

Юрий ШАФРАНИК

**НЕФТЯНАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
В СИСТЕМЕ
НАЦИОНАЛЬНОЙ**

ЭКОНОМИКИ И ГЕОПОЛИТИКИ

РОССИИ



МОСКВА,
2004,
НТ

Ю. ШАФРАНИК

**НЕФТЯНАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
В СИСТЕМЕ
НАЦИОНАЛЬНОЙ
ЭКОНОМИКИ И ГЕОПОЛИТИКИ
РОССИИ**

МОСКВА,
2004,
ИТ

УДК [662.323+665.6/.7]:338(470+571)
ББК 65.304.13(2Рос)
ШЗ0

ШЗ0 **Шафраник Ю.К.**
Нефтяная промышленность в системе национальной
экономики и геополитики России. – М., 2004. – 272 с., ил.

ISBN 5-901328-11-6

О нефти, о её роли в экономике России вчера, сегодня и в предстоящие десятилетия, о том, как влияют на эту роль система недропользования и научно-технический прогресс, о месте государства в развитии нефтяной отрасли и о том, как эта отрасль влияет на экономическую и энергетическую безопасность страны, и пойдёт речь в книге председателя Совета Союза нефтегазопромышленников России, Министра топлива и энергетики РФ (1993-1996 гг.)

УДК [662.323+665.6/.7]:338(470+571)
ББК 65.304.13(2Рос)

ISBN 5-901328-11-6

© Шафраник Ю.К., 2004
© Оформление Издательский дом НП, 2004

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В СИСТЕМЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ И ГЕОПОЛИТИКИ РОССИИ

Введение	5
Глава 1. Экономика России и ее нефтегазовый комплекс в годы реформ	11
1.1. Экономика и ТЭК – основные вехи преобразований	12
1.2. Проблемы ТЭК – проблемы экономики	32
Глава 2. Нефтяная отрасль в системе национальной экономики России	47
2.1. Нефтяная промышленность – фактор обеспечения экономической и энергетической безопасности России в переходный период	48
2.2. Нефтяная промышленность Западной Сибири – основа ТЭК России в годы реформ	65
Глава 3. Совершенствование недропользования как основной инструмент рационализации разработки углеводородных ресурсов	83
3.1. Закономерности становления и развития системы недропользования в реформируемой России	84
3.2. Проблемы совершенствования сложившейся системы недропользования	93

3.3. Эффективное государственное регулирование нефтегазовой промышленности на региональном уровне – основа энергетической безопасности страны и стабильного развития отрасли	99
Глава 4. Влияние научно-технического прогресса на развитие нефтяной промышленности	127
4.1. НТП в нефтяной промышленности как фактор снижения издержек и повышения экономической эффективности	128
4.2. НТП как фактор расширения ресурсной базы отрасли	139
4.3. Методы увеличения нефтеотдачи как фактор роста производства и рационального недропользования	154
Глава 5. Прогнозы и перспективы развития нефтяного комплекса России	173
5.1. Нефть России в системе геополитических координат	174
5.2. Прогнозы развития нефтяной промышленности России	189
5.3. Анализ возможных сценариев развития нефтяной промышленности Западной Сибири на перспективу	208
Заключение	217
Приложения	227
Библиография	241

ВВЕДЕНИЕ

Что значит нефтяная отрасль для экономики России? Об этом уже много сказано и написано. Однако споры не утихают. О чем это говорит? В значительной мере о том, что роль и значение нефтегазового фактора в развитии нашей страны так до конца и не определены, не оценены, а может быть, и не поняты.

Энергетика в российской экономике всегда играла большую, если не ключевую, роль. Уместно напомнить о двух грандиозных проектах, результаты которых и сегодня составляют основу народного хозяйства России. В 20-е годы XX века реформу экономики в нашей стране начали с реализации плана ГОЭЛРО. Во второй половине прошлого века был создан Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс.

Этот, в свое время самый крупный в мире, проект и сегодня дает возможность проводить экономические реформы. В 70-е и 80-е годы XX века страна получила возможность зарабатывать нефтедоллары, получила дополнительный ресурс развития. Это всем хорошо известно, однако следует напомнить некоторые цифры. В 1988 году Россия добывала 570 млн. тонн нефти, в 2003 году – 421 млн. тонн. Уровень добычи несколько снизился. Однако если вспомнить о том, что в середине 90-х был зафиксирован спад до 305 млн. тонн, то можно констатировать – сегодня мы переживаем стадию роста.

Экспортные поставки нефти составляли основу валютных поступлений в Советском Союзе. Но если в 1988 году на экспорт шло 130-132 млн. тонн нефти, то в 2003 г. – более 310 млн. тонн (вместе с нефтепродуктами). По этому показателю налицо двукратный рост по сравнению с советскими временами. Да и цены на нефть сегодня другие. В последние три года средняя цена не опускается ниже \$25 за бар-

рель, тогда как в течение длительного времени средняя цена держалась на уровне около \$18 за баррель.

Огромные финансовые поступления последних трех-четырех лет явились мощным стабилизирующим фактором для отечественной экономики и показателем того, что значит нефтяная отрасль для России.

Но есть и обратная сторона медали: роль и влияние нефтегазового фактора стали чрезмерно велики. Об этом сказано и написано предостаточно. Подчеркну лишь, что для такой страны, как Россия, зависимость от одного, в данном случае нефтегазового, фактора непозволительна и очень опасна.

За последние годы положительное сальдо внешнеторгового баланса за счет продукции ТЭК по сравнению с 1999 годом возросло почти на 30%. Это значит, что за последние годы зависимость нашей экономики от нефтегазового фактора еще больше усилилась.

Можно и дальше продолжать идти этим путем. Еще больше добывать нефти и газа, в еще больших объемах экспортировать углеводородные ресурсы, а полученные доходы делить и проедать. За счет такой политики даже можно добиться удвоения ВВП – задачи, поставленной Президентом России. Но это – путь в никуда: невозобновляемые ресурсы иссякнут, ничего нового в российской экономике мы не создадим, и наступит обвал, по сравнению с которым дефолт 1998 года будет казаться благом.

Есть принципиально иной путь, иной вектор развития российской экономики – максимальное использование благоприятной ценовой конъюнктуры на углеводородное сырье для подъема отраслей экономики. Другими словами, **жить не за счет сырьевого фактора, а активно развиваться, используя сырьевой фактор.**

Безусловно, этот масштабный поворот российской экономики невозможен без активного и непосредственного участия государства.

Сегодня темпы экономического развития России действительно имеют положительную динамику. Однако более детальный анализ ситуации показывает, что рост показателей макроэкономики – это пока только восстановление показате-

лей российской экономики образца 1990 года. Мы пока не двинулись вперед, мы только догоняем самих себя.

Многokrатно убеждался, что абсолютные цифры и показатели, даже при их внешнем благополучии, мало что говорят о реальных процессах и реальных тенденциях. Один из таких показателей – объем внешних инвестиций в российскую экономику. Он тоже растет год от года. Но прямые инвестиции в новые проекты составляют 15-20% от общего объема. Остальное – продажа и перепродажа собственности, структурные изменения и т.п., когда деньги перемещаются и засчитываются как капиталовложения, но равным счетом не создают ничего нового.

Поэтому **первостепенная задача, способная реально и существенно оживить российскую экономику, большинство ее отраслей – новые серьезные пусковые нефтегазовые проекты.**

Новые проекты – организующая роль государства – инвестиции – развитие территории: именно за такой схемой, за таким вектором движения, по моему глубокому убеждению, будущий рост и развитие экономики России, увеличение ВВП и повышение уровня жизни населения.

Измерить эффективность нефтегазового комплекса России непросто (одни показатели "выпали" почему-то из государственной статистики, другие, например оценка стоимости основных производственных активов нефтегазовых компаний с использованием "коэффициентов удорожания", вообще непригодны для анализа). Но есть ряд весьма существенных "частных" показателей, по которым специалист безошибочно установит, в каком направлении развиваются процессы в нефтегазовом хозяйстве. Это показатели конечного извлечения нефти (природного газа), глубины переработки нефти, показатели дебита эксплуатационных скважин, воспроизводственной стоимости новых скважин и некоторые другие. Так вот: все реально значимые показатели развития нефтегазового комплекса России имеют отрицательную динамику. Другими словами, добыча каждой новой тонны нефти и каждого дополнительного кубометра природного газа обходится все дороже. Следовательно, эффективность всех этапов производства в нефтегазовой отрасли России – от ге-

ологоразведки до переработки – неуклонно падает, и никакие реформы, затеянные еще в середине 80-х годов, ничего здесь не изменили.

Нефть и газ – доминирующие энергоносители нашей исторической эпохи. Углеводороды стали энергетическим базисом индустриального развития во второй половине XX века и, учитывая состояние мирового энергобаланса, сохранят свое преобладающее значение по крайней мере до середины XXI столетия. В России география добычи и транспортировки углеводородного сырья определила характер нефтегазового комплекса как естественной монополии. Это означает, что эффективность системы нефтегазоснабжения имеет некоммерческую основу и не может измеряться только показателями прибыли. Отойти от коммерческих оценок текущего характера, уметь мыслить за рамками конъюнктуры рынка порой нелегко, но для нефтегазовой сферы – абсолютно необходимо. Это необходимо и для тех, кто занят в сложном, весьма рискованном нефтегазовом бизнесе (собственники, недропользователи, управленцы, технические специалисты, рабочие), и для общества в целом. Общество лишь до определенной поры могло не замечать, как развивается опасная для нефтегазоснабжения болезнь, но сегодня оно, кажется, сознает, что эта болезнь в состоянии убить организм.

И компании, и государство, при видимом различии линий их поведения, руководствуются сегодня одним определяющим мотивом в подходе к задачам нефтегазового комплекса – обеспечить краткосрочную выгоду и достичь максимального результата не в стратегической перспективе, а в текущий период времени. Нефтегазовые компании, как правило, рвутся максимизировать прибыль “здесь и сейчас”, “выбить” максимальное количество лицензий на право пользования недрами, обеспечить сверхинтенсивную эксплуатацию ранее введенных месторождений и объектов, сосредоточиться на реализации краткосрочных проектов, с быстрой отдачей. Государство, со своей стороны, хочет максимизировать налоговые платежи в бюджеты разных уровней, сохраняет неясность в распределении полномочий между различными ведомствами, регулирующими нефтегазовый комплекс (стимулирует “межведомственную конкуренцию”), затягива-

ет дебаты по поводу пресловутых “двух ключей” (приоритетности, или паритетности, прав федерального центра и регионов в сфере недропользования).

При этом государство, связывающее себя исключительно нуждами текущего момента, может, конечно, исходить из значительного объема социально-экономических обязательств перед обществом и остроты социальной ситуации, нефтегазовые компании могут исходить из частой сменяемости “правил игры” (прежде всего, в налоговой сфере), но это не меняет общей природы их мотиваций. Даровой характер колоссальных нефтегазовых активов, полученных группами лиц в период приватизации, аукционов и конкурсов на право пользования ресурсами (разведанных, как известно, за счет государственного бюджета), с одной стороны, и фактическое стимулирование “коммерческой” конкуренции государственных ведомств, отвечающих за регулирование нефтегазового комплекса, – с другой, в определенной точке смыкаются и образуют одну, причем весьма специфическую, общественно-экономическую систему.

Порочность этой “системы”, ориентированной исключительно на текущий результат, видна невооруженным взглядом. На государственном уровне система консервирует и усиливает самые примитивные формы сырьевой направленности экономики, на уровне нефтегазового комплекса – вызывает катастрофическое старение производственного аппарата, закрывает перспективу прямых иностранных инвестиций в отрасль, ведет к стагнации отечественного научно-технического потенциала нефтегазового сектора, к полной потере российскими газовиками и нефтяниками конкурентоспособности на внешних рынках в средне- и долгосрочной перспективе.

Противостоять этим опасным тенденциям может только одно – опережающее применение в нефтегазовом комплексе передовых научно-технических и организационно-экономических достижений и новшеств. Мы же на сегодняшний день имеем в этой области:

- отсутствие не только приоритетов государственной научно-технической политики, но и политики как таковой;
- разрыв существовавшей прежде связи “наука – машиностроение – нефтегазовый сектор”;

- "примитивизацию" технического уровня отечественных машин и оборудования для нефтегазовой промышленности;
- увеличение поставок иностранного наукоемкого оборудования (даже там, где еще недавно имелось конкурентоспособное российское оборудование);
- экспансию иностранных сервисных и инжиниринговых компаний;
- ухудшение качества образования и подготовки отечественных специалистов.

В существующей ныне модели функционирования нефтегазового комплекса российские природные ресурсы и российский сырьевой капитал работают на развитие иностранных технологий, производство иностранного оборудования и оплату иностранных специалистов.)

В чем же дело? Возможно ли разорвать порочный круг, который без малого двадцать лет все теснее сжимает российский нефтегазовый комплекс, обеспечивающий и наполнение бюджета Российского государства, и функционирование экономики, и жизнедеятельность десятков миллионов людей? Обо всем этом, о нефти, о её роли в экономике России вчера, сегодня и в предстоящие десятилетия, о том, как влияют на эту роль система недропользования и научно-технический прогресс, о месте государства в развитии нефтяной отрасли и о том, как эта отрасль влияет на экономическую и энергетическую безопасность страны, и пойдёт речь в данной книге.

Глава 1

ЭКОНОМИКА РОССИИ И ЕЕ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС В ГОДЫ РЕФОРМ

1.1. Экономика и ТЭК –
основные вехи преобразований

1.2. Проблемы ТЭК –
проблемы экономики

1.1. Экономика и ТЭК – основные вехи преобразований

Одним из ведущих факторов экономического развития во второй половине XX века стала нефть. Этот тезис одинаково справедлив и для мировой экономики, и для отдельных государств: развитых и развивающихся, капиталистических и социалистических, больших и малых.

Справедлив он и для нашего государства – и Советского Союза, и России (Российской Федерации).

Подобная роль сохранится за нефтью, по оценкам отечественных и зарубежных специалистов, и на ближайшие десятилетия [см., напр. 1-7].

В России добыча и переработка нефти относится к числу важнейших процессов жизнеобеспечения общества – от простого энергоснабжения до генерации платежеспособного спроса на товары и услуги других отраслей экономики, определяя и основные макроэкономические показатели развития страны, и её экономическую и энергетическую безопасность.

В свою очередь, сложившиеся в отрасли тенденции, накопившиеся и вновь возникающие проблемы, несут на себе отпечаток процессов и событий, происходящих на макроэкономическом уровне. Институциональные преобразования, формирование спроса на рынке жидкого топлива и его конъюнктура в целом, развитие инвестиционного цикла в отрасли испытывают на себе мощное влияние соответствующих процессов в экономике.

В этой связи необходимо сказать, что за возвращение на рыночные начала страна заплатила огромную цену. На рубеж тысячелетий Россия вышла с ослабленной государственной властью, разбалансированной, высоко затратной и технологически устаревшей экономикой, неблагоприятным деловым и инвестиционным климатом, целым комплексом трудноразрешимых проблем социального характера, с огромной дифференциацией доходов населения, при

которой основная его часть располагает крайне низкими реальными средствами к существованию, а около 30% находятся за чертой бедности. За 90-е годы страна по уровню социально-экономического развития оказалась отброшенной на десятилетия назад, а по ряду показателей – в дореволюционный период. Как отмечают некоторые экономисты, никогда за обозримый период, даже после разрушений от фашистской оккупации, не наблюдалось столь продолжительного снижения уровня производства почти во всех отраслях отечественной экономики [8]. Таковой оказалась плата за годы реформ, годы становления нового Российского государства и коренного реформирования его экономики.

Анализ функционирования экономики России в переходный период позволяет выделить в её эволюции следующие основные этапы:

- Начало 90-х годов (до первой половины 1995 г.) – резкий экономический спад и стремительное нарастание социально-экономического кризиса;
- Вторая половина 1995-1996 гг. – замедление спада, первые признаки относительной стабилизации;
- 1997 – первая половина 1998 г. – перелом тенденции;
- август – декабрь 1998 г. – дефолт и поиски выхода из кризиса;
- 1999 – 2002 гг. – новый этап стабилизации и закрепление положительных тенденций в экономике.

За годы **первых двух этапов** коренным образом изменилась сама экономическая система страны. В результате разгосударствления и приватизации средств производства стало активно развиваться предпринимательство, в том числе малое, экономика страны стала многоукладной. Сформировались рынок сбыта производимой продукции, фондовый рынок, другие рыночные институты. В определенной мере оптимизировалась структура ВВП за счет увеличения в ней доли сектора услуг.

Однако эти позитивные изменения проходили на фоне глубокого системного кризиса, охватившего не только экономику, но и все российское общество.

С распадом экономики Советского Союза, функционировавшей как единый хозяйственный механизм, на отдельные составляющие во всех новых суверенных государствах, в том числе и в России, оказались нарушенными сложившиеся хозяйственные связи и важ-

нейшие пропорции между основными секторами экономики. Естественно, что этот дисбаланс самым губительным образом сказался на всех воспроизводственных процессах.

Уже по итогам 1993 г. объём производства ВВП в стране по сравнению с 1990 г. сократился более чем на 26%. В 1994 г. он упал ещё на 12,7%, а в 1996 г. объём производства ВВП в стране составлял всего 60% от уровня 1990 г. [9, 34, стр.644].

Производство промышленной продукции составило в 1993 г. всего 66% от уровня 1990 г. В 1994 г. её производство сократилось ещё на 20,9%, а в 1996 г. составило всего 47% от объёма 1990 г. Число убыточных предприятий, в целом по экономике страны составлявшее ещё в 1992 г. всего 1,5% от их общей численности, достигло 14% в 1993 г. и 50,65 в 1996 г. (в промышленности, соответственно, 7,2%, 7,8 и 43,5%) [9].

В начале 90-х годов в связи с распадом СССР и общеэкономическим кризисом в России негативные трансформации произошли и в отраслях ТЭК. Уже в 1993 г. по сравнению с достигнутыми максимальными уровнями добыча нефти составила 61%, угля – 72%, газа – 96%, производство электроэнергии – 88%. В целом производство первичных энергоресурсов составило в 1993 г. 82% уровня 1990 г., а их внутрисоюзское потребление – 89% при уменьшении ВВП страны до 74% [34]*.

Меньшие темпы снижения спроса на топливо и энергию по сравнению с динамикой производства были связаны со стабильностью и даже некоторым темпам роста энергопотребления в коммунально-бытовом и сельскохозяйственном секторах национальной экономики, с увеличением удельного энергопотребления в промышленности из-за недогрузки производственных мощностей и с относительно более медленным падением производства в энергоёмких отраслях промышленности. Всё это увеличило и без того высокую энергоёмкость ВВП в 1993 г. по сравнению с 1990 г. ещё более чем в 1,4 раза [35].

В условиях развала финансовой системы и потери контроля со стороны государства за денежным обращением, инфляцией, спровоцированной либерализацией цен, и ставшей доминирую-

* Интересно отметить, что в 1995 г. объём производства ВВП России по сравнению с 1990 г. оценивался в 63% [35]. Последующая переоценка вклада в производство ВВП «тепловой экономики» увеличила этот показатель, как было отмечено выше, до 74%. Однако подобная переоценка не меняет принципиальных выводов о том, что падение производства и потребления топливно-энергетических ресурсов шло медленнее, чем спад производства ВВП и промышленной продукции.

щим фактором как экономических процессов, так и повседневной жизни населения страны, произошла глубокая трансформация производственной структуры российской экономики: переориентация на преимущественное развитие сырьевых отраслей в целях экспорта их продукции и вытеснение с внутреннего рынка отечественных продуктов питания, товаров повседневного спроса и предметов первой необходимости с их замещением импортом, что крайне негативно сказалось на положении сельского хозяйства и легкой промышленности. В результате в 1996 г. объём производства продукции последней составил лишь 13,4% от уровня 1990 г., тогда как производства продукции отраслей ТЭК – 66,1% [8].

За годы первых двух этапов существенно изменилась и сама структура производства ВВП: удельный вес в ней производства товаров снизился с 59,8% в 1991 г. до 41,6% в 1996 г., тогда как доля производства услуг выросла, соответственно, с 36,5 до 49,9% [34, стр.280]. При этом доля валовой добавленной стоимости промышленности в производстве ВВП сократилась с 37,6% в 1991 г. до 29,6% в 1996 г. (рассчитано по данным [34, стр.282-290]). Изменилась структура ВВП и по видам первичных доходов (в текущих ценах): валовая прибыль экономики и валовые смешанные доходы увеличились с 39% в 1990 г. до 43% в 1995 г., скрытая оплата труда, не имевшая места в 1990 г., составила 10% в 1995 г., а официальная оплата труда снизилась, соответственно, с 49% до 35%. При этом доля чистых налогов на производство и импорт осталась неизменной – 12% [34, стр.297].

Вызванный непродуманными действиями платежный кризис и неспособность государства обеспечить нормальное поступление налогов подорвали доходную базу бюджета, на долгие годы обусловили его дефицит. Так, дефицит консолидированного дохода Российской Федерации достиг в 1996 г. 4,7% к ВВП (1990 г. – 1,3%) [34, стр.37].

Курс на демонетизацию экономики, ее долларизацию, а также бегство капитала из России породили неплатежи, денежные суррогаты и бартер, которые стали основой во многом криминальной экономики натурального обмена и доминантой всей экономической жизни страны [10, 11]. Достаточно сказать, что на конец 1996 г. денежная масса M2 (по методологии расчёта, принятой Банком России в 1996 г.) составила всего 13,8% от объё-

ма ВВП, тогда как, например, в Японии этот показатель в тот период составлял свыше 80%, а в США – около 110% (см. подробнее в [11]).

Резко снизился уровень жизни населения (за 1990-1996 годы – более чем в три раза), стремительно нарастало расслоение общества на бедных и богатых. Возникли серьезные нарушения в глубинных мотивационных механизмах производительной деятельности, разорвалась связь между добросовестным трудом, его квалификацией и общественной значимостью, с одной стороны, и величиной зарплаты, уровнем благосостояния и общественным статусом – с другой.

К началу 1997 г. массовые неплатежи достигли, по экспертным оценкам, 170% годового ВВП страны. Неплатежи фактически стали реальным финансовым инструментом деятельности большинства предприятий. Опережающий рост стоимости услуг естественных монополистов (к которым относится электроэнергетика и газовая отрасль) определил и выбор: одним из финансовых источников для потребителей стало бесплатное пользование энергоресурсами [10,11]. Так, по данным Минтопэнерго РФ, дебиторская задолженность топливно-энергетическому комплексу только за 1996 г. выросла в два раза, а за 1997 г. – ещё на 27%. В целом на середину 1997 г. на предприятия РАО "ЕЭС России" и "Газпром" приходилось 78% всей суммы дебиторской задолженности отраслей ТЭК.

Таким образом, реформы первой половины 90-х годов сформировали в стране принципиально новую экономическую систему, сочетающую, с одной стороны, элементы, характерные именно для рыночной экономики, а с другой – для экономики командно-административной или плановой системы.

Анализируя этот период, президент НК "ЛУКОЙЛ" В.Ю.Алекперов отмечает:

1. В проводимой в России экономической политике оказалось слишком мало рационального государственного регулирования. Поэтому основные процессы реформирования – формирование рынков денег, товаров, рабочей силы, приватизация и др. – получили искаженным.

2. Ограничение денежной массы было чрезмерным. Это привело к росту неработающих и плохо работающих предприятий и чудовищному спаду производства. При этих условиях драконовские меры по сбору налогов не только ничего не дают, но и, наоборот,

убивают остающуюся жизнеспособную часть реальной экономики.

3. Ошибочная экономическая политика привела к раздельному существованию финансового сектора и реальной экономики. В первом преобладала спекулятивная игра с доходностью в сотни процентов, а вторая задыхается, лишенная денежных ресурсов [72].

В этих специфически переходных условиях успешная деятельность предприятий – субъектов экономики зависела, прежде всего, как отмечает П.И.Родионов, от следующих факторов:

- наличия рынков сбыта производимой продукции (внутреннего или внешнего);

- наличия источников финансирования производства – за счёт собственных финансовых ресурсов, инвестирования со стороны партнёров, в том числе зарубежных, или с помощью банковских кредитов, так как возможности использования бюджетных финансовых ресурсов резко сократились, а в ряде случаев были сведены к нулю;

- умения использовать в расчётах с другими предприятиями денежных суррогатов (внефинансовых источников) в виде бартера, взаимозачётов и т.д. [11].

В 1997 г. в динамике ВВП произошел перелом – замедление спада сменилось стабилизацией, а затем и началом роста. В итоге ВВП в 1997 г. по сравнению с 1996 г. увеличился на 0,9%, (в 1996 г. уменьшился на 3,5%), и составил 59,7% от ВВП 1990 г. (в сопоставимых ценах) [9].

Производство промышленной продукции выросло в 1997 г. на 1,9% (в 1996 г. – спад на 4% по сравнению с предыдущим годом) и составило 48% от уровня 1990 г. [9,34].

Тенденция роста ВВП и промышленного производства сохранялась и в первые месяцы 1998 г., затухая к середине года. Но уже **в августе разразился острейший кризис**. Накопленная масса нерешенных проблем и отложенных действий достигла такой величины, что без существенной корректировки всего экономического курса вероятность нового периода резкого обвала неизмеримо возросла. Как в свое время отмечал А.М. Мастепанов [12], требовались незамедлительные меры по изменению существующих хозяйственных механизмов, действующих налоговых, ценовых и других макроэкономических институциональных условий функционирования национального хозяйства России.

Причины августовского кризиса в настоящее время достаточно подробно рассмотрены в работах целого ряда видных учёных

и специалистов, и в этой книге нет необходимости их повторять. И всё же одну из этих причин хотелось бы выделить особо, так как это сделал уже упоминавшийся выше В.Ю.Алекперов: помимо ошибочного увлечения монетаристскими методами, причиной кризиса реальной экономики в России является слабость власти, которая сплошь и рядом ограничивается запоздалыми полумерами [72].

После августа 1998 г. экономическое и социальное положение в стране стало гораздо хуже. Резко снизился уровень жизни населения и сократился платёжеспособный спрос, страна фактически лишилась финансово-кредитной и платёжно-расчётной системы. В результате дефолта Россия потеряла доверие к себе со стороны международных финансовых организаций и многих зарубежных партнёров, а в самой стране утратилось последнее доверие к государству со стороны населения. Такой оказалась плата за вытеснение государства из сферы экономики, за его уход на своеобразные каникулы, о чём предупреждали многие экономисты более чем за год до этих событий [см., напр., 12, 13].

В целом за 1998 г. производство ВВП в стране сократилось, по оценкам Госкомстата России, сделанным в разные годы, на 4,6 – 4,9% по сравнению с прошлым годом и достигло самого низкого в 90-е годы уровня – 58% от объёма ВВП 1990 г. Производство промышленной продукции упало по сравнению с предыдущим годом на 5,2%, инвестиции в основной капитал – на 12%, среднемесячная реальная заработная плата (с учётом индекса потребительских цен) – на 13%. Число официально зарегистрированных безработных за год увеличилось на 10% [9,34].

Отсутствие чётко выраженной стратегической линии, размытость целей и приоритетов внутренней и внешней политики нанесли серьёзный ущерб экономической и энергетической безопасности страны, но не остановили социально-экономического развития.

Попытки правительства страны решить наиболее острые и неотложные проблемы в 1999 г. увенчались успехом. Уже в первом полугодии появились объективные признаки того, что наиболее острая фаза системного кризиса, обусловленная событиями "августа – 98", пройдена и в экономике страны созданы предпосылки для оживления реального сектора и его главного звена – промышленности, для позитивных перемен на потребительском рынке и пор-

мализации положения в финансово-бюджетной сфере. В целом за год производство ВВП в России выросло на 3,2% к уровню 1998 г. и составило 4545,5 млрд. руб., производство промышленной продукции увеличилось на 8-11%, инвестиции в основной капитал – на 5% [9,10, 34].

Таким образом, предпоследний год второго тысячелетия – **1999 г. – стал переломным в новейшей экономической истории государства.** Следующий, 2000 г. останется в памяти первым годом внушительного экономического роста: валовой внутренний продукт (ВВП) возрос на 7,7%¹, промышленное производство увеличилось на 9,0 %, сельскохозяйственное – на 5 %. Реальные доходы населения выросли на 9,2 %, прирост инвестиций в основной капитал достиг 17,4 %.

Экономический рост продолжался и в последующие годы.

Однако 2000 г. стал одновременно, по мнению многих специалистов и аналитиков, и годом упущенных выгод. Именно в этом году еще раз (хотя и с противоположным знаком) со всей очевидностью проявилась зависимость России от конъюнктуры мировых энергетических рынков и динамики мировых цен на нефть. Именно в 2000 г., несмотря на значительный прирост добычи нефти и угля под воздействием небывало выгодных для России цен на энергоресурсы, рухнула энергетика Приморья и страна вплотную подошла к системному энергетическому кризису.

И для федерального центра, и для регионов еще и еще раз встает задача – всесторонне проанализировать достигнутое и потерянное, зафиксировать базу и твердо наметить меры, обеспечивающие поступательное развитие и России в целом, и каждого ее региона [14].

Условия для подобного развития есть. Автор разделяет точку зрения специалистов, считающих, что страна все еще обладает значительным потенциалом ускоренного роста [15]. Сохранившийся интеллектуальный капитал, созданные основы рыночных институтов, богатые и разнообразные природные ресурсы, основные элементы производственной и коммуникационной инфраструктуры, накопленные финансовые сбережения – все эти факторы создают благоприятные предпосылки для обновления России. ~

¹ По данным Госкомстата России – 2001 г. В последующем произошли переосенки роста ВВП и других базовых показателей в сторону их повышения: ВВП – 8,3%, а затем и 9%, промышленной продукции – 10,1,9%, сельскохозяйственной продукции – 7,7% и т.д.

В то же время позитивные тенденции в социально-экономическом развитии России еще не приобрели фундаментального, устойчивого характера, так как в значительной степени базировались на благоприятной внешнеэкономической конъюнктуре (прежде всего – высоких ценах на нефть и другие энергоресурсы) и продолжавшемся эффекте девальвации рубля, который к середине 2002 г. практически сошел на нет. Кроме того, как считает академик В.В. Ивантер, важную роль в этом процессе сыграло то, что правительство фактически "заморозило" цены на продукцию и услуги естественных монополий, а население "согласилось" работать за более низкую зарплату [16]. Свою роль сыграл и значительный приток доходов от экспорта, оказывающий стимулирующее воздействие на внутренний спрос (как инвестиционный, так и потребительский).

Высокие темпы экономического роста 1999-2001 гг. были достигнуты прежде всего за счёт загрузки простаивающих мощностей. Отечественные производители, получив в результате девальвации рубля конкурентные преимущества, смогли быстро увеличить объёмы выпуска без существенной модернизации производства и повышения качества продукции [17]. Однако, как уже было отмечено выше, эффект девальвации рубля был недолгим.

Стимулирование спроса за счёт высоких экспортных цен на сырьевые товары продолжает действовать, но зависит от мировой конъюнктуры и не может обеспечить устойчивого роста. Уровень развитости рынков и инфраструктуры также не способен обеспечить дальнейшее динамичное развитие экономики. Резервы загрузки производственных мощностей практически использованы [17].

Во времени эти процессы совпали с общими закономерностями эволюции постсоциалистической экономики, прохождением ею так называемой стадии "восстановительного роста" [18], что придало им особый динамизм. В то же время относительная исчерпанность источников "восстановительного роста" и невозможность за их счёт обеспечить устойчивое экономическое развитие с новой силой ставят вопрос о необходимости глубоких экономических преобразований, которые не должны прерываться ни в годы кризиса, ни в период роста.

Не рассматривая всего комплекса этих проблем, поскольку это является предметом самостоятельных исследований, отметим лишь, что, в частности, фактически не была решена проблема рационализации структуры использования ВВП, без чего устойчивое развитие в принципе невозможно. В 1991-1998 гг. происходи-

ли сокращение доли реальных накоплений и увеличение доли конечного потребления в валовом внутреннем продукте. В 1998 г. доля конечного потребления составила 76,6% валового внутреннего продукта, в 1999 г. – 68,8% (в 1991 г. – 61%). В 2000 г. доля конечного потребления в ВВП снизилась до 61,6%, в 2001 г. составила 65,2% [34, стр.36]. Правда, валовое накопление основного капитала изменилось менее значительно: с 1/3 в 1990 г. оно сократилось до 21,2% в 1996 г. и до 17,7% в 1998 г.. В 1999 г. доля валового накопления основного капитала в ВВП упала до самой низкой точки – 14,3 %, а в последующие годы начала понемногу возрастать: до 15,7% в 2000 г. и до 17,8% в 2001 г.[34]. Таким образом, и эта проблема по-прежнему до конца не решена.

До 1999 г. кризис неплатежей оставался основной доминантой экономической жизни России, практически парализовав инвестиционную деятельность и расширенное воспроизводство как таковое. Особенно неплатежи сказались на работе электроэнергетики и газовой промышленности. В 2000 г. положение с платежами несколько улучшилось, однако на конец декабря 2000 г. кредиторская задолженность все еще составляла 3515 млрд. руб., в том числе просроченная – 1572 млрд. руб., а дебиторская – 2451 млрд. руб., в том числе просроченная – 916 млрд. руб.[10].

Как уже было отмечено выше, в 1999 г. начался промышленный рост. В том году промышленностью России было произведено продукции на 2995 млрд. руб., что составило 108,1% от уровня производства 1998 г. и 51% от уровня 1990 г. (в сопоставимых ценах). В 2000 г. рост промышленного производства составил 9,0%, (или 11,9%, по уточненным данным), однако уже в 2001 г. сократился до 4,9%, а в 2002 г. – до 3,7% (как и прогнозировало ещё в феврале того года Министерство экономического развития и торговли РФ – 3-4%) [19].

Благодаря жесткой бюджетной и предсказуемой кредитно-денежной политике, проводимой правительством страны в 1999-2001 гг., и сдерживанию роста цен (тарифов) на продукцию (услуги) естественных монополий девальвация рубля не привела к раскручиванию инфляционной спирали и временно повысила конкурентоспособность российской продукции как на внешнем, так и на внутреннем рынке.

Однако ухудшение внешнеэкономической конъюнктуры (а на наш взгляд, именно она – основной фактор экономического роста в нашей

стране, а не сдерживание цен на продукцию естественных монополий или согласие/несогласие населения работать за более низкую зарплату) приводит к снижению (падению) основных макроэкономических показателей России. Так, в 2002 г. темп прироста ВВП составил 4,3% против 5,0% в 2001 г. и 9,0% в 2000 г. Таким образом, налицо ослабление тенденции к росту российской экономики, доминировавшей в предыдущие четыре года, за которые ВВП увеличился на 26%, а промышленное производство выросло более чем на 37%.*

При этом – и это официально признается правительством [17] – уровень экономического развития России остается недопустимо низким. ВВП на душу населения составляет немногим более 7600 долларов США по паритету покупательной способности и менее 2500 долларов по текущему обменному курсу [20], что в несколько раз ниже показателей не только развитых, но и значительной части развивающихся стран. Результат – низкое качество жизни и недопустимо высокий уровень бедности.

Проведенный нами анализ [14] подтверждает вывод чл.-корр. РАН А. Дынкина, что недостатки российской экономики носят не случайный, а встроенный, системный характер и для их преодоления нужна реструктуризация всей экономической деятельности государства [21].

Все отмеченные процессы и тенденции нашли свое отражение и в развитии топливно-энергетического комплекса, который является важнейшей составной частью национальной экономики страны. Он обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства, консолидацию субъектов Российской Федерации, вносит решающий вклад в формирование основных финансово-экономических показателей страны. За годы реформ его роль в обеспечении жизнедеятельности общества еще более возросла. Результаты деятельности ТЭК крайне важны для формирования платежного баланса, поддержания курса рубля, организации международного экономического сотрудничества.

Топливо-энергетический комплекс страны представляет собой взаимосвязанную совокупность нефтяной, газовой, угольной отраслей промышленности, опирающихся на мощную минерально-сырьевую базу и электроэнергетику, и специализированные системы магистрального транспорта энергоносителей.

* В 2003 г. под воздействием небывало высоких мировых цен на нефть прирост ВВП составил 7,3%, что лишь подтверждает наш вывод о чрезвычайной зависимости российской экономики от внешнеэкономического фактора.

Взаимосвязь отраслей комплекса находит свое отражение в топливно-энергетическом балансе страны и ее регионов, в конкурентоспособности энергетического рынка и в совокупном влиянии их на экономику России.

Важнейшим фактором, предопределяющим состояние и перспективы развития ТЭК, являются требования, предъявляемые к нему экономикой страны. Как отмечает А.М.Мастепанов [10], в общей системе экономики России требования к ТЭК определяются рыночным внутренним и экспортным спросом на топливно-энергетические ресурсы, конкурентоспособностью различных видов энергетической продукции на региональных внутрисубъектных и внешних энергетических рынках и экономической эффективностью функционирования отраслей комплекса. Добавим, что в конкретных условиях России в пореформенный период не меньшим по значимости является требование к ТЭК в части поставок денежных (прежде всего – валютных) ресурсов.

В условиях экономического кризиса ТЭК и особенно его нефтегазовый сектор стал одним из наиболее стабильных секторов экономики страны. Более того, в годы реформ ТЭК стал своеобразным донором, обеспечивающим, по большому счету, ценой собственного обескровливания переход России к формированию рыночных отношений: через массовые неплатежи за отгруженную продукцию его акционерные общества и компании длительное время фактически дотировали другие сферы экономики на сотни и сотни миллионов долларов ежегодно [22].

За годы реформ подавляющее большинство предприятий комплекса прошло сложный путь разгосударствления, акционирования и приватизации. В общей сложности в России было акционировано и приватизировано свыше 2700 предприятий энергетического сектора (95% от всего их количества), на которых занято более двух миллионов человек [10]. Это повысило хозяйственную самостоятельность и конкурентоспособность предприятий ТЭК. Однако незавершенность формирования в стране рыночных механизмов при отсутствии адекватных мер государственного контроля не позволила обеспечить необходимое повышение эффективности функционирования производственных структур ТЭК.

На конец 2000 г. в ТЭК России насчитывалось около 2,4 тыс. приватизированных предприятий – изменение их количества, как отмечается в [10], является результатом проводимой работы по их

реорганизации, созданию новых акционерных обществ и компаний путем слияния существующих, а также ликвидации убыточных или разорившихся структур.

В государственном секторе в 2003 г. оставалось около 150 предприятий. В основном это топливоснабжающие предприятия, которые выполняют важнейшую функцию по обеспечению топливом населения, школ, больниц, дошкольных учреждений. Государственное управление федеральной собственностью и регулирование деятельности отдельных обществ (компаний) реализуется через участие в их органах управления представителей государства и управление ими через закрепленные в федеральной собственности пакеты акций. Таким образом, **государство сохранило** за собой определенные **рычаги регулирования** деятельности топливно-энергетического комплекса для обеспечения безопасности страны. В собственности государства находятся контрольные пакеты акций в электроэнергетике, в системе транспорта нефти и нефтепродуктов, в ряде угольных и некоторых нефтяных компаниях, блокирующий пакет акций в ОАО "Газпром".

Созданы Федеральная* и региональные энергетические комиссии и другие структуры для регулирования деятельности естественных монополий в ТЭК.

В соответствии с Конституцией Российской Федерации регулированием деятельности предприятий и организаций энергетического сектора занимаются органы государственной законодательной и исполнительной власти на федеральном и региональном (субъекты Российской Федерации) уровнях.

Рассмотрим кратко состояние основных отраслей ТЭК в начале 2000-х гг.

Нефтегазовая промышленность России в отличие от большинства зарубежных стран традиционно состояла из двух самостоятельных отраслей – нефтяной и газовой. Это разделение сохранилось и в ходе реформирования нефтегазовой промышленности, поэтому сегодня в России преобладают чисто нефтяные и чисто газовые акционерные общества и компании. И лишь в самое последнее время, как отмечает А.М.Мастепанов [10], появилась тенденция взаимного проникновения нефтяных и газовых компаний в сферу деятельности друг друга.

* – с апреля 2004 г. – федеральная служба по тарифам.

Лицо нефтяной отрасли России в настоящее время определяют 9 крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний, на которые приходится более 90% всей добычи нефти России (всего в стране к 2000 г. было образовано 15 вертикально-интегрированных компаний, часть из которых в последующие годы подверглась процессам слияния и поглощения). Наряду с ними добычей нефти в стране занимаются свыше 110 (2002 г.) малых и средних нефтяных компаний-недропользователей.

Транспорт нефти по магистральным трубопроводам осуществляется акционерной компанией "Транснефть" (государству принадлежит 100% акций компании). Перекачкой моторных топлив (автомобильного бензина, дизельного топлива и авиационного керосина) по магистральным трубопроводам занимается акционерная компания "Транснефтепродукт" (государству принадлежит 100% акций этой компании).

АК "Транснефть" и АК "Транснефтепродукт" являются естественными монополиями. Их деятельность регулируется государством в лице Федеральной энергетической комиссии.

Крупнейшей газовой компанией в мире является открытое акционерное общество "Газпром" – ОАО "Газпром", в единой технологической структуре которого органически скооперированы 42 дочерних АО и предприятий, разрабатывающих 322 месторождения газа и эксплуатирующих более 150 тыс. км магистральных газопроводов, 24 подземных хранилищ газа и 6 газоперерабатывающих заводов. Наряду с "Газпромом" добычей газа (природного и нефтяного попутного) в настоящее время занимаются две региональные газовые компании ("Норильскгазпром" и "Якутскгазпром"), вертикально-интегрированные нефтяные компании и так называемые "независимые производители газа".

Поскольку транспорт газа отнесен законодательством к сфере естественной монополии, государство последовательно проводит политику регулирования этой сферы. В частности, в 1997 г. утверждены Указом Президента России (№426 от 28.04.97 г.) "Основные положения структурной реформы в сфере естественных монополий", а постановлением правительства (№987 от 07.08.97 г.) – "Программа мер по структурной перестройке, приватизации и усилению контроля в сферах естественных монополий". Этими документами были определены основные направления структурной перестройки электроэнергетики и газовой промышленности на перспективу, приорите-

ты и механизмы их реализации. Однако события "августа-98" надолго отложили реализацию этих планов.

Закупкой, транспортировкой и реализацией сжиженных нефтяных газов занимается государственное предприятие "СГ-Транс".

Строительством газопроводов низкого давления и монтажом газоиспользующего оборудования у потребителей (в первую очередь – в сфере коммунально-бытового хозяйства) занимается открытое акционерное общество "Росгазификация".

В настоящее время в стране разработаны различные варианты схемы реформирования газового сектора в направлении демополизации добычи и сохранения Единой газоснабжающей системы, которые обсуждаются специалистами и политиками.

В угольной промышленности основными субъектами хозяйственной деятельности являются акционерные общества (компании), образованные в порядке преобразования государственных производственных объединений и предприятий. Акционерные общества осуществляют добычу, переработку и сбыт угля, а также, в совокупности с предприятиями рыночной инфраструктуры, аккумулируют необходимые для инвестиций финансовые ресурсы и материально-техническое обеспечение.

Начиная с 1993 г. в отрасли осуществляется широкомасштабная программа рыночных преобразований, известная под названием "реструктуризация угольной промышленности", с повышением экономической эффективности отрасли и планомерной ликвидацией убыточных предприятий, не имеющих экономических перспектив. Подробно эта программа была рассмотрена нами в коллективной монографии "Реструктуризация угольной промышленности. (Теория. Опыт. Программы. Прогноз)" [36]. Основными целями реструктуризации угольной промышленности были провозглашены: формирование конкурентоспособных угольных компаний, обеспечивающих свое самофинансирование в длительной перспективе; создание конкурентного угольного рынка; улучшение условий труда и безопасности работы в угольной промышленности; социальная защита высвобождаемых трудящихся; социально-экономическое и экологическое оздоровление угледобывающих регионов.

Базовым принципом проведения реформ в угольной отрасли было объявлено социальное партнерство всех представительных органов социальных групп, вовлеченных в процесс реструктуриза-

ции. В этих целях в 1993 г. была создана Межведомственная комиссия по социально-экономическим проблемам угледобывающих регионов (МВК), которая включала в себя руководителей федеральных и региональных органов власти, профсоюзов, угольных предпринимателей, местных органов власти шахтерских городов. МВК стала авторитетным органом принятия решений.

Первый этап реструктуризации угольной отрасли охватывал 1994-2000 гг. и имел своей целью формирование экономической, институциональной и правовой основы для эффективного развития предприятий угольной промышленности в условиях рыночной экономики. В результате планомерной ликвидации особо убыточных шахт, выделения из отрасли непрофильных предприятий численность работающих в угольной промышленности сократилась в период с 1993 г. по 2000 г. на 535,5 тыс. чел., в том числе за счет закрытия убыточных шахт – на 143,8 тыс. чел. Позитивными результатами проведенной реструктуризации отрасли следует также считать увеличение удельного веса добычи угля открытым способом и повышение концентрации горных работ на шахтах, которые позволили повысить производительность труда рабочего по добыче за этот период в 1,6 раза [2].

В настоящее время в угольной промышленности активно идет процесс разгосударствления, в ходе которого к 2003 г. создано 60 угледобывающих акционерных обществ (без учета дочерних). В результате этого угольная отрасль практически полностью перешла в руки частного капитала.

Добычей торфа, заготовкой топливной древесины и снабжением рассредоточенных потребителей (в первую очередь – населения) занимается ассоциация "Российская топливная компания" – ОАО "Ростопром".

Основу электроэнергетики России составляет РАО "ЕЭС России", 50% плюс одна акция которого находится в государственной собственности. РАО "ЕЭС России" – холдинговая компания, в состав которой (различным пакетом акций) входят региональные акционерные общества (АО-энерго), образованные по субъектам Российской Федерации. По состоянию на начало 2002 г. насчитывалось 71 (73) таких региональных энергетических компаний (региональных энергетических систем)*.

* Две региональные энергокомпании (Туваэнерго и Чукоткаэнерго) входят в состав других компаний (соответственно, в "Красноярскэнерго" и "Магаданэнерго").

Суммарно на "РАО ЕЭС России" и региональные АО-энерго приходится чуть более 80% производимой в России электроэнергии. Другим крупным производителем электроэнергии являются атомные электростанции, которые по российским законам находятся в собственности государства (в подчинении Минатома России) и от его лица управляются государственной компанией "Росэнергоатом". В настоящее время в стране работает 10 АЭС, которыми вырабатывается около 15% всей электроэнергии России. Остальная электроэнергия вырабатывается блок-станциями промышленных предприятий и другими независимыми производителями.

Непосредственным энергоснабжением потребителей коммунально-бытового сектора занимаются, как правило, муниципальные энергопредприятия и акционерные общества коммунальной энергетики, выступающие перепродавцами на энергетических рынках. Подобные перепродавцы-посредники имеются в большинстве крупных и средних населенных пунктах России.

Как уже отмечалось выше, ещё в 1997 г. правительство страны намеревалось провести комплекс мер по структурной перестройке электроэнергетики, однако экономический кризис сорвал эти планы.

После 2000 г. в стране принят пакет законов, определяющих нормативно-правовую базу реформирования электроэнергетики. В частности, в соответствии с законом "Об электроэнергетике" реформирование отрасли предусмотрено осуществлять на следующих принципах:

- отнесение передачи, распределения электрической энергии и диспетчеризации к подлежащим государственному регулированию исключительным видам деятельности, осуществление которых возможно только на основании специальных разрешений (лицензий);
- демополизация и развитие конкуренции в сфере производства, сбыта и оказания услуг (ремонт, наладка, проектирование и т.д.);
- обеспечение всем производителям и потребителям электроэнергии равного доступа к инфраструктуре рынка;
- единство стандартов безопасности, технических норм и правил, действующих в электроэнергетической отрасли;
- обеспечение финансовой прозрачности рынков электроэнергии и деятельности организаций регулируемых секторов электроэнергетики;

- обеспечение прав инвесторов, кредиторов и акционеров при проведении структурных преобразований.

Основной задачей проводимых реформ в электроэнергетике является развитие конкуренции в потенциально конкурентных сферах деятельности – генерация и сбыт электроэнергии в тех районах, где это технологически и экономически реализуемо, что в свою очередь создаст условия более эффективной хозяйственной деятельности в сфере генерации, передачи и сбыта электроэнергии.

Другими задачами реформирования электроэнергетики Правительством Российской Федерации считает:

- создание эффективно работающего рынка электроэнергии;
- создание эффективного механизма снижения издержек как в сфере производства (генерации), передачи и оперативно-диспетчерского управления в отрасли, так и в сфере потребления электроэнергии;
- создание привлекательного инвестиционного климата в электроэнергетике и привлечение необходимого объёма инвестиций для возмещения выбытия и роста генерирующих мощностей, модернизации и реконструкции отрасли;
- поэтапная ликвидация перекрёстного субсидирования между различными группами потребителей электроэнергии с обеспечением доступности последней как важнейшего условия уровня и качества жизни населения [17].

При этом, как отмечается в Энергетической стратегии России на период до 2020 года, утверждённой распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2003 г. №1234-р, безусловно, должна быть обеспечена устойчивая и стабильная работа Единой энергетической системы Российской Федерации, надежное электро- и теплоснабжение регионов Российской Федерации [37].

В этих целях Правительством Российской Федерации приняты Основные направления реформирования электроэнергетики, предусматривающие осуществление реформы в отрасли в течение трех последовательных и взаимосогласованных периодов.

Еще более диверсифицирован рынок тепловой энергии. Основную роль на нем играют АО-энерго, ТЭЦ промышленных предприятий, крупные котельные муниципального хозяйства и различные АО теплофикации, владеющие магистральными и разводящими теплосетями. Теплоэнергетика России – единственная отрасль энергетического сектора, традиционно не имеющая вертикальной систе-

мы управления. В настоящее время большинство предприятий отрасли либо акционированы, либо находятся в руках городских и муниципальных властей. И именно с этой отраслью в последние годы связано большинство проблем с энергообеспечением населения в десятках регионов России, о чём ещё будет сказано ниже.

В 1999 г. доля ТЭК в общем объеме промышленной продукции составила 23,7%, в доходной части федерального бюджета – 33%, в общем объеме экспорта – 43,8%. В 2000 г. удельный вес ТЭК во всех этих показателях возрос: в товарной продукции промышленности – до 25%, в доходной части федерального бюджета – до 36,9%, в экспорте – до 52,7% [9].

Вместе с тем прилагаемые правительством России усилия по обеспечению стабилизации производства и финансово-экономического положения отраслей ТЭК не смогли полностью переломить негативные тенденции в производстве и потреблении топливно-энергетических ресурсов.

Анализ экономического состояния ТЭК свидетельствует, что за годы реформ резко, более чем в 3,5 раза, снизились инвестиции в ТЭК, нарушился естественный ход воспроизводства минерально-сырьевой базы. Вследствие нарушения воспроизводственных процессов в отраслях комплекса допущено крупное отставание в развитии их производственного потенциала на всех стадиях инвестиционного процесса от подготовки сырьевой базы и строительства новых производственных мощностей до ремонта и реконструкции действующих объектов.

Как справедливо отмечает А.М.Мастепанов [10], в 90-е годы в инвестиционной деятельности в ТЭК произошли большие изменения. Отмеченное выше общее снижение инвестиций в ТЭК более чем в 3,5 раза при снижении объемов производства "всего лишь" на 24% свидетельствует прежде всего о том, что в указанный период ускоренно "проедались" созданные ранее производственные фонды, что шло их физическое и моральное старение, что уже в ближайшие годы проблема отложенных инвестиций со всей тяжестью обрушится на ТЭК и его отрасли. Наряду с падением абсолютных объемов инвестиций существенно изменилась структура их финансирования. Если еще в 1993 г. в них преобладали средства федерального бюджета и государственных внебюджетных фондов (суммарно – 64,3%), то уже в 1999 г. их доля сократилась до 0,9%, причем почти все средства шли за счет государственной поддерж-

ки угольной отрасли. Доля собственных средств предприятий и организаций выросла до 85-87%, и лишь 7-14% составляют заемные средства. Подобная чрезвычайно высокая по мировым меркам доля собственных средств в структуре инвестиций свидетельствует прежде всего о вынужденной нацеленности инвестиционных программ компаний ТЭК на решение не стратегических, а текущих задач. В этих условиях необходимо формирование рациональной государственной инвестиционной политики в отношении ТЭК, дополненной широкой практикой проектного финансирования в самих акционерных обществах и компаниях комплекса.

В 2000 г. объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования (без учета атомной энергетики) составил 284,5 млрд. руб., что в сопоставимых ценах выше уровня 1999 г. на 16,8%. Особенно высокая инвестиционная активность отмечалась в нефтяной промышленности, объем инвестиций в которой возрос на 73% по сравнению с 1999 г. В то же время продолжилось сокращение инвестиций в электроэнергетике (на 16,2%), в газовой (на 11,6%) и угольной (на 33%) промышленности.

В 2002 г. объем инвестиций в основной капитал в отрасли ТЭК России (без субъектов малого предпринимательства) составил 346,2 млрд. руб., из которых на долю электроэнергетики пришлось 19,1%, нефтяной отрасли – 50,1%, нефтепереработки – 7,7%, газовой промышленности – 18,7%, угольной промышленности – 3,8% и 0,6% – прочие [210].

Систематическое недофинансирования инвестиционной деятельности привело к тому, что износ основных фондов в ТЭК превысил 50% (в том числе в нефтепереработке – 80%, в газовой промышленности – 70%, электроэнергетике – 60%), а ввод новых производственных мощностей сократился по отдельным отраслям комплекса в 2-4,5 раза [10].

1.2. Проблемы ТЭК – проблемы экономики

Анализируя результаты функционирования ТЭК в годы реформ, можно отметить, что комплекс в основном обеспечил потребности России в топливе и энергии, хотя во многом это стало возможным лишь в результате того, что в первой половине 90-х годов спад промышленного производства в стране осуществлялся более быстрыми темпами, чем сокращение производства энергоресурсов.

Несмотря на уникальную обеспеченность страны природными топливно-энергетическими ресурсами, огромный потенциал ТЭК и начавшийся рост добычи нефти и угля, на протяжении последних лет в экономике страны проявляются негативные явления, такие как веерные отключения электроэнергии, перебои с топливом и теплоснабжением, спонтанный рост цен на нефтепродукты. Анализ энергообеспечения России и ее регионов, проведенный нами с позиции энергетической безопасности [14], свидетельствует, что общий социально-экономический кризис, охвативший Россию в 90-е годы, привел к тому, что сейчас в стране нет ни одной территории (как среди федеральных округов и экономических районов, так и среди субъектов Федерации), которая с точки зрения энергетической безопасности находилась бы в нормальном положении. Это касается и обеспечения их топливом в зимних условиях, и старения и воспроизводства основных производственных фондов, и финансово-экономических показателей. Причем ситуация по ряду субъектов Федерации является более тяжелой по сравнению с экономическими районами или федеральными округами [14].

Основная причина этого – разбалансированность потребностей экономики в топливно-энергетических ресурсах с возможностями их оплаты на федеральном и региональном уровнях, приводящая к дефициту топлива и энергии у потребителей.

Как уже отмечалось выше, ТЭК является одним из основных источников наполнения бюджетной системы Российской Федерации. С этим, как справедливо отмечает А.М.Мастепанов, во многом связаны его финансово-экономические проблемы.

Налогообложение в России формировалось одновременно и параллельно с основными социально-экономическими преобразованиями в стране. С первых же лет реформ в стране сложился значительный дисбаланс между низкой эффективностью экономики и высоким уровнем государственных расходов, который стимулировал государство постоянно усиливать фискальную экономическую политику. Одним из наиболее действенных инструментов этой политики как раз и стал высокий уровень суммарной ставки налогов в некоторых секторах экономики, в том числе и в промышленном производстве в целом. Причем направленность промышленной политики в период радикального реформирования экономики (первая половина 90-х годов) на приоритетное производство продукции топливно-энергетических отраслей (вследствие их относительно высокой конкурентоспособности на мировом рынке) предопределила гиперсфокусированность источников формирования государственных финансовых ресурсов именно на отраслях ТЭК, и прежде всего нефтегазового комплекса [10].

Основным направлением реформирования системы налогообложения, начатого в 1992 г., стало ее переориентирование с ранее преобладавших налогов на конечную продукцию на увеличение поступлений в бюджет от предприятий базовых отраслей, особенно нефтегазовых (не только через общие налоги на прибыль, основные фонды, фонд оплаты труда и т.п., но и через различные специфические платежи, зависящие от оптовых цен на нефть и газ – отчисления на геологоразведочные работы, платежи на право на добычу, акцизы на нефть и газ и др.). В немалой степени именно налоговые реформы способствовали нарастанию в экономике России структурных диспропорций и развитию инфляционных процессов [11].

В частности, установление акциза в конечной цене на газ в 1993 г. в 5% и его возрастание до 30% в 1995 г. предопределило опережающие темпы роста цены газа относительно других видов промышленной продукции и дало импульс росту неплатежей по всей воспроизводственной цепочке. В конечном итоге налоговое бремя к середине 90-х годов на предприятия реального сектора

экономики, в частности нефтегазового, стало превышать их реальную выручку от реализации произведенной продукции и большинство предприятий встало перед выбором – то ли не платить налоги, то ли зарплату, то ли за приобретенные товары и услуги, поскольку платить всем, за все и вовремя было практически невозможно [10]. Так, только бюджет в течение 1994-1995 гг. систематически недополучал около 35-40%, причем, как свидетельствуют материалы Информационно-аналитического управления Аппарата Совета Федерации, основные причины этого явления – резкое ухудшение финансового положения предприятий производственной сферы, спад производства и деградация его структуры, которые и привели к сокращению налогооблагаемой базы [38].

Однозначно фискальный характер сложившейся налоговой системы имел и другое следствие – сфера бизнеса стала воспринимать налоговое давление как неприемлемое, что, в свою очередь, сопровождалось уже целым рядом негативных последствий [22]:

- во-первых, снизился общий стимул к эффективной экономической деятельности, что привело к уходу части активного населения из бизнеса и снижению уровня экономической инициативы. В свою очередь это отрицательно сказывается на скорости реформирования экономики в сторону рыночной;

- во-вторых, резко вырос стимул ухода от налогов. Механизмы такого ухода стали действовать повсеместно, что сделало его нормой поведения в обществе. Это способствовало снижению доходности федерального и региональных бюджетов и созданию атмосферы приемлемости отказа от выполнения финансовых обязательств. Широко распространились такие явления, как практика взаиморасчетов, рост долгов предприятий и бюджетов, увеличение задолженности по заработной плате и пенсиям, нарастание социальной напряженности в обществе. В целом возникла угроза политической стабильности в стране;

- в-третьих, сложившийся климат неприемлемости неплатежей создал у многих надежду на то, что в будущем государство что-нибудь придумает, чтобы "простить" должникам их долги. Поддерживание этой надежды самым губительным образом сказывалось на платежах за энергию;

- в-четвертых, резко снизился инвестиционный потенциал для модернизации как самого топливно-энергетического комплекса, так и смежных отраслей (в результате снижения заказов).

Подобное положение в экономике продолжалось вплоть до дефолта "августа-98". И лишь девальвация рубля, обеспечившая для топливно-энергетических компаний фактически трех-четырёхкратное снижение их издержек производства, изменило ситуацию. Уже в 1998 г. удельный вес предприятий ТЭК в поступлениях налогов и сборов в консолидированный бюджет страны снизился до 29% (против 42% в 1997 г.), а в федеральный бюджет – до 37% (против 48%). Естественно, что на подобное снижение оказали большое влияние и беспрецедентно низкие мировые цены на энергоресурсы.

Совершенствование налоговой системы в последние годы имело для ТЭК следствием прежде всего изменение структуры налогов и сборов. Так, если в 1997 г. львиную долю (79%) составляли акцизы и НДС (соответственно, 44 и 35%), то в 2000 г. их удельный вес составил только 64% (соответственно, 37 и 27%). На второе место в структуре платежей вышел налог на прибыль (29%), тогда как еще в 1997 г. он обеспечивал только 10% платежей в бюджетную систему. Более того, в структуре платежей топливной (прежде всего – нефтегазовой) промышленности налог на прибыль вышел на первое место – 40% (1997 г. – 11%), оттеснив на второе и третье места НДС и акцизы (30 и 17%, соответственно, против 37 и 35% в 1997 г.) [10].

Таможенные платежи играют не меньшую роль в обеспечении финансового благополучия ТЭК и его нефтегазового комплекса, чем налоги и сборы. Так, в общей сумме налоговых и прочих поступлений в федеральный бюджет от отраслей ТЭК таможенные сборы в 1998-2000 гг. составляли около половины, от отраслей НГК – 44-49% (см. табл.1.1).

Естественно, по различным отраслям ТЭК структура налоговых платежей существенно разная. Так, в электроэнергетике это прежде всего НДС и налог на прибыль (соответственно, в 2000 г., 65 и 27% против 79 и 18% в 1997 г.), в трубопроводном транспорте – акцизы, налог на прибыль и НДС (в 2000 г., соответственно, 66, 18 и 14% против 63, 8 и 22% в 1997 г.).

Различен и вклад отдельных отраслей ТЭК в бюджетную систему Российской Федерации. Анализ, проведенный А.М.Мастепановым, показал, что в 2000 г. свыше половины всех поступлений в консолидированный бюджет обеспечила нефтяная промышленность (ее доля в федеральном бюджете составила чуть более 38%). На долю трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродук-

тов приходится свыше 30% поступлений в консолидированный и более 44% – в федеральный бюджет. Электроэнергетика обеспечивает порядка 10-11% поступлений в бюджет всех уровней, газовая промышленность – около 6% и угольная – 1,5-2,0% (см. рис. 1). Подобные различия вызваны как масштабом производимых в отраслях товаров и услуг, так и особенностями расщепления того или иного платежа между бюджетами различного уровня (например, все акцизы идут только в федеральный бюджет) [10].

Упомянутое выше совершенствование налогообложения в стране тем не менее не решало основную проблему – налоговая нагрузка на товаропроизводителя по-прежнему оставалась неприемлемо высокой (табл. 1).

Таблица 1

Суммарная величина налоговых платежей и сборов в нефтяной промышленности в 1997-1999 гг. (в % к выручке от реализации)

1997 г. – 47,2%	I кв. 1999 г. – 39,5 %
I кв. 1998 г. – 45,1 %	II кв. 1999 г. – 38,6 %
II кв. 1998 г. – 45,5 %	III кв. 1999 г. – 39,1 %
III кв. 1998 г. – 42,0 %	IV кв. 1999 г. – 39,5 %
IV кв. 1998 г. – 40,3 %	

Источник: [10]

Произошедшее в 1999 г. фактическое снижение налоговой нагрузки для нефтяных компаний было обеспечено в основном лишь высокими экспортными ценами на нефть. В том же случае, если бы эти цены составляли 18 долл./баррель, величина налоговой нагрузки доходила бы до 49% [10]. Именно эта величина и отражает реальный уровень налоговой нагрузки, существующий в стране для предприятий отрасли.

Таким образом, именно диспропорции в ценовой и налоговой политике государства привели к нарушению условий самофинансирования хозяйственной и инвестиционной деятельности большинства структур ТЭК и деформациям структуры спроса на энергоносители.

Анализируя состояние сложившейся к началу XXI века налоговой системы в отраслях ТЭК России, специалисты отмечают, что прошедшие десять лет явились переходным периодом к рыночным правилам налогообложения нефтяных и в целом горнодобывающих операций. Созданная за это время конструкция рентных налогов в целом отвечала традиционным требованиям, предъявляемым к системам налогообложения сырьевых отраслей. Основные принципы здесь сводятся к тому, что налоги в добывающем секторе должны быть направлены на изъятие природной ренты в пользу государства и выравнивание условий для предпринимателей, разрабатывающих изначально различные по природным и экономическим качествам участки недр. При этом, как показал опыт тех лет, действовавшая схема имела ряд принципиальных недостатков, которые особо наглядно проявлялись в периоды резких колебаний цен на сырье [10, 39].

В частности, её очевидным недостатком была (да и остается до настоящего времени) сравнительно высокая доля регрессивных налогов, то есть взимаемых с валовых объемов. Из-за этого схема налогообложения оказывается практически нечувствительной к реальной доходности хозяйственной деятельности. Достаточно резкие колебания мировых цен за последнее десятилетие показали, что фронтальная система налогообложения, существующая в России, не позволяет гибко реагировать на изменение экономической ситуации. При низких мировых ценах, как это было в 1998 году, совокупная налоговая нагрузка оказывается сравнимой с доходом нефтяных компаний, заставляя их продавать нефть в убыток. Наоборот, в ситуации высоких цен правительство вынуждено экстренно вводить дополнительные механизмы изъятия высоких доходов нефтяников [39].

Постепенно и в обществе, и в Правительстве Российской Федерации росло понимание необходимости существенного упрощения налоговой системы и ликвидации целого ряда труднособираемых налогов.

Так, еще в 1997 г. в уже упоминавшихся материалах Информационно-аналитического управления Аппарата Совета Федерации отмечалось, что осуществление налоговой реформы должно решить взаимосвязанные задачи расширения налоговой базы, создания условий для подъема инвестиционной и инновационной активности, оживления производственной деятельности. Для этого она должна предусматривать:

- снижение бремени налогообложения до уровня не более 35% совокупных ставок, налогов на добавленную стоимость, прибыли и оплату труда и освобождение от налогообложения части прибыли, направляемой на цели развития производства и освоения новой техники, научных исследований и разработок, пополнения оборотных средств предприятий;

- упрощение налоговой системы; перераспределение тяжести налогообложения доходов с малоимущих граждан на лиц с высокими и сверхвысокими доходами;

- дифференцированный подход к планированию налоговой базы в субъектах федерации с учетом объективных особенностей формирования издержек производства в различных регионах;

- широкое использование инвестиционных налоговых кредитов, методов ускоренной амортизации и других налоговых льгот, стимулирующих расширение производства и подъем инвестиционной активности [38].

Понимание необходимости налоговых реформ нашло отражение в постановлении Правительства Российской Федерации № 829 (1999 г.), распоряжении Правительства Российской Федерации № 389-р (2000 г.), Основных положениях Энергетической стратегии России на период до 2020 года, одобренных Правительством и Государственной Думой. Официально данная позиция получила отражение в письме Председателя Правительства М. Касьянова в Государственную Думу от 25 мая 2000 г., а также в Плане законопроектных работ Правительства Российской Федерации на 2001 г.

В частности, в Основных положениях Энергетической стратегии России на период до 2020 года отмечалось, что основной задачей налоговой политики в энергетическом секторе является совершенствование системы налогообложения в целях создания условий для долгосрочного стабильного развития ТЭК при одновременном повышении эффективности использования топлива и энергии. Налоговая политика должна обеспечивать как текущие фискальные интересы государства, так и возможности самофинансирования эффективно функционирующих структур энергетического сектора с учетом выравнивания конкурентных условий их работы [40].

Перечисленные документы предполагали, что реформированная система налогообложения нефтяного комплекса будет включать в себя три элемента:

- плату за пользование недрами (роялти);
- общий налог на прибыль;

- налог на сверхприбыль.

В этой схеме роялти должно было реализовать рентный характер специфического обложения предприятий нефтяного комплекса, а налог на сверхприбыль должен был придать системе необходимую гибкость применительно к постоянно изменяющейся конъюнктуре мировых цен на сырье.

Приоритет рентной составляющей при налогообложении деятельности, связанной с эксплуатацией недр, был также прямо обозначен и в Бюджетном послании Президента Российской Федерации [39].

В соответствии с принципиальными установками, согласованными и заявленными Правительством Российской Федерации в 1999-2000 годах, в первом квартале 2001 года был подготовлен пакет документов с предложениями по реформе рентных платежей. При этом был использован большой опыт совместной работы с Государственной Думой, министерствами и ведомствами. Подход включал следующие основные направления реформирования налоговой системы:

- усиление регулирующей роли налога на пользование недрами (роялти);

- отмена отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы;

- отмена акциза на нефть;

- введение налога на сверхприбыль (налога на дополнительный доход от добычи углеводородов);

- введение специального режима налогообложения при добыче нефти из низкопродуктивных участков недр.

Однако уже в марте-апреле 2001 г. последовательно появился ряд проектов главы налогового кодекса о налоге на добычу полезных ископаемых, инициированных Минэкономразвития России, МНС России и Минфином России, принципиально изменивших подход к реформе платежей [39]. Подобный подход был в целом поддержан Правительством Российской Федерации, и доработанный проект закона о налоге на добычу полезных ископаемых в мае 2001 г. был внесен им на рассмотрение в Государственную Думу, а вскоре и принят последней в качестве Федерального Закона [10].

Таким образом, нестабильные и непредсказуемые условия налогообложения в России в сочетании с общей экономической и политической нестабильностью в стране в течение большей части рассматриваемого периода времени, а также неустойчивая конъюнкту-

ра мировых энергетических рынков и значительные колебания мировых цен на нефть в 90-е годы (от 8-9 – до 30-35 долл./бар), привели к резкому ухудшению финансово-экономического и технического состояния отраслей ТЭК, подрыву его ресурсной базы [10].

При этом тяжелое финансовое положение ТЭК и входящих в него предприятий в течение многих лет оставалось основной проблемой комплекса. Оплата, получаемая за топливно-энергетические ресурсы, не покрывала затраты на их производство. С этим были (а в ряде отраслей и остаются) связаны и неплатежи, и задолженности акционерных обществ и компаний ТЭК государству (как в бюджеты всех уровней, так и в государственные внебюджетные фонды).

Как отмечают специалисты, скорейшее решение этой проблемы необходимо и в целях обеспечения устойчивого энергоснабжения страны (это, так сказать, общегосударственный, макроэкономический срез), и для стабилизации производственно-хозяйственной деятельности самих предприятий ТЭК, в частности, активизации их инвестиционных программ, без чего у них просто нет будущего [10].

Финансовая дестабилизация в отраслях ТЭК, да и в экономике в целом, имеет глубокие макроэкономические корни, поскольку неплатежи – это ответная реакция экономики на те методы и средства ее реформирования, которые применялись в течение целого ряда лет; это своеобразная защитная реакция реального сектора экономики на псевдорыночные преобразования.

Анализ финансового состояния промышленных предприятий России в конце 90-х годов, проведенный Межведомственной балансовой комиссией*, свидетельствовал [41]:

- неплатежеспособность предприятий прогрессирует, неплатежи растут, а денежная составляющая в выручке остается в диапазоне 25-30%. Остальное – бартер;

- бартер не связан с неплатежеспособностью и стал устойчивой самостоятельной системой расчетов, причем неденежные расчеты становятся денежно-выгодными для узкого, но экономически сильного круга операторов (топ-менеджеров предприятий и компаний);

- сложившаяся финансовая ситуация предприятий с их массой долгов, отвлечений средств и убытков несовместима с возможностью расплаты в разумные для нормального экономического оборота сроки;

- сочетание высокой задолженности, низкой выработки (производи-

* В 1996-1999гг. МБК обследовала 1194 предприятия, которые с разной степенью успешности адаптировались к рынку, сохранив товаропроизводительную способность.

тельности труда) и низкого уровня денежных расчетов обрело устойчивость, стало системой и качественно не меняется в течение ряда лет.

Все эти проблемы в той или иной степени были характерны и для предприятий ТЭК.

После кризиса в августе 1998 г. Правительством Российской Федерации были сделаны важные шаги по решению проблемы неплатежей в ТЭК. В частности, в 1998 г. и 1999 г.:

- организованы зачеты по уплате налогов в федеральный бюджет предприятиями ТЭК и платежей бюджетных потребителей за поставленные топливо и энергию;

- отменены федеральные экспортные программы по нефти, что позволило нефтяным компаниям практически полностью погасить свою задолженность в бюджет;

- началось установление лимитов потребления энергоресурсов в стоимостном выражении предприятиям и организациям, финансируемым из федерального бюджета [10].

Но неплатежи в ТЭК будут существовать до тех пор, пока они, образно говоря, "планируются" самим государством. В самом деле, как бюджетные предприятия и организации будут платить за электроэнергию, тепло, топливо, если на эти цели в соответствующих бюджетах не предусмотрены средства? Естественно, что в бюджетах всех уровней – федеральном, региональных и местных – отдельной строкой должны предусматриваться средства на топливо- и энергообеспечение тех структур, которые финансируются из этих бюджетов. Однако, соответствующие поправки к закону "О бюджетной классификации" были приняты только в 1999 г.

Важную роль в стабилизации финансового положения предприятий ТЭК играет налоговая политика государства, которая сейчас носит в основном фискальный характер и мало стимулирует инвестиционную деятельность товаропроизводителей, в том числе и в отраслях комплекса, о чем уже было сказано выше.

1999-2000 гг. ничего нового в динамику задолженности ни предприятий ТЭК, ни промышленности России в целом не принесли: она продолжала расти. Так, только за 2000 г. дебиторская задолженность промышленности России выросла на 21,9 % (ТЭК России – на 12,1%), а кредиторская задолженность, соответственно, на 15,1% и 6,2%. При этом по разным отраслям ТЭК динамика задолженности существенно различалась. В частности, в результате жестких мер (отключения потребителей), в электроэнергетике в 2000 г. началось некоторое снижение как дебитор-

ской задолженности в целом, так и, особенно, покупателей (в целом за год, соответственно, на 1,9% и 5,3%). Сократилась и кредиторская задолженность предприятий электроэнергетики, но только поставщикам топлива и материалов (на 8,7%), тогда как в федеральный бюджет и внебюджетные фонды она продолжала расти (в целом за год, соответственно, на 32% и 3,8%) [10]. К началу 2003 г. дебиторская задолженность предприятиям ТЭК составила 101,5% к уровню 2000 г., а кредиторская задолженность предприятий ТЭК - 119,4% к уровню того же года [210].

В целом же динамика дебиторской задолженности и кредиторской задолженности за 1999-2000 гг. свидетельствовала, что принимаемых Правительством Российской Федерации мер по-прежнему недостаточно и нужно кардинальное совершенствование всей бюджетно-финансовой, ценовой и налоговой политики государства.

Важным условием оздоровления финансового состояния предприятий топливно-энергетического комплекса является, в частности, реструктуризация задолженности как федерального и местных бюджетов перед поставщиками топливно-энергетических ресурсов, так и самих поставщиков перед бюджетами всех уровней и внебюджетными фондами. Текущие поставки и накопление запасов топливно-энергетических ресурсов в полной мере не обеспечиваются своевременным финансированием и расчетами, в том числе потребителями, финансируемыми из средств федерального бюджета, что соответственно отражается на росте задолженности по налогам и сборам поставщиков топливно-энергетических ресурсов. Перенос большей части налоговых сборов и других поступлений в федеральную часть консолидированного бюджета не даёт возможности субъектам Федерации и муниципальным образованиям в полной мере и своевременно оплачивать энергоносители, необходимые соответствующим бюджетным организациям и населению, проводить ремонтные работы и содержать в надлежащем порядке объекты теплоснабжения.

Для преодоления кризисных явлений в ТЭКе и энергетическом секторе экономики в целом, наряду с реализацией мер Правительства Российской Федерации по стабилизации социально-экономического положения в стране, целесообразно предпринять усилия по укреплению финансовой и платежной дисциплины, полной ликвидации взаиморасчетов в неденежной форме, эффективному управлению государственной собственностью и природными ресурсами.

В полной мере сказанное относится и к нефтегазовому комплексу (НГК) – сердцевине российского ТЭК. НГК в настоящее время обеспечивает львиную долю налоговых поступлений от ТЭК как в консолиди-

рованный, так и в федеральный бюджет России (табл. 2, рис.1) производит около 80% всех первичных топливно-энергетических ресурсов страны. Акционерные общества и компании НГК являются крупнейшими отечественными корпорациями.

Таблица 2

Вклад ТЭК и НГК в формирование бюджетной системы России, млрд.руб

	Поступление налоговых платежей		Из общей суммы поступлений				
	Всего	В том числе в федеральный бюджет	Налог на прибыль	НДС	Акцизы	Платежи за использование природными ресурсами	Прочие
Всего по России							
1998 год	584,6	253,3	77,1	117,4	56,6	43,7	289,8
1999 год	1007,5	509,7	221,1	288,2	109,1	49,2	339,9
2000 год	1707,6	965,4	399,3	456,9	166,2	77,0	608,2
2001 год	1461,0	513,9	214,3	638,9	203,1	49,7	355,0
ТЭК, всего							
1998 год	130,4	62,7	7,0	17,4	34,5	1,9	69,6
1999 год	232,5	123,8	18,5	34,7	61,5	6,1	111,7
2000 год	450,9	235,4	68,3	63,0	86,1	11,4	222,1
2001 год	644,7	615,7	189,6	141,7	145,6	101,8	66,0
НГК, всего*							
1998 год	98,2	51,1	4,5	8,9	34,5	1,8	48,5
1999 год	195,2	111,3	16,3	26,2	61,4	5,8	85,5
2000 год	393,3	207,0	60,5	44,8	86,0	10,3	191,7
2001 год	534,6	515,9	159,3	89,5	145,6	90,8	49,4
Нефтяная и нефтеперерабатывающая отрасль							
1999 год	102,1	39,8	12,5	13,0	8,6	4,2	63,8
2000 год	227,7	89,8	37,8	23,2	16,3	9,3	141,1
2001 год	265,2	253,4	76,5	35,3	47,1	72,5	33,8

* Включая трубопроводный транспорт
Источник: по данным [9]

В 2002 г. общие поступления налоговых платежей от ТЭК составили 662,586 млрд. руб. (39,06% всех налоговых платежей в стране). Предприятия нефтяной и нефтеперерабатывающей отрасли (без трубопроводного транспорта) обеспечили 413,5 млрд. руб. налоговых платежей [210]. Ведущая роль нефтегазовой составляющей в ТЭК России особенно хорошо видна при анализе топливно-энергетического баланса страны и его структуры². В 80-е годы развитие баланса шло по двум основным направлениям:

- рост потребления и производства энергоресурсов (соответственно, с 1110 и 1430 млн.т.у т. в 1980 г. до 1428 и 1862 млн. т.у т. в 1990 г.);

- рост абсолютных объемов производства и потребления (и, соответственно, доли в балансе) природного газа. Так, если в 1980 г. в стране было произведено 254 млрд. куб.м газа (22% от общего объема добываемого топлива), то в 1990 г. – 640,6 млрд.куб.м (40,2%), т.е. в рассматриваемый период добыча газа росла в среднем на 14,4% в год.

В 90-е годы, несмотря на общее сокращение объемов производства и потребления энергоресурсов (в том числе и газа), доля газа в структуре топливно-энергетического баланса России существенно увеличилась, в то время как доля нефти постоянно сокращалась.

В 1999 г. доля газа составила около 50% в производстве и 49% в потреблении всех первичных энергоресурсов в стране. Увеличение доли газа в структуре топливно-энергетического баланса явилось следствием целого ряда макроэкономических причин, и прежде всего перекосов в политике ценообразования и возможности потреблять газ без соответствующей оплаты за него. В результате проводившейся все последние годы политики искусственного сдерживания цен на продукцию естественных монополий в целях поддержки отечественных товаропроизводителей образовался перекоп ценовых пропорций, грубо нарушивший объективные ценовые соотношения. В частности, текущие внутрироссийские цены газа почти не менялись с 1996 г. по март 2000 г. несмотря на девальвацию рубля и более чем двукратную инфляцию. В результате в пересчете на единую теплотворную способность цены газа у потребителей в начале 2000 г. оказались ниже цен угля в 1,5 раза и мазута в 3 раза, в то время как на развитых рынках (например, на европейском) цены газа практически равны ценам мазута (точнее, более высококачественного легкого печного топлива) и в 1,6 раза выше цен угля. Таким образом, в реальных условиях России второй половины 90-х годов природный газ стал самым дешевым и самым доступным видом топлива [23].

² Сводный топливно-энергетический баланс России за 1980-2000 г. дан в Приложении 1

При этом за период "замораживания" цен на газ ожидаемого экономического подъема страны так и не произошло. Наоборот, число убыточных предприятий в целом по России возросло с 42 до 48,3%.

Более того, иллюзия неограниченности и дешевизны энергоресурсов консервирует техническую отсталость предприятий, субсидирует зачастую непроизводительные собственные расходы, а также стимулирует расточительное потребление энергоресурсов и сбыт продукции экспортно-ориентированных производств по демпинговым ценам [10].

Соответственно, произошла деформация структуры спроса – потребители, где только было возможно, переориентировались на газ и стали отказываться от угля и мазута. Как следствие – снизилась конкурентоспособность угольной промышленности и возникла угроза энергетической безопасности из-за недостаточной диверсификации структуры топливно-энергетического баланса.

Таким образом, к настоящему времени природный газ стал, по сути, основным энергоресурсом России, главным видом котельно-печного топлива страны. Так, к 1999 г. удельный вес газа в балансе котельно-печного топлива составил: по производству – 74,4%, по внутреннему потреблению – 59%, причем в потреблении Центральной и Центрально-Черноземной России – до 85% [23].

Одновременно за 90-е годы в потреблении энергоресурсов в России существенно сократилась доля нефти – с 28,9% до 21,6% в 2000 г. (см. табл. 3 и рис. 2). В 2002 г. она составила уже 20,5% [210].

Таблица 3

Динамика структуры топливно-энергетического баланса первичных топливно-энергетических ресурсов, %

	Производство энергоресурсов			Потребление энергоресурсов		
	1990	1995	2000	1990	1995	2000
Всего	100	100	100	100	100	100
В том числе:						
Газ	39,6	48,9	47,4	41,6	50,1	49,1
Нефть	39,6	31,3	32,4	33,4	24,5	21,7
Уголь	14,7	13,0	11,8	19,5	15,2	17,7
АЭС и ГЭС	5,1	6,1	6,9	4,5	9,0	9,5
Прочие	1,0	0,7	1,5	1,02	1,2	2,0

Источник: [10,55]; материалы Минэнерго России.

Глава 2

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ В СИСТЕМЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

2.1. Нефтяная промышленность –
фактор обеспечения экономической и
энергетической безопасности России
в переходный период

2.2. Нефтяная промышленность
Западной Сибири –
основа ТЭК России
в годы реформ

2.1. Нефтяная промышленность – фактор обеспечения экономической и энергетической безопасности России в переходный период

Как было отмечено выше, [нефтяная промышленность является стратегически важным звеном в экономике России.] Она обеспечивает все отрасли экономики и население страны широким ассортиментом моторных топлив и других горюче-смазочных материалов, сырьем для нефтехимии, котельно-печным топливом и прочими ценными нефтепродуктами.

Нефтяная промышленность, включая магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов, производит 12-14% промышленной продукции России, формирует до 16% доходов федерального бюджета (2000 г.-17,6%) и 13-15% консолидированного бюджета (2000 г.-16,3%), а также до 30% валютных поступлений страны (2000 г.-35%) [10].

Тем самым формируется и место отрасли в системе энергетической и национальной безопасности страны. Как было показано нами в работах по энергетической безопасности [23-25], [угрозы национальной безопасности со стороны нефтяной отрасли и ТЭК в целом касаются самых различных аспектов жизнедеятельности общества. Анализ всей совокупности этих угроз и дестабилизирующих факторов, степени их влияния на способность экономики и ТЭК выполнять свои функции позволяет классифицировать их следующим образом:

I. Экономические:

- финансовая дестабилизация в отраслях ТЭК и угроза падения объемов производства и, соответственно, бюджетной обеспеченности страны с перспективой неисполнения государством своих внутренних (прежде всего, в социальной сфере) и внешних обязательств. С этой

угрозой тесно связаны и такие проблемы нефтяной отрасли, как инвестиции, воспроизводство минерально-сырьевой базы, эффективность эксплуатации месторождений и др.;

- угрозы в результате дисфункций институциональной среды ТЭК (конкуренция, формирование энергетических рынков, развитие малого и среднего бизнеса и др.);

- старение основных производственных фондов и угроза со стороны безопасности производственных процессов и транспортной системы;

- угроза изоляции нефтяной промышленности от других отраслей ТЭК и остальной промышленности, конфликта интересов ТЭК с другими секторами экономики, научным комплексом и т.д.

II. Политические и социально-политические:

- межрегиональные противоречия и конфликт центра с регионами в результате неадекватности экономическим условиям избыточной централизации властных полномочий;

- конфликт нефтяного бизнеса с органами местного самоуправления в результате того, что реформа местного самоуправления, предлагаемая администрацией президента, не учитывает особенностей регионов, где экономика основана на эксплуатации недр;

- угроза нарастания межклановой борьбы в отрасли и в ТЭК с перспективой снижения социальной и политической стабильности в стране и нарастания усобиц в российской политической и финансовой элите накануне парламентских и президентских выборов в стране;

- угроза в форме конфликта интересов государства и крупнейших корпораций;

- социальная напряженность в связи с нерешенностью социально-экономических проблем населения в регионах – производителях нефти и других энергоресурсов;

- криминализация общественных отношений.

III. Внешнеэкономические и внешнеполитические:

- неустойчивая конъюнктура и падение цен на мировых энергетических рынках и угроза снижения положительного сальдо внешней торговли страны;

- блокирование транзитных потоков энергоресурсов;

- дискриминация российских компаний на внешних рынках;

- геополитические угрозы в результате диверсификации внешнеэкономических интересов вертикально-интегрированных нефтяных компаний и других структур российского ТЭК.]

Нейтрализация этих угроз и дестабилизирующих факторов, обеспечение энергетической безопасности России определяются как общей экономической политикой государства, так и теми процессами, которые происходят внутри нефтяной отрасли. Не касаясь всех аспектов поднятой проблемы, остановимся лишь на тех из них, которые непосредственно связаны с темой нашего исследования.

В настоящее время, как уже было показано в разделе 1.1., основу нефтяной промышленности России составляют вертикально-интегрированные и многопрофильные компании (в разной стадии их формирования). Кроме того, в отрасли функционируют несколько сотен мелких и средних предприятий и организаций нефтедобычи и нефтепереработки, нефтяного машиностроения, геофизики и геологоразведки, строительства, научного и другого сервисного обслуживания.

Сырьевую базу отрасли составляют около 2270 открытых нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, из которых 1223 находятся в разработке.

Анализ состояния и проблем нефтяной промышленности России в последнее десятилетие свидетельствует, что эта отрасль характеризуется все менее и менее благоприятными показателями своего развития.

Прежде всего, это резкое ухудшение состояния сырьевой базы отрасли как в количественном (сокращение объема разведанных запасов), так и в качественном (рост доли трудноизвлекаемых запасов) отношениях. Вместе с тем, как отмечают многие ведущие специалисты в этой области [2, 26, 27], в целом сырьевая база нефтедобычи в стране (включая неразведанные ресурсы) вполне достаточна не только для того, чтобы решать текущие задачи обеспечения России нефтью и нефтепродуктами, но и наращивать их производство в соответствии с потребностями внутреннего и внешнего рынков.

У рассматриваемого явления есть две основные причины. Одной из них является естественное истощение конечной по своей природе сырьевой базы на определенной стадии ее эксплуатации. Действие этой причины достаточно явно проявилось еще в 80-х годах, но в то время оно компенсировалось ростом затрат на геологоразведочные работы. Эффективность таких затрат с течением времени устойчиво снижалась.

Другая причина – падение объема инвестиций на воспроизводство минерально-сырьевой базы в целом и нефтяных ресурсов в частности. В 90-е годы прогрессирующее истощение невозобновляемых

по своей природе сырьевых ресурсов углеводородов и падение эффективности вложений в геологоразведочные работы (ГРП) наложились на резкое сокращение инвестиций, в том числе и в ГРП. Суммарный эффект двух указанных тенденций и привел к тому, что с конца 80-х годов и до середины 90-х годов происходило устойчивое падение добычи нефти, сменившееся с середины 90-х годов ее устойчивой стабилизацией [27, стр.17; 28].

И только в конце 90-х годов ситуация с добычей нефти в России стала выправляться (табл. 4) в результате не столько даже тех мер, которые принимались внутри страны, сколько из-за чрезвычайно благоприятной для экспортеров конъюнктуры мировых нефтяных рынков.

Таблица 4

Динамика основных показателей нефтяного комплекса России в 90-е годы

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Нефтяная отрасль											
Добыча нефти, вкл. газ. конденсат, млн. т	515,9	461,9	399,5	354,6	317,8	306,8	301,2	305,6	303,2	305,1	323,6
Эксплуатационный фонд нефтяных скважин на конец года, скв.	138702	144903	146052	143845	141890	142738	139130	138372	133274	130186	130818
Средний (среднесуточный) дебит скважин, т/скв	11,6	10,1	9,0	8,0	7,8	7,5	7,3	7,3	7,4	7,5	7,5
Средняя глубина залегания буреных скважин на нефть и газ, м	2280	2261	2293	2262	2223	2305	2284	2331	2288	2286	2291
Эксплуатационный фонд скважин - разведочных	2762	2755	2534	2489	2364	2412	2444	2434	...	2465	...
Объем бурения скважин на нефть и газ, всего, тыс. м	37820	32911	24631	19833	12993	11651	8546	9040	6379	6539	10605

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Нефтяная отрасль											
В том числе:	32665	28717	21190	18428	11762	10295	7197	7598	5206	5369	9494
- эксплуатационных - разведочных	5155	4194	3441	1405	1231	1356	1349	1442	1172	1170	1111
Нефтеперерабатывающая отрасль											
Объем переработки нефти, млн. т	297,8	286,5	257,8	224,4	186,2	182,3	175,9	177,6	163,7	168,6	173,8
Производство основных нефтепродуктов, млн. т											
- Бензины автомобильные	40,9	38,8	35,2	30,3	26,4	27,8	26,4	27,0	25,3	26,2	27,2
- дизельное топливо	75,7	71,5	63,9	56,8	44,7	45,5	44,8	46,6	44,9	46,8	49,2
- мазут топочный	92,0	91,4	81,5	79,3	65,7	60,1	58,6	59,7	54,6	50,2	48,3
Нефтегазотранспортная отрасль											
Протяженность магистральных нефтепроводов, тыс. км	51,0	50,0	50,0	48,8	48,1	47,0	47,0	46,0	46,8	46,0	46,0
Протяженность магистральных нефтепродуктопроводов, тыс. км	15,0	15,0	15,0	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	15,0	15,0
Грузооборот магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, млрд. т·км, всего	1240	1050	840	749	681	668	660	679	690	710	743

Источник: по данным: [56,57]

В 2001 г. в стране было произведено 342,1 млн. т нефти и газового конденсата (рост на 5,7%), в 2002 г. – 379,6 млн. т (рост на 9,1%), в 2003 г. – 421,5 млн. т (рост на 11%). В январе-апреле 2004 г. добыча нефти и газового конденсата выросла, по сравнению с аналогичным периодом 2003 г., еще на 10,8%. Уверенный рост добычи в последние годы демонстрируют практически все основные компании страны (табл. 5), но лиде-

ром по объемам прироста, если абстрагироваться от изменения структуры самих компаний (это относится в первую очередь к СИДАНКО и ТНК), стала НК "СИБНЕФТЬ", которая только за 2002 г. нарастила производство нефти на 27,8%, или на 5,7 млн. т.

Таблица 5

Динамика добычи нефти в России основными недропользователями*, млн. т.

Недропользователи	1995 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.	2002 г. в % к		
					1995 г.	2000 г.	2001 г.
ЛУКОЙЛ	51,0	62,2	62,9	75,49	148,0	121,4	120,0
ЮКОС	36,2	49,5	58,1	69,89	193,1	141,2	120,3
Сургутнефтегаз	33,3	40,6	44,0	49,21	147,8	121,2	111,8
Тюменская НК	22,7	28,5	40,6	37,50	165,2	131,6	92,4
Сибнефть	20,4	17,2	20,6	26,33	129,1	153,1	127,8
Татнефть	25,0	24,3	24,6	24,61	98,4	101,3	100,0
СИДАНКО	22,9	13,0	9,1	16,26	71,0	125,1	178,7
Славнефть	13,2	12,7	14,9	16,23	123,0	127,8	108,9
Роснефть	12,0	13,5	14,9	16,11	134,3	119,3	108,1
Башнефть	17,7	11,9	11,9	11,97	67,6	100,6	100,6
Газпром	8,7	10,	10,2	10,77	123,8	107,7	105,6
Прочие	43,7	40,2	36,3	25,26	57,8	62,8	69,6
Всего	306,8	323,6	342,1	379,63	123,7	123,7	109,1

* Данные по недропользователям приведены в структуре соответствующего года
По данным: [57-59]

Причин такого быстрого роста нефти несколько, главные из них:

- верная законодательная база, заложенная в предшествующие годы;
- правильно проведенная в начале 90-х годов реформа отрасли и создание крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний;
- формирование в России достаточно благоприятного инвестиционного климата;
- хорошая конъюнктура мировых рынков и высокие мировые цены на нефть.

Именно эти причины вызвали рост инвестиций в отрасль, и прежде всего в добычу нефти. Только за 1999-2001 гг. они увеличились в 2,3 раза.

В 2002 г. высокий объем инвестиций в отрасль сохранился, что обеспечивает необходимый задел и на предстоящие годы. Более того, и в текущем году основные компании намечали сохранить (и сохраняют) значительные инвестиции в развитие отрасли.

Рост инвестиций привел к росту ввода в эксплуатацию новых нефтяных скважин и капитального ремонта простаивающих, но главное – к росту применения различных методов воздействия на пласты, за счет которых и в 2002 г., и в предшествующие два года была обеспечена основная часть прироста добычи нефти в крупнейших нефтяных компаниях страны.

Что стоит за этим явлением? Конечно же, прежде всего, качественные изменения российской нефтяной промышленности. Она становится эффективнее, динамичнее. Достаточно сказать, что за последние 2-3 года издержки добычи нефти, по данным ведущих компаний, сократились в России на 30-60%. Так, согласно отчетам компаний за 2002 год, операционные затраты на 1 тонну добытой нефти составили: НК "Сургутнефтегаз" – 18,3 доллара (2,5 долл./баррель), НК "ЮКОС" – 12,2 доллара (1,67 долл./баррель), НК "Сибнефть" – 12,8 доллара (1,75 долл./баррель) и НК "ЛУКОЙЛ" – 22,5 доллара (3,08 долл./баррель). Такое снижение – огромный прогресс по сравнению с первой половиной 90-х годов прошлого века, когда себестоимость добычи нефти в среднем доходила до 60 долларов за тонну. Даже по сравнению с 2000 годом прогресс очевиден: себестоимость добычи одной тонны нефти в 2000 году в НК "Сибнефть" была 20,3 доллара, а в НК "ЮКОС" – 20 долларов.

Однако за этими итоговыми цифрами стоят не только достижения НТП и грамотные инженерные и управленческие решения. Свой вклад в безусловно важный и необходимый рост эффективности вносит и отказ от эксплуатации малодобитных и сильнообводнённых скважин, а это уже зачастую связано с нарушением технологий разработки нефтяных пластов и залежей, со снижением конечного коэффициента извлечения нефти из недр. Так, по оперативным данным Минэнерго РФ, в августе 2003 г. неработающий фонд скважин (в % от эксплуатационного фонда) составил:

в НК "СИДАНКО" – 31, в НК "ЮКОС" – 32, в "Тюменской НК" – 42, а в НК "Сибнефть" – даже 55%. В то же время в других нефтяных компаниях этот показатель был существенно ниже:

в НК "Роснефть" – только 7, в НК "Славнефть" – 11, в ОАО "Татнефть" – 13, в НК "Сургутнефтегаз" – 14, в АНК "Башнефть" – 19 и в НК "ЛУКОЙЛ" – 22%. В целом по России в августе 2003 г. неработающий фонд скважин составил 24% [42, стр.8-9].

В этой связи подчеркнем главное: рост добычи нефти в России в последние годы и повышение эффективности отрасли происходит в основном на действующих и открытых ранее месторождениях, на созданной инфраструктуре, поэтому и потребность в инвестициях для этого роста была достаточно низкой.

Здесь следует также особо отметить, что, по убеждению ведущих в этой области специалистов, изменение сырьевой базы подчиняется естественным природным закономерностям, связанным с конечностью запасов невозобновляемого минерального сырья (в данном случае – нефти) в пределах нефтеносной (нефтегазоносной) провинции. Освоение таких провинций включает несколько стадий (ранняя, зрелая, поздняя и затухающая), отличающихся размерами открытий, уровнями и издержками добычи, степенью риска [25, стр. 27-28].

До начала 90-х годов главным источником роста и поддержания добычи нефти в стране было открытие и ввод в эксплуатацию новых месторождений. Добывающие возможности российской нефтяной промышленности зависели от состояния разведанности, подготовки к эксплуатации и степени выработанности основных добывающих провинций, с одной стороны, и от перспектив открытия новых провинций, способных компенсировать выбывающие мощности, – с другой.

Российская нефтяная промышленность зародилась на Кавказе. Ему на смену пришла Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, которую, в свою очередь, в качестве главного добывающего региона сменила Западная Сибирь.

При этом каждая из вновь вводимых доминирующих провинций (существовали и другие, не игравшие решающей роли в суммарных по стране уровнях добычи) была крупнее предыдущей по запасам и включалась в эксплуатацию в тот период, когда предшествующая доминирующая провинция ещё находилась в зрелой фазе своего развития. Это обеспечивало для нефтедобычи страны в целом неуклонный рост, характерный для ранней фазы развития отрасли. Такое замещение истощающихся провинций новыми и связанные с этим изменения уровней и экономических показате-

лей добычи можно назвать "естественной динамикой", являющейся природной основой реальной динамики и экономики добычи нефти, которая должна закладываться в основу государственного регулирования нефтяного комплекса [эта проблема подробно рассмотрена в работах 43 и 44]. В частности, исходя из влияния "природного фактора" на динамику издержек добычи, необходимо регулирование (изменение) и доли "горной ренты" в цене добываемых нефти и газа на разных стадиях "естественной динамики" [27, стр.28-29; 44, стр.29-34].

Как уже было показано нами в книге "Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России)" [23], в 80-е годы начинается заметное ухудшение условий добычи нефти в Западной Сибири. За это десятилетие здесь в 5 раз сократились дебиты нефтяных скважин (при том что в среднем по стране – в 2,3 раза), в 8 раз уменьшился объем запасов новых месторождений. Быстрыми темпами росла доля запасов с более высокими затратами на их освоение и добычу. Уже к началу 90-х годов доля запасов разрабатываемых месторождений с затратами, превышающими среднеотраслевую себестоимость добычи, превысила 10%, а аналогичная их доля в запасах неразрабатываемых месторождений, открытых во второй половине 80-х годов, достигла почти 40%. Среди прогнозных категорий запасов доля "сверхдорогих" уверенно превышает 50%.

Таким образом, налицо явные признаки поздней стадии для главной нефтедобывающей провинции страны – Западной Сибири – и приближения к ней России в целом, находящейся сейчас по основным критериям на этапе перехода из зрелой стадии "естественной динамики" в позднюю. Продлением "молодости" для провинции может быть открытие нового структурного этажа нефтегазоносности, а для страны – открытие новой богатой провинции. Однако достаточно высокая степень геологической изученности свидетельствует, что в Западной Сибири имеющиеся или потенциальные этажи нефтегазоносности не идут ни в какое сравнение по продуктивности с основным – юрско-меловым этажом, а освоение имеющихся перспективных нефтегазоносных провинций не сможет повлиять на уровень добычи нефти столь же значительно, как это произошло при вводе в разработку месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири.

По разведанным запасам нефти Россия входит в число веду-

щих нефтедобывающих стран и в ее недрах сосредоточено 12-13% мировых запасов нефти. Кстати, отметим, что эту величину – 12-13% – зарубежные специалисты долгое время не хотели признавать. В самых авторитетных зарубежных изданиях долгое время фигурировали цифры, доказывающие, что в нашей стране разведанных запасов нефти вдвое меньше. Типичная западная оценка – 6,7 млрд.т (или около 4,7% мировых запасов) – даётся в обзоре "Статистика мировой энергетики за июнь 2000 года" компании "Бритиш Петролеум" [29]. Основывались подобные выводы прежде всего на том, что официальных данных об объемах и расположении запасов нефти наша страна не публикует, а российская (советская) и западная классификации запасов не совпадают. Российская классификация характеризует категории запасов, исходя из геологических характеристик, что отражает степень разведанности данных площадей. Западная классификация учитывает рентабельность разработки залежей при существующих экономических и эксплуатационных условиях [29].

И только в 2000 г. Геологическим управлением США нефтяные запасы России были пересмотрены в сторону увеличения, в результате чего они сразу "выросли" до 137 млрд.барр., что автоматически поставило нашу страну по разведанным запасам нефти на второе (после Саудовской Аравии) место в мире.

По состоянию на 01.01.2000 г. на государственный учет приняты запасы нефти промышленных категорий по 2269 нефтяным, нефтегазовым и нефтеконденсатным месторождениям, из них 1223 разрабатывается [10].

Месторождения приурочены к древним платформам (Восточно-Европейская, Сибирская), молодым платформам (Западно-Сибирская, Скифско-Туранская), межгорным впадинам и краевым прогибам.

Месторождения нефти расположены в 37 субъектах Российской Федерации, но в основном сосредоточены в Западной Сибири, Урало-Поволжье и на Европейском Севере [23].

Распределение запасов нефти по экономическим районам страны показано на рис. 3.

Наиболее быстро минерально-сырьевая база нефтяной отрасли развивалась в 1960-1991 гг.. Так, запасы нефти промышленных категорий, несмотря на их интенсивный отбор и списание в 80-х гг., неуклонно росли вплоть до 1991 г.. В тот год величина текущих

(остаточных) разведанных запасов нефти в стране в 3,5 раза превышала аналогичный показатель 1961 г. [30]. Наиболее результативными были 60-е годы, которые ознаменовались открытием большинства крупнейших нефтяных и газовых месторождений в Западной Сибири. Именно в эти годы открыты Самотлор, Федоровское, Лянторское, Мамонтовское, Уренгойское, Заполярное, Медвежье месторождения. В 60-е годы бурно растет эффективность разведочного бурения по нефти и газу, создается поисковый задел для успешной разведки в 70-е годы и затем для быстрого подъема добычи в 70-80-е годы. Этот этап характеризовался относительно простыми геологическими условиями для поиска и подготовки структур сейсморазведкой методом отраженных волн без перехода на метод общей глубинной точки (МОГТ) [31].

В течение 70-х гг. был достигнут максимум эффективности геологоразведочных работ в Западной Сибири, в результате чего без существенного увеличения объемов разведочного бурения прирост запасов нефти возрос за 1971-1975 гг. и 1976-1980 гг. по отношению к 1961-1965 гг. в 1,5 и 1,9 раза. Резко увеличилось число открываемых ежегодно месторождений – при одновременном уменьшении их средних запасов. В этот период сделаны важнейшие открытия в Прикаспийской впадине, началось широкое внедрение МОГТ в сейсморазведке.

80-е годы прошли под знаком дальнейшего уменьшения средних запасов вновь открываемых месторождений в Западной Сибири и Урало-Поволжье и снижения удельных приростов запасов (на 1 м бурения и 1 разведочную скважину). Однако объем прироста запасов нефти и газа оставался высоким благодаря возросшим объемам разведочного бурения.

В этот этап открыто самое крупное месторождение Восточной Сибири – Юрубчено-Тохомское, а также выявлены крупные скопления нефти и газа на шельфе о. Сахалин и в Баренцевом море.

В результате резкого снижения объемов геологоразведочных работ, начавшегося с 1992 г., разведанные запасы нефти к 1999 г. уменьшились в целом по стране почти на 13%, а нефти вместе с конденсатом – на 10,3%. В основном нефтедобывающем регионе – Западной Сибири – разведанные запасы нефти сократились на 17,3%. С 1994 г. прирост запасов перестал восполнять их отбор, причём суммарно за все эти годы (1994 – 2000) прирост разведанных запасов компенсировал менее 75% добычи нефти [10].

Превышение добычи нефти над приростом её разведанных запасов продолжается и до последнего времени (рис. 4).

Низкий уровень приростов в первую очередь обусловлен сокращением объемов геологоразведочных работ. Объем поисково-разведочного бурения на нефть и газ в России снизился с 4,2 млн. м в 1991 г. до 1,1 млн. м в 2000 г. В 2001 г. этот показатель несколько возрос (до 1,26 млн. м), а в 2002-2003 гг., в среднегодовом исчислении, снизился до 0,7 млн. м. Кстати, это также одна из составляющих снижения издержек на добычу нефти в последние годы, о чём мы уже писали выше.

Если в 80-х гг. ежегодно подготавливалось и вводилось в поисковое бурение более 500 нефтегазоперспективных объектов, то в 1999 г. в России было подготовлено только около 200 объектов и открыто 41 нефтяное месторождение, средние запасы которых не превышают 1 млн. т [32].

За 1992-1998 гг. в стране введено новых нефтедобывающих мощностей на 135 млн. т, а выбытие их за этот же период составило 390 млн. т. За период с 1991 по 1998 гг. в России было введено в эксплуатацию 251 нефтяное месторождение. Добыча нефти по всем введенным месторождениям в 1999 г. составила 15,5 млн. т (табл. 6)

Таблица 6

Ввод новых месторождений и добыча нефти из них

Показатель	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Число введенных месторождений	6	9	53	27	48	31	53	24	24
Добыча нефти из всех месторождений, тыс. т	257	357	1672	4042	7893	11613	14742	1691	15580
Средняя добыча нефти из одного нового месторождения, тыс. т	42,8	41,7	31,5	149,7	292,3	374,6	278,2	70,5	649,2

Источник: построена по данным [32]

С 1993 г. темпы ввода в разработку и освоение новых месторождений резко возросли, добыча нефти по ним быстро нарастала. Это было связано с принятием в марте 1993 г. Постановления Правительства Российской Федерации № 180 "Об обеспечении ввода в разработку новых месторождений в 1992-1995 гг.", которое предоставило предприятиям ряд льгот. С 1996 г. это Постановление не действует, и освоение новых месторождений до самого последнего времени велось неудовлетворительно.

Выше уже было отмечено, что в конце 90-х годов ситуация с добычей нефти в России стала улучшаться, а в 2001-2003 г. отрасль продемонстрировала уверенный рост. Однако этот вывод относится в основном лишь к таким показателям, как рост добычи и экспорта нефти. Что касается такого важнейшего показателя устойчивого развития отрасли, как воспроизводство минерально-сырьевой базы, то здесь ситуация изменилась мало.

Так, приросты запасов нефти все также не компенсируют ее текущую добычу, уменьшаются размеры открываемых месторождений не только в освоенных регионах, но и на новых перспективных площадях. Основные приросты запасов были получены в основном за счет доразведки ранее открытых залежей, а также перевода запасов из предварительно оцененных в разведанные. Ускоренно растут также объемы списания запасов как не подтвердившихся.

Запасы нефти высокопродуктивных месторождений в значительной степени выработаны. Так, крупные нефтяные месторождения с начальными извлекаемыми запасами в 100 и более млн. т (64 месторождения), обеспечивающие около 57% годовой добычи по России, выработаны на 56% и более. Обводненность продукции по ним составляет более 90%. А по таким уникальным месторождениям, как Ромашкинское, Мухановское, Туймазинское, Аганское, Кулешовское, Шаповское, Ярино-Каменоложское, Анастасиевско-Троицкое, выработка составляет от 82 до 95%. Самолорское, Мамонтовское, Федоровское, Арланское, Усть-Балыкское месторождения выработаны на 60-80%.

Степень выработки запасов нефти промышленных категорий на разрабатываемых месторождениях в целом по России составляет 47,1%. Наиболее высокая выработка запасов наблюдается по Северо-Кавказскому (79,5%) и Поволжскому (76,2%) регионам, наименьшая – по Западной Сибири (36,6%) и Дальнему Востоку (36,1%). Значительная часть текущих извлекаемых запасов нефти

рассредоточена в заводненых пластах, в пластах с низкой проницаемостью (менее 50 мД), в подгазовых и водонефтяных зонах, что создает значительные сложности при их извлечении.

Доля "трудноизвлекаемых" запасов (характеризуются изначально более низкими дебитами скважин и сравнительно невысокими темпами отбора нефти) уже достигла 55-60% и продолжает расти.

Более 70% запасов нефтяных компаний находится в диапазоне низких дебитов скважин на грани рентабельности. Причем если десять лет назад доля вовлеченных в разработку запасов с дебитом скважин менее 25 т/сутки составляла почти 55%, то сегодня такую долю (55%) составляют запасы с дебитом до 10 т/сутки. Свыше трети разрабатываемых компаниями запасов имеют обводненность более 70% [10].

За 90-е годы произошло резкое снижение объемов переработки нефти и производства основных нефтепродуктов. Переработка нефти на НПЗ и производство моторных топлив сократилось почти в 2 раза, смазочных масел, нефтебитума, электродного кокса, ароматики – в 2-3 раза, твердых парафинов, основных продуктов нефтехимии и сырья для сажи – почти в 7 раз. Снижение объемов переработки произошло из-за сокращения внутреннего спроса в связи с падением промышленного производства при одновременном сокращении добычи нефти и увеличении ее поставок на экспорт. Падение платежеспособного спроса на нефтепродукты на внутреннем рынке России неоднократно вызывало необходимость снижения не только загрузки НПЗ, но и добычи нефти вплоть до вынужденной остановки нефтяных скважин. В целом среднеотраслевая загрузка мощностей по переработке нефти составляет сегодня 57% при максимально экономическом уровне загрузки мощностей НПЗ 80-85%. Недогрузка мощностей НПЗ увеличивает и без того высокие издержки переработки нефти [10,23].

Свои проблемы сложились и в нефтегазотранспортной отрасли. Наиболее активное развитие систем магистральных нефтепроводов происходило в 1960-1980 годах. Четверть от общей протяженности магистральных нефтепроводов эксплуатируется свыше 30 лет, еще треть – от 20 до 30 лет, 12% – от 10 до 20 лет. Интенсивная их эксплуатация с ежегодной транспортировкой более 500 млн. т нефти в год привела к тому, что основная часть магистральных нефтепроводов требует реконструкции. Отсутствие

средств у предприятий и почтенный возраст эксплуатируемого оборудования приводит к повышенной аварийности, прежде всего на внутрипромысловых нефтепроводах (ежедневно происходит 75-80 прорывов, из них более 50 – на коллекторах)[23].

Рассмотренные проблемы характерны, по большому счету, и для газовой промышленности, хотя многие из них развивались в этой отрасли до определенного времени менее динамично.

Детальный анализ причин этих негативных процессов дан в целом ряде исследований. Среди них книга "Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России)" и Энергетическая стратегия, в подготовке которых принимал участие автор. В них, в частности, показано, и автор полностью разделяет эту точку зрения, что поскольку в основе большинства проблем как нефтяной отрасли, так и всего ТЭК России лежат внешние (в первую очередь макроэкономические) причины [11,13,22], то и решить эти проблемы без вывода экономики страны из кризиса невозможно. С другой стороны, само возрождение экономики, выход ее на траекторию устойчивого роста невозможны без коренных изменений той экономической политики, которую проводило государство в 90-е годы. Опыт всех лет переходного периода показал, что применявшиеся хозяйственные механизмы, налоговые, ценовые и другие макроэкономические регуляторы неэффективны и требуют существенной корректировки.

Например, за годы реформ не сформировалась система эффективного государственного регулирования в нефтяной промышленности, являющейся одной из основных бюджетобразующих отраслей российской экономики. Именно поэтому нефтяная промышленность во время спада мировых цен на нефть перестала быть источником устойчивых поступлений средств в федеральный бюджет, оказалась неспособной противостоять внешним факторам и сама вошла в кризисное состояние. И если падение мировых цен на нефть повторится, а период низких цен будет более или менее длительным (от 1/2 до 1 1/2 лет), нефтяная отрасль и вся экономика России столкнутся с теми же проблемами.

В сложившихся в 90-е годы условиях нефтяные компании, как правило, стали заинтересованы в максимальном получении прибыли любой ценой, их интересы резко разошлись с интересами государства, что подорвало воспроизводственные процессы в отрасли и привело к свертыванию инвестиционной активности, а также

к неоправданному росту цен на нефтепродукты на внутреннем рынке.

Все это способствовало обострению угроз энергетической и национальной безопасности, в частности удорожанию, перитмичности и постоянным срывам поставок нефти, нефтепродуктов для вооруженных сил, сельского хозяйства, в регионы Крайнего Севера и Дальнего Востока.

Противоречия между целями государства и нефтяных компаний привели к большим диспропорциям в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающих отраслях. Многие нефтяные компании лишены четких перспектив развития вследствие отложенных приватизационных мероприятий. Сложилась большая недозагрузка нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, существенно затруднено управление отраслевой наукой и, соответственно, ослаблен контроль над выработкой единой научно-технической политики.

Как уже отмечалось в главе 1, чрезмерной налоговой пресс и жесткая фискальная политика в отношении нефтяной отрасли в 90-е годы привели к тому, что выручки от реализации стало не хватать на уплату налогов, выплату зарплаты и покрытие затрат на производство, не говоря уже об инвестициях и поддержании уровня добычи нефти. Причем значительная часть налогов, в первую очередь ставки акцизов, не зависела и не зависит от результатов хозяйственной деятельности предприятий, а является фиксированной.

Все это убедительно свидетельствует, что, с одной стороны, государство во многом утратило свою координирующую и регулируемую роль, но с другой – по ряду ключевых аспектов государственное регулирование чрезмерно усилилось. В этом отношении весьма интересно высказывание видного западного промышленника, председателя Исполнительной ассамблеи Мирового энергетического совета Г.Отта, сделанное еще в 1995 г.: "Что касается топливно-энергетического сектора, мне неизвестно, чтобы хоть в одной из западных стран существовала рыночная экономика в том чистом виде, который так часто предлагается для стран с бывшим централизованным управлением экономикой. В действительности топливно-энергетический комплекс – это сектор, в руководство которым часто вмешивается правительство, поскольку он формирует часть инфраструктуры страны и тесно связан с национальной безопасностью.

Поэтому государственное управление и рыночная экономика должны рассматриваться как взаимодополняющие, а не противостоящие системы. Правильное соотношение между ними может быть разным для разных стран, и это всегда зависит от уровня развития каждой отдельной страны. Однако всегда следует стремиться к следующему: как можно большей части инициативы и ответственности в рамках минимального государственного регулирования [33].

Таким образом, анализируя состояние и проблемы развития нефтяной отрасли России в 90-е годы, причины отмеченных негативных тенденций можно сгруппировать следующим образом:

- объективные: истощение недр, неблагоприятное географическое расположение наших основных нефтегазовых месторождений, сложные горно-геологические условия их залегания и т.п. Отсюда – высокие издержки их освоения;

- субъективные, заключающиеся в отсутствии эффективного государственного регулирования и управления собственностью, в формировании инвестиционного климата, в регулировании процессов недропользования в целом.

В результате нефтяная промышленность – важнейшая бюджетобразующая отрасль – находится в неустойчивом состоянии, которое может нарушить гарантированные поставки нефтепродуктов и стабильные поступления средств в консолидированный бюджет Российской Федерации, что естественно угрожает не только энергетической, но уже и экономической безопасности страны и усугубляется в последние годы резкими колебаниями цен на мировом нефтяном рынке.

2.2. Нефтяная промышленность Западной Сибири – основа ТЭК России в годы реформ

В разделе 2.1. уже было сказано, что в соответствии с основными закономерностями развития нефтедобывающих провинций и районов в 70-е годы Западная Сибирь (а вернее, Тюменская область) стала главным производителем нефти в стране. Так, если еще в 1970 г. здесь было добыто 31,4 млн.т нефти, в том числе в Тюменской области – 28,5 млн.т, что составило всего 8,9% от добычи нефти в Советском Союзе (или 11% от России в современных границах), то уже к 1980 г. добыча нефти в Западной Сибири выросла до 312,6 млн.т, то есть почти в 10 раз (в Тюменской области – до 302,8 млн.т, т.е. в 10,6 раза). Соответственно, доля Западной Сибири в общесоюзной добыче нефти достигла 51,8% (Тюменской области – 55,4%).

В общероссийской добыче нефти к 1980 г. доля Западной Сибири возросла до 57,2% (табл. 7), а доля Тюменской области – до 55,3%.

В связи с тем что Госкомстат России и отраслевая (ведомственная) статистика в 90-е годы перестали публиковать многие технико-экономические показатели функционирования отраслей промышленного производства в территориальном разрезе* (так же как и сведения о потреблении топливно-энергетических ресурсов), необходимые для целей исследования данные рассчитывались автором с использованием известных методов статистического анализа на базе соответствующих показателей производственных предприятий (акционерных обществ и компаний ТЭК).

* т.е. в разрезе крупных экономических районов или федеральных округов

Таблица 7
Нефтегазовый комплекс России и Западной Сибири в 1970-2000 гг.

	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	1990 г. в % к 1980 г.	2000 г. в % к 1990 г.	2000 г. в % к 1980 г.
Добыча нефти, включая газовый конденсат, млн.т	284,7	490,8	546,7	542,3	515,9	306,8	323,6	94,4	62,7	59,2
Эксплуатаци- онный фонд нефтяных скважин, тыс. скв., всего	31,3	42,6	60,7	93,3	138,6	142,7	150,8	228,3	108,8	248,4
в т.ч. Западная Сибирь	1,2	4,1	11,8	31,8	...	74,8	76,2	645,8
Среднесуточ- ный дебит одной нефтяной скважины, т	19,6*	21,7	20,7	14,9	11,6	7,5	7,5	56,0	64,7	36,2
в т.ч. Западная Сибирь	107,0	135,4	90,9	43,4	19,2	16,4	10,2	21,1	52,6	11,2
Добыча природного газа, включая нефтяной, млрд.куб.м	83,3	115,2	254,0	462,0	640,6	595,7	583,9	252,2	91,1	229,9
в т.ч. Западная Сибирь: млрд.куб.м	9,5	38,0	156,4	375,8	569,3	539,6	507,0	364,0	89,1	324,2
%	11,4	33,0	61,6	81,3	88,9	90,6	86,8			
Переработка нефти, млн.т	208,0	290,1	325,2	308,9	297,8	182,3	173,8	91,6	58,4	49,3
в т.ч. Западная Сибирь млн.т	25,1	16,5	15,9	...	63,3	...
%	8,4	9,0	9,1			

* По нефтегазовой промышленности СССР

Рассчитана по данным справочников: [9,48,51,52,54]

Так, сведения об эксплуатационном фонде нефтяных скважин в Западной Сибири для табл.7 получены путем простого суммирования соответствующих данных по нефтедобывающим предприятиям, осуществляющим свою деятельность в пределах Западно-Сибирского экономического района ($\sum x_n$), а сведения о среднесуточном дебите одной нефтяной скважины в регионе для той же таблицы – путем нахождения средней арифметической взвешен-

ной ($x_{sp} = \sum x f_n / \sum f_n$), где:

x_n – индивидуальные значения варьирующего признака (соответственно, число скважин или их средний дебит в n-ной нефтедобывающей структуре);

f_n – веса (частоты повторения одинаковых признаков);

$\sum x f$ – сумма произведений величины признаков на их частоты;

$\sum f$ – общая численность единиц совокупности.

Кумулята распределения основных производителей нефти в Западной Сибири по среднесуточному дебиту нефтяных скважин показана на рис.5.

Кстати, расчет среднего дебита нефтяных скважин в Западной Сибири, проведенный по методу средней гармонической взвешенной ($x_{ср} = \sum w / \sum w/x$, где $w = x * f$), дает несколько иные результаты (2000 г. - 7,8 т/сутки против 7,5 т/сутки, полученных по методу средней арифметической взвешенной), что связано с методикой расчета календарного времени работы скважин и эффектом агрегации показателей.

К 1985 г. удельный вес Западной Сибири в общесоюзной добыче нефти достиг 61,8%, а к 1990 г. – 65,8%. В соответствующих показателях по России доля Западной Сибири составила 67,9% и 72,8%.

Исторически сложилось так, что значительная часть советского периода в освоении нефтегазовых ресурсов Тюменской области совпала по времени с первым мировым энергетическим кризисом, разразившимся на Западе в начале 1970-х годов. Следствием кризиса стал резкий рост мировых цен на нефть и другие энергоносители, резко повысивший выгоды от экспорта нефти и газа из СССР. Практически с самого начала развитие нефтегазовой промышленности в Тюменской области не только приобрело нарастающую с каждым годом экспортную направленность, но и оказалось под воздействием глобальных энергетических и, как следствие, политических и экономических процессов. Продавая за рубеж нефть и газ, СССР получал не только большую экономическую выгоду, но и возможность воздействовать на мировые политические процессы. Подробнее эти вопросы рассмотрены нами в работе [45].

Подгоняемая "экспортной плетью", добыча нефти в Тюменской области стала приобретать форсированный характер. В ускоренном темпе в эксплуатацию вовлекались лучшие и высокопродуктивные месторождения и залежи, а те, что похуже, оставались "на потом".

Начало этому процессу положило принятие в марте 1980 г. Политбюро ЦК КПСС известного решения об увеличении добычи нефти в том же году на 10 млн. т сверх утвержденного ранее государственного

плана [46]. Это решение было вызвано возникшей необходимостью закупки в Канаде и США 42 млн. т пшеницы, а соответствующих средств в бюджете предусмотрено не было. Естественно, что принятие такого решения не только поставило отрасль в весьма сложное положение, но и имело для неё далеко идущие негативные последствия. В частности, для выполнения указанного решения Политбюро ЦК КПСС потребовалось в экстренном порядке ввести в эксплуатацию 18 новых месторождений нефти, тогда как на прежних, уже эксплуатирующихся, простаивали тысячи пробуренных скважин из-за нехватки материально-технических средств. Как отмечают ведущие специалисты – нефтяники Р.У.Маганов, А.М.Галустов и Г.Г.Вахитов, именно это решение стало началом конца устойчивого роста уровня добычи нефти в основном в стране – Западно-Сибирском – регионе [47].

В целях минимизации текущих издержек на добычу нефти нарушались требования комплексного освоения недр. Был сломан эшелонированный график ввода в эксплуатацию крупных месторождений, который позволил бы поддерживать высокие (но не рекордные) уровни добычи на протяжении длительного времени.

Показателен в этом отношении пример Самотлора. Разработка Самотлорского месторождения началась в 1969 году, а пик добычи в 150 млн. тонн был достигнут уже в 1980-м. Причем он превысил первоначальный планировавшийся максимум добычи примерно в 1,5 раза, а продержался всего один год вместо запроектированных 10 лет (хотя и 10 лет для такого месторождения, как Самотлор, по-видимому, слишком мало) [45].

Спустя 10 лет добыча на месторождении сократилась почти в 3 раза. К 1998 году производительность упала уже до 18 млн. тонн, обводненность нефти достигла 92%, а число неработающих скважин превысило 47% от общего эксплуатационного фонда (в 1980 году этот показатель составлял менее 8%). Доход государства от эксплуатации Самотлора составил 250 млрд. долларов. При этом на разработку высокопродуктивных залежей этого месторождения было затрачено всего 30 млрд. долларов [45]. Анализ показывает, что нигде и никогда в мире уникальные месторождения, подобные Самотлору, с запасами свыше 2 млрд. тонн (а их насчитывается не более полутора десятков), не разрабатывались с такими высокими темпами извлечения начальных запасов – близкими к 10%. Обычный предел – 2-3% в год. При таком ритме "полноценная жизнь" месторождения продолжается многие десятилетия,

а нефтяные компании более рационально инвестируют средства в разработку и получают стабильно высокие доходы.

В условиях рыночной экономики в такой технологии разработки уникальных месторождений еще в большей степени, чем сами компании, заинтересованы государства – собственники месторождений, чье благополучие прямо зависит от состояния запасов нефти. Однако в СССР, в условиях плановой централизованной экономики, эффективное использование ресурсов, технологическая и экономическая целесообразность приносились в жертву решениям внутренних и внешних политических задач.

Поэтому вполне закономерно, что к началу 1980-х годов в развитии нефтяной промышленности Тюменской области появились первые тревожные симптомы. Один из главных – быстрое возрастание издержек на добычу нефти. С середины 1970-х годов себестоимость добычи нефти в Тюменской области в течение каждого пятилетнего периода в среднем удваивалась. Реакция руководства страны на надвигающуюся опасность полностью отвечала духу того времени: сведения, которые характеризовали качественную сторону развития нефтяной промышленности, были засекречены.

Некоторое представление о процессе нарастания издержек по добыче нефти дает анализ тех технико-экономических показателей работы отрасли, которые публиковались (хотя и под грифом "для служебного пользования"). Это, прежде всего, анализ динамики среднесуточного дебита одной нефтяной скважины. В табл. 7 и на рис. 6 показано, что в Западной Сибири этот показатель всего за 10 лет (с 1975 года по 1985 год) сократился более чем в три раза – со 135,4 т/сут. до 43,4 т/сут., а в последующие 5 лет – еще в 2,3 раза (до 19,2 т/сут.).

Еще более красноречива динамика такого показателя, как обводненность добытой нефти. Всего за 10 лет, с 1980 года по 1990 год, обводненность добытой нефти в Западной Сибири увеличилась в 2,5 раза – с 26% до 74,7% (рис.6), а по ряду объединений еще больше. Так, в "Нижневартовскнефтегазе" она возросла в 3,2 раза, в "Ноябрьскнефтегазе" – в 8,5 раз, в "Варьеганнефтегазе" – в 8,6 раза, в "Когалымнефтегазе" – в 16,8 раз, в "Лангепаснефтегазе" – в 32,6 раза [48].

В середине 80-х годов в стране сложилась кризисная ситуация: добыча нефти стала падать впервые с 1921 г., если не считать военные 1942 и 1943 годы. В 1984 году она снизилась по сравнению

с предыдущим годом на 3,6 млн. т, а в 1985 году – еще на 17,4 млн. т, причем добыча нефти в России в 1985 году упала ниже уровня 1980 года [49] (см. табл. 7). И только в 1987 году добыча нефти в стране превысила уровень 1983 года. Но уже с 1989 года начался новый длительный период падения добычи.

Первую кризисную ситуацию в середине 1980-х годов удалось на какое-то время преодолеть, главным образом вновь за счет применения старого и испытанного способа – массивированного наращивания инвестиций и поставок материально-технических ресурсов. Решения по данным вопросам принимались на самом высоком государственном уровне. Именно поэтому одной из первых экономических акций М.С. Горбачева на посту Генерального секретаря ЦК КПСС стал приезд в сентябре 1985 года в Тюменскую область.

На совещании по проблемам Западно-Сибирского нефтегазового комплекса М.С. Горбачев вынужден был отметить, что "...ЦК КПСС обеспокоен тем, что уже третий год Тюмень не выполняет планы добычи нефти. Срыв заданий создает трудности в народном хозяйстве. Вместе с тем отставание не сокращается, а увеличивается. Проведенный анализ, широкое обсуждение назревших вопросов на нынешнем совещании говорят о том, что проблемы накапливались постепенно, годами. Методы добычи, предусмотренные на первом этапе формирования нефтедобывающего комплекса на Оби, практически исчерпали себя" [50].

Капиталовложения в нефтяную промышленность выросли, в сопоставимых ценах, с 22,5 млрд. руб. за 1971-1975 гг. до 35,6 млрд. руб. в 1976-1980 гг. и до 56,5 млрд. руб. за 1981-1985 гг. За 1986-1990 гг. они возросли до 59,2 млрд. руб. [51,52]. В результате удельный вес отрасли в суммарных инвестициях в народное хозяйство СССР вырос с 4,5% в 1971-1975 гг. до 8,0% в 1986 г. и 8,2% в 1988 г. [51,52].

Приведенные показатели свидетельствуют, что потенциал экстенсивного, но сверхускоренного решения проблем нефтяной отрасли страны уже во второй половине 80-х годов был практически исчерпан. В полной мере это относится и к Западной Сибири. Причем к рубежу веков отмеченные проблемы объективно должны были возрасти по экспоненте.

Так, в разработанной в 1987 г. ВНИИКТЭП при Госплане СССР "Целевой комплексной программе развития Западно-Си-

бирского нефтегазового комплекса на XII пятилетку и на период до 2005 г." признавалось, что для обеспечения прироста добычи нефти на 15% требовалось... восьмикратное увеличение капитальных вложений и семикратное увеличение объемов эксплуатационного бурения (табл. 8)!

Таблица 8
Сравнение технико-экономических показателей развития нефтедобывающей промышленности Западной Сибири

Показатели	1966-1985	1986-2005*
Рост добычи нефти, млн. тонн	365	59
Объем поисково-разведочного бурения, млн. м	17,0	71,3
Объем эксплуатационного бурения, млн. м	112,3	804,8
Капиталовложения, млрд. руб.	47,35	352,2
Себестоимость тонны нефти, руб.	7,7	48,4

* "Целевая комплексная программа развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса на XII пятилетку и на период до 2005 года".

Источник: [53]

При этом следует особо подчеркнуть, что значительную и всё более растущую часть инвестиций приходилось направлять на создание мощностей, обеспечивающих не прирост добычи нефти, а всего лишь компенсацию падения добычи на действующих производствах. Так, по данным Н.А.Крылова, Н.К.Праведникова и Э.М.Халимова, в 1976-1980 гг. было создано новых мощностей на добычу 469 млн. т нефти, из которых 356 млн. т были направлены на компенсацию падения добычи. В 1981-1985 гг. было создано уже 533 млн. т новых мощностей, но в 1985 г. добыто нефти было тем не менее на 10 млн. т меньше, чем в 1980 г. В 1986-1990 гг. новых нефтедобывающих мощностей предстояло создать на 582 млн. т, но только 20 млн. т из них предназначались для прироста добычи, а остальные – для погашения падения нефтедобычи [71].

Тем не менее очевидно, что именно в этот период была проделана огромная работа по освоению нефтяных и газовых месторождений. Хотя и с колоссальными издержками, но в 1960-1980-е годы в Тюменской области был создан производственно-экономический потенциал, который и в 1990-е годы обеспечивал экономику страны энергоресурсами, позволял формировать доходы государственного бюджета на всех уровнях и выполнять внешние финансовые обязательства.

Открытие и освоение нефтегазовых ресурсов Западной Сибири, и прежде всего Тюменской области, со всей очевидностью продемонстрировали силу и слабость системы централизованного планирования и управления экономикой. С одной стороны, чрезвычайно высокая степень концентрации материально-технических ресурсов и стремительные темпы решения производственно-экономических задач (в 1970-е годы – удвоение объемов добычи нефти каждые пять лет). С другой – хронический дефицит материально-технических ресурсов и постоянное отставание в решении других задач, прежде всего непрофильных с точки зрения главной цели – наращивания добычи углеводородов.

Освоение ресурсов нефти и газа стало фундаментом быстрого экономического роста Тюменской области. Едва ли не с момента ввода в эксплуатацию первых нефтяных месторождений область стала лидером среди всех сибирских регионов по темпам роста экономики и намного опережала средние показатели по России и СССР. Однако экономический рост любой страны и любой территории характеризуется не только темпами, но и качеством экономики. Качество экономики, с одной стороны, зависит от того, какие факторы определяют ее динамику, а с другой стороны, показывает, насколько сбалансированным является ее развитие и насколько оно соответствует интересам страны или территории.

Индустриальное развитие Тюменской области, начиная с середины 1960-х годов, всецело опиралось (и опирается до настоящего времени) на использование невосполнимых природных ресурсов. Перед областью в централизованном порядке была поставлена задача скорейшего наращивания объемов добычи нефти и газа. В той или иной интерпретации такая установка просматривалась в любом партийном документе по вопросам экономики, в любом государственном плане и программе развития народного хозяйства советской эпохи. Даже в региональных программах по разделу

“Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс”, которые с 1977 года неизменно включались в государственные планы социально-экономического развития страны, отмечалось, что главной задачей Тюменской области являлись “добыча нефти и газа и их доставка в европейскую часть СССР”. Такой позиции придерживались не только центральные органы власти, но и официальная советская наука [60-63].

Но этот путь развития имел по крайней мере три серьезных ограничения, хорошо изученных и описанных в научных работах:

- Во-первых, запасы нефти и газа не безграничны, и по мере их исчерпания исчезают основные факторы роста. Более того, еще до наступления этого момента эффективность освоения ресурсов нефти и газа начинает падать. И естественно, что чем интенсивнее разрабатываются месторождения, тем быстрее снижается эффективность добычи, и тем скорее истощаются запасы.

- Во-вторых, сырье всегда дешевле продуктов его переработки. Ориентация исключительно на добычу нефти и газа означала, что Тюменская область лишалась значительной части доходной базы, на которую имела полное право претендовать. В период до западно-сибирской истории советской нефтегазовой промышленности практически не было примеров, чтобы развитие добывающих отраслей не объединялось с переработкой углеводородов. В частности, во всех нефтяных районах Урало-Поволжья почти одновременно с развитием добычи начиналось строительство крупных нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

- В-третьих, сохранение и усиление сырьевой направленности экономики территории (в данном случае Тюменской области) означает, что данная территория теряет контроль над своим экономическим будущим. За интенсивным освоением и добычей невосполнимых ресурсов неизбежно следует стремительный спад деловой активности и всей экономической жизни. Это означает, что созданные города, поселки, объекты инфраструктуры становятся невостребованными и период активного развития сменяется периодом длительного спада и застоя в экономике и социальной сфере.

В рамках системы централизованного планирования и управления предполагалось, что эти проблемы будут решены позже за счет обеспечения комплексного развития экономики территории. По мере увеличения добычи нефти и газа структура хозяйства

должна была "достраиваться" следующими этажами-предприятиями, обеспечивающими более глубокую переработку сырья, выпуск широкой гаммы готовых изделий.

При этом внимательное изучение документов и решений прошлых лет по развитию хозяйства Тюменской области показывает, что на первом этапе освоения энергоресурсов вопросам комплексного развития уделялось значительно больше внимания, чем в дальнейшем – в конце 1970-х и в 1980-х годах. Характерно, что еще в 1966 году руководство области придерживалось той точки зрения, что "...прежде всего нужна генеральная схема развития производительных сил Западной Сибири на длительный срок. Безотлагательно надо определить экономические и технические возможности осваиваемого края и его место в энергообеспечении и размещении нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности страны. При освоении природных богатств нельзя допустить материальные потери, а также низкую эффективность производства. Если на каком-то этапе допустима узкая "сырьевая" специализация, то в дальнейшем обязательно потребуются развивать экономику области комплексно. Именно это дает наибольший экономический эффект" [64].

Однако все основные решения, связанные с развитием ведущих отраслей хозяйства области, принимались исключительно на уровне центральных органов государственной и партийной власти страны, которые придерживались прямо противоположной точки зрения и "делали ставку", главным образом, на быстрый рост добычи нефти и газа (ориентируясь на решение внешне- и внутриполитических проблем). Поэтому развитие непрофильных производств происходило крайне медленно, даже если соответствующие решения и принимались.

Постоянное отставание в развитии сопряженных отраслей и производств (и прежде всего объектов инфраструктуры) приводило к крупным потерям материально-технических ресурсов и, как следствие, перерасходу финансовых средств.

К концу 1970-х годов отставание обеспечивающих отраслей и производств достигло таких размеров, что уже стало тормозом для развития основного производственного направления. Поэтому в конце 1970-х годов было принято решение о ликвидации возникших производственно-технологических диспропорций ...в течение 3 лет. "Все эти объекты должны были создать коллективы нефтя-

ников, газовиков, строителей за 3 года, вторые, кстати сказать, не имели собственных баз и людей. Другими словами, за 3 года надо было построить все то, что не делали за 15 прошедших лет. Вот на чем Госплан СССР "получил" кажущуюся экономию государственных средств и высокую рентабельность нефтегазодобывающего комплекса в Западной Сибири. К началу 1978 года в регионе накопился такой узел проблем, для разрешения которого требовались особые чрезвычайные меры..." [46].

В основе решения всех проблем лежала, как правило, концентрация материально-технических и финансовых ресурсов на выбранном направлении. Система принятия решений на государственном уровне не могла обеспечить сбалансированность в решении различных задач развития хозяйства Тюменской области. Масштабность, ориентация на решение крупных и сверхкрупных задач диктовали необходимость периодической смены приоритетов. Сначала – нефть, затем – природный газ, и в конце концов – нефтегазохимия.

Ориентация на сверхкрупные и масштабные проекты привела к тому, что в 1986-1988 гг. был подготовлен проект сооружения одновременно пяти крупных нефтегазохимических комплексов суммарной стоимостью свыше 20 млрд. долларов. Вмешательство общественности (на волне перестройки второй половины 1980-х годов, а также общего негативного отношения к гигантским, непродуманным и расточительным проектам) привело к тому, что в ноябре 1989 года проблема формирования нефтегазохимических комплексов в Тюменской области была рассмотрена на заседании Политбюро ЦК КПСС. Было принято решение не расплывать финансовые и трудовые ресурсы на одновременное сооружение пяти комплексов, а "...всемерно ускорить работы на первой очереди – Тобольском, Сургутском и Уренгойском комплексах..." [65].

Однако к настоящему времени ни один из этих проектов не реализован, несмотря на то что потенциальная потребность в них остается на прежнем уровне.

Результаты проведенных нами исследований [45] свидетельствуют, что постоянное отставание в развитии сопряженных отраслей и производств, прежде всего инфраструктурных, приводило к крупным потерям в эффективности работы главных отраслей экономики. Так, анализ развития нефтегазовой отрасли в 70-80-е годы показывает, что основным фактором, реально сдерживав-

шим рост добычи нефти и газа практически в любом районе, были ресурсные ограничения. Все прочие факторы не могли "противостоять" стремлению экономической системы и отдельных ее элементов к саморасширению. Феноменом советской экономики оказалась возможность отчасти преодолеть и это, казалось бы объективное, ограничение. Проблема дефицита ресурсов "решалась" путем упрощения производственно-технологической структуры создаваемых объектов, отказа от развития комплексирующих производств в нефтегазовых районах, игнорирования социальных и экологических проблем, возникающих в процессе освоения новых территорий. В этой связи даже появился новый термин – "блок минимального пускового комплекса", что означало ввод технологического объекта в действие при наличии минимальных производственных, инфраструктурных и в целом обеспечивающих условий.

Все это чрезвычайно ярко проявилось и в Тюменской области.

Выше уже отмечалось, что и в партийно-государственных документах, и в научных трудах вопросы комплексного развития экономики территории поднимались повсеместно. Однако решение их полностью соответствовало особенностям рассматриваемого периода и характеру плановой экономики.

Все начиналось с придания территории особого статуса. Так, в практике хозяйственного планирования появились понятия "Западно-Сибирский территориально-производственный комплекс" и "Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс", которые со временем вошли во все официальные документы, затрагивающие вопросы развития Тюменской области. Соответствующие разделы появились и в государственных планах социально-экономического развития страны.

Особый "комплексный" статус территории служил основой для внедрения элементов программно-целевого подхода, естественно, в том его понимании, который отвечал нерыночному типу экономики и административному управлению. Целевые комплексные программы, которые разрабатывались в то время [66-68], в основном имели рекомендательную силу. На практике дело сводилось к тому, чтобы показатели развития территории включались в директивные планы "отдельной строкой". Так, для Тюменской области "отдельной строкой" прописывались плановые задания по объемам добычи нефти и газа, капитальным вложениям на эти це-

ли, развитию дополняющих и вспомогательных отраслей, социальной сферы.

Начиная с 1977 года в Государственный план социально-экономического развития СССР наряду с соответствующими отраслевыми разделами был включен раздел "Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс". Он по своей сути представлял простое сведение заданий и показателей планов отраслей и предприятий, действовавших на территории Западной Сибири и отнесенных к нефтегазовому комплексу.

Избрав ошибочную стратегию освоения уникальных нефтяных месторождений, руководство страны не смогло рационально распорядиться огромными доходами, полученными от добычи тюменской нефти.

Экономическую основу повышения роли нефти в экономике страны составляла так называемая экономическая рента, т. е. дополнительный сверх среднего по народному хозяйству доход, обусловленный уникальными горно-геологическими и физико-химическими свойствами залегающих там или иных углеводородов. Экономическая рента является составной частью цены реализации как нефти, так и продуктов ее переработки [69].

Следует отметить, что механизмы изъятия и распределения рентных доходов в СССР в целом были весьма специфичными и по большей части завуалированными. Эти механизмы сформировались под влиянием советской социалистической системы и отвечали потребностям ее воспроизводства и развития. Завуалированность (непрозрачность) механизмов изъятия и распределения рентных доходов была крайне выгодной для государства, поскольку позволяла относить экономические и социальные успехи страны на счет "преимуществ социалистического строя", а не на счет эксплуатации природных ресурсов с затратами ниже среднемирового уровня.

На примере нефти и газа можно проследить, как происходило изъятие ренты с использованием рычагов директивного управления экономикой, главным из которых было централизованное ценообразование.

Система изъятия ренты была многоканальной. Подробный анализ этой системы не входит в число задач данной работы, поэтому здесь только отметим следующее. Если сопоставим данные, приведенные в табл. 9, с официальной величиной доходов госу-

дарственного бюджета СССР в 1985 году (за вычетом фиксированных платежей и налога с оборота), то увидим, что только сумма скрытой нефтегазовой ренты (без учета угольной и лесной ренты, рентного дохода электроэнергетики) равна примерно половине всех остальных доходов бюджета [70].

Таблица 9

Оценка ежегодной величины нефтегазовой ренты в СССР для условий середины 80-х годов

Показатели	Нефть	Газ	Всего
Примерные мировые цены, долл./т (тыс. м ³)	200	130	
Объем производства, млн. т (млрд. м ³)	600	640	
Стоимость нефти и газа, млрд. долл.	120	83	203
Издержки производства и транспорта + прибыль на капитал (оценочно), долл./т (тыс. м ³)	40	40	
Сумма издержек, млрд. дол.	24	26	50
Рентный доход, млрд. долл.	96	57	153

Источник: [69, стр.51]

В 90-е годы роль западно-сибирских углеводородов, особенно нефти, как и всего топливно-энергетического комплекса, в экономике России существенно возросла. Тому было много причин – и природно-геологических, и экономических, и социально-политических, и других. Не останавливаясь на их анализе, поскольку он уже сделан многими отечественными и зарубежными специалистами [2,10,11,22,29,30], отметим только, что слабость правительства, отсутствие продуманной финансовой политики, опора на фискально-ориентированные инструменты – все это было оплачено раздачей минерально-сырьевых ресурсов и созданных для их освоения производственно-технологических активов. Это касается и цветных металлов, и алмазов, и других полезных ископаемых, но конечно же, в первую очередь ресурсов нефти и газа.

Страна получила кратковременную передышку, удалось наскрести средства на выплату очередного платежа по ранее полученным займам, профинансировать очередную политическую кампанию. Какой ценой? Государство лишилось активов одного из самых прибыльных секторов экономики – нефтегазового комплекса.

В этой связи нельзя не согласиться с теми специалистами, которые считают, что государство по существу бесплатно раздало недра. Система приватизации предполагала одинаковый подход ко всему имуществу: заводу, колхозу, добывающему предприятию. При этом то же нефтяное предприятие оценивалось по стоимости лишь его основных фондов – скважин, трубопроводов, установок сбора и подготовки нефти, нефтепромысловых построек и т.п. Главное богатство любого нефтедобывающего (да и горнодобывающего) предприятия – в недрах, в месторождении. Но оно то как раз в оценку и не входило. А стоимость этого "приданого" была в сотни раз больше той, в которую оценивались находящиеся на поверхности основные фонды [47].

Экономика и Тюменской, и Томской областей, как и ряда других административных образований, оказалась в результате в заложниках воли и устремлений новых собственников приватизированных компаний.

Чрезвычайно ярким примером оплаты Тюменской областью непоследовательности и фискально-ориентированного подхода к преобразованиям в нефтегазовом секторе является газовая промышленность. Ни Тюменская область (включая ЯНАО), ни Минтопэнерго РФ не были даже допущены к обсуждению проблем реструктурирования этой отрасли. В обмен на целостность, производственно-технологическое единство и неделимость "Газпрома" правительству были даны обязательства по бесперебойной поставке газа народному хозяйству по заниженным ценам, а также по безусловной оплате газовиками налогов со всего объема поставленного (даже неоплаченного) природного газа. В мае 1992 года, за две недели до вступления в силу нового Закона "О недрах", правительство на бесконкурсной основе передало "Газпрому" права на все основные газовые и газоконденсатные месторождения на севере Тюменской области (прежде всего на п-ове Ямал) [45].

Сохранение целостности ОАО "Газпром" и выполнение обязательств по бесперебойной поставке природного газа привели к тому, что с 1991 по 2001 год добыча газа в стране снизилась на 62 млрд.м³.

Начались дискуссии о том, что над Россией нависла угроза энергетического кризиса. Причина – недоинвестирование не только в создание новых производственных мощностей, но и в поддержание действующих. При задержке с вводом новых месторождений в разработку были значительно повышены отборы газа с уникальных действующих месторождений – Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского (тот же подход, что и в случае с Самотлором 20 годами ранее). И только ввод в эксплуатацию Заполярного месторождения (единственного за все десять лет) на время снял эту проблему.

В результате резко обостряются социально-экономические проблемы на севере Тюменской области. Тюменская область фактически оплатила поддержание и сохранение относительной социально-экономической стабильности в стране в 1990-е годы, но при этом из недр территории безвозвратно извлечено свыше 5 трлн. м³ газа, из которых почти 700 млрд. м³ не оплачено ни в какой форме. Кстати, на протяжении нескольких последних лет дебиторская задолженность ОАО "Газпром" держится на стабильно высокой отметке – не менее 100 млрд. руб.! В результате на территории ЯНАО не создано никаких предпосылок социально-экономического развития при переходе газовой промышленности в новую фазу функционирования.

Немаловажно и то, что сохранение и поддержание монопольной роли ОАО "Газпром" (взамен упрощения схемы взимания налоговых платежей в федеральный бюджет) не позволили сформировать не только конкурентную среду в отрасли, но также значительно ослабили и саму компанию. "Газпром" потерял важные в условиях рыночной экономики качества – инновационную направленность и динамизм развития. Компания все больше начинает походить на плохо управляемый конгломерат разнообразных видов и направлений деятельности, мало связанных друг с другом.

Ошибочная финансово-экономическая политика, поспешная и непродуманная приватизация, утрата государством инициативы в вопросах реструктурирования нефтяной и газовой промышленности стали причиной того, что большинство вертикально интегрированных компаний на сегодняшний день представляют собой достаточно рыхлые образования. И потому не случайно идет процесс объединений и слияний. Передел здесь неизбежен.

Таким образом, проведенные нами исследования свидетельствуют, что Тюменская область (ХМАО и ЯНАО в том числе) и

расположенный на ее территории нефтегазовый комплекс оплатили уникальный социально-политический эксперимент по переходу столь огромной и столь непростой страны, как Россия, к системе рыночных отношений. В результате этот регион оказался под воздействием ряда негативных факторов, которые представляют для него особенно серьезную опасность. Среди них:

- прогрессирующее истощение недр Тюменской области – за годы преобразований из недр было извлечено свыше 2 млрд. тонн нефти и свыше 5 трлн. м³ газа;

- резкое ухудшение всех технико-экономических показателей функционирования нефтегазодобывающих предприятий, расположенных на территории области, и устойчивая тенденция к утрате ими конкурентоспособности по сравнению с другими регионами страны и Ближнего Зарубежья (прежде всего Каспия, Казахстана, Туркменистана, Сахалина, шельфа Баренцева моря и даже Поволжья);

- формирование неравноправных отношений с крупными нефтегазовыми компаниями и стремительный вывоз с территории финансовых ресурсов (в самых различных формах – от законных до криминальных);

- ориентация государства на фискальные формы и методы воздействия на нефтегазовый сектор без учета особенностей состояния ресурсной базы;

- формирование безработицы в скрытой форме в северных городах, которые не имеют ясного экономического будущего;

- замораживание экологических программ.

Эти опасности тем более пагубны для Тюменской области, что реформирование экономики не было нацелено на уход от привязки к нефти и газу и за годы социально-экономического эксперимента зависимость региона от состояния дел в нефтегазовом секторе только увеличилась. Поэтому будущее социально-экономическое состояние Тюменской области более чем на 90% зависит от того, как на новом этапе будут решены проблемы нефтегазового сектора.

На наш взгляд, в первую очередь такую работу нужно вести по следующим пяти направлениям: дальнейшее совершенствование правил недропользования; упорядочение межкорпоративных отношений; активизация диалога между регионами и крупными компаниями; повышение конкурентоспособности нефтегазового сектора экономики; формирование справедливой налоговой системы.

Глава 3

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ КАК ОСНОВНОЙ ИНСТРУМЕНТ РАЦИОНАЛИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

3.1. Закономерности становления и развития системы недропользования в реформируемой России

3.2. Проблемы совершенствования сложившейся системы недропользования

3.3. Эффективное государственное регулирование нефтегазовой промышленности на региональном уровне – основа энергетической безопасности страны и стабильного развития отрасли

3.1. Закономерности становления и развития системы недропользования в реформируемой России

Для России – страны с колоссальным природно-ресурсным потенциалом – вопросы развития отношений, связанных с предоставлением прав на пользование недрами и контролем за выполнением условий их предоставления, вопросы использования отношений в процессе недропользования для регулирования более широкого спектра социально-экономических процессов являются одними из важнейших. На наш взгляд, в ходе проводимых экономических реформ комплексный характер отношений в процессе недропользования, сфера их действия не осознаны и не использованы еще в достаточно полной мере.

Для лучшего понимания этих отношений необходимо прежде всего проанализировать те условия, из которых выросла и сложилась современная система недропользования. В СССР основной целью государства было провозглашено "обеспечение роста благосостояния за счет удовлетворения растущих материальных и духовных потребностей членов общества". Источником удовлетворения растущих потребностей считалось развитие материального производства (при опережающем росте производства средств производства по сравнению с предметами потребления), для которого требовалось постоянное наращивание добычи минерально-сырьевых ресурсов, и в том числе углеводородов, как для энергетических нужд, так и для использования в качестве сырья для получения химических продуктов.

В рамках этой системы существовала бесплатность использования нефтегазовых ресурсов в недрах и земельных угодий, а процедуры предоставления недр в пользование носили по существу раздаточный характер: разрешения на ведение работ выдавались, но контроль не носил регулярного характера, а осуществлялся по мере

возникновения явных отклонений от общепринятых норм и условий. Одним из последних нормативных актов административно-командной системы (принятых уже в условиях радикальной экономической реформы 1987-1989 годов) было Положение о порядке передачи разведанных месторождений полезных ископаемых для промышленного освоения. Подробный анализ существовавшей в СССР системы недропользования изложен в нашей с В.А. Крюковым работе "Нефтегазовые ресурсы в круге проблем", вышедшей в издательстве "Недра" в 1997 году [69].

Несмотря на то что в СССР экспорт минерального сырья являлся основой внешнеторговой специализации страны в ее отношениях с капиталистическими государствами, а по производству многих его видов Советский Союз занимал лидирующее место в мире, специального закона о недрах в стране не было. Формальной законодательной базой ведомственных инструкций являлись введенные в действие в 1976 году Верховным Советом СССР "Основы законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах", в которые несколько позднее (в 1979 году) были внесены отдельные изменения и дополнения. Согласно "Основам...", ответственность за организацию пользования недрами возлагалась на Совет Министров СССР и Советы народных депутатов. А поскольку "Основы законодательства Союза ССР и союзных республик о недрах" являлись законодательным актом непрямого действия, то они детализировались в различных нормативных материалах... самих ведомств – недропользователей.

На наш взгляд, именно недооценка роли и места процессов недропользования в регулировании экономики явилась (и является до настоящего времени) одной из причин чрезвычайно сложного положения в данной области. Создавшееся положение особенно недопустимо в условиях такой страны, как Россия, где горнодобывающие отрасли играют колоссальную роль в национальной экономике, определяя не только возможности обеспечения потребностей в минерально-сырьевых ресурсах, но и наполнение финансовых потоков, пронизывающих все ее сферы; где социально-экономическое благополучие нескольких десятков (!) субъектов Федерации чуть ли не целиком и полностью зависит от положения дел на предприятиях, осуществляющих разведку и добычу полезных ископаемых.

Неопределенность в реформировании отношений недропользования (на фоне деклараций конца 80-х годов прошлого века о переходе к самоокупаемости и самофинансированию, а также прекращения

или значительного сокращения государственного финансирования отраслей и регионов) послужила причиной стихийного создания фрагментов новой системы недропользования на региональном и даже районном уровнях. В условиях накапливавшихся социально-экономических проблем сырьевых территорий определение предметов ведения и расширение полномочий в вопросах недропользования начались "снизу" [69]. Регионы стали активнее участвовать и в решении проблем расположенных на их территории предприятий по поискам, разведке и добыче углеводородного сырья.

В 1990 году основополагающие законодательные элементы новой системы недропользования только-только формировались. Но уже тогда впервые избранным демократическим путем органы власти территорий, анализируя состояние экономики и пути решения накопившихся проблем, пришли к выводу, что недра, земля, природные ресурсы являются фундаментом развития экономики и решения многих социально-экономических проблем. Причем следует отметить, что поиски путей использования своего природно-ресурсного потенциала приводили подчас очень разных людей и разные территории к одному и тому же выводу – необходимо менять коренные принципы использования природно-ресурсного потенциала. Достаточно общим стало понимание того, что бесплатность, обезличенность собственника, отсутствие систем контроля и реального управления, направленного на рациональное использование природных ресурсов, должны быть устранены.

Особенно такая необходимость была видна в сырьевых регионах, к числу которых относилась и Тюменская область.

Выводы и соображения, направленные на изменение системы недропользования, были во многом ответной "защитной" реакцией таких регионов на ухудшение социально-экономической обстановки и на изменение экономической системы. При этом преследовались две основные цели:

во-первых, защита собственных интересов в условиях нарастающего (особенно в 1990 году) тотального дефицита. Именно в процессе решения данной группы проблем родилась идея о передаче территориям части добываемой из их недр продукции в "натуре", что затем нашло свое отражение в региональных квотах;

во-вторых, формирование новой системы недропользования (со всем необходимым набором механизмов), обеспечивающей решение текущих и перспективных социально-экономических задач.

Проведение нами исследования свидетельствуют, что во второй половине 1980-х годов в общественно-политической и экономической жизни Тюменской области происходили два тесно связанных процесса:

- процесс определения путей и направлений развития нефтегазового комплекса на официальном уровне – прежде всего на уровне партийного и правительственного руководства (наиболее ярким выражением явилась подготовка предложений по строительству нефтегазохимических гигантов и резкому увеличению добычи, в первую очередь природного газа за счет форсированного выхода на пик Ямал);

- процесс осознания населением области – прежде всего его наиболее активной и мобильной частью, представленной работниками нефтегазового комплекса и представителями научно-технической интеллигенции г. Тюмени – невозможности и недопустимости сверх интенсивного, экологически расточительного и обезличенного подхода к освоению территории с уникальным природно-ресурсным потенциалом.

До определенного времени – примерно, до 1990 года – эти процессы развивались практически параллельно, почти не соприкасаясь. Их стыковка произошла в период первых демократических выборов, в ходе которых был избран Тюменский областной Совет XXII созыва.

Уже летом 1990 года депутатами облсовета под председательством автора этой книги в сотрудничестве с производителями, учеными и специалистами из Тюмени, Москвы, Новосибирска и Свердловска были разработаны обосновывающие материалы и научные основы "Концепции перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики". На их базе был подготовлен и решением II сессии XXI созыва Тюменского облсовета народных депутатов от 3.10.1990 г. утвержден проект собственно Концепции, а решением II сессии XXI созыва от 12.11.1990 г. утверждена и сама "Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики"².

¹ См. Приложение 1. В том же году этот документ был издан отдельной брошюрой – "Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики", 13 с. [73].

² Позднее эти материалы были изданы отдельной книгой – Шафраник Ю.К., Ващяков Г.С., Бинкин Б.А. и др. Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики. – Тюмень, 1990, 148 с. [74].

В этих материалах, в частности, отмечалось, что:

- республиканские и союзные законы и нормативные акты не отражают особенностей каждого региона;
- ведомственный подход к освоению территории, высокие темпы прироста добычи нефти и газа привели к серьезным диспропорциям в социально-экономической структуре хозяйства региона;
- форсированное освоение природных ресурсов привело к обострению экологических проблем;
- многие проблемы области связаны с отсутствием комплексного подхода к развитию территорий, необходимых прав и финансовых возможностей местных Советов всех уровней.

Главный вывод "Концепции..." состоял в том, что решение накопившихся, текущих и будущих проблем социально-экономического развития территории невозможно без:

- расширения самостоятельности и инициативы на уровне регионов, районов и отдельных населенных пунктов;
- расширения прав и полномочий территорий в использовании своего природно-ресурсного потенциала;
- изменения сложившейся системы недропользования, подходов и принципов к распределению экономической ренты, содержащейся в ценах реализации добываемых углеводородов.

Таким образом, в основу концепции легла идея о переходе на общепринятые в мире принципы и подходы к управлению природно-ресурсным потенциалом, в частности на принципы платного недропользования³.

В дальнейшем эти же принципы были использованы при подготовке целого ряда законопроектов федерального и союзного значения по вопросам недропользования и участия территорий в решении проблем социально-экономического развития, включая и Федеральный закон "О недрах".

Уже весной 1991 года под эгидой Комитета по промышленности и энергетике Верховного Совета РСФСР по инициативе и при активной поддержке Тюменского областного Совета была создана рабочая группа по подготовке нового законодательства о недропользовании.

Одновременно с разработкой законопроектов о недропользовании формировались и инструменты их реализации. Исходя из необходимости одновременного решения проблем преодоления кри-

³ Суть и особенности платного недропользования в настоящее время достаточно подробно проанализированы и описаны в отечественной литературе, в том числе и в работах автора – см., напр., [23, 45, 69, 70, 75, 76].

зисной ситуации в экономике страны и области и формирования новой системы недропользования, в качестве главного инструмента реализации была выбрана программа.

В основных чертах и контурах подходы к реализации программы были разработаны весной и летом 1991 года и в августе были представлены Президенту России. В результате появился Указ Президента РСФСР от 19 сентября 1991 года № 122 "О развитии Тюменской области"⁴.

Указ № 122 предусматривал, что "основой для вывода экономики Тюменской области из кризисного положения должна стать Программа развития Тюменской области и предприятий нефтегазового комплекса, расположенных на ее территории".

В основе ее реализации должно лежать "введение механизма рационального использования и воспроизводства природных ресурсов, прежде всего комплексного использования углеводородного сырья...".

Предполагалось, что Программа будет иметь значительные полномочия в области недропользования, поскольку ее администрация давалась право "по согласованию с органами государственного управления РСФСР утверждать технико-экономические обоснования на геологический поиск и разведку топливно-энергетических и других природно-сырьевых ресурсов и эксплуатацию месторождений, а также выдавать разрешения на производство указанных работ".

Параллельно предусматривалось провести работы по созданию основных положений нового законодательства о недропользовании: "представить проект законодательного акта РСФСР о недрах; ускорить рассмотрение проектов законов, предусматривающих взимание платы за пользование природными ресурсами, имея в виду их введение в действие в январе 1992 года".

Фактически рассмотренный документ, пожалуй, впервые не только заложил основы платного природопользования, но и связал воедино все звенья цепи "недропользование – развитие нефтегазового сектора экономики – региональное социально-экономическое развитие" [69, с.115].

В сентябре 1991 года было принято решение Тюменского областного Совета народных депутатов № 182 "О реализации Указа Президента РСФСР "О развитии Тюменской области" [77].

⁴ Текст Указа дан в Приложении 3.

Принципиальным моментом этого решения является то, что в тот период (а это было более чем за год до выхода в свет известных постановлений правительства о приватизации нефтегазового сектора) мы предлагали в рамках нефтегазового комплекса области развивать новый сектор, который был бы альтернативой неэффективному государственному сектору. Этот новый сектор намечалось развивать на основе фонда новых и неразрабатываемых месторождений углеводородного сырья (в ныне действующей терминологии – фонд неиспользуемых или нераспределенных месторождений). На наш взгляд, в то время имела уникальная возможность формирования альтернативных государственному сектору "независимых" компаний для эксплуатации неразрабатываемых месторождений [78]. Но наши предложения приняты не были.

Таким образом, переход к новым механизмам недропользования и реализация их в рамках Программы развития Тюменской области основывались на следующих основных принципах:

- введение системы платного недропользования;
- расширение полномочий территории в распоряжении природно-ресурсным потенциалом – выводе участков недр из-под исключительного отраслевого влияния и переводе решения всех принципиальных вопросов (таких как процедуры предоставления и контроля) на государственный уровень по линии взаимоотношений "федерация – регион";
- реформирование нефтегазового сектора экономики Тюменской области – создание сильных нефтегазовых компаний из существующих производственных объединений на базе осваиваемых и разрабатываемых месторождений углеводородного сырья;
- формирование на основе новой системы недропользования предпосылок для становления и развития широкого спектра новых (и по формам собственности, и по направлениям деятельности) компаний не только в рамках нефтегазового сектора, но и в сфере его производственно-технического обслуживания.

Основные идеи, положенные в основу "Концепции перехода Тюменской области..." и "Программы развития Тюменской области" практически сразу же были восприняты обществом и стали базой для формирования федерального и регионального законодательства Российской Федерации.

Уже к концу 1992 года на этой базе были сформированы фундаментальные основы новой системы недропользования, опреде-

ляющими элементами которой стали Федеративный договор, Закон "О недрах", Положение о порядке лицензирования пользования недрами, а также ряд указов Президента, Постановлений Верховного Совета и Правительства РФ, регулирующих экспорт продуктов добычи и переработки, геологической информации и др. В совокупности с законодательными и другими актами, определяющими землепользование, охрану окружающей среды, плату за пользование недрами, порядок и ставки отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы³, они представили по сути принципиально новый целостный свод нормативных актов о недропользовании.

Его основными особенностями стали:

1. Сбалансированность прав на недра между федеральными и территориальными органами власти, четкая регламентация их компетенций. Недра суши и прибрежной шельфовой зоны находятся в двойном ведении исполнительной власти России и представительной власти субъекта федерации. Недра шельфа за пределами 12,5-мильной зоны находятся в ведении исключительно Правительства России. При этом основные обязанности и ответственность за геологическое изучение и восполнение минерально-сырьевой базы возложены на государство и добывающие предприятия.
2. Равные возможности на пользование недрами для любых субъектов предпринимательской деятельности, в том числе юридических лиц и граждан других государств. Некоторые льготы предусмотрены для предприятий, уже имевших ранее права на пользование конкретными участками недр, а также конвертируемых предприятий оборонного комплекса и других предприятий России.
3. Представление права на пользование недрами только на конкурсной основе через государственную систему лицензирования. Решение о конкурсе по новым месторождениям и площадям принимает Геолкомом России или по его поручению территориальными органами и органами представительной власти субъекта федерации.
4. Освобождение предприятий, уже имевших права на участки недр, от участия в конкурсе (они подтверждают свои права в соответствии с предъявляемыми при выдаче лицензии обязательными условиями).

³ В частности, такими законами, как "Об обеспечении экономических основ суверенитета РСФСР" от 31.10.1990 г.; "Об инвестиционной деятельности в РСФСР" от 26.06.1991 г.; "Об охране окружающей природной среды" от 19.12.1991 г.; "Об основах налоговой системы в Российской Федерации" от 1.01.1992 г.

5. Взимание с пользователей недр платежей в виде платы за право пользования недрами, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акцизных сборов, платы за используемые земельные участки, а также акватории и участки морского дна.

6. Ограничение прав на пользование недрами сроками 5 лет (геологическое изучение), 20 лет (разведка и эксплуатация) и 25 лет (геологическое изучение с последующей эксплуатацией). Введение условий прекращения права на пользование недрами.

В последующие годы этот свод нормативных актов был дополнен целым рядом новых законодательных актов⁶, и тем самым была сформирована современная нормативно-правовая база предоставления прав на пользование недрами, которой законодательно закреплены:

- оформление прав на пользование недрами на основе специальных разрешений – лицензий;
- конкурсный и аукционный характер предоставления прав на пользование недрами;
- платный и срочный характер получения и использования прав на пользование недрами;
- антимонопольные требования в области предоставления недр для поисков, разведки и разработки полезных ископаемых.

Как подчеркивает В. Крюков [75, с.114], в целом на начальном этапе формирования системы недропользования была закреплена и реализована административная система предоставления прав на пользование недрами (предоставление прав на основе решений административного органа управления с учетом условий, им определяемых). Однако в дальнейшем (в рамках изменений Закона "О недрах", а также Закона "О соглашениях о разделе продукции") были введены элементы контрактных отношений по линии "государство – недропользователь". В рамках поправок к Закону "О недрах" это коснулось введения в качестве неотъемлемого элемента пакета лицензионных документов соглашения об условиях недропользования. Закон "О соглашениях о разделе продукции" заложил основы для перевода всей системы отношений по линии "государство – недропользователь" на договорную (контрактную) основу.

⁶ Таковы, как Закон Российской Федерации от 8.02.1995 г. "О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации "О недрах"; Закон Российской Федерации от 30.11.1995 г. "О континентальном шельфе Российской Федерации"; Закон Российской Федерации от 30.12.1995 г. "О соглашениях о разделе продукции"; Закон Российской Федерации от 30.12.1995 г. "О ставках отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы" и др.

3.2. Проблемы совершенствования сложившейся системы недропользования

Практика применения нормативно-правовых актов по недропользованию, особенно во второй половине 90-х годов и в 2000-2001 годы, всесторонний анализ их возможностей, проведенный отечественными и зарубежными специалистами, в том числе и автором данной работы [23,45,79-81], свидетельствуют, что сложившейся системе недропользования присущи многие недостатки.

Главным из них, на наш взгляд, является различие между Законом "О недрах" и Законом "О СРП" по поводу самого характера положенного в основу недропользования права – публичного или гражданского.

Тем самым были созданы условия для одновременного функционирования в России двух параллельных систем недропользования – административной (Закон "О недрах") и базирующийся на нормах гражданского права (Закон "О СРП").

Действующий закон РФ "О недрах", принятый в 1992 г., сыграл важную роль в переходе недропользования на рыночные отношения благодаря положенным в его основу таким принципам, как платное пользование недрами, совместное распоряжение недрами органов государственной власти России и субъектов федерации (принцип "двух ключей") и лицензионный порядок предоставления недр в пользование по результатам конкурсов (аукционов).

Как считают специалисты, Закон РФ "О недрах" должен был представлять собой системообразующий и кодификационный акт законодательства, регулирующий горные отношения. К сожалению, таким требованиям он не отвечает, несмотря на четырехкратные дополнения и изменения (1992, 1995, 1999 и 2000 годы).

Поскольку Закон РФ "О недрах" имеет крупные принципиальные не-

достатки, все более негативно отражающиеся на освоении и использовании ресурсов недр и на экономике России, то он, как считают специалисты, требует не редакционных изменений, а полной переработки [82, с. 16].

За время действия Закона "О недрах" сложилась система взаимоотношений государства и недропользователей на основе лицензий, которые определяют условия разработки месторождений и другие условия пользования участками недр. Всего за период до 2002 года было выдано около 28 тыс. лицензий на пользование участками недр с целью поисков, разведки и разработки месторождений основных видов полезных ископаемых; из этого числа 14 тыс. лицензий действуют сегодня.

Закон "О недрах" позволил перейти к рыночным отношениям в недропользовании, привлечь в добывающие отрасли промышленности частный капитал, стабилизировать, а затем и увеличить добычу основных видов полезных ископаемых. Закон дал возможность вкладывать средства в добывающую промышленность иностранным юридическим лицам, предоставив им национальный режим недропользования.

Однако в последние годы процесс развития законодательства о недрах замедлился, в то время как социально-экономическое развитие России продолжалось быстрыми темпами, создавая новые формы политических отношений. Установленные в 1992 году Законом "О недрах" нормы в сфере недропользования вошли в противоречие с реальной ситуацией и требуют корректировки и дальнейшего развития. Положение усугубили недостатки в организации лицензирования пользования недрами и контроля за выполнением условий лицензий.

Многие из выявленных недостатков связаны, считают юристы, с несовершенством законодательства о недрах, отсутствием в нем четкой регламентации действий органов управления и недропользователей [81, с. 23].

Соответственно, очень часто возникают ситуации, когда нормативные акты, принятые органами исполнительной власти, противоречат положениям закона, что неоднократно использовалось для предъявления исков и начала судебных разбирательств [83, с. 68].

Другим недостатком существующей системы недропользования является то, что ряд формулировок федеральных законов изложен нечетко. Подобная нечеткость оставляет свободу действий при их толковании. Так, согласно Закону "О недрах" подготовительная работа, связанная с проведением конкурсов (аукционов), а также с определением условий лицензии, возложена на Министерство природных ресурсов и иные федеральные министерства. Но из-за нечеткости формулировок может показаться,

ся, что субъекты РФ отстранены от этой работы, а на деле они в ней участвуют.

Закон говорит, что установление предельных размеров участков недр, количества участков и предельных запасов полезных ископаемых, предоставляемых в пользование, осуществляется "по согласованию" с субъектами Российской Федерации. Что может означать "согласование"? В теории права это понятие, как авторитетно считают юристы, четко не определено [84, с. 58].

Специалисты-правоведы к числу недостатков Закона "О недрах" относят и то, что он, будучи формально ориентированным на регулирование отношений по всему комплексу недропользования, фактически направлен только на регулирование вопросов, связанных с предоставлением прав на участки недр и установлением системы платежей при пользовании недрами. Он практически не регулирует деятельность горного предприятия. Недостаточно разработаны в законе требования по обеспечению экологической, производственной, социальной и экономической безопасности недропользования; вопросы рационального использования и сохранения ресурсов недр, комплексной государственной экспертизы проектов добычи, аудита недропользования [82, с. 17].

Не отличается особой четкостью, в частности в вопросах совместного ведения, и Федеральный закон "О СРП". Так, проекты законов о перечне участков, разрабатываемых на условиях СРП, вносятся субъектами права законодательной инициативы, какими, в частности, являются законодательные (представительные) органы власти регионов. Но при этом требуется наличие заключения правительства России и еще решений законодательных органов субъектов Федерации. Однако сам факт внесения законопроекта уже является реализацией их решения по этому вопросу [82, с. 56].

Особой проблемой является отмена платежей на воспроизводство минерально-сырьевой базы и введение единого налога на добычу полезных ископаемых. И хотя соответствующие законы в этой области уже приняты, дискуссия на эту тему по-прежнему представляет интерес для специалистов [см., напр., 85-87 и др.].

Исследование становления и анализ функционирования системы недропользования в России дают возможность выявить основные тенденции формирования управленческих отношений, возникающих между государством и нефтегазовыми компаниями, соответствующих хозяйственных механизмов в этой системе, а также спрогнозировать их необходимое развитие (табл. 10).

Таблица 10

Основные тенденции формирования отношений и хозяйственных механизмов в системе недропользования в России

Отношения и хозяйственные механизмы	Этапы и направления развития		
	До 1991 г.	1992 – 2002 гг.	2003 – 2007 гг.
Характер получения и использования прав на пользование недрами	бесплатный и бессрочный ⇒	платный и срочный ⇒	⇒
Возможность пользования недрами	исключительно государственные структуры ⇒	государственные, полугосударственные и акционерные структуры ⇒ структуры всех форм собственности (в том числе – иностранные) ⇒	⇒
Оформление прав на пользование недрами	разрешения на ведение работ ⇒	специальные разрешения, лицензии ⇒ лицензии и соглашения о разделе продукции ⇒	лицензии, соглашения о разделе продукции, концессии
Роль территорий по отношению прав на недра	пассивная (исключительно инфраструктурная) ⇒	паритетная с центром (право двух ключей) ⇒	⇒
Форма взимания государством платежей за пользование недрами	перечисление прибыли в бюджет ⇒	отчисления на ВМСБ, акцизные сборы, плата за использование земельных участков ⇒ единый налог на добычу полезных ископаемых ⇒	переход на рентные принципы налогообложения (налогообложение на добавленный чистый доход)
Характер системы предоставления прав на пользование недрами	административная ⇒	введение элементов контрактных отношений по линии "государство-недропользователь" ⇒ переход системы отношений по линии "государство-недропользователь" на договорную (контрактную) основу ⇒	⇒

Проведенный нами анализ сложившейся системы недропользования и ее недостатков позволяет сделать ряд предложений, направленных на совершенствование как самой системы недропользования, так и соответствующего законодательства.

В первую очередь необходимо сформировать действенную систему регулирования и контроля за ходом выполнения лицензионных соглашений, ра-

ботоспособные механизмы координации в рамках вертикально интегрированных компаний, касающиеся покупки и последующей переработки сырья. Очевидно, необходима более активная позиция государственных ведомств в разработке и внедрении механизмов рационального недропользования, что предполагает, в частности, пересмотр ряда аспектов их взаимоотношений с компаниями, в особенности в сфере налогообложения [23, с.357].

Во-вторых, как полагает большинство специалистов, основные направления стимулирования рационального недропользования связаны с переходом на рентные принципы налогообложения, хорошо зарекомендовавшие себя в зарубежной нефтяной промышленности [см., напр., 45,69,70,75,79,88,89 и др.].

Как показано в работе "Безопасность России. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России)" [23], ориентация налогообложения на добавленный чистый доход позволит:

1. Устанавливать базу налогообложения, соответствующую реальному уровню доходности освоения недр.

2. Более обоснованно подходить к оценке эффективности освоения и стимулирования разработки труднодоступных и сложных по строению месторождений.

3. Лучше адаптироваться к изменению цен на нефть.

4. Исключить из практики налогообложения "квазирентные" платежи, искажающие эффективный выбор инвестиционных проектов.

5. Создать условия для относительно прозрачных и экономически обоснованных подходов к распределению ренты между основными участниками недропользования (федерацией, субъектами федерации, компаниями).

Переход к рентоориентированной системе налогообложения недропользования требует решения серьезных методических проблем, в частности таких, как:

- Переход от налогообложения доходов к налогообложению прибыли;
- Формирование новой системы учета в нефтяной отрасли, позволяющей перейти от учета по отдельным предприятиям, дочерним компаниям, материнским компаниям к учету по отдельным объектам разведки и разработки (отдельных месторождений и участков, группы месторождений);
- Введение системы налоговых ограждений (барьеров), препятствующих списанию затрат по неудачным проектам за счет прибыли от других программ освоения ресурсов или видов деятельности;
- Установление процедуры определения цен, используемых при расчете налогооблагаемой прибыли (справочных, учетных и др., связанных с изменением мировых цен на нефть);

- Проведение экономического аудита по программам разведки и разработки с целью определения обоснованности различных видов издержек;

- Организация системы мониторинга управления крупными инвестиционными программами со стороны региональных и федеральных структур.

Подробный анализ формирования в России систем налогообложения и ценообразования, в том числе и с позиций рационализации недропользования, дан в работе А.М. Мастепанова "Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития" [10], где, в частности, отмечается, что весной 2001 г. произошла своеобразная "контрреволюция" в реформировании системы налогообложения нефтяного комплекса, выражающаяся в фактическом отходе от рентных принципов. Таких же взглядов придерживаются С.Ю. Глазьев и Ю.Н. Петров [88, с. 26].

В третьих, при подготовке поправок к Закону "О недрах" или его новой редакции должны быть сохранены концептуальные положения Закона, его правовой климат, что будет отвечать интересам как государства, так и недропользователей, прежде всего заинтересованных в правовой стабильности условий пользования недрами.

В-четвертых, с упразднением отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (МСБ) и специального бюджетного фонда добывающие компании должны самостоятельно и за счет собственных средств осуществлять геологоразведочные работы и обеспечивать прирост запасов полезных ископаемых. Законодательство должно стимулировать эту деятельность, имеющую важное государственное значение. В ст. 10 Закона "О недрах" предусмотрена возможность передачи в разработку месторождения, выявленного недропользователем за счет собственных средств, однако механизм применения этой нормы не проработан. Четкая регламентация порядка передачи в разработку открытых недропользователем месторождений будет способствовать привлечению инвестиций в развитие МСБ.

Специалистами-правоведами называются и другие принципиально важные направления совершенствования законодательства в области недропользования (государственная собственность на недра и гармонизация федеральных отношений, горное имущество, охрана недр и регламентация процессов ликвидации и консервации горных выработок и др.) [81].

Каждое из этих направлений является предметом самостоятельных научных разработок, но даже их простое перечисление свидетельствует, что существуют огромные резервы совершенствования недропользования и, тем самым, рационализации разработки углеводородных ресурсов в интересах как существующего, так и будущих поколений.

3.3. Эффективное государственное регулирование нефтегазовой промышленности на региональном уровне – основа энергетической безопасности страны и стабильного развития отрасли

Проведенные исследования и опыт работы на руководящих должностях в системе органов государственной и исполнительной власти дают автору возможность сделать вывод о том, что современная ситуация настоятельно требует формирования и проведения ясной и целенаправленной государственной политики по отношению к нефтегазовому комплексу, выработки четких управленческих отношений, возникающих между государством и нефтегазовым бизнесом. Причем, в этом процессе есть закономерная роль и для федерального центра, и для территорий, в частности для Тюменской области и округов, расположенных в ее границах. В последнем случае, это прежде всего формирование эффективной бизнес-ориентированной среды на региональном уровне, с использованием таких рычагов, как лицензионная, налоговая и инновационная политика. Возрастание удельного веса малых и сложных месторождений в Тюменской области (включая ХМАО и ЯНАО) является основани-

ем для того, чтобы уделить больше внимания роли малых и средних регионально-ориентированных компаний.

Вопрос о том, как и на какой основе территориям следует выстраивать свои отношения с нефтегазовыми компаниями, является одним из самых принципиальных с точки зрения защиты нынешних и будущих интересов региона. Отличительная особенность регионального уровня власти – будь то Тюменская, Кемеровская, Томская или любая другая область – состоит в том, что на территории в значительной степени легло решение социально-экономических задач. На федеральном уровне во все большей степени решаются вопросы макроэкономической стабильности и формирования основополагающих правил игры. Главные же интересы территории – это, прежде всего, интересы ее жителей. Поэтому все составляющие процесса недропользования, вся совокупность взаимоотношений с крупными компаниями (и в случае Тюменской области с компаниями нефтегазового комплекса) должны быть напрямую связаны с решением социально-экономических проблем территорий.

В мировой практике существуют две принципиальные модели подобного взаимодействия – прямое участие (в форме участия в собственности, а также в капитале и, но не обязательно, в управлении), а также косвенное участие (в сфере создания, поддержания и обеспечения действия соответствующих норм и правил, прежде всего защиты и гарантии прав собственности). И та и другая модели предполагают наличие сильного государства и целостной системы взаимосвязанных правовых норм [подр. см. 45, с.80].

У рассматриваемой проблемы есть еще одна грань. Анализ вопросов энергетической безопасности, выполненный в рамках целого ряда работ отечественными учеными специалистами с участием автора [24], свидетельствует, что региональный срез, региональные аспекты играют в их решении далеко не последнюю роль. Это касается как специфических вопросов энергоснабжения, так и роли регионов в обеспечении стабильного и устойчивого развития ТЭК, в особенности нефтегазовой отрасли. Регионы, их органы власти могут и должны играть важную роль как в создании условий для успешного развития нефтяной и газовой промышленности, так и в совершенствовании государственного регулирования этими отраслями.

В этой связи необходимо отметить, что нынешняя Россия вышла из руин Советского Союза – сверхцентрализованного госу-

дарства с директивной экономикой и тоталитарной формой управления. Неудивительно, что в полном соответствии с законом маятника после слома старой системы (а взамен ничего сколько-нибудь завершенного пока не создано) в стране усилились центробежные силы, фактически работающие на разрыв страны. Это проявилось в стремлении отдельных регионов (особенно республик в составе России) решать свои проблемы автономно от центра, путем перетягивания на себя властных функций. Дело зашло так далеко, что в 2000 году новому Президенту России пришлось принимать срочные и жесткие меры по очистке правового поля "на местах" от сепаратистских перекосов, по восстановлению в конституциях российских республик и законодательных актах краев и областей верховенства высшей власти, приоритета федеральных законов над региональными – не говоря уже о принципе целостности и неделимости самой Российской Федерации.

Этот процесс укрепления властной вертикали, восстановления управляемости государства продолжается. В настоящее время идет процесс укрепления властной вертикали, восстановления управляемости государства. В частности, Указом Президента РФ №849 от 13 мая 2002 г. в стране образованы федеральные округа. В их рамках создаются и начинают действовать новые властные структуры. Пока они представляют собой больше контролирующие, "политико-управленческие надстройки", не подкрепленные "базисом", общей для всего региона экономикой. Хотя изначально создаваемые макрорегионы территориально совпали с границами основных экономических районов страны (что должно помочь в решении нынешних общенациональных задач)[90].

С созданием федеральных округов с новой силой встает вопрос о формировании региональной экономической политики как наиболее приемлемой в нынешних условиях формы организации общероссийской экономики. Отметим, что региональные проблемы (экономические, энергетические, демографические) всесторонне рассматриваются в работах многих ученых и специалистов – Абалкина Л.И., Алаева Э.Б., Валентя С.Д., Гранберга А.Г., Лыковой Л.Н., Мастепанова А.М., Пирогова С.В., Семенова П.И., Строева Е.С., Татаркина А.И., Топорника Б.Н., Штульберга Б.М. Однако их рекомендации большей частью остаются пока невостребованными, хотя практика последнего десятилетия уже подтвердила полную беспочвенность упований на то, что ры-

нок, стихийные силы экономического притяжения между сопредельными регионами сами собой, автоматически обеспечат межрегиональную хозяйственную интеграцию и тем самым укрепят единство России. По нашему убеждению, только продуманная и четкая государственная экономическая политика, последовательно проводимая в регионах страны, даст нужный эффект.

Формирование этой политики возможно на основе тщательного анализа сложившихся тенденций и состояния экономики российских регионов, выявления диспропорций в их развитии. Причем в качестве наиболее надежного и точного барометра, определяющего "погоду" или "непогоду" в экономике, необходимо использовать состояние энергетики.

Именно энергетика выступает (точнее, должна выступать) в качестве одной из основных действующих интегрирующих и стабилизирующих сил в обществе и государстве. Подробный анализ такой роли энергетики впервые в рамках федеральных округов сделан в работе А.М. Мастепанова, В.В. Саенко, В.А. Рыльского и Ю.К. Шафраника "Экономика и энергетика регионов Российской Федерации" [14].

Говоря о формировании региональной экономической политики, необходимо в первую очередь озаботиться формированием региональной энергетической политики. Эта проблема подробно рассмотрена в трудах Гительмана Л.Д., Мардера Л.И., Мастепанова А.М., Минакера П.Л., Петрова Н.А., Санеева Б.Г. и других российских ученых и специалистов.

В системе региональной экономической и энергетической политики территории (субъекту федерации) закономерно отводится, прежде всего, функция обеспечения условий жизни и деятельности населения, решения, прежде всего, как уже было сказано выше, социально-экономических задач. Эта функция не только непреходящая, но и нацелена на будущее, поскольку в наиболее общем случае территория должна обеспечивать необходимый уровень жизни своим жителям на протяжении продолжительного периода времени. Из этого вытекает, что с практической точки зрения такая территория, как Тюменская область, заинтересована в получении определенного уровня доходов от нефтегазовых операций и, что не всегда обязательно, в поддержании в нефтегазовом комплексе определенного уровня занятости трудоспособного населения (при высоком уровне доходов территория может сама создавать рабочие места в смежных и прочих отраслях и сферах экономики).

Эволюцию форм и способов взаимодействия территорий и нефтегазового комплекса определили два основных фактора. Во-первых, российская специфика и технологические особенности нефтегазового сектора, то есть ограниченное число альтернативных вариантов подготовки, транспортировки и переработки добытых углеводородов. Во-вторых, особенности реформирования экономики и социальной сферы, а именно отсутствие общих норм и правил, регулирующих экономическую жизнь, слабость государства при выполнении им основополагающей функции – принуждения к исполнению норм и правил и защиты прав собственности.

Отличительной особенностью взаимодействия территорий и нефтегазового комплекса в современных российских условиях является доминирующее стремление регионов к прямому участию в нефтегазовом комплексе. Основными формами прямого участия являются следующие:

- участие в торговых операциях, связанных с реализацией нефти, нефтепродуктов и природного газа (как правило, через систему уполномоченных компаний);

- участие в капитале приватизируемых нефтяных компаний (в случае Тюменской области это касается только участия территории в доверительном управлении 10% акций ОАО "Тюменская нефтяная компания");

- создание собственных нефтегазовых компаний и попытки формирования регионального сегмента нефтегазового комплекса (иначе как "ставкой на собственные силы" данное направление определить трудно).

Ориентация на формы и методы прямого участия привела, как представляется, к тому, что в целом было упущено направление, связанное с формированием долговременных, равноправных и равно эффективных форм сотрудничества и взаимодействия со сформированными вертикально-интегрированными компаниями. Когда же эта проблема была осознана – примерно к концу 1995 года, слишком многое уже было упущено. Хотя следует отметить, что еще осенью 1992 года администрация Тюменской области указывала на потенциальную опасность для территорий формирования в нефтяных компаниях тенденции создания схем финансовых расчетов, основанных на занижении цен на добываемое сырье на устье скважины [45, с.82].

Анализ реализации форм и методов прямого участия регионов в нефтегазовом бизнесе в 90-е годы свидетельствует о следующем:

- общим для всех территорий Тюменской области начиная с 1991 г. стало непосредственное вовлечение властей в процесс хозяйственного освоения недр и в коммерческую деятельность, связанную с реализацией нефти и газа. Подобная деятельность началась с момента получения областью и автономными округами права на продажу по контрактным ценам части продукции, добываемой недропользователями. Впоследствии кризис неплатежей привел к тому, что значительная часть налогов в территориальные бюджеты стала поступать в форме натуральной оплаты (нефтью, газом, продуктами их переработки) или в форме взаимозачетов и различных финансовых обязательств;

- в 1991-1992 гг. по всем территориям области прошла волна создания собственных компаний – не только добывающих, но и торгово-закупочных, в той или иной степени подконтрольных органам власти вплоть до муниципального уровня. На заре рыночных реформ бытовало мнение, что, имея поддержку местных властей и получив лицензии на пользование недрами, эти компании сумеют развить реальную производственную деятельность в интересах территорий;

- большие надежды возлагались на то, что новые производители составят серьезную конкуренцию компаниям-монополистам, которые родились в ходе акционирования и приватизации государственной нефтегазовой промышленности. Но эти надежды так и не оправдались. В условиях экономического кризиса и отсутствия инвестиционных источников независимые компании в большинстве своем оказались нежизнеспособными.

В равной степени не оправдались и надежды территорий Тюменской области на установление сколько-нибудь реального прямого контроля над компаниями-монополистами. Областными и окружными властями на стадии акционирования нефте- и газодобывающих предприятий неоднократно предпринимались попытки, как правило разрозненные, получить в управление часть государственных пакетов акций создаваемых акционерных компаний. Таким образом предполагалось получить возможность реального влияния на экономические процессы, происходящие в нефтегазовом секторе. Однако анализ фактически сложившихся управленческих отношений между администрациями территорий и нефтегазовым бизнесом свидетельствует, что практически все такие попытки оказались неудачными.

В то же время известны и противоположные примеры. Так, в Кемеровской и Свердловской областях имея блокирующий (даже не контрольный) пакет акций и участие в доверительном управлении ведущих производственных объектов на своей территории, администрации оказывают всё большее влияние на принятие хозяйственных решений в ключевых производственно-технологических комплексах региональной экономики.

Администрацией Тюменской области в начале 90-х гг. были разработаны предложения о создании ассоциации нефтегазовых городов Среднего Приобья. Ассоциация должна была аккумулировать общее мнение нефтегазовых территорий и представлять его при обсуждении проблем реформирования нефтегазового комплекса на самом высоком уровне, а также выстраивать систему равноправных финансово-экономических отношений с вертикально интегрированными компаниями. Но эти предложения, как показала практика, оказались нежизнеспособными. Каждая территория, каждый город стали искать свои собственные подходы к формированию взаимоотношений с нефтегазовыми компаниями путем заключения различных соглашений (как правило, не имеющих юридической силы и обязательности к исполнению). Где-то на первых порах подобная тактика привела к неплохим результатам, но теперь, по истечении времени, в целом видно, что практика сепаратных обсуждений и соглашений нанесла значительный ущерб решению социально-экономических проблем нефтегазовых городов и поселений.

Проведенные нами исследования [45,69,91] свидетельствуют, что попытки прямого вмешательства территориальных властей в хозяйственную деятельность и процесс реструктурирования нефтегазового комплекса были заранее обречены на провал, поскольку не соответствовали объективным закономерностям происходивших процессов.

В чем же состоит выход из создавшегося положения? Как обеспечить эффективный диалог между территориями и отраслью, регионом и нефтегазовыми компаниями?

Чтобы ответить на эти вопросы, необходимо хотя бы вкратце рассмотреть сложившуюся в стране систему государственного регулирования нефтегазового комплекса и основные тенденции её эволюции.

Прежде всего отметим, что в рамках современной экономической системы основная, наиболее принципиальная роль государства состоит в обеспечении легальных прав собственности (особенно при изменениях в результате осуществления различных сде-

лок). Как показано Д. Нортон [92], именно государством функция защиты прав собственности выполняется для национальной экономики с наименьшими издержками – государство обладает наибольшими сравнительными преимуществами в осуществлении насилия для обеспечения данной функции.

Выполнение данной функции государства в рамках современных экономических систем во все большей степени предполагает перенесение акцентов с форм прямого участия в хозяйственной деятельности на формы косвенного регулирования.

В полной мере сказанное относится и к нефтегазовому комплексу, и к нефтегазовому сектору экономики в целом.

Исследования автора подтверждают выводы В.А. Крюкова [75], полученные им в ходе анализа реализации этой важнейшей функции государства в нефтегазовом секторе России в начале 90-х гг.: поиск и формирование новой роли государства в нефтегазовом секторе (именно новой, поскольку в условиях СССР роль и функции государства были принципиально иными) были связаны с необходимостью решения целого комплекса взаимосвязанных проблем. Основные из них:

- создание системы предоставления прав на пользование недрами;
- формирование условий не дискриминационного доступа недропользователей ресурсов углеводородного сырья к системе общерайонных инфраструктурных объектов;
- обеспечение условий реализации хозяйственными единицами прав собственности на добытые углеводороды и продукты их переработки.

В свою очередь, решение данных комплексов проблем достигается за счет:

- создания адекватной задаче защиты прав собственности на пользование недрами и добытые углеводороды нормативно-правовой основы;
- создания системы государственных учреждений и организаций, обеспечивающих выполнение регулирующих функций наиболее эффективным (с точки зрения общественного благосостояния) образом.

В условиях переходного периода к числу важнейших национальных экономических интересов относится создание условий и предпосылок для проведения структурной реформы (что предполагает сдерживание темпов инфляции за счет роста цен на энергоресурсы), а также сохранение и поддержание социальной ста-

бильности (что требует значительных финансовых ресурсов). Особая роль нефтегазового сектора в данных процессах обеспечения национальных интересов во многом обусловлена его уникальной способностью аккумулировать финансовые ресурсы. Поэтому новая роль государства формируется в рамках весьма сложного переплетения таких задач, как:

- обеспечение прав собственности;
- достижение важнейших национальных экономических интересов;
- формирование эффективной производственной структуры в нефтегазовом секторе (за счет ослабления монополии на природные ресурсы и создания стимулов для эффективного функционирования сектора).

В эволюции роли государства в нефтегазовом секторе России можно выделить несколько этапов:

- 1990-1992 гг., когда основным содержанием дискуссий (и вытекающих из них решений законодательных и исполнительных органов власти СССР и РФ) относительно роли государства в регулировании нефтяной отрасли была ориентация на сохранение прямого участия в собственности;
- 1992-1994 гг. (и в целом по июль 1998 включительно), когда преобладающим содержанием стала ориентация на преимущественное использование форм и методов косвенного регулирования (как тарифного, так и нетарифного, а также широкого использования различных форм фискального воздействия);
- август 1998 – первая половина 2001 г., когда вновь зазвучали призывы о повышении роли государства;
- вторая половина 2001 г. – по настоящее время – лидерство идей отхода государства "от несвойственных ему функций".

Определяющую роль для нефтегазового сектора новой России сыграл второй этап, в особенности 1992-1994 гг., когда основным лейтмотивом деятельности государства стало проведение широкомасштабного (всеохватывающего) акционирования и частичной приватизации объединений и производственных предприятий нефтяной отрасли.

Внимание к вопросам определения новой роли государства в нефтяной отрасли стало усиливаться по мере завершения компании по акционированию и первого этапа приватизации (первичного размещения акций вновь созданных акционерных компаний,

как вертикально-интегрированных, так и компаний, охватывающих отдельные звенья – от поиска и разведки до добычи, переработки и реализации нефтепродуктов).

Наиболее важные вопросы, на которые предстояло дать ответ, по мнению В.А. Крюкова состояли, в следующем [75].

В краткосрочном промежутке времени (в ближайшие один – три года):

- обеспечение эффективного управления государственной долей собственности в акционерных нефтяных компаниях – как, при помощи каких инструментов можно обеспечить достижение государственных целей и приоритетов;

- регулирование деятельности организационных структур в нефтяной отрасли – либо путем избирательного определения желательных параметров управления по каждой структуре, либо путем формирования общих регулирующих рамок, которые обеспечивали бы достижение желаемого состояния дел в отрасли (безотносительно к характеристикам отдельных организационных структур);

В средне- и долгосрочном периоде (по окончании трехлетнего периода закрепления контрольных пакетов акций нефтяных компаний в государственной собственности):

- степень прямого участия государства в собственности частично приватизированных нефтяных компаний;

- соотношение форм и методов прямого участия (при их сохранении) и косвенного регулирования (и в рамках последнего – соотношение различных форм регулирования);

- состав и система органов государственного регулирования и управления нефтяным субсектором.

Попытки дать ответы на эти вопросы содержатся в целом ряде документов, подготовленных и принятых руководством страны и федеральных органов исполнительной власти. Важнейшими среди них являются:

- в области управления государственной долей собственности в акционерных компаниях в целом:

- Указ Президента РФ от 10 июля 1994 г. № 1200 "О некоторых мерах по обеспечению государственного управления экономикой" [93];

- Постановление Правительства РФ от 10 февраля 1994 г. № 96 "О делегировании полномочий Правительства Российской Федерации по управлению и распоряжению объектами федеральной собственности"[94];

- Постановление Правительства РФ от 1 июля 1996 г. № 777 "О назначении представителей Российской Федерации по управлению пакетами акций акционерных обществ топливно-энергетического комплекса"[95];

- в области оценки места и роли государства в энергетическом секторе (включая вопросы государственного регулирования):

- Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях[96,97];

- Энергетическая стратегия России (основные положения)[35,97];

- Указ Президента РФ от 7 мая 1995 г. № 472 "Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 г."[98];

- Концепция "Энергетического кодекса РФ"[99];

- в области определения места и роли государства в регулировании непосредственно нефтяной отрасли:

- Указ Президента РФ от 1 апреля 1995 г. № 327 "О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний"[100];

- "Концепция управления нефтяным комплексом России" (Минтопэнерго РФ, 1994)[101,102].

В управлении государственной долей собственности в акционерных компаниях топливно-энергетического комплекса основной акцент в 1992-1996 гг. был сделан на разделении полномочий органов исполнительной власти (прежде всего, между Госкомимуществом и другими органами исполнительной власти, на которые были возложены функции по координации и регулированию деятельности в соответствующих отраслях).

Предполагалось, что органы исполнительной власти (в случае нефтяной отрасли – Минтопэнерго РФ) будут осуществлять управление государственной долей собственности в нефтяных компаниях при помощи следующих основных рычагов:

- назначения должностных лиц (в основном из числа руководителей Минтопэнерго) представителями РФ по доверительному управлению закрепленными в федеральной собственности пакетами акций (с тем чтобы способствовать принятию решений, направленных на стабилизацию финансово-экономического положения и выполнение соответствующих обязательств перед государством, а также на повышение эффективности управления);

- заключения ежегодных производственных контрактов между Минтопэнерго и нефтяными компаниями (с достаточно детальным перечислением обязательств компаний перед правительством).

Однако уже в 1996 г. Государственный комитет по управлению имуществом (ГКИ) пришел к заключению, что в большинстве случаев эффективность работы института назначаемых представителей государства из числа служащих в акционерных компаниях чрезвычайно низка [103]. В связи с этим ГКИ в качестве альтернативы было предложено перейти к представлению интересов государства в органах управления акционерных обществ на договорной основе (что, вполне понятно, встретило противодействие со стороны отраслевых министерств) [104].

В целом и институт представителей государства, и перевод отношений по линии "государство – нефтяная компания" на контрактную основу не позволили достичь поставленных целей, таких как стабилизация финансово-экономического положения и повышение эффективности управления. Причины таких результатов подробно проанализированы в уже упоминавшейся работе В.А. Крюкова [75].

На уровне государственной политики в рамках Энергетической стратегии России (уже в проекте этого документа, опубликованном в 1994 г.) [97, 105] было продекларировано в качестве основной цели формирование эффективной системы государственного регулирования, основанной преимущественно на методах косвенного государственного регулирования энергетического рынка. Последнее, по мнению Минтопэнерго РФ, должно было включать ценовую и налоговую политику, формирование конкурентной среды, принятие законодательства, регулирующего отношения субъектов рынка между собой и с органами государственного управления. При этом формирование конкурентной среды в ТЭК должно осуществляться в результате разгосударствления предприятий преимущественно путем акционирования, создания новых частных и акционерных структур.

В дальнейшем как в рамках "Основных направлений энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 г.", так и в Энергетической стратегии, одобренной Постановлением Правительства РФ № 1006 от 13.10.1995 г. [97], вопросы соотношения прямого участия государства и косвенных методов регулирования, да и в целом новой роли государства, были отражены во многом аналогичным образом. А именно было отмечено, что: "Энергетическая политика Российской Федерации осуществляется путем:

- регулирования на федеральном и региональном уровнях цен (тарифов)...;
- формирования энергетического рынка и создания конкурентной среды...; совершенствования налоговой политики;
- поддержки строительства важнейших объектов...".

Следует отметить, что во всех государственных документах, определяющих контуры энергетической политики России, акцент сделан на регулирование цен и тарифов, а также на формирование конкурентной среды "главным образом путем разгосударствления предприятий ТЭК преимущественно через акционирование". При этом "в целях поддержания в переходный период управляемости ТЭК необходимо сохранение в государственной собственности контрольных пакетов акций вновь создаваемых в рамках программы приватизации акционерных обществ и компаний" [97, с.263].

В целом в рамках кратко- и среднесрочного периода предполагалось сохранение прямого участия государства в деятельности компаний ТЭКа и сохранение форм и способов селективной поддержки (преимущественно в виде льгот и преференций налогового характера). В рамках же долгосрочного периода предполагалось перенести акценты на использование косвенных методов регулирования – освобождения цен на энергоресурсы и регулирования тарифов естественных монополий, а также формирования поддержания конкурентной среды.

Как справедливо подчеркивает В.А. Крюков [75, с.126], ни один из документов 1992-1995 гг. не предусматривал в явном виде полный уход государства из сферы прямого участия в ТЭКе, т. е. полное разгосударствление и приватизацию.

Кроме того, в этих же документах использование процедур и механизмов недропользования в качестве одного из эффективных инструментов формирования конкурентной среды не затрагивалось и не рассматривалось вовсе. Также не были отражены вопросы регулирования доступа новых хозяйственных единиц к объектам общерайонной инфраструктуры (трубопроводам, терминалам, нефтехранилищам и перерабатывающим мощностям). Главный акцент был сделан на регулирование ценовых пропорций, а также на формирование конкурентной среды путем акционирования и последующей частичной приватизации.

Одновременно с подготовкой документов, определяющих новую роль государства в ТЭКе, велась проработка специфических положений, связанных с регулированием нефтяной промышленности.

Принципиальным шагом явились подготовка и выход в свет Указа Президента РФ от 1 апреля 1995 г. № 327 "О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний"[100]. В первоначальном варианте данный документ готовился начиная с середины 1994 г. в пакете с другими документами – "Концепцией управления нефтяным комплексом России" и проектом Постановления Правительства "О преобразовании ГП "Роснефть" в акционерное общество открытого типа "Российская нефтяная компания".

Среди этих документов особое место, с позиций темы нашего исследования, занимает проект "Концепции управления нефтяным комплексом страны", в котором впервые среди форм и методов государственного управления было упомянуто недропользование; хотя и без отражения его роли в формировании эффективной производственной структуры и поддержании конкурентной среды в отрасли. На принципиальный вопрос о соотношении форм прямого участия и косвенного регулирования деловой активности в нефтяной отрасли этот документ также не давал ответа*.

В целом характерными чертами второго этапа (1992 – первая половина 1998 г.) эволюции государства в нефтегазовом секторе стали:

- стремление перенести акцент с форм прямого участия на формы и методы косвенного регулирования;
- преимущественная ориентация на регулирование деятельности крупных вертикально-интегрированных компаний при слабом внимании к вопросам становления и развития независимых и не полностью интегрированных компаний нефтегазового сектора.

Основные особенности реализации роли государства в этот период состояли в следующем:

- значительная асинхронность процессов акционирования и приватизации с формированием эффективной системы косвенного регулирования;
- недооценка роли и места лицензионной политики в формировании эффективной производственной структуры, а также регулирования доступа к объектам общерайонной инфраструктуры.

Третий этап эволюции роли государства в нефтегазовом секторе формировался под сильным влиянием системного кризиса и дефолта "августа-98".

* Подробный анализ Концепции и Указа № 327 даны в работе [73], с.126-128

Основными документами, принятыми в этот период, которые уточняли роль государства в регулировании деятельности ТЭК и его нефтяной отрасли, являются:

- Федеральный закон от 25 сентября 1998 г. № 158-ФЗ "О лицензировании отдельных видов деятельности" (с изменениями от 26 ноября 1998 г. и 22 декабря 1999 г.) [56, с.437-445], которым в части топлива и энергии определены около 50 видов деятельности, подлежащих лицензированию, в том числе связанных с проведением геофизических работ в области изучения недр и горных работ.

- Федеральный закон от 7 января 1998 г. № 19-ФЗ "О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон "О соглашениях о разделе продукции" [56, с.446-449], которым, в том числе, вводятся ограничения на предоставление разведанных запасов полезных ископаемых в пользование на условиях СРП ("не более 30 процентов разведанных и учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых"), устанавливаются нормы привлечения к реализации проектов на условиях СРП работников – граждан РФ и заказов на изготовление оборудования, технических средств и материалов российским юридическим лицам, а также дается возможность Правительству РФ и органам государственной власти субъектов РФ предоставления права пользования на условиях раздела продукции участками недр, которые включают в себя малые месторождения нефти и газа (соответственно, до 25 млн. т и 250 млрд. куб. м);

- Федеральный закон от 3 марта 1999 г. № 69-ФЗ "О газоснабжении в Российской Федерации" [56, с.393-406], в котором, в частности, продекларировано государственное регулирование рационального использования запасов газа, особенно запасов газа, имеющих стратегическое значение; обеспечение надёжной сырьевой базы добычи газа, а также определены полномочия федеральных органов государственной власти в области газоснабжения, основания и порядок отнесения месторождений газа к объектам федерального значения, формирование федерального фонда резервных месторождений газа и порядок отвода в эксплуатацию;

- Федеральный закон от 2 января 2000 г. № 20-ФЗ "О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации

"О недрах" [28, с.458-464], которым, в частности, уточнены понятия "лицензия на право пользования участками недр", порядок выдачи лицензий и проведение конкурсов и аукционов, а также порядок перехода права пользования участками недр и переоформления лицензий;

- Федеральный закон от 8 августа 2001 г. № 126-ФЗ "О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также "о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации"[106, с.204-220]. Этот закон содержит специальный раздел 5 "Платежи за пользование недрами" и, в частности, Статью 39 "Система платежей за пользование недрами", в которой предусматриваются следующие категории:

1) разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии [порядок начисления и реализации платежей дан в Статье 40];

2) регулярные платежи за пользование недрами [Статья 43];

3) плата за геологическую информацию о недрах [Статья 41];

4) сбор за участие в конкурсе (аукционе);

5) сбор за выдачу лицензий [порядок начисления и взимания сборов за участие в конкурсе (аукционе) и за выдачу лицензий дан в Статье 42];

- Постановление Правительства Российской Федерации № 1213 от 1 ноября 1999 г. "О мерах по вводу в эксплуатацию действующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях"[28], направленное на рост добычи нефти;

- "Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года", одобренные Правительством Российской Федерации (Протокол № 39 от 23 ноября 2000 г.)[40,97]. В этом документе изложены, в частности, цели и приоритеты энергетической стратегии России; средства и этапы ее реализации; государственная энергетическая политика, условия и механизмы ее реализации. В нем подчеркивается, что "для достижения основных целей и приоритетов Энергетической стратегии России и реализации важнейших целевых установок долгосрочной энергетической политики в рамках общей концепции

сильной государственной власти необходимо значительное усиление и расширение прямых и косвенных регулирующих функций государства в ТЭК"[40, с.48].

Эволюцию взглядов на роль и методы государственного регулирования деятельностью ТЭК и нефтегазового сектора экономики можно проследить, анализируя материалы, которые разрабатывались в ходе подготовки Энергетической стратегии России на период до 2020 года. К ним в первую очередь относятся:

- Энергетическая стратегия России на период до 2020 г. (Проект) – март 2000 г.[107];

- Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г. Проект. – март 2000 г.[108];

- Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г. (вторая редакция) – октябрь 2000 г.[109];

- Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г. (Одобрены Правительством РФ) – ноябрь 2000 – февраль 2001 г.[40,97];

- Энергетическая стратегия России на период до 2020 года (развернутое изложение основных положений...) – август 2001 года[2].

Наиболее жесткое госрегулирование предлагалось в проекте Энергетической стратегии (март 2000 г.) В частности, в нем рекомендовано "сохранение в руках государства по меньшей мере блокирующих пакетов акций топливно-энергетических компаний федерального значения, а в случае их утери (что произошло в нефтяной отрасли) – создание новых крупных хозяйственных структур с влиятельной долей государственной собственности". В последующих редакциях Основных положений этот тезис был заменен на более мягкий (причем, степень мягкости от редакции к редакции усиливалась): "Несмотря на сокращение доли госсектора в производстве энергетической продукции, государство формирует институт своих представителей и сохраняет за собой контрольный (или блокирующий) пакет акций (либо "золотую" акцию) в энергетических компаниях (РАО "ЕЭС России", ОАО "Газпром", ведущие нефтяные и угольные компании); чья деятельность связана с обеспечением энергетической безопасности страны и ее регионов".

Тезис о необходимости государственного контроля основных энергетических ресурсов был заменен, начиная со второй редакции Основных положений, на тезис государственного регулирования, а положение о расширении состава лицензируемых видов деятельности (с жестким государственным контролем за его выполнением) – на "необходимость лицензирования".

В проекте Энергетической стратегии предлагалось "создание государственного инвестиционного фонда ТЭК, функционирующего на организационных началах, аналогичных Бюджету развития, но формируемого посредством консолидации средств, предусматриваемых на эти цели в тарифах на продукцию и услуги естественных монополий... и за счёт других источников".

Во второй редакции Основных положений речь идёт уже о создании "единого внебюджетного фонда потребителей и производителей энергии с введением специального сбора с производителей энергии, а также отчислений региональных фондов энергосбережения". В окончательном тексте Основных положений – о создании "единого инвестиционного фонда, формируемого за счёт отчислений от регулируемых цен и тарифов либо за счёт специального инвестиционного сбора (налога)".

И подобных эволюций в рассматриваемых материалах можно найти немало.

Что же касается проблем недропользования, то в первоначальной редакции Энергетической стратегии их нет вовсе. Лишь в отраслевом (нефтяном) разделе недропользование упоминается как задача развития действующей законодательной базы и признается, что в стране одновременно действуют два параллельных и равноправных режима в недропользовании: лицензионный и СРП [107, с.186]; что необходимо совершенствование как лицензионной системы недропользования, так и системы недропользования, построенной на применении режима СРП [107, с.196].

Во второй редакции Основных положений даже эти тезисы пропадают. Вместо них речь идет лишь о том, "что в течение всей рассматриваемой перспективы в сфере добычи первичных энергоносителей в стране будут существовать две системы налогообложения – обычная и основанная на соглашениях о раз-

деле продукции, конкурирующие между собой и создающие в конечном итоге наиболее благоприятные условия для устойчивого расширенного воспроизводства всей экономики".

И лишь в одобренной Правительством РФ редакции Основных положений признается, что "в стране будут существовать две системы недропользования – лицензионная и основанная на соглашениях о разделе продукции – конкурирующие между собой..."

В рамках четвертого этапа эволюции роли государства в нефтегазовом секторе России речь, прежде всего, идет о доработке и уточнении все тех же Основных положений Энергетической стратегии России на период до 2020 г. Причины подобной необходимости подробно рассмотрены в работах А.М. Мастепанова "Нефтегазовый комплекс России – уточненный прогноз развития" [110] и "Какая Энергетическая стратегия нужна России" [111], поэтому не будем их здесь повторять. Отметим лишь, что процесс доработки и уточнения Стратегии шел очень тяжело и болезненно. К намеченному на 14 марта 2002 г. заседанию Правительства страны была подготовлена доработанная и уточнённая редакция Стратегии, которая была согласована и официально внесена на рассмотрение в правительство, но за несколько дней до заседания отозвана министерством-разработчиком. Именно в это время и в правительственных кругах, и в Минэнерго РФ возобладало мнение, что стратегия не должна содержать ни прогнозных параметров развития экономики, энергопотребления и ТЭК, ни конкретных (с этапами, цифрами) рекомендаций, ни каких бы то ни было обязательств государства. И такой вариант "стратегии" был подготовлен. Он обсуждался в мае 2002 г. на заседании Правительства РФ, но был отклонён, и фактически с осени 2002 г. началась работа над тем документом, который в мае этого года был наконец-то одобрен на заседании Правительства, а 22 августа 2003 г. утверждён распоряжением Правительства РФ № 1234-р. под названием Энергетическая стратегия России на период до 2020 года.

В появлявшихся практически ежемесячно, начиная с мая 2002 г., новых версиях Основных положений [112, 113] необходимость государственного регулирования либо вообще не упоминалась (версия от 18 мая 2002 г.), либо обставлялась многочисленными условиями и ограничениями. Причём эта тенден-

ция – отход государства от несвойственных ему функций – прослеживается при анализе многочисленных версий и проектов Основных положений достаточно четко. И только в самых последних редакциях (уже весной 2003 года) в Стратегии вновь усиливаются мотивы "государственности".

К достоинствам более поздних версий Основных положений (от 11 октября 2002 г., от 31 октября 2002 г.), безусловно, следует отнести существенно большее внимание как к развитию сырьевой базы ТЭК в целом, так и к проблемам недропользования, в частности. Более того, в них имеется даже специальный раздел "Управление государственным фондом недр", в котором сформулированы базовые принципы Энергетической стратегии в области недропользования. К ним относятся:

- совершенствование законодательства, регулирующего недропользование, разработка новых законодательных актов;
- обеспечение действенного контроля за эффективной разработкой запасов и обеспечением рационального их освоения в течение длительного периода времени;
- совершенствование и координация управления развитием минерально-сырьевой базы ТЭК на основе средне- и долгосрочных программ изучения недр и прогнозирования уровней потребления горючих полезных ископаемых;
- совершенствование налогового законодательства в направлении развития рентных отношений, учитывающих дифференциацию в зависимости от горно-геологических и географо-экономических особенностей месторождений;
- создание федерального фонда резервных месторождений углеводородного сырья для гарантированного обеспечения потребностей страны стратегическими видами полезных ископаемых, наличие которых влияет на национальную безопасность страны, обеспечивает выполнение ее обязательств по международным договорам;
- обеспечение наиболее полного извлечения углеводородного сырья, использования новой техники и технологий, повышающих конечную нефтеотдачу пластов;
- координация взаимодействия органов исполнительной власти всех уровней, четкое и эффективное разграничение их функций в вопросах государственного регулирования отношений недропользования;

- перераспределение основных объемов работ по геологическому изучению, поискам и разведке месторождений полезных ископаемых в добывающих регионах с развитой инфраструктурой от государства к недропользователю при одновременном принятии мер по стимулированию инвестиций в воспроизводство сырьевой базы страны.

В окончательной редакции Энергетической стратегии, утверждённой Правительством РФ, соответствующий раздел "Недропользование и управление государственным фондом недр" излагается следующим образом [114].

"Текущее состояние минерально-сырьевой базы ТЭК свидетельствует о несовершенстве сложившейся системы недропользования и о недостаточной эффективности управления государственным фондом недр, а также о необходимости внесения принципиальных изменений в сформировавшиеся механизмы воспроизводства сырьевой базы углеводородов, которые не учитывают правовых и экономических реалий, сложившихся в России за годы реформ.

Несовершенство системы государственного управления и контроля в области использования и воспроизводства стратегических видов сырья приводит к форсированной отработке лучших по качеству запасов, низким темпам ввода новых месторождений, нарушениям проектов разработки по осваиваемым месторождениям, недостаточным темпам подготовки запасов и другим негативным тенденциям, угрожающим энергетической безопасности страны.

Основная цель государственной энергетической политики в области недропользования и управления государственным фондом недр, осуществляемой в соответствии с принципами и положениями Основ государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования, – обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородных и иных топливно-энергетических ресурсов и рациональное использование недр Российской Федерации для обеспечения устойчивого экономического развития государства.

Для достижения указанной цели предусматриваются:

- совершенствование и координация управления развитием минерально-сырьевой базы ТЭК на основе средне- и долгосрочных программ изучения недр с учетом прогнозируемых уровней потребления горючих полезных ископаемых;

- координация взаимодействия органов исполнительной власти всех уровней, закрепление за федеральными органами исполнительной власти полномочий по стратегическому планированию развития минерально-сырьевого комплекса ТЭК, основных регулирующих и контрольных функций, четкое разграничение исполнительно-распорядительных функций в вопросах государственного регулирования отношений недропользования;

- совершенствование законодательства Российской Федерации о недрах, предусматривающего возможность предоставления права пользования участками недр как на административной, так и на гражданско-правовой основе, включая договоры концессии, упорядочение механизма предоставления права пользования недрами с четкой регламентацией всех стадий и этапов процесса лицензирования, упрощения процедуры выдачи лицензий в отношении небольших месторождений для обеспечения местных потребностей в топливно-энергетических ресурсах, закрепления в лицензиях и договорах на пользование участками недр обязательств недропользователей по выполнению объемов и видов работ, связанных с использованием недр, этапами и сроками освоения месторождений, проверки финансовой состоятельности заявителя при решении вопроса о предоставлении права пользования недрами;

- разработка и реализация программ предоставления в пользование участков недр и расширение практики проведения открытых аукционов на право пользования недрами, в том числе с выдачей совмещенных лицензий на поиск (разведку) и разработку запасов;

- создание недропользователям надежных правовых условий для принятия ими долгосрочных инвестиционных решений по разработке уникальных углеводородных месторождений и строительству транспортных систем для их освоения и эксплуатации;

- перераспределение основных объемов работ по геологическому изучению, поискам и разведке месторождений полезных ископаемых в добывающих регионах с развитой инфраструктурой от государства к недропользователям при одновременном принятии мер по стимулированию инвестиций в воспроизводство сырьевой базы страны;

- обеспечение наиболее полного извлечения углеводородного сырья, использования новой техники и технологий, повышающих конечную нефтеотдачу пластов;

- ведение разработки месторождений полезных ископаемых только в соответствии с утвержденными проектными технологическими документами на разработку при условии обязательного выполнения проектных решений;

- переоценка сырьевой базы углеводородов и угля в соответствии с разрабатываемой классификацией;

- применение санкций к недропользователям, нарушающим условия пользования недрами, в том числе за умышленную консервацию месторождений полезных ископаемых и отдельных скважин, разработка мер по повышению экономической ответственности недропользователей за невыполнение инвестиционных обязательств и неэффективное использование минерально-сырьевых ресурсов;

- усиление контроля за эффективной разработкой запасов и обеспечением их рационального освоения в течение длительного периода времени".

Отметим, что ещё в проекте Основных положений Энергетической стратегии, внесённом на рассмотрение Правительства РФ в середине мая 2003 года, редакция вышеприведенного раздела была существенно иной. А поскольку за каждым изменением того или иного положения Стратегии стоят интересы тех или иных правительственных или бизнес структур, читателю будет, по всей вероятности, интересно самому сравнить две последние редакции Стратегии. Итак, в проекте, внесённом и обсуждавшемся на заседании Правительства РФ в мае 2003 года, раздел "Недропользование и управление государственным фондом недр" был изложен следующим образом [112].

"Текущее состояние минерально-сырьевой базы ТЭК свидетельствует о несовершенстве сложившейся системы недропользования и о недостаточной эффективности управления государственным фондом недр, а также о необходимости внесения принципиальных изменений в сформировавшиеся механизмы воспроизводства сырьевой базы углеводородов, которые не учитывают правовых и экономических реалий, сложившихся в России за годы реформ.

Несовершенство системы государственного управления и контроля в области использования и воспроизводства стратегических видов сырья приводит к форсированной отработке лучших по качеству запасов, низким темпам ввода новых месторождений, нарушениям проектов разработки по осваиваемым месторождениям, недостаточным темпам подготовки запасов и другим негативным тенденциям, угрожающим энергетической безопасности страны.

В соответствии с Основами государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования основными целями указанной политики являются:

- обеспечение воспроизводства и эффективного освоения минерально-сырьевой базы Российской Федерации в целях обеспечения устойчивого экономического развития России, повышения благосостояния ее граждан;
- организация рационального и комплексного использования минерально-сырьевых ресурсов в интересах нынешних и будущих поколений граждан Российской Федерации;
- защита геополитических интересов России, в том числе на мировом рынке минерального сырья.

Для достижения указанной цели предусматриваются:

- совершенствование законодательства, регулирующего отношения недропользования в части выдачи на конкурсной основе (аукционе) сквозных лицензий на поиск (разведку) и разработку запасов; принятия законодательных актов по концессионной разведке и разработке месторождений углеводородов и угля; ужесточения требований и условий выдачи лицензий (включая регламентацию сроков начала и осуществления разработки месторождений, механизм подтверждения финансовой состоятельности лицензиата, санкции за нарушение условий лицензирования и др.); совершенствования системы государственной экспертизы проектной документации на разработку месторождений;
- создание недропользователям надежных правовых условий для принятия ими долгосрочных инвестиционных решений по разработке уникальных углеводородных месторождений и строительству транспортных систем для их освоения и эксплуатации;
- координация взаимодействия органов исполнительной власти всех уровней, четкое и эффективное разграничение их

функций в вопросах государственного регулирования отношений недропользования;

- обеспечение действенного контроля за эффективной разработкой запасов и обеспечением рационального их освоения в течение длительного периода времени;

- совершенствование и координация управления развитием минерально-сырьевой базы ТЭК на основе средне- и долгосрочных программ геологического изучения недр и прогнозирования уровней потребления горючих полезных ископаемых;

- совершенствование налогового законодательства в направлении развития рентных отношений, учитывающих дифференциацию в зависимости от горно-геологических и географо-экономических особенностей месторождений;

- создание федерального фонда резервных месторождений углеводородного сырья для гарантированного обеспечения потребностей страны стратегическими видами полезных ископаемых, наличие которых влияет на национальную безопасность страны, обеспечивает выполнение ее обязательств по международным договорам;

- обеспечение наиболее полного извлечения углеводородного сырья, использования новых техники и технологий, повышающих конечную нефтеотдачу пластов;

- переоценка сырьевой базы углеводородов и угля в соответствии с разрабатываемой новой классификацией;

- разработка и осуществление среднесрочного перспективного плана проведения аукционов по продаже лицензий на поиск и разработку запасов;

- перераспределение основных объемов работ по геологическому изучению, поискам и разведке месторождений полезных ископаемых в добывающих регионах с развитой инфраструктурой от государства к недропользователям при одновременном принятии мер по стимулированию инвестиций в воспроизводство сырьевой базы страны".

Таким образом, анализ роли государства в нефтегазовом комплексе страны и ее эволюции в последние 13 лет показывает, что сложившееся в России система органов государственного управления и регулирования в сфере недропользования слишком переусложнена. В частности, процесс разделения полномочий (как на федеральном и региональном уровнях, так и между данными

уровнями) характеризуется чрезмерным дроблением функций между неспециализированными органами государственного управления, а роль регионов в этом процессе, несмотря на принцип "двух ключей", во многих случаях далеко не ясна.

Представляется, что повышение эффективности системы государственного управления может быть достигнуто, с одной стороны, концентрацией разнообразных функций в меньшем числе ведомств на федеральном уровне, а с другой стороны, формированием системы федеральных агентств по нефти и газу на региональном уровне. Усложнение вовлекаемых в освоение и разработку запасов углеводородного сырья, необходимость в связи с этим постоянного мониторинга, направленного на достижение рентабельной разработки, требуют приближения полномочных органов государственного управления к местам реализации принимаемых решений.

Подобная система должна обеспечить достижение двух основных целей:

- во-первых, эффективного использования ресурсов углеводородного сырья с точки зрения его "социальной" ценности, что выражается в использовании результатов добычи для решения социально ориентированных задач;

- во-вторых, рационального включения ресурсов углеводородного сырья в хозяйственный оборот (по количеству вовлекаемых объектов, темпам и интенсивности отбора запасов, по условиям охраны окружающей среды).

В укрупненном виде система государственных институтов управления недропользованием и их функций может выглядеть так, как показано на рис.6. Эта схема была предложена ещё во второй половине 90-х годов прошлого века, но, на наш взгляд, не потеряла актуальности и до сих пор.

Кстати, в мировой практике известны случаи создания государственных органов управления, учреждаемых центром и регионами для реализации принципа совместного ведения в сфере недропользования. К примеру, подобная практика принята в Канаде, Австралии, Норвегии [69, с.203].

В структуре управления недропользованием на региональном уровне особо отметим роль федеральных агентств на территории, предложение о создании которых было выдвинуто автором еще в 1996-1997 гг. [69, с.206].

Создание подобных агентств, на наш взгляд, в полной мере отвечает задаче децентрализации и построения системы государственного управления, соответствующей федеративному устройству государства. Агентствам должны быть делегированы не только соответствующие полномочия Минприроды РФ, Минэнерго РФ, но и Минэкономразвития РФ и Минфина РФ (в части, касающейся налогообложения и представления интересов государства в соглашениях о разделе продукции). Федеральные министерства сохраняют за собой методические функции и смогут в большей степени сосредоточиться на решении задач стратегического характера.

На уровне региональных органов исполнительной власти необходимо обеспечить практическую связь освоения и использования ресурсов углеводородного сырья с решением социально-экономических задач территории.

И последнее. Усиление экономической роли территорий, как представляется, не означает отказ от рыночных преобразований, а, наоборот, приведение таковых в соответствие с этикой, нормами и реальными условиями хозяйственной жизни России. В то же время действия органов исполнительной власти в экономической сфере непременно должны быть подкреплены системой публичного контроля.

Именно это обеспечивает регионам роль базового фактора в сохранении энергетической безопасности России и экономической устойчивом развитии ее топливно-энергетического комплекса на многие десятилетия вперед.

Глава 4

ВЛИЯНИЕ НАУЧНО- ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА НА РАЗВИТИЕ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

4.1. НТП в нефтяной промышленности
как фактор снижения издержек
и повышения экономической эффективности

4.2. НТП как фактор расширения
ресурсной базы отрасли

4.3. Методы увеличения нефтеотдачи
как фактор роста производства
и рационального недропользования

4.1. НТП в нефтяной промышленности как фактор снижения издержек и повышения экономической эффективности добычи углеводородов

Научно-технический прогресс является одним из основных факторов, определяющих состояние и перспективы развития всей мировой нефтяной промышленности. Об этом свидетельствуют как научные исследования, проводимые в нашей стране и за рубежом [2,7,23,27,115-120], так и опыт ведущих нефтяных компаний [121].

Автор разделяет точку зрения тех специалистов [27, 122, 123], которые считают, что динамика издержек разведки и добычи углеводородов в значительной степени определяется соотношением двух компонентов – "природного фактора"* и научно-технического прогресса – и носит циклический характер. Использование НТП всегда и в любой отрасли изначально нацелено на уменьшение доли издержек в цене производимого продукта. При этом следует различать "революционный" НТП за счет качественной смены технологий, при котором возможно скачкообразное увеличение эффективности (следовательно, резкое сокращение издержек), и "эволюционный" НТП за счет количественных усовершенствований в рамках действующих технологий, результатом которого является монотонное повышение эффективности (и столь же медленное, но устойчивое снижение издержек).

* Под "природным фактором" подразумеваются геологические характеристики разрабатываемых месторождений, природно-климатические условия района разработки, а также его географическое местоположение относительно основных центров потребления.

По мнению Жана-Ноэля Буларда (компания Тоталь-Фина), существуют четыре основные линии (или эффекта) "технологического" снижения издержек: "эффект удобрения", "эффект масштаба", "эффект повторения/обучения", "эффект технологических прорывов" *.

"Эффект удобрения" – это результат использования в нефтяной отрасли достижений НТП других отраслей, например – компьютерных технологий. Прогресс в развитии этих технологий связан в первую очередь с потребностями ВПК, который не только выступил заказчиком новых разработок, но и является основным потребителем последних достижений в этой области. Однако крупнейшим потребителем компьютерных услуг в силу сложности и многообразия проводимых расчетов (сейсмика, моделирование месторождений и залежей, инжиниринг и т. п.) является современная нефтегазовая промышленность. По оценке Лорена Кокса (Исследовательский центр энергетической и экологической политики Массачусетского технологического института), 60% мощностей всех компьютеров США сегодня работают в области сейсмики**.

Другие примеры использования "эффекта удобрения" в нефтяной отрасли: повышение качества стали, прогресс в области турбино- и компрессоростроения (рост мощностей при уменьшении размеров) и т. п.

"Эффект масштаба" (эффект концентрации) – снижение удельных затрат с ростом единичных масштабов. Примеры "эффекта масштаба" из области морской добычи нефти и газа: мощность свай (эффект масштаба в отношении размеров и веса платформ), грузоподъемность морских кранов (эффект масштаба в отношении единичных размеров модулей монтируемого оборудования и верхней палубы платформ). "Эффект масштаба" становится особенно наглядным, если сопоставить уровни издержек освоения месторождений с различными по величине запасами нефти по основным регионам мира, как это сделал Грэхэм Келлас, АйЭйчЭс Энерджи Груп (рис.8). По мере роста единичных запасов издержки снижаются в экспоненциальной зависимости, наиболее крутое падение – по месторождениям Мексиканского залива, наиболее пологое – Ближнего и Среднего Востока.

* Здесь и далее – в изложении А.А. Конопляника [122, с.34-35]

** Включая сейсмику, связанную с военной тематикой.

"Эффект повторения/обучения" – результат снижения издержек в результате накопления опыта в ходе многократного повторения тех или иных операций и "спрямления" (упрощения) траектории достижения цели. Применительно к месторождениям норвежского сектора Северного моря этот эффект может быть проиллюстрирован следующими цифрами: стоимость оборудования устья скважины сократилась за 1987-1995 годы в 4 раза.

"Эффект технологических прорывов". Наиболее заметное сокращение издержек может быть обеспечено за счет как прямых, так и косвенных последствий радикального изменения технологий. В последнем случае не столько за счет сокращения числителя дроби "долл./т", сколько за счет увеличения ее знаменателя (например, путем повышения успешности поисково-разведочного бурения или коэффициента нефтеотдачи). Некоторые примеры "технологических прорывов" в добывающих отраслях: прогресс в сейсмических технологиях (трех- и четырехмерная сейсмика), более эффективное бурение (направленное, горизонтальное, разнонаправленное из одного ствола и др.) и т. п.

По данным компании Тоталь-Фина, приводимым на одной из конференций в лондонском Королевском институте международных отношений, применение различных методов горизонтального бурения дало следующие эффекты:

- применение с берега горизонтального разбуривания продуктивного пласта шельфового месторождения, расположенного на глубине 1,5 км ниже уровня морского дна и на расстоянии 8 км от берега, вместо традиционного освоения со стационарной платформы, дало экономию капитальных и эксплуатационных затрат в размере 40%;

- в слабопроницаемом нефтяном коллекторе, сложенном карбонатными породами, использование одиночной горизонтальной скважины вместо традиционной вертикальной обеспечило двукратный рост продуктивности скважины при росте затрат всего на 20%, а применение четырех горизонтальных скважин, пробуренных из одного ствола вместо традиционной вертикальной разработки, обеспечило трехкратный рост продуктивности скважины при росте затрат всего на 40%.

Анализ истории развития нефтяной промышленности свидетельствует, что на разных ее этапах влияние природного фактора и фактора научно-технического прогресса как на величину издер-

жек добычи нефти, так и на величину доказанных запасов углеводородов было неодинаковым, причем смена доминирующего фактора носила циклический характер. Этот процесс хорошо описан А.А. Конопляником в его работах "Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен?", "Мировой рынок нефти: перспективы снижения издержек в России и в мире", "Россия – ОПЕК: от конференции к многостороннему сотрудничеству" [122, 124]. В частности, в них показано, что к середине 80-х годов произошло очередное изменение соотношения двух вышеназванных факторов. Постепенное снижение цен на нефть после достижения исторического максимума в начале 80-х годов (ответ мировой экономики на рост цен на нефть в предыдущем десятилетии путем постепенного перехода к энергосберегающей модели экономического роста) закончилось их "обвалом" в 1986 году. К этому времени НТП стал более интенсивным, по ряду направлений приобрел "революционный" характер, особенно в области активно вовлекаемых в разработку глубоководных морских месторождений, трехмерной сейсмики, горизонтального бурения и т. д. И если соотношение факторов динамики издержек продолжает оставаться разнонаправленным (природный фактор, как и в 70-е годы, действует в сторону роста издержек в основном вследствие того, что новые открытия все так же перемещаются в более труднодоступные районы), резкое увеличение эффективности НТП привело к тому, что результирующий вектор динамики издержек опять поменял свой знак. Началась новая фаза снижения издержек, продолжающаяся до сих пор.

Таким образом, нефтяные кризисы начала 70-х и 80-х годов оказали самое серьезное влияние на научно-технический прогресс не только в нефтяной промышленности, но и в энергетике в целом. В 70-е годы в период глубокой тревоги правительств многих развитых государств за энергообеспеченность своих стран государственные затраты на НИОКР в энергетике были самыми высокими и направлялись в исследования и разработки, связанные со снижением зависимости экономики стран от импорта нефти и поиском альтернативных способов энергоснабжения. Эти усилия ознаменовались существенными успехами в создании новых энерготехнологий. В этот период были созданы:

- пакеты технологий шельфовой добычи нефти и газа;
- пакеты технологий для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти;

- третичные технологии добычи нефти;
- технологии по получению нефти из горючих сланцев и битуминозных песков;
- технологии по получению жидкого топлива из угля;
- технологии по газификации угля с одновременной очисткой газов;
- технологии по использованию природного газа в качестве моторного топлива;
- технологии по продлению срока эксплуатации действующих атомных реакторов;
- пакеты технологий по совершенствованию легководных реакторов, как кипящих, так и под давлением;
- пакеты технологий по экологически чистому сжиганию угля (чистые угольные технологии) и т.д. [115, с.13].

За этот двадцатилетний период, в течение которого произошло несколько взлетов, а затем устойчивое падение цен на нефть и другие энергоресурсы, некоторые технологии получили широкое практическое использование (шельфовая разработка месторождений, некоторые чистые угольные технологии); другие нашли применение в конкретных условиях (третичные методы добычи нефти, использование природного газа в качестве моторного топлива); третьи были апробированы и получили коммерческую оценку конкурентоспособности (стало ясно, что получение жидкого топлива из угля может стать экономически целесообразным при средней цене за сырую нефть 35 долл. / барр.); четвертые ждут своего часа, когда стоимость углеводородного топлива, потребность в энергии и жесткие стандарты охраны окружающей среды сделают их необходимыми и экономически конкурентоспособными (так обстоит дело с ядерными технологиями).

Своеобразным полигоном "революционного" НТП в сфере морской нефтедобычи стало Северное море. Разработка новых технологий морской добычи нефти явилась технологическим прорывом, обеспечивающим существенное снижение порога рентабельности разрабатываемых месторождений и расширения объема доказанных извлекаемых запасов на базе открытых ранее скоплений углеводородов за счет их переоценки.

Сравнение продолжительности (времени между началом освоения и добычей первой нефти) и издержек освоения сходных по запасам месторождений в британском секторе Северного моря в 70-

х и 90-х годах, показало, что за этот период время освоения сократилось вдвое – с 4-х до 2-х лет, а издержки освоения – более чем на 75%, т. е. снижались среднегодовым темпом 3% в год (данные приводились на одной из специальных конференций в лондонском Королевском институте международных отношений специалистами американского Министерства энергетики) [125]. Именно при освоении североморских месторождений удалось "разорвать" существовавшую ранее – при применении стационарных свайных и/или гравитационных оснований морских эксплуатационных платформ – жесткую корреляцию между глубиной моря над залежью и материалоемкостью (а значит, и стоимостью) платформы, следовательно, и удельными затратами на добычу тонны нефти из морских месторождений. В пределах глубин моря до 200-300 м в 70-80-е годы альтернативы таким платформам не было. Поэтому увеличение глубины моря над залежью автоматически приводило к адекватному росту издержек добычи нефти. Задачей НТП, ставшей особенно актуальной при переходе к освоению глубин свыше 200-300 м, было разорвать эту жесткую связь между глубиной моря и издержками добычи.

Ответом НТП стало появление технологий добычи нефти, не требующих стационарных эксплуатационных оснований. Сначала это были так называемые ТЛП – полупогружные платформы, закрепляемые на дне с помощью напряженных тросов. Оработка технологии ТЛП в Северном море, Мексиканском заливе дали возможность перейти к освоению месторождений при глубинах моря, достигающих 1000 м и более (Гвинейский залив, шельф Бразилии), обеспечивая даже снижение издержек добычи по сравнению с менее глубоководными месторождениями (за счет отказа от необходимости строить стационарные эксплуатационные платформы). Следующим шагом стали технологии подводного заканчивания скважин, при которых отпадает потребность даже в самой полупогружной платформе, на палубе которой (в случае ТЛП) крепится добывающее оборудование и которые дают возможность осваивать еще более глубоководные месторождения при дальнейшем снижении издержек. Такие технологические прорывы дали возможность существенного снижения порога рентабельности разрабатываемых месторождений и расширения объема доказанных извлекаемых запасов нефти даже без открытия новых залежей (за счет одной лишь переоценки

рентабельных для добычи – в результате снижения издержек – запасов) [122, с.37;126].

К середине 90-х годов в условиях низкой мировой цены на нефть последовало постепенное, но существенное снижение государственных расходов на НИОКР в энергетике во всех западных странах, за исключением Японии, что усилило степень избирательности поддерживаемых государством исследований. Достаточно единодушно декларируется, что полная финансовая поддержка государственными органами оказывается:

- фундаментальным исследованиям в области энерготехнологий, сулящих в будущем широкое и долгосрочное использование, но связанных с достаточно высокой степенью коммерческого риска, что неприемлемо для частного инвестора в настоящий период низких цен на энергоресурсы;

- энерготехнологиям, при использовании которых достаточный уровень энергообеспеченности будет сочетаться с защитой окружающей среды [127].

Различные аспекты НТП как факторы снижения издержек на добычу нефти в последние годы были рассмотрены во многих работах зарубежных и российских специалистов. Среди этих работ особо хотелось бы отметить одну, уже упоминавшуюся – доклад А.А. Конопляника на открытом семинаре "Экономические проблемы энергетического комплекса", проводимом Институтом народнохозяйственного прогнозирования РАН [122].

Анализируя данные различных зарубежных исследователей, автор приводит целый ряд конкретных примеров воздействия НТП на снижение издержек в отрасли.

По данным Пьера-Рене Боки, специального советника председателя компании Тоталь (доклад на 4-й Европейской конференции Международной Ассоциации Экономики Энергетики-Берлин, сентябрь 1998 г.), за 1973-1994 годы грузоподъемность морских кранов возросла в 10 раз. За 1970-1995 годы мощность свай в Северном море увеличилась в 9 раз. Скорость трубоукладочных работ в Норвежском секторе Северного моря возросла за 1975-1994 годы более чем в 3 раза. Стоимость устьевого оборудования для подводного заканчивания скважин снизилась за 1987-1995 гг. в том же секторе Северного моря в 4 раза и т. д. За 1985-1998 годы время проведения стандартной программы трехмерной сейсмики на акватории 1000 кв. км сократилось более чем в три раза, а стои-

мость проведения (компания Тоталь, дальневосточный шельф) – в 2,5 раза лишь за 1991-1993 гг.[128].

По оценке Питера Дэйвиса, профессора Центра Международного энергетического, нефтяного и горного права и политики Университета г. Данди (Шотландия), за 1982-1994 годы среднемировые издержки добычи нефти по всей цепочке "поиск – освоение" уменьшились в реальном исчислении с 16 до 4 долл./барр[129]. Проведенные этим же автором расчеты удельных затрат на разведку и освоение для восьми крупнейших нефтяных компаний, представленные на встрече экспертов Международного энергетического агентства в Дохе (Катар) в мае 1997 году, показали следующее. За 1983-1995 годы эти расходы (в расчете на единицу прироста запасов в результате новых открытий, пересмотра оценок запасов и повышения нефтеотдачи) сократились вдвое в ценах 1995 года: с 8 до 4 долл./барр [130].

Аналитик Стив Лукас (компания Бритиш Гэс) получил примерно такие же уровни издержек. По его расчетам, в 1995 году издержки разведки и освоения для нефтяных компаний, акции которых котируются на биржах США, составили 4,4 долл./барр. нефт. экв., а с учетом эксплуатационных расходов – 8,0 долл./барр. нефт. экв. при средней цене углеводородов 12,1 долл./барр. нефт. экв.[131]. Близки к этим значениям и результаты расчетов доктора Оксфордского института энергетических исследований Роберга Мабро, согласно которым издержки разведки, освоения и добычи (плюс приемлемая норма прибыли нефтяных компаний) составляли в середине 90-х годов 7-8 долл./барр[132].

По данным Дэна Йергина, президента американской консалтинговой фирмы "Кэмбридж Энерджи Рисерч Ассошиэйтс" (КЭРА) за 1981-1996 годы среднемировые издержки разведки и добычи уменьшились (в ценах 1997 года) с 21 до менее 5 долл./барр.. При этом все большая и большая часть снижения этих издержек обеспечивается технологическими инновациями[133]. Таким образом, в 1981-1996 годы происходило снижение среднемировых издержек разведки и добычи нефти примерно на 1 долл./барр. ежегодно. Это обеспечило при прочих равных условиях снижение "порога рентабельности" разрабатываемых месторождений на 16 долл./барр. в целом за указанный период в неизменных ценах.

Следует, однако, согласиться с А.А. Конопляником, что определение "порога рентабельности" уровнем издержек добычи спра-

ведливо только для национальных (государственных) нефтяных компаний, если они (компании) лишены необходимости уплачивать налоги с добытой нефти. Для всех прочих компаний "порог рентабельности" определяется суммой издержек и налогов, поэтому более интенсивное снижение издержек может быть компенсировано повышением налогов и в результате "порог рентабельности" может оказаться неизменным.

Однако, как свидетельствуют многочисленные работы зарубежных и российских специалистов, в большинстве добывающих государств происходила либерализация налоговых режимов, что также действовало в сторону понижения "порога рентабельности" [27, 110, 122].

Другими примерами действенности НТП как фактора снижения издержек производства являются проекты, перешедшие из категории нерентабельных и сомнительных, какими они были в 80-е годы, в категорию рентабельных или даже приоритетных в 90-е годы. К ним, в частности, относятся такие проекты, как освоение месторождений сверхтяжелых нефтей в бассейне реки Ориноко (Венесуэла) и провинции Альберта (Канада), тяжелых нефтей Калифорнии (США), Западной Канады и Мексики, глубоководных месторождений на шельфе Бразилии и др.. Полные (но без налогов) издержки добычи по каждому из таких проектов оценивались в конце 90-х годов величиной от 5,5 – 7,5 до 12-17 долл./барр при уровне текущих цен 18-20 долл./барр, тогда как в середине 80-х годов все эти проекты не выходили на уровень рентабельности при текущих ценах 28-32 долл./барр [134, р.113; 135, р.40; 136, р.54].

Наиболее интенсивное сокращение издержек пришлось на 80-е годы, т. е. на период устойчивого снижения цен на нефть (с 40 до 12 долл./барр. в текущих ценах). В 90-е годы динамика нефтяных цен (но выровненному тренду) оставалась практически неизменной в течение большей части десятилетия несмотря на достаточно интенсивные, вызванные конъюнктурными причинами, краткосрочные отклонения цен в ту или иную сторону от средних значений. В этот период снижение издержек существенно замедлилось и даже почти прекратилось, так как их упавший к началу 90-х годов уровень при подъеме цен до примерно 20 долл./барр. стал обеспечивать нефтяным компаниям более высокую норму рентабельности и без дальнейшего (требующего серьезных затрат) сокращения издержек. Иначе говоря, экономические стимулы к

дальнейшему интенсивному снижению издержек в 90-е годы были ослаблены, что и замедлило темп их снижения в это время [137].

В целом, анализируя применения достижений НТП в разведке и добыче нефти, можно отметить следующее.

1. В настоящее время происходит интенсивное снижение издержек (в среднем по миру примерно 1 долл./барр в год) в первую очередь в результате интенсивного применения "революционных" достижений НТП, особенно в районах добычи наиболее дорогостоящей нефти (глубоководные морские акватории, арктические районы), а также методов повышения нефтеотдачи и сейсморазведки.

2. Основное снижение издержек произошло в районах добычи наиболее дорогих углеводородов за счет мультипликативного эффекта от применения таких "революционных" технологий, как трехмерная сейсмика, бурение горизонтальных скважин, отказ от использования стационарных морских платформ на больших глубинах моря (полупогружные платформы и платформы на натяжных тросах, подводное заканчивание скважин), развитие компьютерных технологий.

3. Наряду со снижением издержек происходит заметная либерализация налоговых режимов в большинстве нефтедобывающих стран, особенно со сравнительно высокими издержками добычи (гибкое налогообложение, как правило, со скользящей шкалой в зависимости от экономической эффективности разработки месторождений, т.е. проектно-ориентированное налогообложение, где предметом налогообложения является прибыль, а не валовая выручка). Это обеспечивает получение компаниями приемлемой прибыли и сохранение склонности к инвестициям.

4. Меры по снижению издержек на уровне государств дополняются действиями самих нефтяных компаний.

5. Основой снижения издержек являются инвестиции, являющиеся носителем научно-технического прогресса, особенно инвестиции в те технологии и технические средства, которые обеспечивают кратное (а не на 5-10-20 %) повышение экономической эффективности соответствующих производств.

Подробнее эта проблема раскрыта нами вместе с другими специалистами в работе [23].

Таким образом, мировая экономика смогла эффективно замедлить, а потом и переломить тенденцию роста издержек производ-

ства углеводородов вследствие повсеместного ухудшения условий их добычи, начавшуюся на мировом рынке на рубеже 60-70 годов XX века. После первых нефтяных ценовых кризисов мировой экономике потребовалось около 10 лет, чтобы цены на нефть начали снижаться, и примерно 15 лет – чтобы цены вернулись к уровню, с которого начался их взлет в начале 70-х годах. Проведенный анализ свидетельствует, что НТП обеспечил примерно $1/3$ снижения мировых цен на нефть за прошедшие двадцать лет (с уровня их исторического максимума в начале 80-х гг.). Остальные $2/3$ снижения цен были обеспечены иными, в основном институциональными факторами, в том числе либерализацией инвестиционных режимов принимающих государств.

В России до самого последнего времени ситуация была прямо противоположна той, что происходила в большинстве нефтедобывающих стран, где издержки добычи превышают издержки в странах ОПЕК: ни один из элементов цены не снижался.

Определенный перелом наступил только в 2001-2002 годы, в том числе и за счет роста применения достижений НТП в нефтедобыче.

Но чтобы этот перелом закрепился, необходим, кроме всего прочего, и переход от концепции внедрения достижений НТП к действенной государственной инновационной политике как четко организованной совокупности технологических нововведений и адекватного совершенствования управляющей инфраструктуры, включающей все необходимые экономические, организационные и правовые меры, обеспечивающие достижение реального коммерческого эффекта.

Основы такой политики уже описаны в целом ряде работ отечественных специалистов (в том числе и автора этой книги) [115,117,138-140], но их разработка до стадии кондиционного материала – задача следующих исследований.

4.2. НТП как фактор расширения ресурсной базы отрасли

В разделе 3.1 уже отмечалось, что НТП в целом и особенно технологические прорывы дают возможность не только значительно снижать издержки разведки и разработки месторождений углеводородов (это дает нефтяной отрасли дополнительные конкурентные преимущества вследствие возможности держать низкие цены на нефть* и является фактором непосредственного снижения издержек), но и существенно понижать порог рентабельности разрабатываемых месторождений и тем самым расширять объем доказанных извлекаемых запасов нефти даже без открытия новых залежей (фактор расширения ресурсной базы).

Анализ показывает, что НТП как фактор расширения ресурсной базы нефтяной отрасли действует сразу по трем направлениям:

- дает возможность открыть и вовлечь в хозяйственный оборот новые, ранее неоткрытые месторождения;
- обеспечивает эффективное освоение ранее нерентабельных (забалансовых) месторождений;
- позволяет увеличивать извлекаемый потенциал разрабатываемых месторождений за счет переоценки величины их запасов**.

Воздействие НТП на развитие ресурсной базы отрасли по первому направлению особое значение имеет для новых, перспективных нефтегазоносных провинций. В условиях России это Восточная Сибирь, Тимано-Печора, шельфы арктических и дальневосточных морей, Каспий.

* Отметим, впрочем, что подобное влияние НТП оказывает и на другие отрасли ТЭК – газовую, угольную и др., тем самым действуя в сторону снижения издержек на энергообеспечение общества в целом.

** Это направление все больше получает признание и в странах с переходной экономикой, поскольку, как справедливо отмечает А.А. Коноплин, в западных – "различных" – классификациях ресурсов понятие "запасы" есть категория экономическая [125, с.14].

Именно здесь в результате применения новейших достижений НТП (таких как трех- и четырехмерная сейсмика, четырехмерный сейсмический мониторинг, явление ядерного резонанса, применение последовательной стратиграфии, построение геологических моделей, моделей нефтегазовых залежей и их трансформации в имитационные модели и др.) возможно открытие новых крупных и крупнейших месторождений, выявление которых традиционными методами либо вообще невозможно, либо проблематично, либо требует огромных ресурсов и времени*.

Воздействие НТП на развитие ресурсной базы отрасли по второму и третьему направлениям особо ценны для старых нефтегазоносных провинций, уже освоенных и обустроенных, имеющих сложившуюся производственную, транспортную и социально-бытовую инфраструктуру. Эти направления, как свидетельствует зарубежная практика, дают возможность продлить активную жизнь таких провинций на многие годы и даже десятилетия. В России это, прежде всего, основные нефтедобывающие базы – Западная Сибирь и Урало-Поволжье.

Чтобы лучше понять, о каких масштабах по отношению к этим провинциям может идти речь, еще раз вернемся к работе А.А. Конопляника "Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен?", в которой приводятся следующие сведения.

По данным Геологической службы США, за счет уточнения (переоценки) величина запасов индивидуальных нефтяных месторождений в "нижних" 48 штатах страны растет среднегодовым темпом 1% в год. В 1981-1996 годы переоценка запасов 135 крупнейших месторождений ОПЕК дала позитивные изменения по 100 месторождениям, негативные – по 20 и нулевые – по 15. Средний за 15 лет прирост запасов в расчете на месторождение в результате их переоценки составил 22,5%. За этот же период времени переоценка запасов 53 месторождений за пределами ОПЕК (но без США и Канады) дала позитивные изменения по 43 месторождениям, негативные по восьми и нулевые по двум. Средний за 15 лет прирост запасов в расчете на месторождение в результате их переоценки составил по этой группе 62,3%. Таким образом, растет потенциал наращивания добычи на старых месторождениях за счет применения достижений НТП, реализующих не "эффект концентрации" (что является основным механизмом получения прибыли для вертикально

* Подробный перечень подобных технологий, необходимых для России, обсуждался в ходе Энергетического диалога "Российская Федерация – Европейский Союз" летом 2001 года – См. [141, с.103-108].

интегрированных компаний), а "эффект специализации", что является основным механизмом получения прибыли для мелких и средних, независимых, специализированных компаний.

Отметим также, что именно в результате постоянного использования новейших достижений науки и техники в США в течение последних 50 лет обеспеченность текущих уровней добычи нефти ее разведанными запасами составляла от 8 до 12 лет, хотя новых крупных месторождений нефти в стране в этот период практически не было открыто [120, р.3].

Влияние новых технологий на расширение ресурсной базы нефтегазовых отраслей хорошо прослеживается и на примере уже упоминавшегося Северного моря. По данным Комиссии Европейских Сообществ, в этом плане наиболее действенны новые технологии бурения и сейсмической разведки, а также плавучих средств и подводной разработки месторождений. (табл. 11). Суммарно эти технологии обеспечили до 75% прироста углеводородов, который за 1990-1997 годы составил здесь около 9 млрд. барр (свыше 1,2 млрд. т.) нефти и почти 600 млн. куб. м газа [142, р.76].

Таблица 11

Влияние новых технологий на прирост запасов, % прироста

Технологии и технические средства	Великобритания		Норвегия		Дания		Всего (в пересчете нефти и газа в условное топливо)
	Нефть и конденсат	Газ	Нефть и конденсат	Газ	Нефть и конденсат	Газ	
Подводные разработки	3,7	3,8	4,8	8,4	0,0	0,0	4,1
Бурение	28,1	38,5	37,7	42,6	81,4	71,1	37,5
Новые методы извлечения	3,2	11,8	4,4	2,1	5,6	5,3	5,6
Платформы	2,1	3,3	1,9	2,4	1,3	4,0	2,4
Сейсмика	19,8	12,4	32,2	32,9	10,8	12,7	22,5
Плавсредства	13,5	2,0	17,6	6,2	0,0	0,0	10,2
Прочие	18,6	19,3	0,3	0,0	0,0	0,0	10,3
Меры по снижению издержек	11,0	8,9	4,0	5,4	0,9	7,0	7,4

Источник: New Oil and Gas Technology in Cost Reduction Era. – AEA Technology Engineering Software and Smith Rea Energy Associates. Brussels, 1999, p. 83.

Причем на уже разработанных месторождениях (третье выделенное нами направление НТП как фактора расширения ресурсной базы отрасли) было получено более 30% суммарного прироста запасов нефти и более $1/3$ – природного газа [142, p.78].

Интересен и другой пример, который приводит в своем исследовании мировых рынков нефти Международное энергетическое агентство [120, p.52-53] (рис.9). На рисунке хорошо видно, что суммарные извлекаемые запасы нефти в бассейне Северного моря в конце 90-х годов оценивались почти втрое выше, чем в 1983 году, из чего эксперты МЭА делают вывод, что именно применение новых технологий дало возможность подобного роста здесь сырьевой базы отрасли. Роста, который не только продлевает жизнь этой нефтегазовой провинции вдвое, но и делает возможным почти в три раза увеличить среднегодовые объемы добычи углеводородов

Следовательно, даже простая аналогия с зарубежными нефтегазовыми провинциями дает основание полагать, что за счет фактора НТП промышленные запасы нефти в Урало-Поволжье и Западной Сибири могли бы быть приращены не менее чем на 20-30% уже в ближайшие 7-10 лет.

Именно подобный анализ дает возможность автору утверждать, что сложившееся отставание в развитии (воспроизводстве) минерально-сырьевой базы НГК, которое наблюдается в стране с 1994 года, возможно преодолеть не за счет простого наращивания геологоразведочных работ (что и трудно, и малоэффективно), а за счет имеющихся возможностей НТП. Только постоянное, целенаправленное использование новых технологий и технических средств позволит если не преодолеть, то, по крайней мере, нейтрализовать (или смягчить) действие фактора ухудшения качества сырьевой базы за счет методов увеличения нефтеотдачи, выявления высокопродуктивных зон на уже разрабатываемых или разведанных месторождениях, реабилитации простаивающих скважин и других мероприятий.

Вклад таких мероприятий однозначно следует оценивать как расширение ресурсной базы НГК (по крайней мере, в части извлекаемых запасов), что закономерно ставит на повестку дня возможность их частичного финансирования из источников, предназначенных для целей воспроизводства минерально-сырьевой базы. Автор разделяет точку зрения тех специалистов, которые считают, что основанием для подобного финансирования могут быть более высокие экономические

показатели подобных мероприятий по сравнению с предлагаемыми геологоразведочными работами, оцениваемые по единому критерию – увеличению извлекаемого потенциала недр [143, с.330-331].

Но возможность и масштабы применения результатов НТП важны не только для НГК России. От них зависят перспективы всего долгосрочного экономического развития страны, поскольку они в значительной степени определяются тем, насколько эффективно имеющийся научно-технический потенциал будет использован для повышения конкурентоспособности российской промышленности, ее полноценного включения в мировое разделение труда, укрепления позиций на мировых рынках высоких технологий.

За годы реформ в России произошли принципиальные изменения в системе финансирования НИОКР. Государственное бюджетное финансирование сведено до минимума – его удельный вес в основных научно-технических программах (федерально-целевых, президентских) даже номинально составляет всего 5-12%, но фактически на предусмотренные цели денег выделяется существенно меньше. Так, в последние годы реализации федеральных целевых программ "Топливо и энергия", "Энергосбережение" и "Реструктуризация и конверсия оборонной промышленности" средства федерального бюджета, направляемые на реализацию этих программ в части, подведомственной Минтопэнерго России, не превышали 1% от установленных программ объемов [28, с.317]. В частности, в соответствии с Федеральным законом "О федеральном бюджете на 1999 год" и установленными в составе Закона показателями федеральной адресной инвестиционной программы* Минтопэнерго России был установлен лимит государственных инвестиций по всем трем федеральным целевым программам в объеме 106,2 млн. руб. (8% от первоначально – на дату утверждения программ – установленных объемов) и 214,3 млн. руб. за счет дополнительных доходов согласно статье 108 указного выше Закона. Фактически в 1999 году на финансирование государственных инвестиций по этим программам направлено 99,2 млн. руб., в том числе на программу "Топливо и энергия" – 91,2 млн. руб., "Газификация России" – 8 млн. руб. Средств на реализацию программы реструктуризации и конверсии оборонной промышленности в части, где госзаказчиком являлось Минтопэнерго России, выделено не было.

* Средства на НИОКР входят в состав инвестиционных программ

Система финансирования НИОКР самими производителями (в основном крупным бизнесом) не сформирована, причем даже крупные акционерные общества и компании ТЭК в течение большей части 90-х годов не имели ни стимулов, ни возможностей для подобного финансирования*.

В ФЦП "Энергоэффективная экономика", утвержденной постановлением Правительства РФ от 17 ноября 2001 года № 796, на реализацию всех мероприятий Программы за 2002-2010 годы предусмотрено выделить 7004,66 млрд. руб., из них за счет средств федерального бюджета – 50, 26 млрд. руб. [144.с.28], или 0,72%.

Таким образом, понимая, что снижение до минимума финансирования НИОКР из госбюджета – объективная реальность, автор исходит из необходимости ускорить формирование альтернативной – крупным бизнесом – системы финансирования. Для обеспечения финансовой привлекательности для акционерных обществ и компаний выделения средств на развитие фундаментальных и прикладных научных исследований было бы целесообразно, усилив финансовый и административный контроль за целевым расходованием средств, предусмотреть:

- уменьшение налоговой базы для расчета налога на прибыль предприятий и организаций на сумму всех необходимых и документально подтвержденных расходов на НИОКР и освоение новых технологий;

- предоставление государственных гарантий по кредитам на освоение новых технологий компаниям, не имеющим бюджетной задолженности;

- формирование "фирменной" "отраслевой" науки, в частности, Национального нефтяного института, о необходимости создания которого автор говорил еще в 1994-1995 годы [145].

Процесс акционирования научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций не позволил достичь главной цели – обеспечить самофинансирование институтов при одновременном сохранении и развитии их научно-технического потенциала. Коммерциализация научной и проектной деятельности отрица-

* В работах "Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса" [27] и "Безопасность России: Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России)" [23] убедительно показано, что при действовавшей и те годы в стране налоговой политике даже у крупных нефтяных и газовых компаний средств на подобные цели просто не оставалось – суммы налогов и сборов зачастую превращали их чистую прибыль. Еще в 1999 г. 45% всех предприятий ТЭК России были убыточными – [28, с.319]

тельно сказалась на сохранности уникальной экспериментальной базы, технической, проектной и геологической документации по освоению месторождений. Отсутствует действенная система государственной экспертизы крупных проектов, контроля за выполнением лицензионных соглашений.

Нуждается в коренном совершенствовании методическая основа стандартизации и сертификации продукции и работ в нефтяной промышленности, где ещё преобладают корпоративные интересы вертикально-интегрированных компаний. В связи с принятием законодательных актов, связанных с реализацией соглашений о разделе продукции, появилась необходимость методического и нормативного обеспечения работ по подготовке и реализации соглашений.

В условиях ограниченного финансирования, сокращения кадрового потенциала и исследовательской базы, отечественные институты не могут успешно конкурировать с зарубежными научными центрами, самостоятельно выполнять крупные научно-технические проекты на условиях самофинансирования и самокупаемости.

В связи с этим полноценное развитие нефтяной отрасли требует поддержки научных исследований и разработок, имеющих приоритетное значение и создание в отраслях научных центров (опорных институтов), обеспечивающих координацию отраслевых НИОКР.

Еще в первой половине 90-х годов, при разработке Энергетической стратегии России на период до 2010 года, были сформулированы основные требования к научно-техническому прогрессу в отраслях ТЭК. Для нефтяной и газовой промышленности одной из важнейших научно-технических проблем было названо повышение эффективности геологоразведочных работ (ГРП). Практически это означало необходимость совершенствования уже существующих, а также разработку и внедрение новых методов, технологий и технических средств поиска и разведки месторождений углеводородов, в том числе глубоко погруженных горизонтов, неоконтуренных ловушек и др.

Как отмечалось нами еще в 1995 году, основное внимание должно было быть уделено созданию в период 1996-1998 годов комплекса технологий и технических средств для геолого-геофизических и технологических исследований при строительстве наклонных и горизонтальных разведочных скважин, современной системы сбора,

хранения и обработки геолого-геофизической информации, технологиям комплексного геодинамического мониторинга, инженерно-геологическим и геокриологическим моделям [30].

Ключевой проблемой развития нефтегазодобычи в период до 2010 года называлась проблема освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов – из сложнопостроенных ловушек и подгазовых зон, из заводненных пластов, высоковязких нефтей и особенно из низкопроницаемых коллекторов. При этом подчеркивалось, что разрабатываемые технологии должны обеспечивать максимально возможную отдачу пластов. Естественно, что для их разработки необходимы принципиально новые методы воздействия на пласт, а это, в свою очередь, влечет необходимость проведения ширококомасштабных фундаментальных и поисковых исследований. Поэтому необходимы соответствующие фундаментальные исследования, и в частности, исследования механизмов многофазной фильтрации жидких и газообразных углеводородов на микроуровне с учетом взаимодействия пластовых флюидов и пороодообразных минералов, исследования микропроцессов в продуктивных пластах.

Здесь необходимо отметить, что в истории развития нефтедобывающей промышленности России специалистами выделяются три главнейших этапа, причем для каждого из них была характерна своя технология назначения и реализации отборов нефти [146, с.46-54].

На первом этапе (до 40-х годов XX столетия) было типичным площадное разбуривание месторождения с применением некоторого принципа вскрытия нефтяного пласта (сверху вниз, а позднее – снизу вверх). Во главу угла ставилось использование естественной энергии пласта, иногда с локальным воздействием на пласт (закачка воды или газа с отбором нефти через ближайшие из пробуренных скважин). Главным считалось тщательное изучение стратиграфии всей толщи и регулирование отборов – в соответствии с интересами потребителя и с изученностью продуктивности пласта методами промысловой геологии.

В результате исследований тех лет было осознано, что пласт представляет собой единую гидродинамическую систему, а потому к нему применимы расчетные математические методы.

Соответственно, на втором этапе (40 – 60-е годы) было предложено проводить предварительное гидродинамическое проекти-

рование с выделением экономически оптимального варианта установки скважин. Ключевым элементом эффективной разработки была идея о поддержании пластового давления за счет законтурного заводнения, а на гигантских месторождениях моноклишального типа – внутриконтурного (60 – 70-е годы).

В результате практически сохранялась начальная энергия пласта и значительно продлевался фонтанный способ отбора нефти с большими дебитами эксплуатационных скважин. Тем самым стало возможным разбуривать месторождение редкими сетками скважин и добиться большой экономии металла, на производство которого уходят основные трудозатраты и который был особо необходим в годы восстановления народного хозяйства после войны.

Третий этап начался лишь в 90-е годы, хотя уже в 80-е годы возможности громадных объемов добычи нефти, к тому же низкой по себестоимости (за счет фонтанного способа отбора), уменьшаются, поскольку пластовая энергия основных месторождений исчерпывается, а новых, столь же богатых, как Ромашкино и Самоглор, открыто не было. Технологический выход из возникшего тупика в те годы увидели в увеличении нефтеотдачи. Тем самым фактически было осознано, что этап добычи дешевой нефти завершается и следует переходить к новым технологическим принципам, во главу угла ставящим полноту отбора углеводородов из пластов.

Большие надежды в те годы возлагались на реализацию Государственной научно-технической программы "Недра России", в рамках которой намечалось выполнить следующие крупные разработки [30, с.345-346]:

1. Технологический комплекс для освоения сложнопостроенных месторождений нефти и газа, позволяющий обеспечить эффективный отбор углеводородов из нефтегазоконденсатных месторождений, заводненных залежей, залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах и залежей высоковязких нефтей и битумов и повысить нефтеотдачу пластов на 5-25%, конденсатоотдачу на 30-50%, снизить потери свободного прорыва газа на 30-40% и воды на 10-20%, увеличить темпы отбора нефти на 10-20% и извлекать попутные компоненты (редкие металлы). Этот комплекс ориентирован на месторождения нефти и газа Западной Сибири и Урало-Поволжья. К 2000 году технологиями комплекса намечалось охватить более 5 млрд. т ресурсов нефти. Предполага-

лось, что технологические комплексы позволят снизить себестоимость добычи нефти, газа и конденсата в 1,1-1,4 раза, а удельные капитальные вложения в 2-3 раза по сравнению с применяемыми технологиями.

2. Технологические комплексы виброволнового воздействия на пласт, позволяющие повысить нефтегазоотдачу на 8-10%, обеспечить интенсификацию добычи нефти (увеличения продуктивности скважин) в 1,2-1,5 раза, снизить обводненность добываемой продукции на 30-50%. Их реализация не требовала заметного увеличения капитальных затрат по сравнению с существующими, а дополнительная добыча нефти оценивалась в следующих объемах, млн. т: 1996 год – 0,25; 1997 год – 0,5; 1998 год – 1; к 2000 году – всего около 3 млн. т нефти. В перспективе (2010 год) добыча нефти за счет применения технологии вибровоздействия должна была достичь 10 млн. т при себестоимости 1 т дополнительной нефти в 1,5-2 раза ниже добываемой традиционными методами.

3. Технологический комплекс для интенсификации добычи и повышения нефтегазоотдачи за счет электровоздействия на продуктивный пласт в прифильтровой (призабойной) зоне скважины. Благодаря изменению фильтрационных характеристик среды и улучшению проницаемости коллекторов этот метод может повысить дебит скважин в несколько раз и нефтеотдачу на 30-35%.

4. Экологически безопасные биотехнологические методы повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Их применение может увеличить нефтеотдачу на 5-7% и интенсифицировать добычу нефти в 1,5-2 раза без дополнительных капиталовложений. За счет снижения себестоимости добычи 1 т нефти в 1,5-3 раза по сравнению с применяемыми в настоящее время технологиями можно ожидать срока окупаемости биотехнологий в течение 1-2 лет.

5. Технологический комплекс (технология и оборудование) для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов за счет закачки растворов биополимеров, производимых непосредственно на нефтепромысле. Ожидалось, что реализация данной технологии позволит достичь повышения нефтеотдачи пластов на 10-15%, увеличения продуктивности скважин в 1,2-1,8 раза, снижения обводненности добываемой продукции на 25-50%. Технология применима для пластов с температурой порядка 1000 С, в то время как растворы полиакриламида, используемые при по-

лимерном заводнении в настоящее время, эффективны лишь при температурах ниже 600 С.

Новые технологии намечалось реализовать при освоении Бованенковского, Харасавейского, Заполярного, Ен-Якинского, Харатинского, Песцового и других газовых и газоконденсатных месторождений: применительно к карбонатным неоднородным коллекторам большой мощности – технологии поинтервальных кислотных и направленных обработок, для низкопроницаемых глубоко залегающих (свыше 4000 м) карбонатных коллекторов – гидравлический разрыв пласта с закачкой больших объемов рабочей жидкости (до 2000 куб. м жидкости и 450-500 куб. м расклинивающего агента)[23, с.107].

Выше уже отмечалась та роль НТП, которую он сыграл в освоении месторождений нефти и газа на континентальном шельфе и в акваториях открытых морей за рубежом.

Отечественные специалисты, понимая, что в перспективе развитие нефтегазового комплекса России так же связано с вводом в эксплуатацию месторождений нефти и газа на континентальном шельфе, в рамках работ над Энергетической стратегией и в программе "Недра России" ставили задачу создания и производства высокоэффективных систем и технических средств для проведения морских геофизических и инженерно-геологических работ, современного оборудования для бурения морских скважин глубиной до 6500 м, надежных технических средств для обустройства месторождений, добычи и транспорта нефти и газа с морских месторождений, включая глубоководные ледостойкие платформы, комплексы подводного устьевого оборудования, специальные плавсредства и подводные аппараты.

В рамках ГНТП "Недра России" намечалась разработка интереснейших технологий и для других направлений функционирования нефтегазового комплекса – вовлечения в разработку мелких и маломощных месторождений углеводородов, создание мобильных технологических комплексов для сооружения и реконструкции газотранспортных систем, совершенствования процессов нефтепереработки и многие другие.

Однако развитие экономического кризиса, который оказался гораздо глубже и существенно более длительным, чем прогнозировали авторы Энергетической стратегии (в редакции 1995 г.), не дало возможности реализовать большинство из намеченного в об-

ласти развития научно-технического прогресса. Основные программы не были завершены, многие перспективные разработки были свернуты.

Тем не менее отечественная наука до настоящего времени сохраняет передовые позиции по целому ряду направлений, которые могут стать базой для разработки самых передовых технологий для нефтяной промышленности и других отраслей ТЭК России.

Экспертные обследования, выполненные Центром исследований и статистики науки (ЦИСН) в 1998-1999 гг., выявили целый ряд так называемых "критических технологий федерального уровня", концентрация ресурсов для которых позволит стране не только обеспечить внутренний спрос на высокотехнологичное оборудование, но и стать его экспортером на мировые рынки [147].

Применительно к нефтяной отрасли и ТЭК в целом перечень таких технологий и наиболее перспективных направлений разработок представлен в Приложении 3.

В рамках этих перспективных направлений в нефтяной отрасли, несмотря на все трудности с финансированием, сложился арсенал таких технологий, доработка и массовое применение которых в масштабах отрасли смогут кардинально повысить эффективность освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, составляющих ресурсную основу отечественной нефтедобычи. В их числе:

- разработка месторождений системой горизонтальных и горизонтально-разветвленных скважин – рост дебитов в 2-10 раз;
- различные виды гидроразрыва пласта и рациональное объединение нефтяных пластов в общий эксплуатационный объект – увеличение дебита скважин – в 2-3 раза;
- избирательная индивидуальная закачка воды – увеличение дебита скважин в 1,2 раза и т.д. [23, с.109]

В настоящее время наибольшее значение для нефтяной отрасли имеет создание и освоение производства высокоэффективного и импортозамещающего оборудования, труб и материалов. И здесь основную тяжесть взял на себя военно-промышленный комплекс.

Важным итогом реализации федеральных целевых программ "Топливо и энергия" и Конверсии оборонной промышленности в 1996 – 1999 годах стало значительное сокращение импорта зарубежной техники. Если до 1997 года доля российского оборудования в нефтегазовой промышленности составляла только около

55%, то информация, полученная от компаний в 1999 году, свидетельствует об увеличении этой цифры до 80-85%. В результате реориентации предприятий военно-промышленного комплекса (ВПК), уровень освоения номенклатуры нефтяного оборудования отечественными производителями поднялся до 90...95%. Доля оборонных предприятий в объемах производства высокотехнологического оборудования составляет более 30%, при этом производство газоперекачивающих агрегатов, систем для определения направления при бурении скважин, буровых платформ для морской добычи нефти и газа, устьевого оборудования для подводной добычи нефти и газа, аккумуляторов давления при перфорации скважин и ряда других машин полностью обеспечивается на заводах ВПК.

В тоже время технический уровень и качество отечественного оборудования все еще нередко уступают лучшим мировым образцам. Эксплуатационные показатели таких видов оборудования, как забойные двигатели (турбинные и винтовые), породоразрушающий инструмент, утяжеленные буровые трубы, центраторы буровых труб, насосные штанги, значительно уступают зарубежным аналогам. Массогабаритные показатели отечественных превенторов не позволяют разместить под буровой установкой полную сборку этих устройств, как это требуется по действующим Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Выпускающиеся циркуляционные системы не обеспечивают требуемые параметры очистки глинистого раствора и возможности безамбарного бурения. Нарботка на отказ российских установок погружных центробежных насосов в 3 раза меньше импортных [148]. До сих пор часть насосных установок для цементирования скважин, тампонажных работ, закачки химических реагентов выпускаются по технической документации, разработанной еще в 60-х годах. Долговечность отечественных уплотнений нефтяных центробежных насосов составляет 2000-10000 часов, в отличие от уплотнений английской фирмы "Джон Крейн" – 30000-50000 часов. Средняя проходка импортного долота составляет порядка 60 м, отечественного – 150 м, наработка на отказ у зарубежных штанговых глубинных насосов превышает 1000 суток против 300-400 суток у отечественных.

Для решения проблем повышения технического уровня и надёжности выпускаемого нефтяного оборудования, переориентации

ции производителей на создание и изготовление комплектной техники, не имеющей аналогов и превышающей по своим показателям лучшие зарубежные образцы, целесообразно продолжение работ в соответствии с Федеральной целевой программой (ФЦП) "Энергоэффективная экономика" на 2002-2005 гг. и на перспективу до 2010 года.

В частности, при очередной доработке и уточнении этой ФЦП главными задачами должны стать меры по государственной поддержке реализации инвестиционных проектов по освоению производства высокоэффективного и импортозамещающего нефтяного оборудования, разработанного в соответствии с целевыми программами различного уровня. Составной частью программы должны быть мероприятия по организации создания и производства труб (прямошовных, диаметром до 1420 мм; длинномерных безмуфтовых диаметром 38-114 мм длиной до 4000 метров; хладостойких насосно-компрессорных; из многослойных плакированных сталей), новых видов сталей, покрытий и композиционных материалов для ТЭК. Кроме того, важной составляющей программ должны быть разделы по организации производства уникального нефтеперерабатывающего оборудования, предназначенного для реконструкции отечественных нефтехимических заводов – установки каталитического риформинга и крекинга, комплексы глубокой переработки нефти, оборудование для гидрокрекинга и т.д.

Реализация такой программы полностью отвечает основным приоритетам научно-технической политики – содействию инновациям; использованию отечественных научно-технических достижений и производственного потенциала ВПК России; стимулированию разработки энергоэффективного и экологически чистого энергооборудования; технической реконструкции и модернизации действующих объектов ТЭК [40].

Автор разделяет точку зрения тех специалистов, которые считают, что для достижения этих приоритетов основными принципами государственного влияния на развитие научно-технического прогресса должны являться:

- выявление приоритетных перспективных направлений НТП и критических технологий в ТЭК с учетом их прогнозируемой эффективности и мировых тенденций. Эти приоритеты требуют своего отражения в федеральных государственных научно-технических программах;

- экономическая поддержка приоритетных направлений НТП в ТЭК, включая рычаги нормативно-правового обеспечения этой поддержки;

- организация системы государственного учета и контроля реализации результатов исследований и разработок в области ТЭК;

- финансирование фундаментальных разработок и исследований в энергетической сфере, направленных на поиск принципиально новых путей эффективного обеспечения энергетических потребностей человечества, в том числе за счет развития бесплодной энергетики;

- содействие разработке и внедрению новых эффективных технологий получения, преобразования и транспорта энергии будущего (топливные элементы, водородная энергетика, термоядерная, солнечная и геотермальная энергетика, системы аккумулирования энергии и т.п.), а также технологий, повышающих техническую, экологическую и биологическую безопасность топливно-энергетической деятельности, от разведки и добычи энергоресурсов до их полного использования (от техники безопасности к безопасной технике) [40, с.73-74].

Однако первоочередными в этой области должны стать уже названные в начале данного раздела меры по формированию экономической привлекательности финансирования фундаментальных и прикладных научных исследований самими акционерными обществами и компаниями ТЭК.

При достижении намеченных Энергетической стратегией целей российский нефтяной комплекс получит хорошую возможность конкурировать на равных с ведущими мировыми компаниями на внешних и внутренних нефтяных рынках, обеспечивая тем самым свой достойный вклад в сохранение энергетической безопасности и независимости России.

4.3. Методы увеличения нефтеотдачи как фактор роста производства и рационального недропользования

В предыдущих разделах уже было показано, что главная стратегическая задача научно-технического прогресса в нефтедобыче – кардинальное повышение эффективности освоения трудноизвлекаемых (ТИЗ) запасов нефти, под которыми понимают запасы низкопроницаемых пластов, остаточные запасы нефти обводненных зон, запасы углеводородов подгазовых зон, запасы высоковязких нефтей. Эта задача была сформулирована коллективом специалистов с участием автора еще в 1996 году. [115]. Но она актуальна и до сегодняшнего дня, о чем свидетельствует, в частности, решение Коллегии Минэнерго России по итогам работы ТЭК за 2001 год, текущим проблемам и основным задачам на 2002 год. Оно звучит так: "Для развития нефтедобычи стратегическое значение имеют увеличение нефтеотдачи пластов и вовлечение в разработку трудноизвлекаемых и нерентабельных при действующей системе налогообложения запасов нефти" [149].

Подобная актуальность вызвана тем, что в нефтяной промышленности России продолжают развиваться такие негативные тенденции, как ухудшение структуры разрабатываемых запасов нефти и отставание в развитии геологоразведочных работ, не обеспечивающих даже компенсацию текущей добычи нефти. В частности, в эксплуатацию вводится все большее число месторождений с низкопроницаемыми пласта-

ми, повышенной вязкостью нефти, сложным геологическим строением. Доля ТИЗ с низкими дебитами скважин (менее 10 т/сут) составляет 55-60%, и продолжает расти. Применение традиционных технологий (в первую очередь заводнения) уже не может обеспечить достаточно высокой эффективности разработки таких запасов нефти [см., напр., 40,150].

Решение научно-технических проблем освоения перечисленных выше видов ТИЗ должно осуществляться как путем разработки новых технологий и технико-технологических комплексов, так и на основе совершенствования и тиражирования уже созданных методов, систем, технологий и оборудования для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в конкретных геологических условиях.

В Приложении 4 приведен ограниченный перечень наиболее распространенных прогрессивных технологий и технических средств для освоения разных видов ТИЗ, обладающих различной результативностью и находящихся на разных стадиях готовности. Оценки потенциальной технологической результативности приведенных технологий (табл. 12) подготовлены группой ведущих ученых нефтяной промышленности [151].

Несмотря на кажущуюся обширность приведенного в этом материале перечня и многообразие входящих в него технологий и технических средств (что составляет лишь часть создаваемой и действующей технологической базы нефтедобычи), сегодня необходимо констатировать, что проблема эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов в российской нефтяной промышленности не решена.

Одним из важных направлений решения этой проблемы является отбор приоритетов НТП в целях исключения практики распыления финансовых и интеллектуальных ресурсов по всему фронту научно-технической деятельности, связанной с решением проблемы ТИЗ, и их концентрации на первоочередном создании ограниченного комплекса критически важных технологий и технических средств.

Критически важные технологии характеризуются универсальностью (широким диапазоном решаемых проблем освоения ТИЗ), высокой степенью результативности (в первую очередь высоким ростом продуктивности скважин) и обеспе-

чивают достижение приемлемой коммерческой эффективности разработки месторождений ТИЗ.

Отбор критически важных технологий можно осуществить с использованием обзорной матрицы, в которой совместно рассматриваются проблемы освоения запасов нефти и набор прогрессивных реализующих технологий для освоения ТИЗ (рис. 10).

В результате выделяются четыре универсальные критически важные технологии, характеризуемые следующими данными.

Таблица 12

Оценки потенциальной технологической результативности различных технологий

1. Технология разработки месторождений системой горизонтальных и горизонтально – разветвленных скважин	а) Может использоваться при решении не менее 5 видов проблем освоения запасов нефти б) Потенциально обеспечивает многократное повышение продуктивности скважин
2. Технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта	а) Может использоваться при решении не менее 3 видов проблем освоения запасов б) Потенциально обеспечивает кратное повышение продуктивности скважин: - при разработке месторождений - при заканчивании скважин - при эксплуатации скважин
3. Технология газового и водогазового воздействия на пласт	а) Может использоваться при решении 2 видов проблем освоения запасов: низкопроницаемых пластов и обводненных зон б) Потенциально обеспечивает высокое увеличение (в 1,5-2 раза) продуктивности скважин
4. Технология вскрытия продуктивных пластов	а) Может использоваться при решении не менее 4 видов проблем освоения запасов как индивидуально, так и в сочетании с другими технологиями б) Потенциально, при индивидуальном применении, обеспечивает существенный рост (до 1,5 раз) продуктивности скважин

Именно эти технологии в настоящее время наиболее широко применяются в России, в том числе в Западной Сибири, и дают хорошие результаты.

Следует отметить, что в отечественной научной литературе нет четкого разграничения между такими понятиями, как "методы воздействия на пласты" (МВП), "методы повышения нефтеотдачи пластов" (МПНП) и "методы увеличения нефтеотдачи пластов" (МУН). Очень часто эти термины используются как синонимы [49,115,117,150,152]. При этом, тем не менее, разделяют "традиционные" методы воздействия на пласты (в первую очередь заводнения) и "новые" (или "современные") которые, в свою очередь, подразделяют на "вторичные и "третичные". Именно последние в ряде случаев и отождествляются с понятием "методы увеличения нефтеотдачи пластов" [153].

Автор в данной работе под МУН подразумевает те МВП, которые обеспечивают увеличение ресурсной базы отрасли, то есть прирост промышленных запасов на открытых и разрабатываемых месторождениях.

Отсутствие единого подхода к систематизации МВП, МПНП и МУН, четких критериев каждого из них и перечня самих МУН приводит не только к определенной терминологической путанице, но и делает трудно сопоставимыми показатели приростов и объемов добычи и запасов за счет МВП и МУН. Именно поэтому у автора, хотя он и пытался в ходе исследования отобрать только те сведения, которые относятся непосредственно к МУН исходя из выбранного им критерия, нет полной уверенности, что все приводимые ниже цифры и факты соответствуют этому критерию, поскольку существовавшая в СССР система статистической отчетности по МУН была в начале 90-х годов утрачена. В силу этого показатели по объемам и масштабам применения МВП и МУН за 1992-2000 годы носят разрозненный характер, а общую ситуацию с ними можно характеризовать лишь на основе общих оценок, косвенных показателей и тех данных, которые иногда публикуют те или иные нефтяные компании и акционерные общества.

Широкое применение МВП и МУН, которое отмечается в последние годы, является своеобразной "второй волной" для России. Наша страна относится к тем нефтедобывающим государствам мира, которые уже много лет достаточно активно занимаются проблемой создания, испытания и применения различных МВП, в том числе и так называемых "третичных" МУН. Как отмечает С.А. Жданов [150, с.39],

темпы развития работ в этой области особенно заметно стали увеличиваться с 1976 года, после выхода соответствующего Постановления Правительства СССР. Если в 1975 году добыча нефти в СССР за счет применения этих МУН составляла 1,6 млн.т., то в 1985 г. – уже 5 млн.т., а к 1990 г. достигла 11,4 млн.т. Таким образом, наиболее интенсивное развитие МУН в нашей стране уже было во второй половине 80-х годов, когда по объему их реализации СССР занимал третье место в мире после США и Канады. К тому времени в России в опытно-промышленных масштабах применялось более 20 методов (130 технологий) на более чем 300 объектах 150 месторождений с общим охватом геологических запасов нефти около 5 млрд. т, что составляло 75% запасов, охваченных МУН в бывшем СССР [154].

Как отмечает В.Е. Кацавцев [155], реализуемые проекты по внедрению только третичных (тепловых и физико-химических) МУН на месторождениях России обеспечили 250 млн. т прироста извлекаемых запасов нефти. Исходя из данных В.Д. Лысенко [117, с.166] о том, что цена разведки 1 т извлекаемых запасов нефти составляет 5 долл., подобный прирост запасов за счет применения МУН обеспечил стране экономии затрат на геологоразведочные работы как минимум на 1,2 млрд. долл. А поскольку, как будет показано ниже, практически все применяемые в России МВП и МУН высокоэффективны (при сложившихся ценах и затратах), а чистый доход от применения третичных МУН в конце 90-х годов составлял порядка 50 руб. на 1 руб. затрат, чистая экономия от применения МУН по сравнению с приростом аналогичного количества извлекаемых запасов нефти за счет традиционных геологоразведочных работ составляла не менее 1 млрд. долл.

В связи с кризисной ситуацией в 90-х годах темпы освоения МУН в России значительно снизились. Практически были прекращены фундаментальные исследования по новейшим технологиям. В ущерб развитию высокоэффективных технологий, таких как термические, технологии на основе смешивающегося вытеснения нефти с использованием газа, диоксида углерода, которые некоторыми нефтедобывающими организациями считались экономически неэффективными, преимущественное распространение получили дешевые, но маломощные технологии, не требующие специальных технических средств и композиций химических реагентов. И лишь создание в России крупных конкурентоспособных вертикально-интегрированных нефтяных компаний изменило тенденций развития МУН в стране и началось то, что мы выше назвали их "второй волной".

Уже к концу 90-х годов за счет современных методов воздействия на пласт в России было добыто около 17% всей нефти. Лидерами по их применению стали такие компании, как "Сургутнефтегаз" (41,1% от всей добычи), "Татнефть" (38,7%), ТНК (19,4%), ЛУКОЙЛ (12,7%) и "Сибнефть" (12%)*. Эти же компании являются ведущими и по применению собственно МУН, удельный вес которых в общем объеме дополнительно полученной нефти основными компаниями ("Сургутнефтегаз", ЛУКОЙЛ) составляет 60-70%. В 2001 г. непосредственно за счет МУН было получено 26,6% добычи нефти в "Сургутнефтегазе", более 20% – в ЛУКОЙЛе, 15% – в "Татнефти" и 13% – в "Башнефти" [155,156].

Рассмотрим более детально основные аспекты экономической эффективности применения МВП в ОАО "Сургутнефтегаз", которое публикует наиболее подробные данные в этой области из всех ВИНК России [156,157].

В ОАО "Сургутнефтегаз" применяется следующая классификация МВП:

1. Обработка призабойной зоны (ОПЗ) пластов химическими методами (наиболее широкое распространение из них получили кислотные составы, растворы ПАВ и углеводородные растворители, которые при правильном подборе скважин обеспечивают наибольшую технологическую эффективность);
2. ОПЗ пластов физическими методами (из которых наибольшее применение нашли акустические и вибрационные методы, а также термогазохимическое воздействие);
3. Перфорационные методы;
4. Депрессионные методы;
5. Изоляционные методы;
6. Гидроразрыв пласта;
7. Эксплуатация боковых стволов;
8. Эксплуатация горизонтальных скважин;
9. Выравнивание профиля приемлемости;
10. Выравнивание фронта вытеснения;
11. Гидродинамические методы (в частности, циклическое заводнение в комплексе с изменением направления фильтрационных потоков, форсированный отбор продукции и закачка воды).

Именно по этим видам воздействия на пласты в ОАО "Сургут-

* Рассчитано по данным справочника "Нефтяная промышленность Российской Федерации – 1997" [49, с. 22-26 и 32-37].

нефтегаз" и в институте "СургутНИПИнефть" ведется анализ технологической и экономической эффективности применения каждого из МВП и МУН. Заметим, однако, что применяемая в компании классификации МВП достаточно условна, поскольку одни и те же методы в ряде случаев относят к различным видам МВП (например, применение ПАВ – к ОПЗ пластов химическими методами и к методам выравнивания фронта вытеснения) – см., напр., [157, с. 69 и с. 72].

Анализ технико-экономической эффективности применения в компании различных МВП, проведенный специалистами "СургутНИПИнефть", свидетельствует, что все они отличаются достаточно хорошими результатами. Так за 1991-2000 годы на 1 руб. произведенных затрат на проведение воздействий недропользователем получено 19,5 руб. чистого дохода (рис. 11), причем по различным МВП отклонение от этого уровня наблюдаются в ту и другую сторону в 5-10 раз. Значительные изменения претерпевает этот показатель и во времени, и в зависимости от типа нефтяной залежи.

Поскольку абсолютные значения стоимости показателей в большинстве случаев относятся к коммерческой тайне компании, ранжировку отдельных МВП по эффективности применения произведем по такому показателю, как чистый доход на рубль средних по ОАО "Сургутнефтегаз" затрат за 2001 год. При всей условности такого подхода он дает главное – возможность сопоставить эффективность различных МВП (табл. 13).

Сопоставление экономической эффективности применения различных МВП можно сделать и по такому относительному показателю, как "себестоимость добычи нефти, полученной при применении различных МВП, относительно средней себестоимости добычи нефти по нефтяной компании". В нашем случае результаты расчетов по ОАО "Сургутнефтегаз" свидетельствуют, что большинство применяемых здесь методов обеспечивает получение нефти себестоимостью вдвое меньшей, чем в среднем по компании (табл. 14).

При таких высоких показателях эффективности применения МВП срок их окупаемости составляет, как правило, менее одного года. Исключения – бурение и эксплуатация боковых стволов при разработке высоко- и среднепродуктивных заводненных (1,17 года), высоко- и среднепродуктивных (1,36 года) и газонефтяных (2,5 года) залежей.

Таблица 13

Экономическая эффективность применения различных МВП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" за 1991-2001 годы, чистый доход на рубль средних по АО затрат, число раз

Виды МВП	Типы нефтяных залежей			
	Низкопродуктивные	Газонефтяные	Высоко- и среднепродуктивные, заводненные	Высоко- и среднепродуктивные
ОПЗ химическими и физическими методами, перфорационные, депрессионные и изоляционные методы	46,4	65,8	84,1	96,0
Выравнивание профиля приемлемости и фронта вытеснения	18,4	74,1	24,3	9,9
Гидродинамические методы	99,8	114,4	96,9	118,0
Гидроразрыв пласта	27,2	18,4	14,8	30,4
Эксплуатация горизонтальных скважин	-	30,0	-	21,1
Эксплуатация боковых скважин	10,2	3,6	8,9	4,4

Источник: по данным "СургутНИПИнефть" – "Нефтяное хозяйство", №8, 2002, с. 22

Таблица 14

Экономическая эффективность применения различных МВП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" за 1991-2001 годы, себестоимость добычи нефти относительно средней по компании, за 2001 год, % (в знаменателе – объем дополнительно добытой нефти, тыс. т.)

Виды МВП	Типы нефтяных залежей			
	Низкопродуктивные	Газонефтяные	Высоко- и среднепродуктивные, заводненные	Высоко- и среднепродуктивные
ОПЗ химическими и физическими методами, перфорационные, депрессионные и изоляционные методы	48 / 980	47 / 13688	46 / 15280	45 / 15280
Выравнивание профиля приемлемости и фронта вытеснения	55 / 224	46 / 17026	52 / 6998	64 / 6998
Гидродинамические методы	45 / 86	45 / 1805	45 / 2737	45 / 2737
Гидроразрыв пласта	51 / 1810	55 / 684	58 / 5871	51 / 5871
Эксплуатация горизонтальных скважин	-	51 / 5166	-	54 / 462
Эксплуатация боковых скважин	63 / 117	89 / 466	96 / 531	83 / 88

Источник: по данным "СургутНИПИнефть" – "Нефтяное хозяйство", №8, 2002, с. 21-22

При этом 69,7% всей дополнительной добычи нефти, полученной с применением различных МВП за 1991-2001 годы, произведено с себестоимостью, равной 45-48% от средней себестоимости по ОАО "Сургутнефтегаз" в 2001 году, 28,8% – с себестоимостью 51-64%, и лишь 1,5% – с себестоимостью от 83 до 96%.

Полная характеристика применяемых МВП и МУН в "Сургутнефтегаз" за 1991-2001 годы дана в Приложении 5.

Соотношение различных МУН в разных компаниях неодинаково, но в целом по России в настоящее время $2/3$ применяемых методов (по объему дополнительно добытой нефти) – это гидроразрыв пласта (ГРП) и физико-химические методы. Так, в НК "ЛУКОЙЛ" приоритет получают физические методы, главным образом на объектах Западно-Сибирского региона, за счет которых дополнительно добывается 60% общей добычи нефти при применении всех МУН, в том числе 95% нефти – при внедрении ГРП.

На месторождениях ОАО "Татнефть" доля дополнительной добычи нефти в среднем за последние 5 лет за счет физических методов составляет 29%, химических – 57%, горизонтальных скважин+ГРП+зарезка вторых стволов – 14% (из них более 60% обеспечивают горизонтальные скважины).

В ОАО "Сургутнефтегаз" за те же пять лет химическими методами было получено 14% дополнительно добытой за счет МУН нефти, бурением горизонтальных скважин и боковых стволов, а также ГРП – 22% [156].

В то же время мировая тенденция применения МУН в перспективе связана с технологиями использования в пласте тепла для прогрева тяжелой нефти, в частности пара, закачки CO_2 , в том числе карбонизированной воды, и полимеров. Большое внимание уделяется технологиям комбинированного воздействия МУН и вопросам рационального их использования [155, с.71; 158, с.127-128].

Рассмотрим несколько подробнее основные применяемые в России технологии для освоения ТИЗ и повышения нефтеотдачи пластов.

1. Применение горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин, а также зарезка боковых горизонтальных стволов является одним из наиболее перспективных направлений совершенствования разработки нефтяных месторождений.

Например, залежи нефти пластов А4-8 Федоровского место-

рождения практически на всей площади представляют собой тонкую нефтяную оторочку, заключенную между обширной газовой шапкой и подстилающей подошвенной водой. Технология разработки этих пластов с применением горизонтальных скважин была предложена в "Технологической схеме разработки Федоровского месторождения" и утверждена ЦКР Минтопэнерго Российской Федерации. Предусматривается пробурить 950 горизонтальных скважин и дополнительно вовлечь в разработку 100 млн. т геологических запасов нефти. КИН увеличится в 2 раза (с 12% при применении вертикальных скважин до 25% при использовании горизонтальных)[159].

В значительных объемах бурение горизонтальных скважин осуществляется в Удмуртии, Татарстане, Башкортостане. По данным нефтяников Удмуртии, применение горизонтальных стволов скважин позволяет существенно улучшить технологические и экономические показатели разработки месторождений и обеспечить более высокие темпы добычи нефти, а также увеличение КИН на 10-15%. На V Международной конференции по горизонтальному бурению в г. Ижевске 23 – 25 октября 2000 года большое внимание было уделено бурению не только горизонтальных скважин, но и горизонтальных стволов из "старых" скважин, бурение которых уже осуществляется на многих месторождениях России. Например, на 16 месторождениях ОАО "Удмуртнефть" пробурено 160 боковых горизонтальных стволов, из которых получено 740 тыс. т нефти [160].

2. ГРП по технологическим возможностям является наиболее эффективным способом, применяемым при разработке пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. По данным СибНИИ НП (на основе анализа более чем 50 месторождений и 2500 скважин), в Западной Сибири дебиты скважин после гидро-разрыва увеличиваются в 1,8 – 19,0 раз. Продолжительность эффекта от данного мероприятия по некоторым скважинам Самолторского месторождения превысила 50 мес. На Повховском месторождении средняя эффективность одного ГРП за четыре года составила 14 тыс. т нефти, проведено 370 скважино-операций и дополнительно добыто 5 млн. т нефти. Объемы ГРП будут на месторождении наращиваться, в результате КИН по пласту БВ8-10 должен составить 0,409 при утвержденном 0,314. На очень крупном Приобском месторождении, где коллекторами являются низ-

копроницаемые песчаники, 70% накопленной добычи предполагается добыть в результате применения ГРП [159, с.68].

3. Полимерное заводнение. Многие месторождения России находятся на завершающей стадии разработки, их обводненность превышает 90%. Суммарное количество остаточных запасов нефти по ним составляет около 4 млрд. т. Для их разработки специалистами предлагается широко использовать различные загустители, в частности полимерное заводнение. С 60-х годов за рубежом и в СССР начали проводиться опытно-промышленные работы по полимерному заводнению с целью снижения подвижности вытесняющей жидкости и, как следствие, преодоления вязкостной неустойчивости вытеснения, увеличения охвата заводнением, предотвращения ранних прорывов воды, закачиваемой в пласт, к добывающим скважинам, снижения обводненности добываемой нефти и в конечном счете водонефтяного фактора. Создание в пласте оторочки полимерного раствора около 30% объема порового пространства может увеличить КИН на 10 -13%.

Развивается и другое направление использования полимеров – обработка призабойной зоны небольшими объемами полимерных растворов для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающих. Применяются ПАА и его модификации (Темпоскрин, Ритин), а также продукт микробного биосинтеза БП-92 [161].

4. Тепловые методы. На месторождениях России значительные запасы высоковязких нефтей сосредоточены в залежах, залегающих на глубине до 1500 м, что позволяет применять тепловые методы. Они используются на башкирской карбонатной залежи Гремихинского месторождения в сочетании со сложными скважинными системами (горизонтальными и разветвленно-горизонтальными скважинами) с закачкой теплоносителя.

Расчеты технологических показателей позволяют сделать вывод, что предлагаемая система даст возможность вовлечь в разработку слабодренлируемые участки и прослои, а также увеличить конечный КИН до 44% при утвержденном ГКЗ 27%.

Ведутся работы по закачке теплоносителя и на крупнейшей залежи высоковязкой нефти (700 мПа·с в пластовых условиях) в карбонатных отложениях пермо-карбона Усинского месторождения. Геологические запасы залежи 700 млн. т. Если ее разрабатывать без тепловых методов, то КИН прогнозируется на уровне 7 -

15%, с тепловыми методами КИН возрастет до 30 – 35%, т.е. в первом случае можно извлечь 50-100 млн. т нефти, а во втором 150 – 245 млн. т. [159, с.69].

5. Газовые методы воздействия. Для эффективной добычи нефти из низкопроницаемых, заглинизированных и заводненных пластов исследуется возможность применения газовых методов воздействия: закачки воздуха углекислого и углеводородных газов. В настоящее время составлены технологические схемы опытно-промышленных работ по испытанию водогазового воздействия на пласте ЮС2 Восточно-Сургутского месторождения (закачка углеводородных газов), гидротермовоздействия на заводненном пласте АС11 Маслиховского и заглинизированном пласте ЮС0 Маслиховского и Ай-Пимского месторождений (закачка воздуха) [162]. Начаты промышленные испытания технологий. По оценкам специалистов, газовые методы являются очень перспективными, позволяющими значительно увеличивать нефтеотдачу. Однако в России они почти не применяются в основном из-за отсутствия приемлемых по критерию "цена-качество" компрессоров высокого давления [159].

По прогнозу ЦКР Минэнерго Российской Федерации, разработанному в 2000 году на период до 2015 года, общая добыча нефти в 2001-2015 годы за счет новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи определена в 810 млн. т [159, с.69]. Исходя из общих по стране уровней добычи нефти по этому прогнозу, которые подробнее будут рассмотрены в главе 5, суммарная добыча нефти за 2001-2015 годы составит в России около 5280 млн. т. Соответственно, удельный вес нефти, добытой за счет МУН, равняется 15,3%, т.е. прогнозируется ниже, чем наблюдается в настоящее время у основных нефтяных компаний России.

В то же время, как свидетельствуют данные Энергетической стратегии России (в редакции 2001 года), основным нефтедобывающим регионом страны на весь период до 2020 года останутся Западная Сибирь и другие старые нефтедобывающие районы, а доля новых районов (Восточная Сибирь, Тимано-Печора, шельф, Каспий) не достигнет и 35% [2, с.163-164].

Таким образом, признавая всю важность МВП и МУН как фактора роста производства нефти в стране, Минэнерго Российской Федерации в своих прогнозах не отводит им, на наш взгляд, подобающего места.

Иначе подходят к этой проблеме в ОАО "Сургутнефтегаз". Исходя из высокой рентабельности применения МВП, в компании в настоящее время разработана специальная долгосрочная (на 2002-2015 годы) программа применения методов воздействия на пласты на принадлежащих ОАО "Сургутнефтегаз" месторождениях. При ее формировании специалисты исходили из того, что все виды воздействий являются высокоэффективными. При этом нельзя отдать предпочтение какому-либо из них, так как каждый решает свою специфическую задачу, а объем их применения ограничен строением залежей, возможностями компании, фондом скважин и состоянием его эксплуатации. В связи с этим в ОАО "Сургутнефтегаз" при оценке перспектив применения методов на период 2002-2015 годы за основу была принята концепция не только достижения максимальной нефтеотдачи пластов, но и получения максимального дохода за счет доведения объемов мероприятий по каждому виду воздействия до оптимально необходимого. Такой подход позволит за период работоспособности скважин, наземного оборудования и коммуникаций в полной мере реализовать потенциал методов воздействия на пласты.

За 2002-2015 годы на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" планируется провести по всем видам воздействий через добывающие и нагнетательные скважины около 185,9 тыс. скважино-операций. За счет выполнения этого объема мероприятий с учетом переходящего эффекта от проведенных работ за прошедшие годы, совершенствования технологий и, естественно, снижения эффективности методов из-за истощения запасов и многократного их применения, ожидается дополнительно добыть более 350 млн. т нефти. При этом около 264,2 млн. т дополнительной добычи нефти будет получено за счет повышения нефтеотдачи пластов [156, с.22-24].

Ожидаемая динамика экономической эффективности применения различных МВП в ОАО "Сургутнефтегаз" в 2002-2015 гг. показана на рис. 12. Результаты анализа эффективности по принятым выше относительным показателям (чистый доход на рубль средних по АО затрат и себестоимости добычи относительно средней по компании) показаны, соответственно, в табл. 15 и 16.

Таблица 15

Прогноз экономической эффективности применения МВП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" за 2002 -2015 годы, чистый доход на рубль средних по АО в 2001 году затрат, число раз

Виды МВП	Типы нефтяных залежей			
	Низкопродуктивные	Газонефтяные	Высоко- и среднепродуктивные, заводненные	Высоко- и среднепродуктивные
ОПЗ химическими и физическими методами, перфорационные, депрессионные и изоляционные методы	57,5	37,9	40,9	58,1
Выравнивание профиля приемлемости и фронта вытеснения	31,7	53,9	37,4	38,3
Гидродинамические методы	149,8	58,5	84,7	73,2
Гидроразрыв пласта	27,2	18,4	7,9	30,4
Эксплуатация горизонтальных скважин	18,3	30,0	-	21,1
Эксплуатация боковых скважин	10,2	3,6	2,9	4,4

Источник: по данным "СургутНИПИнефть" – "Нефтяное хозяйство", №8,2002, с. 22

Анализ прогнозных данных показывает, что 64,1% всей нефти, которую в ОАО "Сургутнефтегаз" намечают добыть с применением различных МВП, будет получено в 2002 – 2015 годы с себестоимостью, составляющей всего 45-49% от средней в компании за

2001 год; 19,5% – с себестоимостью 50-55%; 2,5% – с себестоимостью 63-68% и 13,9% – с себестоимостью 83-96%.

Прогноз применения методов воздействия на пласт в ОАО "Сургутнефтегаз" дан в Приложении 6.

Таблица 16

Прогноз экономической эффективности применения различных МВП на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" за 2002-2015 годы, себестоимость добычи нефти относительно средней по компании за 2001 год, % (в знаменателе – объем дополнительно добытой нефти, тыс. т.)

Виды МВП	Типы нефтяных залежей			
	Низкопродуктивные	Газонефтяные	Высоко- и среднепродуктивные, заводненные	Высоко- и среднепродуктивные
ОПЗ химическими и физическими методами, перфорационные, депрессионные и изоляционные методы	47 / 16515	49 / 19538	49 / 17458	47 / 15171
Выравнивание профиля приемлемости и фронта вытеснения	50 / 14724	47 / 58607	49 / 31422	49 / 123185
Гидродинамические методы	45 / 1985	47 / 1971	46 / 2148	46 / 2529
Гидроразрыв пласта	51 / 20909	55 / 2667	68 / 2687	51 / 11617
Эксплуатация горизонтальных скважин	55 / 749	51 / 35049	-	54 / 2357
Эксплуатация боковых скважин	63 / 8603	89 / 33136	96 / 17498	83 / 12229

Источник: по данным "СургутНИПИнефть" – "Нефтяное хозяйство", №8,2002, с. 22 – 23

Таким образом, только одна компания – ОАО "Сургутнефтегаз" за 2002-2015 годы за счет МВП и МУН намечает получить более 264 млн. т нефти, а вся Россия – по расчетам ЦКР Минэнерго Российской Федерации – всего 810 млн. т.¹ Остается только надеяться на то, что в расчетах ЦКР учтены не все применяемые МВП, а лишь те, которые, как отмечалось выше, относятся к "третичным" МУН.

У рассматриваемой проблемы есть и еще один срез – рациональное недропользование, которое, в свою очередь, также имеет несколько аспектов, анализу которых посвящен целый ряд работ [155, 159, 163-167].

Аспект первый – экологический. Это и масштабная закачка в пласты агрессивных реагентов, что в условиях изношенного фонда скважин и коммуникаций становится реальной угрозой; и использование технологий МУН, базирующихся на отходах промышленного производства, не исследованных в токсикологическом отношении*; и возможность попадания химреагентов в пластовые и подземные воды и многое другое.

Аспект второй – влияние МВП и МУН на поведение нефтяных залежей. Как отмечают специалисты, еще не разработаны принципиально новые научные подходы к эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, а старые классические идеи и технологии МУН не позволяют их осваивать с наибольшей эффективностью. Отсутствует единая концепция воздействия на пласт и призабойную зону скважин любой сложности в виде комплекса высокоэффективных технологий. Важнейшей проблемой остается качество реализации технологий с наименьшим ущербом для свойств сырья и экологической безопасности. Не имеется на современном уровне научных обобщений практического опыта разработки с технологиями МУН залежей, различающихся условиями залегания нефти и геологическим строением. Необходима методика анализа поздней стадии разработки месторождений в любых сложных условиях. Наличие такой методики позволило бы определить эффективность реализованной системы, выявлять ее недостатки и осуществлять обоснованный выбор мероприятий для наиболее полного доизвлечения нефти и повышения конечной нефтеотдачи [155, с.72]. Необходимо, чтобы использование МУН не сопровождалось сверхинтенсификацией разработки месторождений, их "загнанностью".

* По данным НИИнефтепромысла, в настоящее время в нефтедобыче допущено и применено более 660 химических продуктов, из которых только 300 исследовано в токсикологическом отношении – [155, с.71]

Аспект третий – воздействия МВП и МУН на качество нефтяного сырья. МУН могут негативно влиять на качество добываемой нефти и процесс ее добычи. Важно то, что основным потребителем сырой нефти на внутреннем рынке являются нефтеперерабатывающие заводы. В настоящее время возрастает актуальность проблемы глубокой и эффективной переработки нефти и улучшения качества выпускаемых нефтепродуктов до уровня мировых стандартов, что требует высоких кондиций сырья. Кроме того, вопрос связан с учетом ведения в будущем расчетов по "Банку качества нефти".

Аспект четвертый – безвозвратные потери нефти в недрах. Как известно, отсутствие финансовых средств у нефтяных компаний в середине 90-х годов (практически – до 1999 года включительно) из-за обвального падения цен на нефть вынуждало их останавливать большое число малодебитных и высокообводненных скважин с целью сохранения доходов. Эта мера ощутимо увеличивает средние дебиты нефти в начальный период, а затем, как правило, сопровождается резким ростом обводненности скважин. Преждевременное снижение добычи нефти, не связанное с геологическими причинами, приводит не только к нарушению закона "О недрах", но и к снижению налогооблагаемой базы и, как следствие, уменьшению налоговых поступлений. Применение современных МУН позволяет продлить жизнь скважин и преодолеть эту проблему.

Таким образом, МУН и МВП в целом не должны рассматриваться лишь с точки зрения дополнительной добычи нефти. Прежде всего это источник восполнения промышленных ресурсов нефти за счет охвата геологических (балансовых) запасов, тем более в условиях сокращения объемов разведки и открытия в основном сложных залежей с низкой продуктивностью. Дополнительная нефть за счет МУН – лишь доля прироста промышленных запасов. Иными словами, в потенциале МУН являются действенным фактором рационального недропользования. Но чтобы они им стали на деле, нужны дополнительные фундаментальные исследования и постоянно действующий мониторинг применения МУН, что также требует ускоренного перехода к действенной государственной инновационной политике.

Глава 5

ПРОГНОЗЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

5.1. Нефть России в системе
геополитических координат

5.2. Прогнозы развития нефтяной
промышленности России

5.3. Анализ возможных сценариев развития
нефтяной промышленности
Западной Сибири на перспективу

5.1. Нефть России в системе геополитических координат

Военные события в Ираке весной 2003 года высветили или придали особый акцент целому ряду тенденций в мировой политике и экономике, которые, в свою очередь, оказывают соответствующее влияние на Россию – на её настоящее и особенно будущее. Среди основных таких тенденций в первую очередь следует назвать две: рост потребления энергоресурсов в мире и глобализацию энергетических рынков и ресурсов, то есть переход к единому мировому рынку энергетических ресурсов. Анализ именно этих двух тенденций позволяет также сделать вывод, что мир стоит на пороге глобальных энергетических изменений, что в мире формируется новый энергетический порядок. Каким он будет? Подведёт ли черту под борьбой за энергоресурсы или, наоборот, усилит ее, вновь переведёт в вооруженную плоскость?

Хотелось бы надеяться, что глобализация усилит тенденции международного сотрудничества и партнерства в разработке энергетических проектов, которые станут инструментом решения экономических и политических задач в различных регионах мира. Обеспечение такого сотрудничества и партнерства – общая задача и компаний, и энергетической дипломатии: здесь любые контракты и контакты требуют дипломатической и политической поддержки на государственном и межгосударственном уровнях.

Рассмотрим указанные выше тенденции подробнее.

Энергопотребление в начале XXI века по всем регионам планеты демонстрирует устойчивую тенденцию роста. Этот рост обуславливается мировым экономическим развитием и все более важной ролью энергоресурсов в жизни человечества. За последние 10 лет энергопотребление в мире увеличилось на 11%. За тридцать лет (с 1971 года по 2000 год) оно выросло почти на 84% – с 5,0 до 9,2 млрд. т в условном (в пересчете на нефть) исчислении [7,21,134].

По последним оценкам Международного энергетического агентства (МЭА) – одной из наиболее авторитетных международных организаций в части долгосрочного прогнозирования производства и потребления топ-

ливо-энергетических ресурсов, в предстоящие 30 лет энергопотребление в мире возрастет ещё на 60-70%, то есть будет увеличиваться с темпом 1,7% в год. При этом нефть продолжит доминировать над другими видами топлива (рис. 13), хотя наиболее высокими темпами будет расти спрос на газ (около 2,4% ежегодно). Только прирост потребления нефти и газа в мире за эти 30 лет составит около 2,2 млрд. т н.э. каждого (для сравнения: за предыдущие 30 лет – с 1971 по 2000 год – прирост потребления нефти составил 1,1 млрд. т и газа – 1,2 млрд. т н.э. – см. табл.17).

В рассматриваемый период усилится дифференциация между энергопроизводящими и энергопотребляющими регионами – отсюда рост значимости внешней торговли и всего комплекса внешнеполитических и внешнеэкономических аспектов в энергетике, особенно в нефтяной отрасли.

Появятся новые крупнейшие потребители энергоресурсов и импортеры нефти – и среди них Индия и Китай, причём последний выйдет по суммарному потреблению топлива и энергии на второе место в мире (табл. 18). По оценкам специалистов МЭА, импорт нефти и нефтепродуктов этими государствами к 2030 году может составить, соответственно, до 475 и 255 млн. т [7, р.106-109]. Зависимость от импорта нефти прогнозируется наиболее драматичной для Индии, Японии, Австралии (94% в 2030 году), а также для Европейского Союза (85%) и Китая (83%).

Таблица 17

Динамика мирового спроса на первичные энергоресурсы (млрд. т н.э.)

	1971	2000	2010	2030	Темп годового роста за 2000-2030 годы, %
Нефть	2 450	3 604	4 272	5 769	1,6
Газ	859	2 085	2 794	4 203	2,4
Уголь	1 449	2 355	2 702	3 606	1,4
Атомная энергия	29	674	753	703	0,1
Гидроэнергия	104	228	274	366	1,6
Прочие возобновляемые	73	233	336	618	3,3
Первичные энергоресурсы, всего	4 999	9 179	11 132	15 267	1,7

Источник: [7, р.58]

Все это подчеркивает растущую роль энергетического фактора в мировых процессах.

Другая тенденция – глобализация мировых энергетических рынков. Рынки энергоресурсов, будучи вначале однопродуктовыми и локальными, эволюционировали со временем в сторону региональных и глобальных (мировых) рынков отдельных энергоресурсов (например, мировой нефтяной рынок) и региональных рынков энерготоваров или энергетических рынков (например, европейский рынок электроэнергии и газа).

Таблица 18

Прогноз роста энергопотребления в основных регионах и странах мира, млн. т н.э.

	2000	2010	2020	2030	Рост за период, раз
США и Канада, всего	2551	2854	3152	3420	1,34
в том числе: нефть	976	1085	1198	1316	1,35
газ	620	771	888	979	1,60
Европейский Союз, всего	1456	1625	1729	1811	1,24
в том числе: нефть	593	635	659	670	1,13
газ	339	433	556	620	1,83
Страны ОЭСР Тихого океана*, всего	847	1001	1127	1200	1,42
в том числе: нефть	412	458	496	505	1,23
газ	106	145	174	210	1,98
Россия, всего	612	733	841	918	1,50
в том числе: нефть	130	150	180	214	1,65
газ	319	392	471	512	1,60
Китай, всего	950	1302	1707	2133	2,25
в том числе: нефть	236	336	455	578	2,45
газ	30	57	102	151	5,03
Индия, всего	300	413	567	750	2,50
в том числе: нефть	102	145	201	271	2,66
газ	22	46	75	97	4,41
Бразилия, всего	138	194	255	332	2,41
в том числе: нефть	88	117	148	186	2,11
газ	7	21	36	62	8,86
Мир в целом, всего	9179	11132	13167	15267	1,66
в том числе: нефть	3604	4272	5003	5769	1,60
газ	2085	2794	3531	4203	2,02

* Австралия, Новая Зеландия, Республика Корея и Япония

Источник: построена по данным [7]

Конечной целью развития энергетических рынков является формирование глобального энергетического пространства с едиными правилами игры. И кто эти правила установит, тому легче будет и играть. Поэтому уже сейчас, за многие годы до того, как такое пространство будет сформировано, идет борьба за будущие ключевые позиции на нем [168,169].

В настоящее время ведущие позиции на мировых рынках энергоресурсов, а основным из них пока является нефтяной, занимает ряд стран – и производителей – экспортёров жидкого топлива, и потребителей – импортёров.

США и Россия находятся в противоположных частях мирового нефтяного "поля". США – крупнейший в мире потребитель нефти (29%), и таким они останутся и на уровне 2030 года (около 1,2 млрд. т в год, или около 21%). При этом больше половины потребляемой нефти США импортируют (к 2030 году доля импорта увеличится до 60-65%).

Россия уверенно занимает второе место в мире по добыче нефти, причем три четверти добываемой в стране нефти (с учетом нефтепродуктов) экспортируется. К 2020 году в соответствии с Энергетической стратегией, утверждённой Правительством РФ, добычу нефти в стране намечается увеличить до 450-520 млн. т/год, а экспорт составит 280-355 млн. т/год [114].

Руководство США самым тщательным образом отслеживает энергетическую ситуацию и готовится действовать в меняющихся условиях. Каждый президент (начиная с 70-х годов) принимает Энергетическую стратегию (или доктрину) на предстоящие 15-20 лет. Энергетическая безопасность входит в число высших приоритетов государства. Ведется четкая координация (через Государственный департамент) действий и усилий государства и компаний за пределами США.

Понимая уязвимость экономики своей страны от нефти в целом и особенно от импорта нефти, руководство США принимает укрепляющие меры по обеспечению национальной энергетической безопасности. В числе этих мер и события вокруг Ирака.

В России формирование долгосрочной энергетической политики ведётся с начала 90-х годов прошлого века. Как уже отмечалось в первой главе, 1992 году Правительство РФ одобрило основные положения Концепции энергетической политики в новых экономических условиях. В 1995 году Указом Президента России

были утверждены "Основные направления энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 года", а Постановлением Правительства – Основные положения Энергетической стратегии на тот же период. В 2000 году Правительством РФ были одобрены Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года, а в августе 2003 года – и саму Энергетическую стратегию.

Однако Энергетическая стратегия, как уже было показано в предыдущих разделах, не стала тем документом, который бы реально определял перспективы развития ТЭК страны, не стала тем эталоном, с которым сверялись бы все практические действия государственных и хозяйствующих субъектов в энергетическом секторе страны. Приписываемые государственными органами власти решения и нормативно-правовые акты зачастую имели (и имеют!) прямо противоположную направленность по сравнению с рекомендациями и утверждениями Энергетической стратегии.

Важнейшая компонента нефтяного фактора – мировые цены на нефть. США как крупнейший в мире потребитель нефти заинтересованы в дешевой нефти. Дешевая нефть – двигатель американской экономики, основа благополучия американской нации. И как крупнейший потребитель нефти США всегда оказывали значительное влияние на цены на нефть. Напротив, Россия как экспортёр нефти заинтересована в высоких мировых ценах на неё, но возможностей серьёзно влиять на их уровень у страны никогда не было [168, 204].

В результате войны в Ираке степень влияния США на ценообразование на нефть определенно усилится, поскольку под их влиянием оказалась территория, располагающая большими нефтяными запасами (2-3-е место в мире).

Однако ожидать обвала цен на нефть вряд ли стоит. В конце концов у американцев есть собственные нефтяные компании, желающие получать прибыли, есть объективная равновесная цена на нефть, баланс интересов. Скорее всего, после нескольких взлетов и падений цена на нефть придет к некому более или менее стабильному уровню. Но будет ли это "справедливая" цена, устраивающая и производителей нефти, и её потребителей, или же пониженная – покажет только время [168].

Соответственно, и на российской нефтяной отрасли последние иракские события отразятся главным образом через цены. Последние 3 года цены были самыми высокими за 25 лет. Так долго продолжаться не может. Значит, следующие годы будут не такими "хлебными" для россий-

ской "нефтянки", да и страны в целом.

На фоне высоких цен в России сейчас наблюдается, и это нужно подчеркнуть, не рост объемов добычи нефти, а их восстановление после провала в течение 90-х годов. Подробнее эти вопросы будут рассмотрены в разделе 5.2, а здесь же только отметим, что для того, чтобы сохранить темпы прироста добычи нефти на достигнутом уровне, нужно как минимум 15, а то и все 20-30 млрд. долларов ежегодных инвестиций. Не меньше. Но такие инвестиции возможны лишь при высоких мировых ценах на нефть и благоприятном инвестиционном климате в самой России.

Таким образом, и Россия, и США объективно заинтересованы как минимум в предсказуемых ценах на нефть. Следовательно, и в рамках "восьмерки", и в рамках энергетического диалога "Россия – США" необходимо выявить, выработать общие согласованные подходы к этой проблеме, а затем и условия, необходимые для создания и поддержания коридора "справедливых" цен на нефть, цен, приемлемых для потребителя, но одновременно дающих возможность вести прибыльный нефтяной бизнес странам – производителям.

Анализ показывает, что за последние десять лет период колебаний цен на мировом рынке нефти сократился, а амплитуда выросла. Это значит, что в прошедшем десятилетии на мировом рынке нефти появился новый дестабилизирующий фактор, влияние которого постепенно росло. Этот фактор – неконтролируемый рост экспорта нефти из России, Казахстана и других стран – экспортёров нефти, не входящих в ОПЕК [206].

Но именно по России колебания цен бьют особенно больно, поскольку её экономика очень сильно зависит от экспорта углеводородов.

Выход один – принимать самое активное участие в регулировании мирового рынка нефти: вместе с ОПЕК, вместе с другими производителями углеводородов [198, 200].

У России имеются объективные причины, из-за которых она не может пока предложить простой и эффективный метод управления своими поставками нефти на мировой рынок. Россия связана долгосрочными обязательствами по поставке нефти и нефтепродуктов для покрытия кредитов, полученных нефтяными компаниями и государством. В этих условиях уменьшение добычи опасно для сохранения финансовой стабильности.

Внутренний рынок ещё более уязвим, чем мировой рынок. Даже избыток нефти в 2% способен привести к падению цен на внутреннем рынке в 3 раза за 2 месяца.

И все же Россия обязана участвовать в регулировании мирового рынка нефти, так как она является одним из главных поставщиков этого сырья в мире и её экономика сильно зависит от мировых цен на нефть.

Стремясь снизить свою зависимость от импорта нефти – прежде всего из стран ОПЕК и особенно нефти Персидского залива, США в последнее время предприняли целый ряд шагов в направлении разобщения входящих в ОПЕК государств. И война в Ираке – всего лишь звено в этой политике. Так же как и виртуально психологические меры, в числе которых публикация в “Ойл энд гэс Джорнэл” (Oil & Gas Journal) уточненных (пересмотренных) данных о запасах нефти в мире, согласно которым по этому показателю на второе место вышла Канада (с учетом нефти в песчаниках и нефтеносных сланцах)*.

Часто приходится слышать, что после установления контроля над нефтью Ирака США устремятся (под тем же флагом борьбы с терроризмом и за идеалы западного образа жизни) в Сирию и Иран. Но если исходить из посыла, что в основе войны в Ираке лежит нефть, тогда следующий удар может быть и в совсем другом месте. Да и сам удар может быть совсем другим – не обязательно же везде вести “ковровые” бомбежки, есть и другие способы воздействия. Можно и невоенными методами взять нефтяные ресурсы такой страны под контроль. И такой страной может стать Венесуэла, объемы добычи нефти которой сопоставимы с Ираком. Прелюдия такого удара уже сыграна – вспомним события начала 2003 года в этой стране [168].

В ряду стратегических действий США по обеспечению своей энергетической безопасности находятся и маневры вокруг Каспия. Этот регион, прогнозные ресурсы углеводородов в котором оцениваются почти в 70 млрд. т н.э., ещё в начале 90-х годов официально провозглашен зоной стратегических интересов США. И многое уже делается для установления контроля над нефтегазовыми ресурсами Каспия, начиная от обвинения лидеров ряда стран региона в коррупции и антидемократизме и кончая поддержкой соответствующих трубопроводных проектов.

Но должна ли пугать или озлоблять такая политика Россию? Да, Каспий – точка пересечения наших с США интересов, и не только в сфере нефти. Да, нас сейчас здесь “вчистую” переигрывают. Но злиться надо на себя, а не на Америку. У нас есть возможности, были они и раньше. У нас было и ещё есть время для действий, правда, ограниченное.

* В этом же ряду и отмечений по второй главе пересмотр в 2000 г. Геологическим управлением США в сторону увеличения нефтяных запасов России, в результате чего наша страна по разведанным запасам нефти вышла на второе (после Саудовской Аравии) место в мире.

Вместе с тем необходимо отметить, что после войны в Ираке значение Каспия возросло сразу на несколько ступеней. И Каспий в новых условиях может стать либо зоной мира – через совместные проекты, либо новым источником международной напряженности, а то и военных действий.

Согласно официальным прогнозам, к 2015 году пять ведущих стран СНГ (Россия, Азербайджан, Казахстан, Туркменистан и Узбекистан) будут добывать более 700 млн. т нефти в год (14,5 млн. баррелей в сутки) (рис. 14) и экспортировать за пределы СНГ около 580 млн. т нефти и нефтепродуктов [114, 169, 174]. Отметим также, что разведанные ресурсы стран Каспия хотя и уступают странам Персидского залива (табл. 19), но возможности влияния Каспия на мировые энергетические рынки нельзя недооценивать.

Стабилизации мирового рынка нефти будет способствовать расширение участия России с западными компаниями в международных энергетических проектах как на территории самой России, так и за её пределами. Однако наибольшую привлекательность имеют проекты разработки месторождений в так называемом регионе “энергетического сплетения” Земли (Каспий и Персидский залив), где доказанные извлекаемые запасы нефти составляют почти 100 млрд. т, а запасы газа – более 60 трлн. куб. м (табл. 19), и в первую очередь – в странах Персидского залива, прежде всего, в Иране и Ираке. Именно здесь издержки на добычу нефти самые низкие в мире, и такими они прогнозируются и в ближайшие десятилетия (табл. 20).

Таблица 19

Разведанные запасы нефти и газа в странах Каспия и Персидского залива

№	Страна, регион	Нефть		Газ	
		млрд. тонн	млрд. барр.	трлн. м. куб.	трлн. куб. фут
1	Саудовская Аравия	36,0	261,8	6,4	224,2
2	Россия	-	-	48,1	1698,3
3	Ирак	15,4	112,5	3,1	109,8
4	Кувейт	13,3	96,5	1,5	52,2
5	ОАЭ	13,0	97,8	6,0	212,1
6	Иран	12,3	89,7	23,0	812,3
7	Казахстан	2,9	21,2	1,8	64,9
8	Катар	2,0	15,2	14,4	508,5
9	Азербайджан	1,0	7,0	1,1	38,8
10	Туркмения	0,6	4,6	2,9	101,1
11	Узбекистан	0,1	0,7	1,9	66,1

Таблица 20

Суммарные затраты на увеличение добычи нефти на 1 тонну в год

№	Страна, регион	\$/тонна		\$/баррель	
		минимум	максимум	минимум	максимум
1	Саудовская Аравия	0,7	2,5	0,9	0,34
2	Ирак	3,7	4,4	0,5	0,6
3	Иран	3,7	31,5	0,5	4,28
4	Кувейт	6,3	12,6	0,86	1,71
5	Катар	12,0	25,2	1,63	3,43
6	ОАЭ	12,6	15,8	1,71	2,15
7	Мексика	16,4	30,2	2,24	4,13
8	Россия	30,0	56,0	4,13	7,70
9	Азербайджан (шельф Каспийского моря)	58,0	75,4	7,98	10,37
10	Великобритания (шельф Северного моря)	74,3	97,0	9,86	12,88
11	Норвегия (промыслы в Норвежском море)	78,7	107,0	10,45	14,20

В этом кроется и ответ на вопрос, который зачастую приходится слышать: а почему Россия, её нефтяные компании заинтересованы работать в Ираке, хотя мы теперь добываем нефти чуть ли не больше всех в мире? Ответ прост: издержки добычи в Ираке в несколько раз ниже, чем у нас. И будут ещё ниже, когда мы перейдем к освоению ресурсов Восточной Сибири и шельфа арктических морей. Иными словами, за те же деньги в Ираке (да и в Казахстане, Азербайджане, Туркмении, Иране, Алжире – список можно продолжить) получить нефти можно в разы больше. И это оправдывает всё – и то, что там мы будем владеть только частью нефти, и пошлины, и транзит, и всё остальное [170].

Две страны – Ирак и Иран вместе обладают запасами и ресурсами нефти, равными Саудовской Аравии, и могут добывать вместе до 400 млн. т нефти в год (8 млн. баррелей в сутки).

И совсем не случайно Европа предлагала более "мягкие" варианты разрешения конфликта вокруг Ирака, нежели США, так как в Европе, пусть подспудно, неосознанно, но зреет понимание важности Ирака для своего будущего энергообеспечения, поскольку эта страна по обеспеченности энергетическими ресурсами, особенно нефтью, занимает одно из ведущих мест в мире. Однако в течение последних двадцати лет нефтяной потенциал Ирака в формировании мирового энергетического баланса участвует существенно ниже своих возможностей (рис. 15). Основная причина – участие страны в военных действиях и вызванные этим последствия.

Оставим в стороне вопрос, кто виноват в этих военных действиях, поскольку ответ на него не является предметом исследования этой книги. Для нас, в контексте рассматриваемых проблем, важно другое: войны за нефть и вокруг нефти, независимо от того, кем и кем они вызваны, пагубно отражаются на надежности, стабильности и безопасности энергообеспечения всего населения нашей планеты. Именно этот вывод мы неоднократно высказывали на самых представительных международных форумах [174, 175].

Объектом международных проектов в Ираке могут стать 58 подготовленных к эксплуатации месторождений, суммарные извлекаемые запасы которых составляют свыше 9 млрд. т нефти. И среди них – Западная Курна, одно из крупнейших в мире месторождений, разработку которого наметала вести НК "ЛУКОЙЛ". Но, как известно, в то время на работы в Ираке действовало эмбарго. И хотя иракская сторона очень хотела, чтобы "ЛУКОЙЛ" начал вести работы по освоению этого и других месторождений в стране до смягчения международных санкций, российская компания на это не пошла. Как подчеркивает В.Ю. Алекперов, "ЛУКОЙЛ", как публичная компания, которая представляет интересы Российской Федерации, не может позволить себе нарушать международные санкции, которые подписало наше государство" [176, p.129].

Потенциально весьма привлекателен для организации международных проектов и Иран, в котором в последние годы были открыты новые гигантские месторождения. По данным иранской стороны, месторождение Fedows-Mound-Zagheh вблизи города Бушер после доразведки может оказаться самым крупным нефтяным месторождением мира. Иранская сторона оценивает перспективные ресурсы этого месторождения в 5,2 млрд. т [169, 174].

Иран заинтересован в сотрудничестве с зарубежными компаниями, в особенности с Россией, в том числе и в целях решения своих политических проблем. Россия недавно подписала с Ираном рамочное соглашение о совместной реализации нефтегазовых проектов, которое поможет российским нефтяным компаниям в освоении месторождений в Иране.

Однако в настоящее время Иран является самым сложным регионом для международного сотрудничества. Позиции России и США по Ирану диаметрально противоположны. Россия выступает за совместное развитие энергетики и нефтегазового комплекса Ирана. В этом Россию поддерживают Германия, Япония, Китай и другие страны. Очевидно, что экономическая интеграция приведет к экономическим и политическим преобразованиям в Иране.

Что касается собственно экономических последствий для России войны в Ираке, то мы бы их сгруппировали следующим образом [168]:

1. В результате войны возросла нестабильность в мировых ценах на нефть, в балансах её добычи и потребления. А стабильность и предсказуемость мировых цен на нефть, от которых зависит и экономический рост, и наполняемость бюджета России – главное сейчас для страны.

2. Нельзя теперь говорить и о политической стабильности в одном из главных нефтедобывающих регионов Земли – в странах Персидского залива. Нарушено некое равновесие, которое сложилось (здесь не будем обсуждать, какими мерами) между отдельными религиозными группировками в регионе (в том числе между шиитами и суннитами). К чему это может привести в самом ближайшем будущем, в том числе и для экономики России, не возьмется предсказать ни один уважающий себя эксперт.

3. Потеря потенциально подготовленных контрактов. Многие российские нефтегазовые компании занимались в Ираке долгосрочными инвестиционными проектами. После окончания войны на повестку дня автоматически встают вопросы об этих контрактах (не только, кстати, нефтяных), о контрактах, которые мы потеряли, в частности, вследствие введения эмбарго после войны 1991 года. Это громадный ущерб для России. Поскольку договоренность о снятии эмбарго достигнута и Россия уже вышла из его режима, нам необходимо добиваться компенсации. Размер ущерба такого рода во много раз по своему объему превосходит государственный долг Ирака перед Российской Федерацией. Можно привести следующие цифры: упущенная выгода от нереализованных контрактов достигает 30 млрд. долларов, тогда как государственный долг находится в пределах 8-12 млрд. долларов.

4. Не надо забывать и о вопросах внешней торговли. Товарооборот с Ираком до войны достиг 2,2 млрд. долларов в год. Это поставки оборудования, материалов, продовольствия, медикаментов и т.д. Их осуществляли более 100 предприятий России, относящихся к разным отраслям промышленности. Что теперь будет с достигнутыми договоренностями? Если их признают ничтожными, то наша страна от этого понесет вполне ощутимые потери, а для ряда предприятий такое решение будет просто губительным.

5. И, наконец, собственно государственный долг Ирака перед Россией, который оценивается в 8-12 млрд. долларов и проблема возврата которого "выплывет" на поверхность после установления в стране законного правительства.

По вопросу государственного долга Ирака, на наш взгляд, возможно, прогностировать несколько сценариев развития событий:

а) Любое правительство Ирака – вне зависимости от политической ориентации – обязательно заявит, что долг, в том числе российский, необходимо отдавать. Но затем оно также обязательно начнет разбираться, из чего же он состоит. А состоит задолженность из конкретных контрактов на поставки машин, оборудования и т.д. На работу по детализации обстоятельств нашего (впрочем, как и любого другого) государственного долга уйдет как минимум года два.

При этом нужно помнить, что общий внешний долг Ирака достигает порядка 100 млрд. долларов. Так что уже в ближайшее время выстроится огромная очередь из государств – кредиторов Ирака, где Россия будет отнюдь не в первых рядах.

Далее следует учесть, что при любом развитии событий перед правительством Ирака встанет дилемма: отдавать долги или восстанавливать разрушенное войной хозяйство. Естественно, оно сделает выбор в пользу национального восстановления. Поэтому возврат долгов вне зависимости от внутренней политической конъюнктуры Ирака затянется на долгие годы, если не на десятилетия. И рассчитывать на скорый возврат государственного долга России не стоит при любом раскладе.

б) Признание всех долгов "саддамовского" Ирака недействительными, как об этом уже открыто сказал один из претендентов на роль нового правителя страны. Кстати, в истории и такое уже было – вспомним, например, советскую историю.

Что делать России в этом контексте? Прежде всего, на наш взгляд, не спешить с выводом, что, дескать, давайте, раз уж так получилось, спишем Ирак со счетов. История наших отношений в нефтяном, энергетическом бизнесе, в других сферах экономических отношений с Ираком насчитывает 30 лет. Поэтому нужно побороться за наши интересы в Ираке. Тем более что нам есть что предложить и оккупационным властям, и новому правительству, которое ещё будет.

Для России не является большой проблемой установить диалог с шиитами в Ираке (например, через шивитов-курдов или при помощи Тегерана). Россия могла бы поучаствовать в стабилизационных процессах в Ираке через различные торгово-экономические механизмы. Российские специалисты – нефтяники, энергетики, строители – имеют колоссальный опыт работы в стране, в том числе и в общении с иракцами на всех уровнях, умение поддерживать хорошие отношения с местным населением. Российские компании не занимались политикой в Ираке, а реализовыва-

ли экономические проекты, создавали рабочие места, обучали местных специалистов. Поэтому они не будут отторгаться населением, в том числе той её частью (арабами-шиитами, курдами), которая была в оппозиции режиму С. Хусейна.

Подобное положение России даёт ей возможность совместно с западными, транснациональными компаниями полноценно участвовать в восстановлении нефтедобычи в Ираке, совместно готовить и реализовывать новые нефтедобывающие проекты.

Поэтому, возвращаясь в этом контексте к теме Каспия, мы бы сформулировали по этому региону наш основной тезис так: у нас нет другой стратегии, кроме как инвестировать в Азербайджан, Туркмению, Казахстан, Узбекистан и минимум до 30% углеводородных ресурсов этих стран иметь под влиянием или управлением наших компаний. Это возможно и реально, это отвечает интересам и России, и самих этих стран. Если же мы упустим время, туда придет иной капитал, неважно – американский или европейский. И тогда, когда российские компании, наконец, надумают входить в их бизнес, заплатим втридорога [175, 201].

В последнее время, похоже, эта позиция начинает завоевывать признание и в правительственных кругах, и в нефтяном бизнесе России.

За 2003 год в процессе разграничения шельфа Каспийского моря произошли заметные сдвиги. 20 мая подписано трехстороннее соглашение между Россией, Казахстаном и Азербайджаном о точке стыковки линии разграничения сопредельных участков дна Каспийского моря. В июне завершено разграничение дна Каспия между Россией и Азербайджаном, а также Азербайджаном и Казахстаном. Ратифицирован договор о сухопутной границе между Казахстаном и Туркменией, что позволило в июне перейти к переговорам о разграничении дна Каспия между этими странами.

Таким образом, российский сектор дна Каспийского моря полностью определен, что позволяет начать ширококомасштабные работы по поискам, разведке и разработке здесь месторождений нефти и газа. На срединную линию разграничения дна северной части Каспийского моря между Россией и Казахстаном попали три перспективные геологические структуры. Нефтеносная структура Курмангазы передана в юрисдикцию Казахстана, структуры Центральная и Хвальнская – в юрисдикцию России. Документ предусматривает равнодолевое участие РФ и Казахстана при освоении этих геологических структур.

В апреле 2003 года Правительство РФ поручило ОАО "Газпром" и НК "ЛУКОЙЛ" создать совместную компанию, которая и выступит

уполномоченной организацией от России для освоения Центральной. 10 июня правление ОАО "Газпром" одобрило предложение по созданию на паритетной основе с НК "ЛУКОЙЛ" ООО "ЦентрКаспнефтегаз" для освоения этой структуры. В соответствии с протоколом ООО "ЦентрКаспнефтегаз" войдет в российско-казахское СП, создаваемое для освоения Центральной, где его доля составит 50%. Лицензия на геологоразведку структуры принадлежит компании НК "ЛУКОЙЛ". Извлекаемые ресурсы нефти Центральной оцениваются в 521,1 млн. т, попутного газа – 91,7 млрд. куб. м.

И ещё об одной компоненте нефтяного фактора хотелось бы сказать несколько слов. Эта компонента – европейское направление российской нефтяной политики. Европа традиционно является основным экспортным рынком для российского жидкого топлива, как и для нашего газа. Таким он, несмотря на все меры по диверсификации, останется и на ближайшие десятилетия. Причём с Европой наша страна надёжно связана не только общей историей, длительными партнёрскими отношениями, но и крупнейшими магистральными нефтепроводами. Поставки нефти и нефтепродуктов из России играют значительную роль в надёжном энергообеспечении многих европейских государств [172, 174, 194].

Но время не стоит на месте. Процессы глобализации и интеграции требуют активных действий и новых решений даже в традиционных видах бизнеса. В новых условиях в Европе надо иметь свои нефтеперерабатывающие заводы, сбытовую сферу, нефтехимию. "Старая" Европа провозгласила антимонопольные принципы и официально стимулирует продажу предприятий. Например, "Бритиш Петролеум" продает на юге Германии большой нефтеперерабатывающий завод, потому что вышел антимонопольный закон. Пока существует благоприятная ситуация, российские компании должны прийти в Европу и тем облегчить ей доступ к российским ресурсам, действительно обеспечить интеграцию. У России хорошие политические отношения с европейскими государствами. Такой благоприятной ситуации потом может не быть. Если мы сейчас её упустим, если упустим время, пока американцы "разбираются" с Ираком, то мы будем отброшены назад к чисто сырьевому статусу и тогда "митинговать" уже будет поздно.

Поэтому основная задача для российских компаний – и нефтяных, и газовых – выйти на внутренние рынки Европы, выйти, минуя посредников, на конечного потребителя с готовым продуктом. Выйти, приобретая нефтеперерабатывающие заводы и сбытовые компании, стимулируя и участвуя в развитии сети нефте- и газопроводов, связанных с Россией. Это даст

нам гарантированный сбыт, гарантированный доход, в меньшей степени зависящий от мировой экономической конъюнктуры, и, соответственно, стабильность валютного курса и наполняемость бюджета. Тогда через год - два - три нас не так уж сильно будет волновать, что там и как происходит у ОПЕК и в каком состоянии находится американская экономика [175].

В решении этой основной задачи огромная роль принадлежит и нашему государству. Это и гармонизация нормативно-правовой базы РФ и ЕС, и унификация налоговой и таможенной политики, и поддержка компаний в их стремлении приобрести собственность в зарубежных странах.

Говоря об отношениях с Европой, особо хотелось бы остановиться на наших взаимоотношениях с Норвегией, которая является (и такой останется на десятки лет вперед) и партнером, и конкурентом одновременно. И задача для нефтегазового бизнеса России состоит в том, чтобы, нейтрализуя (или минимизируя) Норвегию как конкурента, максимально использовать её возможности как партнера [209].

Норвегия в настоящее время активно использует свой положительный имидж в развивающихся странах и странах с переходной экономикой. На ней висит память "страны-колонизатора", "страны-эксплуататора", поэтому Норвегия активно и успешно расширяет свое присутствие в таких ведущих нефтедобывающих странах, как Мексика, Нигерия, Иран, Казахстан. И, кроме того, Норвегия имеет богатый опыт работы на севере и на шельфе.

Поэтому Норвегия объективно может стать долгосрочным партнером России не только в проектах по освоению северных и шельфовых месторождений нефти и газа в России, но и в проектах за её пределами - в Иране, Мексике, Нигерии, других странах, где позиции Норвегии достаточно сильны, а наши нефтегазовые компании только начинают или собираются работать.

Обеспечение такого партнерства - общая задача и компаний, и энергетической дипломатии: здесь любые контакты и контракты требуют дипломатической и политической поддержки на государственном и межгосударственном уровне.

Таким образом, и в ситуации с Ираком, и вокруг Каспия, и на европейском направлении требуется, прежде всего, координация усилий государства и бизнеса, требуется активная энергетическая дипломатия, которая, в свою очередь, невозможна без научно обоснованной и последовательной государственной энергетической политики в целом.

И здесь нам есть чему поучиться у тех же Соединенных Штатов Америки.

5.2. Прогнозы развития нефтяной промышленности России

В настоящее время, как уже отмечалось во второй главе, Россия демонстрирует высокие темпы роста добычи нефти, которые значительно превышают сделанные ещё несколько лет назад прогнозы, темпы, ставшие для многих, особенно за рубежом, настоящим сюрпризом. Но давайте вспомним, что ещё совсем не так уж давно - хотя уже и в прошлом веке - Советский Союз, правопреемником которого стала Россия, производил более 624 млн. т нефти в год. А это на 40% больше, чем составила добыча Саудовской Аравии в 2000 г. Более того, по 570 млн. т нефти и газового конденсата в год добывалось в границах современной России.

Поэтому для специалистов нефтегазового комплекса России достижения последних лет являются не более чем возвратом на утраченные позиции [174, 175, 179].

Причины такого быстрого роста добычи нефти были уже названы в разделе 2.1., тем не менее повторим их. Это, прежде всего:

- законодательная база, заложенная в предшествующие годы;
- реформа отрасли, проведенная в начале 90-х годов, и создание крупных вертикально-интегрированных нефтяных компаний;
- инвестиционный климат, который стал в последнее время достаточно благоприятным;
- высокие мировые цены на нефть и хорошая конъюнктура мировых рынков.

Этими причинами обусловлен и уже упомянутый рост инвестиций в нефтяную отрасль, и прежде всего в добычу нефти, который только за 1999-2001 гг. составил 2,3 раза (рис. 16).

Рост инвестиций привел к росту объемов эксплуатационного бурения, ввода в эксплуатацию новых нефтяных скважин и капитального ремонта простаивающих. Суммарно за 2001 г. эксплуатационный фонд действующих нефтяных скважин увеличился на

3,3% (за 2000 г. – на 2,6%, за 1999 г. – на 12,7%). В 2002 г. тенденция наращивания фонда скважин резко замедлилась, но зато более явной стала тенденция прироста добычи за счет повышения эффективности имеющегося фонда, за счет применения современных методов воздействия на пласты и увеличения их нефтеотдачи, рассмотренных выше.

Именно за счет этих методов в 2002 г. была обеспечена основная часть прироста нефти в крупнейших нефтяных компаниях страны – и в "ЮКОСе", и в "ЛУКОЙЛе", и в "Сургутнефтегазе". А НК "Татнефть" этими методами обеспечивает все последние годы не только весь прирост, но и сохранение достигнутых уровней добычи.

Таким образом, в последние 1,5-2 года основной прирост добычи нефти в России был получен не за счет освоения новых месторождений, а за счет применения современных методов воздействия на нефтяные пласты (МВП).

Как было показано в третьей главе, развитие мировой нефтяной промышленности свидетельствует, что МВП стали важным фактором не только интенсификации добычи нефти, но и расширения ее ресурсной базы за счет вовлечения в эксплуатацию ранее нерентабельных пластов, залежей и целых месторождений. МВП дают как бы "второе дыхание" не только отдельным месторождениям, но и целым нефтегазоносным провинциям. И в этом смысле отмеченная выше тенденция свидетельствует о качественном росте отечественной нефтяной отрасли. Вся проблема лишь в том, что МВП продлевают жизнь нефтегазоносных провинций, но не делают ее вечной. Поэтому нужны и новые месторождения, и новые районы, и новые провинции.

В разделе 2.1, уже была дана оценка этого явления и отмечено, что в отрасли произошли качественные изменения, она в целом стала эффективнее, динамичнее.

Однако у этой эффективности и динамичности есть и другая сторона, поскольку проблема эффективности нефтегазового комплекса (НГК) имеет целый ряд аспектов – от узкокоммерческих до общеэкономических, или, как говорили раньше, "народнохозяйственных". Причем в последнем случае очень важно, с одной стороны, весьма четко представлять, что получает от нефтегазового комплекса общество и страна в целом, а с другой – знать, что же получают недропользователи и все те, кто работает в этом не-

простом и достаточно сложном и весьма рискованном бизнесе.

Только после этого можно соотнести полученные результаты с теми издержками, которые понесла и несет каждая из сторон, и в конечном счете как-то приблизиться к пониманию эффективности функционирования НГК – и с точки зрения общества, и с точки зрения отдельных компаний.

Точная – количественная – оценка того, насколько эффективен или нет НГК, в настоящее время навряд ли возможна – слишком многие показатели и характеристики функционирования его отдельных звеньев "выпадают" из системы государственной статистики, а некоторые показатели просто непригодны для целей анализа и оценки (например, "стоимость" основных производственных активов нефтегазовых компаний, полученная в результате переоценки с использованием коэффициентов удорожания).

Тем не менее есть целый ряд весьма существенных "частных" показателей, рассмотренных во второй главе, которые позволяют судить достаточно обоснованно о том, в каком направлении изменяется эффективность нефтегазового комплекса. К их числу, например, относятся известные любому специалисту НГК показатели конечного извлечения нефти или природного газа, глубина переработки нефти, дебит эксплуатационных скважин, воспроизводственная стоимость новых скважин и т.д. и т.п.

Практически все из этих показателей в целом за рассматриваемый период имеют отрицательную динамику: так, за 1990 – 2000 гг. среднесуточный дебит нефтяной скважины сократился на 35%, а газовой – на 25%, тогда как удельный расход электроэнергии на добычу нефти вырос на 19%, а расход топлива на ее переработку увеличился на 28%.

Вывод из анализа этих показателей достаточно очевиден: добыча каждой дополнительной тонны нефти и кубометра природного газа обходится все дороже и, следовательно, эффективность всех этапов – от поисков и разведки до переработки углеводородов – неуклонно снижается.

И тем не менее, как было отмечено выше, в последние годы издержки добычи нефти сократились в России на 30-60%. Это кажущееся противоречие как раз и объясняется тем, что рост добычи нефти в России в последние годы и повышение эффективности отрасли происходят в основном на действующих и открытых ранее месторождениях, на созданной инфраструктуре. Отсюда и рост

производства, и эффективность на базе достаточно низкой потребности в инвестициях для этого роста.

С ростом добычи нефти быстро начал увеличиваться и ее экспорт (рис.17). В 2003 году экспорт нефти достиг 232,9 млн. т, из которых 37,3 млн. т было вывезено в страны СНГ, а остальные 195,6 млн. т – в страны дальнего зарубежья. По сравнению с 2002 годом это рост почти на 50 млн. т.

Россия выступает также и одним из крупнейших в мире экспортеров нефтепродуктов. В 2003 году их вывоз достиг рекордной величины – около 92 млн. т.

В предыдущих разделах уже отмечалось, что нефтяная отрасль – важнейший экспортно-ориентированный сектор российской экономики. Поставки на внешние рынки нефти и нефтепродуктов являются традиционными для нашей страны, а их история насчитывает уже более сотни лет. Однако в дореформенной России (и в Российской империи, и в Советском Союзе) нефтяная отрасль работала главным образом на внутренние потребности в жидком топливе.

В 2003 г., как уже было сказано, на экспорт было отгружено около 233 млн. т нефти и 91,5 млн. т нефтепродуктов при добычи нефти в 421 млн. т. Таким образом, на внутреннее потребление осталось всего порядка 100 млн. т. Даже простейшая оценка показывает, что собственно на Россию – на ее потребности в энергоресурсах – идет чуть менее 24% производимой в стране нефти. Отметим, что еще в 1995 г. этот показатель составлял 49%, так же как и в 1990 г., с той лишь разницей, что в 1990 г. из 266 млн. т жидкого топлива, вывезенного из России, 154 млн. т шло в другие республики единого государства – Советского Союза и экспортом не являлось [179].

Таким образом, во второй половине 90-х годов (а точнее – в 1997-98 гг.) в отрасли произошел качественный перелом: каждые две тонны нефти из трех добытых (а позже и больше) стали предназначаться для внешних потребностей [179].

Подобную динамику, как правило, объясняют тем, что внутренний рынок жидкого топлива полностью насыщен и на экспорт идут "излишки" нефти. Но так ли это, спрашивает А. М. Мастепанов. Можно ли считать полностью удовлетворенным внутренний спрос на нефтепродукты в условиях, когда ВМФ России – великой, как утверждается, морской державы – забыл, когда выхо-

дил в океаническое плавание; когда налет в часах военных летчиков России почти в сто (!) раз ниже, чем у их коллег из США; когда даже у московской муниципальной милиции лимит на бензин на 20% ниже той потребности, которую надо было бы иметь? А есть еще и другие силовые структуры и бюджетные организации, есть еще и сельское хозяйство... Легче всего считать, что если у потребителя нет денег, то нет и потребностей. Но вот как выглядит эта логика на фоне сухих цифр Мирового банка: в России производительность труда в 2,5 раза ниже, чем в США, а уровень зарплаты в 35 раз ниже! [179].

Россия имеет возможность – и об этом ещё будет сказано ниже – и далее наращивать экспорт нефти, но для этого потребуются дополнительное развитие пропускной способности действующих нефтетранспортных систем и экспортных терминалов и формирование новых – на севере и на востоке страны.

Благоприятная ценовая конъюнктура внешних рынков в сочетании с позитивными внутренними факторами развития экономики позволила довести за последние два года потенциал отрасли до 380-400 млн. т нефти с газовым конденсатом. Это создало определенную иллюзию того, что основные проблемы отрасли решены и можно рассчитывать на дальнейшее ее поступательное развитие. Так, в 2003 году, добыча нефти в стране составила 421 млн. т; в 2005 году может составить порядка 450 млн. т, а к 2010 не исключают и 550-570 млн. т в год. Правда, есть и существенно более осторожные прогнозы (рис.18). В целом же на уровне 2010-2015 гг. разброс в оценках возможных уровней добычи нефти в России еще больше и составляет от 350 до 700 млн. т. в год [180].

В чем же причины того, что различные коллективы ученых и специалистов, пользуясь в основном одними и теми же методами и одинаковыми исходными данными, предлагают разные, в том числе и существенно отличающиеся друг от друга, прогнозы?

Как отмечает в этой связи А. М. Мастепанов, причин несколько, но основная – объективная сложность прогнозирования такой отрасли, как нефтяная промышленность, на развитие которой оказывают воздействие самые различные факторы (основные из них были названы выше), а также множество их сочетаний [180,181].

Одни из этих факторов уже в ближайшее время могут оказать стимулирующее воздействие на развитие отрасли (например, со-

вершенствование налоговой системы и недропользования, новые технологии разведки и разработки месторождений), другие – выступить своеобразным "тормозом". Среди этих факторов особо отметим два – состояние сырьевой базы и транспортную инфраструктуру, проблемы которой будут рассмотрены несколько ниже.

Особую тревогу у многих специалистов вызывает как обеспечение прогнозных уровней добычи нефти её открытыми запасами, так и состояние минерально-сырьевой базы отрасли в целом. Эта проблема уже рассматривалась в предыдущих разделах, поэтому здесь лишь отметим следующее. Всё последнее время, начиная с 1994 г., отрасль, образно говоря, "проедает" свою ресурсную базу, поскольку динамика разведанных запасов нефти в стране отрицательная (рис. 4).

У этого процесса есть много причин. Более того, неодинакова даже его оценка. Одни специалисты и руководители нефтяных компаний считают, что уже разведанных запасов нам хватит на несколько десятков лет, другие бьют тревогу, что в области обеспеченности рентабельными запасами у нас чуть ли не катастрофа. Так, по данным МПР РФ (зам. министра Садовник П.В.), даже при добыче нефти в стране в 2010-2020 гг. на уровне 350-360 млн. т/год к 2020 г. потребуются добыча нефти из еще не открытых месторождений в объеме 60 млн. т/год [182].

А если добыча возрастет к 2007-2010 г. до 450 млн. т и к 2010-2015 гг. до 500-510 млн. т? Тогда становятся понятными опасения опытного нефтяника, а ныне зам. министра иностранных дел РФ В.И. Калюжного, что после такого роста к 2020 г. добыча обвалится до 260-280 млн. т: новых месторождений не открываем, а старые при таких уровнях добычи раньше времени будут истощены [182].

Насколько обоснованы эти опасения, насколько оправданы те или иные прогнозы развития отрасли? Есть ли под ними достаточно прочная база? Энергетическая стратегия России как раз и призвана дать ответы на эти вопросы.

Стратегические задачи нефтяной промышленности в Энергетической стратегии сформулированы следующим образом [114]:

- обеспечение добычи нефти необходимым количеством запасов (в целом по стране и по основным нефтедобывающим районам);
- возможно более плавное и постепенное наращивание добычи нефти;

- стабилизация достигнутого уровня добычи на максимально длительный срок;

- учет интересов последующих поколений жителей России.

Эти задачи появились в последней редакции Энергетической стратегии как ответная реакция на содержание предыдущих версий документа, разработанных в июне – октябре 2002 г. Эти промежуточные версии, рассмотренные в разделе 3.3., исходили из того, что, используя благоприятную ценовую конъюнктуру, можно и нужно максимально поднять добычу нефти, а дальше – идти на её спад. То есть, пока имеется возможность экспорта нефти по высоким ценам, все силы бросить на добычу, экспорт, а затем, исходя из спроса на нефть для внутреннего потребления, исходя из складывающейся конъюнктуры, можно добычу снижать. Тем более что, как известно, в определённых кругах бытует мнение, что нефть через 10-15 лет как топливо уже не будет пользоваться повышенным спросом, поэтому надо, пока есть возможность, "выбросить на рынок все, что мы можем добыть". Соответственно, объемы добычи нефти предлагалось довести к 2010 г. до 510 млн. т, а к 2020 г. – снизить до 445 млн. т (2015 г. – 495 млн. т) [181]. Естественно, с такой динамикой развития отрасли специалисты не могли согласиться, поэтому в редакции Стратегии, вынесенной на обсуждение в Правительство РФ в мае 2003 г., был дан иной прогноз развития отрасли. Однако оппоненты остались при своём мнении.

На заседании Правительства РФ в мае 2003 г. названные выше стратегические задачи развития нефтяной промышленности России были подвергнуты критике со стороны руководителя крупнейшей нефтяной компании страны, который сказал, что, "к сожалению, Стратегия по-прежнему исходит из уровней добычи, регулируемых "сверху", а не формируемых в результате спросовых тенденций".

На рис. 19 показан принятый в утверждённой Правительством РФ редакции Стратегии прогноз добычи нефти в России на период до 2020 г. и перечислены основные факторы, определяющие перспективы развития отрасли. К числу этих факторов, прежде всего, относятся:

- уровень мировых цен на нефть и в целом конъюнктура мировых энергетических рынков;
- налоговая политика государства и принятая система недропользования;

- научно-технический прогресс в разведке и разработке месторождений углеводородов;
- состояние и качество подготовленной минерально-сырьевой базы отрасли.

Исходя из перечисленных выше стратегических задач и с учётом этих факторов развития отрасли, в Стратегии предложена принципиально иная, чем в промежуточных версиях 2002 г., динамика добычи нефти: плавный рост до 2020 г. и последующая её стабилизация. Естественно, что при разработке такой динамики разработчиками Стратегии смотрелся не только 2020 г., но и более отдалённый период – и 2030 г., и за пределами 2030 г. Потому что страна будет жить и после 2020 г., нефть и газ будут нужны и в 2030 г., и в 2040 г., и позже [181]. И разрабатывая Энергетическую стратегию государства, нельзя думать только о текущих проблемах и выгодах, пойти на то, что будущие поколения должны сами определять, что им нужно и как обеспечить себя энергией.

Перспективные объёмы добычи нефти в России будут существенно различаться в зависимости от того или иного варианта социально-экономического развития страны [114, 181]. При сочетании благоприятных внутренних и внешних условий и факторов (оптимистический и благоприятный варианты развития) добыча нефти в России может составить порядка 490 млн. т в 2010 г. и возрасти до 520 млн. т к 2020 г. (рис.19).

При внешних и внутренних условиях, формирующих умеренный вариант социально-экономического развития страны, добыча нефти прогнозируется существенно ниже – до 450 млн. т в 2020 г. Наконец, в критическом варианте рост добычи нефти может продолжаться лишь в ближайшие 1-2 года, а затем ожидается падение добычи: до 360 млн. т к 2010 г. и до 315 млн. т к 2020 г. Конкретные объёмы добычи нефти, как отмечается в Стратегии, будут уточняться в зависимости от спроса на энергоресурсы, конъюнктуры мирового рынка нефти, инвестиционных ресурсов и организационно-технологических условий деятельности самих нефтяных компаний.

Добыча нефти будет осуществляться и развиваться в России как в традиционных нефтедобывающих районах, таких как Западная Сибирь, Поволжье, Северный Кавказ, так и в новых нефтегазовых провинциях: на Европейском Севере (Тимано-Печор-

ский регион), в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на юге России (Северо-Каспийская провинция).

Главной нефтяной базой страны, в соответствии с Энергетической стратегией, на весь рассматриваемый период останется Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция. Добыча нефти в регионе будет расти до 2010-2015 гг. по всем вариантам, кроме критического, а затем несколько снизится и составит в 2020 г. 290-315 млн. т. В рамках критического варианта разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами станет малорентабельной, что приведет к значительному падению добычи в регионе.

В Волго-Уральской провинции и на Северном Кавказе добыча нефти будет падать, что обусловлено исчерпанием сырьевой базы. В умеренном и критическом вариантах снижение добычи в этом регионе будет более интенсивным.

В целом в Европейской части России добыча нефти (включая шельфы) может составить 90-100 млн. т к 2020 г. (против 110 млн. т в 2002 г.).

При благоприятных и относительно благоприятных условиях (благоприятном и умеренном вариантах развития экономики) будут сформированы новые центры нефтяной промышленности в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), на шельфе острова Сахалин, в Баренцевом море, российском секторе Каспийского моря, увеличится добыча нефти в Тимано-Печорской провинции.

В Стратегии отмечается, что при интенсивном проведении геологоразведочных работ сырьевая база позволит, а программы социально-экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока и стратегические интересы России в Азиатско-Тихоокеанском регионе делают желательным доведение добычи нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) к 2020 г. до 80 млн. т. (при умеренном варианте – 50 млн. т.) В рамках критического варианта добыча нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) не превысит 3 млн. т.

На шельфе острова Сахалин добыча нефти к 2010 г. достигнет 25-26 млн. т и стабилизируется до 2020г. на этом уровне. В критическом варианте добыча нефти достигнет 16 млн. т [114,181].

Обеспечение намечаемых уровней добычи и повышение эффективности нефтедобычи будут основываться на научно-техническом

прогрессе в отрасли, совершенствовании методов бурения, воздействия на пласт, увеличении глубины извлечения запасов и внедрении других прогрессивных технологий добычи нефти, рассмотренных в четвёртой главе, которые позволят сделать экономически оправданным использование трудноизвлекаемых запасов нефти.

Исходя из современного и прогнозируемого качества сырьевой базы отрасли и понимая, что её состояние является одним из основных факторов, определяющих перспективы развития нефтяной отрасли, Энергетическая стратегия считает необходимым:

- значительную интенсификацию геологоразведочных работ, чтобы обеспечить необходимый прирост добычи из не открытых пока месторождений. Государственная программа лицензирования недр должна, с учетом вероятных рисков, обеспечить достижение необходимых для устойчивого развития отрасли уровней геологоразведочных работ и инвестиций в них;

- повышение коэффициентов нефтеотдачи в целях увеличения извлекаемого потенциала и уровней текущей добычи разрабатываемых месторождений.

Насколько реально достижение принятых в Стратегии благоприятных вариантов добычи и какие условия для этого необходимы? Мы разделяем точку зрения А. М. Мастепанова [181], что поставленные в Стратегии задачи вполне достижимы при условии совершенствования действующих систем налогообложения и недропользования и высоких (не ниже 25 долл. / барр. в 2010 г. и 30 долл. / барр. в 2020 г.) мировых ценах на нефть. Однако считаем необходимым подчеркнуть, что и этих условий будет недостаточно, если не будут разработаны и реализованы специальный механизм "запуска" новых масштабных проектов в отрасли и новая модель привлечения инвестиций.

Рассмотрим эти условия подробнее.

В части совершенствования налоговой системы Энергетическая стратегия совершенно справедливо основной задачей считает введение в перспективе гибкой системы налогообложения, ориентированной на рентный подход. В качестве же ближайшей цели в Стратегии названо налоговое стимулирование разработки трудноизвлекаемых запасов путём дифференциации ставки налога на добычу полезных ископаемых. По нашему мнению, решение этой проблемы нельзя откладывать на отдалённую перспективу. Вся практика развития отрасли, весь ход событий с формированием

финансовых потоков в "нефтянке" и вокруг неё свидетельствуют: природная рента должна принадлежать хозяину недр, то есть государству. Промедление с решением этой проблемы серьёзно угрожает не только планам по развитию нефтедобычи, но самой национальной безопасности России. Что касается форм консолидации полученных таким путём средств, то сегодня мировая практика не дала окончательного ответа на этот вопрос [183].

Что касается совершенствования системы недропользования, то, как это было показано в разделе 3.3., в Энергетической стратегии зафиксированы четыре важных момента.

Во-первых, это стимулирование недропользователей вкладывать собственные средства в поиски и разведку запасов углеводородов, путём, в частности, выдачи сквозных лицензий на разведку и разработку месторождений.

Во-вторых, это ограничение через лицензионные соглашения минимального и максимального уровня добычи нефти на каждом лицензионном участке. Мы разделяем подход разработчиков Стратегии [181], что в основе решений в этой области должен лежать следующий базовый принцип: недра – собственность государства, собственность народа. И государству не должно быть безразлично, как недропользователь этими недрами распоряжается. А для того, чтобы недропользователь исходил не только из соображений собственной выгоды, соображений рыночной конъюнктуры, каждый лицензионный участок должен разрабатываться по научно обоснованной схеме, утверждённой соответствующим органом. Это должен быть государственный орган, который утверждает схему разработки, и в лицензии жестко записывается максимальный и минимальный уровень, за которые недропользователь не должен выходить, чтобы не нарушить технологическую схему разработки месторождения.

В-третьих, это ужесточение требований и условий выдачи лицензий (включая регламентацию сроков начала и осуществления разработки месторождений, механизм подтверждения финансовой состоятельности лицензиата, санкции за нарушение условий лицензирования и др.).

В-четвертых, это обеспечение государственного контроля за эффективной разработкой месторождений, включая совершенствование системы государственной экспертизы проектной документации на разработку месторождений.

В целом же решение данной задачи лежит в плоскости формирования реальной и эффективной политики государства в сфере управления недропользованием. В настоящее время практически отсутствует система норм и правил, имеющих силу закона, по освоению и обустройству месторождений углеводородного сырья. Вот почему ведущие нефтегазовые компании – как российские, так и иностранные – ориентируются на собственные представления по более интенсивной выработке введенных ранее месторождений нефти и газа. Важнейшее условие преодоления данных негативных тенденций – формирование действенной системы государственного регулирования процессов освоения и разработки недр, обеспечивающей, в том числе, и мониторинг условий пользования недрами [173, 177, 202]. Законодательный фундамент, необходимый для такой системы по сферам регулирования, показан на рис.20. В настоящее время на федеральном уровне такая система отсутствует. Определенные фрагменты были созданы на региональном уровне – на территории Тюменской области, прежде всего. Однако в связи с унификацией подхода к разграничению полномочий органов власти различного уровня деятельность региональных органов в данном направлении лишается необходимой финансовой основы. Необходим интегрированный подход, который объединял бы лучшие элементы опыта на всех уровнях государственной власти. Более того, совершенствование системы недропользования носит межотраслевой характер и не может быть достигнуто только в рамках единовременных кампаний по проверке недостаточно проработанных лицензионных соглашений на право пользования недрами.

Если мы не решим в ближайшее время данную комплексную задачу, то в случае прихода на территорию России ведущих мировых нефтегазовых компаний мы рискуем утратить энергетический и экономический суверенитет.

Что касается следующего условия – высоких мировых цен на нефть, то, конечно же, оно может стать определяющим для выхода России на значительные объемы добычи нефти. В Энергетической стратегии, в её оптимистическом варианте, принята очень красивая динамика цен. И, собственно говоря, такая динамика цен является, наверно, наиболее уязвимым звеном экономических условий – предпосылок, лежащих в основе Стратегии. На наш взгляд, ожидать поступательного роста цен на нефть в тече-

ние 20 лет, видимо, сложно, поскольку существует определённая цикличность развития процессов мировой экономики и энергетики. Во всяком случае, предыдущие 20-30 лет показывают, что такого роста не было. Были взлеты и очень большие были падения. Но если посмотреть предыдущие 20 лет в сопоставимых или неизменных ценах (без учета инфляции), то получается, что в принципе мировые цены на нефть с 1974 г. по 2000 г. практически не изменились. В основу же Стратегии положен поступательный и значительный рост цен [181].

Конечно же, в Стратегии рассмотрены и иные варианты динамики цен. В частности, в умеренном варианте прогнозируются стабильные мировые цены на нефть (18,5 долл./ барр.). И в этом отношении умеренный вариант изначально, исходя из тех методологических принципов, которые положены в его основу, более стабильный. Критический вариант исходит из падения цен на нефть до 14 долл. за баррель и значительных колебательных движений этого показателя.

Как мы уже отмечали [174], при высоких мировых ценах в устойчивом сочетании с другими благоприятными условиями (что само по себе маловероятно) добыча нефти в России действительно может быть очень высокой. Более того, в этом случае реализуется целый ряд инфраструктурных проектов и дополнительные поставки российской нефти направляются не только в Европу, но и в США и другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона (рис. 21). Тем самым реализуется глобальная модель развития нефтяной промышленности России, причём участие в этой реализации не только российских, но и зарубежных нефтяных компаний – одно из неперемных условий её успешности, поскольку потребуются дополнительно доразведать и ввести в эксплуатацию целый ряд новых нефтегазовых районов и провинций. Стоимость подобных работ, по самым осторожным оценкам, составит многие и многие десятки миллиардов долларов [203, 205, 207].

При сочетании ряда благоприятных условий, но с учётом действия и неблагоприятных, возможная динамика добычи нефти в России будет существенно ниже – до 450 млн. т, как и предусмотрено умеренным вариантом Энергетической стратегии. На наш взгляд, вероятность подобного сценария наиболее высока. При этом глобальная направленность экспортных поставок российской нефти в результате реализации новых инфраструктурных проектов сохраня-

ется, но масштаб их будет меньше. Более того, реализация некоторых таких проектов будет отодвинута на 5 – 7 лет. Соответственно, снизится и потребность в инвестициях для освоения и развития новых районов и провинций – Тимано-Печоры, Северного Каспия, в Красноярском крае и на Дальнем Востоке [174, 178].

Повысить вероятность этого сценария и даже приблизить уровни добычи нефти в России к их возможному верхнему значению могли бы:

- во-первых, скоординированные действия основных мировых экспортёров и импортёров нефти по формированию так называемых "справедливых" цен на нефть, то есть цен, приемлемых для потребителей, стимулирующих дальнейшие шаги в сторону повышения энергоэффективности и обеспечивающих стабильное развитие нефтяной отрасли в востребованных масштабах. В нашем представлении, сейчас таким ценам соответствуют цены порядка 21-25 долл./барр.;

- во-вторых, признание зарубежными инвесторами того факта, что инвестиционный климат в России стал достаточно благоприятным, и начало ими масштабных инвестиций в нефтяной сектор страны на условиях сложившегося национального налогового режима (с учётом, конечно же, его намечаемого совершенствования);

- в-третьих, безусловный переход от модели экспорта нефти к модели освоения российскими компаниями рынка конечной продукции в зарубежных странах, о чём уже было сказано в разделе 5.1.

Следующее условие стабильного поступательного развития нефтяной отрасли России – реализация новых крупномасштабных проектов в отрасли, о чём мы уже неоднократно говорили и в этой книге, и в других работах [91, 174, 175 и др.]. Несмотря на все меры и усилия, принимаемые и предпринимаемые государством, инвестиционный климат в стране все еще остается, мягко говоря, весьма прохладным, хотя, конечно, определенные позитивные изменения происходят.

Поэтому не случайно, что за последние 5-6 лет и в нефтегазовых отраслях, и в топливно-энергетическом комплексе в целом не было начато ни одного крупного проекта: Сахалин и Заполярное месторождение, Каспийский трубопроводный консорциум, "Ямал-Европа", Балтийская трубопроводная система стартовали раньше 1996 года, а в последнюю пятилетку лишь завершались. Не оправдались и надежды, которые возлагались на иностранные инвести-

ции. Ни одна из ведущих нефтегазовых компаний мира, даже имеющая свой бизнес в России, не инвестирует в реальные новые проекты, не считая опять-таки, Сахалина.

А ведь крупные проекты – это, прежде всего большие, инвестиции, которые в конечном итоге и определяют устойчивое развитие нефтегазового комплекса. Именно крупные нефтегазовые проекты вывели в число лидеров по объёму привлеченных зарубежных инвестиций в 70-е годы Норвегию, а в последнее время – Азербайджан и Казахстан. Кстати, в 2001 г. прямые иностранные инвестиции на душу населения в этих двух странах были выше, чем в России, в 5,6 и 6,7 раз, соответственно!

Автор вполне допускает, что крупные иностранные инвестиции в нефтегазовый комплекс – сами по себе и в том виде, как они идут в те же Азербайджан и Казахстан, России не нужны, вернее, нежелательны; ни её правительству, ни тем более нашим нефтегазовым компаниям.

Но нужны технологии, нужен опыт, нужны передовые организационно-экономические новшества. А они приходят вместе с зарубежными инвестициями.

В этих условиях общая – государства и бизнеса – задача состоит в том, чтобы изменить саму формулу (или модель) привлечения иностранных инвестиций: вместо "российские ресурсы и капитал + иностранные технологии, оборудование и специалисты", как это делается сейчас, перейти к следующей: "российские ресурсы, технологии, оборудование и сервис + иностранный капитал" (рис.22), [171, 195, 197].

Более того, мы считаем, что Россия подошла к рубежу, когда страна должна сконцентрировать усилия на пусковых регионах и пусковых проектах, задействовать главный фактор развития – наш огромный сырьевой потенциал. И тем самым, запуская эти проекты, обеспечивая там необходимую инфраструктуру, не только хозяйственную, но и законодательную, нормативную, мы обеспечим координацию усилий в интересах всех собственников: частных, публичных, западных, а также в интересах развития территорий.

Своеобразным "механизмом запуска" новых проектов могло бы стать решение Правительства РФ о придании новым нефтегазовым территориям государственного программного статуса. Это означает, что за государством полностью сохраняется координирую-

чая роль в согласовании лицензионных соглашений. Такой подход не противоречит российскому законодательству в сфере недропользования и способствовал бы деконцентрации властных полномочий в сфере управления недрами, о чём уже было сказано в разделе 3.3., и в целом повысил бы эффективность самого процесса управления.

К таким новым нефтегазовым территориям в первую очередь следовало бы отнести Ямало-Ненецкий округ, Сахалин, Прикаспий, Тимано-Печору, а так же север Красноярского края. На севере Красноярского края, на стыке с Ямалом, как раз сегодня просматривается сразу десяток новых нефтегазовых проектов. Созданная инфраструктура в Тюменской области (города, дороги, трубы, ЛЭП) может уже в ближайшие несколько лет работать и с учетом пущд Красноярского края, тем самым помогая снижать затраты на освоение такого огромного по территории региона и хороших, но разбросанных иногда на тысячи километров друг от друга месторождений.

И ещё есть одна проблема, от которой зависят перспективы развития нефтяной отрасли России. Она состоит в том, что в последние три года происходит разрушение внутреннего нефтяного рынка страны. Главной причиной ликвидации рыночных механизмов является монополизация нефтяного рынка. В Восточной Сибири, например, 100% рынка нефти и нефтепродуктов контролируют компании "ЮКОС" и "Сибнефть", то есть на половине территории страны нефтяного рынка не существует в принципе.

Более 90% основных фондов нефтяной промышленности страны сейчас принадлежат девяти вертикально-интегрированным компаниям (ВИНК): "ЮКОС", "Сибнефть", ЛУКОЙЛ, "БП-ТНК-Сиданко", "Сургутнефтегаз", "Роснефть", "Татнефть", "Башнефть" и "Газпром". Более того, в ближайшее время в правительственных кругах зреет идея о продаже компаний "Татнефть" и "Башнефть". После этого на нефтяном рынке России останется всего семь компаний, что, по мнению, ведущих аналитиков будет означать ликвидацию конкуренции на нефтяном рынке России. В этом плане интересно сравнение нефтяной отрасли России и США. Так, добычей нефти в США занимаются более 8000 компаний, тогда как в России – всего 160. При этом на долю ВИНК в США приходится только 43% национальной добычи нефти, тогда как в России – 91% (табл. 21).

Таблица 21

Россия – США: удельный вес различных компаний в национальной добыче нефти

Страна	Общее количество компаний	Типы компаний		
		ВИНК	Средние (объем добычи более 250 тыс.т)	Малые (объем добычи менее 250 тыс.т)
Доля в общей добыче				
Россия	160	91%	7%	2%
США	более 8000	43%	45%	12%

Источник: [184]

Монополизация (вернее, ликвидация) рынка происходит в России за счет создания ВИНками региональных монополий. В результате цены на бензин А-76 только за последний год в среднем выросли на 40%, а на дизельное топливо – на 30%. Таким образом, в условиях, когда инфраструктура нефтегазового комплекса все больше и больше стремится к жесткой, всеобъемлющей монополии, для новых прямых инвестиций в отрасль не остается привлекательных ниш.

Следовательно, на повестку дня встаёт еще одна острая проблема: разработка программы демонаполизации нефтяной промышленности России и эффективных инструментов контроля ВИНК. Естественно, что государственный контроль над частными монополиями очень сложен. Да, собственно говоря, устанавливать всеобъемлющий контроль и не надо. Необходим контроль выборочный, целенаправленный. По нашему мнению, будет вполне достаточно контролировать всего два показателя: правильность оплаты налогов и степень монополизации региональных рынков сбыта нефтепродуктов. И такой контроль особенно актуален в свете продолжающихся попыток ряда нефтяных компаний совершить прямую продажу своих нефтяных активов зарубежным покупателям, продажу, которая, вне всяких сомнений, не отвечает национальным интересам России, поскольку это резко ограничит

приток прямых инвестиций в страну. Расширение и укрупнение ВИНК должно происходить не за счет поглощения тех, кто оказался слабее на внутреннем рынке, а за счёт деятельности вне России (за счет участия в зарубежных проектах, за счет своего продвижения на новые рынки и, в первую очередь, на рынки стран СНГ). На внутреннем рынке при этом должны создаваться условия для формирования и работы средних и мелких нефтегазовых компаний [184, 196, 199].

И, наконец, о проблемах развития транспортной инфраструктуры, обеспечивающей экспорт российской нефти. Как известно, в последние годы именно инфраструктура (наличие и мощность нефтетерминалов, трубопроводов, нефтеэкспортных перевалочных баз и т.п.) стала узким местом в наращивании вывоза из России сырой нефти. Именно с этим связан рост в последние годы и экспорта нефтепродуктов, который для нефтяных компаний является менее эффективным, чем экспорт нефти.

В приложениях 7-9 приведены количественные и качественные характеристики и прогнозы развития нефтетранспортной инфраструктуры. Следует сказать, что существующие прогнозы развития экспортной инфраструктуры, в случае их полной реализации, превысят возможности добычи нефти в стране.

Не рассматривая эту проблему детально, отметим лишь, что в Энергетической стратегии ей посвящён специальный раздел, в котором предусмотрены следующие главные направления развития систем транспорта нефти [114]:

- Северо-Балтийское направление – строительство второй очереди БТС с увеличением мощности направления до 62 млн. т нефти в год и создание в условиях благоприятного и оптимистического вариантов социально-экономического развития новой трубопроводной системы для экспорта нефти с перевалочным комплексом на Кольском полуострове (до 120 млн. т нефти в год);

- Каспийско - Черноморско - Средиземноморское направление – развитие маршрутов транзита нефти прикаспийских стран СНГ путем увеличения пропускной способности трубопровода Атырау – Самара до 25-30 млн. т нефти в год и нефтеналивных морских терминалов в Новороссийске и Туапсе до 59 млн. т нефти в год, а также достижение проектной мощности нефтепровода Каспийского трубопроводного консорциума (67 млн. т в год);

- Центральное-Европейское направление – соединение трубопроводных систем "Дружба" и "Адрия" с целью поэтапного (5-10-15 млн. т в год) увеличения экспорта нефти из России и стран СНГ через нефтеперевалочный терминал в порту Омишаль (Хорватия). Объединение трубопроводных систем Центральной и Восточной Европы в "единую систему";

- Восточно-Сибирское направление – обеспечение формирования в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) новых центров добычи нефти и выход России на энергетический рынок Азиатско-Тихоокеанского региона определяет необходимость создания нефтепроводной системы Ангарск – Находка (мощностью до 80 млн. т в год) с ответвлением на Китай (г. Дацин);

- Дальневосточное направление – создание оптимальной транспортной инфраструктуры, отвечающей требованиям рационального пользования недрами, в том числе в рамках проектов "Сахалин-1" и "Сахалин-2", с учётом перспектив освоения нефтегазовых ресурсов в районе острова Сахалин.

Отметим, что в редакции Стратегии, подготовленной к внесению на заседание Правительства в мае 2003 г., предпоследняя фраза звучала так: "Необходимость выхода России на Азиатско-Тихоокеанский энергетический рынок требует развития системы магистральных нефтепроводов на восток – в КНР и на побережье Японского моря. В наибольшей степени интересам государства, социально-экономическому развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока, комплексному освоению минеральных ресурсов отвечает вариант строительства магистральных нефте- и газопроводов в этом регионе в едином технологическом коридоре" [181].

Реализация части этих направлений потребует сооружения новых и развития действующих морских нефтеэкспортных терминалов.

Решения по конкретным направлениям развития транспорта нефти и нефтепродуктов будут приниматься Правительством Российской Федерации с учетом необходимости загрузки существующей транспортной инфраструктуры.

5.3. Анализ возможных сценариев развития нефтяной промышленности Западной Сибири на перспективу

Как уже отмечалось в предыдущих разделах, Западная Сибирь останется главным нефтедобывающим регионом страны на всю обозримую перспективу. В зависимости от прогнозируемых сценариев развития экономики России и её топливно-энергетического комплекса доля Западной Сибири в общероссийской добыче нефти в 2020 году может составлять от 55% до 58%. Здесь сразу же следует отметить, что среди специалистов в части оценки доли Западной Сибири (или Тюменской области, включая Ханты-Мансийский АО и Ямало-Ненецкий АО, что практически одно и то же, поскольку во всех известных нам прогнозах доля других субъектов Федерации Западной Сибири – Томской, Новосибирской и Омской областей, где ведется или намечается добыча нефти, составляет всего 3,0-4,5% от региона) расхождения на порядок меньше, чем в части прогноза абсолютных уровней добычи нефти как по России в целом, так и по Западной Сибири в частности.

Как уже отмечалось в предыдущем разделе, различные коллективы ученых и специалистов, пользуясь одинаковыми исходными данными, оценивают по-разному тенденции и перспективы развития ТЭК России и его нефтегазовой отрасли и предлагают разные, в том числе и существенно отличающиеся друг от друга, прогнозы. Подобные расхождения во многом объясняются не только объективной сложностью долгосрочного прогнозирования, но и особенностью воздействия на рассматриваемые отрасли экономики самых различных факторов и множества их сочетаний. Как известно из научной литературы [12], прогноз энергопотребления базируется на анализе двух взаимосвязанных групп факторов. Первая группа

факторов определяет структурное развитие экономики и возможные пути повышения эффективности энергоиспользования, вторая – реальные возможности развития производства энергоресурсов для энергообеспечения различных секторов экономики.

Среди факторов первой группы можно выделить следующие: направления социально-экономического развития страны и отраслевой структуры народного хозяйства, определяющие общие масштабы потребления энергии в стране и соотношения в уровнях производства и потребления энергоносителей конечного использования (электроэнергии, пара и горячей воды, моторных топлив и т.д.); изменение структуры балансов энергоносителей конечного использования и мощностей по их производству, что определяет потребность в первичных энергоресурсах (нефти, газе, угле и др.); размещение энергоемких производств по экономическим регионам, обуславливающее транспортные межрегиональные потоки топлива и энергии; степень интенсивности применяемых мер по экономии топлива и энергии, повышение эффективности их использования, что отражается на напряженности топливно-энергетического баланса, и некоторые другие.

Ко второй группе факторов относятся: уровень и динамика роста разведанных запасов природных ресурсов, изменение их структуры и технико-экономических показателей, определяющих целесообразные объемы их вовлечения в баланс в рассматриваемые периоды перспективы;* потенциальные возможности развития отраслей топливно-энергетического комплекса и отдельных крупных энергетических объектов, их техническая оснащенность и резервы наращивания мощностей по производству энергоресурсов, возможности интенсификации развития ресурсной базы; производственный потенциал сопряженных отраслей в обеспечении ТЭК основным оборудованием и материалами, мощности строительно-монтажных организаций, обеспечение трудовыми ресурсами и другие условия, ограничивающие возможные темпы развития отраслей ТЭК и отдельных его объектов; объемы экспортно-импортных поставок энергоресурсов, которые определяют соответствующие изменения в ресурсной и территориальной структуре топливно-энергетического баланса.

* Учет этого фактора особенно важен для формирования балансов нефти и нефтепродуктов ввиду необходимости сохранения этого ценнейшего сырья для будущих поколений. Необходимо также принимать во внимание относительно ограниченные запасы природного газа с позиций обеспечения стабильно высокого уровня его добычи на длительную перспективу. Напротив, практически неограниченные запасы бурого угля в Восточной Сибири позволяют рассматривать его как основной источник увеличения добычи органического топлива в XXI веке.

Что касается непосредственно прогноза развития нефтяной отрасли, то, как уже отмечалось, специалисты исходят из того, что перспективные уровни добычи нефти в России будут определяться прежде всего спросом на жидкое топливо внутри страны, уровнем мировых цен на него, параметрами налогового режима и научно-техническими достижениями в разведке и разработке месторождений, а также объемами прироста запасов и качеством разведанной сырьевой базы [27,40,110,114,123].

Автор не ставил целью этой книги разработку долгосрочного прогноза добычи нефти в Западной Сибири. Но поскольку для решения поставленных в ней задач необходимо иметь более точное суждение о цене вопроса, обойтись без такого прогноза представляется нецелесообразным. Поэтому автор счит возможным проанализировать существующие прогнозы нефтедобычи и на их основе сформировать представление о перспективах Западной Сибири и о влиянии на прогнозируемые параметры различных факторов, в том числе научно-технических достижений и инновационных методов разработки месторождений, а также совершенствования сложившейся системы недропользования.

В научной литературе имеются сведения о целом ряде долгосрочных прогнозов развития нефтяной промышленности России и ее регионов, разработанных коллективами специалистов и отдельными учеными. Наиболее представительные из них (в том смысле, что они содержат данные о динамике прогнозируемого показателя не менее чем за 10-15 лет как по России в целом, так и по ее регионам) приведены в таблицах 22 и 23. В них же сделана попытка проанализировать эти прогнозы с помощью известных методов статистических исследований.

В качестве таких представительных прогнозов автор использовал прежде всего материалы Государственной энергетической программы СССР, основные концептуальные положения которой были разработаны в начале 1991 года [185]. Конечно, прогнозные показатели в ней формировались на принципиально иную социально-экономическую ситуацию в стране, для другого типа экономики. Но тем более было интересно сравнить эти прогнозы с данными исследований, выполненных в последнее время.

Среди других прогнозов необходимо отметить те, которые были выполнены в ходе разработки энергетических стратегий России – как в 1992-1995 годы [27,30,35,96], так и в 1998-2003 годы

[2,37,40,107,109,114,186]. Кроме того, ряд интересных прогнозов в эти же годы был сделан отдельными учеными и специалистами и их коллективами и вне рамок разработки энергетических стратегий страны [26,187-191].

Как уже было отмечено в начале раздела, несмотря на то что рассмотренные прогнозы очень сильно отличаются друг от друга по перспективным уровням добычи нефти как в целом по России, так и по Западной Сибири (свидетельством чего являются приведенные в табл. 22 и 23 данные о размахе вариации и отклонениях отдельных прогнозов от их средних значений), в части оценки удельного веса Западной Сибири в общероссийской добыче нефти авторы этих прогнозов (не считая последней редакции Энергетической стратегии) проявляют практически полное единодушие. Так, на уровне 2010 года эта доля оценивается ими величиной от 50 до 60% (лишь академик А.Э. Конторович считает, что на данный регион будет приходиться 67-69% добычи нефти в России). На уровне 2020 года доля Западной Сибири составит, по мнению авторов большинства прогнозов, 53-58% (согласно академику А.Э. Конторовичу – 63-68%). Иными словами, бесспорно, что в ближайшие десятилетия Западная Сибирь останется важнейшей составляющей нефтяной отрасли страны, определяющей, по большому счету, всю перспективу ее развития.

В этой связи определённым диссонансом звучит прогноз добычи нефти в стране и в Западной Сибири, сделанный в рамках утверждённой Правительством РФ в 2003 году Энергетической стратегии России на период до 2020 года. В этом документе доля Западной Сибири значительно выше – 71-73% в 2010 году и 61-64% в 2020 году.

Однако, на наш взгляд, этот прогноз лишь подтверждает сделанные нами выводы. Во-первых, что развитие отрасли в последние годы идёт не в результате развития новых нефтяных районов, а путём интенсификации добычи на ранее открытых и обустроенных месторождениях. Поэтому в отсутствие новых районов и провинций доля Западной Сибири и растёт. И во-вторых, если упадут мировые цены на нефть, то добыча нефти в России обвалится, и доля Западной Сибири в ней сократится. Таким образом, получается, что авторы большинства прогнозов исходят из нормальных тенденций развития отрасли, когда на смену одного нефтяного района приходят новые нефтегазоносные провинции (о чём уже было сказано в разделе 2.1.).

Таблица 22

Анализ прогнозных данных о возможных уровнях добычи нефти* в России, млн. т

	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2030
Фактический уровень	307	324	-	-	-	-	-
Энергетическая программа СССР – 1991 [184]	435-455	382-412	367-392	366-386	-	-	-
Концепция энергетической политики – 1992 [94]	317-355	330-360	...	370-400	-	-	-
Энергетическая стратегия России – 1995 [8, 97]	280-310	270-310	275-330	280-350	-	-	-
ТЭК России (СЭИ СО РАН) – 1999 [188]	-	235-290	...	330-370	...	320-350	-
Основные концептуальные положения – 1999 [27]							
а. возможный вариант	295	225-230	230-250	-	-	-	-
б. рекомендуемый вариант	300-305	285-335	310-335	-	-	-	-
Энергетическая стратегия (проект) – 2000 [105]	-	306	360	377	356	350	-
ЦКР Минэнерго – 2000 [186]	-	323	360	360	360	360	-
Энергетическая стратегия России – 2000 (2001) [4]	-	323	308-327	305-335	305-345	305-360	-
Конторович А.Э. – 2000 [20]							
а. сценарий действующих условий	-	303-312	...	290-303	...	258-281	237-261
б. сценарий коренных реформ	-	303-312	...	343-358	...	369-390	387-423
Информационно-аналитическое управление СФ – 2001 [189]	-	370-375	370-375	370-375	310
Мастепанов А.М. – 2002 [100]							
а. благоприятный сценарий	-	-	360-370	370-380	380-400	405-430	-
б. сценарий сохранения сущ. условий	-	-	300-325	300-325	280-315	280-315	-
Прогноз НК Лукойл – 2002 [180]	-	-	...	420-430	450-470	490-510	-
Прогноз Минэнерго России (ЭС-2020) – 2002 [142]	-	-	402-448	411-510	372-494	321-447	-
Энергетическая стратегия России – 2003 [114]; оптимистический вариант	-	-	445	490	505	520	-
умеренный вариант	-	-	420	445	450	450	-
критический вариант	-	-	-	360	-	315	-
Среднее значение по приведенным прогнозам	359	315	312	359	389	373	324
Максимальное отклонение от среднего значения, млн. т	+96 -79	+97 -80	+133 -87	+151 -129	+116 -109	+147 -115	+99 -87
Максимальное отклонение от среднего значения, %	+26,7 -22,0	+30,8 -25,4	+42,6 -27,9	+42,1 -35,9	+29,8 -28,0	+39,4 -30,8	+30,6 -26,9
Размах вариации	175	177	220	280	225	261	186

* включая газовый конденсат

Таблица 23

Оценка прогнозов возможных уровней добычи нефти* в Западной Сибири, млн. т

	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2030
Фактический уровень добычи	201 (197)*	217 (213)	-	-	-	-	-
Энергетическая программа СССР – 1991 [185]	(291-311)	(242-272)	(221-246)	(212-232)	-	-	-
Энергетическая стратегия России – 1995 [30,35]	-	196	186	180	-	-	-
Энергетическая стратегия Сибири – 1998 [187]	-	212-213	241-256	250-260	-	-	-
ТЭК России (СЭИ СО РАН) – 1999 [188]	-	174-200	...	210-220	...	175-185	-
Энергетическая стратегия (проект) – 2000 [107]	-	205	238	232	203	195	-
Энергетическая стратегия России – 2000 (2001) [2]	-	223	237	215	208	198	-
Конторович А.Э. – 2000 [20]							
с. сценарий действующих условий	-	205-210	...	200-204	...	172-177	155-163
д. сценарий коренных реформ	-	205-210	...	237-243	...	251-255	261-272
НАИРН – СибНАЦ – 2001 [193] – мин. вариант	-	-	-	(220-225)	(215-225)	(220-225)	-
- макс. вариант	-	-	-	(230-240)	(230-240)	(230-240)	-
Информационно-аналитическое управление СФ – 2001 [189]	-	-	205-215	205-215	205-215	205-215	205-215
Быковский В.А. – 2002 [190]		(236)	(278-290)	(312-324)	(336-348)	(352-365)	(387-400)
Энергетическая стратегия России – 2003 [114]; оптимистический вариант	-	-	325	348	328	315	-
умеренный вариант	-	-	311	323	314	290	-
Среднее значение по приведенным прогнозам	-	215	250	241	256	237	257
Максимальное отклонение от среднего значения, млн. т	-	+57 -41	+75 -64	+107 -61	+92 -53	+128 -65	+143 -102
Максимальное отклонение от среднего значения, %	-	+26,5 -10,1	+30,0 -25,6	+44,4 -25,3	+35,9 20,7	+54,0 -27,4	+55,6 -39,7
Размах вариации	-	98	139	168	145	193	245

* – включая газовый конденсат

** – здесь и далее в скобках (...) – уровень добычи в Тюменской области

Анализ приведенных в табл. 22 и 23 данных показывает, что основными причинами, вызывающими коренные различия между уровнями добычи нефти на перспективу, являются оценки возможности проведения государством глубоких (коренных) реформ в системе недропользования и налогообложения. Разработчики прогнозов подчеркивают, что сохранение в экономике страны негативных тенденций (высокие налоги, неблагоприятный инвестиционный климат, несовершенство системы недропользования и др.) при той же самой сырьевой базе ограничивает возможности развития нефтяной промышленности и ведет к сворачиванию производства [см., напр., 26,27,40,114].

Особенно характерен этот вывод для прогнозов, разработанных во второй половине 90-х годов и в 2000-2001 годы. Закрепление положительных тенденций в экономике России в 2000-2001 годы, принятые Правительством и Федеральным Собранием Российской Федерации меры по совершенствованию налогового режима имели своим следствием и пересмотр перспектив развития нефтяной промышленности. А поскольку отмеченные процессы проходили в условиях высоких мировых цен на нефть, которые, как было уже отмечено в начале работы, и являются, по мнению автора, основным фактором экономического роста в стране на рубеже XX и XXI веков, то многие специалисты сочли возможным прогнозировать существенно более высокие, чем раньше, уровни добычи нефти на перспективу. Характерными в этом отношении являются прогнозы НК "ЛУКОЙЛ" и Минэнерго России, сделанные в 2002-2003 годы (см. табл. 21).

Автору, как специалисту, проработавшему 18 лет на предприятиях нефтедобывающей промышленности, возглавлявшему в течение ряда лет руководство Тюменской области и Министерство топлива и энергетики России, ближе другая точка зрения по поводу перспектив развития нефтяной отрасли. А именно: системы недропользования и налогообложения в стране по-прежнему недостаточно эффективны, здесь еще много резервов для совершенствования, поэтому рассчитывать на долгосрочный стабильный рост добычи нефти, полагаясь лишь на благоприятную ценовую конъюнктуру на мировом нефтяном рынке, не представляется возможным.

В частности, основные нефтедобывающие страны применяют различные (специальные) режимы налогообложения для новых месторождений, остаточных запасов и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами либо используют дифференцированные ставки налогов в зависимости от горно-геологических и экономических условий разра-

ботки месторождений нефти и газа, а также стимулируют применение различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Действующая в России налоговая система не учитывает подобных особенностей.

В связи с изложенным представляется более правильной точка зрения тех специалистов [27,122], которые на рубеже веков считают:

- совершенствование системы недропользования и налогообложения в совокупности с высокими ценами на нефть на мировом рынке даст возможность обеспечить добычу нефти в России до 370-390 млн. т в год в 2005-2010 годы и до 400-450 млн. т в год в 2015-2020 годы. Более значительное увеличение добычи нефти возможно, но маловероятно, поскольку в отрасли значительно ухудшается сырьевая база, а ожидать стабильно высоких мировых цен на нефть в течение всех предстоящих 15-20 лет нереально;

- при сохранении существующих условий недропользования и налогообложения в стране и низких мировых ценах на нефть ее добыча уже в 2005-2010 годы может снизиться до 300-325 млн. т в год, и в 2015-2022 годы – до 280-315 млн. т в год.

Реальные события пошли по первому сценарию и добыча нефти даже превзошла эти прогнозы. Но резервы в части совершенствования систем недропользования и налогообложения по-прежнему велики.

Экономическое обобщение условий и проблем формирования и развития нефтяной промышленности Западной Сибири за период с 1970 года по 2002 год, а также анализ прогнозов ее развития до 2030 года дали возможность автору выявить следующие закономерности:

- объективное ухудшение технико-экономических показателей нефтяной промышленности по мере "старения" разработанных месторождений и истощения нефтегазонасыщенной провинции, в целом не компенсируемое ни по одному из известных у мировой практики направлений снижения издержек (совершенствование технологий, изменение системы налогообложения, институциональные изменения), подрывает возможности устойчивого долгосрочного развития отрасли в регионе;

- неравноправные отношения территории (регионов – субъектов РФ) с крупными вертикально-интегрированными нефтегазовыми компаниями, приводящее к систематическому вывозу из Западной Сибири значительных финансовых ресурсов, сужает здесь налоговую базу и возможности развития инфраструктуры;

- отставание в развитии сопряженных отраслей и производств, прежде всего инфраструктурных, приводит к снижению экономической эффективности нефтяной промышленности, значительным потерям попутного нефтяного газа и нефти в недрах.

Проведенные исследования, анализ выполненных прогнозов и выявленные закономерности развития нефтяной промышленности в Западной Сибири позволяют сделать следующую оценку возможных (и целесообразных с позиций рационального недропользования) уровней добычи нефти в регионе:

- при сохранении действующих тенденций, развитии так называемого "бизнеса как обычно" (business is usual) и низких (15-17 долл./бар) мировых ценах на нефть: 210-220 млн. т в год в 2005-2010 годы; 205-215 млн. т в год в 2015-2020 годы и до 200 млн. т в год к 2030 году;

- при определенном совершенствовании существующей системы недропользования и налогообложения, умеренном внедрении достижений НТП и средних (18-20 долл./бар) мировых ценах на нефть: 220-230 млн. т в год в 2005-2010 годы; 230-240 млн. т в год в 2015-2020 годы и до 235 млн. т в год к 2030 году;

- при целенаправленной инвестиционно-инновационной политике, проводимой государством и основными хозяйствующими субъектами нефтяной промышленности, высоких (25-30 долл./бар) мировых ценах на нефть: 240-250 млн. т в год в 2005-2015 годы и 270-300 млн. т в год в 2020-2030 годы.

Конечно, при определенных условиях в Западной Сибири могут быть получены и более высокие уровни добычи нефти. В частности, это возможно:

- при форсированной разработке месторождений. Этот фактор может иметь место в ближайшие 3-5 лет, но в последующие годы добыча нефти в регионе начнет столь же стремительно падать. Подобный опыт в Западной Сибири уже был (практика освоения Самотлорского, Мамонтовского, Федоровского и др. месторождений в 80-е годы). С позиций и рационального недропользования, и энергетической безопасности страны подобное развитие событий автор считает недопустимым;

- при устойчивом сочетании различных благоприятных условий. Подобная ситуация, учитывая, как уже отмечалось, цикличность развития целого ряда процессов мировой экономики и энергетики, по мнению автора, возможна, но маловероятна.

Таким образом, перспективные уровни добычи нефти в Западной Сибири в значительной мере будут определяться факторами, зависящими от целенаправленной деятельности органов государственной власти, и прежде всего действующей системой налогообложения и недропользования и проводимой государством и недропользователями инвестиционно-инновационной политикой. Разработка научных основ такой деятельности – важнейшая задача, которую еще предстоит решать.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Заклучение

За годы реформ в ТЭКе проведены серьезные структурные преобразования, которые позволили обеспечить определенную стабильность и устойчивость в развитии целого ряда отраслей промышленности, социальную стабильность в обществе. Все эти годы успешно выполнялись внешнеэкономические обязательства: во все возрастающих объемах осуществлялись поставки нефти и газа на экспорт, что еще больше увеличивало зависимость российской экономики от сырьевого фактора.

Заложенный еще в годы советской власти потенциал развития нефтегазового комплекса достиг своего предела: запасы месторождений истощаются, основные фонды изнашиваются, заметных улучшений в инвестиционной сфере не наблюдается, а нефтегазовые ресурсы – национальное достояние государства, – используются не эффективно, зачастую в ущерб интересам значительной части общества. Все эти факторы ведут к разрушению нефтегазового рынка России, создают реальную угрозу ее будущим экономическим достижениям. Причем, это проблема не далёкой перспективы, а ближайших трех – максимум пяти лет.

За последние 10 лет у нас на 15% сократились промышленные запасы нефти. А объемы геологоразведки по сравнению с 1991 годом уменьшились в три раза.

Как следует из прогнозных построений, уже в ближайшие годы Россия может столкнуться с масштабной проблемой дефицита рентабельных запасов, если в ближайшее время не будут реализованы радикальные меры в сфере отечественной системы недропользования и создания эффективных экономических механизмов.

Для устойчивого развития НГК необходимы не просто большие инвестиции, а инвестиции в новые проекты и в освоение новых районов и, соответственно, новых месторождений на новой технической и технологической основе.

По нашим оценкам, ситуация с инвестициями в освоение новых районов и в "запуск" новых проектов в России близка к критической. Компании наращивают добычу преимущественно за счет восстановления производственно-технического потенциала ранее введенных месторождений в ранее освоенных районах.

Именно разработка ранее введенных месторождений обеспечивает российским нефтегазовым компаниям низкие издержки на добычу нефти и создает тем самым экономическую основу получения высокой прибыли.

В целом инвестиции в нефтегазовый сектор почти в два раза отставали от темпов роста прибыли. Значительная часть прибыли, и остающаяся в руках собственников компаний, и получаемая государством в виде налогов, направляется на текущее потребление.

Надежды на привлечение иностранных инвестиций в целом себя не оправдали. Ни одна из ведущих компаний мира, присутствующих в России, не инвестирует в реальные новые проекты. Исключение – проекты по Сахалину, которые, однако, имеют сугубо региональное значение.

На государственном уровне необходимо создание условий для прямых инвестиций, а также формирование процедур и подходов, обеспечивающих "запуск" новых проектов – как в России, так и в странах СНГ.

Мы считаем, что основным механизмом запуска новых проектов должно стать придание новым нефтегазовым территориям государственного программного статуса. Это означает сохранение за государством координирующей роли, а также предоставление государственному институту-координатору подобной программы определенных полномочий в согласовании условий лицензионных соглашений. Такой подход не противоречит российскому законодательству в сфере недропользования и будет способствовать децентрализации властных полномочий в сфере управления недрами и в целом повышению эффективности процесса государственного управления недрами.

Без перелома ситуации в сфере инвестирования Россию – особенно при неблагоприятных тенденциях цен на углеводородное сырье на внешних рынках – ожидает весьма сложный период. Старые месторождения исчерпаны, пределы снижения издержек на них близки к завершению, а отложенные инвестиции неизбежно приведут к удорожанию новой нефти и нового природного газа. При отсутствии инвестирования в новые месторождения и в новые технологии останется один путь "повышения" конкурентоспособности – снижение налогового бремени, сдерживание роста оплаты труда и уменьшение инвестиций. Результат очевиден – стагнация и повторение кризисной ситуации 1990-1993 гг.

Необходима выработка и принятие пакета мер и шагов, направленных на перелом ситуации в инвестиционной сфере в нефтегазовом секторе.

необходим переход от краткосрочных инвестиций к инвестициям долгосрочного характера.

Важнейшее условие преодоления данных негативных тенденций – формирование действенной системы государственного регулирования процессов освоения и разработки недр, обеспечивающей мониторинг условий пользования недрами. В настоящее время на федеральном уровне такая система отсутствует. Определенные фрагменты были созданы на региональном уровне – на территории Тюменской области, прежде всего. Однако в связи унификацией подхода к разграничению полномочий органов власти различного уровня деятельность региональных органов в данном направлении лишается необходимой финансовой основы. Необходим интегрированный подход, который объединял бы лучшие элементы опыта на всех уровнях государственной власти.

Формирование отмеченной выше системы является межотраслевой проблемой и не может быть достигнуто только в рамках единовременных кампаний по проверке недостаточно проработанных лицензионных соглашений на право пользования недрами.

Если мы не решим в ближайшее время данную комплексную задачу, то в случае прихода на территорию России ведущих мировых нефтегазовых компаний мы рискуем утратить свой энергетический и экономический суверенитет.

В последние годы особенно активно проявляются тенденции, направленные на разрушение нефтяного рынка России. Главной причиной ликвидации рыночных механизмов является процесс монополизации нефтяного рынка, запущенный залоговыми аукционами середины 90-х годов. Ушли от государственного монополизма, проведя реструктуризацию нефтегазового комплекса, а пришли к корпоративному монополизму крупных нефтяных компаний.

Для продолжения процесса реформирования НПК и совершенствования рыночных отношений необходимо разработать программу демонополизации нефтяной промышленности России. Это потребует разработки новых норм антимонопольного регулирования и конкретных механизмов антимонопольного контроля нефтяной промышленности России.

Проблема демонополизации нефтяного рынка особенно актуальна в свете продолжающихся попыток ряда нефтяных компаний совершить прямую продажу нефтяных активов зарубежным покупателям, которая, вне всяких сомнений, не отвечает национальным интересам России, поскольку это резко ограничит приток прямых инвестиций в страну. Расширение и укрупнение ВИНК должно происходить не за счет

поглощения тех, кто оказался слабее на внутреннем рынке, а вне России (за счет участия в зарубежных проектах, за счет своего продвижения на новые рынки и в первую очередь на ресурсы стран СНГ).

На территории Казахстана, Узбекистана и Туркмении сосредоточены значительные ресурсы нефти и газа, имеющие международное значение. Прогнозные ресурсы этих государств по нефти составляют около 30 млрд. тонн, а по газу более 28 трлн. кубометров. Рост добычи нефти и газа в странах Средней Азии сдерживается отсутствием необходимых финансовых и материальных возможностей для освоения своих нефтегазовых ресурсов этими государствами и ограниченными возможностями по их транспортировке на внешние рынки. В этой ситуации разумнее направить российские инвестиции в нефтегазовую промышленность Казахстана, Узбекистана и Туркмении вместо инвестиций в труднодоступные месторождения севера России. Доля российских компаний в добыче нефти и газа в этих странах при этом должна составлять до 30%. Это позволит не только перейти от конкуренции к партнерству на мировом рынке нефти и газа, но и решить геополитические задачи, стоящие перед Россией.

Европейский рынок является сейчас основным экспортным рынком для нашей нефти и нашего газа. Таким он, несмотря на все меры по диверсификации, останется и на ближайшие десятилетия.

Основная задача для российских компаний – и нефтяных и газовых – выйти на внутренние рынки Европы, выйти, минуя посредников, к конечному потребителю с готовым продуктом. Выйти, приобретая нефтеперерабатывающие заводы и сбытовые компании, стимулируя и участвуя в развитии сети нефте- и газопроводов, связанных с Россией. Это даст нам гарантированный сбыт, гарантированный доход, в меньшей степени зависящий от мировой экономической конъюнктуры, и, соответственно, стабильность валютного курса и наполняемость бюджета. Тогда через год-два-три нас не так уж сильно будет волновать, что там и как происходит у ОПЕК и в каком состоянии находится американская экономика.

В решении этой основной задачи огромная роль принадлежит и нашему государству. Это и гармонизация нормативно-правовой базы РФ и ЕС, и унификация налоговой и таможенной политики, и поддержка компаний в их стремлении приобретать собственность в зарубежных странах.

Выход крупных российских нефтегазовых компаний за пределы России, приобретение зарубежных активов и участие в разработке ресурсной базы различных государств позволит придать нашим компани-

ям, представляющим национальные интересы и национальный капитал, транснациональный статус, а энергетический фактор превращать и использовать в качестве инструмента политики для повышения роли России в мировом энергетическом сообществе.

Все это позволит повернуть вектор развития нефтегазового сектора от "приобретения и поглощения активов" внутри нашей страны на "инвестиции", на "ввод новых месторождений". На внутреннем рынке при этом будут создаваться условия для формирования и работы средних и мелких нефтегазовых компаний, а это новые рабочие места и решение социальных задач.

И компании, и государство, при видимом различии линий их поведения, руководствуются сегодня одним определяющим мотивом в подходе к задачам нефтегазового комплекса – обеспечить краткосрочную выгоду и достичь максимального результата не в стратегической перспективе, а в текущий период времени. Нефтегазовые компании, как правило, рвутся максимизировать прибыль "здесь и сейчас", "выбить" максимальное количество лицензий на право пользования недрами, обеспечить сверхинтенсивную эксплуатацию ранее введенных месторождений и объектов, сосредоточиться на реализации краткосрочных проектов, дающих быструю отдачу. Государство, со своей стороны, хочет максимизировать налоговые платежи в бюджеты разных уровней, сохраняет неясность в распределении полномочий между различными ведомствами, регулирующими нефтегазовый комплекс (стимулирует межведомственную конкуренцию), затягивает дебаты по поводу пресловутых "двух ключей" (приоритетности – или паритетности – прав федерального центра и регионов в сфере недропользования).

При этом государство, связывающее себя исключительно нуждами текущего момента, может, конечно, исходить из значительного объема социально-экономических обязательств перед обществом и остроты социальной ситуации, нефтегазовые компании могут исходить из частой сменяемости "правил игры" (прежде всего в налоговой сфере), но это не меняет общей природы их мотиваций. Даровой характер колоссальных нефтегазовых активов, полученных группами лиц в период приватизации, аукционов и конкурсов на право пользования ресурсами (разведанных, как известно, за счет государственного бюджета), с одной стороны, и фактическое стимулирование "коммерческой" конкуренции государственных ведомств, отвечающих за регулирование нефтегазового комплекса, – с другой, в определенной точке смыкаются и образуют одну, причем весьма специфическую общественно-экономическую систему.

Порочность этой системы, ориентированной исключительно на текущий результат, видна невооруженным взглядом. На государственном уровне система консервирует и усиливает самые примитивные формы сырьевой направленности экономики, на уровне нефтегазового комплекса – вызывает катастрофическое старение производственно аппарата, закрывает перспективу прямых иностранных инвестиций в отрасль, губит отечественный научно-технический потенциал нефтегазового сектора, ведет к полной потере российскими газовиками и нефтяниками конкурентоспособности на внешних рынках в средне- и долгосрочной перспективе.

Противостоять этим опасным тенденциям может только одно – опережающее применение в нефтегазовом комплексе передовых научно-технических и организационно-экономических достижений и новшеств, инновация как постоянный процесс и стратегический принцип. Мы же на сегодняшний день имеем в этой области: отсутствие не только приоритетов государственной инновационной политики, но и политики как таковой; разрыв существовавшей прежде связи "наука – машиностроение – нефтегазовый сектор"; примитивизацию технического уровня отечественных машин и оборудования для нефтегазовой промышленности; увеличение поставок иностранного наукоемкого оборудования (даже там, где еще недавно имелось конкурентоспособное российское оборудование); экспансию иностранных сервисных и инженеринговых компаний; ухудшение качества образования и подготовки отечественных специалистов.

В результате сегодня Россия стоит перед лицом технологической деградации нефтегазового сектора, усиления его зависимости от внешних рынков научно-технических продуктов и услуг, утраты традиционно высоких качественных характеристик российской рабочей силы, занятой в нефтегазовой и смежных с ней (в том числе наукоемких) отраслях. Ближайшие последствия развития указанных тенденций нетрудно предсказать: рост угроз в области безопасности и экономического суверенитета как прямой результат отсутствия целостной энергетической стратегии и узкоутилитарного, конъюнктурного подхода к нефтегазовому комплексу только с точки зрения поставки относительно дешевых (для внутреннего потребителя) топливно-энергетических ресурсов и покрытия текущих бюджетных расходов.

В существующей ныне модели функционирования нефтегазового комплекса российские природные ресурсы и российский сырьевой капитал работают на развитие иностранных технологий, производство иностранного оборудования и оплату иностранных специалистов.

Базисные функции российского нефтегазового комплекса означают, что смена модели его функционирования равнозначна смене парадигмы развития всей национальной экономики. Ключевая проблема (и с отраслевой, и с общеэкономической точек зрения) – как, в каких экономических секторах включить механизмы стабильного роста, который в развитых странах на 90% обеспечивается за счет научно-технического прогресса и инновационных схем.

Сторонники пресловутого "макроэкономического маневра" (маневр примитивно прост – взять деньги у сырьевиков и отдать их кому-нибудь еще) любят утверждать, что отечественный нефтегазовый сектор неспособен предъявить спрос на наукоемкие технологии и стать, таким образом, мотором структурных реформ в промышленности и экономике в целом. Мы утверждаем прямо противоположное: современный, высокотехнологичный нефтегазовый комплекс во всех его звеньях – от поисков и разведки углеводородов до их добычи и первичной переработки – вопреки распространяемому в СМИ мнению является одной из наиболее технологически передовых и наукоемких сфер хозяйственной деятельности. Это особенно справедливо при освоении и разработке месторождений нефти и газа на морском шельфе и в высоких арктических широтах.

В связи с этим наиболее срочной, а может быть, и наиболее важной из всех задач экономического развития является задача перехода к новой, собственно российской модели развития нефтегазового комплекса, которая, во-первых, в полной мере учитывала бы влияние российских природно-климатических условий и российских расстояний на организацию производства и себестоимость продукции в нефтегазовой отрасли, во-вторых, была бы ориентирована на достижение долгосрочных, рассчитанных не на одно поколение социально-экономических целей и задач.

Новая – инновационно ориентированная – модель функционирования и развития нефтегазового комплекса, в основу которой следует положить принципиально иное сочетание факторов и условий производства, может быть охарактеризована следующим образом: "российские ресурсы, российские технологии, российское оборудование, российские сервис и специалисты + иностранный капитал".

Мы исходим из того, что альтернативы такому направлению развития у России просто нет. Россия есть и будет страной с ресурсной ориентацией экономики, но на новой научно-технической основе – с использованием лучших отечественных традиций науки, высшей школы и машиностроения. Рассуждения о перераспределении ресурсов сырьевых

отраслей в другие сферы, в том числе в область высоких технологий, лишены реальных оснований и только забалтывают необходимые перемены, сокращая остающийся в нашем распоряжении резерв времени.

Залоговые аукционы середины 90-х годов стали тормозом реформ в НГК России, проводимых с начала 90-х годов. Развитие большинства частных нефтегазовых компаний стало происходить в направлениях, отличных от общемировых тенденций. Прежде всего, компании перестали отражать национальные интересы государства, общества, превратились в представителей интересов узкой, небольшой группы лиц – собственников, владельцев.

Основные целевые установки деятельности больших частных российских нефтяных компаний ориентированы в первую очередь на приобретение и поглощение активов, на консолидацию их в одних, возможно, руках, а не на инвестиции, не на ввод новых месторождений. Эти компании прилагают усилия по ограничению притока прямых инвестиций, по недопущению прихода конкурентов на внутренний рынок, по усилению регионального монополизма, несмотря на то что сегодня интересам России отвечают только прямые инвестиции.

Западные крупные нефтяные компании, управляемые профессиональными менеджерами, – публичные, собственниками которых являются десятки миллионов акционеров, отражают национальные интересы того или иного государства.

Российские же крупные нефтяные компании, управляемые, как правило, их владельцами, – частные, собственниками которых является достаточно узкий круг лиц, отражают узкокорпоративные интересы.

Поэтому задача состоит в том, чтобы, объединив усилия государства и бизнеса, направить ход реформ в НГК в общемировое русло, сделав деятельность крупнейших нефтегазовых компаний прозрачной, отвечающей интересам большей части общества. И здесь социальная ответственность бизнеса, особенно крупного, в современной России чрезвычайно велика. Он обязан осознать свою историческую роль, правильно определить свой вектор движения. Он должен быть сориентирован со стратегическими интересами развития государства и общества, а не ограничиваться лишь усилиями по созданию различных фондов и решению корпоративных социальных вопросов.

Крупный бизнес должен стать основным движущим элементом развития экономики и обеспечения социальной стабильности в обществе. Но осознание своей исторической роли, мне кажется, может произойти только через государство и впрямую только в диалоге с государством.

Решение основных проблем, стоящих перед НКК России, предполагает, естественно, изменение мотивов поведения и государства, и компаний. Очевидно, что государство должно исходить не из необходимости снижения влияния нефтегазового комплекса на развитие всей экономики, а на усиление его влияния, но с точки зрения роста его общего научно-технического уровня. Тут спектр возможностей государства чрезвычайно широк: формирование адекватных поставленным задачам принципов налогообложения; ясное и непротиворечивое разделение функций и полномочий органов государственного управления; выделение приоритетов промышленной и научно-технической политики, особенно в сфере наукоемких производств "двойного назначения" – для нефтегазового сектора и для других секторов; воссоздание на новом качественном уровне связки "наука – машиностроение – нефтегазовая промышленность"; модернизация квалификационных требований к подготовке и переподготовке российских специалистов; более широкое привлечение иностранных инвестиций, в том числе на заемной основе и на основе прямого участия иностранных компаний. При этом важно подчеркнуть, что нефтегазовый комплекс не может и не должен формировать всю совокупность приоритетов промышленной политики. Наоборот, промышленная политика государства должна исходить из характера отраслевой структуры экономики страны и специфики взаимодействия нефтегазового комплекса с другими отраслями.

Желаемое направление изменений в мотивах деятельности нефтегазовых компаний тоже понятно: переход к ориентации на средне- и долгосрочные цели и задачи, в том числе в плане соотношения расходов на добычу и воспроизводство минерально-сырьевой базы; повышение научно-технического уровня производства как неперемное условие устойчивых прибылей и конкурентоспособности в будущем.

В повестку дня, таким образом, выдвигается новая – преодолевающая инерцию 90-х годов, взаимно согласованная – политика государства и нефтегазового бизнеса. Реализация предлагаемого подхода требует не только ряда целенаправленных мер как системы. Сами эти меры могут быть разработаны и приняты лишь в условиях нового общественного климата, создаваемого консолидацией усилий власти, бизнеса и науки. Застрельщиком должен выступить отечественный бизнес и прежде всего, крупный бизнес, который уже в состоянии жить не сиюминутными интересами, а стратегической перспективой развития. В этом и состоит его историческая миссия, отказ от выполнения которой дискредитирует все российское бизнес-сообщество в глазах народа.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Сводный топливно-энергетический баланс, млн.т.т

Показатели	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Ресурсы ТЭР – всего	1688,3	1893,4	2126,7	1419,8	1421,6	1408,8	1402,7	1423,6	1483,2
в том числе:									
Производство топливно-энергетических ресурсов, всего	1430,2	1695,9	1862	1401,3	1395,5	1365,2	1367,0	1388,0	1414,3
Добыча органического топлива, всего	1370,2	1611,7	1768,3	1315,1	1304,4	1273,6	1279,2	1294,3	1316,6
в том числе:									
- нефть, включая газовый конденсат	781,9	775,7	738,3	438,7	430,8	437,0	431,0	433,7	459,3
- природный газ, включая нефтяной	301,1	535,0	737,5	684,8	694,1	659,0	679,7	680,6	671,3
- уголь	261,0	274,2	273,3	181,5	170,7	164,0	150,2	161,6	165,7
- сланцы	1,7	1,6	1,3						
- торф топливный	4,4	2,9	1,9	10,1	8,8	13,6	18,3	18,1	20,3
- дрова	20,1	20,3	16,0						
Производство первичной энергии ¹⁾	60,0	84,2	93,7	86,2	91,1	91,6	87,8	93,7	97,7
в том числе:									
- гидроэнергия	42,3	51,9	54,3	55,2	55,7	55,9	54,9	55,2	56,5
- атомная энергия	17,7	32,3	39,2	31,0	35,4	35,7	32,9	38,5	41,2
Прочие внутренние поступления ТЭР, изменение остатков на начало года и потери при добыче	25,6	14,3	28,5	-36,6	-3,2	15,1	8,1	14,2	13,9
Импорт, всего	232,5	183,2	236,2	55,1	29,3	28,5	27,6	21,4	55,0
Распределение ТЭР – всего	1688,3	1893,4	2126,7	1419,8	1421,6	1408,8	1402,7	1423,6	1483,2
Внутреннее потребление, всего	1109,6	1226,5	1428,2	937,8	929,2	926,7	891,5	916,0	936,7
в том числе:									
- на преобразование в другие виды энергии – электроэнергию, теплоэнергию, сжатый воздух, доменное дутье	534,6	557,8	618,8	390,3	383,7	407,0	415,0	423,0	438,6
- производственно-технологические и прочие нужды, включая потери при хранении, транспортировке, обогащении и др.	575,0	668,7	809,4	547,5	545,5	519,7	476,5	493,0	498,1
Экспорт	578,7	666,9	698,5	482,0	492,4	482,1	511,2	507,6	546,5

¹⁾ в пересчете на замещающее топливо

Источник: Топливо и энергетика (справочник специалиста топливно-энергетического комплекса). М., Минэнерго России, 2001

Приложение 2

**УКАЗ
ПРЕЗИДЕНТА РОССИЙСКОЙ СОВЕТСКОЙ
ФЕДЕРАТИВНОЙ СОЦИАЛИСТИЧЕСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

О развитии Тюменской области

В целях решения социально-экономических и экологических проблем Тюменской области, совершенствования природопользования, урегулирования национально-территориальных и отраслевых вопросов, сохранения и развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса постановляю:

1. Установить, что основой для вывода экономики Тюменской области из кризисного положения должна стать Программа развития Тюменской области и предприятий нефтегазового комплекса, расположенных на ее территории (далее – Программа).

Исполнительным органам Тюменского областного, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого окружных Советов народных депутатов разработать и представить указанную Программу на утверждение Совета Министров РСФСР, предусмотрев в ней введение механизма рационального использования и воспроизводства природных ресурсов, прежде всего комплексного использования углеводородного сырья, повышения полноты утилизации нефтяного газа и газового конденсата, меры по обеспечению экологической безопасности, стабилизации работы предприятий нефтегазового комплекса, структурной перестройке экономики региона, развитию агропромышленного комплекса и повышению уровня жизни населения.

Руководство реализацией Программы осуществляется Администрацией, формируемой Советом Министров РСФСР совместно с органами государственной власти и управления Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, представители которых входят в ее состав.

2. Предоставить Администрации Программы право:

по согласованию с органами государственного управления РСФСР утверждать технико-экономические обоснования на геологический поиск и разведку топливно-энергетических и других природно-сырьевых ресурсов и эксплуатацию месторождений, а также выдавать разрешения на производство указанных работ. Запретить производство работ по геологическому поиску и разведке топливно-энергетических и других природно-сырьевых ресурсов и эксплуатации месторождений в Тюменской области при

отсутствии согласованных технико-экономических обоснований и разрешений на производство этих работ. Администрации Программы принять меры по эффективному использованию природных ресурсов;

формировать и свободно использовать территориальный фонд товарных и сырьевых ресурсов в объеме 10% от общего производства нефти и газа и 10% другой продукции, производимой предприятиями, расположенными на территории области и автономных округов, для обеспечения социально-экономического развития региона.

3. Совету Министров РСФСР совместно с органами государственной власти и управления Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов:

определить статус Программы и ее Администрации;

образовать Фонд реализации Программы с участием в нем в качестве учредителей Совета Министров РСФСР, Тюменского облисполкома, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого окружных исполкомов, предприятий нефтегазового комплекса и с привлечением заинтересованных регионов, республик, советских и иностранных инвесторов;

создать в г. Тюмени Международный научный и технологический центр для научного обеспечения Программы. Финансирование Центра осуществлять за счет средств Фонда реализации Программы, а также добровольных взносов советских и зарубежных организаций;

реализовать предложения трудовых коллективов предприятий о создании на территории области акционерных обществ по разведке полезных ископаемых и эксплуатации природных ресурсов с участием предприятий, учреждений и организаций других регионов и республик, по заключению контрактов с иностранными инвесторами, прежде всего для разработки месторождений в сложных геологических условиях, и созданию предприятий перерабатывающих отраслей промышленности;

разработать процедуру формирования бюджетов Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с учетом реализации Программы развития Тюменской области;

разработать меры по социальной защите трудящихся, временно проживающих в Тюменской области, и созданию необходимых условий для жизни и работы населения, постоянно проживающего на этой территории, предусмотреть меры аналогичного характера при разработке проектов законов РСФСР о государственных гарантиях и компенсациях для лиц, проживающих и работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, и о малочисленных народах РСФСР.

4. Установить, что начиная с 1992 года предприятия и организации, рас-

положенные в Тюменской области, вправе свободно использовать до 30% (по нефти и газу – 10%), а предприятия рыбного хозяйства и рыбоперерабатывающей промышленности – до 50% производимой продукции с направлением полученных средств на поддержание уровня производства в необходимых объемах, техническое перевооружение и решение социально-экономических проблем трудовых коллективов и населения области.

5. Установить, что выделяемая Советом Министров РСФСР Тюменской области квота на экспорт продукции нефтегазового и лесного комплексов распределяется по согласованию с Администрацией Программы и органами исполнительной власти Тюменского областного и окружных Советов народных депутатов.

6. Совету Министров РСФСР:

образовать координационную группу из представителей общеэкономических органов республики, органов государственной власти и управления Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, предприятий и научных организаций по выработке новых принципов ценообразования на нефть, газ и продукты их переработки с учетом введения платного природопользования, максимального приближения цен к уровню мировых и функционирования предприятий в условиях самофинансирования;

решить вопрос о выделении в IV квартале 1991 г. Тюменскому областному, Ханты-Мансийскому и Ямало-Ненецкому окружным Советам народных депутатов валютных средств для решения неотложных вопросов социально-экономического развития области и округов;

представить в двухнедельный срок предложения об отмене ограничений на использование фонда потребления предприятиями и организациями, расположенными на территории Тюменской области;

до 20 сентября 1991 г. представить проект законодательного акта РСФСР о недрах.

7. Просить Верховный Совет РСФСР ускорить рассмотрение проектов законов, предусматривающих взимание платы за пользование природными ресурсами, имея в виду введение их в действие с января 1992 года.

Москва, Кремль
19 сентября 1991 год № 122
Президент РСФСР
Б. Ельцин

Приложение 3

Критические технологии федерального уровня, не уступающие по уровню разработки лучшим зарубежным аналогам

Критические технологии федерального уровня	Наиболее перспективные направления разработок
А. Технологии, непосредственно влияющие на развитие нефтяной промышленности	
Технологии ускоренной оценки и комплексного освоения стратегически важного горнорудного и техногенного сырья	Многофакторные модели геологических объектов, создаваемые сочетанием морфологических, качественных и геолого-экономических характеристик
Технологии научения недр, прогноирования, поиска, разведки запасов полезных ископаемых и урана	Выявление закономерностей развития литосферы и процессов накопления горючих полезных ископаемых, геотехнологические комплексы для проведения поисково-разведочных работ, космические технологии получения данных для геолого-геофизических и геохимических исследований
Технологии разрушения горных пород, проходки горных выработок и бурения нефтяных и газовых скважин	Разрушение высокопрочных и высокоабразивных горных пород, бурение нефтяных и газовых скважин на основе новых методов разрушения горных пород и упрочнения массива
Технологии воздействия на нефтегазовые пласты	Технологические комплексы разработки сложнопостроенных месторождений нефти и газа, виброволновое и электровоздействие на пласт
Технологии углубленной переработки нефти, газа и конденсата	Катализаторы для крекинга и каталитического риформинга, адсорбенты для сероочистки, криогенные и мембранные технологии подготовки и переработки газов, плазменная переработка сернистых газов, технологии малотоннажной переработки нефти, газов и конденсата для получения моторных топлив
Б. Технологии, опосредованно влияющие на развитие нефтяной промышленности	
Системы распознавания и синтеза речи, текста и изображений	Математические методы распознавания образов, решение нестандартных задач в этой области
Системы математического моделирования	Нелинейные процессы и принципы самоорганизации сложных систем, методы вычислительного эксперимента, алгоритмы для многопроцессорных систем
Лазерные технологии	Технологии на базе газовых, твердотельных и полупроводниковых лазеров, термическая обработка, формообразование
Электронно-ионно-плазменные технологии	Нанесение биметаллических и металлокерамических покрытий с применением лучевых источников энергии, обработка поверхностей
Нетрадиционные технологии добычи и переработки твердых топлив и урана	Добыча твердого топлива и урановых руд открытым и подземным способами, их обогащение и облагораживание, извлечение урана из руд
Трубопроводный транспорт угольной суспензии	Приготовление высококонцентрированной угольной суспензии для сжигания на тепловых электростанциях и в котельных коммунально-бытового сектора без обезвоживания, а также ее транспортировка по трубопроводу на большие расстояния

Технологии прогнозирования развития климатических, экосистемных, горно-геологических и ресурсных изменений	Глобальные изменения природной среды, сейсмичность, изменения климата, их воздействие на биосферу
В. Технологии, могущие дать "эффект удобрения" для нефтяной промышленности	
Композиты	Полимерные, металлические, керамические и базальтовые композиционные материалы, космические конструкционные материалы, в том числе углерод-углеродные
Технологии регенерации отработавшего ядерного топлива, утилизации и захоронения радиоактивных отходов	Замкнутый ядерный топливный цикл, подготовка радиоактивных отходов к захоронению, выделение отдельных долгоживущих радионуклидов и альфа-излучающих актинидов для их последующей трансмутации или выжигания в ядерном реакторе
Технологии электронного переноса энергии	Передача электроэнергии на дальние расстояния, создание оборудования нового поколения, преобразовательных и распределительных подстанций

Построена по данным Центра исследования и статистики науки (Наука и технологии России: прогноз до 2010 года).

Приложение 4

Технологии и технические средства для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти

Группа ТИЗ	Технологии	Потенциальная технологическая результативность
Высоковязкие нефти	Паротепловое воздействие в сочетании с химическими реактивами	Рост дебитов в 2,2-4,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,2-1,3 раза
	Технологии с использованием внутрипластовых окислительных реакций	Рост дебитов в 2-3 раза Рост нефтеотдачи в 1,2-1,3 раза
	Паротепловое воздействие в сочетании с разработкой горизонтальными скважинами	Рост дебитов в 2-3 раза Рост нефтеотдачи в 1,2-1,5 раза
	Установки винтовых насосов с приводом от двигателя, установленного на устье скважины, в т.ч. с валопроводом, изолированным от вязкой жидкости	Рост межремонтного периода скважин на 20-30% Снижение трудоемкости обслуживания на 5-10%
	Гидроприводные установки (поршневые и струйные) со специальной рабочей жидкостью (растворителем нефти, эмульсиобр. "нефть в воде")	Рост межремонтного периода скважин в 1,4-1,6 раза Снижение трудоемкости обслуживания на 15-20%
	Пароструйные эжекторные установки для неглубоких скважин Энергосберегающие экологически чистые технологические комплексы	Рост межремонтного периода скважин в 1,1-1,2 раза Повышение эффективности использования энергоресурсов в 1,5 - 2 раза Решение экологических проблем

Низкопроницаемые пласты и сложнопостроенные разрезы	Технология разработки месторождений системой горизонтальных и горизонтально – разветвленных скважин	Рост дебитов в 2-10 раз Рост нефтеотдачи в 1,1-1,5 раза
	Технология газового и водогазового воздействия на пласт (с закачкой и без закачки ШФЛУ)	Рост дебитов в 1,5-2 раза Рост нефтеотдачи в 1,1-1,2 раза
Остаточные запасы нефти в обводненных зонах	Технология глубокопроникающего гидроразрыва пласта	Рост дебитов в 1,5-2,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,05-1,08 раза
	Технология вскрытия продуктивных пластов	Рост дебитов в 1,1-1,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,03-1,05 раза
	Системная технология воздействия на нефтяные пласты	Рост дебитов в 1,4-2,0 раза
	Технологический комплекс для эксплуатации малодебитных скважин	Рост дебитов в 1,4-2,0 раза Рост межремонтного периода в 1,8-2,0 раза
	Экологически инертный буровой раствор, не содержащий нефти и нефтепродукты, обеспечивающий сохранение естественной устойчивости глинистых пород и первоначальную проницаемость коллекторов	Рост дебитов новых скважин в 1,4-2,0 раза
	Технология периодической эксплуатации малодебитных скважин	Рост межремонтного периода в 1,2-1,3 раза
	Установки диафрагменных и винтовых насосов с электрическим и механическим приводом	Рост межремонтного периода в 1,3-1,5 раза
	Гидроприводные установки со специальной рабочей жидкостью	Рост межремонтного в периода в 1,4-1,6 раза
	Активизация выработки остаточных запасов за счет бурения горизонтальных стволов из существующих эксплуатационных скважин в поздней стадии разработки месторождений	Рост дебитов в 2-4 раза Рост нефтеотдачи в 1,2-1,3 раза
	Вытеснение нефти композициями химических реагентов	Рост дебитов в 1,2-1,6 раза Рост нефтеотдачи в 1,05 – 1,2 раза
	Микробиологические методы	Рост дебитов в 1,1-1,5 раза
	Волновые методы воздействия на обводненные пласты	Рост дебитов в 1,2-1,6 раза
	Комплексная технология доразработки заводненных месторождений	Увеличение дебитов в 1,1-1,5 раза Рост нефтеотдачи в 1,05-1,2 раза
	Технология ограничения водопритока методом закачки в скважины композиций на основе кремниевой кислоты	Кратное увеличение дебитов по нефти

	Технология воздействия CO ₂	Увеличение дебитов в 1,3-1,7 раза
	Методы изоляции пластовых вод	Рост нефтеотдачи в 1,2-1,5 раза Снижение обводненности в 1,3-1,5 раза
	Гидроприводные турбонасосные установки со скоростью вращения 7000-15000 об./мин	Увеличение дебитов по жидкости в 1,5-1,8 раза Рост межремонтного периода в 1,5 раза
Подгазовые залежи (ПГЗ)	Технология разработки ПГЗ нефтегазоконденсатных месторождений горизонтальными скважинами без поддержания давления при низких депрессиях на пласт	Увеличение дебитов в 4-8 раз Рост нефтеотдачи в 2-3 раза
	Технология разработки ПГЗ системой горизонтальных скважин в сочетании с сайклинг-процессом	Увеличение дебитов: - по нефти в 4-6 раз; - по конденсату в 1,5-2 раза Рост нефтеотдачи: - по нефти в 2-2,5 раза - по конденсату в 1,1-1,2 раза
	Технология разработки подгазовых зон нефтегазоконденсатных месторождений на основе барьерного заводнения	Кратное повышение технологической эффективности

Источник: Нефтяная промышленность. Приоритеты НТР..., с. 135-137

Приложение 5

Общая характеристика применения методов воздействия на пласт в ОАО "Сургутнефтегаз"

Вид воздействия	Показатели	Период 1991-1995 гг.				Период 1996-2001 гг.				
		Низкопродуктивные залежи	Газо-нефтяные залежи	Высоко- и среднепродуктивные залежи	Всего	Низкопродуктивные залежи	Газо-нефтяные залежи	Высоко- и среднепродуктивные заводненые залежи	Высоко- и среднепродуктивные залежи	Всего
ОПЗ химическими методами	Число скважино-операций	416	3039	5277	8732	1023	6418	8866	2688	18995
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	122,8	2600,0	5264,7	7987,5	495,1	5810,3	5536,1	2921,7	14732
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	42,0	889,2	1800,5	2731,7	188,1	2207,9	2103,7	1110,2	5609,9

ОПЗ физическими методами	Число скважино-операций	39	217	580	836	55	348	105	21	529
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	36,9	653,9	1011,2	1702,0	53,2	229,5	197,2	23,5	503,4
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	10,6	188,3	291,2	490,1	17,0	73,4	63,1	7,5	161,0
Депрессионные методы	Число скважино-операций	24	380	205	609	178	703	262	120	1263
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	2,8	171,5	122,1	296,4	65,8	216,5	146,1	57,1	485,5
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	1,0	61,7	44,0	106,7	26,3	86,6	58,4	22,8	194,1
Перворационные методы	Число скважино-операций	90	1314	1078	2482	260	2903	1557	865	5585
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	18,6	877,1	1163,1	2058,8	151,3	2009,0	1477,0	1175,6	4842,9
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	7,4	347,3	460,6	815,3	66,6	897,2	649,9	517,3	2131,0
ГРП	Число скважино-операций	58	1	122	181	311	196	196	352	1055
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	96,3	8,8	235,0	340,1	1713,9	675,0	1551,6	4084,3	8024,8
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	57,8	5,3	141,0	204,1	1028,3	405,0	931,0	2450,6	4814,9
Изоляционные методы	Число скважино-операций	39	694	588	1321	38	1190	595	208	2031
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	19,2	462,6	522,4	1004,2	14,6	627,5	427,8	131,7	1201,6
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	16,3	393,2	444,0	853,5	12,4	533,4	363,6	111,9	1021,3
Выравнивание профиля приемистости	Число скважино-операций	6	810	393	1209	33	3431	1942	320	5726
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	7,8	1696,6	818,5	2522,9	37,5	12878,8	2516,1	602,1	16934,5

	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	7,8	1696,6	818,5	2522,9	37,5	12878,8	2516,1	602,1	16934,5
Выравнивание фронта вытеснения	Число скважино-операций	11	197	516	724	90	1104	1179	1020	3393
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	13,0	402,5	960,1	1375,6	165,3	2048,4	1439,8	641,7	4315,2
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	13,0	402,5	960,1	1375,6	165,3	2048,4	1439,8	641,7	4315,2
Бурение горизонтальных скважин	Число скважино-операций		14		14		369		66	435
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т		165,2		165,2		5001,3		461,5	5462,8
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т		102,4		102,4		3100,8		286,1	3386,9
Бурение боковых стволов	Число скважино-операций					30	108	69	16	223
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т					117,3	465,6	530,8	88,1	1201,8
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т					88,0	349,2	398,1	66,1	901,4
Гидродинамические методы	Число скважино-операций	26	364	1334	1724	78	1546	1488	396	3508
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	33,9	892,2	1610,7	2536,8	52,0	912,6	734,7	391,7	2091,0
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	33,9	892,2	1610,7	2536,8	52,0	912,6	734,7	391,7	2091,0
Всего по залежам	Число скважино-операций	709	7030	10093	17832	2096	18316	16259	6072	42743
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	351,3	7930,4	11707,8	19889,5	2866,0	33004,5	14572,2	10570,0	58067,7
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	189,8	4978,7	6570,6	11739,1	1681,5	23683,3	9278,4	6208,0	40661,2

Источник: В.М. Исаченко, В.А. Миппарин, В.П. Соин, Д.В. Самсонов. Технико-экономическая оценка методов воздействия на пласты месторождений ОАО "Сургутнефтегаз". - "Нефтяное хозяйство", №8, 2002

Приложение 6

Прогноз применения методов воздействия на пласт в
ОАО "Сургутнефтегаз" в 2005-2015 гг.

Вид воздействия	Показатели					Всего
		Низкопродуктивные залежи	Газо-нефтяные залежи	Высоко- и среднепродуктивные заводненные залежи	Высоко- и среднепродуктивные залежи	
ОПЗ химическими методами	Число скважино-операций	16737	24832	27281	14195	83045
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	10922,0	13228,9	13803,6	10410,7	48365,2
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	4368,8	5490,9	5245,4	3956,1	19061,2
ОПЗ физическими методами	Число скважино-операций	388	423	472	224	1507
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	433,7	225,6	450,1	286,1	1505,5
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	147,5	107,4	144,0	91,6	490,5
Перворационные методы	Число скважино-операций	4019	6489	2673	2873	16054
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	3730,4	4000,3	1735,2	2981,7	12447,6
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	1790,6	1760,1	763,5	1311,9	5626,1
Депресссионные методы	Число скважино-операций	1354	1399	1541	1212	5506
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	795,0	619,1	730,7	697,2	2842,0
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	349,8	247,6	292,3	278,9	1168,6
Изоляционные методы	Число скважино-операций	1192	3580	1810	1113	7695
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	634,4	1353,9	738,1	795,2	3521,6
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	539,2	1150,8	627,4	675,9	2993,3

Бурение боковых стволов	Число скважино-операций	635	2116	1946	1165	5862
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	8602,5	33136,4	17498,4	12228,6	71465,9
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	6626,0	24852,3	13123,8	9171,5	53773,6
ГРП	Число скважино-операций	2118	348	84	747	3997
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	20909,0	2667,0	2687,1	11617,0	37880,1
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	13381,8	1600,2	1612,3	6970,2	23564,5
Бурение горизонтальных скважин	Число скважино-операций	87	523	-	70	680
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	748,7	35048,7	-	2357,2	38154,6
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	449,2	21730,2	-	1461,5	23640,9
Выравнивание профиля приемистости	Число скважино-операций	3254	10019	5941	4090	23304
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	3912,9	26681,6	8834,9	5408,9	44838,3
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	3912,9	26681,6	8834,9	5408,9	44838,3
Выравнивание фронта вытеснения	Число скважино-операций	3644	7588	7551	4015	22798
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	10811,3	31924,7	22586,7	13024,4	78347,1
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	10811,3	31924,7	22586,7	13024,4	78347,1
Гидродинамические методы	Число скважино-операций	3034	4031	4080	4130	15275
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	1984,9	1970,6	2147,5	2528,9	8631,9
	В том числе за счет нефтестдачи, тыс. т	1984,9	1970,6	2147,5	2528,9	8631,9

Термогидрогазовое воздействие	Число скважино-операций	153	-	-	-	153
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	2025,4	-	-	-	2025,4
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	2025,4	-	-	-	2025,4
Всего по залежам	Число скважино-операций	37315	61348	53379	33834	185876
	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	65510,2	150966,8	71212,3	62335,9	350025,2
	В том числе за счет нефтеотдачи, тыс. т	46387,4	117516,4	55377,8	44879,8	264161,4

Источник: В.М. Исаченко, В.А. Мишарин, В.П. Сониг, Д.В. Самсоненко.
Технико-экономическая оценка методов воздействия на пласты месторождений
ОАО "Сургутнефтегаз". – "Нефтяное хозяйство", №8, 2002

БИБЛИОГРАФИЯ

Библиография

1. Приддл Р. Перспективы мировой энергетики до 2020 года. – Встреча министров энергетики стран "восьмерки". М., 1998 г.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. М.: ГУ ИЭС Минэнерго России, 2001 г., 544 с.
3. WEC-IISA. Global Energy perspectives to 2050 and beyond. 1995.
4. The World in 2020: Towards a New Global Age // OECD, Paris 1997.
5. European Energy to 2020. A scenario approach. EC. DG XVII. Special issue – Spring 1996.
6. Annual Energy Outlook 1998. With Projections Through 2020. DOE/EIA, Washington, Dec. 1997.
7. World Energy Outlook, 2002 – OECD/IEA, 2002.
8. Глазьев С.Ю., Кара-Мурза С.Г., Батчиков С.А. Белая книга. Экономические реформы в России 1991 – 2001 гг. – М., Издательство "Эксмо", 2003 г.
9. Топливо и энергетика России (Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса) / Под редакцией А.М. Мастепанова / М., Минэнерго, 2002 г., – 457 с.
10. Мастепанов А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития. М., "Современные тетради", 2001 г., 624 с.
11. Родионов П.И. Топливо-энергетический комплекс России: Экономическое регулирование. – М., Изд-во ИСЭПН, 1999 г., – 180 с.
12. Мастепанов А.М. Региональные и внешнеэкономические аспекты энергетической политики России. М., ВНИИОЭНГ, 1997 г., 328 с.
13. Роль государства в становлении и регулировании рыночной экономики. – М., Ин-т экономики РАН, 1997 г., 205 с.
14. Мастепанов А.М., Саенко В.В., Рьельский В.А., Шафраник Ю.К. Экономика и энергетика регионов Российской Федерации. М., "Экономика", 2001 г., 476 с.
15. Основные направления социально-экономического развития Российской Федерации на долгосрочную перспективу. Проект. М., Минэкономразвития России, 2001 г., 54 с.
16. "Сегодня", №10 (2026), 17.1.2001 г.
17. Программа социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочную перспективу (на 2003-2005 годы) (проект).
18. Гайдар Е.Т. Перспективы экономического развития России. – "Известия", 26 февраля 2003 г.
19. "Ведомости", 12 февраля 2002 г.
20. Key Word Energy Statistics from the IEA, 2002 edition. – OECD/IEA, 2002.
21. Дынкин А. В ловушке "Экономики недоверия". "Время", 25 января 2002 г.
22. Энергетический сектор в среднесрочной программе развития экономики России. – Приложение к журналу "Энергетическая политика", – М., ВНИИОЭНГ, 1997 г., 72 с.
23. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (Нефтяной комплекс России). М., МГФ "Знание", 2000 г., – 432 с.
24. Энергетическая безопасность России (В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др.) – Новосибирск; Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998 г., 302 с.
25. Безопасность России. Правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Энергетическая безопасность (ТЭК и государство) – М., МГФ "Знание", 2000 г., 304 с.
26. Конторович А.Э. Проблемные вопросы развития ТЭК России в 2001- 2005 гг. и в период до 2030 г. – Выступление на Всероссийском совещании по вопросам развития ТЭК в г.Сургуте 3 марта 2000г.
27. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России. – Нефтегазовая вертикаль. Специальный выпуск №1 (39), январь 2000 г., – 112 с.
28. Федеральный справочник. Топливо-энергетический комплекс России, 1999-2000 гг. Специальный выпуск 2. – М., "Родина-Про", 2000 г., 528 с.
29. Энергетическая политика России. Обзор 2002. – Международное энергетическое агентство, Париж, 2002 г., 342 с.

30. Новая энергетическая политика России (под ред. Ю.К. Шафраника). М., Энергоатомиздат, 1995 г., 512 с.
31. Вчера, сегодня, завтра нефтяной и газовой промышленности России. - М., Издание ИГиРГИ, 1995 г., 448 с.
32. Гарипов В.З. Состояние разработки нефтяных месторождений и прогноз нефтедобычи на период до 2015 года. - "Нефтяное хозяйство", №7, 2000 г.
33. Россия-Европа. Стратегия энергетической Безопасности. Материалы консультативного совещания. Москва, 6-7 июня 1995 г. - М., Совет безопасности Российской Федерации, 1995 г., 162 с.
34. Российский статистический ежегодник, 2002 г.
35. Энергетическая стратегия России (Основные положения). М., ИНЭИ РАН, 1995 г., 47 с.
36. Мальшев Ю.Н., Зайденварг В.Е., Зыков В.М., Краснянский Г.Л., Саламатин А.Г., Шафраник Ю.К., Яновский А.Б. Реструктуризация угольной промышленности. (Теория. Опыт. Программы. Прогноз). - М., компания "Росуголь", 1996.
37. Шафраник Ю.К. России нужна единая нефтяная стратегия. Газета "За рубежом". - М., № 11(2022), 2000 г.
38. О мерах по совершенствованию государственного регулирования экономики и корректировке экономической реформы. Аналитический доклад. - М., Совет Федерации Федерального Собрания Российской Федерации, 1997 г.
39. Налог на добычу полезных ископаемых в Налоговом кодексе. - Налогообложение нефтегазового сектора в Российской Федерации: проблемы и решения. - №5, май 2001 г.
40. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года. - Приложение к журналу "Энергетическая политика", М., ГУ ИЭС, 2001 г., 120 с.
41. О финансовом состоянии предприятий российской промышленности в конце 90-х годов и мерах по их финансовому оздоровлению, преодолению неплатежей и восстановлению денежного способа расчетов. - Федеральная служба России по финансовому оздоровлению и банкротству. - М., февраль 2000 г.
42. ТЭК России. Итоги производственной деятельности отраслей за август 2003 года (по данным ГП "ЦДУ ТЭК"). - М., сентябрь 2003 г. - Приложение к журналу "МИНТОП".
43. Арбатов А., Крюков В. Есть ли будущее у "малых" нефтегазовых компаний? - "Нефть России", №8, 1999 г.

44. Крюков В., Севастьянова А., Токарев А. "Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики". - Новосибирск: Издательство ИЭ и ОПП СО РАН, 2002 г., с. 168.
45. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Западно-Сибирский феномен. - 2-е издание. - М., 000 "НТ", 2001 г., 224 с.
46. Мальцев Н., Игrevский В., Вадецкий Ю., Нефтяная промышленность России в послевоенные годы. - М.: ВНИИОЭНГ, 1996, 306 с.
47. Маганов Р., Галустов А., Вахитов Г. Особенности реформирования нефтяной отрасли в начале 90-х годов XX века. - М., ППО "Известия", 2000 г., с.87.
48. Нефтяная промышленность СССР 1987. - М., ВНИИОЭНГ, 1988 г., 607 с.
49. Нефтяная промышленность Российской Федерации. 1997. - М., ВНИИОЭНГ-, 1998 г., 426 с.
50. "Экономическая газета" №37, сентябрь 1985 г.
51. Топливо-энергетический комплекс СССР 1987. - М., ВНИИКТЭП, 1988 г., 718 с.
52. Топливо-энергетический комплекс СССР 1990. - М., ВНИИКТЭП, 1991 г., 725 с.
53. Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. - Новосибирск, 1997 г.
54. Нефтяная промышленность Российской Федерации. 1991 г., М., ВНИИОЭНГ, 1992 г., 591 с.
55. Телегина Е.А. Инвестиционная деятельность корпораций в нефтегазовом комплексе: анализ и управление инвестициями в условиях формирующегося рынка. - М., 1996 г., 134 с.
56. Федеральный справочник "Топливо-энергетический комплекс России". Специальный выпуск. М., "Родина-Про", 2000 г., 476 с.
57. Топливо и энергетика России (Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса) /Под ред. А.М. Мастепанова/ М., Минэнерго, 2001 г., 457 с.
58. ИнфоТЭК, №2 (2002)
59. РИА ТЭК 04.01.2003 г.
60. Экономико-географические проблемы формирования территориально-производственных комплексов Сибири. Вып. 1. Новосибирск, ИЭ и ОПП СО АН СССР, 1969 г.

61. Проблемы формирования территориально-производственных комплексов. М., СОПС, 1973 г., 280 с.
62. Проблемы развития Западно-Сибирского комплекса. Новосибирск, Наука, 1983 г.
63. Направления развития энергетики Сибири. Иркутск, СЭИ СО АН СССР, 1990 г., 358 с.
64. Нефть и газ Тюмени в документах. Вып.1. – Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1973 г.
65. "Правда", 11 ноября 1989 г.
66. Некрасов Н.Н. Региональная экономика (теория, проблемы, методы). М., Экономика, 1975 г., 317 с.
67. Павленко В.Ф. Территориальное планирование в СССР. – М., Экономика, 1975 г., 214 с.
68. Региональный энергетический комплекс (особенности формирования, методы исследования). Л., Наука, 1988 г.
69. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Нефтегазовые ресурсы в кругу проблем. – М., Недра, 1997 г., 265 с.
70. Крюков В.А., Севастьянов А.Е., Шмат В.В. Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством? Новосибирск – Тюмень, 1995 г., 164 с.
71. Крылов Н., Праведников Н., Хашегов Э. Перспективы развития нефтедобывающего комплекса в общем энергетическом балансе страны. – Доклад на XI Губкинских чтениях в МИНХ и ГПИ им. И.М. Губкина. – М., 1989 г.
72. Алекперов В.Ю. Кризис реальной экономики: пути выхода. – "Известия", 11 сентября 1998 г.
73. Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики. – Тюмень, Уч-к множит. Печати Облсполкома, 1990 г., 13 с.
74. Шафраник Ю.К., Башмаков Г.С., Бинкин Б.А. и др. Концепция перехода Тюменской области на принципы самоуправления в условиях формирования рыночной экономики. – Тюмень, 1990 г., 148 с.
75. Крюков В.А. Институциональная структура нефтегазового сектора. Проблемы и направления трансформации. – Новосибирск, ИЭ и ОПП СО РАН, 1998 г., 280 с.
76. Краснов О.С. Формирование стратегии подготовки и освоения минерально-сырьевой базы нефтегазодобывающей промышленности. – Новосибирск, 2000 г., 284 с.

77. Вестник областного Совета народных депутатов. – Тюмень. – 1991 г., №5.
78. Шафраник Ю.К. Как поднять нефтегазовый комплекс? Экономическая газета. – 1992 г., №25.
79. Перчик А.И., Дворец Н.Л. Организационно-правовое обеспечение законодательной базы нефтяного комплекса России. – В сб. трудов Всероссийской научной конференции "Фундаментальные проблемы нефти и газа" – М., 1996 г., т.5.
80. Анализ нормативно-правовых баз по недропользованию, действующих в России и Канаде. – М., ВНИИОЭНГ, 2001 г., 338 с.
81. Стругов А.Ф., Гудков С.В. Российское законодательство о недрах: состояние и перспективы развития. – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, Февраль 2002 г.
82. Курский А.Н. Сравнительный анализ российского и зарубежного нефтяного и горного законодательства. – Сб. Анализ нормативно-правовых баз по недропользованию..., с.16.
83. Джебранлов А.С., Перейма Т.Ф. Долготерпение – залог успеха: "Моклауд диксон ЛЛП" в России. – Минеральные ресурсы в России. Экономика и управление, Февраль, 2001 г., с.68.
84. Филатов А. Правовая пустота наших недр. – "Нефть России", №4, 2002 г.
85. Орлов В.П. Интервью. – "Нефть России", №3, 2002 г.
86. Адрианов В. Станет ли падение объемов геологоразведочных работ временным явлением или же перерастет в кризис всей экономики? – "Нефть России", №4, 2002.
87. Российский парадокс. – Нефтегазовая вертикаль, №9, 2000 г.
88. Глазьев С., Петров Ю. Рентные доходы бюджета как ресурс возрождения России. – Мировая энергетическая политика, №5-6, 2002 г.
89. Бруэр К.Д., Бержевен Ж., Маакалох Б.Р. Подходы правительства к политике налогообложения в горно-добывающей промышленности. – Минеральные ресурсы России, №2, 2002 г.
90. Шафраник Ю.К. Энергетика как градусник экономики и барометр социальной напряженности в регионах. "Труд-7", №150(23866), 16-22 августа, 2001 г., с.6.
91. Шафраник Ю.К. Реформирование нефтяной промышленности: замысел и реализация. Тезисы доклада на научно-практи-

ческой конференции "Современный международный нефтегазовый бизнес и проблемы подготовки экономистов международного профиля". – Тюмень, 29-31 октября 1998 г.

92. North Douglas C. Institutions Change and Economic Performance.- Cambridge, U.K.: Cambridge University Press, 1990. 152 p.

93. Собрание Законодательства РФ. 1994 г. Ст. 700.

94. Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1994 г. №8. Ст. 593.

95. Собрание Законодательства РФ. 1996 г. №28. Ст. 3393.

96. Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях. М., Минтопэнерго России, сентябрь 1992 г., 67 с.

97. Энергетическая политика России на рубеже веков: Том 1. Формирование энергетической стратегии России (исторический генезис). – М., "Папирус про", 2001 г., 991 с.

98. Собрание Законодательства РФ. 1995 г. №19. Ст. 1739.

99. Бизнес МН. 1994 г., 19 января.

100. Собрание Законодательства РФ. 1995 г. №15. Ст. 1284.

101. Коммерсантъ-Daily. 1994 г. 14 мая.

102. Коммерсантъ. 1994 г. 27 сентября.

103. Изложение доклада начальника управления федеральным имуществом ГКИ РФ (Деловой экспресс. 1996 г. 17 октября).

104. Коммерсантъ-Daily. 1996 г. 20 октября.

105. Энергетическая стратегия России (Основные положения). Проект. М., ИНЭИ РАН, 1994 г.

106. Анализ, проблемы, перспективы. Топливо-энергетический комплекс России. Выпуск 4. М., "Родина-Про", 2002 г., 438 с.

107. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Проект. М., Минтопэнерго России, 2000 г., 441 с.

108. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г. Проект. – М., Минтопэнерго РФ, 2000 г., 35 с.

109. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 г. (Вторая редакция). – Приложение к журналу "Энергетическая политика", М., ГУ ИЭС, 2000 г., 76 с.

110. Мастепанов А.М. Нефтегазовый комплекс России – уточненный прогноз развития. – "Нефтяное хозяйство", 5/2002.

111. Мастепанов А.М. Какая энергетическая стратегия нужна России. – "Нефтегазовая вертикаль", № 17, 2002 г.

112. www.mte.gov.ru

113. www.riatec.ru

114. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. – Приложение к журналу "Энергетическая политика", М., ГУ ИЭС, 2003 г.

115. Нефтяная промышленность. Приоритеты научно-технического развития (под редакцией Ю.К. Шафраника). М., 1996 г., 240 с.

116. Фундаментальные проблемы нефти и газа. Материалы Всероссийской научной конференции. М., 1996 г.

117. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. М., "Недра", 2000 г., 516 с.

118. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. М., "Недра", 2001 г., 562 с.

119. Energy technologies for the 21st century/ IEA/OECD, Paris, 1997.

120. World Energy Outlook. 2001 insights. OECD/IEA, 2001.

121. M.Valais (Elf Aguitaine), Xavier Boy de la Tour (Institut Francais du Petrol), Oil and Natural Gas: New technological Challenges ... – World Energy Council 16 Congress. P.2.1.04. Tokyo, 1995.

122. Конопляник А.А. Мировой рынок нефти: возврат эпохи низких цен? (последствия для России). – ИНХП РАН, изд-во ИНП, 2000 г., – 135 с.

123. Синяк Ю. Нефть на внешних и внутренних рынках: возможность и ограничения. – "Проблемы прогнозирования", № 6, 2000 г.

124. <http://www.enippf.ru/publicat/books/htm>

125. Конопляник А.А. Новые роли открытий и переоценки запасов. – "Нефть России", №11, ноябрь 2000 г.

126. Огнев И. Подлодка атакует ... месторождение. – "Сумма технологий", октябрь 2002 г.

127. Experience Curves for Energy Technology Policy. – OECD/IEA, 2000.

128. Bauquis P.-R. The Bole of technology on cost reduction and reserves increases in the oil and gas industry. – Paper presented to the 4 European IAEE Conference, Berlin, 9-10 sept. 1998.

129. Davis P.A. Oil Industry Structure // Paper presented to the 19 International IAEE Conference, May 27-30, 1996.

130. Davis P. Global Oil Supply // Fourth Energy Conference, International Energy Agency / Gulf Cooperation Council. Doha, May 1997.

131. Lukas S. Financing Requirements of the International Oil and Gas Industries // Institute of Petroleum Conference, L., 17 February 1997.

132. Mabroh R. Dynamics of OIL Costs. // Fourth Energy Conference, IEA/Gulf Cooperation Council. Doha, May 1997

133. Yergin D. Can Big Oil Survive Cheap Oil? // The Wall Street Journal. December 8, 1998.

134. World Energy Outlook, 1998 edition. – OECD/IEA, 1998.

135. Key Word Energy Statistics from the IEA, 2000 edition. – OECD/IEA, 2000.

136. Oil Information 2002. – OECD/IEA, 2002.

137. Конопляник А. Когда спрос опережает предложение: Стимулы и слагаемые процесса издержек. – "Нефть России", №1, 2001 г.

138. Веницкий М.М., Соловьянов А.А., Макаров А.А., Курашев В.Д., Александровская Н.Д. Управление научно-техническим прогрессом в ТЭК. Новая концепция. М., ВНИИОЭНГ, 1995 г., 64 с.

139. Приоритетные направления развития науки и техники и критические технологии топливно-энергетического комплекса. / Под. Ред. В.В. Бушуева – Приложение к журналу "Энергетическая политика", М., 1997 г., – 48 с.

140. Комков Н.И., Фролов И.Э. Проблемы инновационного развития на этапе переходной экономики. – М., Изд-во ИНП, 2001 г., 47 с.

141. Энергетический диалог "Россия – Европейский союз" – прил. К журналу "Энергетическая политика". М., ГУ ИЭС, 2001

142. New Oil and Gas Technology in Cost Reduction Era.- AEA Technology Engineering Software and Smith Rea Energy Associates. Brussels, 1999 г.

143. Совет по внешней и оборонной политике. Стратегия для России. Повестка дня для Президента – 2000. – М., "Вагриус", 2000 г.

144. Федеральный справочник "Топливо-энергетический ком-

плекс России. Анализ, проблемы, перспективы". – М., "Родина-Про", 2002 г.

145. Шафраник Ю.К. Уроки работы ТЭК в 1994 г. и новые задачи. – ТЭК, №1-2, 1995 г.

146. Басниев К.С., Жданов С.А., Никольский В.Н. "Фундаментальные проблемы разработки нефтяных месторождений. – Всероссийская научная конференция Фундаментальные проблемы нефти и газа". Москва. 22-25 января 1996 г. – Материалы конференции. Том 1, 1996 г.

147. Наука и технологии в России: прогноз до 2010 года / Под ред. Л.М. Гохберга, Л.Э. Миндели. – М., ЦИСН, 2000 г., 119 с.

148. Яновский А.Б., Курашев В.Д. и др. Оборудование для ТЭК: состояние и перспективы. – Конверсия в машиностроении, №5, 1998 г.

149. ИнфоТЭК, №3 (2002).

150. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: состояние, проблемы перспективы. – "Нефтяное хозяйство", №4, 2001

151. Веницкий М.М. и др. Научно-техническая политика развития нефтеотдачи и механизмы ее реализации. – М., ВНИИОЭНГ, 1992 г., 352 с.

152. Сафонов Е.Н., Исхаков И.А., Гайнуллин К.Х., Лозин Е.В., Алмаев Р.Х. Эффективные методы нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана. – "Нефтяное хозяйство", №11, 2001

153. Тазиев М.З., Буторин О.И., Хамитов Р.А., Файзуллин И.Н., Ахметшина А.С. Опыт разработки Абдрахмановской площади на поздней стадии с применением новых технологий. – "Нефтяное хозяйство", №8, 2001

154. Жданов С.А., Кашавцев В.Е., Сафронов В.И. и др. Состояние применения третичных методов увеличения нефтеотдачи в России и бывшем СССР. – "Нефтяное хозяйство", №10, 1993 г.

155. Кашавцев В.Е. Некоторые вопросы применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. – "Нефтяное хозяйство", №9, 2002 г.

156. Исаченко В.М., Мишарин В.А., Сонич В.П., Самсоненко Д.В. Техничко-экономическая оценка методов воздействия на пласты месторождений ОАО "Сургутнефтегаз". – "Нефтяное хозяйство", №8, 2002 г.

157. Медведев Н.Я., Сонич В.П., Мишарин В.А., Мальшев А.Г., Исаченко В.М., Пневских А.В., Ефимов П.А., Анализ эффективности и перспективы применения методов воздействия на пласты. – "Нефтяное хозяйство", №9, 2001.

158. Байков Н.М. Основные показатели внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи в США. – "Нефтяное хозяйство", №11, 2002.

159. Шелепов В.В., Коршунов А.Ю., Лисовский Н.Н. Деятельность Центральной комиссии по разработке нефтяных и газонефтяных месторождений Минэнерго России по решению проблем повышения нефтеотдачи. – "Нефтяное хозяйство", №5, 2002 г.

160. Строительство горизонтальных скважин. Сборник докладов V Международной конференции по горизонтальному бурению. – Ижевск, 2000 г.

161. Власов С.А., Краснопевцева Н.В., Каган Я.М., Полищук А.М. Повышение нефтеотдачи с применением биополимеров. – "Нефтяное хозяйство", №7, 2002 г.

162. Батурин Ю.Е., Медведев Н.Я., Сонич В.П., Юрьев А.Н. Методы разработки сложнопостроенных нефтегазовых залежей и низкопроницаемых коллекторов. – "Нефтяное хозяйство", №6, 2002 г.

163. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений. Состояние, проблемы и пути их решения. Материалы совещания. – Альметьевск, 1995 г.

164. Проектирование и разработка нефтяных месторождений. Материалы научно-практической конференции. М., 1999 г.

165. Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Ибагуллин Р.Р. Состояние и перспективы работ по повышению нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарстана. Сб. докладов III научно- производственной конференции. – Самара: Самарское книжное издательство, 1999 г.

166. Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов за 1999 год по ОАО "ЛУКОЙЛ": Материалы совещания. – Москва, 12- 14 апреля 2000 г. – М.: Недра, 2000 г.

167. Коробейников Н.Ю., Терегулова Р.Г. Особенности экономической оценки проведения геолого-технических мероприятий. – "Нефтяное хозяйство", №4, 2001.

168. Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. Актуальные задачи нефтяной политики России. – "Мировая энергетическая политика", №9, 2003 г.

169. Шафраник Ю.К. Новый мировой энергетический порядок. Российско-американское сотрудничество в третьих странах. – "Мировая энергетическая политика" №10 (20) октябрь 2003 г., с. 50-53.

170. Шафраник Ю.К. У России в Ираке свои национальные интересы. Альманах "Багдадская осень". – М., Издательский дом НП, с. 4-6.

171. Шафраник Ю.К. "Сырьевой" фактор роста. – М., Журнал "Экономические стратегии", № 6, 2003 г., с. 44-49.

172. Шафраник Ю.К. Вопрос энергетической безопасности. Роль и место нефтегазового комплекса в развитии экономики России. – "Нефть России", апрель 2004 г. (№4), стр. 28-31.

173. Шафраник Ю.К. Нефтегазовый комплекс России – инновационная модель. Сборник "Аналитические записки". – М., РГРК "Голос России", март 2003 г., с. 9-16.

174. Шафраник Ю.К. Российский нефтегазовый фактор для Европы и мира. – "Нефтяное хозяйство", №5, 2003 г.

175. Шафраник Ю.К. Нефтегазовый комплекс России. Определяющие факторы эффективного развития. – Доклад на 3-й нефтегазовой неделе. Москва, 4-6 ноября 2003 г.

176. Алекперов В. Нефть России. Взгляд топ-менеджера. – М., Издательский центр "Классика", 2001 г.

177. Шафраник Ю.К. Нефть и газ продукты наукоемкие. – Производственно-Технический Журнал "Металл, Оборудование, Инструменты", июнь 2003 г., с., 14-15.

178. Шафраник Ю.К. Нефтяные сценарии для России. Газета "Время Новостей". – № 52, 25 марта 2003 г., с.8.

179. Мастепанов А.М. Нефтяная отрасль России: некоторые итоги 2002 года. – "Бурение и нефть", март 2003 г.

180. Мастепанов А.М. Прогнозы развития нефтяной отрасли. – "Бурение и нефть", апрель 2003 г.

181. Мастепанов А.М. Перспективы развития нефтегазового комплекса в свете энергетической стратегии России. – "Наука и технология углеводородов". Научно-технический журнал, №3(28), 2003 г., №4(29), 2003 г.

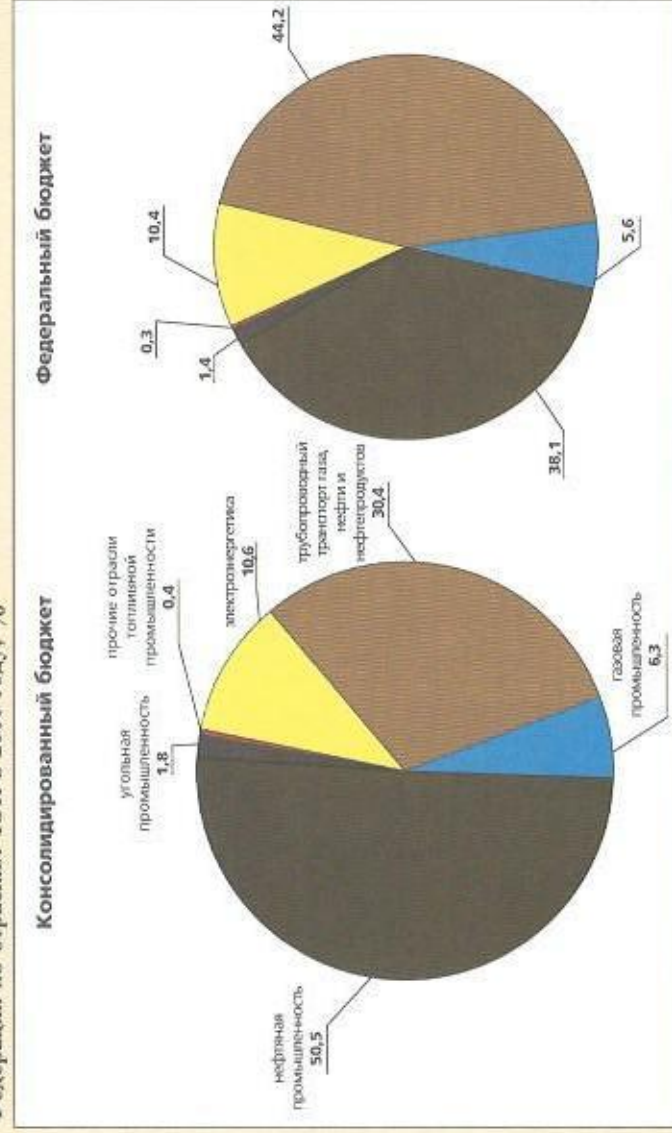
182. Бурение и нефть, апрель 2003 г., стр.11.

183. Какой должна быть система государственного регулирования нефтяного комплекса. – Бурение и нефть, апрель 2003г., с. 6.

184. Шафраник Ю.К. "Незавершенность структурных реформ ведет нас к жесткой монополизации отрасли". Журнал "БОСС", спецвыпуск "Топливо-энергетический комплекс", 2-е полугодие 2003 г., с. 84-87.
185. Государственная энергетическая программа СССР. Проект. Госплан СССР, 1991.
186. Материалы ЦКР Минтопэнерго России, апрель 2000 г.
187. Энергетическая стратегия Сибири (Основные положения). – "Регион: экономика и социология", 1998, Специальный выпуск, – 111 с.
188. Топливо-энергетический комплекс России. Современное состояние и взгляд в будущее. Новосибирск. Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999 г., – 311 с.
189. Прогноз добычи нефти в России на период с 2001 по 2100 год. Справка Информационно-аналитического управления Аппарата Совета Федерации ФС Российской Федерации №5.3, 2001 г.
190. Быховский В.А. Природно-экономический потенциал Севера Западной Сибири и проблемы его использования. – "Нефтяное хозяйство", №9, 2002.
191. LUKOIL: at present and outlook. 2002.
192. Уточненная редакция Энергетической стратегии России на период до 2020 года (проект), сентябрь 2002 г., www.mte.gov.ru
193. Огнев И. Тюменские реки мелеют – и нефтяные, и газовые. – "Энергия Востока", №1, 2001
194. Шафраник Ю.К. Вектор в сторону мира. – Газета "Бизнесизвестия", март 2003 г., с. 4.
195. Шафраник Ю.К. Нефтегазовый сектор – необходимость смены парадигмы. – "Бурение и нефть", №2 (февраль), 2003 г., с. 2-7.
196. Шафраник Ю.К. Определяющие факторы устойчивого развития нефтегазового комплекса страны. – "Бурение и нефть", январь 2003 г., с. 5-7.
197. Шафраник Ю.К. Формула успеха: российские ресурсы + иностранный капитал. – Газета "Бизнесизвестия", декабрь 2002 г., с. 11.
198. Шафраник Ю.К. Россия на мировом рынке нефти. – "Бурение и нефть", ноябрь 2002 г., с. 2-6.
199. Шафраник Ю.К., Крюков В.А. Промедление смерти подобно (почему нельзя отказаться от государственной политики в нефтегазовом секторе). Журнал "ЭКО", №11, 2002 г., с. 14-21.

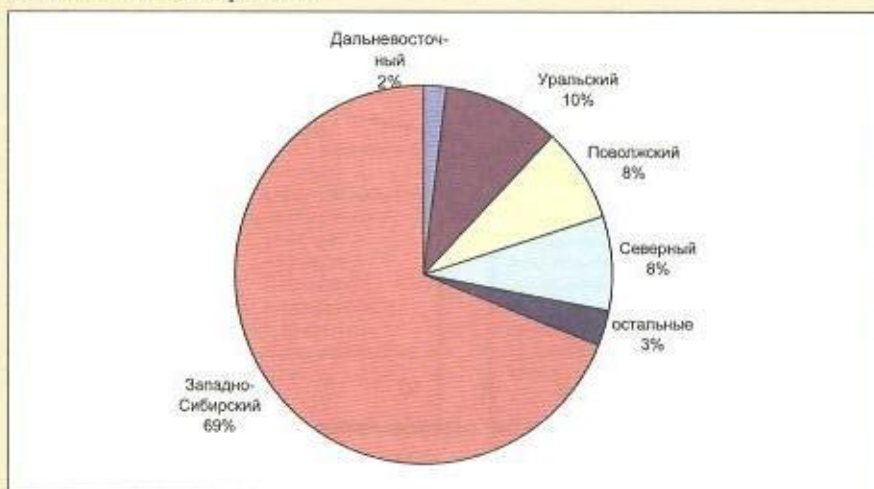
200. Шафраник Ю.К., Тапкаев Р. Россия и цены на мировом рынке нефти. Впервые действуя вместе с ОПЕК, мы потеряли не менее 270 миллионов долларов. – "Мировая энергетическая политика", №5-6, июль-август, 2002 г., с. 36-39.
201. Шафраник Ю.К. Нефтяная экспансия в СНГ. Только она позволит России не конкурировать, а партнерствовать с нефтепроизводителями Казахстана, Азербайджана и Туркменистана. – "Мировая энергетическая политика", №5-6, июль-август, 2002 г., с. 56-62.
202. Шафраник Ю.К. Новые приоритеты для нефтяной политики. – "Мировая энергетическая политика", №2, апрель 2002 г., с. 49-54.
203. Шафраник Ю.К. Прорывные проекты – золотой ключик России. Журнал "Профсоюзы", №3, 2002 г., (март), с. 2-4.
204. Шафраник Ю.К. Мировой рынок нефти: взгляд из России. – "Нефтегазовая вертикаль", №18 2001 г., с. 78-81.
205. Шафраник Ю.К. Нефть в зеркале глобализации. Кто виноват и что делать... – "Парламентская газета", 23.11.2001 г.
206. Шафраник Ю.К. Позиция России в процессе глобализации. – "Нефть России", №1(январь), 2002 г., с. 46-48.
207. Шафраник Ю.К. Почему телега оказалась впереди лошади (об энергетической ситуации в России). Журнал "Обзор украинского рынка". – Киев, № 2(30), 2001 г., с. 23-25.
208. Шафраник Ю.К. Не за счет ТЭК, а с помощью ТЭК. – "Нефтегазовая вертикаль", №4 2000 г., с. 34-37.
209. Шафраник Ю.К. Россия должна смотреть на Норвегию. – Газета "Время Новостей", 18.10.2002 г.
210. Топливо и энергетика России (Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса). Под ред. А.М. Мастепанова. – М., ИАЦ Энергия, 2004, 596 с.

Рис. 1.
Структура налоговых платежей в бюджетную систему Российской Федерации по отраслям ТЭК в 2000 году, %



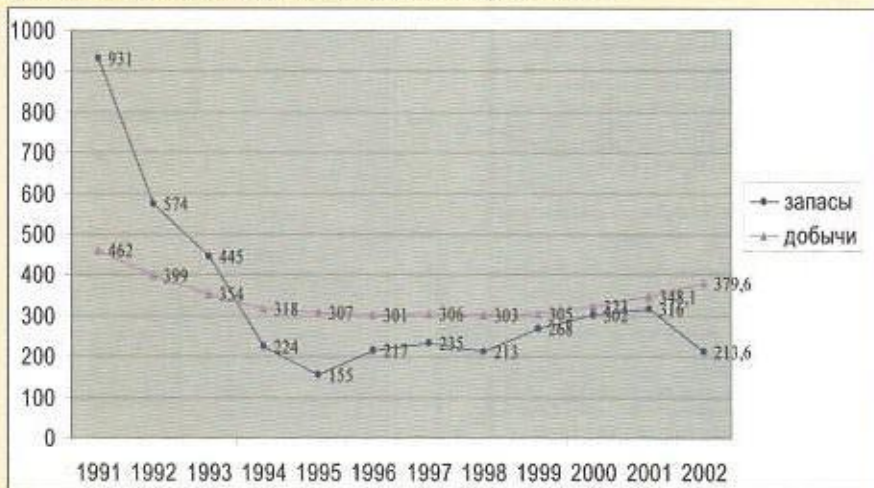
Источник: А.М. Мастянов. Топливно-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития, М., "Современные тетради", 2001

Рис. 3.
Распределение запасов нефти Российской Федерации по экономическим районам



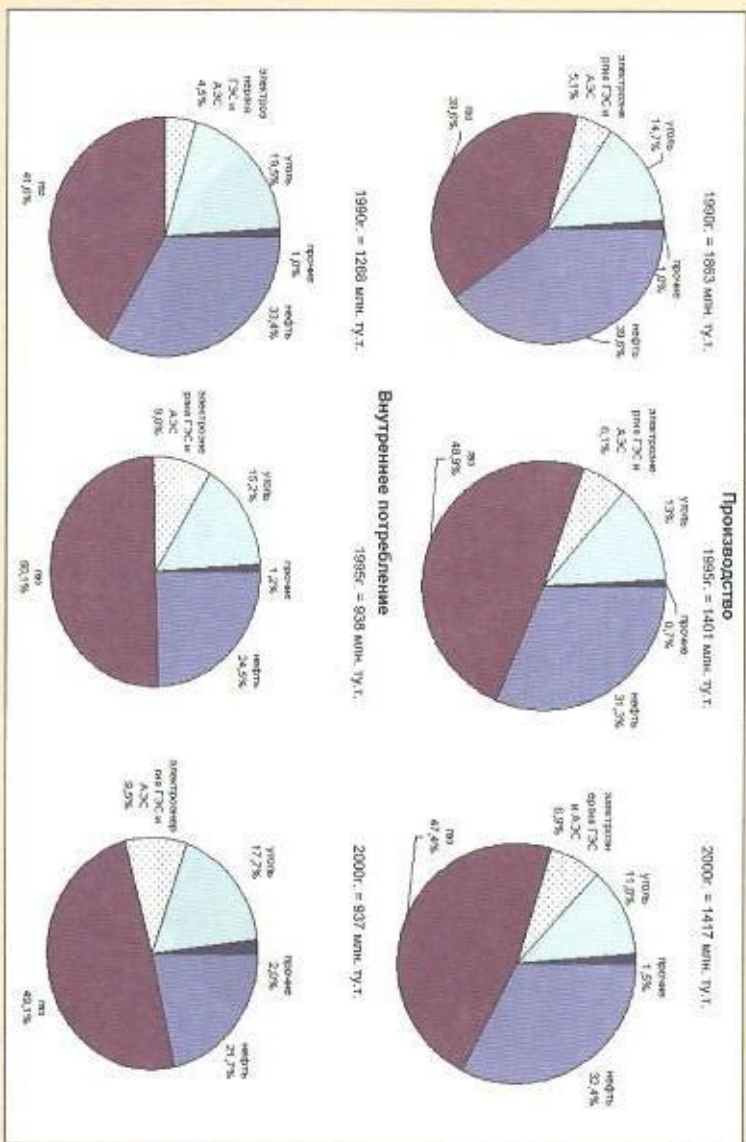
Источник: [10]

Рис. 4.
Динамика добычи и разведки запасов нефти, млн. т.



Источник: [10], [210]

Рис. 2.
Структура производства и потребления первичных энергоресурсов в России



Источник: А.М. Мاستенанов. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития. М., "Современные тетради", 2001

Рис. 5.
Кумулята распределения основных производителей нефти в Западной Сибири по среднесуточному дебиту нефтяных скважин

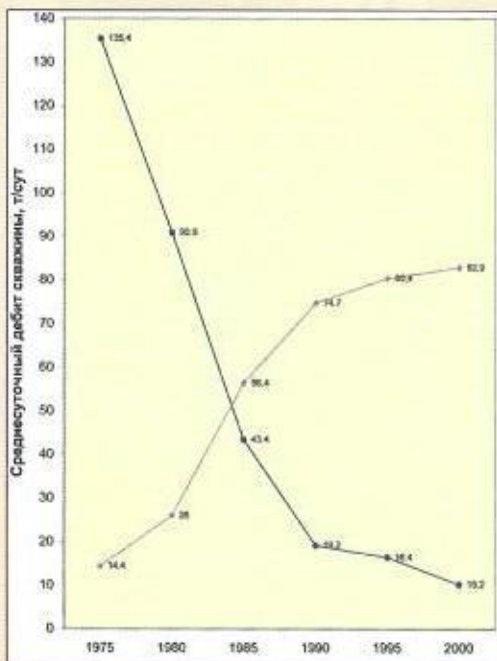
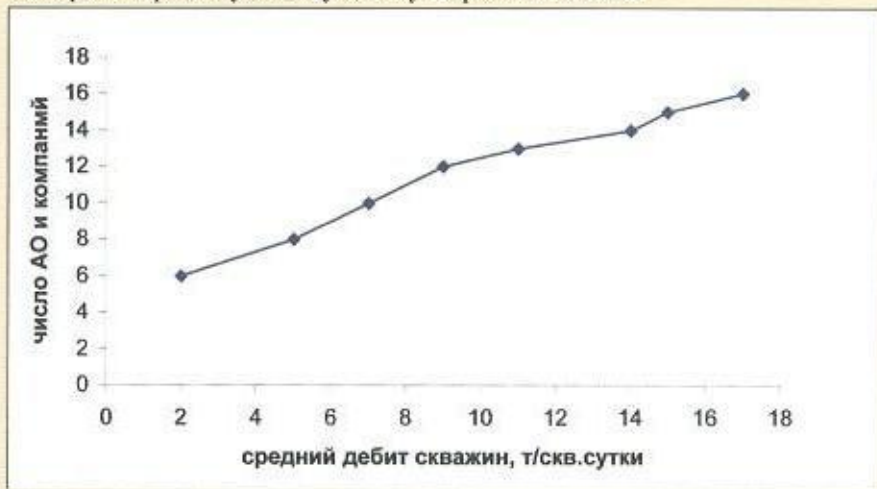


Рис. 6.
Динамика среднесуточного дебита нефтяных скважин и обводненности добытой нефти в Западной Сибири

Источник: построена по данным [9,48,49,51,52,54]

Рис. 7.
Примерная структура органов управления недропользованием на региональном уровне, их основные задачи и функции

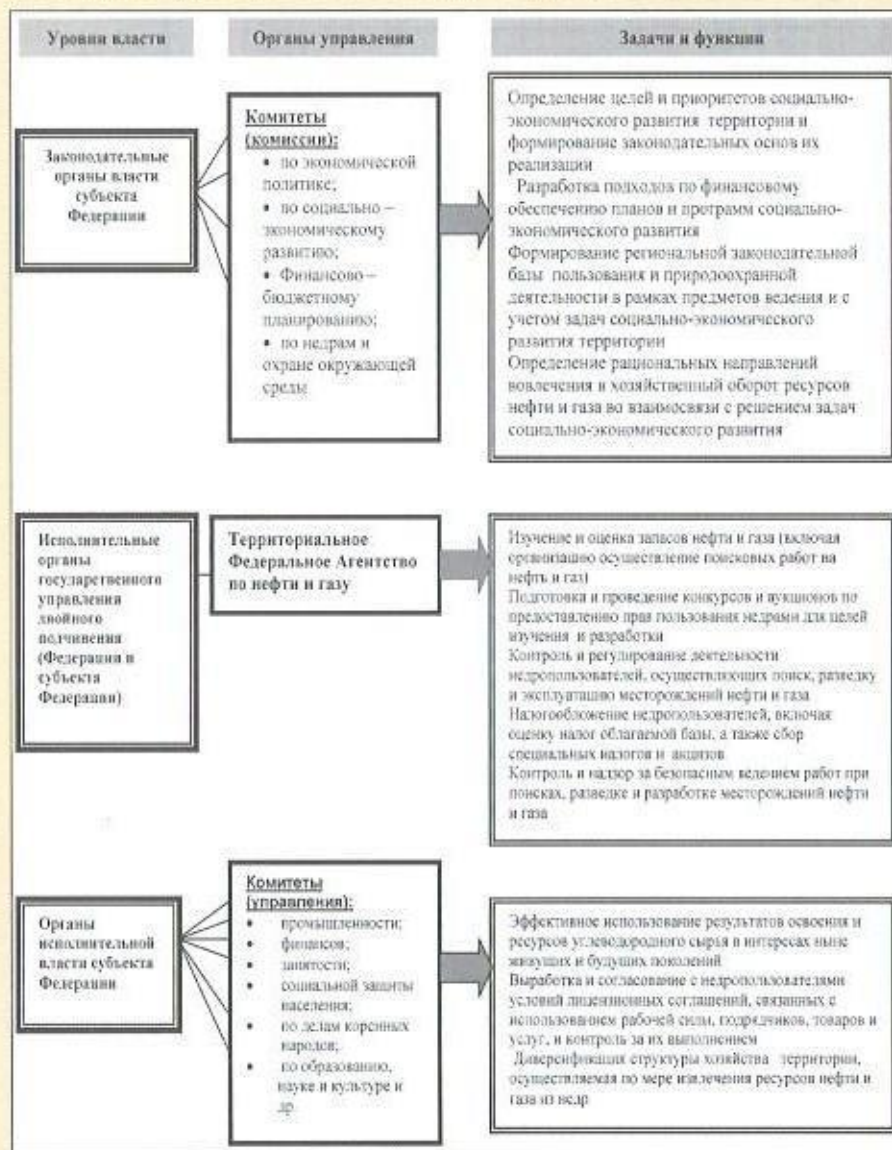


Рис. 8.
Уровни издержек освоения нефтяных месторождений по регионам ("эффект масштаба")

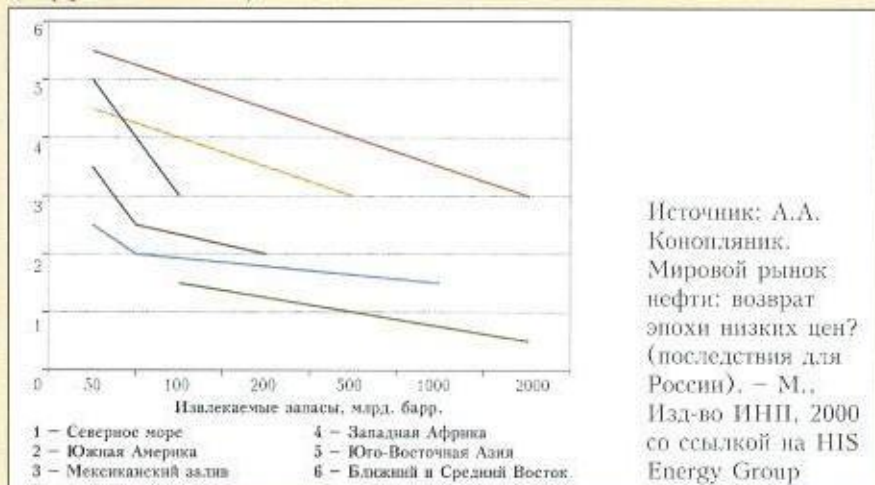


Рис. 9.
Эволюция прогнозов добычи нефти на шельфе Северного моря под воздействием НТП

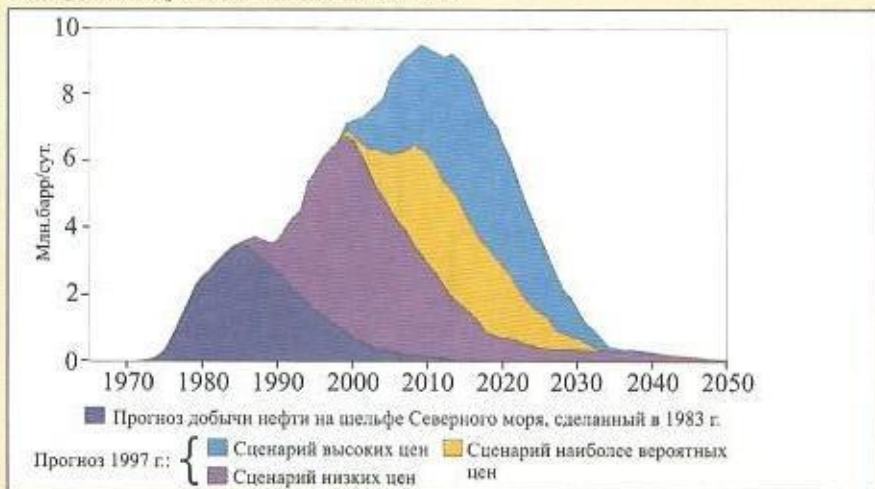


Рис. 10.
Матрица взаимосвязей проблем и технологий освоения запасов нефти

Проблемы освоения запасов нефти						Прогрессивные реализующие технологии	Основные направления НТП			
Традиционные запасы	Низкопроницаемые пласты	Высокая вязкость нефти	Поддающиеся зоны	Оставшиеся запасы обводненных зон	Глубокопогруженные горизонты		Геофизика	Разработка месторождений	Бурение скважин	Добыча нефти
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технология разработки месторождений горизонтальными и горизонтально-разветвленными скважинами	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технология глубиннопроникающего гидроразрыва пласта	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технология газового и водогазового воздействия на пласт	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технология паротеплового воздействия в сочетании с хим. реагентами	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технология на основе внутрипластовых окислительных реакций	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Комплексная технология дообработки обводненных месторождений	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технология ограничения водопритока методом закачки композиции на основе кремниевой кислоты	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Методы барьерного заводнения	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технология повышения эффективности строительства скважин	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Прогрессивные технологии вскрытия продуктивных пластов	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Технологический комплекс для эксплуатации малодебитных скважин	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Источники: [115]

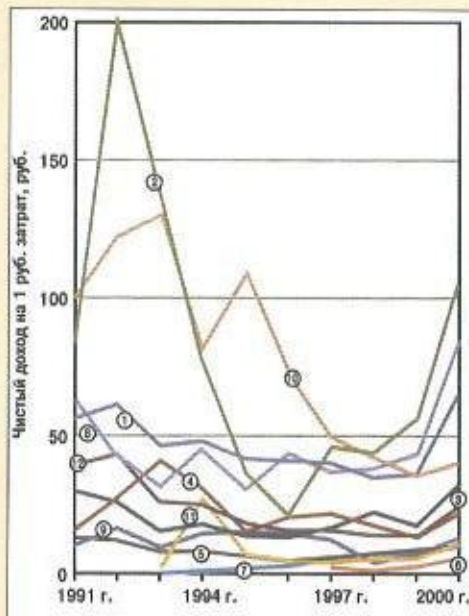


Рис. 11.
Динамика экономической эффективности применения методов воздействия на пласты месторождений ОАО "Сургутнефтегаз" за 1991 – 2000 годы

1,2 – ОПЗ соответственно химическим и физическим методам; 3,4,5 – соответственно перфорационные, депрессивные и изоляционные методы; 6 – бурение боковых стволов; 7 – ГРП; 8,9 – выравнивание соответственно профиля приемистости и фронта вытеснения; 10 – гидродинамические методы; 11 – бурение ГС; 12 – все виды воздействия

Источник: Н.Я. Медведев и др. Анализ эффективности и перспективы применения методов воздействия на пласты. – "Нефтяное хозяйство", №9, 2001

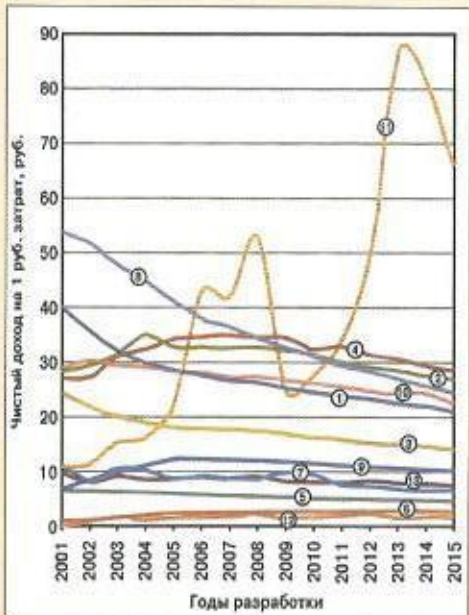
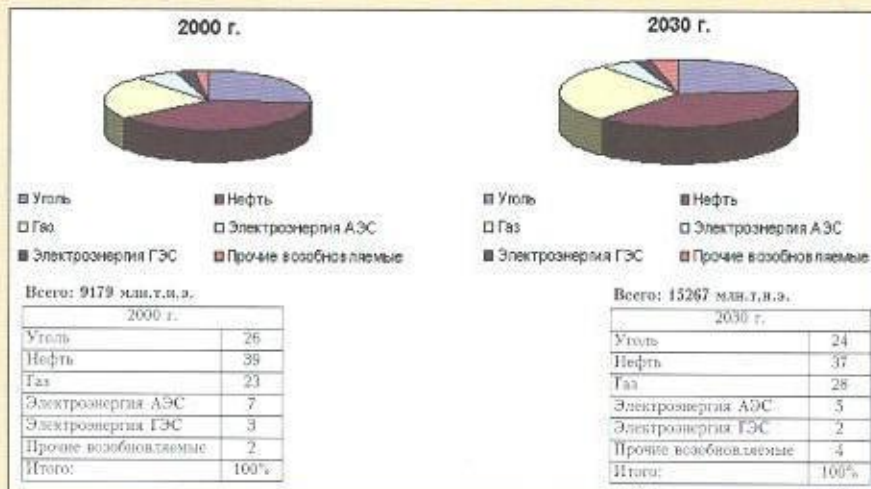


Рис. 12.
Прогноз динамики экономической эффективности применения методов воздействия на пласты месторождений ОАО "Сургутнефтегаз" на 2001 – 2015 годы

1,2 – ОПЗ соответственно химическими и физическими методами; 3,4,5 – соответственно перфорационные, депрессивные и изоляционные методы; 6 – бурение боковых стволов; 7 – ГРП; 8,9 – выравнивание соответственно профиля приемистости и фронта вытеснения; 10 – гидродинамические методы; 11 – бурение ГС; 12 – все виды воздействия

Источник: Н.Я. Медведев и др. Анализ эффективности и перспективы применения методов воздействия на пласты. – "Нефтяное хозяйство", №9, 2001

Рис. 13.
Структура мирового потребления топливно-энергетических ресурсов (%)



Источник: [7]

Рис. 14.
Прогноз добычи нефти в странах СНГ

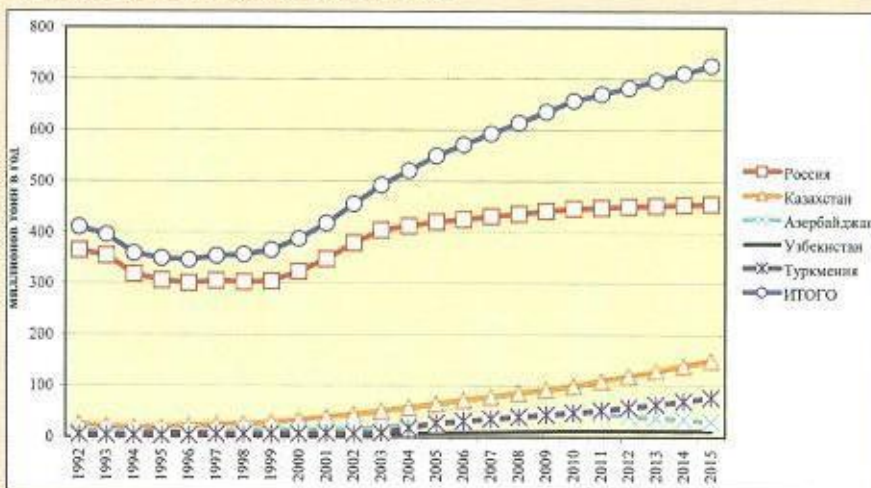


Рис. 15.
Добыча нефти в Ираке

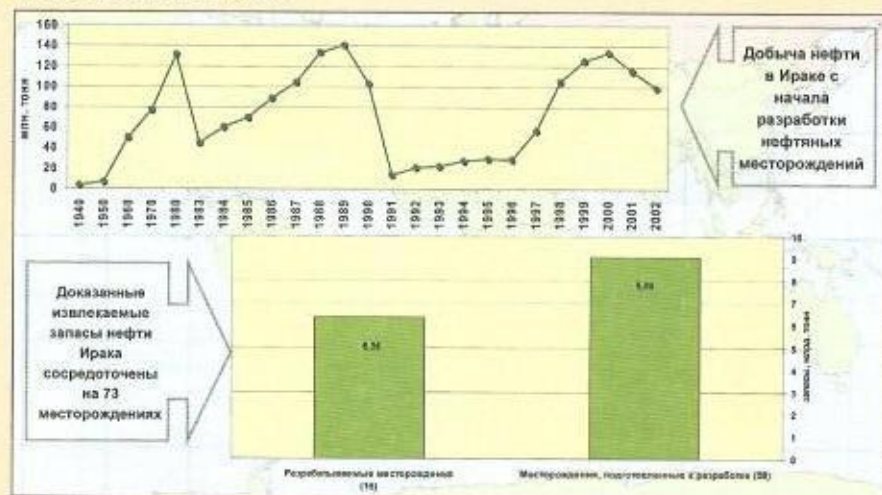
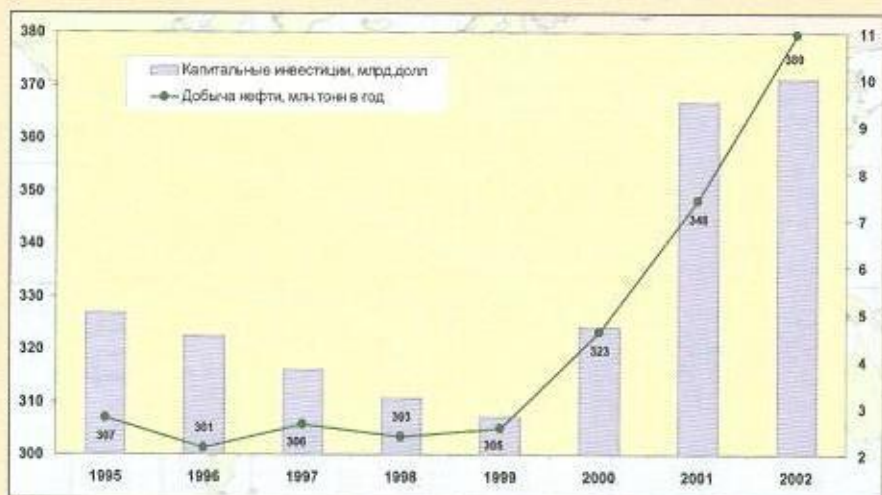


Рис. 16.
Связь добычи нефти и инвестиций



Источник:
В. Алекперов. Развитие нефтяной промышленности РФ: анализ проблем и решений. - «Нефть, газ, строительство», январь 2003.

Рис. 17.
Экспорт нефти и нефтепродуктов из России

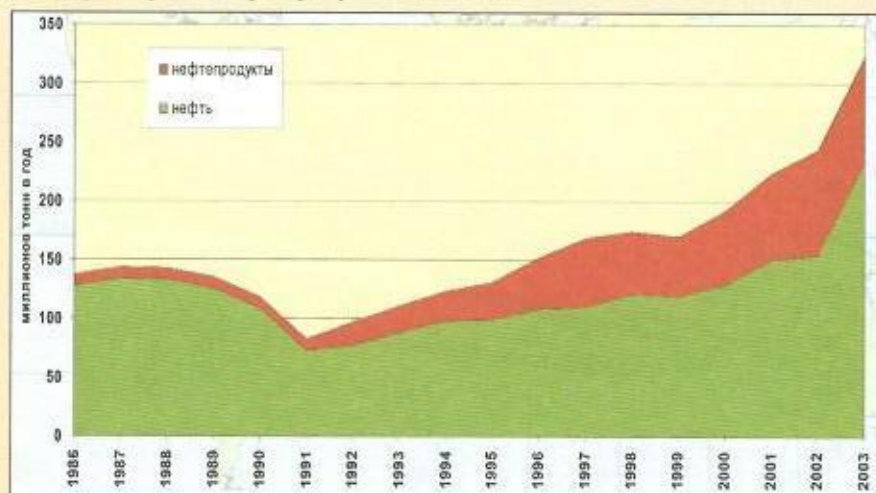


Рис. 18.
Динамика добычи нефти в России

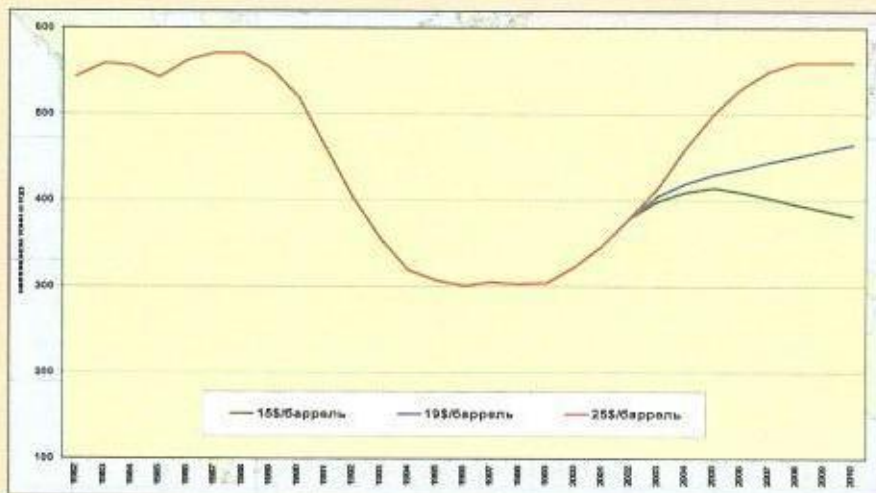


Рис. 19.
Прогноз добычи нефти в России

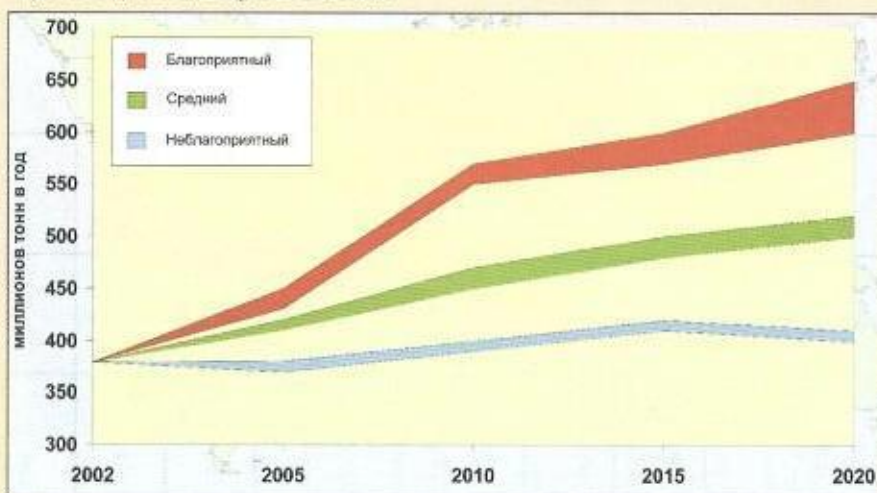


Рис. 20.
Законодательный «фундамент» для системы государственного регулирования процессов освоения и разработки недр



Рис. 21.
Возможные направления экспортных потоков нефти России

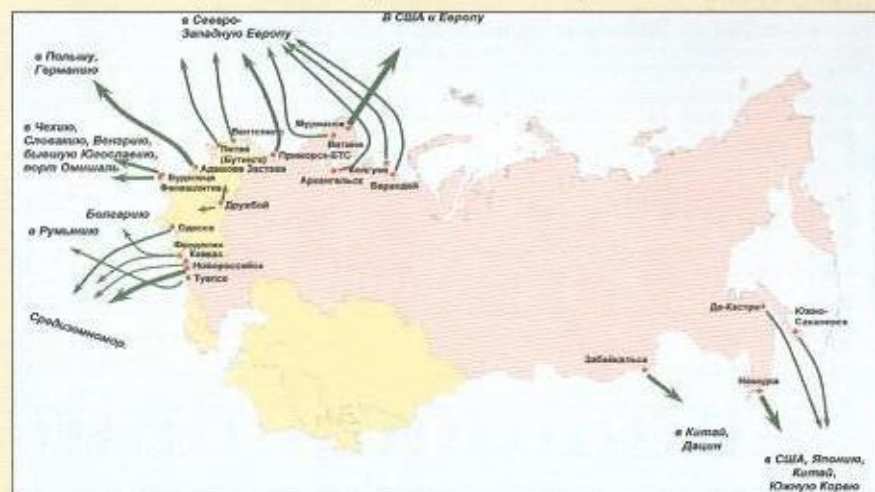


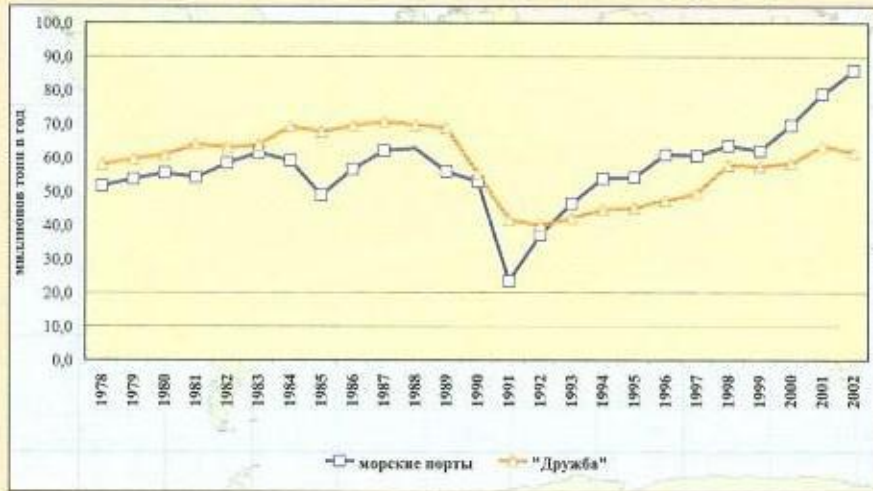
Рис. 22.
Выбор модели привлечения иностранных инвестиций



К ПРИЛОЖЕНИЮ

Приложение 7

Экспорт нефти из России по видам транспорта (включая транзит)



Приложение 8

Прогноз развития действующих и создание новых нефтяных экспортных терминалов и направлений

Направление экспорта	2002 год (факт. поставки)	2010-2020 год
Новороссийск	45	45-53
Туапсе (исключая поставки на НПЗ Краснодарского края)	5,6	5,6
Одесса (исключая поставки на Одесский НПЗ)	10,3	10,3
Приморск-БТС	12,3	30-60
Вентспилс	8	15,6
ПСР Адамов Застава (Германия и Польша, включая транзит на Роттердам и Гамбург)	42	43-45
ПСР Будовине и Фенешлитке (Чехия, Словакия и Венгрия, включая транзит в страны бывшей Югославии и Адриатику)	24	35
Каспийский трубопроводный консорциум	20	67
Литва (включая Бутинге)	13,6	14
Украина, Белоруссия, Казахстан	39	45
Западная Сибирь – Кольский п-ов	0	50-120
Ангарск – Находка (с ответвлением на Дашин)	0	80 (30)
ИТОГО	219,8	440 - 550

Приложение 9

Сравнение эффективности основных перспективных проектов развития магистральных нефтепроводов России

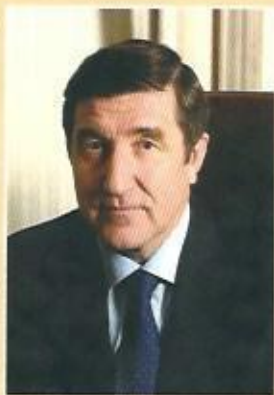
Проект	Протяженность, км	Мощность, млн. т/год	Кап. влож., млн. \$US
БТС-2	258	18	312,5
Ярославль-Мурманск	1500	50	3400
Сургут-Уса-Мурманск (через Белое море)	2475	50	3000
Сургут-Уса-Ухта-Мурманск	3350	50	4510
Ангарск-Находка	4200	50	5200
Ангарск-Дашин	1680	30	2150

Шафраник Юрий Константинович

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
В СИСТЕМЕ НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ
И ГЕОПОЛИТИКИ РОССИИ

Сдано в набор 5.06.04
Подписано в печать 2.08.04
Формат 60x84 / 16. Бумага офсетная. Гарнитура Тайме.
Печать офсетная.

Отпечатано в ООО "НТ"
Заказ № 481
Тираж экз. 1000 экз.



Ю. ШАФРАНИК
Председатель
Совета Союза
нефтегазопромышленников
России,
Министр топлива
и энергетики РФ
(1993-1996 гг.)