В. КРЮКОВ, А. ТОКАРЕВ, А. СЕВАСТЬЯНОВА, В. ШУМАТ

ЭВОЛЮЦИОННЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ СИСТЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

В.А. КРЮКОВ
А.Е. СЕВАСТЬЯНОВА
А.Н. ТОКАРЕВ
В.В. ШМАТ

ЭВОЛЮЦИОННЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ СИСТЕМЫ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ

Новосибирск
Издательство ИЭиОПП СО РАН
2002

ББК 65.9 (2Р) 305.652
+65.9 (2Р) 305.653
УДК 338.981
К 85

Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Токарев А.Н., Шмат В.В.
Эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2002. – 168 с.

ИК 221

Монография посвящена проблемам формирования эффективной экономической политики в нефтегазовом секторе экономики. Авторы анализируют влияние динамических особенностей развития нефтегазового сектора на реформирование системы государственного регулирования, предлагают подход к измерению общественно целесообразного характера институциональных преобразований в секторе.

Книга рассчитана на широкий круг читателей: специалистов по проблемам управления нефтегазовым сектором, научных работников, преподавателей и студентов экономических вузов.

ISBN 5-89665-068-X

© В.А. Крюков,
А.Е. Севастьянова,
А.Н. Токарев,
В.В. Шмат, 2002
© ИЭиОПП СО РАН, 2002

Предисловие

Настоящая монография является обобщением исследований, которые на протяжении последних 12 лет проводятся в секторе «Экономические проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса» Института экономики и организации промышленного производства СО РАН. Сектор был создан в 1991 г. в связи с необходимостью проведения целенаправленных исследований по проблемам одного из ведущих многоотраслевых комплексов экономики России и Сибири и с учетом просьбы Тюменского облисполкома о создании в рамках СО РАН (в тот период – СО АН СССР) специализированного научного подразделения для проработки актуальных проблем функционирования нефтегазового комплекса Западной Сибири, и особенно его «вхождения» в новые экономические отношения.

Сегодня в секторе ведутся исследования по следующим основным проблемам:

- изменения в институциональной структуре нефтегазового сектора экономики России и Сибири;
- взаимодействие нефтегазового сектора и социально-экономической системы регионов добычи и переработки углеводородного сырья;
- формирование эффективных процедур и механизмов регулирования нефтегазового сектора экономики как на общегосударственном, так и на региональном уровне.

Все из отмеченных проблем, на наш взгляд, могут и должны решаться в рамках формирования системы государственного регулирования, адекватной меняющимся условиям функционирования нефтегазового сектора. Научным инструментарием для анализа исходной ситуации, а также для определения направлений формирования системы государственного регулирования нефтегазового сектора (прежде всего с точки зрения отражения особенностей эволюции данного сектора) может являться институционально-эволюционная теория.

Основные результаты работы по названным выше направлениям исследований опубликованы в 11 монографиях и многочисленных статьях (в том числе в ряде ведущих научных журналов США, Великобритании, Норвегии, Германии). Сотрудниками сектора по результатам исследований защищено три диссертации (в том числе одна докторская).

На базе выполненных исследований в секторе был подготовлен научный доклад, который в феврале 2002 г. был представлен на заседании Президиума СО РАН. Сделать это нас побудили следующие обстоятельства:

- в СО РАН проводится работа по подготовке Стратегии развития Сибири, и в связи с этим важно ознакомить научную общественность Сибирского отделения с направлениями формирования эффективной экономической политики в ведущем секторе экономики региона;
- в развитии нефтегазового сектора наметились новые негативные явления, которые могут существенно повлиять на его функционирование в недалеком будущем, а это может еще больше осложнить социально-экономическое положение Сибири;
- сохраняется чрезвычайно высокая актуальность выработки эффективного и действенного механизма функционирования и развития нефтегазового сектора.

Развернутые положения данного доклада стали содержанием настоящей монографии. Авторы осознают, что затронули лишь часть широкого круга проблем и задач в области государственного регулирования нефтегазового сектора, но надеются, что их результаты и выводы будут интересны и полезны читателю. Мы будем рады получить любые отклики и замечания по содержанию монографии, которые можно направлять по адресу: *630090, г. Новосибирск, просп. Академика Лаврентьева, 17, Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН* (e-mail: *kryukov@ieie.nsc.ru* или *sevast@ieie.nsc.ru*).

1. Государственное регулирование и эволюционный подход к изучению экономических процессов

1.1. Государственное регулирование экономики

Государственное регулирование экономики, как правило, предполагает участие (вмешательство) государства в экономических процессах. При этом к числу основных форм участия государства в экономике относятся:

- прямое участие (что предполагает участие государства в собственности на те или иные производственные, финансовые или экономические активы);
- косвенное участие (что предполагает формирование на государственном уровне норм и правил, структурирующих экономическую деятельность, а также принуждение к исполнению данных норм и правил).

Соотношение между прямым и косвенным участием государства в экономической жизни в значительной степени определяется системой социально-экономических и политических приоритетов, сложившихся в той или иной стране на определенный момент времени.

Двумя основными причинами усиления роли государства в современной экономике являются:

1) стремление к поддержанию социальной стабильности в обществе;
2) существование так называемых «провалов» рынка при решении тех или иных экономических проблем (существование барьеров для действия чисто рыночных регуляторов и механизмов).

Одной из важнейших задач государственного регулирования является формирование и поддержание конкурентной среды в тех секторах экономики, где в силу тех или иных причин (естественного или исторического характера) не могут самостоятельно возник-

нуть и развиться условия для становления и функционирования новых хозяйственных единиц.

С экономической точки зрения деятельность в сфере регулирования того или иного сектора экономики может считаться целесообразной в том случае, если издержки на ее осуществление, по крайней мере, не превышают величину прироста общественного благосостояния в результате данной деятельности. Однако при этом возникают весьма сложные проблемы с количественной оценкой как издержек, так и вызванного ими прироста общественного благосостояния.

Исследование проблем формирования и развития систем государственного регулирования в различных странах, в различных секторах экономики и в различных условиях позволяет, на наш взгляд, сделать вывод, что данная деятельность может быть эффективной лишь в том случае, если в достаточно полной степени учитываются особенности функционирования и эволюции объекта регулирования. Действительно, «многие проблемы, связанные с регулированием, коренятся не в самом акте регулирования, а в том, что регулируется»[1].

1.2. Эволюционный подход к анализу, оценке и выбору направлений развития экономических объектов

Любой экономической системе (и нефтегазовый сектор экономики здесь не исключение) присущи все основные признаки эволюционного развития. В числе этих признаков: нарастание сложности системы, возникновение новых структурных элементов, естественный отбор, наследственность, мутации и т.д. Учет данных особенностей при изучении экономических систем и составляет сущность эволюционного подхода.

Эволюционный подход в изучении социальных и экономических процессов приобрел особую актуальность в последние два

---

[1] **Джосткоу П.** Специфичность активов и структура вертикальных отношений: эмпирические свидетельства// Природа фирмы. – М.: Дело, 2001. – С. 175–205.

десятилетия в связи с переходом ряда стран с нерыночной экономикой к экономике, основанной на действии рыночных регуляторов. При этом выбор направлений развития экономики той или иной страны осуществляется не только на основе сравнительного анализа и обобщения опыта действия рыночных и нерыночных норм и регуляторов в различных условиях, но и при различных сценариях изменения институционального устройства в будущем[2].

Формирование эффективно работающей системы институтов (норм и правил), структурирующих экономическую деятельность, является важнейшим условием успешности проведения реформ в социально-экономической сфере. Эволюционный подход может выступать в качестве методологической основы изучения процессов становления, закрепления и изменения различных норм и правил. В настоящее время ведутся дискуссии о целесообразности и границах применения эволюционного подхода и о том, чем данный подход в сущности своей отличается от общепринятого, так называемого неоклассического, подхода, широко использовавшегося (и используемого) в экономических исследованиях. Мы разделяем точку зрения, высказанную А.Н. Нестеренко, о том, что «кратко-срочные и простые экономические ситуации достаточно адекватно описываются неоклассической теорией. Но долгосрочные и сложные ситуации требуют и иных теорий, в том числе эволюционной теории»[3].

Неустойчивый характер базовых условий функционирования стран с переходной экономикой не позволяет при анализе возникающих ситуаций и альтернатив использовать фундаментальные положения неоклассического подхода, такие, например, как *принцип рациональности отдельного изолированного экономического*

---

[2] Здесь и далее под институциональным устройством экономики (или нефтегазового сектора) будем понимать совокупность норм и правил, структурирующих экономическую деятельность, т.е. определяющих формы взаимодействия хозяйственных единиц и тем самым организационную структуру экономики.

[3] **Нестеренко А.Н.** Возможен ли синтез эволюционной экономики и «мэйнстрима»?// Эволюционная экономика и «мэйнстрим». – М.: Наука, 2000. – С. 55–61.

индивида (что позволяло бы формулировать и решать задачи выбора оптимальных стратегий поведения).

Поэтому именно в силу того, что эволюционный подход учитывает широкий спектр видов институционального устройства, его можно рассматривать в качестве теоретической парадигмы анализа процессов в странах с переходной экономикой. Весьма емко суть эволюционного подхода к анализу экономических процессов сформулировал один из ведущих ученых в данной области – С.Дж. Уинтер: «…объяснение того или иного положения дел, которое эта теория предлагает, носит эволюционистский характер: имело место некое предшествующее состояние, и наблюдаемое ныне положение дел отражает кумулятивный эффект законов изменения, действовавших в этом предшествовавшем состоянии. Иными словами, объяснения сосредоточены на динамических аспектах. Подобно экономической теории трансакционных издержек, эволюционная экономическая теория склонна нацеливать внимание на реализованное, наблюдаемое воочию экономическое поведение, а не на гипотетические множества альтернативных вариантов. Подобно эволюционной биологии, она проявляет большой интерес к тому, каким образом “виды” воспроизводятся во времени в условиях непрерывной текучести в популяции “индивидов” - представителей данного вида… Наконец, с точки зрения этой теории главной интеллектуальной проблемой, стоящей перед теорией фирмы, является осмысление взаимосвязанных поступательных процессов изменений в технологии и организации… В целом парадигма трансакционных издержек и эволюционная парадигма и противостоят друг другу, дополняют одна другую…»[4].

Начиная с середины 90-х годов активная работа по осмыслению и развитию эволюционного подхода применительно к экономическим процессам в странах с переходной экономикой проводится и российскими учеными, прежде всего под эгидой *Центра эволюционной экономики (р*уководитель – академик РАН Л.И. Абалкин). И

---

[4] **Уинтер С. Дж.** Теория Коуза и проблемы компетентности в корпорации // Природа фирмы. – С. 268–293.

зарубежные, и современные российские исследователи едины во мнении, что «широкомасштабные реформы, происходившие в восточно-европейских странах в 90-х годах, выявили со всей очевидностью, сколь велика потребность в развитой теории институциональных экономических изменений, и в то же время продемонстрировали, насколько неудовлетворительным является ее нынешнее состояние»[5]. Существенная отличительная особенность эволюционного подхода при изучении социальных и экономических систем состоит в том, что «нельзя утверждать, что тот или иной процесс, относящийся к исследуемому объекту, важнее другого, потому что «все связано со всем» – любое явление бесчисленными нитями причинно-следственных отношений соединено с внешним миром»[6].

Поэтому во многом вполне закономерно, что рядом исследователей, и в первую очередь Д. Нортом, были предприняты попытки (на наш взгляд, весьма успешные) соединения эволюционного подхода с «чисто» институциональным. В этом случае предполагается, что изменения в экономической системе обусловлены изменениями в ее институциональной структуре, и наоборот. Таким образом и возникает единая «институционально-эволюционная» экономическая теория, основных положений которой мы и будем придерживаться в дальнейшем. Коротко говоря, основные положения институционально-эволюционной теории, которые отличают данный подход от неоклассического, или «мэйнстрима», сводятся к следующему:

- социально-экономические процессы и явления рассматриваются в динамике;
- основной акцент делается на гетерогенности экономических процессов;
- рассматриваемая экономическая система представляется в виде постоянных инноваций;

---

[5] **Полтерович В.М.** Институциональная динамика и теория реформ// Эволюционная экономика и «мэйнстрим». – М.: Наука, 2000. – С. 31–54.

[6] См.: **Нестеренко А.Н.** Возможен ли синтез эволюционной экономики и «мэйнстрима»?

- принцип методологического индивидуализма и рациональной максимизации отвергается (точнее, признается целесообразность его применения только для анализа простых ситуаций и краткосрочных промежутков времени);
- применяется аппарат трансакционных издержек для оценки эффективности институциональной структуры и направленности происходящих изменений.

1.3. Трансакционные издержки – один из ключевых элементов анализа и объяснения эволюции экономических процессов

Существенной особенностью как институциональной, так и эволюционной парадигмы современной экономической мысли является расширение рамок анализа экономических процессов – прежде всего за счет включения в рассмотрение издержек, связанных с использованием тех или иных координационных экономических механизмов. Издержки, обусловленные использованием различных экономических механизмов (прежде всего, ценового), получили название трансакционных. Дополнение «классических» (связанных с производственной функцией) условий функционирования той иной хозяйственной единицы или их совокупности трансакционными издержками позволяет подойти к оценке не только чисто производственных факторов, но и условий, определяемых изменениями во внешней нормативно-правовой среде.

В самых последних исследованиях – в том числе и проведенных нами,[7] подчеркивается целесообразность разделения трансакционных издержек на две составляющие:

- трансакционные издержки, связанные с использованием уже работающих механизмов координации, как правило, в условиях устойчиво функционирующей экономической системы. В определенном смысле это издержки на микроуровне;

---

[7] **Крюков В.А.** Институциональные преобразования в нефтегазовом комплексе – теоретические основы и российская практика. – М.: Ин-т нар.-хоз. прогнозир. РАН, 2000.

- трансакционные издержки, связанные с созданием, формированием и «запуском» новых координационных механизмов (в условиях перехода от одной совокупности правил и норм координации к другой). В определенном смысле это издержки на макроуровне, их несет не только отдельная хозяйственная единица, но и все общество в целом (в частности, В. Полтеровичем подобные издержки были определены как издержки институциональной трансформации[8]).

Включение в анализ экономических процессов трансакционных издержек позволяет подойти к количественной оценке различных направлений эволюции институциональной структуры – совокупности норм и правил координации хозяйственных единиц, организационной структуры экономики и системы государственного регулирования как на уровне экономики в целом, так и на уровне ее отдельных секторов и их сочетаний.

1.4. Общая схема эволюционного процесса в рамках институционально-эволюционного подхода

В рамках институционально-эволюционного подхода понимание изменений в нормах и правилах, регулирующих взаимодействие хозяйственных единиц, в организационной структуре и динамике системы государственного регулирования во многом сродни пониманию процесса естественного отбора в биологии. Мы разделяем точку зрения, высказанную П. Джосткоу, о том, что «конкретные виды институционального устройства возникают в ответ на разнообразные факторы, связанные с трансакциями, дабы минимизировать суммарные издержки осуществления трансакций... Конкретное институциональное устройство выбирается таким образом, чтобы представлять структуру управления, минимизирующую суммарные издержки полного осуществления соответствующих трансакций»[9].

---

[8] **Полтерович В.М.** Институциональная динамика и теория реформ.

[9] **Джосткоу П.** Специфичность активов и структура вертикальных отношений: эмпирические свидетельства.

Более детально схема эволюционного процесса представляется следующим образом.

1. Направления изменения институционального устройства экономики (в части собственно экономической) определяются[10]:

   - системой приоритетов и предпочтений, складывающихся в той или иной стране на определенный момент времени;
   - производственно-технологическими условиями и факторами, «лежащими» на стороне используемых в хозяйственной деятельности активов;
   - фундаментальными изменениями в соотношении цен на основные факторы и условия осуществления хозяйственной деятельности.

2. Изменение отмеченных выше базовых условий может происходить двумя основными путями:

   - путем «естественной» эволюции по мере накопления изменений, прежде всего в составе производственно-технологических активов (в связи с научно-техническим прогрессом или изменением природных факторов ведения хозяйственной деятельности);
   - путем индуцированных, или скачкообразных, изменений в случае сдерживания «естественной» эволюции отмеченных выше основных факторов и условий.

И эволюционная парадигма, и институциональная, равно как и их интеграция в рамках институционально-эволюционного подхода, предполагает, что к числу основных движущих сил социально-экономического развития относятся технологические и институциональные изменения: «технологические изменения и институциональные изменения – это главные детерминанты социально-экономического развития»[11].

---

[10] **Норт Д.** Институты, институциональные изменения и функционирование экономики. – М.: Фонд экон. кн. «Начала», 1997.

[11] Там же. – с. 133.

В общем случае эволюция институционального устройства (как и в биологии процесс естественного отбора) приводит к повышению жизнестойкости (росту экономической эффективности, измеряемой как степень отдачи от тех или иных факторов и условий экономической деятельности) и системы в целом, так и отдельных ее элементов. Изменение системы институционального устройства происходит в направлении минимизации совокупных издержек общества на ее функционирование (например, в расчете на единицу производимого ВВП) – «возрастающая отдача определяет значимость институтов (т.е. норм и правил), которые тем самым становятся источником формирования долгосрочных тенденций экономического развития»[12]. В данном случае под совокупными издержками понимается сумма производственных и трансакционных (как микро-, так и макро-) издержек.

При этом следует иметь в виду, что такой чисто экономический анализ системы институционального устройства не является исчерпывающим с точки зрения объяснения направлений и причин эволюции. Необходимым элементом исследований направлений и факторов эволюции экономической системы и соответственно системы государственного регулирования экономики должен быть институционально-ценностной анализ, в рамках которого в рассмотрение должны вводиться культурно-исторические элементы выбора и определения приоритетов и направлений развития.

Как нам представляется, эволюционный подход (точнее, институционально-эволюционный) позволяет не только проводить анализ направлений формирования и развития системы государственного регулирования в нефтегазовом секторе экономики, но и подходить к сравнительной количественной оценке различных направлений развития рассматриваемой системы. А именно, в рамках институционально-эволюционного подхода в наиболее полной мере удается:

- учесть динамический характер основных технико-технологических условий формирования и развития институциональной структуры нефтегазового сектора;

---

[12] **Норт Д.** Институты, институциональные изменения и функционирование экономики. – с. 123.

- в достаточно полной степени отразить инновационный характер развития экономических систем;
- опираясь на теорию трансакционных издержек, сформировать методические основы сравнительной оценки эффективности различных направлений формирования и дальнейшего развития системы государственного регулирования.

Поэтому вполне обоснованно В.Л. Макаровым было отмечено, что «подходы эволюционной экономики могут оказаться плодотворными при построении теории экономики переходного периода. Как известно, в переходный период процессы убыстряются, ломаются старые институты, создаются новые, и экономическое равновесие не успевает установиться, как условия снова изменяются. Поэтому нет смысла анализировать само равновесие, главное – понять, как происходит процесс изменений»[13].

2. Государственное регулирование нефтегазового сектора и направления его эволюции

2.1. Особенности государственного воздействия на нефтегазовый сектор экономики

Исследования показывают, что нигде, ни в одной из стран мира нефтегазовый сектор экономики (к которому наряду с поиском и разведкой углеводородов относят также их добычу, транспорт, первичную переработку и реализацию продуктов добычи и переработки) не является объектом регулирования исключительно со стороны «невидимой руки» – рыночных сил и чисто рыночных регуляторов. Повышенная степень государственного воздействия на данный сектор экономики связана не только с важной ролью углеводородов в решении энергетических и финансово-экономических проблем различных стран, – в существенной мере она определяет-

---

[13] **Макаров В.Л.** [Предисловие] // Нельсон Р., Уинтер С. Эволюционная теория экономических изменений. – М.: Финстатинфор, 2000.

ся наличием целого ряда объективных условий. К их числу относятся:

- повышенные «барьеры входа» в нефтегазовый сектор, что связано с высокой капиталоемкостью проектов;
- возможность проявления монополии на природные ресурсы, что таит в себе угрозу для национальной экономики любой добывающей страны мира (прежде всего с точки зрения конкурентоспособности и нефтегазового сектора, и других секторов экономики – потребителей углеводородов и продуктов их переработки);
- особенности производственно-технологических активов нефтегазового сектора – наличие в их составе уникальных производственно-технологических комплексов и систем, занимающих так называемое «естественно-монопольное» положение (со всеми вытекающими отсюда негативными последствиями).

Указанные объективные особенности являются основанием не только для «повышенного» присутствия государства в сфере регулирования нефтегазового сектора, но также и для формирования в секторе специфических организационных структур, таких, например, как вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК), в состав которых в рамках единой собственности входят технологические звенья взаимосвязанных этапов использования углеводородов. В то же время ярко выраженный динамический характер материально-технологических активов сектора обуславливает необходимость постоянной эволюции также и системы государственного регулирования.

Динамика активов нефтегазового сектора «привносится» двумя обстоятельствами – институциональными и технологическими инновациями, а также изменением характеристик и состава месторождений углеводородов, находящихся в процессе освоения и разработки. Поэтому в контексте обсуждаемой проблемы представляются важными следующие моменты:

- экономические характеристики запасов углеводородов имеют ярко выраженные динамические особенности;

- динамические особенности активов оказывают существенное влияние на экономические характеристики той или иной институциональной структуры нефтегазового сектора (в частности, по мере исчерпания запасов того или иного месторождения резко снижается роль экономических характеристик, связанных с экономией от масштаба);
- ухудшению экономических характеристик может противостоять процесс институциональных и технологических инноваций;
- с ухудшением характеристик активов (точнее, их ресурсной части) должны эволюционно меняться формы и методы государственного регулирования.

Отмеченные выше особенности наиболее ярко проявляются на уровне отдельных месторождений и их групп в рамках нефтегазовых провинций. Динамический характер освоения минерально-сырьевых провинций имеет особое значение для сырьевых территорий, экономика которых основана на добыче невоспроизводимых минерально-сырьевых ресурсов.

Воздействие системы приоритетов и предпочтений, складывающихся в той или иной стране в определенный момент времени, на эволюцию нефтегазового сектора проявляется и в том, что роль технологических и экономических инноваций может существенно различаться. Так, например, в условиях системы централизованного планирования и управления воздействие чисто технологических факторов является доминирующим – не экономические условия главным образом определяют динамику освоения тех или иных нефтегазовых провинций, а политические приоритеты и технологические возможности. В рамках системы, основанной на влиянии рыночных регуляторов, роль экономических факторов и условий существенно возрастает.

В связи с отмеченными выше обстоятельствами для системы централизованного планирования и управления были характерны значительно более высокие темпы освоения нефтегазовых провинций. Поэтому при переходе к новой системе экономических связей и отношений снижение уровней добычи может быть связано также

с изменением различных факторов и условий. Это означает, например, переход нефтегазовой провинции с одной траектории – интенсивного освоения ресурсов на другую – менее интенсивную и более пологую.

На наш взгляд, учет эволюционных особенностей функционирования и развития нефтегазового сектора ведет к усилению «регионального» начала в регулировании. «Регионализация» системы государственного регулирования нефтегазового сектора на стадиях высокой степени зрелости ресурсной базы обусловлена прежде всего необходимостью:

- решения социально-экономических проблем (таких как занятость и сохранение или поддержание приемлемых и устойчивых бюджетных доходов);
- сдерживания темпов падения экономической эффективности в данном секторе экономики.

Как показывает опыт освоения и разработки минерально-сырьевых ресурсов в различных регионах мира с высокой степенью зрелости ресурсной базы, не только и не столько технологические материально-вещественные факторы (такие как увеличение инвестиций, направляемых на поддержание добычи) играют определяющую роль в развитии сырьевых провинций. Велика также роль институциональных факторов и условий – норм и правил, направленных на расширение области применения инновационно-ориентированных стратегий функционирования и развития различных хозяйственных единиц.

2.2. Основные формы государственного регулирования нефтегазового сектора и направления их «естественной» эволюции

Среди форм и методов государственного регулирования нефтегазового сектора наблюдается большое разнообразие используемых подходов. Система государственного регулирования включает специфические и общие формы регулирования (*рис.1*).

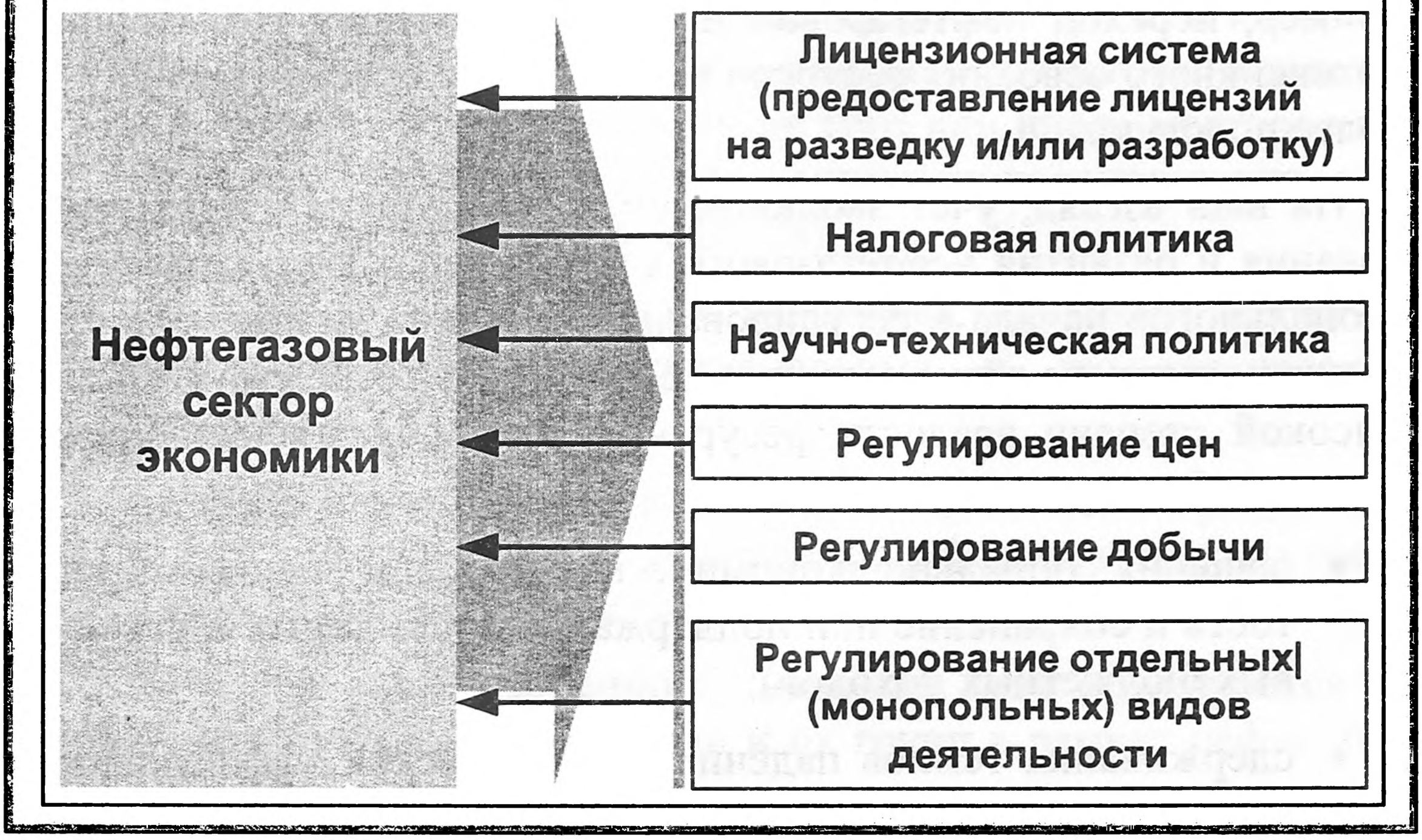


Рис. 1. **Основные формы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики**

К ***специфическим формам регулирования*** можно отнести:

- лицензионную систему (предоставление прав на разведку и/или разработку месторождений углеводородного сырья);
- регулирование добычи;
- регулирование отдельных, и прежде всего «естественно-монопольных» видов деятельности (таких, например, как транспортировка углеводородов магистральными трубопроводами).

К ***общим формам регулирования*** можно отнести:

- налоговую политику (включая регулирование экспортно-импортных тарифов);
- регулирование цен;
- регулирование в области научно-технической политики.

Главной экономической задачей государственного регулирования являются создание и поддержание эффективной производст-

венной структуры, которая должна обеспечить рационализацию издержек во всех звеньях нефтегазового сектора.

Особое место среди форм регулирования нефтегазового сектора занимает ***лицензионная система предоставления прав на пользование недрами*** для целей разведки и разработки месторождений углеводородного сырья. Правила предоставления лицензий могут (и мировой опыт об этом весьма красноречиво свидетельствует) существенно ограничить проявление монополии на природные ресурсы и создать предпосылки для рационализации издержек и становления эффективной производственной структуры.

Регулирующая роль лицензионной системы состоит в том, что при ее помощи можно решить такие проблемы, как:

- привлечение в нефтегазовый сектор компаний с необходимым производственным опытом;
- передача и распространение передовых технологий, навыков работы и управления компаниями;
- достижение необходимых уровней добычи и утилизации ресурсов углеводородного сырья;
- поддержание необходимого уровня конкурентной среды в различных сегментах нефтегазового сектора;
- обеспечение необходимых экологически безопасных условий разведки и разработки ресурсов углеводородного сырья;
- получение необходимых поступлений в государственный бюджет (в бюджеты различного уровня при федеративном устройстве страны – собственника природных ресурсов);
- поддержание определенного уровня занятости в смежных отраслях экономики (на транспорте, в сфере обслуживания, машиностроении и др.).

В свою очередь, в рамках лицензионной системы также имеются альтернативы, связанные с выбором конкретных процедур предоставления прав на пользование недрами. Речь идет о двух принципиально разных подходах к предоставлению прав: на основе ***конкурсной*** или ***аукционной*** системы. В первом случае решение при-

нимается исходя из мнения членов комиссии, представляющих органы государственной власти. Во втором случае решение только оформляется органом власти, а критерием является, например, величина единовременно уплачиваемого сбора (бонуса). Каждая из систем имеет свои преимущества и свои недостатки.

Для стран с переходной экономикой, к числу которых относится Россия, выбор между двумя подходами к предоставлению прав на пользование недрами также связан с оценкой потенциальных издержек институциональной трансформации (трансакционных издержек на макроуровне). В случае применения аукционной системы относительно невелики издержки управления, но в то же время высока вероятность усиления монопольных тенденций в сфере добычи углеводородов (следовательно, снижения экономической эффективности использования ресурсов недр, что и наблюдается в России в настоящее время) и, тем самым, увеличения издержек институциональной трансформации. Конкурсная система, напротив, связана с повышенными управленческими издержками, но в то же самое время создает более благоприятные предпосылки для роста экономической эффективности и снижения издержек институциональной трансформации (*см. ниже*).

«Естественная» эволюция форм и методов государственного регулирования нефтегазового сектора заключается в том, что по мере «старения» территорий добычи минерально-сырьевых ресурсов (не обязательно нефти или природного газа) новые месторождения, которые подлежат вводу в разработку, становятся все меньшими и меньшими, более трудными с точки зрения освоения. Поэтому в пределах отдельных сырьевых территорий имеет место достаточно устойчивая тенденция возрастания издержек. Противостоять данной негативной тенденции могут шаги и решения, связанные с изменением:

- ставок налогообложения;
- стратегий функционирования и развития добывающих компаний;
- организационной структуры минерально-сырьевого сектора.

С экономической точки зрения задача состоит в том, чтобы обеспечивать благоприятную динамику издержек не только усилиями компаний, но и при помощи институциональных инноваций, связанных с изменением норм и правил взаимодействия компаний, а также с изменениями организационной структуры нефтегазового сектора. Это достаточно сложная задача в рамках устойчиво функционирующей экономики рыночного типа, и тем более она сложна в условиях переходной экономики.

Как показывает мировая практика развития нефтяной промышленности, в последние 20–30 лет неоднократно имели место примеры эффективных ответов на усложнение условий функционирования (будь то цены или геология) путем проведения технологических и институциональных инноваций.

Противоположная тенденция состоит в том, что более благоприятные условия (как ценовые, так и геологические) способствуют сохранению существующих технологии и организации. В этом плане весьма убедительным примером является нефтяная промышленность бывшего СССР. Открытие уникальных месторождений в Западной Сибири в начале 60-х годов, а также благоприятные ценовые условия (в сочетании с их меньшей значимостью в рамках системы централизованного планирования и управления) привели к консервации институционального оформления нефтегазового сектора, продолжавшейся на протяжении десятилетий.

С этой точки зрения динамические характеристики активов нефтегазового сектора особенно остро ставят вопрос об адаптации системы государственного регулирования (и в целом институциональной структуры) к меняющимся условиям. Как показывает опыт государств, имеющих федеративное устройство, на разных стадиях зрелости нефтегазовых провинций по-разному соотносятся роли федеральных и региональных органов власти в регулировании сектора. США и шельф Соединенного Королевства являются наглядными примерами изменения направленности регулирующего механизма. Порядок предоставления прав на пользование участками недр, а также изменение налогового режима в рамках определенной нефтегазовой провинции представляют собой важные

внутренние факторы ослабления негативных тенденций, связанных с «естественной» динамикой активов сектора.

Однако ситуация приобретает взрывоопасный характер, если лицензионный (или в общем случае – концессионный) и налоговый режимы не изменяются по мере нарастания зрелости нефтегазовых провинций. Стагнирующая институциональная и фискальная среда подрывает возможности адаптации нефтегазового сектора к объективно меняющимся характеристикам активов. И это касается не только, например, нефтегазового сектора экономики России, начальная институциональная структура которого (сформированная в первой половине 90-х годов) базируется на предположении о начальной степени зрелости нефтегазовых ресурсов в основных нефтегазодобывающих провинциях – Западной Сибири, Республике Коми и Татарстане.

Норвежским исследователем О. Норенгом[14] был сделан вывод об отставании структурных и институциональных изменений в нефтегазовом секторе своей страны, а между тем он относится к числу наиболее успешных и устойчиво функционирующих в мире. Было отмечено, что в Норвегии организация нефтяной промышленности на шельфе базировалась на высокой степени государственного участия, доминировании национальной нефтяной компании и небольшом числе оперирующих компаний. Данная организация в основном была сформирована в 70-е годы. В качестве предпосылок учитывались прежде всего начальный этап освоения ресурсной базы, высокие и растущие мировые цены на нефть, ограниченное рыночное пространство и сильно интегрированная мировая нефтяная промышленность. По мнению О. Норенга, эти предпосылки уже отсутствуют. Так, ресурсная база изменяется очень быстро. Вновь открываемые месторождения в основном мелкие и расположены в глубоких водах, а следовательно, сложны для освоения и разработки. Проекты по обустройству месторождений во все большей степени связаны с возрастающим числом малых месторождений с очень высокой степенью их разнообразия.

---

[14] **Noreng O.** The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation. – Sandvika: Center for Energy Studies. BI Norwegian School of Management, 1998. – 62 p.

Основная проблема современного этапа развития нефтегазового сектора экономики России, и прежде всего его нефтяной составляющей, состоит в необходимости повышения степени адаптации институциональной структуры к новым условиям. На практике это означает не только новые технологии, но и иные методы управления компаниями и в целом формирование новых взаимоотношений между организациями в рамках сектора.

По мере изменения характеристик активов нефтегазового сектора (повышения степени зрелости нефтегазовых провинций) возрастает роль конкуренции и гибкости в деятельности компаний. Конкуренция и гибкость, как показывает опыт «старых» нефтегазовых территорий, становятся более важными с экономической точки зрения по сравнению с экономией от масштаба (которая присуща прежде всего крупным вертикально интегрированным компаниям). Вместе с тем усложнение характеристик запасов (повышение степени их зрелости) требует и более высокой степени специализации, которая, в свою очередь, вызывает потребность в новых формах партнерства в разведке, обустройстве и разработке более мелких и более сложных месторождений.

Становление соответствующей конкурентной среды, гибких форм взаимодействия организационных единиц в рамках минерально-сырьевого сектора при увеличении числа месторождений и одновременном ухудшении их качества – все это вместе взятое, как нам представляется, требует формирования, внедрения и совершенствования соответствующих процедур государственного регулирования (прежде всего на региональном уровне).

3. Динамика нефтегазовых провинций – основа эволюции форм государственного регулирования нефтегазового сектора

Уровень добычи минерально-сырьевых ресурсов зависит от состояния разведанности, подготовки к эксплуатации и степени выработанности основных запасов в пределах отдельных провинций,

а также от перспектив открытия новых провинций, способных компенсировать выбывающие.

База нефтедобычи любой страны представляет собой совокупность нефтеносных (в общем случае – нефтегазоносных) провинций. Последние являются природными образованиями с определенными свойствами. Под воздействием целенаправленной человеческой деятельности по освоению ресурсов углеводородов они претерпевают ***ряд последовательных «естественных» изменений***, переходя из одной стадии развития в другую[15].

Первая стадия – ***поисково-разведочная***. Она включает два этапа – допоисковый и поисковый. На *допоисковом* этапе имеются лишь теоретические предпосылки и самые общие геологические данные, свидетельствующие о возможности открытия месторождений нефти и газа. На *поисковом* этапе выявляются перспективные структуры, проводится поисковое бурение, устанавливается более детальное геологическое строение, опробуются вскрытые поисковым бурением коллекторы и т.д. Этот этап связан со значительным геологическим риском, но затраты сравнительно невелики и есть высокие шансы, что после первых открытий они многократно окупятся. Вместе с тем привлечение в новые районы предприятий и компаний, готовых проводить поисково-разведочные работы, требует для них определенных экономических стимулов.

Вторая стадия – ***ранняя добыча (растущая добыча, «предзрелость»)*** – характеризуется быстрым ростом геологической изученности территории и количества крупных открытий. Большинство наиболее крупных объектов открывается именно на этой стадии, поскольку, как правило, гигантские и крупные месторождения из-за своей величины наиболее легко обнаруживаются стандартными методами геологической разведки.

Третья стадия – ***зрелость (стабильная добыча)***. Она характеризуется достаточно высокой степенью геологической изученности, добыча достигает своего пика и стабилизируется на данном уровне с последующим плавным снижением. Привлеченные низ-

---

[15] См.: **Арбатов А., Крюков В.** Есть ли будущее у «малых» нефтегазовых компаний?// Нефть России. – 1999. – № 8. – С. 10–15.

ким геологическим риском, нефтедобывающие компании и предприятия разворачивают активные работы по освоению и эксплуатации месторождений. На экономическую эффективность работ на этой стадии наиболее ощутимое влияние оказывает эффект экономии от масштаба, позволяющий развивать инфраструктуру и добывающие мощности. Вместе с тем широкомасштабные работы приводят к истощению лучших объектов и заставляют переходить к более высокозатратным объектам, что влечет за собой начало снижения добычи, уменьшение доли экономической ренты в цене продукции и переход на следующую стадию.

Четвертая стадия – ***завершающая добыча (падающая добыча, «постзрелость»)***. На этой стадии уже не происходит полной компенсации выбывающих объектов новыми месторождениями, пусть и более высокозатратными. В структуре разрабатываемых запасов все большее место занимают трудноизвлекаемые низкоэффективные запасы. Объемные и экономические показатели начинают ускоренно ухудшаться по мере выбытия относительно лучших запасов. Эффект экономии от масштаба уступает место эффектам специализации, институциональных и технологических инноваций, которые вместе с созданной инфраструктурой позволяют получать нормальную (общепринятую для других отраслей промышленности) прибыль.

Последний этап в рамках этой стадии можно назвать *«затухающим»*. Здесь продолжают действовать эффекты, характерные для стадии падающей добычи, но месторождения приближаются к границе экономической эффективности и выбывают одно за другим. Нередко отдельные объекты продолжают работать довольно долго после выбытия основной массы добывающих мощностей вследствие особо ценных качеств нефтей и благоприятного положения по отношению к существующей инфраструктуре.

С геологической точки зрения степень зрелости характеризуется успешностью открытий, размерами месторождений, маргинальными показателями, с институциональной точки зрения – типами компаний, а также формами государственного регулирования (взаимоотношения между компаниями и государством).

При анализе динамики освоения нефтегазовых провинций интересным историческим примером являются США, поскольку большинство штатов в настоящее время находится на стадии падающей добычи. Эта стадия характеризуется высоким удельным весом низкодебитных скважин. В США к низкодебитным нефтяным скважинам относятся скважины, дающие менее 10 бар. в сутки. Отдельная скважина вносит небольшой вклад в совокупный объем добычи, но общее количество низкодебитных скважин в США в настоящее время составляет около 420 тыс., причем их средний дебит лишь немногим превосходит 2 бар. в сутки (*табл. 1*). В 1998 г. из таких скважин было извлечено более 316 млн бар. нефти, или 26,6% нефти, добытой в США (за исключением Аляски, Флориды и шельфа, где нет низкодебитных скважин).

Таблица 1

Показатели эксплуатации низкодебитных скважин в США в 1989–1998 гг.

Год	Количество низкодебитных скважин	Добыча нефти, млн бар.	Средний дебит, бар./скв. в сут.	Прирост бездействующих скважин
1989	452589	386,9	2,34	16107
1990	463854	383,2	2,26	17235
1991	462823	377,3	2,23	17584
1992	453277	368,4	2,23	16211
1993	452248	355,9	2,16	16914
1994	442500	339,9	2,10	17896
1995	433048	332,3	2,10	16389
1996	428842	323,5	2,06	16674
1997	431552	322,9	2,05	15037
1998	419280	316,2	2,07	13912

Источник: **Marginal** oil and gas: Fuel for economic growth. – Interstate Oil and Gas Compact Commission, USA, 1999.

«Естественная» эволюция» нефтегазоносных провинций оказывает заметное влияние на динамику организационной структуры нефтегазового сектора.

На ***первой стадии*** эволюции нефтегазоносных провинций, т.е. до того, как сделаны первые коммерческие открытия, очень высок риск, но также высока потенциальная отдача. Эта стадия обычно длится несколько лет. Для ее начальных этапов характерна множественность организационных форм. Среди компаний, желающих принять на себя риск в рамках процесса разведки, присутствуют все типы компаний: крупные транснациональные, независимые, небольшие вновь пришедшие, равно как и государственные, которые приходят в поисках гарантированных источников поставок углеводородов. Критической временно́й точкой является момент первого коммерческого открытия.

На ***второй стадии*** – после первого крупного коммерческого открытия и до наступления зрелости провинции – компании стабильно делают открытия, месторождения выявляются чаще и более крупного размера (по мере роста и накопления геологических знаний). Маргинальные удельные издержки снижаются. Начинается развитие необходимой инфраструктуры. Эффект экономии от масштаба усиливается как при развитии инфраструктуры, так и при освоении месторождений. Это создает преимущества крупным вертикально интегрированным компаниям (транснациональным и государственным) – они усиливают свои позиции. Экономия от масштаба благоприятствует развитию координации как в рамках крупных компаний, так и между ними. Независимые и небольшие вновь пришедшие компании постепенно вытесняются. На этой стадии крупные компании не придают значения малым объектам, поскольку ожидают более крупных открытий и более низких удельных издержек. После того как нефтяная провинция «положена на карту», риск сокращается весьма значительно. Критический момент времени наступает тогда, когда размер новых открытий достигает пика.

На ***третьей стадии*** темп открытий стабилизируется, но вместе с тем выявляются месторождения все меньших размеров. Маргинальные удельные издержки стабилизируются ввиду того, что вся основная инфраструктура практически создана. При этом основная инфраструктура в значительной степени профинансирована за счет крупных месторождений. На этой стадии экономия от масштаба

все еще весьма значительна за счет преобладания добычи на крупных месторождениях. Более мелкие месторождения вводятся в разработку в той степени, в какой они удачно размещены вблизи уже созданной инфраструктуры. В нефтяных провинциях, находящихся на стадии зрелости, крупные вертикально интегрированные компании занимают доминирующие позиции. Это могут быть как транснациональные компании, так и компании с государственным участием, включая национальные нефтяные компании принимающей страны.

В результате в нефтегазовом секторе сырьевой территории доминирует несколько компаний, которые координируют деятельность как внутри компаний, так и во внешних контактах с другими компаниями. Независимые нефтяные компании и малые вновь приходящие компании на стадии зрелости имеют достаточно слабые позиции. Критический момент времени наступает тогда, когда добыча нефти в первый раз достигает своего пика. Это обычно означает, что добыча начинает смещаться от ускоренной разработки крупных месторождений к разработке маргинальных месторождений (в целом к более маргинальным ресурсам и запасам).

С ростом зрелости становится очевидной неприемлемость ранее установленной модели функционирования и развития нефтегазового сектора. В частности, высокие издержки из-за ограниченной конкуренции становятся острейшей проблемой на стадиях, когда начинают разрабатываться месторождения все меньших и меньших размеров.

На последней, ***четвертой, стадии*** открываемые месторождения становятся все меньше и меньше в размерах, при этом открываются месторождения с осложненными условиями освоения и добычи (такими как аномально высокие давления и т.п.). В наличии также имеются и месторождения, открытые на более ранних стадиях. Имеющаяся инфраструктура позволяет на экономически приемлемом уровне разрабатывать данные маргинальные месторождения. Накопленный опыт и знания дают возможность применять различные технические и организационные инновации, которые также позволяют улучшить экономические показатели. Сочетание созданной инфраструктуры, накопленных знаний и приобретенно-

го опыта, а также проводимых инноваций дает возможность стабилизировать маргинальные издержки или же сдержать их рост. В конечном счете все это вместе взятое позволяет увеличить продолжительность данной стадии на десятилетия. Экономия от масштаба становится постепенно менее значимой, чем такие факторы, как меньшие издержки специализированных компаний, а также гибкость и инновационная ориентация малых компаний.

4. Динамика экономической ренты в условиях «естественной» эволюции нефтегазовой провинции

Изменение характеристик активов нефтегазового сектора находит свое отражение в изменении экономических показателей деятельности компаний, прежде всего в росте издержек на освоение и разработку месторождений. Рост издержек приводит к сокращению прибыльности операций по освоению и добыче ресурсов углеводородного сырья.

Отличительной финансово-экономической особенностью операций, связанных с добычей углеводородного сырья, является их повышенная доходность. Она обеспечивается за счет получения дополнительного дохода, обусловленного наличием в ценах значительной по размеру рентной составляющей.

С практической точки зрения ***экономическая рента*** – это разность между рыночной ценой добытых углеводородов и издержками разведки, освоения, разработки и добычи, включая среднюю прибыль на капитал, труд и другие используемые активы. Экономическая рента является функцией не только ресурсов и права собственности, но также определяется несовершенством рынка. Поэтому экономическая рента во многих случаях рассматривается и как функция структуры рынка и его организации. Это так называемая монопольная или олигопольная рента. Она в значительной степени связана с барьерами входа, обусловленными редкостью ресурса, политикой, законодательными рамками или наличием доминирующего положения отдельной фирмы или ряда фирм. Поэтому источники экономической ренты связаны как со специфическими

свойствами углеводородов, определяемыми характеристиками месторождений, так и с несовершенством рынка [16].

Именно присутствие в ценах на добываемые минерально-сырьевые ресурсы, и прежде всего на нефть и природный газ, значительной рентной составляющей является основной причиной перехода к освоению все новых и более эффективных месторождений в новых районах. Однако ***в рамках отдельной провинции размер получаемого дополнительного дохода, обусловленного наличием рентной составляющей, не является величиной неизменной*** (*рис. 2*).

На стадии поиска, разведки и начала разработки первых месторождений в рамках отдельной нефтегазовой провинции (которая может находиться частично или полностью в границах сырьевой территории) создаются только условия для получения дополнительного дохода.

Наибольший приток экономической ренты (точнее, обусловленного наличием ренты дополнительного чистого дохода) обеспечивается на стадии зрелости, а также на начальных этапах стадии падающей добычи. На стадии постзрелости размер дополнительного дохода, обусловленного наличием рентной составляющей, умень-шается и затем этот доход исчезает вовсе.

С финансово-экономической точки зрения нефтегазовый сектор на заключительной стадии становится таким же, как и любой другой сектор экономики, – обеспечивает лишь нормальную (среднюю) прибыль. Технологические и организационные инновации позволяют на определенное время ослабить тенденцию сокращения объема получаемого дополнительного дохода, но в общем случае не в силах противостоять данной тенденции. По мере уменьшения и исчезновения дополнительного дохода, обусловленного наличием рентной составляющей, крупные вертикально интегрированные компании начинают и усиливают процесс переноса центра тяжести своих операций в новые нефтегазовые провинции.

---

[16] «*Экономическая рента – разница между прибылью, обеспечиваемой определенными факторами производства и прибылью, достаточной для поддержания факторов производства в их современном состоянии*» (The Penguin dictionary of economics. – 5th ed. – Harmondsworth, 1992. – P.129).

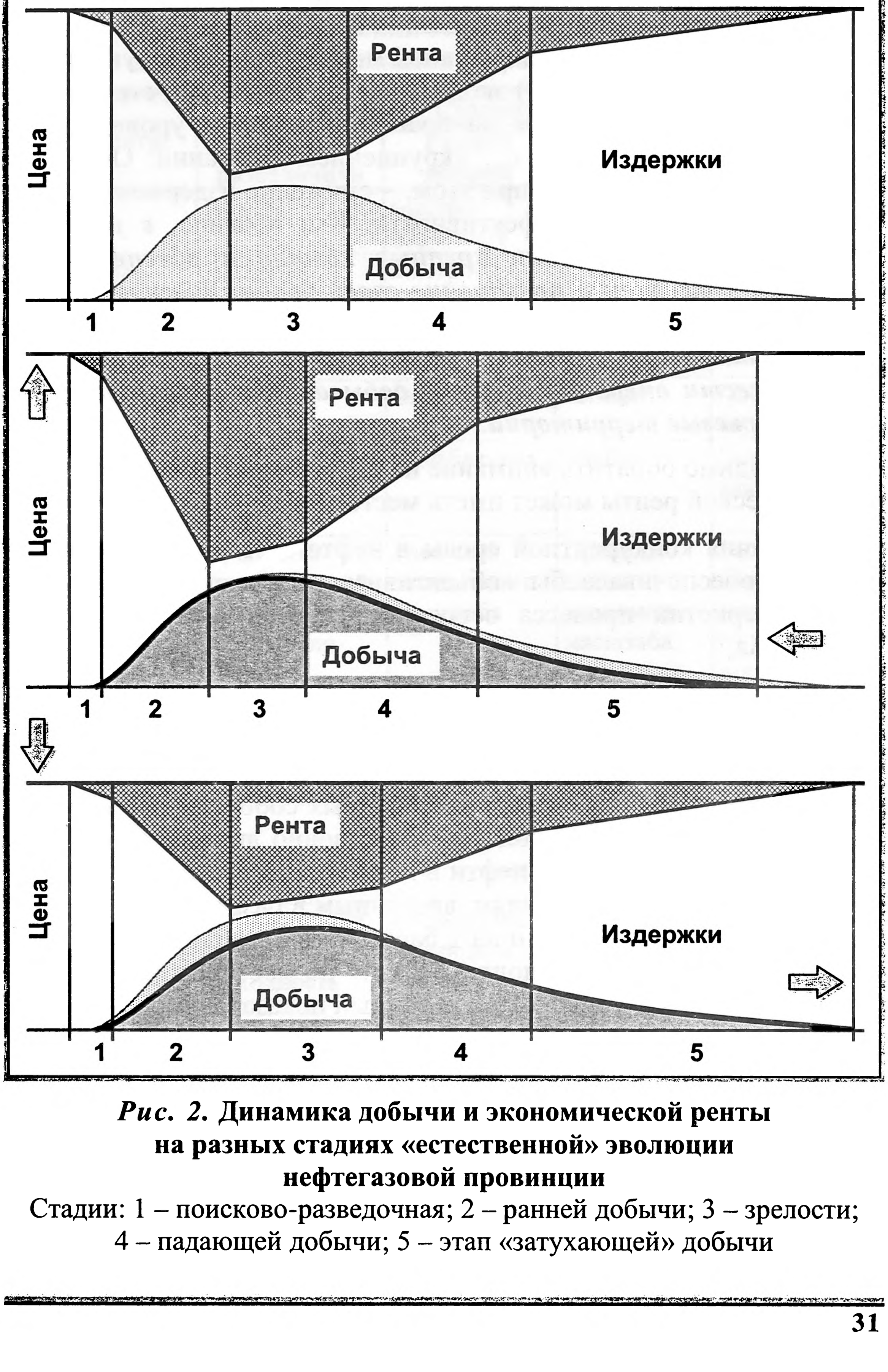


Рис. 2. **Динамика добычи и экономической ренты на разных стадиях «естественной» эволюции нефтегазовой провинции**

Стадии: 1 – поисково-разведочная; 2 – ранней добычи; 3 – зрелости; 4 – падающей добычи; 5 – этап «затухающей» добычи

К сожалению, отсутствие понимания данной экономической логики развития нефтегазовых провинций привело в России в 90-е годы к тому, что в качестве основной меры исправления указанной негативной (и объективной) экономической тенденции стали предлагаться и рассматриваться на правительственном уровне меры, связанные исключительно с... укрупнением компаний. Основной аргумент, упоминавшийся при этом, – снижение издержек и повышение экономической эффективности. Как правило, ***в условиях «естественной» эволюции крупные компании обеспечивают снижение издержек и повышение своей экономической эффективности (на постзрелой стадии – при резком ухудшении характеристик минерально-сырьевой базы) за счет переноса центра тяжести операций в другие добывающие провинции и на другие сырьевые территории.***

Необходимо обратить внимание на то, что отмеченная динамика экономической ренты может иметь место только в случае:

- наличия конкурентной среды в нефтегазовом секторе, которая обеспечивала бы «объективизацию» экономических характеристик процесса освоения ресурсов углеводородного сырья;
- эффективной системы государственного регулирования (с точки зрения предотвращения проявления монополии на природные ресурсы).

Красноречивым подтверждением данных соображений является динамика удельных издержек (соответственно динамика экономической ренты) при добыче нефти в норвежском секторе Северного моря. Если по месторождениям, введенным в разработку в 80-х годах, совокупные инвестиции на 1 бар./сут. производительности составляли в среднем 16–17 долл. США, то по месторождениям, введенным в разработку в 90-х годах, данный показатель составил уже около 6–7 долл. При этом месторождения 90-х годов имеют гораздо меньшие запасы и их разработка осуществляется на значительно больших глубинах моря[17] (что не может не сказываться на удорожании).

---

[17] **Хетланд Т.** Не единой нефтью...// Нефть и капитал. – 1998. – № 6–7. – С.60–64.

Таблица 2

Динамика изменения основных характеристик нефтегазовой провинции в процессе ее эволюции

Параметр	Стадии эволюции			
	Поисково-разведочная	Ранняя добыча	Зрелость	Падающая добыча
Знания	Низкие	Быстро нарастают	Высокие	Высокие
Геологичес-кий риск	Высокий	Быстро падает	Низкий	Растущий
Технический риск	Высокий	Быстро падает	Низкий	Растущий
Маргинальные издержки	Высокие	Снижаются	Низкие	Постепенно нарастают
Предрасполо-женность к инновациям	Сильная	Ослабленная	Слабая	Быстро усили-вающаяся
Операции	Требуется определенный уровень децентрали-зации	Растущая экономия от масштаба	Преобла-дание экономии от масштаба	Растущие дополнитель-ные затраты от масштаба, рост преимуществ децентрали-зации
Организация промышлен-ности	Конкурентная	Растущая олигополия	Усиливаю-щаяся олигополия	Ослабление олигополии, нарастание конкуренции
Сравнение нефтяной пром-сти с другими отраслями	Высокий риск и высокая доходность	Нарастание разницы в риске и доходности	Большие различия в риске и доходности	Повышение риска

В противном случае, т.е. при нарушении «естественной» динамики (что имеет место в нефтегазовом секторе России), будет происходить значительное уменьшение экономической ренты, аккумулируемой по системе каналов ее изъятия государством. В этих условиях акцент в системе налогообложения – важнейшем элемен-

те системы государственного регулирования – только на изъятии экономической ренты фактически означает создание преференциального режима крупнейшим компаниям и формирование непрозрачной системы получения доходов рентного характера собственниками этих компаний (*см. ниже*).

В обобщенном виде отмеченное выше влияние «естественной» динамики функционирования нефтегазового сектора на развитие экономики сырьевой территории показано в *табл. 2*.

5. «Естественная» эволюция форм государственного регулирования нефтегазового сектора

5.1. Лицензионная политика

Для начальных стадий освоения нефтегазовых провинций, как правило, характерен весьма либеральный режим предоставления прав на пользование недрами (*табл. 3*). Государство – владелец недр заинтересовано в привлечении венчурного капитала для проведения работ по изучению, поиску и разведке перспективных участков суши или континентального шельфа. Наиболее привлекательным является такой механизм выдачи лицензий на проведение поисково-разведочных работ, который позволяет компаниям, осуществляющим данные работы на условиях значительного риска, не только вернуть вложенные средства, но и получить повышенную прибыль. Это может быть обеспечено в рамках нескольких возможных подходов:

- компенсация издержек и обеспечение прибыли поисково-разведочными компаниями со стороны государства;
- получение компаниями части доходов (в размере, не меньшем, чем понесенные затраты плюс повышенная прибыль на вложенный капитал) от последующей продажи государством лицензий на право освоения и разработки открытых запасов;
- получение совмещенных лицензий, обеспечивающих компании-открывателю право последующего освоения и разработки открытых запасов углеводородов.

Таблица 3

Особенности лицензионной политики в зависимости от стадии эволюции нефтегазовой провинции

Характеристика системы	Стадии эволюции			
	Поисково-разведочная	Ранняя добыча	Зрелость	Падающая добыча
Общая характеристика	Либеральный режим	Введение ограничений	Существенные ограничения	Либеральный режим
Дополнительные условия в лицензионных соглашениях	Производственный характер (геология, освоение)	Развитие опыта и знаний национальных подрядчиков	Социально-экономический, протекционистский характер	Социально-экономический характер
Отношение к инвесторам	Максимальное стимулирование привлечения инвесторов	Привлечение инвесторов	Ограничения для иностранных инвесторов	Привлечение инвесторов
Оборот прав на недра	Нет	Применяется ограниченно	Применяется	Используется широко

Как правило, на этапах после первых крупных коммерческих открытий государства вводят определенные ограничения на получение прав на освоение и разработку месторождений. Данные ограничения касаются прежде всего расширения участия иностранных компаний (режим их привлечения на начальных стадиях весьма либерален). Ограничения связаны в первую очередь со стремлением государства увеличить долю налоговых поступлений от освоения и разработки нефтегазовых ресурсов и обеспечить решение связанных с разработкой этих ресурсов «побочных» социально-экономических проблем (таких как развитие опыта и знаний национальных подрядчиков и субконтракторов по выполнению наукоемких и высокотехнологичных видов работ).

По мере ухудшения качества открываемых месторождений и условий на разрабатываемых объектах правительственные ограничения на предоставление прав на пользование перспективными участками недр имеют тенденцию к ослаблению. Это открывает дорогу для специализированных поисково-разведочных, обустраивающих и добывающих компаний.

На завершающей стадии освоения нефтегазовых провинций возрастает значение не только более либерального режима предоставления первичных прав на пользование недрами, но и более либерального режима оборота данных прав. Последнее чрезвычайно важно в связи с тем, что на поздних стадиях, как уже отмечалось, повышается роль малых и средних компаний, имеющих (в отдельности) весьма ограниченные финансовые и инновационные возможности.

Оборот прав на пользование недрами должен касаться прав не только на отдельные месторождения, но и на участки недр (в пределах данных месторождений), а в последующем даже на отдельные фрагменты данных участков. Последнее обстоятельство связано с расширением участия специализированных и узкопрофильных фирм и подрядчиков, выполняющих отдельные виды работ – от поиска и разведки до ремонта и обслуживания разработки месторождений, их участков и даже отдельных фрагментов (скважин) в пределах данных участков.

В настоящее время в США и в определенной степени на континентальном шельфе Великобритании весьма активно формируются механизмы привлечения инвесторов для осуществления проектов, связанных с бурением и добычей углеводородов из отдельных скважин. О том, каким может быть количество выданных лицензий на завершающих стадиях освоения нефтегазовых территорий, говорит опыт США. По состоянию на начало 1994 г. только на федеральных и индейских землях было выдано 25383 лицензии на право разведки и добычи нефти и газа на общей территории в 20,5 млн акров[18]. При этом мелкие инвесторы могут купить не только право

---

[18] См.: **Mineral** Revenues – 1993: Report on Receipts from Federal and Indian Leases/ US Department of the Interior. Minerals Management Service, 1994.

на освоение и разработку отдельного фрагмента участка, но даже право долевого участия в отдельной скважине.

Для того чтобы эти проекты не имели ничего общего с пирамидами, подобными «инвестиционным фондам», таким, например, как «Нефть-Алмаз-Инвест», создается определенная система сертификации, контроля и мониторинга деятельности фирм, занимающихся такого рода операциями. Тем самым не только решается проблема привлечения мелких инвесторов и накопленных ими средств при финансировании подобных проектов, но и обеспечивается продление стадии падающей добычи на многие десятилетия (со всеми вытекающими отсюда социально-экономическими последствиями и результатами). Вполне очевидно, что осуществление подобных «точечных» проектов и процедур наиболее эффективно на региональном (и зачастую даже на муниципальном) уровне.

Совершенствование лицензионной политики – непрерывный процесс. Так, в сентябре 2001 г. британское правительство приняло решение об усилении инвестиционных требований и сокращении сроков действия лицензий на право разработки участков недр в границах своей зоны шельфа Северного моря. При этом было отмечено, что в пределах данной зоны акватории из 250 открытых месторождений не разрабатываются 200 (несмотря на выдачу соответствующих лицензий). Министр энергетики Б. Вильсон в этой связи подчеркнул: «...Сотни подготовленных и неиспользуемых лицензий – слишком большая роскошь, которую мы не можем себе позволить»[19].

5.2. Налоговая политика

Динамика экономической ренты существенно влияет на уровень прибыльности и возможности правительства вводить налоги. На стадиях растущей добычи и зрелости прибыль повышается быстро, и это сопровождается увеличением налогов. Для увеличения поступлений в бюджет многие государства на этих стадиях вводят

---

[19] OPEC Bulletin. – 2001. – October. – P. 30.

прямое государственное участие (в виде государственных компаний или государственных инвестиций). Цель – использовать нефтяное богатство для решения общих задач социально-экономической политики страны в целом. В случае, например, сырьевых регионов главной целью является формирование основ и предпосылок устойчивого функционирования экономики территории в период после истощения основной части невоспроизводимых минерально-сырьевых ресурсов[20].

Однако затем снижающаяся прибыль заставляет правительства сокращать налоговое бремя, с тем чтобы поддержать разведку и добычу на приемлемом уровне (как в плане обеспечения потребностей в минерально-сырьевых ресурсах, так и в плане поддержания определенного уровня занятости, прежде всего в границах сырьевых территорий). Соответственно, ввиду снижения прибыльности операций, ослабевает и степень прямого государственного участия. Постепенно нефтяная промышленность на стадии поздней зрелости и на стадии затухания добычи становится подобной любой другой отрасли экономики с точки зрения возврата на инвестиции и особенно мер и рычагов воздействия со стороны правительства.

Динамика геолого-технических параметров (определяемых стадиями зрелости) оказывает важнейшее влияние на изменение основных экономических характеристик развития нефтяной провинции – уровня затрат, экономической ренты, прибыли. Это, в свою очередь, ведет к изменению целей и задач регулирования, и прежде всего к изменению характера и уровня налогообложения. Постепенно одной из основных задач регулирования становится обеспечение ввода в разработку все возрастающего числа малорентабельных месторождений и поддержание добычи на них (*табл. 4*).

---

[20] **Крюков В., Севастьянова А., Шмат В.** Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством? – Новосибирск; Тюмень, 1995; Они же. Утопическая идея или реальная надежда: оценка возможностей для создания и деятельности специальных финансовых фондов сырьевых территорий в России и анализ зарубежного опыта. – Новосибирск: Ассоциация «Банки Сибири», 1996.

Таблица 4

Динамика изменения экономических параметров в процессе освоения нефтяной провинции

Параметр	Стадии эволюции			
	Поисково-разведочная	Ранняя добыча	Зрелость	Падающая добыча
Эконо-мическая рента	Нет	Растущая	Высокий уровень	Уменьшаю-щаяся, вплоть до исчезновения
Прибыль	Скромная	Быстро растущая	Высокая	Уменьшаю-щаяся, вплоть до уровня ниже нормы
Налоговое давление	Слабое	Усилива-ющееся	Сильное	Ослабева-ющее, вплоть до льготного
Основные задачи налоговой политики	Стимулирова-ние геолого-разведочных работ и начала добычи нефти	Изъятие ренты и части прибыли	Изъятие ренты и части прибыли	Изъятие части прибыли, затем решение социальных проблем
Характер налого-обложения	Обычное	Обычное + специальное	Обычное + специальное	Специальное =>обычное => льготные системы, СРП
Роль регионов	Незначительная	Незначи-тельная	Растущая	Преоблада-ющая
Роль Федерации	Преобладающая	Преобла-дающая	Уменьша-ющаяся	Незначитель-ная
Доля малорен-табельных месторож-дений в разработке	Нет	Низкая	Низкая, медленно растущая	Быстро растущая, вплоть до преоблада-ющей
Преобла-дающие функции налогов	Стимули-рующая	Фискальная	Фискальная	Стимулиру-ющая, социальная

Изменение ресурсной базы имеет важные последствия для ослабления или усиления позиций правительства при формировании налоговой системы, и прежде всего при взимании специальных налогов.

На начальной, ***поисково-разведочной***, стадии реальной ренты не существует, а рассматриваются лишь перспективы ее получения. Поэтому на данном этапе инструменты специального налогового регулирования не применяются или используются в ограниченных формах. Обычно государство оставляет за собой право увеличить уровень налогообложения в том случае, если будут сделаны крупные открытия. Правительства, как правило, на этой стадии стимулируют проведение нефтяными компаниями быстрых и результативных геолого-разведочных работ (ГРР) и выход на скорейшее начало добычи углеводородов. В качестве инструментов, направленных на достижение этих целей, могут быть использованы следующие формы налогового регулирования:

- повышение ставок арендных платежей в случае замедления темпов ГРР;
- освобождение от уплаты специальных налогов при добыче из разведочных скважин;
- сокращение облагаемой базы налога на прибыль за счет учета затрат на бурение не только продуктивных, но и "сухих" скважин.

На стадии ***ранней добычи*** начинает генерироваться рента, и по мере развития этой и последующей стадии она увеличивается. Правительства заинтересованы в изъятии максимальной части ренты с сохранением при этом благоприятных условий для инвестирования в нефтяной сектор. Эта сложная задача практически невыполнима в рамках обычной системы налогообложения, которая может, например, в случае мелких месторождений изымать у нефтяных компаний часть нормальной прибыли, создавая антистимулы для развития отрасли, а при разработке крупных месторождений основную часть ренты оставлять инвесторам, что не соответствует роли и месту государства как собственника ресурсов. Поэтому в фазе ранней (растущей), а затем и стабильной добычи увеличивается значение специальных налогов.

На стадии ***растущей добычи*** уровень налогообложения и общая доля государства в доходах минерально-сырьевого (в данном случае нефтегазового) сектора значительно увеличиваются. Поскольку удельные затраты на добычу нефти сокращаются, издержки имеют тенденцию в еще большей степени замещаться налогами (конечно, при условии стабильных или растущих цен на углеводороды). Для стимулирования инвестиций могут быть предоставлены льготы при уплате специальных налогов в начальный период добычи (например, на определенное количество лет или до момента окупаемости).

На ***третьей стадии*** прибыль и рента достигают своих максимальных значений, что связано с низкими удельными затратами. Большая часть ренты изымается государством через систему специального налогообложения. На этой стадии уровень налогообложения и общая правительственная доля стабилизируются на высоком уровне[21].

Таким образом, ***основной задачей государства в области налогообложения на стадиях растущей и стабильной добычи является максимально возможное изъятие экономической ренты через систему специальных налогов.***

Со временем на стадии ***стабильной добычи*** и особенно на стадии ***падающей добычи*** экономическая рента и прибыль начинают сокращаться, что особенно характерно для вновь открытых месторождений. При этом текущие издержки на более старых (более ранних с точки зрения времени ввода в освоение и разработку) месторождениях увеличиваются. Формирование на этом этапе стимулов к разведке и разработке месторождений может потребовать полной отмены специальных налогов. Постепенно нефтяная промышленность на стадии падающей добычи по уровню прибыльности на инвестиции становится в общий ряд с обычными отраслями экономики. Налоги сокращаются, и поэтому общая правительственная доля имеет тенденцию к значительному падению. В то же

---

[21] См.: **Noreng O.** The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation.

время уменьшение ставок налогов позволяет возместить нефтяным компаниям их растущие текущие удельные затраты.

В рамках *затухающего этапа стадии* ***падающей добычи*** (периода наибольшего истощения запасов и падения продуктивности) практически прекращается ввод в разработку новых месторождений. Добыча на большинстве месторождений в условиях применения обычного и специального налогообложения становится убыточной. Большая часть месторождений уже не генерирует ренту. В этот период основной задачей становятся решение социальных проблем, поддержание уровня занятости. Поэтому применяются не только системы скидок и льгот при уплате специальных (и даже обычных) налогов, но также используются особые налоговые режимы, включая упрощенные льготные системы, широкое распространение соглашений о разделе продукции (СРП).

Реализация этих подходов призвана обеспечить:

- наиболее полное извлечение запасов из недр;
- ослабление социальных проблем;
- стимулирование нефтяных операций на малорентабельных скважинах и месторождениях;
- разработку новых маргинальных месторождений.

5.3. Регулирование структуры нефтегазового сектора

Направления регулирования структуры нефтегазового сектора во многом обусловлены тем, на какой стадии освоения и разработки находится та или иная провинция:

- на ***поисково-разведочной стадии*** это, как правило, поощрение разнообразия организационных форм за счет создания благоприятных условий для рискового капитала и становления и развития мелких и средних фирм, с ним связанных;
- на ***стадиях ранней добычи*** и ***зрелости*** это стремление к созданию государственных компаний (и в том числе компаний, имеющих статус национальных).

Поэтому на стадии зрелости, как правило, ослабевают позиции независимых компаний. Малые и вновь приходящие компании проигрывают на этой стадии крупным компаниям в конкуренции за новые лицензии. Для стадии зрелости типично доминирование сильных вертикально интегрированных компаний, очень часто действующих в альянсе с государственными компаниями. Независимые нефтяные компании в этом случае менее значимы.

После того как провинции достигают зрелости, крупные вертикально интегрированные компании стремятся уйти из этого региона. В итоге со стороны государства усиливается интерес к развитию и поддержанию на высоком уровне активности независимых нефтяных компаний – как действовавших ранее, так и создаваемых вновь и приходящих из других регионов (*табл. 5*).

Таблица 5

Изменение действий компаний различного типа в процессе эволюции нефтегазовой провинции

Тип компании	Стадии эволюции			
	Поисково-разведочная	Ранняя добыча	Зрелость	Падающая добыча
Государственная	Принимает риск	Участвует	Участвует значительно	Продолжает действовать
Крупная вертикально интегрированная	Оценивает перспективы	Принимает риск по разведке	Занимает бóльшую долю рынка	Уходит
Независимая	Принимает риск	Слабые позиции	Занимает малую долю рынка	Увеличивает свою долю на рынке
Малая вновь образуемая	Принимает риск	Теряет позиции	Выдавливается	Возвращается

Помимо регулирования структуры собственно нефтегазового сектора, как правило, принимающие страны стремятся стимулировать использование отечественных товаров и услуг в данном секторе, т.е. применяют элементы протекционистской политики. Однако применение протекционистской политики ведет к формированию системы вертикального контроля, определяющему влиянию на поставку товаров и услуг со стороны нескольких компаний. По-

этому на постзрелой стадии, как правило, государства, в том числе и на региональном уровне, стремятся ослабить тот высокий уровень вертикального контроля, который складывается на стадии доминирования крупных вертикально интегрированных компаний в рамках минерально-сырьевого сектора. На завершающих этапах освоения провинций весьма высок риск того, что вертикальный контроль, осуществляемый одним или несколькими доминирующими поставщиками, может привести к неэффективности малых и средних компаний. Причина в том, что в рамках вертикально контролируемых структур итоговые издержки могут быть гораздо выше, чем они могли бы быть в условиях открытой конкуренции.

Эволюция системы государственного регулирования нефтегазового сектора как на федеральном (общегосударственном), так и на региональном уровне, как это можно видеть, основывается на учете следующих моментов:

- динамических характеристик активов сектора (стадий освоения и разработки ресурсов углеводородного сырья в пределах нефтегазовой провинции);
- потенциальных возможностей нефтегазового сектора генерировать дополнительный доход рентного характера (в этом случае сохраняются и усиливаются формы прямого участия государства);
- социальной ситуации в пределах той или иной территории, прежде всего необходимости поддержания занятости и минимизации расходования бюджетных ресурсов на данные цели (в этом случае государство и, прежде всего, региональные власти стремятся оказать поддержку в виде мер косвенного регулирования деятельности малых и средних компаний);
- необходимости формирования и поддержания конкурентной среды, прежде всего за счет понижения барьеров входа в нефтегазовый сектор для новых участников, а также за счет ограничения рамок вертикального контроля со стороны поставщиков оборудования, материалов и услуг и обеспечения равного доступа к объектам общерайонной производственной и технологической инфраструктуры.

Общая тенденция в условиях «естественной» эволюции системы государственного регулирования нефтегазового сектора состоит в том, что по мере ухудшения условий освоения и поддержания добычи на все большем числе мелких и сложных месторождений (следовательно, по мере колоссального роста «размерности» управленческой задачи) усиливается роль регионов. Институциональные инновации, и прежде всего изменение норм и правил ведения бизнеса в нефтегазовом секторе, позволяют не только смягчить темпы падения добычи углеводородов, но и продлить период экономически целесообразного функционирования экономики добывающих регионов.

В результате действия «естественной» эволюции системы государственного регулирования нефтегазового сектора не только не снижается его экономическая и социальная эффективность, но даже растет (так как это имело место, например, на шельфе Северного моря в 90-х годах). Важнейшая особенность «естественной» эволюции – стабильность всей системы норм и правил, структурирующих хозяйственную деятельность в экономике в целом. С этой точки зрения ситуация в российской экономике в целом и в ее нефтегазовом секторе значительно различается.

6. Особенности формирования системы государственного регулирования в условиях переходной экономики

В экономике России в течение уже весьма продолжительного времени осуществляется переход к новой системе координации хозяйствующих субъектов, основанной на расширении сферы действия «невидимой» руки – рынка и рыночных регуляторов. Поэтому анализ и оценка направлений эволюции системы государственного регулирования в нефтегазовом секторе не могут быть адекватно выполнены без оценки более общих проблем и направлений проведения рыночных реформ в экономике страны в целом.

Процесс реформирования экономических отношений в России «с институциональной точки зрения… предстает как совокупность

нескольких параллельных и разнонаправленных процессов. В общих чертах логику «транзита» можно обрисовать следующим образом: исходный пункт – слом «старого» институционального каркаса; защитная реакция общества – заполнение институционального вакуума разнообразными неформальными моделями взаимодействия; главное содержание перемен – выработка и утверждение новых формальных «правил игры», а также механизмов, обеспечивающих их соблюдение; финальная точка – «нормализация» институционального пространства, нахождение нового устойчивого баланса между формальными и неформальными регуляторами»[22].

Отличительной особенностью процесса трансформации институционального пространства является его деформализация «поскольку формальные «правила игры» отходят в них на второй план, уступая место неформальным отношенческим сетям. В конечном счете этот сдвиг – от формальных институтов к неформальным, от явных контрактов к неявным, от стандартных трансакций к персонализированным сделкам – и определяет институциональную природу переходных обществ»[23].

В конечном счете это означает:

- слом старых принципов, норм и правил экономической координации;
- неполноту вновь сформированных формальных принципов, норм и правил для осуществления разнообразных взаимодействий хозяйствующих субъектов;
- заполнение «пустот», возникающих в институциональном пространстве, «неформальными отношенческими сетями».

Эти общие соображения в полной мере применимы и к нефтегазовому сектору. Здесь отставание в формировании новых и необходимых форм и методов государственного регулирования, а также преждевременный слом ранее существовавших механизмов координации влекут за собой возникновение и расширение сферы дей-

---

[22] **Капелюшников Р.И.** Российский рынок труда: адаптация без реструктуризации. – М.: ГУ ВШЭ, 2001. – 309 с.

[23] Там же. – С. 148.

ствия неформальных норм и правил. Это обстоятельство в конечном счете ведет к значительному снижению экономической и социальной эффективности функционирования ведущего сектора экономики России[24].

Нефтегазовый сектор экономики России создавался в течение длительного времени для решения экономических и социальных задач в условиях и в рамках системы централизованного планирования и управления. Этот сектор отличали (и отличают в настоящее время) не только значительные масштабы, которые уступают только масштабам нефтегазового сектора экономики США, но также и системные специфические особенности материально-технологических активов. Данная уникальная производственно-технологическая структура имела и адекватную организационную структуру. К числу специфических черт организационной структуры нефтяного сектора России в период до начала проведения рыночных реформ относится наличие отдельных самостоятельных организационных структур (в статусе государственных предприятий на всех стадиях разведки, добычи, транспортировки и переработки нефти и жидких углеводородов).

Принципиальным соображением является то, что для функционирования и развития этого уникального сектора экономики была создана адекватная технологическая инфраструктура, для которой были характерны:

- незначительная разветвленность систем продукто-, нефте-, газопроводов;
- отсутствие учета качественных различий характеристик добываемых углеводородов;
- концентрация единичных мощностей по переработке и хранению углеводородов в переделах огромных территорий (только 25 НПЗ и шесть маслозаводов на всю Россию и, сле-

---

[24] См.: **Крюков В.А.** Институциональные преобразования в нефтегазовом комплексе – теоретические основы и российская практика. Он же. Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1998.

довательно, колоссальное транспортное «плечо» перевозки нефтепродуктов по железной дороге – свыше 1000 км);

- отсутствие системы мобильных и гибких подрядных и вспомогательных организаций (со всей им присущей необходимой для их успешного функционирования инфраструктурой – в самом широком смысле слова);
- отсутствие инфраструктуры, обеспечивающей контроль за проведением нефтегазовых операций на конкретных месторождениях и объектах.

Отличительными характеристиками нефтегазового сектора являлись тесная технологическая связь различных этапов, слабая разветвленность транспортной и сбытовой инфраструктуры, «привязка» к конкретным группам потребителей и поставщиков, слабые возможности с точки зрения маневра и адаптации к изменению внешних условий. При этом отсутствовали важные характеристики, присущие системе, функционирующей в условиях рыночно-ориентированного хозяйства. Все это существенно сузило возможности варьирования условий применения различных факторов при реализации тех или иных решений компаниями (особенно так называемыми независимыми компаниями, не входящими в состав вертикально интегрированных структур). То есть априори были созданы очень высокие барьеры входа и требования по эффективности функционирования для вновь образуемых компаний.

Отсюда вытекает ***очень важный практический вывод:*** до тех пор, пока производственно-технологическая структура нефтегазового сектора России сохраняет «родимые пятна» и черты предыдущей технологической системы (определяемой не столько собственно технологиями, сколько сформировавшимися условиями их применения) не только целесообразно, но и необходимо наличие эффективной системы государственного регулирования широкого спектра видов деятельности в рамках данного сектора. Так, в 2001 г. в России шла неявная полемика по поводу, например, разграничения функций и полномочий между Минприроды и Минэнерго, а также определения круга полномочий ЕТО.

Наша точка зрения состоит в том, что для всех отмеченных выше федеральных структур исполнительной власти, а также органов исполнительной власти субъектов Федерации формирование системы государственного регулирования использования созданных (и функционирующих по сей день) технологических систем является одной из первоочередных задач. Степень государственного регулирования должна ослабевать по мере создания предпосылок для решения тех или иных экономических проблем в рамках нефтегазового сектора на «стандартной» контрактной основе – без ущемления интересов какой-либо из участвующих сторон.

В России к монопольным видам деятельности в полной мере могут быть отнесены не только, например, магистральный транспорт углеводородов, но и добыча (в пределах крупных регионов), а также оказание сервисных услуг и услуг по переработке углеводородов и их хранению (на крупных нефтебазах межрегионального значения). Поэтому пока сохраняются специфические особенности активов нефтегазового сектора России, пока техническая и технологическая инфраструктура не будет радикально изменена, необходимо и целесообразно формирование эффективной системы государственного регулирования – в части доступа не только к системе магистральных нефтепроводов, но и к мощностям НПЗ, к объектам технологической инфраструктуры на региональном уровне (что особенно важно для формирования слоя малых и средних компаний на территории нефтегазовых провинций, вступивших в зрелую и постзрелую фазу развития). Только в этом случае удастся преодолеть негативные монопольные тенденции и обеспечить условия для формирования эффективной организационной структуры.

Отмеченные общесистемные требования к формированию нового регулирующего механизма должны, на наш взгляд, базироваться на принципе постепенности в сломе старых норм и правил координации деятельности хозяйствующих субъектов в нефтегазовом комплексе России.

7. Методические основы оценки общественной целесообразности направлений формирования нового регулирующего механизма в нефтегазовом секторе

Выше нами было отмечено, что в ценах на добываемые минерально-сырьевые ресурсы, и прежде всего на нефть и природный газ, содержится значительная по размеру рентная составляющая. При этом рентная составляющая не является величиной неизменной – по мере ухудшения горно-геологических условий (при стабильных ценах реализации добытых углеводородов) уменьшается и ее размер. Такова «естественная» динамика экономической ренты.

7.1. Прозрачность формирования экономической ренты

Принципиально важными для адекватной оценки рентной составляющей являются представления об обоснованности тех или иных издержек на различных стадиях и этапах вовлечения углеводородных ресурсов в хозяйственный оборот. В рамках системы централизованного планирования и управления обоснованность издержек обеспечивалась системой подготовки, принятия и реализации соответствующих решений (однако, несмотря на это, издержки имели устойчивую тенденцию к росту).

В условиях экономики, функционирующей на принципах рыночного хозяйства, объективность представлений об издержках (и соответственно величине ресурсной части экономической ренты) обеспечивается за счет конкуренции различных видов товаров и услуг, используемых для освоения и разработки месторождений углеводородного сырья. В то же время из-за несовершенства рынка (особенно это имеет место в случае природных ресурсов) компании-недропользователи могут получать и так называемую монопольную ренту, обусловленную их доминирующим положением на соответствующих рынках. В «естественных» условиях государство стремится, с одной стороны, ограничить возможности получения

компаниями монопольной ренты, а с другой стороны, обеспечить аккумулирование подавляющей части ресурсной ренты в доходной части государственного бюджета. При этом, однако, не исключается возможность получения компаниями части ресурсной ренты, особенно в случае применения новых наукоемких технологий и реализации проектов, связанных с повышенным риском.

При этом государство весьма отчетливо представляет не только направления движения рентных потоков, но и их величину[25]. Во многом этому способствуют целостность системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики, а также наличие и поддержание конкурентной среды в его рамках. При отсутствии последней в национальных границах, как правило, прозрачность формирования доходов рентного характера обеспечивается за счет интеграции нефтегазового сектора в систему мирохозяйственных связей и экономических отношений (что препятствует необоснованному завышению издержек).

В условиях рыночной экономики именно наличие конкурентной среды позволяет говорить об эквивалентности результатов применения двух принципиально различных схем налогообложения – на основе налогообложения прибыли и на основе налогообложения валового дохода (*см. выше*).

7.2. Особенности формирования ренты в условиях переходной экономики

Нефтегазовая рента являлась и до настоящего времени является одним из основных источников формирования государственного бюджета России[26]. При этом переходный характер экономики,

---

[25] См., например, ежегодные бюллетени, выпускаемые в Норвегии и США: **Facts** Sheets (The Norwegian Petroleum Sector) – Oslo: Ministry of Petroleum and Energy; **Mineral** Tax Accounts. – Washington: Minerals Management Service; и др.

[26] **Крюков В., Севастьянова А., Шмат В.** Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством?; **Kryukov V.A., Sagers M.J., Shmat V.V.** The extraction and distribution of resource rent from oil and gas sector in the Russian economy// Post-Soviet Geography. – 1995. – V. 36, i. 6. – P. 389–425.

а также общесистемные условия создания системы государственного регулирования привносят значительные специфические особенности в формирование направлений аккумулирования экономической ренты, а также в формирование доступной для общества ее части.

Данные особенности обусловлены тем, что:

- существенно ослаблено государство – оно не в полной мере выполняет свои основные задачи в экономической сфере (связанные в первую очередь с принуждением к исполнению норм и правил, имеющих силу закона);
- чрезвычайно низка конкурентоспособность перерабатывающих отраслей экономики, и поэтому имеется настоятельная необходимость (по крайней мере, в рамках переходного периода) перекрестного субсидирования данных отраслей;
- существуют значительные социальные обязательства государства по отношению к гражданам (отказ от выполнения которых чреват нарастанием социальной напряженности);
- необходимы значительные временные рамки для формирования системы государственного регулирования, соответствующей «естественной» эволюционной динамике нефтегазового сектора.

Проведенные нами исследования и оценки показывают, что финансовая роль нефтегазового сектора в экономике страны в условиях переходного периода (в течение всех 90-х годов) не только не уменьшилась, а напротив, возросла. В основе проведения радикальной экономической реформы с самого ее начала (с 1987 г.) лежало предположение о выполнении нефтегазовым сектором роли финансового донора для решения всех основных социально-экономических задач. Эта роль должна была обеспечиваться повышенным фискально-ориентированным налогообложением данного сектора экономики (*см. ниже*). Нехватка финансовых ресурсов в рамках самого сектора должна была компенсироваться за счет внешних заимствований (под гарантии поставок углеводородов на экспорт). Предполагалось, что такая «взаимообменная» схема будет существовать весьма недолго – в течение наиболее крити-

ческих первых лет радикальной реформы. Однако в связи с тем, что коренного изменения в поведении предприятий в других секторах экономики не произошло и, следовательно, экономическая ситуация не улучшилась, данная «взаимообменная» схема стала доминирующей и в последующие годы.

Мы согласны с точкой зрения, высказанной Р.М. Нуреевым: «...Важную роль в воспроизводстве бартерной экономики играют естественные монополии. Через них государство связано с многочисленными неэффективными предприятиями. Предоставляя естественным монополиям (фактически без рентных платежей) возможность реализации природных ресурсов за рубежом, государство заставляет их снабжать этими ресурсами неэффективные предприятия. Фактически реальной платой выступает бесплатная поставка природных ресурсов государственным предприятиям (оплата растянута на неопределенный срок или производится продукцией этих предприятий, которую почти невозможно реализовать на открытом рынке). Полученные предприятиями ресурсы используются для производства ненужной продукции, реализовать которую можно только по бартерным цепочкам. Это наглядно доказал последний кризис 1998 г., когда почти пятикратная девальвация рубля к доллару не решила проблему конкурентоспособности продукции подавляющего большинства отечественных производителей. Дело оказалось не в нехватке денег, а в невостребованности рынком производимой отечественными предприятиями продукции... Положение ухудшается из-за того, что государство не имеет индустриальной политики, которая бы поддерживала ростки нового и эффективного, создавала бы благоприятные условия для экономического роста»[27].

По существу, данной точке зрения созвучно мнение об экономических итогах последних двух лет, высказанное экономическим советником президента РФ А.И. Илларионовым: «Мы возвратились в ту же самую колею, по которой ехали последние десять лет... Если бы в эти два года была продолжена хотя бы та экономическая политика, которая проводилась в 1999 году, то сейчас бы

---

[27] **Нуреев Р.М.** Экономика развития: модели становления рыночной экономики. – М.: ИНФРА–М, 2001. – 240с.

мы имели рост не 5%, а как минимум 15%. А мы живем исключительно за счет нефтедолларов. Небывало удачная для нас ситуация на мировом рынке… была единственной причиной относительной стабильности в стране в 2000–2001 годах»[28].

Все отмеченное выше и определило специфику российской модели аккумулирования рентных доходов, для которой характерны:

- отсутствие учета «естественной» динамики активов нефтегазового сектора;
- фискальная ориентация системы аккумулирования доходов рентного характера;
- отсутствие у государства представлений об уровне и динамике издержек в рамках вертикально интегрированных компаний, занимающих «естественно-монопольное» положение как в экономике отдельных регионов, так и в экономике страны в целом (что имеет место в случае с ОАО «Газпром»);
- существенная непрозрачность финансовых потоков в нефтегазовом секторе;
- выведение значительной части доходов рентного характера из сферы государственного внимания и контроля и, следовательно, из бюджетной сферы.

Фактически государство в России в течение более чем 10 последних лет ориентируется на получение минимально допустимого размера доходов рентного характера. При этом тенденция самых последних двух лет состоит в отходе от ранее сформированных элементов эволюционного подхода к налоговому регулированию нефтегазового сектора (*см. ниже*). Тем самым государство получает лишь определенную часть доходов рентного характера, размер которой значительно меньше их потенциальной величины.

При этом имеет место устойчивая тенденция уменьшения доли государства в получении части доходов рентного характера (по сравнению с их потенциальным значением) – как в силу устойчивого роста издержек в нефтегазовом секторе (по причине ухудше-

---

[28] Цит. по: **Трегубова Е.** Хуже будет: Политологи предсказывали будущее России// КоммерсантЪ. – 2001. – 22 дек.

ния горно-геологических условий), так и вследствие неэффективности системы государственного регулирования. Неэффективность системы государственного регулирования связана с отсутствием контроля за степенью обоснованности издержек в нефтегазовом секторе, который необходим в силу сохранения активами сектора специфических системных особенностей, а также и с отсутствием конкурентной среды практически на всех стадиях вовлечения углеводородов в хозяйственный оборот (*см. ниже*).

Помимо обычной, экономической, ренты компании в нефтегазовом секторе аккумулируют и весьма значительную так называемую «переходную» ренту (в некотором смысле разновидность монопольной ренты, обусловленной особенностями перехода к новой системе экономических связей и отношений). Как отмечено В.М. Полтеровичем, «любое ограничение свободного перетока ресурсов или уровня цен эквивалентно некоторой привилегии и порождает дополнительный (по сравнению с конкурентным равновесием) рентный доход… В результате либерализации цен рентные доходы должны были исчезнуть, а вместе с ними и возможности злоупотреблений. Сопоставление двух режимов – равновесия при неравновесных ценах и конкурентного равновесия – было целиком в пользу последнего; отсюда делался вывод, что достаточно снять ограничения и устранить государство, чтобы немедленно повысить эффективность. Ошибка состояла в неучете переходного режима… Эта логика была бы оправданной, если бы после либерализации новое равновесие реализовалось мгновенно. Но процесс протяжен во времени. В переходном режиме частные фирмы получают рентные доходы, от которых отказалось государство… В переходном процессе часть ренты просто исчезает, происходит ее диссипация, ибо ресурсы тратятся на осуществление самого переходного процесса, поиск равновесия… Эти потери являются компонентами трансформационных издержек… Резкий рост дифференциации доходов и криминализация общества, характерные для многих реформирующихся экономик, во многом объясняются присвоением переходной ренты»[29].

---

[29] **Полтерович В.М.** Институциональная динамика и теория реформ. – С. 31–54.

Из сказанного выше следует, что основные особенности формирования ренты в условиях переходной экономики связаны с такими обстоятельствами, как:

- существенная фискальная роль нефтегазового сектора в экономике страны и стремление государства любой ценой стабилизировать текущую социально-экономическую ситуацию в стране в целом;
- отставание в формировании новой регулирующей роли государства в нефтегазовом секторе (включая сохранение и усиление чисто контрольных функций в «естественно-монопольных» сферах хозяйственной деятельности).

7.3. Подход к оценке общественной целесообразности направлений формирования нового регулирующего механизма в нефтегазовом секторе

В процессе институциональных преобразований, в том числе в ходе формирования системы государственного регулирования, из всего спектра видов институционального устройства выбирается их определенная совокупность. В некотором смысле ценой, которую платит общество за выбор определенной системы институтов, и являются соответствующие трансакционные издержки. Поэтому наибольшую сложность, прежде всего с методической точки зрения, представляет количественная оценка трансакционных издержек, связанных с функционированием новой системы государственного регулирования нефтегазового сектора.

Основной целью проведения институциональных преобразований является возрастающая отдача активов, что также связано с минимизацией совокупных издержек (производственных и трансакционных). Поэтому снижение уровня совокупных издержек (в расчете на одну трансакцию или на созданную единицу стоимости), обеспечивающих дееспособность новой институциональной

структуры, является одним из важнейших условий проведения институциональных преобразований[30].

В нефтегазовом секторе стоимость создается не только трудом и капиталом, но и активами, представленными запасами углеводородов в недрах, и имеет также и форму рентного дохода. «Нормальная» прибыль (равная общепринятому доходу на вложенный капитал) и экономическая рента являются, по нашему мнению, теми основными источниками, за счет которых осуществляется оплата трансакционных издержек, обусловленных действием тех или иных координационных механизмов в рамках рассматриваемого сектора экономики. Поэтому в случае формирования неэффективной институциональной структуры будут складываться завышенные трансакционные издержки, которые ***будут вести к уменьшению размера экономической ренты, поступающей в распоряжение государства.*** Более того, в случае формирования неэффективной институциональной структуры ***значительная часть экономической ренты будет «уходить» из системы формальных (регулируемых государством) каналов***.

По нашему мнению, при проведении институциональных преобразований (в том числе и при формировании системы государственного регулирования) целесообразно выделять следующие виды трансакционных издержек (*рис. 3*):

- по месту возникновения – ***макро- и микротрансакционные издержки***, т.е. издержки, связанные с использованием новых координационных механизмов на макроэкономическом уровне и на уровне отдельных хозяйственных единиц;
- по условиям возникновения – ***нормальные и кризисные трансакционные издержки***, т.е. соответствующие принятым представлениям об уровне данных издержек или значительно от них отличающиеся (как правило, в сторону существенного увеличения).

---

[30] См.: **Крюков В.А.** Особенности институциональных преобразований в нефтегазовом секторе экономики России. – М.: ГУ ВШЭ, 1999.

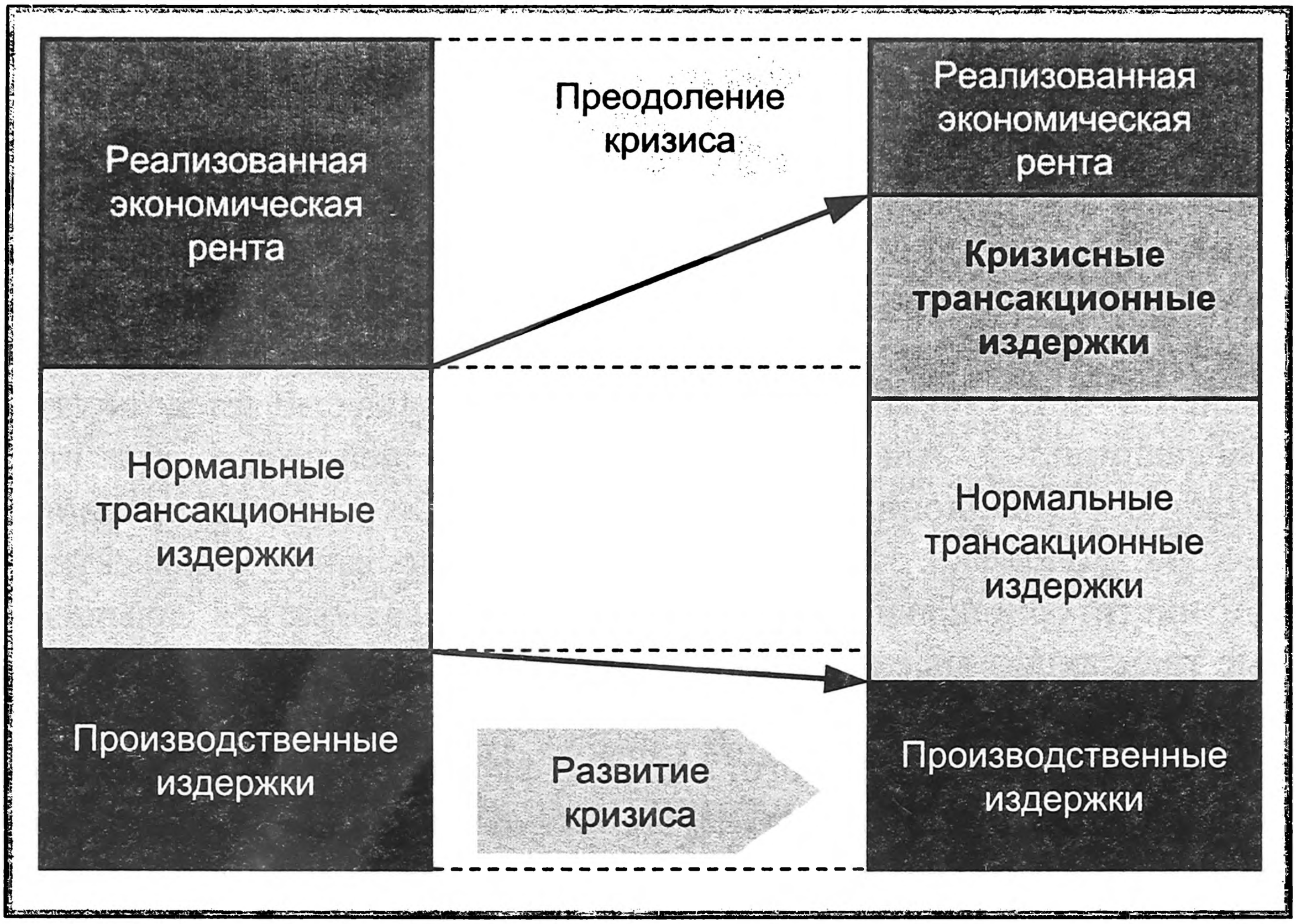


Рис. 3. **Динамика соотношения экономической ренты и суммарных трансакционных издержек**

Эти общие теоретические представления о динамике экономической ренты подтверждаются и количественными оценками. Если в 1990 г. объем экономической ренты в нефтегазовом секторе России превышал 120 млрд долл. США, то к концу 90-х годов он сократился до 40–60 млрд долл. (при относительно стабильном уровне добычи природного газа и падении на 50% уровня добычи нефти). При этом значительная часть ренты попросту исчезла в силу того, что существенно возросли кризисные трансакционные издержки. Исчезнувшая рента приобрела форму дохода новых владельцев нефтегазовых компаний и не нашла отражения в рамках системы формальных (регулируемых государством каналов).

Так, например, при оценке явных финансовых потоков можно сделать вывод о том, что из средств, оставшихся в 2000 г. у нефтяных компаний от выручки после уплаты налогов, затраты на производство (без амортизации) составили 322 млрд руб. (21% выручки). На амортизацию направлено 24 млрд руб. (1,6%), на капиталь-

ные вложения – 143 млрд руб. (10%). Судьба остальных средств – 373 млрд руб. – неизвестна[31].

Специфика измерения и оценки потоков экономической ренты состоит в том, что эта рента имеет неустойчивый характер и что необходим учет не только текущих производственных факторов и условий, но и особенностей функционирования той или иной системы государственного регулирования. «Исчезновение» значительной части экономической ренты является, на наш взгляд, весьма красноречивым свидетельством неэффективности сформированной к настоящему времени в России системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики. Одна из основных проблем – отсутствие учета эволюционного характера данной системы и ориентация на достижение текущих фискальных результатов.

8. Динамика нефтегазовых провинций в России: нарастание степени зрелости

Возникает вполне закономерный вопрос: насколько характерны отмеченные выше особенности «естественной» эволюции нефтегазовых провинций для России? Ответ вполне очевиден: Россия не исключение из правил; все те особенности, которые характерны для нефтегазовых провинций в других регионах мира, в полной мере присущи и российскому нефтегазовому сектору. Более того, как и в США, в России прогрессирующими темпами нарастает степень зрелости и ведущих нефтегазовых провинций, и всего сектора в целом.

Как было показано нами ранее[32], если страна имеет одну нефтегазоносную провинцию, то ее нефтедобыча переживает описанные выше стадии со всеми их последствиями. Если же, как в России, США, Канаде и некоторых других странах, имеется несколько та-

---

[31] См.: **Орлов В., Немерюк Ю.** Рента в новой системе налогообложения// Минеральные ресурсы. – 2001. – № 3. – С. 34–39.

[32] **Арбатов А., Крюков В.** Есть ли будущее у «малых» нефтегазовых компаний?

ких провинций, то зависимость состояния нефтедобычи этих стран от стадий развития вводимых в них провинций имеет более сложный характер. Главное, что определяет такую зависимость, – это соотношение стадий освоения отдельных провинций во времени и их продуктивность по отношению друг к другу. Данное соотношение включает не только абсолютные значения запасов углеводородов, но и их ценность, определяемую условиями освоения.

В истории российской нефтедобычи (в большей части – советской) довольно четко наблюдается последовательная смена доминирующих провинций: Кавказ – Волго-Урал – Западная Сибирь. Естественно, были и другие провинции (Западная Украина, Коми АССР, Ферганская впадина, надсолевой Прикаспий, Мангышлак и др.), но они не играли определяющей роли в структуре нефтедобычи. При этом каждая из вновь вводимых провинций включалась в нефтедобычу в тот период, когда предшествующая доминирующая провинция находилась в зрелой фазе своего развития. До конца 80-х годов такая преемственность поддерживалась, в последние полтора десятилетия – в основном благодаря освоению Западно-Сибирской провинции.

С 80-х годов начинается заметное ухудшение условий добычи в Западной Сибири, что особенно явственно проявилось в конце 80-х – начале 90-х годов. К этому времени значительно изменилась структура запасов нефти за счет быстро растущей доли запасов, требующих более высоких затрат на их освоение и добычу. К началу 90-х годов доля запасов разрабатываемых месторождений с затратами, значительно превышающими среднеотраслевую себестоимость добычи, составляла 11–12%, а аналогичная их доля в запасах неразрабатываемых месторождений, открытых во второй половине 80-х годов, достигала уже 38%. Среди прогнозных категорий запасов доля «сверхдорогих» превышает 50%. За 80-е годы средний дебит нефтяных скважин снизился в 2,3 раза, при этом в Западной Сибири – более чем в 5 раз. Средний размер запасов новых месторождений в Западной Сибири уменьшился со 149 млн т в начале 80-х до 19 млн т в начале 90-х годов.

По состоянию на начало 1997 г. на территории Ханты-Мансийского автономного округа выявлено 64% потенциальных

ресурсов нефти, т.е. переведено в запасы категорий $АВС_1С_2$ (геологические – 33,0 млрд т, извлекаемые – 12,5 млрд т). Из общего объема начальных выявленных извлекаемых ресурсов нефти практически половина уже добыта – в целом по ХМАО на 1 января 1997 г. с начала разработки было добыто свыше 6475 млн т нефти. Текущие промышленные запасы категорий $АВС_1$ на ту же дату составляли: геологические – 22,6 млрд т, извлекаемые – 5,5 млрд т; 9% начальных выявленных ресурсов нефти недостаточно разведано и имеет оценку по категории $С_2$ [33]. Максимальная добыча нефти по округу была отмечена в 1987 г. и составила 367 млн т. В конце 90-х годов наметилась тенденция стабилизации добычи (на значительно меньшем уровне – примерно 190–200 млн т в год)[34].

Среди выявленных ресурсов стремительно возрастает удельный вес средних и мелких залежей – с ресурсами, составляющими менее 10 млн т (*табл. 6*). Помимо уменьшения размеров открываемых и подлежащих открытию месторождений происходит и усложнение горно-геологических условий открываемых ресурсов. В целом по основному, неокомскому, комплексу невыявленные ресурсы в большей степени (57%) связаны с неструктурными ловушками. Оцененные перспективные ловушки неокомского комплекса прогнозируются в основном как мелкие по величине запасов: 217 объектов предполагаются в классе залежей с начальными извлекаемыми ресурсами не более 10 млн т, остальные – средние по запасам (10–30 млн т).

---

[33] **Судат Н.В., Краснова Г.Н., Поповская В.Г.** Структура невыявленных ресурсов неокомского нефтегазоносного комплекса территории Ханты-Мансийского автономного округа// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1998. – С. 83–89.

[34] Добыча нефти на территории ХМАО: 1998 г. – 166,7 млн т; 1999 г. – 170,0 млн; 2000 г. – 180,9 млн; 2001 г. – 194,2 млн т (http://www.hmao.wsnet.ru/economic/dob_neft.html). Одна из точек зрения состоит в том, что стабилизация добычи нефти по Западной Сибири возможна на уровне 205–215 млн т в период 2001–2030 гг. См.: **Гриценко А.И., Крылов Н.А., Аленин В.В., Ступаков В.П.** Нефть и газ России в XXI в.: прогноз добычи и развития сырьевой базы// Минеральные ресурсы России: Экономика и управление. – 2001. – № 3. – С. 10–19.

Таблица 6

Распределение выявленных и невыявленных ресурсов нефти неокомского комплекса на территории ХМАО в залежах разного размера

Классы залежей по размерам, млн т	Количество залежей	
	Выявленные	Невыявленные
До 3	633	2543
От 3 до 10	167	359
От 10 до 30	93	70
От 30 до 100	40	19
От 100 до 300	14	2
Свыше 300	5	0

Источник: **Пути** реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. трудов конф. – Ханты-Мансийск, 1998. – С. 86.

В 1996 г. в результате геолого-разведочных работ было открыто девять новых месторождений. За 1997 г. открыто 16 новых месторождений. Извлекаемые запасы нефти по категории C_1 по месторождениям варьировались в интервале от 46 тыс. до 1541 тыс. т. При этом средняя величина запасов данной категории в расчете на одно месторождение составила 716 тыс. т. В 1998 г. открыто 17 месторождений – три с запасами более 10 млн т и два с запасами более 5 млн т [35].

Доля уникальных залежей в структуре текущих запасов ABC_1, составляет 26% (в структуре начальных запасов – 36%), доля залежей мелких по размерам – соответственно 16 и 12%. На уникальные залежи, давшие к настоящему времени более 50% накопленной продукции округа, еще в 1995 г. приходилось 20% годовой добычи нефти[36]. Роль более мелких по размерам залежей в суммарном годовом отборе нефти по округу возрастает. Так, при 7%-м вкладе в накопленную добычу по округу, в 1995 г. на них уже приходилось 16% текущей добычи нефти.

---

[35] См.: **Тепляков Е.М.** Результаты поисковых работ на нефть и газ в пределах нераспределенного фонда недр ХМАО// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – С. 46–47.

[36] См.: **О состоянии** окружающей природной среды Ханты-Мансийского автономного округа в 1996 году. – Ханты-Мансийск, 1997.

О стремительном ухудшении ресурсной базы нефтяной промышленности свидетельствуют и данные о добыче на вводимых в разработку новых месторождениях. Так, по данным Минэнерго РФ, в 2000 г. в разработку введены 43 новых месторождения, из которых добыто 546 тыс. т нефти (в 1999 г. введено в разработку 36 месторождений и добыто 242 тыс. т нефти)[37].

Таким образом, имеют место все явные признаки зрелой и постзрелой стадий добычи нефти как в стране в целом, так и в ведущих нефтегазовых провинциях. При этом главная нефтедобывающая провинция – Западная Сибирь (и в рамках последней – Ханты-Мансийский автономный округ) находится на зрелой стадии, в то время как Урало-Поволжье (Башкортостан, Татарстан, Пермская и Самарская области, Республика Удмуртия) находится на постзрелой стадии, Тимано-Печора – на стадии растущей добычи.

Как мы уже отметили выше, при смене системы приоритетов и предпочтений меняется и роль различных факторов, влияющих на динамику добычи в рамках как отдельных месторождений, так и целых нефтегазовых провинций. С этой точки зрения целесообразно оценивать ситуацию, имеющую место на территории ХМАО, как переход на новую, более пологую, траекторию отбора запасов. Поэтому, например, снижение добычи в первой половине 90-х годов является отражением именно данного переходного процесса. Причем этот переход осуществляется в границах одной и той же стадии – зрелой добычи (*рис. 4*).

Как показывает пример США, нефтяная промышленность этой страны по сравнению с российской имеет более длительную историю, характеризуется более высокой степенью изученности (разбуренность перспективных территорий превышает аналогичный российский показатель по различным видам скважин в 5–10 и более раз), и соответственно данная территория отличается и более высокой выработанностью недр. Тем не менее при существенно меньших, чем в России, запасах на (55%) нефтяная промышлен-

---

[37] Справочные материалы к заседанию коллегии по вопросу «Об итогах работы топливно-энергетического комплекса России в 2000 году и основных направлениях деятельности на 2001 год». – Москва: Минэнерго РФ, 2001.

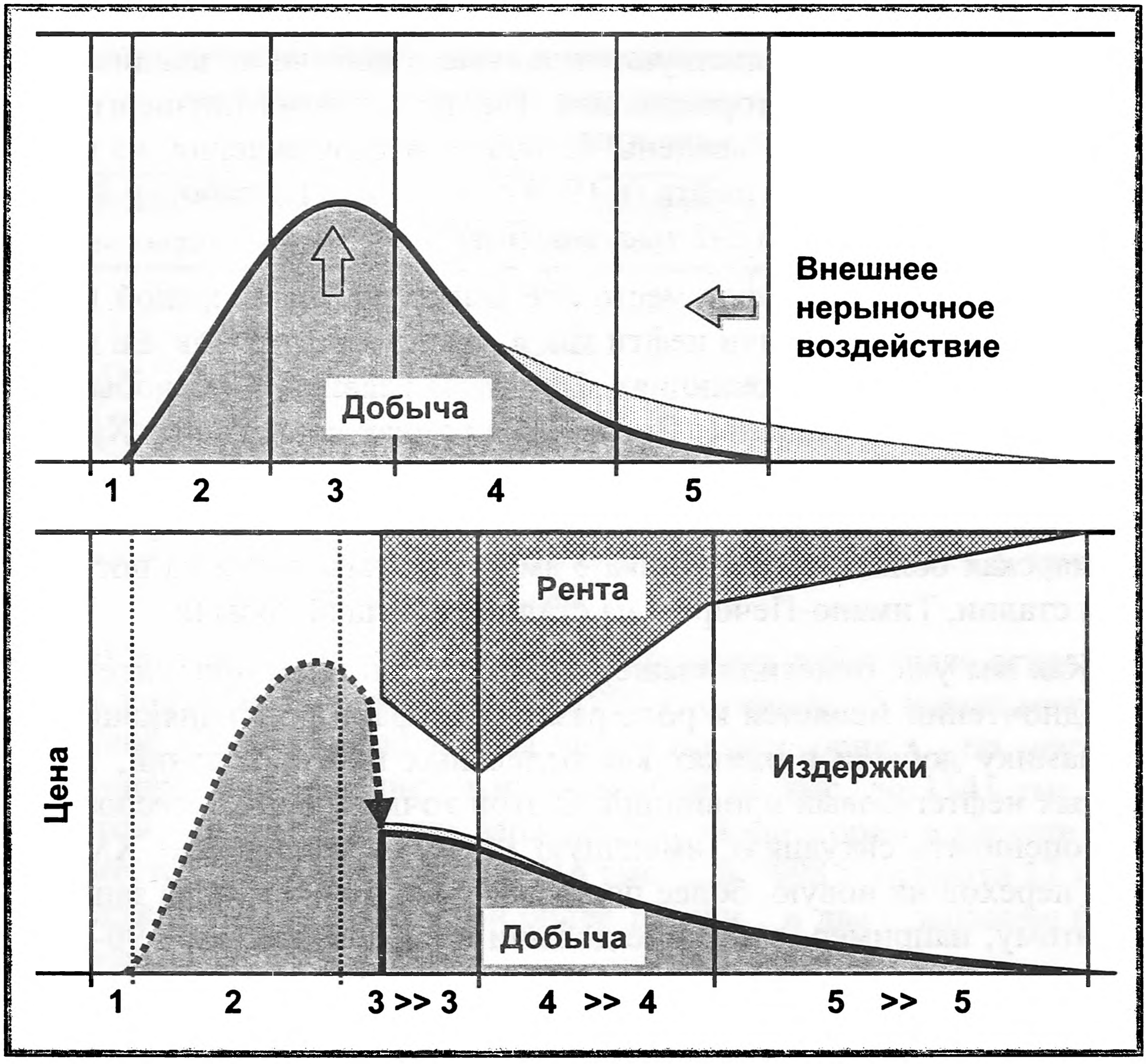


Рис. 4. **Смещение траектории добычи при переходе от вынужденной эволюции к «естественной»:**
Стадии: 1 – поисково-разведочная, 2 – ранней добычи, 3 – зрелости, 4 – падающей добычи; 5 – этап «затухающей» добычи

ность США начиная с 1992 г. добывает нефти заметно больше: в 1992 г. – на 14,7 млн т; в 1993 г. – на 42,6 млн; в 1994 г. – на 70,4 млн; в 1995 г. – на 73,2 млн; в 1996 г. – на 80,4 млн; в 1997 г. – на 72,3 млн т[38].

Динамика основной составляющей активов нефтяной промышленности – запасов вовлекаемых в освоение и разработку месторо-

[38] См.: **BP** Statistical Review of World Energy. – London, 1998. – June.

ждений на территории ХМАО также свидетельствует о быстром нарастании степени зрелости провинции и соответственно о необходимости учета данного обстоятельства при формировании системы государственного регулирования. С определенным временным «лагом» проходит отмеченные стадии и ресурсная база добычи природного газа на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. В настоящее время она находится на начальном этапе стадии зрелости. По оценкам специалистов Сибирского научно-аналитического центра ЯНАО, добыча природного газа по основным продуктивным (сеноманским) залежам Надым-Пуровского нефтегазового региона при сохранении существующих тенденций к 2030 г. составит около 45 млрд куб. м (вместо 480 млрд куб. м в 1990 г.). Все другие нефтегазовые регионы ЯНАО имеют значительно меньший производственный потенциал и могут обеспечить лишь компенсацию снижения добычи на территории Надым-Пуровского региона[39].

Все это говорит о том, что и для Западной Сибири также необходим эволюционный подход к формированию системы государственного регулирования, т.е. соответствующих норм и правил, обеспечивающих эффективное использование активов со значительно меняющимися во времени характеристиками.

9. Проблемы формирования новой системы государственного регулирования нефтегазового сектора в России

Приведенный выше анализ динамики ресурсной базы нефтегазового сектора показывает тот же эволюционный характер изменения характеристик разрабатываемых и вовлекаемых в разработку месторождений углеводородов. Однако «привнесение» элементов переходного характера экономических процессов в стране в целом существенно модифицирует представление о целесообразных на-

---

[39] См.: **Энергия** Ямала. – Салехард, 2001.

правлениях и шагах по формированию новой системы государственного регулирования.

Как нами было отмечено выше, при проведении экономических реформ в России нефтегазовому сектору была отведена роль генератора финансовых ресурсов, необходимых для поддержания социальной стабильности в обществе и обеспечения функционирования всей системы государственного устройства. Приоритет социально-политических целей предопределил и подходы к формированию системы государственного регулирования нефтегазовым сектором на начальном этапе реформ – вплоть до конца 90-х годов.

Основными элементами системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики России, по замыслу реформаторов в 1992–1993 гг., должны были стать:

- в сфере недропользования – формирование процедур и механизмов пользования недрами на платной и аукционной (или конкурсной) основе;
- в сфере налогообложения – формирование системы специальных налогов, ориентированных на изъятие экономической ренты в пользу государства;
- в сфере организации – акцент на преимущественное формирование крупных вертикально интегрированных компаний, объединяющих звенья единого технологического цикла «от скважины до бензоколонки».

Данные принципы очень созвучны общей структуре системы государственного регулирования нефтегазового сектора, характерной и для других стран мира, экономика которых функционирует на рыночной основе. Однако эти принципы отражают особенности институционального устройства в статике и не учитывают те динамические особенности, о которых мы говорили выше.

Ориентация на статические особенности была, на наш взгляд, обусловлена (и, к сожалению, это продолжает иметь место) стремлением правительства сохранить управляемость нефтегазового сектора (с точки зрения обеспечения достижения государственных приоритетов и задач в течение критических лет переходного пе-

риода), а также обеспечить финансовую основу выполнения государством социальных задач. Неявно предполагалось, что несовершенство организационной структуры будет каким-то образом устранено в ходе рыночных преобразований и действия рыночных сил и механизмов.

Поэтому, как нам представляется, в настоящее время можно говорить о появлении в России отдельных разрозненных фрагментов системы регулирования нефтегазового сектора – как на федеральном уровне, так и на уровне отдельных регионов (сырьевых территорий или нефтегазовых провинций).

9.1. Направленность и особенности формирования лицензионной политики

В России принята разрешительная (административная) система предоставления прав на пользование недрами. Основным критерием получения права на пользование недрами (при прочих равных условиях, таких как наличие опыта работ, финансовых возможностей и др.) в случае аукционной формы подведения итогов конкурсов является величина бонуса подписания (однократного разового платежа за право пользования недрами). Понятно, что высокие требования, касающиеся финансовой состоятельности, а также высокие уровни бонуса подписания создают дополнительные барьеры входа в сектор для малых и венчурных компаний.

Данные компании могут рассчитывать только на получение прав на пользование заведомо худшими месторождениями. Вместе с тем необходимость решения социально-ориентированных задач, связанных с поддержанием уровня занятости, а также обеспечения прозрачности финансовых потоков (которую не обеспечивают крупные российские нефтегазовые компании) побуждала региональные власти проводить закрытые конкурсы. Закрытый характер этих конкурсов (противоречащий действующему законодательству) объяснялся стремлением региональных органов власти предоставить лицензии социально значимым компаниям и операторам. Открытости и легитимности данной процедуры во многом препятствовали неразвитость сегмента малых и средних и независимых

частных компаний в нефтегазовом секторе экономики России, а также отсутствие на региональном уровне опыта регулирования деятельности подобных компаний (в сочетании с безусловным требованием проводить открытые процедуры предоставления прав на пользование недрами исключительно в виде аукционов).

К сожалению, опыт России в области предоставления прав на пользование недрами свидетельствует о том, что под давлением крупнейших компаний возможности использования лицензионной политики для регулирования структуры нефтегазового сектора были значительно снижены. В течение 1992–1993 гг. указами президента РФ и постановлениями правительства права на освоение и разработку всех основных газовых месторождений и 180 нефтяных месторождений были предоставлены крупнейшим нефтегазовым компаниям на бесконкурсной основе[40], что находится в прямом противоречии с принятым и вступившим в силу в 1992 г. федеральным законом «О недрах».

Как показало дальнейшее развитие событий, предоставление лицензий на значительное число месторождений крупнейшим нефтегазовым компаниям не способствовало изменению ситуации в добыче нефти. Из-за нехватки средств у нефтедобывающих компаний к началу 1996 г. работы были начаты только на 19 месторождениях[41]. Ситуация начала меняться с изменением конъюнктуры внешнего рынка и упрочением положения новых собственников в приватизированных компаниях. Вместе с тем в 2000 г., например, из упомянутых выше введенных в разработку 43 месторождений реальные работы велись только на 12.

---

[40] См.: **Указ** Президента РФ от 1 июня 1992 г. № 539 «О неотложных мерах по освоению новых крупных газовых месторождений на полуострове Ямал, в Баренцевом море и на шельфе острова Сахалин»// Ведомости Совета Народных Депутатов и Верховного Совета РФ. – 1992. – №23. – Ст. 1271; **Постановление** Совета Министров – Правительства РФ от 1 марта 1993 г. № 180 «Об обеспечении ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений в 1993–1995 годах»// Собрание Актов Президента и Правительства РФ. – 1993. – № 10. – Ст. 840.

[41] См.: **Шафраник Ю.К., Крюков В.А.** Нефтегазовые ресурсы в круге проблем. – М.: Недра, 1997.

В этом находит отражение то обстоятельство, что в современных российских экономических и политических условиях компании стараются вкладывать средства в улучшение использования имеющейся ресурсной базы, а не в создание новой. Поэтому вполне закономерно, что ведущие компании (прежде всего это «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «Славнефть»), руководствуясь принципами экономической целесообразности, стремятся инвестировать разработку нефтяных месторождений в других регионах мира, в первую очередь, где обеспечивается максимальная экономическая эффективность поискового и эксплуатационного бурения, и где существенно меньше политические и экономические риски.

В России в настоящее время практически отсутствует оборот прав на пользование недрами – в соответствии с действующим законодательством необходимы или вторичное проведение конкурса, или же покупка не менее 51% акций компании – владельца лицензии. Очевидно, что такой порядок вновь препятствует привлечению средств мелких инвесторов, а также существенно ограничивает круг потенциальных участников операций в секторе.

Создание системы оборота прав предполагает наличие системы мониторинга лицензионных соглашений, а также ясных и непротиворечивых процедур (основанных на однозначных критериях) прекращения прав пользования недрами.

Основными следствиями того, что лицензионная система не способствует формированию эффективного подхода к использованию ресурсов углеводородного сырья, являются:

- значительное число неиспользуемых лицензий (или используемых с нарушением законодательства);
- фактическое «выпадение» их сферы управления всего блока недр, находящихся в пользовании «Газпрома» (в силу причин общегосударственного характера);
- отсутствие в ряде случаев возможности эффективной реализации добытых углеводородов, таких, например, как природный газ и попутный нефтяной газ, добываемые вне системы «Газпрома»;

- отсутствие устойчиво работающей системы финансирования работ по общему геологическому изучению территории.

В свою очередь, в числе основных причин неблагополучной ситуации в сфере политики лицензирования можно отметить:

- уже упоминавшуюся выше фискальную ориентацию государственной экономической политики по отношению к нефтегазовому сектору экономики;
- неясность и противоречивость практической реализации принципа совместного ведения Федерации и субъектов Федерации; наличие институциональной конкуренции различных ветвей власти и различных структур государственного управления;
- непроработанность целого ряда нормативно-правовых вопросов, связанных с ролью и местом лицензионных соглашений в процессе управления недрами – отсюда трудность предъявления обоснованных и аргументированных претензий к недропользователям из-за неконкретности и непроработанности условий пользования недрами (особенно в период 1992–1996 гг.);
- отсутствие системы оборота прав пользования недрами, включая процедуры изъятия лицензий.

Сложная финансовая ситуация привела к тому, что региональные органы законодательной и исполнительной власти, используя либо свое исключительное право – в случае местных природных ресурсов, либо так называемое «право второго ключа» – в случае ресурсов, находящихся в совместном ведении, стремились к проведению как можно большего числа аукционов и конкурсов по выдаче прав на пользование природными ресурсами. При этом, к сожалению, главным стремлением было не применение процедур предоставления прав на пользование природными ресурсами для решения широкого круга социально-экономических проблем, а получение «сейчас и немедленно» разовых платежей (т.е. бонусов) за право на пользование природными ресурсами. Для того чтобы данный платеж был больше, как правило, выставлялись на аукцион (или конкурс) лучшие природные объекты, такие, например, как

Приобское нефтяное месторождение (Ханты-Мансийский АО), Юрубчено-Тахомская нефтегазовая зона (Эвенкийский АО), Талаканское нефтяное месторождение (Республика Саха (Якутия)), Ковыктинское газовое месторождение (Иркутская область).

Тем самым были значительно сужены возможности использования инструментов и рычагов, связанных с предоставлением прав на пользование недрами, для решения социально-экономических проблем в будущем (при наличии более совершенной системы регулирования).

С другой стороны, ускоренная выдача прав на пользование недрами в 90-е годы привела к тому, что в настоящее время по просроченным лицензиям работают около 10% недропользователей, а консервируют добычу несколько десятков компаний. В числе этих компаний – «Газпром», «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС», «Сибнефть», а также ряд компаний, созданных при участии местных органов власти[42], такие как ОАО «Ненецкая нефтяная компания» и ОАО «Юганефть»[43].

Президент РФ 1 октября 2001 г. направил премьер-министру распоряжение «Положение в сфере лицензирования недропользования не отвечает интересам государства и требует вмешательства…», которое основано на материалах информационной записки Главного контрольного управления Администрации Президента РФ[44]. Согласно данному документу, ущерб государства от неисполнения оговоренных в лицензиях условий добычи только за 2000 г. и первую половину 2001 г. составил 70 млрд руб. Например, «Газпром» добыл на 60 млрд куб. м газа меньше, чем оговорено в его лицензиях, и ведет добычу только на 67 из 126 имеющихся у него лицензионных объектов; «ЮКОС»» добыл на 6,6 млн т нефти меньше, чем должен в соответствии с лицензиями; «ЛУКОЙЛ» –

---

[42] См.: **Крюков В.А.** Почему не приживаются губернаторские нефтяные компании?// Нефтегазовая вертикаль. – 2000. – № 7–8. – С.24–28.

[43] См.: **Рыбальченко И.** Минприроды атакует лицензии// КоммерсантЪ. – 2002. – 11 янв.

[44] См.: **Резник И., Осетинская Е., Бушуева Ю.** Путин зол на ТЭК// Ведомости. – 2001. – 23 окт.

на 2,1 млн т; «Сибнефть» – на 741 тыс. т. В данной записке, в частности, утверждается, что нефтяные компании получили в свое распоряжение слишком большие запасы углеводородов: «ЛУКОЙЛ» обеспечен на 33 года, «ЮКОС» – на 47 лет, «Тюменская нефтяная компания» – на 80 лет. «*В связи с этим месторождения не вовлекаются в разработку, процессы инвестирования замедляются, а компании получают дополнительные доходы за счет капитализации*», – говорится в записке.

Важнейшим и, пожалуй, начальным условием работоспособности системы лицензирования является ясное и непротиворечивое разграничение предметов ведения и полномочий между Федерацией и отдельными субъектами. В этой связи нельзя не отметить следующее:

- принцип совместного ведения Федерации и субъектов Федерации, зафиксированный в статье 72 Конституции РФ, является важнейшим завоеванием процесса демократических реформ в России и отражает сложившееся в обществе представление о принципах формирования и функционирования федеративного государства;
- попытки разделения единой государственной собственности на участки недр по уровням государственной иерархии находятся в явном противоречии с отмеченным выше принципом совместного ведения. По нашему мнению, необходимо разграничивать не собственность на участки недр, а полномочия различных уровней государственной иерархии. При этом роль и функции различных уровней государственной иерархии должны меняться не только в зависимости от первоначальных характеристик месторождений, но и в зависимости от стадий освоения и разработки месторождений, что существенно повысит эффективность системы единого государственного управления нефтегазовыми ресурсами;
- принцип совместного ведения должен рассматриваться, анализироваться и применяться не абстрактно – в общем и целом, а в отношении конкретных этапов, стадий и задач в рамках процесса управления нефтегазовыми ресурсами (напри-

мер, на стадии общего геологического изучения, затем на стадии поиска, затем на стадии предоставления лицензий на право пользования недрами, на стадии мониторинга процесса выполнения условий лицензий, лицензионных соглашений и соглашений о разделе продукции и т.д.).

Решение данной задачи невозможно без соответствующей научной проработки отмеченных проблем и не является единичной акцией, а требует (как это показывает, например, опыт Канады) постоянных и целенаправленных исследований и совершенствования как нормативно-правовой базы, так и совершенствования работы органов исполнительной власти. Поскольку статья 72 Конституции РФ предполагает отнесение участков недр, содержащих в том числе углеводородное сырье, к предметам совместного ведения, то данное положение закреплено и в основных статьях и нормах закона РФ «О недрах». Вместе с тем статья 16 этого закона всецело возлагает организационное обеспечение государственной системы лицензирования на федеральный орган управления государственным фондом недр и его территориальные органы, в том числе дает им право осуществления подготовительной работы, связанной с проведением конкурсов (аукционов) и предоставлением лицензий, согласования условий лицензий с государственными органами управления промышленностью, земельными, водными и лесными ресурсами, государственными органами охраны окружающей среды, органами государственного горного надзора, а в части, касающейся платы, – с государственными органами управления экономикой. При этом участие органов исполнительной власти субъектов Федерации четко не регламентировано в действующем законодательстве, и прежде всего в вопросах организации, согласования и принятия условий конкурсов (аукционов), что, в свою очередь, не позволяет субъектам РФ отстаивать свои специфические территориальные интересы.

Неудовлетворительная практика применения данного положения при проведении аукционов (конкурсов) на право пользования недрами в течение 1992–2001 гг. говорит об острой необходимости совершенствования как собственно процедур лицензирования, так и нормативно-правовой базы процесса пользования недрами.

Анализ выполнения лицензионных соглашений по углеводородному сырью показал, что только по 54% всех лицензий уровни добычи (полностью или частично) соответствуют, оговоренным лицензионными соглашениями; по более чем 27% лицензий региональные подразделения Минприроды, в компетенцию которых входят данные вопросы, не располагают сведениями о платежах, производимых недропользователями в рамках соглашений, и т.д.[45]

Наличие значительного числа неиспользуемых лицензий или лицензий, используемых с нарушениями условий, на которых они предоставлялись, свидетельствует не о неработоспособности принципа совместного ведения, а о непроработанности положений и условий, направленных на практическое осуществление данного принципа в деятельности органов исполнительной власти различного уровня. Так, например, в базовом подзаконном акте – Положении о порядке лицензирования (1992 г.) никак не установлены контрольные полномочия субъекта Федерации, т.е. отсутствует развитие норм закона РФ «О недрах». Субъекты Федерации не имеют четких законодательно регламентированных полномочий по досрочному прекращению, приостановлению или ограничению прав пользования недрами. При этом пункт 15.2 Положения о порядке лицензирования указывает, что право на пользование недрами может быть досрочно прекращено, приостановлено или ограничено только Министерством природных ресурсов РФ или его территориальным органом непосредственно. Таким образом, вновь следует отметить, что процедуры участия органов исполнительной власти субъектов Федерации в этом процессе не определяются.

К сожалению, Минприроды РФ, как это видно из пакета документов, представленного данным министерством в августе 2001 г., фактически отошло от учета принципа совместного ведения при решении вопросов о проведении аукционов на право пользования недрами, а также при организации и выполнении работ по мониторингу хода выполнения условий лицензий и лицензионных соглашения. По замыслу авторов пакета документов, вся полнота власти сосредоточивается у Минприроды, причем у его головного подраз-

---

[45] См.: **Лицензия** должна работать// Деловая трибуна. – 2002. – 10 янв.

деления, в то время как региональные представительства становятся чисто информационными подразделениями. Такая практика прямо противоречит конституционному положению, закрепленному в статье 72 Конституции РФ.

В связи с тем, что многие действующие лицензионные соглашения, как это следует из приведенных выше примеров, в различной степени не соответствуют действующему в настоящее время законодательству, не отражают реальных объемов добычи, основаны на устаревших технических проектах и технологиях добычи и ведения геолого-разведочных работ, необходимы их пересмотр и внесение соответствующих изменений и дополнений, равно как и формирование эффективной системы мониторинга выполнения зафиксированных в данных документах положений. При этом статьей 12 закона РФ «О недрах» предусмотрено, что условия пользования недрами, предусмотренные в лицензии, сохраняют свою силу в течение оговоренных в лицензии сроков либо в течение всего срока ее действия. Изменение этих условий допускается только при согласии пользователя недр либо в случаях, установленных законом. Данные случаи и процедуры внесения изменений в лицензии также детально не регламентированы, что создает значительные трудности в работе органов исполнительной власти субъектов Федерации.

Исправление отмеченной выше ситуации требует разработки и принятия соответствующего нормативно-правового акта на федеральном уровне. Поэтому нельзя не признать необходимость того, чтобы:

- были уточнены и унифицированы условия предоставления прав на пользование недрами как в форме лицензии, так и в форме прилагаемого к ней лицензионного соглашения с учетом и федеральных приоритетов, и региональных особенностей;
- были уточнены и расширены контрольные функции государственных органов (с исключением параллелизма и конкуренции различных институтов государственной власти), так как невозможно и нецелесообразно осуществлять процесс мониторинга разработки многих тысяч участков недр усилиями,

например, множества структур на федеральном и региональном уровнях;

- были определены на государственном уровне критерии и показатели оценки, с тем чтобы на единообразной основе делать выводы и заключения о состоянии ресурсов недр и степени их выработанности и использования (в настоящее время в мониторинге процесса освоения и разработки минеральных ресурсов слишком много произвола и волюнтаризма). Для этого на государственном уровне должны быть разработаны соответствующие методические материалы[46];

- была усилена роль региональных органов и структур в процессе мониторинга освоения и разработки месторождений полезных ископаемых, – этого настоятельно требует динамика основных характеристик минерально-сырьевой базы (уменьшение запасов в расчете на одно месторождение, например, по нефти и газу).

Ядро эффективной лицензионной системы – ***лицензионное соглашение***, подкрепленное системой стандартов (требований) как к техническим и геологическим условиям освоения и разработки ресурсов углеводородного сырья, так и к обоснованию социальных, экономических и экологических параметров использования этих ресурсов.

---

[46] Так, например, многие нормативно-методические документы в области проектирования разработки месторождений и опробования скважин устарели и не способствуют рациональному использованию углеводородов, содержащихся в недрах. По мнению специалистов администрации ХМАО, положения базового документа РД 153-39-007-96 «Составление проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений» (включая дополнение по вопросам технико-экономического обоснования СРП) морально устарели. Минэнерго РФ, например, неоднократно в последние два года отмечало, что «*ОАО «Газпром» сам составляет технологические проектные документы, сам их принимает, сам контролирует их выполнение...*»

см.: **Справочные** материалы к заседанию коллегии по вопросу «Об итогах работы топливно-энергетического комплекса России в 2000 году и основных направлениях деятельности на 2001 год». – М.: Минэнерго РФ, 2001.

На территории Ханты-Мансийского АО по состоянию на сегодняшний день более 40% запасов распределенного фонда не вовлечено в разработку. Компании планируют до 2005 г. из 95 лицензионных участков ввести в оборот только 60, что приведет к консервации выявленных ресурсов. В этой связи администрацией ХМАО, например, были внесены следующие предложения по совершенствованию практики лицензирования прав на пользование участками недр[47]:

- ввести дифференцированную плату (ренту) за неразбуренные запасы;
- разработать и ввести в действие кадастр запасов (в зависимости от структуры и качества запасов, обустройства и подготовки к разработке);
- ограничить допуск компаний, обеспеченных запасами сверх нормы, к участию в аукционах;
- принять на государственном уровне соответствующие условия в лицензионных соглашениях.

Следует отметить, что в статье 11 закона РФ «О недрах» (в редакции 2000 г.) при определении лицензии отмечается, что «между уполномоченным на то органами государственной власти и пользователем участка недр может быть заключен договор, устанавливающий условия пользования таким участком недр, а также обязательства сторон по выполнению указанного договора». Мы разделяем точку зрения, высказываемую в настоящее время рядом исследователей и специалистов в области горного права, что определять условия недропользования в одностороннем, разрешительном порядке невозможно, особенно на крупных объектах, требующих больших капиталовложений, тем более на условиях риска. Требуется переговорный процесс с будущим недропользователем, учет его интересов. В практике недропользования в целом и в рамках системы лицензирования все больше используются элементы дого-

---

[47] См.: **Карасев В.И.** Стратегия развития и управления минерально-сырьевой базой в Ханты-Мансийском автономном округе (сайт администрации ХМАО: http://www.hmao.wsnet.ru/economic).

ворных отношений на основе гражданского права. Примером этому могут служить лицензионные соглашения, подготавливаемые с участием будущих владельцев лицензий[48].

Важнейшая особенность таких лицензионных соглашений заключается в том, что именно в этом документе определяются существенные условия пользования недрами и поэтому данное приложение является неотъемлемой составной частью лицензии.

В современной практике государственного регулирования экономических процессов в странах с развитой рыночной экономикой весьма широко применяются так называемые административные контракты[49]. Административный контракт позволяет более гибко и всесторонне учесть разноплановые интересы сторон, вовлеченных в процесс использования ресурсов углеводородного сырья. Поэтому представляется абсолютно неправильным исключать лицензионный договор из состава лицензии, а также определять данный договор как гражданско-правовой на том основании, что административное право таких договоров не знает. Мы придерживается той точки зрения, что лицензионное соглашение является разновидностью именно административного контракта.

К сожалению, чисто рыночная ориентация деятельности законодателей привела к тому, что при внесении поправок в закон «О недрах» в 1995 г. из статьи 11, посвященной лицензии на пользование недрами, было исключено требование об обязательном заключении лицензионного соглашения. В поправках же от 2 января 2000 г. отмечается, что между уполномоченными на то органами государственной власти и пользователем недр может быть заключен договор, устанавливающий условия пользования участком недр, а также обязательства сторон по выполнению указанного до-

---

[48] **Трубецкой К.Н., Краснянский Г.Н., Курский А.Н., Панфилов Е.И.** Горное законодательство России: вчера, сегодня, завтра. – М.: Акад. горн. наук, 2000. – 247 с.

[49] Так, например, П. Джосткоу отмечает: «...*Государственное регулирование коммунальных услуг (имеется в виду в США) – это административный контракт*...». – П. Джосткоу. Специфичность активов и структура вертикальных отношений: эмпирические свидетельства. – С. 175–205.

говора (что означает необязательность заключения какого-либо договора наряду с лицензией[50]).

Мы считаем, что необходимо развивать и совершенствовать как структуру лицензионных соглашений, так и процедуру мониторинга их исполнения. И лицензия, и лицензионное соглашение должны основываться на системе единых государственных норм и правил (не только проектирования, но и опробования, испытания и исследования скважин), и это касается всех этапов – от поиска до разведки, обустройства и последующей разработки месторождений углеводородного сырья. Только при наличии подобного единства можно говорить о создании предпосылок для формирования и развития эффективной системы государственного регулирования и управления ресурсами углеводородного сырья.

Поэтому с точки зрения отражения в современной российской лицензионной политике особенностей эволюции нефтегазового сектора и формирования на этой основе эффективных процедур и механизмов использования ресурсов и запасов углеводородов можно отметить, что:

- Россия находится только на самом начальном этапе формирования современной и эффективной политики в области лицензирования;
- в решении проблем формирования эффективной политики лицензирования длительное время доминировали текущие и чисто фискальные приоритеты;
- необходимо развитие и совершенствование всех элементов лицензионной деятельности – от процедур предоставления прав на пользование недрами (включая формирование условий пользования недрами) до контроля и мониторинга процесса выполнения требований лицензий и лицензионных соглашений, а также формирования системы последующего оборота прав на пользование недрами;

---

[50] См.: **Комментарий** к Закону Российской Федерации «О недрах». – М.: НОРМА, 2001.

- имеется настоятельная необходимость в научном сопровождении процесса формирования современной системы недропользования в России. Это целый комплекс проблем и задач междисциплинарного характера, которые должны решаться не только в рамках институтов и исследовательских коллективов подведомственных Министерству природных ресурсов, но также с участием РАН, компаний-недропользователей и местных органов власти.

9.2. Налоговая политика: доминирование фискальных целей и приоритетов

Как уже отмечалось ранее, система налогообложения в нефтегазовом секторе экономики России имеет ярко выраженный фискальный характер. Это означает, что система налогообложения слабо связана с особенностями динамики активов сектора и что приоритет отдается получению максимальных налоговых поступлений в текущий момент времени.

Как нам представляется, на протяжении последних 10 лет выделяется ***два*** достаточно явных ***этапа*** в становлении и развитии системы налогового регулирования нефтегазового сектора:

- 1992–2000 гг. – принятие базовой системы налогообложения и реализация целого ряда попыток адаптации данной системы к учету эволюционных особенностей рассматриваемого сектора;
- начиная с 2001 г. – унификация системы налогообложения и полное ее подчинение решению текущих задач управления социально-экономическим развитием страны.

В течение всего отмеченного выше периода имеют место общие ***особенности*** в подходах к формированию системы налогообложения:

- система основана на преимущественном налогообложении валового дохода, а не финансовых результатов (т.е. прибыли или форм изъятия экономической ренты в явном виде);

- различные подходы к налогообложению рассматриваются вне связи с другими элементами системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики.

Выше, при рассмотрении «естественной» динамики эволюции нефтегазового сектора, мы отмечали, что в принципе налогообложение прибыли (финансового результата) или налогообложение валового дохода (экономического результата) могут иметь одинаковое влияние на функционирование и последующее развитие сектора. Однако это утверждение имеет силу только в случае, если:

1) имеется эффективная система государственного контроля за динамикой издержек различных категорий недропользователей (что предполагает, как мы отметили выше, наличие эффективной лицензионной системы, т.е. глубокую проработку условий лицензионных соглашений и последующий непрерывный контроль за ходом исполнения зафиксированных в данных соглашениях условий);

2) существует конкурентная среда, которая побуждает недропользователей снижать издержки и гибко реагировать на изменение условий освоения и разработки месторождений углеводородов (т.е. имеется среда, которая способствует инновационно-ориентированному поведению хозяйствующих субъектов).

К сожалению, в российском нефтегазовом секторе ни первое и второе условие не присутствуют.

Отличительная особенность системы налогообложения экономических результатов (валового дохода) состоит в ее простоте и, следовательно, в минимальных трансформационных издержках, которые связаны с ее формированием и становлением. В то же время, на наш взгляд, при применении данной системы суммарные издержки (производственные + нормальные трансакционные + трансформационные + трансакционные кризисные) имеют тенденцию к резкому возрастанию. Компании при отсутствии действенной системы лицензирования и при отсутствии конкурентной среды в рамках сектора имеют склонность к эскалации издержек и

последующему получению у государства различных льгот и преференций (что, собственно, и имеет место в России в настоящее время – *см. ниже*).

Система налогообложения финансовых результатов, напротив, является более сложной и связана с повышенными трансформационными издержками, но в то же самое время создает предпосылки к снижению суммарных издержек.

Система налогообложения валового дохода в большей степени связана с ориентацией на решение текущих экономических проблем (т.е. на выживание и обеспечение любой ценой социально-экономической стабильности), в то время как система налогообложения финансовых результатов связана с развитием и в большей степени отвечает эволюционному характеру развития нефтегазового сектора.

Тем не менее даже в рамках системы налогообложения валового дохода в 90-е годы под давлением обстоятельств, прежде всего связанных с резким ухудшением качества ресурсов нефти, вовлекаемых в освоение и разработку, было начато постепенное формирование системы налогообложения, учитывающей особенности динамики активов нефтегазового сектора.

На федеральном уровне эти шаги были связаны с принятием законодательства, ориентированного на применение гражданско-правовых норм в процессе недропользования (прежде всего с расширением сферы действия соглашений о разделе продукции) и переходом к дифференцированным ставкам акцизов в нефтяной промышленности (являющихся одной из форм изъятия экономической ренты). На региональном уровне применение более гибких и адекватных подходов к налогообложению различных по характеристикам и находящихся на разных стадиях разработки месторождений осуществлялось в рамках налоговой компетенции территорий (при этом Татарстан значительно превысил данный порог, пользуясь наличием договора с Российской Федерацией).

Основы налоговой системы в нефтегазовом секторе были заложены в 1992 г., когда наряду с общими налогами были введены

специальные налоги, ориентированные на аккумулирование в государственном бюджете доходов рентного характера. Роль налогообложения в рассматриваемом секторе экономики России состояла и состоит в том, чтобы обеспечить развитие других, преимущественно несырьевых, секторов российской экономики.

В 1993 г. нефтяники обеспечивали около 3% поступлений налогов бюджет, в 1994 г. – 6, в 1995 г. – уже 13 , в 1997–1998 гг. – около 22%. При этом следует отметить, что добыча нефти в этот период сократилась на 10%.

В 1994–1995 гг. на уплату налогов у добывающих компаний уходило до 60% доходов, а у перерабатывающих – даже до 75%. До августа 1998 г. предприятия нефтяной отрасли имели одну из самых высоких налоговых нагрузок в стране – около 50% налогов на единицу стоимости продукции против, например, 29% в автомобилестроении. К 1997 г. налогообложение, по заключению Экспертного совета Минтопэнерго РФ, на 20% превышало финансовые возможности нефтяных предприятий. Поэтому по итогам 1997 г. компании заплатили 80% от начисленных налогов, а остальные 20% сформировали различного рода задолженности компаний. Поддержание производства и выплата заработной платы в этих условиях осуществлялись в значительной мере за счет невыплат в бюджет. Для данного периода были характерны, с одной стороны, неуклонное возрастание налогов в выручке нефтяных компаний на фоне резкого ее уменьшения, с другой стороны, снижение абсолютных объемов налоговых выплат в связи с уменьшением налогооблагаемой базы.

Главная проблема, которая возникла в сфере налогообложения нефтегазового сектора в 1992–1997 гг., – перегруженность налогами. Она была автоматически решена после дефолта в августе 1998 г., когда налоги, которые были номинированы в рублях, тут же сократились в 3 раза.

Перед самым дефолтом в августе 1998 г. «Газпром», «ЛУКОЙЛ» и другие компании вынуждены были брать валютные кредиты, для того чтобы заплатить налоги, которые они фактически заплатить не могли. Например, в 1999 г. при цене нефти 9 долл. за

баррель общая сумма начисляемых налогов на тонну нефти составляла 9,8 долл. К концу 1998 г. сумма налогов превышала стоимость всей добываемой нефти.

9.3. Особенности организационной структуры нефтегазового сектора России

Выше нами было отмечено, что динамика активов нефтегазового сектора (прежде всего уменьшение роли действия фактора экономии от масштаба и необходимость применения инновационно-ориентированного и избирательного подхода – применительно к каждому отдельному месторождению или участку недр) влечет за собой динамику организационной структуры. А именно, на завершающем этапе стадии зрелости и особенно в рамках постзрелой стадии по вполне объективным причинам повышается роль малых и средних компаний. При этом постепенно ослабевает действие фактора вертикальной интеграции – в силу того, что по мере развития производственной инфраструктуры увеличиваются возможность и целесообразность перехода к чисто рыночным сделкам и процедурам регулирования (вместо внутрифирменного планирования и производственного управления).

Данные общие выводы и соображения, которые в значительной степени развиты и обобщены в рамках современной теории организации (в общетеоретическом аспекте базируется на институционально-эволюционном подходе), в полной мере подтверждаются и при рассмотрении ***проблем становления новой модели функционирования российского нефтегазового сектора***[51].

В нефтегазовом секторе России осуществляется переход к новой организационной структуре, центром которой вполне обоснованно становятся крупные вертикально интегрированные компании. Исключительная ориентация на формирование крупных вертикально интегрированных компаний не в полной мере учитывает специфические особенности активов сектора, прежде всего степень выра-

---

[51] **Крюков В.А.** Институциональная структура нефтегазового сектора: проблемы и направления трансформации.

ботанности запасов крупных месторождений, а также возрастание роли средних и мелких месторождений. Подобная ориентация приводит к значительному снижению эффективности освоения и разработки средних и малых месторождений и в конечном счете к недополучению обществом (в лице государства) значительной части доходов рентного характера (последние трансформируются в издержки крупных компаний и в полной мере могут быть отнесены к кризисной составляющей трансакционных издержек использования сложившейся институциональной структуры). Данные соображения подтверждаются и результатами сравнительного изучения эффективности деятельности вертикально интегрированных и неинтегрированных компаний. С чисто экономической точки зрения малые и средние компании в современных российских условиях, как показывает статистика, более эффективны по сравнению с крупными вертикально интегрированными[52] (*табл. 7*).

Таблица 7

Экономические показатели российских нефтяных компаний различного типа в 1999 г.

Показатель	Компании	
	Вертикально интегрированные	Неинтегрированные
Производительность труда, т/чел. в год	640	2000
Бюджетная эффективность, долл./т	10–15	55–60
Капитальные вложения, долл./т	7,6	11,4
Простаивающий фонд скважин, %	24,2	9,8

Источник: **Любимов А.** Государство наступает на нефтяные грабли// Время МН. – 2000. – № 22.

[52] При этом, однако, надо иметь в виду, что «чистоту» сравнения и сопоставления данных по компаниям различного типа в России очень трудно обеспечить. Например, многие неинтегрированные компании являются собственностью высших менеджеров и собственников вертикально интегрированных компаний и поэтому имеют доступ ко многим объектам производственной инфраструктуры на преференциальной основе (или же просто не создают необходимые объекты и пользуются ранее созданной инфраструктурой).

По итогам 2000 г. темп прироста добычи у неинтегрированных компаний составил почти 10% при общеотраслевом темпе 6%, их доля в добыче нефти в стране составила 9%, во вводе новых скважин – 13%, во вводе новых месторождений – более половины[53].

В целом в нефтегазовом секторе России на конец 2001 г. насчитывалось около 150 средних и малых предприятий, которые давали 10% от общероссийской добычи нефти и примерно 8% – от добычи газа (как природного, так и попутного нефтяного). По данным Госкомстата России, малые предприятия (т.е. предприятия с численностью персонала не более 30–100 чел.) обеспечивают выпуск лишь 1,1% валовой продукции нефтяной промышленности[54].

Важно, что примерно 7 млн т нефти добывается этими предприятиями на новых месторождениях, в то время как остальные объемы добычи обеспечивают старые и очень мелкие месторождения (которые заведомо не представляют интереса для крупных компаний). Из характера эволюции организационной структуры нефтегазового сектора в рамках отдельных нефтегазовых областей и провинций (*см. выше*) следует, что крупные компании стремятся в первую очередь поглотить более мелкие компании, работающие именно на новых месторождениях – в районах, находящихся на стадии нарастающей добычи. К числу подобных районов в России относится Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, прежде всего север и северо-запад Республики Коми и территория Ненецкого автономного округа.

Приведенные соображения в целом подтверждаются и данными о структуре запасов, разрабатываемых компаниями различного типа, а также о динамике поглощения мелких и средних компаний (*табл. 8*). Наличие в составе активов средних и малых компаний новых крупных месторождений является причиной поглощения этих компаний более крупными.

---

[53] См. материалы выступлений на парламентских слушаниях 28 сентября 2001 г. (Нефть и Капитал. – 2002. – № 12. – С.83).

[54] **Граник И.** Малые предприятия переписали// КоммерсантЪ. – 2001. – 31 мар.

Таблица 8

Распределение запасов разрабатываемых месторождений нефти между крупными и малыми компаниями, %

Месторождения	Компании	
	Вертикально интегрированные	Неинтегрированные
Мелкие и средние с запасами до 30 млн т	28	59
Крупные с запасами от 30 до 300 млн т	31	41
Уникальные с запасами свыше 300 млн т	41	–

Источник: **Крутихин М.** Чужие здесь не бурят// КоммерсантЪ. – 2001. – 15 нояб.

Безусловную основу организационной структуры нефтяной промышленности (не говоря уже о газовой) составляют крупные вертикально интегрированные компании. С точки зрения управления (регулирования) динамикой организационной структуры нефтегазового сектора речь должна идти не о разукрупнении крупных вертикально интегрированных компаний, а о создании условий для становления и развития неинтегрированных и инновационно-ориентированных компаний. Такой подход обусловлен не только экономической и социальной целесообразностью повышения роли сегмента малых и средних компаний, но и необходимостью предотвращения конфликтных и кризисных ситуаций в будущем.

Придерживаться этих соображений особенно важно в период благоприятной ценовой конъюнктуры. Данный период характеризуется значительным смягчением бюджетных ограничений (т.е. возможностью банкротства экономически менее эффективных и менее гибких с точки зрения адаптации к меняющимся экономическим условиям компаний). Поэтому в случае, например, следования только рыночной логике и ориентации только на сигналы рынка и рыночной среды крупные компании могут в этот период проводить политику массового поглощения более мелких компаний (за счет значительно большей массы прибыли, которой располагают крупные компании). При этом, как правило, ослабевают стимулы и мотивация к технологическим инновациям – превалирует

стремление к использованию благоприятной конъюнктуры. Более того, в условиях переходной российской экономики при весьма неопределенных положении и статусе новых собственников, смягчение бюджетных ограничений приводит просто к ускоренному «выкачиванию» финансовых ресурсов из нефтегазового сектора, в том числе за счет поглощения малых и средних компаний. В этих условиях остро необходимо регулирование со стороны государства. Понимание динамики процесса должно способствовать смягчению негативных последствий ужесточения бюджетных ограничений (т.е. снижения цен и резкого возрастания возможности банкротства неэффективных компаний).

К сожалению, как нам представляется, регулирование организационной структуры российского нефтегазового сектора в последние годы в значительной степени было отдано на волю рыночной стихии. Поэтому последствия усиления и укрупнения ведущих компаний за счет активного поглощения малых и средних компаний могут в самом ближайшем будущем оказаться самыми печальными. Возможно, в частности, закрытие отдельных производств (со всеми вытекающими отсюда последствиями) или же усиление давления крупных компаний на правительство с целью создания им благоприятных условий (якобы в целях обеспечения экономической или энергетической безопасности страны). На наш взгляд, рзвитие событий – и это особенно отчетливо стало видно в конце 2001 – начале 2002 г. – происходит именно по последнему сценарию.

Нельзя не согласиться с точкой зрения О. Лациса о том, что к настоящему времени «легкие деньги закончились, а потенциально конфликтные ситуации остались, ибо для их полной ликвидации нужны долгие годы динамичного роста»[55].

На наш взгляд, в современных российских экономических условиях можно выделить два основных этапа в формировании взаимодействия крупных (преимущественно вертикально интегрированных) и малых и средних (неинтегрированных) компаний:

---

[55] **Лацис О.** С сентября мы стоим// Новые известия. – 2002. – 25 янв.

I этап – с 1989 г. примерно до первой половины 1999 г.;

II этап – со второй половины 1999 г. до настоящего времени.

Для ***I этапа*** были характерны:

- высокие темпы роста малых и средних компаний (собственно, доля добычи нефти на уровне 10% средними и малыми компаниями была достигнута уже к 1994 г.);
- «мирное сосуществование» малых и средних компаний с крупными;
- преференциальные возможности экспорта всей добываемой продукции (особенно в период до 1995 г. для предприятий с иностранным участием).

Для ***II этапа*** характерны:

- снижение темпов роста малых и средних компаний;
- активное поглощение малых и средних компаний более крупными. Особенно в этом направлении преуспела компания «ЛУКОЙЛ», в меньшей степени – «Тюменская нефтяная компания», «ЮКОС», «Славнефть» (это происходило прежде всего за счет продажи своей доли в бывших совместных предприятиях иностранным участникам);
- резкое усиление дискриминации малых и средних компаний со стороны более крупных с точки зрения пользования объектами производственно-технологической инфраструктуры (межпромысловыми нефте- и газопроводами, комплексами по подготовке нефти и газа к дальнему транспорту, терминалами, услугами сервисного характера и т.д.).

Эти общие выводы проиллюстрируем на примере некоторых нефтегазоносных провинций и стратегии поведения ряда крупных нефтяных компаний.

Республика Татарстан

Татарстан достиг пика добычи нефти (примерно 100 млн т в год) в середине 70-х годов. Поэтому можно говорить, что нефтегазовая провинция, расположенная на территории Татарстана, находится на завершающей стадии своего развития. На территории республи-

ки имеется только три совместных предприятия с участием западных партнеров и два – с участием российских. Последние – это АО «Татнефтеотдача» и «РИТЕК-Нефтеотдача». Добыча нефти этими СП в 1996 г. составила около 902 тыс. т (из более чем 20 млн т добычи по республике в целом). Такое положение связано, как нам представляется, с явной недооценкой в Татарстане роли инновационного потенциала малых и средних компаний, которым была отведена роль вспомогательных, в определенном смысле экспериментальных подразделений «Татнефти». Именно поэтому в годовом отчете ОАО «Татнефть» в разделе о стратегии развития материнской компании было отмечено: «... Основным вкладом СП в решение наших проблем будет обеспечение доступа к новым методам добычи нефти и новым технологиям, которые позволят увеличить производительность и отдачу, так же как и применение новых подходов к повышению эффективности организации и эффективности»[56].

При этом, как только малые предприятия достигли определенных позитивных результатов, гораздо лучших по сравнению с материнской компанией, правительством республики в 2000 г. было принято решение о закреплении 25% акций плюс одна акция данных компаний в республиканской собственности. Тем самым роль малых компаний, с одной стороны, была ограничена сферой обслуживания материнской компании, а с другой стороны, чиновники получили возможность блокировать любые решения, идущие вразрез, как правило, с чисто фискальными целями пополнения республиканского бюджета. Вполне очевидно, что ни о каком инновационно-ориентированном поведении и высокой эффективности подобных компаний в долгосрочной перспективе говорить не приходится (хотя при этом в случае внедрения новой технологии на самом начальном этапе и могут быть достигнуты более высокие производственные и экономические показатели).

Пермская область и Тимано-Печора

Эти регионы входят с «зону стратегических интересов» ОАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ». Поэтому компания в течение

---

[56] Http://www.tatneftjsc.ru/strategy

последних трех лет поглотила значительную часть нефтедобывающих предприятий или обеспечила себе контрольный пакет их акций.

Только в течение 2000–2001 гг. «ЛУКОЙЛ» нарастил объемы добычи нефти более чем на 8 млн т в год за счет присоединения более мелких компаний, включая и собственные совместные (с иностранными участниками) предприятия, ежегодно добывающие почти 5 млн т нефти.

В начале 2001 г. собрание акционеров АО «ЛУКОЙЛ-Пермь» утвердило приобретение 49%-й доли в ООО «Кама-нефть», 51%-й – в ООО «Парма-ойл», 50%-й – в ООО «Волгодеминойл», 49%-й – в ООО «Российская топливная компания» и 46%-й – в ООО «Ватойл» (самое крупное в России совместное предприятие в отрасли с добычей около 3 млн т нефти в год). Ранее на «ЛУКОЙЛ-Пермь» были переведены российские активы в СП «Пермьтекс» и «ПермТОТИнефть»[57].

Затем в середине 2001 г. «ЛУКОЙЛ» предложил акционерам канадской компании «Bitech Petroleum Corp.» выкупить 100% их акций, и одновременно установил полный контроль над компанией «АмКоми» (которая владеет девятью лицензиями на право добычи углеводородного сырья и одной – на поисковые работы). На базе этих предприятий, а также ранее приобретенной компании «Парма-Ойл» «ЛУКОЙЛ» создал в Республике Коми новую дочернюю компанию с запасами нефти до 80 млн т и добычей до 3 млн т нефти в год[58]. Одна из причин скупки компаний – относительная дешевизна приобретения новых запасов по сравнению с самостоятельным финансированием их поиска и разведки: цена покупки тонны запасов составила около 0,7 долл. США за тонну, в то время как самостоятельная разведка обходится не менее 4–6 долл. на прирост тонны запасов[59].

---

[57] Ведомости. – 2001. – 26 фев.

[58] См.: **Тутушкин А.** «ЛУКойлу» мало нефти: Гигант продолжает скупать активы в Тимано-Печоре// Ведомости. – 2001. – 9 мар.

[59] См.: **«ЛУКойл»** скупает нефть Коми// КоммерсантЪ. – 2001. – 22 авг.

В результате и в Пермской области, и в Тимано-Печоре формируется монопольная структура нефтегазового сектора – со всеми вытекающими из этого негативными последствиями. К тому же Пермская область находится на постзрелой стадии освоения и разработки нефтегазовых ресурсов.

Западная Сибирь

Процесс формирования малых и средних нефтедобывающих компаний в данном регионе также в основном происходит спонтанно – под влиянием динамики бюджетных ограничений (ухудшения экономических условий освоения и разработки месторождений и ценовой конъюнктуры).

Именно ужесточение бюджетных ограничений побудило «ЮКОС» следовать в период до 1999 г. эволюционной логике активов сектора. Летом 1998 г. компания объявила о намерении передать свои убыточные месторождения вновь создаваемым предприятиям, которые получили название ***социальных***. Эти предприятия создавались совместно с местными администрациями для сохранения рабочих мест. Всего предполагалось создать 25 социальных предприятий и передать им 52 низкорентабельных месторождения с совокупными извлекаемыми запасами нефти в 235 млн т. «ЮКОС» намеревался прекратить добычу нефти на этих месторождениях, что могло бы повлечь увольнение около 4 тыс. чел. Из состава «Юганскнефтегаза» должны были быть выведены 10 месторождений, из «Самаранефтегаза» – 32, из «Томскнефти» – 11[60].

Нефтеюганская муниципальная нефтедобывающая компания – одно из первых таких малых нефтедобывающих предприятий. О прибыльности данных предприятий с самого начала речи не шло, поскольку ставились именно социальные задачи. Причем их успешное решение «ЮКОС» увязал с предоставлением налоговых льгот этим предприятиям. Однако уже в процессе создания первого Нефтеюганского предприятия обнаружились противоречия: «ЮКОС» стремился избавиться от неликвидных активов, в то время как администрация района добивалась передачи в состав малой компании активов, которые обеспечивали бы прибыльное функ-

---

[60] Русский телеграф. – 1998. – 25 авг.

ционирование предприятия[61]. Всего по состоянию на начало 2001 г. в структуре «ЮКОСа» имелось 11 подобных социальных предприятий с общим числом занятых в 2500 чел. Опять же обращает на себя внимание вспомогательный и подчиненный характер данных малых компаний. Ясно, что так же как и в предыдущих случаях, ожидать инновационно-ориентированного и эффективного функционирования таких компаний не приходится.

Из-за отсутствия адекватной нормативно-правовой среды (прежде всего с точки зрения отражения особенностей эволюции активов), а также из-за отсутствия эффективного государственного регулирования (в связи с наличием общесистемных специфических особенностей активов нефтегазового сектора) реальные возможности устойчиво функционировать и развиваться имеют только те малые и средние компании, которые:

- либо аффилированы непосредственно с крупными компаниями;
- либо представляют интересы высших менеджеров и собственников крупных компаний;
- либо характеризуются одновременно и тем, и другим.

К числу таких несомненно экономически эффективных компаний относится неинтегрированная инновационная компания «РИТЭК». Данная компания работает в основном в Западной Сибири и Татарстане и имеет лицензии на месторождения с суммарными запасами около 60 млн т нефти. Компания известна тем, что обладает новыми эффективными технологиями добычи трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти. В 2001 г. «РИТЭК» добыл 2,4 млн т нефти, из которых 1,4 млн т – на месторождениях, арендованных у «ЛУКОЙЛа». За 2000 г. чистая прибыль компании выросла на 345% и составила около 90 млн долл. США. Основными акционерами компании являются ОАО «НК «ЛУКОЙЛ» (38,6%), ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (11,9%), ОАО «Татнефть» (6,43%), 26,1% акций находится в собственности физических лиц (среди которых многие члены совета директоров «ЛУКОЙЛа» – от

---

[61] См.: Нефть и капитал. – 1999. – № 5.

президента и председателя правления до вице-президентов компании)[62].

Благоприятная ценовая конъюнктура в 1999–2001 гг. позволила всем крупным нефтяным компаниям значительно улучшить свое финансовое положение, что послужило причиной активизации процесса слияний и поглощений малых и средних компаний, а также компаний, разрабатывающих месторождения, находящиеся на постзрелой стадии. При этом государство не только не участвовало в данном процессе, а даже, напротив, в определенной степени ему способствовало – в связи с явным несовершенством принятого законодательства о банкротстве.

В рамках этого процесса, например, компания «Славнефть» в конце 2001 г. приобрела контрольный пакет акций СП «Белые ночи» (первого СП, созданного в нефтяной промышленности СССР еще в 1987 г.), имеющего лицензии на разработку месторождений с общими доказанными запасами в 12 млн т и с добычей свыше 800 тыс. т нефти ежегодно.

Наиболее успешно «технологию» поглощений (в том числе малых и средних компаний) на основе применения явно несовершенного законодательства о банкротстве освоили менеджеры и собственники «Тюменской нефтяной компании». В течение 1999–2001 гг. данная компания завладела частью пакета акций «Славнефти», обанкротила «Кондпетролеум», «Черногорнефть» (лучшую нефтяную компанию России в 1996 г.), «Нижневартовскнефтегаз», а также вела дела о банкротстве нефтяной компании «Югранефть» и газонефтяной компании «РОСПАН»[63].

Активное участие на начальном этапе становления в России малых и средних компаний приняли иностранные партнеры, и прежде всего инновационно-ориентированные компании, имеющие высокую квалификацию в определенных сферах нефтегазового бизнеса

---

[62] См.: **Тутушкин А.** Маленький бизнес больших людей: Акции «РИТЭКа» принесли им 4200% за два года// Ведомости. – 2002. – 24 янв.

[63] См.: **Клименко Е.** «Кроты» ТНК на самом верху// Новые известия. – 2001. – 10 авг.

и являющиеся носителями или уникальных технологий, или уникального производственного опыта. Однако в самые последние годы (2000–2001 гг.) в России не появилось ни одного нефтегазового проекта, в котором участвовали бы иностранные учредители. Напротив, уже существующие совместные предприятия и иностранные компании, работающие в малом нефтяном бизнесе, стремятся уйти из России, несмотря на достигнутые здесь успехи.

В числе основных причин – агрессивная политика крупных российских нефтяных компаний в отношении мелких производителей, а также практически полное отсутствие государственного регулирования данного процесса.

Если в 1987–1989 гг. совместные предприятия с иностранным участием создавались определенные льготные условия, которые гарантировали им возврат капитала в течение пяти лет (в обмен на привлечение передовых технологий), то начиная с 1993 г. льготные условия были постепенно ликвидированы и СП были переведены на общий режим. В конце концов малые предприятия были лишены всех льгот по экспорту добываемой (или получаемой в счет оплаты сервисных услуг) нефти. При отсутствии рыночной инфраструктуры для функционирования малых и средних компаний в нефтегазовом секторе большинство из них видит только один путь обеспечить себе устойчивое положение – экспортировать не менее 60–70% добываемой продукции[64].

Поскольку отсутствуют соответствующая нормативно-правовая среда (делающая невозможной дискриминацию независимых компаний), а также государственное регулирование организационной структуры в рамках нефтегазового сектора, владельцы малых и средних компаний вынуждены принимать условия, которые ведут к их поглощению крупными компаниями[65].

---

[64] См.: **Прокопенко Д.** Нефтяные «малыши» нуждаются в поддержке// Независимая газета. – 2001. – 6 июня.

[65] См.: **Грушевенко Э.** Малые нефтекомпании в России – реликтовые животные// КоммерсантЪ. – 2001. – 15 нояб.

Важную роль в организационной структуре нефтегазового сектора призваны играть не только средние и малые добывающие компании, но и компании, обеспечивающие их функционирование.

К настоящему времени в мире сложилась достаточно устойчивая модель функционирования нефтегазового сектора. Собственно нефтегазовые компании получают лицензии (или концессии) на право освоения или разработки месторождений и выступают заказчиками выполнения специализированных работ на различных этапах разведки, освоения и разработки месторождений. Исполнителями специализированных работ, как правило, выступают сервисные компании.

Такая модель функционирования пришла на смену унитарной модели, когда практически все работы компании выполняли своими силами. С конца 50-х годов развитие и усиление конкуренции привело к формированию достаточно широкого слоя сервисных компаний – привлечение сторонних структур оказалось более эффективным.

Однако в России бóльшая часть сервисных работ до настоящего времени выполняется собственными подразделениями нефтегазовых компаний. Во многом это связано с ранее существовавшей моделью организации нефтегазового сектора – в виде замкнутых и самодостаточных производственно-технологических территориальных комплексов. Например, наиболее замкнутую производственную структуру имеет компания «Сургутнефтегаз», в состав которой входят все необходимые сервисные подразделения (и это обстоятельство – в условиях недостаточно развитой конкурентной среды и при отсутствии регулирования со стороны государства – позволяет компании добиваться очень высоких и производственных, и экономических результатов).

При этом, несмотря на то что стоимость услуг немногочисленных оперирующих в России сервисных компаний выше, чем в случае использования подразделений нефтегазовых компаний, такие затраты, как правило, окупаются гораздо быстрее. Привлечение современных технологий интенсификации добычи и оптимизации

бурения позволило, например, в 2000 г. резко увеличить объемы добычи нефти: в «ЮКОСе» – на 11,4%, в «Тюменской нефтяной компании» – на 6,4, в «Сибнефти» – на 5,4%[66].

Несомненно, что в России в ближайшем будущем будут происходить те же процессы вычленения сервисных подразделений из состава нефтегазовых компаний, какие происходили во всем мире. Однако в случае государственного регулирования данные процессы могут иметь более целенаправленный и менее конфликтный характер. В то же время развитие сегмента малых и средних компаний требует адекватного сервисного и вспомогательного сегмента, также представленного мелкими инновационными предприятиями и организациями – от производящих оборудование до предоставляющих узкоспециализированные услуги. В последнем случае, как нам представляется, велика роль научных и внедренческих фирм, работающих в рамках Российской Академии наук и вузов страны. Так, например, в г. Новосибирске лидером среди предприятий, поставляющих машиностроительную продукцию нефтяникам и газовикам, стало ЗАО «Сиант», основанное бывшими сотрудниками СКБ гидроимпульсной техники СО РАН. В 2001 г. данное предприятие обеспечивало поставку 95 наименований деталей и комплектующих. При этом заказы размещались на различных предприятиях города[67]. Подобную деятельность могут осуществлять (и осуществляют) целый ряд институтов СО РАН (прежде всего Институт катализа, Институт химии и химической технологии, Вычислительный центр и др.).

В целом следует заметить, что сегодня формирование сегмента малых и средних компаний носит во многом стихийный характер, что обусловлено недооценкой роли и места организационных инноваций в повышении эффективности функционирования нефтегазового сектора. Именно по этой причине создание подобных компаний находится под односторонним влиянием крупных компаний,

---

[66] См.: **Сапожников П.** Россия призывает буровиков// КоммерсантЪ. – 2001. – 14 февр.

[67] См.: **Сердцев Д.** Новосибирские заводы хотят работать// КоммерсантЪ – Западная Сибирь. – 2001. – 27 дек.

которые стремятся «сбросить» наименее привлекательные активы. Это является весьма красноречивым свидетельством того, как крупные компании повышают экономическую эффективность в районах, находящихся на завершающей и затухающей стадиях добычи.

Процесс формирования слоя малых и средних компаний во многом сдерживается тем, что в настоящее время бюджетные ограничения в экономике в целом и в нефтегазовом секторе в том числе не являются достаточно жесткими. Все еще существуют значительные возможности обеспечения рентабельного освоения и разработки средних и малых месторождений крупными компаниями (тех месторождений, которые в сопоставимых экономических условиях не могли бы разрабатываться крупными компаниями). Эти возможности обусловлены не столько уникальностью применяемых технологий и способов управления, сколько финансово-экономическими факторами, такими как курс рубля, относительно низкий уровень оплаты труда и возможность роста трудоемкости добычи (*см. ниже*), полнота соблюдения требований и условий экологически безопасного выполнения работ, а также степень соответствия перечня выполняемых работ современному технико-технологическому уровню (что связано с неэффективностью процедур лицензирования – *см. выше*). Немаловажную роль играет и наличие значительных накопленных мощностей (в рамках предыдущей экономической системы), которые сегодня являются избыточными (с точки зрения уровня платежеспособного спроса).

Поэтому на настоящем этапе значительную отдачу – в плане повышения эффективности издержек – способны дать (и дают) мероприятия, связанные с упорядочением системы управления в крупных компаниях, рационализацией материально-финансовых потоков, повышением степени прозрачности проводимых операций.

Процесс регулирования организационной структуры нефтегазового сектора в направлении приведения ее в соответствие с состоянием и динамикой нефтегазовых активов требует, как нам представляется, помимо отмеченных выше в других разделах также следующих шагов:

- формирования и поддержания становления и развития малых и средних компаний – как специализированных нефтегазодобывающих, так и осуществляющих широкий комплекс услуг и работ сервисного характера (прежде всего за счет регулирования доступа к объектам инфраструктуры);
- расширения конкурсных начал в предоставлении подрядов на выполнение сервисных работ и услуг с целью максимального сокращения имеющейся практики вертикального контроля рынка подрядных работ и поставки оборудования;
- введения ограничений на применение практики аффилирования мелких и средних компаний и их поглощения более крупными компаниями.

10. Система налогообложения: адекватность или управленческая простота?

10.1. Попытки повышения степени адекватности системы налогообложения до 2001 г.

В 1992 г. в нефтегазовом секторе был введен ряд специальных налогов. Отличительная их особенность – оборотный характер начисления и, следовательно, фискальная направленность.

На первоначальном этапе было введено значительное число налогов в составе различных элементов цены: налоги в цене реализации – налог на добавленную стоимость (НДС) и акциз; налоги в составе себестоимости – начисления на заработную плату, роялти, налог на воспроизводство минерально-сырьевой базы (ВМСБ); ряд налогов, не включаемых в себестоимость, – налог на имущество, налог на прибыль.

Налог на ВМСБ был введен в 1992 г. с целью принудительного поддержания работ по приросту запасов минерально-сырьевых ресурсов. Для недропользователей данный налог был весьма обременителен. Для нефтяников и газовиков он составлял 10% от стоимости реализованной продукции; 70% поступлений этого налога обеспечивала добыча нефти. Эти поступления должны были де-

литься так: 30% – в федеральный фонд ВМСБ, 10% – в территориальный фонд ВМСБ, 60% оставлялось компаниям, чтобы они сами финансировали работы по приросту запасов минерально-сырьевых ресурсов.

Роялти – платежи за право пользования недрами также были введены в 1992 г. Диапазон изменения ставки данных налогов был установлен в интервале от 6 до 16%. Фактически по нефти ставка данного налога составила 8%, а по природному газу – 14%. Ставка роялти устанавливалась в момент выдачи лицензии на право пользования недрами и фиксировалась в лицензии. Формально она устанавливалась однажды на весь срок действия лицензии на право пользования недрами. Важной особенностью данного платежа являлось его распределение в определенной пропорции между уровнями государственной иерархии – Федерацией (40%) и субъектом Федерации (60%, из которых одна половина направлялась в бюджет муниципалитета, а другая – в бюджет субъекта Федерации).

Наиболее сложной и противоречивой является судьба ***акциза*** на добытые нефть и природный газ. Основные этапы изменения данного налога следующие:

- акцизный сбор с пользователей недр был введен Указом Президента РФ № 893 от 14 августа 1992 г. 1 ноября 1992 г. было принято постановление правительства № 847 «Об акцизном сборе на нефть, добываемую на территории РФ». Акциз взимался в виде фиксированного процента от цены реализованной продукции (в диапазоне от 5 до 30%);
- в сентябре 1993 г. ставки акциза были повышены (в диапазоне от 5 до 42 %);
- 14 апреля 1994 г. постановлением правительства № 320 ставки акцизов были установлены, во-первых, не в процентах, а в абсолютных суммах в рублях; во-вторых, сумма акциза должна была взиматься с ежемесячной ее индексацией в соответствии с изменением курса доллара к рублю; в-третьих, ставки акциза были дифференцированы для ряда компаний в зависимости от горно-геологических и экономико-географических условий, а также были определены компа-

нии, освобожденные от уплаты этого налога, и установлена средняя ставка акциза в размере 14750 руб. за тонну. Ставки варьировались от 3,5 тыс. руб. (для компании, разрабатывающей Самотлорское месторождение) до 36 тыс. руб.;

- в первом квартале 1995 г. акциз вырос до 36 тыс. руб. за тонну. С 1 апреля постановлением правительства заложен принцип: снижение экспортной пошлины на каждое экю сопровождалось увеличением акциза на 3,4 тыс. руб.;
- затем была осуществлена «компенсация» отмены экспортных пошлин на нефть повышением акцизов на нефть. В соответствии с постановлением правительства № 479 от 1 апреля 1996 г. базовая ставка нефтяного акциза была увеличена с 55 до 70 тыс. руб. за тонну. При этом сбор акциза за вывезенную за пределы страны нефть был поручен Государственному таможенному комитету, который ввел четыре типа ставок – от 51648,7 руб. до 82536,7 руб. за тонну;
- 4 января 1999 г. постановлением правительства были восстановлены вывозные пошлины – сначала на природный газ и топочный мазут, а затем и на нефть (2,5 евро за тонну при цене нефти от 9,8 до 12,3 долл. за тонну, 5 евро – при цене нефти свыше 12,3 долл. за тонну). Тем самым был осуществлен возврат к раздельному учету пошлины и акциза. При этом была отменена дифференциация акцизов на нефть.

Акциз на нефть взимался вплоть до 31 декабря 2001 г. Ставки акциза на нефть и природный газ утверждались Правительством Российской Федерации.

В целом сформированная на начальном этапе налоговая система носила ярко выраженный фискальный характер и никак не отражала эволюционные особенности активов нефтегазового сектора экономики, и прежде всего особенности освоения месторождений нефти и газа в различных условиях и на различных стадиях разработки. Более того, в рамках данной системы исходный объект приложения усилий недропользователей – месторождение или определенный участок недр фигурировали только при определении ставок роялти. Объектом начисления всех остальных налогов

(прежде всего акциза) выступал хозяйствующий субъект, который, как правило, осуществляет операции по освоению и разработке на нескольких весьма различных участках или месторождениях.

10.2. Попытки дифференциации налогообложения (на федеральном уровне)

Дифференциация акцизов

С целью решения в 1996–1999 гг. проблемы дифференциации акциза была предложена система коэффициентов, учитывающих различные горно-геологические и экономические условия. Однако найти универсальное решение не удалось (это особенно трудно сделать при отсутствии эффективной системы лицензирования и обоснованных лицензионных соглашений – *см. выше*), и поэтому был осуществлен возврат к единой для всех предприятий ставке акциза (в тот период цены были такие, что размер акциза не оказывал особого влияния на финансовое состояние предприятия).

Стимулирование использования малопродуктивных запасов

Определенным направлением в организации налогообложения нефтегазового сектора можно считать попытку формирования льготного режима налогообложения применительно к малодебитным и ранее не использовавшимся нефтяным скважинам. 1 ноября 1999 г. было принято постановление правительства № 1213 «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях». Данным документом предусмотрено освобождение организаций, ведущих добычу нефти из упомятутых скважин, от регулярных платежей за добычу нефти и отчислений на ВМСБ в части, подлежащей зачислению в федеральный бюджет. Именно применительно к малодебитному фонду нефтяных скважин начали разрабатываться предложения по введению единого налога на недра. Этот налог предполагалось ввести вместо налога на пользование недрами, отчислений на ВМСБ, налога на пользователей автодорог, налога на имущество организаций и акциза на нефть и стабильный конденсат. Взамен предполагалось разработать нормы, исключаю-

щие применение пониженных внутрикорпоративных цен на углеводороды.

Несмотря на, казалось бы, стимулирующую направленность данного решения в целом оно не способствовало формированию рационального и адекватного условиям функционирования нефтегазового сектора налогообложения. Вместо того чтобы рассматривать месторождение как единый производственно-технологический и экономический комплекс, во внимание принимались только отдельные скважины (рентабельность связывалась с абсолютным значением дебита скважины и при этом не учитывались ни общепромысловые производственные и управленческие расходы, ни уровень цен на нефть).

Подготовка предложений по формированию системы рентного налогообложения на основе налога на дополнительный доход

Минфином неоднократно подтверждалось, что правительство рассчитывает на принятие (сначала в 1999 г., затем в 2002 г. и т.д.) законопроекта о введении ***налога на дополнительный доход*** (НДД) от добычи углеводородов. Проектом данного закона предусматривалось, что для тех, кто переходит на уплату НДД (который будет применяться по отношению к новым лицензионным участкам и к прибыли, получаемой на новых месторождениях), будут отменены акцизы, а также часть платежей за пользование недрами.

Налог на дополнительный доход базируется на отношении накопленного дохода к накопленным затратам. При этом ставки налога возрастают по прогрессивной шкале – от 10 до 60 % – и зависят от экономических показателей предприятия (от объема и стоимости добытой продукции, от ранее понесенных затрат и от той степени, в которой они уже возмещены). Ставка данного налога определяется *P*-фактором, который рассчитывается как соотношение выручки к затратам нарастающим итогом с момента перехода на НДД. Если у компании нулевая прибыль, то НДД составляет 10% чистого дохода; если соотношение накопленного дохода к накопленным затратам менее 1,5, то НДД составляет 30% от чистого дохода, а если больше 2, то 60%.

Предполагалось, что данный налог должен начинать работать только после того, как налогоплательщику компенсированы затраты, связанные с разработкой месторождения. После этого при появлении чистой прибыли государство может брать довольно большую ее часть. Несомненно, что в такой трактовке НДД выгоден недропользователям, работающим на новых участках – там, где необходимы очень большие инвестиции.

Однако с введением в 2001 г. (и вступлением в силу с 2002 г.) налога на добычу полезных ископаемых НДД фактически лишается основы начисления.

10.3. Попытки дифференциации налогообложения (на региональном уровне)[68]

Пожалуй, первым среди регионов вынуждено было признать регрессивный характер исходной системы налогообложения правительство Республики Татарстан (во многом вследствие того, что Волго-Уральская нефтегазовая провинция находится на стадии очень высокой зрелости и даже постзрелости). В 1995 г. ОАО «Татнефть» было частично освобождено от уплаты налога на имущество и от акцизов. Результаты не замедлили сказаться: «Татнефть» стала в 1996 г. единственной в России компанией, сумевшей нарастить добычу нефти на 2 млн т. Всего за период 1995–1999 гг. дополнительная добыча нефти в республике за счет налогового стимулирования превысила 27,3 млн т (23,3% в общем объеме добычи нефти ОАО «Татнефть»)[69].

Вплоть до 2001 г. Татарстан предоставлял нефтяным компаниям существенные льготы при добыче определенных категорий нефти. Например, в 2000 г. республиканским законом о бюджетной системе было предусмотрено стимулирование добычи из нерентабельных малодебитных скважин в объеме 5180 тыс. т дополни-

---

[68] Подробнее см.: **Токарев А.Н.** Налоговое регулирование нефтегазового сектора: региональные аспекты. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000.

[69] **Играй** как все: татарстанские нефтяники больше не имеют эксклюзивных льгот// Нефть и капитал. – 2001. – № 1.

тельной нефти. Для этого ставка отчислений в республиканский Фонд воспроизводства запасов минерально-сырьевых ресурсов и повышения эффективности добычи полезных ископаемых (ФВЗМР) была установлена в размере 5,5% от цены реализации нефти при обычном уровне ставки 8%. Скважины и другие основные фонды, обеспечивающие добычу этих объемов, освобождались от налога на имущество. Роялти (6%) не уплачивались и при добыче углеводородов из новых месторождений. Также от роялти и отчислений в ФВЗМР освобождались:

- 3750 тыс. т нефти, извлеченной за счет применения новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН);
- 62 тыс. т нефти, добытые совместным предприятием «ТАТЕКС» за счет улавливания легких фракций углеводородов в товарных парках «Татнефти»;
- 20 тыс. т, полученные совместным предприятием «Татойлгаз» за счет переработки нефтяных шламов.

Аналогично несколько позже на территории основного нефтедобывающего региона России – Ханты-Мансийского АО был принят региональный закон «О стимулировании ускоренного ввода в разработку месторождений нефти на территории Ханты-Мансийского автономного округа», который вступил в действие с 1 января 1999 г. Данный закон предусматривал снижение налогообложения нефтедобычи на новых месторождениях в пределах налоговой компетенции субъекта Федерации – за счет снижения отчислений в региональный бюджет и в бюджеты муниципалитетов. Дополнительные средства, которые оставались у предприятий, в обязательном порядке должны были быть реинвестированы в разработку и обустройство нового месторождения.

В результате применения стимулирующего налогообложения в 1999 г. на территории ХМАО разрабатывалось 27 новых месторождений, введенных в эксплуатацию семью предприятиями-недропользователями, которые приняли решение о переходе на новый налоговый режим. По состоянию на 1 апреля 2000 г. на этих месторождениях добыто более 7,25 млн т новой нефти. В работе

находилось около 1000 добывающих скважин и более 160 нагнетательных скважин. При этом в 1999 г. на этих месторождениях было введено в эксплуатацию 440 новых добывающих скважин[70]. Действие режима реинвестирования средств позволило компаниям создавать дополнительные рабочие места как в нефтедобыче, так и на сервисных и обслуживающих предприятиях.

10.4. Изменения в системе налогообложения в 2001 г.: простота и управленческая прозрачность взамен адекватности

В целом в рамках нефтегазового сектора предполагается перенос центра тяжести на налогообложение нефтепродуктов – с производителей на сферу розничной торговли, а именно:

- отменен налог на реализацию горюче-смазочных материалов (его ставка составляла 25% от стоимости произведенной продукции);
- введены акцизы (в дополнение к ранее введенным на автомобильный бензин) на дизельное топливо и масла.

В июне 2001 г. Государственной Думой принято решение относительно новой ставки налога на прибыль, которая начиная с 1 января 2002 г. составляет 24% (в федеральный бюджет зачисляется 7,5%, в региональный – 14,5, в бюджеты муниципалитетов – 2% от прибыли организаций). Отменены все льготы по налогу на прибыль, урезана возможность регионов понижать собственную часть ставки – теперь ее можно уменьшить не более чем на 4%, что резко сужает налоговую компетенцию регионов и фактически означает отход от попыток налогового регулирования операций в нефтегазовом секторе на региональном уровне.

С точки зрения изменения ставки налога на прибыль фактически произошло приведение в соответствие реальной и номинальной ставок (*табл. 9*).

---

[70] См.: **Карасев В.** Государство все время пытается изымать мифические сверхприбыли// Нефть и капитал. – 2000. – № 6.

Таблица 9

Соотношение налога на прибыль и прибыльности продаж в российских нефтяных компаниях по итогам 2000 г., %

Компания	Налог на прибыль	Прибыльность продаж
«ЛУКОЙЛ»	8,94	25,26
«ЮКОС»	32,69	39,15
«Сургутнефтегаз»	23,32	44,71
«Татнефть»	21,20	22,73
«Сибнефть»	10,40	28,14
«Тюменская нефтяная компания»	16,91	14,24

Источник: **Нефтегазовая** вертикаль. – 2001. – № 11. – С. 69.

Отмена льготы фактически увеличила для большинства компаний ставку налога на 6–7%, что ограничило их инвестиционные возможности. Упрощение администрирования взимания налога направлено прежде всего на повышение его собираемости.

В рамках новой ***амортизационной политики*** пересмотрены принципы формирования норм амортизационных отчислений, которые устанавливаются исходя из сроков полезного использования. Предусмотрена возможность начисления амортизации линейным и нелинейным способом. Применение нелинейной амортизации позволит компаниям уменьшать налогооблагаемую прибыль на начальных этапах освоения месторождений нефти и газа, а на поздних этапах разработки – продлевать период рентабельной добычи углеводородов. Поэтому новая амортизационная политика создает предпосылки для более адекватного учета эволюционных особенностей развития нефтегазового сектора.

В новых условиях уточнен порядок учета расходов, осуществляемых в целях ***приобретения лицензии*** на право пользования недрами. При этом к затратам, осуществляемым для приобретения лицензии, в частности, относятся расходы на предварительную оценку месторождения, аудит запасов месторождения, разработку технико-экономического обоснования, проекта освоения месторождения, приобретение геологической информации, оплату участия

в конкурсе. В случае подписания лицензионного соглашения расходы, связанные с участием в конкурсе, формируют стоимость лицензии, которая учитывается в составе нематериальных активов. Если соглашение не будет заключено, расходы списываются равномерно в течение пяти лет.

Принятый порядок учета прав на пользование недрами не позволяет в полной мере стимулировать компании к разработке месторождений в строгом соответствии с условиями лицензионных соглашений. Но и в этом случае могут быть применены стимулирующие рычаги, связанные, например, с повышенными ставками налога на имущество в части стоимости лицензии, если недропользователь не приступил к освоению запасов, на разработку которых у него имеется лицензия.

При расчете налога на прибыль в нефтегазовом секторе важное значение имеет учет ***расходов на освоение природных ресурсов***. В новых условиях определен порядок списания затрат по безрезультатным поисково-разведочным работам. Эти затраты включаются в состав прочих расходов равномерно в течение пяти лет. Расходы на строительство (бурение) разведочных скважин на месторождениях нефти и газа, проведение комплекса геологических работ и испытаний с использованием этих скважин списываются в течение 12 месяцев после ликвидации скважин.

Отмеченные условия учета расходов на освоение природных ресурсов очень важны для инвесторов, поскольку геологоразведочные работы по поиску нефти и газа связаны с высоким риском: значительная часть поисковых скважин может оказаться безрезультатной. Следует отметить, что в случае списания затрат по безрезультатным скважинам риск геологоразведки в определенной степени распределяется между компаниями и государством (в том числе сырьевыми территориями, в бюджет которых поступает основная часть налога на прибыль), поскольку уменьшается облагаемая база по налогу на прибыль.

Принципиальные изменения связаны с введением единого налога на добычу. Данный налог возник, как ответ крупных компаний на неопределенность и неясность позиции правительства относи-

тельно направлений реформирования системы налогообложения нефтегазового сектора. Так, при рассмотрении Госдумой РФ законопроекта о поправках ко второй части Налогового кодекса в феврале 2001 г. было предложено:

- внести уточнения по налогу на пользование недрами;
- ввести новый налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД);
- предусмотреть специальный налоговый режим при добыче нефти из низкопродуктивных участков недр что представляет собой прообраз единого налога на пользование недрами;
- исключить главу о налоге на ВМСБ.

Правительство полагало, что если будет введен НДД, то эта мера сможет оказать существенное влияние на формирование нормального налогового режима, который составит серьезную конкуренцию налоговому режиму в рамках соглашений о разделе продукции (СРП). Однако непроработанность условий применения НДД, а также активное лоббирование со стороны крупных нефтяных компаний обусловили принятие единого налога на добычу полезных ископаемых. В итоге 8 августа 2001 г. был утвержден федеральный закон № 126 «О внесении изменений и дополнений во вторую часть Налоговог кодекса». Данным законом вводится налог на добычу полезных ископаемых. Изменения, связанные с введением НДД, не предполагают увеличения доли налогов условно-рентного характера.

Налог на добычу полезных ископаемых фактически объединяет в себе акциз, плату за пользование недрами и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Для всех недропользователей устанавливается единая процентная ставка, дифференцированная лишь по видам полезных ископаемых. Единый подход в полной мере перенесен на все рентные платежи – правительство предложило Думе согласиться с отменой роялти, налога на ВМСБ, акциза, а выпадающий доход покрыть за счет увеличения до 16,5% ставки единого налога на добычу нефти и газа. При этом ни о какой дифференциации по компаниям (не говоря уже о месторождениях) речи не идет.

Расчет нового налога на добычу в процентах по нефти будет вестись только с 2005 г., а с 2002 по 2004 г. включительно налогооблагаемой базой послужит объем добычи. Поэтому в 2002–2004 гг. новый налог на добычу нефти фактически является акцизом, корректируемым на изменение мировых цен.

Данный налог не имеет ничего общего ни с экономической рентой, ни с отражением особенностей эволюции нефтегазового сектора и необходимостью формирования эффективной инновационно-ориентированной системы государственного регулирования. Нельзя не согласиться с мнением, которое высказали В. Орлов и Ю. Немерюк[71], о том, что с введением данного налога:

- отвергаются сама экономическая сущность экономической ренты и тем самым учет природной индивидуальности каждого месторождения. Единственным механизмом индивидуального подхода в налогообложении в этих условиях остается режим СРП[72] (при этом распространение данного механизма на всю ресурсную базу нереально);

- налогоплательщик при новом налоге на недра – компания или предприятие. Месторождение как объект добычи и себестоимость добычи как показатель сложности месторождения

---

[71] См.: **Орлов В., Немерюк Ю.** Рента в новой системе налогообложения.

[72] Важной особенностью специального налогового режима в условиях СРП являются перенос основной налоговой нагрузки на прибыльную продукцию и выведение из затратной части ряда обязательных налогов, таких как налог на добычу. Это существенно снижает себестоимость продукции в условиях СРП, что повышает инвестиционную привлекательность объектов недропользования, допущенных к разработке в рамках СРП. Соглашения о разделе продукции обеспечивают благоприятные инвестиционные условия благодаря гарантированной стабильности налогового режима, возможности ускоренного возмещения инвестированных в объект капитальных вложений, снижению налогооблагаемой базы прибыли на суммы уплаченных разовых платежей (бонусов) и процентов за пользование заемными средствами и т.д. При разработке месторождений на условиях СРП существенно уменьшаются число и общая сумма налогов, включаемых в себестоимость. Это позволяет разрабатывать низкорентабельные месторождения.

в расчете налогооблагаемой базы и ставки налогообложения не учитываются;

- отменяются отчисления на ВМСБ – целевой, компенсационный и одновременно инвестиционный налог. При этом ситуация на внутреннем рынке не позволяет надеяться на формирование на уровне компаний эффективных систем воспроизводства запасов углеводородов (см. выше об обеспеченности ведущих компаний запасами углеводородов).

Положительные моменты, связанные с введением более упрощенной схемы налогообложения, состоят в том, что:

- сокращается число налогов и унифицируется порядок их расчета и сбора;
- обеспечивается независимость массы налоговых сборов от уровня внутрикорпоративных или трансфертных цен на нефть.

Бюджетом 2001 г. на тонну добытой нефти суммарно по трем налогам (акциз, плата за недра и отчисления на ВМСБ в части перечислений в бюджет) ставка была определена в размере 332 руб. при цене 20 долл. за баррель. Единый налог на пользование недрами предусматривает ставку в 425 руб. за тонну при цене 17 долл. за баррель и 625 руб. за тонну, если цена нефти поднимется до 25 долл. за баррель.

При введении налога на добычу полностью исключена ***дифференциация ставок*** в зависимости от горно-геологических, экономико-географических условий, а также от текущего состояния разработки нефтегазовых объектов. Отчетливо проявились недостатки такого подхода к налогообложению в условиях падения цен на нефть на внутреннем рынке, которое произошло в результате принятия Россией обязательств по сокращению экспорта для первого квартала 2002 г. Цены на внутреннем рынке упали почти в 3 раза: с 2700–3000 до 900–1000 руб. за тонну. Следует учитывать, что большая часть добываемой продукции реализуется на внутреннем рынке. Поскольку ставка налога на добычу не связана с ценами на нефть в России, доля налогов в общей выручке увеличилась более чем на 10%. Такой рост налоговой нагрузки вызвал, например,

в Татарстане необходимость прекращения добычи на 2000 ставших нерентабельными скважинах, что уменьшит поступления в бюджеты всех уровней[73].

Применение не дифференцированной («потонной» или адвалорной) в зависимости от условий добычи ставки налога даже с учетом экспортных цен на нефть не соответствует мировым тенденциям в налогообложении нефтегазового сектора. В мировой практике регулирования добычи углеводородов ставки специальных (рентных) налогов напрямую зависят от рентабельности добычи или связаны с уровнями производительности скважин, объемами добычи, этапами освоения месторождений.

Использование гибких схем взимания специальных налогов особенно важно для освоения трудноизвлекаемых запасов, которые в целом в России (и особенно в зрелых провинциях) составляют значительную долю в суммарном объеме ресурсов. Горно-геологические условия разработки месторождений и качество запасов значительно различаются по объектам. При единой ставке компании, осваивающие лучшие месторождения, оказываются в более выгодных условиях, получая сверхприбыли. В то же время компании, разрабатывающие менее производительные месторождения, будут низкоэффективными.

Применение гибких ставок налога будет способствовать развитию сектора независимых нефтяных компаний, поскольку такие компании занимаются преимущественно разработкой мелких и средних месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Целесообразность применения гибких схем налогообложения обусловлена и тем, что финансово-экономические показатели освоения месторождений и качество запасов изменяются в процессе эксплуатации. В Налоговом кодексе должен быть определен перечень критериев, в соответствии с которыми используется льготный режим при добыче истощенных запасов углеводородов. Например, льготное налогообложение может быть применено при дебитах

---

[73] См.: **Коэффициент** равных возможностей// Российская газета. – 2002. – 21 февр.

ниже заданного уровня и/или обводненности выше некоторой предельной величины, а также при высокой степени выработанности запасов. Право определять конкретные параметры регулирующих показателей целесообразно предоставить региональным органам власти, поскольку они лучше знают особенности добычи на конкретных объектах в пределах своей территории.

При взимании налога на добычу необходимо предусмотреть дополнительные регулирующие меры, направленные на стимулирование, во-первых, добычи из малодебитных скважин и низкорентабельных месторождений; во вторых, восстановления бездействующих скважин; в-третьих, разработки новых месторождений.

В рамках новой налоговой системы государством осуществлен ***односторонний пересмотр договорных условий лицензионных соглашений***, в которых устанавливались индивидуальные для каждого месторождения ставки регулярных платежей за право пользования недрами. Эти ставки определялись по результатам конкурсов (аукционов) на получение прав пользования недрами. Новое налоговое законодательство ставит задачу уточнения условий всех уже заключенных лицензионных соглашений. В результате изменения условий налогообложения был подвергнут определенной ревизии и принцип «двух ключей» (поскольку лицензии выдаются на основании совместного решения федеральных и региональных органов власти), закрепленный в российском законодательстве при регулировании сферы недропользования.

Большое значение для доходов сырьевых территорий имеют ***пропорции распределения налога на добычу между бюджетами***. Ранее (вплоть до конца 2001 г.) в соответствии с законом РФ «О недрах» бóльшая часть платежей за право на добычу (роялти) распределялась в региональные бюджеты. Основная часть платежей на ВМСБ также направлялась в бюджеты сырьевых регионов. Акциз на нефть в полном объеме поступал в федеральный бюджет, но в 2000–2001 гг. он уже не играл существенной роли с точки зрения налоговой нагрузки на нефтедобычу.

В новых условиях сумма налога на добычу по углеводородам будет направляться в размере 80% в федеральный бюджет, а 20% –

в бюджеты субъектов Федерации (нефтегазодобывающих регионов). При добыче нефти и газа на территории автономного округа, входящего в состав края или области (а в таких округах – Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком – добывается большая часть нефти и газа), 74,5% налога направляется в федеральный бюджет, 20% – в бюджет округа и 5,5% – в бюджет края или области. Таким образом, новый порядок распределения налога на добычу снизит рентные доходы консолидированных бюджетов сырьевых регионов от добычи невоспроизводимых запасов нефти и газа.

Распределение налога на добычу не предусматривает его поступления в местные бюджеты, поэтому снижается заинтересованность муниципальных образований в добыче углеводородов. В этих условиях субъекты Федерации вынуждены направлять дополнительные финансовые ресурсы в бюджеты муниципальных образований, на территории которых осуществляется добыча углеводородного сырья, располагаются города и рабочие поселки газовиков и нефтяников со всей социальной инфраструктурой.

Основная часть платежей на ВМСБ оставалась в добывающих регионах и использовалась нефтегазовыми компаниями для выполнения территориальных программ геологического изучения недр. Отмена платежей на ВМСБ в связи с введением налога на добычу значительно уменьшает роль государства (и сырьевых регионов в том числе) в регулировании функционирования нефтегазового сектора в целом и процесса геологического изучения недр в частности.

В новых условиях было бы целесообразным предоставить субъектам Федерации компенсирующие рычаги регулирования, например расширить компетенцию региональных органов власти в вопросах взимания налога на добычу и платежей при пользовании недрами. Сырьевым регионам целесообразно формировать региональные фонды развития минерально-сырьевой базы с жестким контролем за целевым использованием средств. Важнейшим источником государственного финансирования геолого-разведочных работ должны стать разовые и регулярные платежи при пользовании недрами.

Для стимулирования проведения геолого-разведочных работ нефтяными компаниями целесообразно применение пониженных ставок налога на добычу в случае разработки месторождений, открытых недропользователями за счет собственных средств.

В связи с введением налога на добычу ***существенным изменениям подверглась вся система платежей при пользовании недрами***, которая регулируется законом РФ «О недрах» (раздел V). В современных условиях в нее входят:

- разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии (бонусы);
- регулярные платежи за пользование недрами, взимаемые за предоставление пользователям недр прав на поиск, оценку и разведку месторождений (ренталс);
- плата за геологическую информацию о недрах, сбор за участие в конкурсе (аукционе) и сбор за выдачу лицензии.

Бонусы. Минимальные (стартовые) уровни бонусов устанавливаются в размере не менее 10% от величины суммы налога на добычу в расчете на среднегодовую проектную мощность месторождения. Такой подход к расчету стартовых размеров бонусов позволяет занижать их минимальные размеры. Ситуация во многом аналогична положению с применением нефтяными компаниями трансфертных цен для целей налогообложения, поскольку не определен уровень цен, который следует использовать для этих расчетов.

Вплоть до настоящего времени в России бонусы не играют определяющей роли с точки зрения общей экономики освоения и разработки месторождений углеводородов. Увеличение роли бонусов в платежах при пользовании недрами в целом отвечает мировой практике. Например, в США бонусы составляют около половины всех платежей при пользовании недрами[74].

---

[74] См.: **Royalty** Management Program: Statistical Highlights/ U.S. Department of the Interior Minerals Management Service. – 1996.

Ренталс. Изменились налоговая база по регулярным платежам, а также соотношение уровней платежей за поиск (оценку), с одной стороны, и разведку – с другой[75]. Ранее эти платежи взимались в процентах от стоимости произведенных работ: 1–2% для поисково-оценочных работ и 3–5% для разведки. Ставка ренталс в новых условиях устанавливается за квадратный километр площади участка недр. Правительством РФ определены минимальный и максимальный размеры ставки регулярных платежей: при поиске и оценке месторождений углеводородов – от 120 до 360 руб./кв. км, при разведке – от 5 до 20 тыс.руб./кв. км. Очень большое различие в уровне платежей при поиске (оценке), с одной стороны, и разведке – с другой, может вызвать ситуацию, когда опоискованные площади будут возвращаться компаниями в нераспределенный фонд недр из-за высоких ставок регулярных платежей за разведку. При этом уровень ренталс значительно возрос и приблизился к мировым показателям.

Ставки платежей за право на поиск (оценку) и разведку месторождений (для соответствующего типа лицензий) являлись условиями лицензионных соглашений, определялись в результате проведения конкурса (аукциона) и скреплялись подписями представителей всех трех участников процесса недропользования – нефтяных компаний, федерального центра и сырьевых регионов. Изменения, вносимые в порядок взимания этих платежей потребуют уточнения условий лицензионных соглашений.

В новой редакции закона РФ «О недрах» конкретный размер ставки ренталс устанавливается исполнительным органом государственной власти субъекта Федерации по представлению территориального органа в области управления государственным фондом недр. Поскольку диапазон возможных ставок регулярных платежей значителен (для углеводородов верхняя и нижняя границы различаются в 4 раза), сырьевые регионы получили серьезный рычаг для

---

[75] См.: **Постановление** Правительства РФ от 29 декабря 2001 г. № 926 «Об утверждении минимальных и максимальных ставок регулярных платежей за пользование недрами и Правил уплаты регулярных платежей за пользование недрами»// Российская газета. – 2002. – 12 янв.

регулирования функционирования нефтегазового сектора. Такой подход представляется вполне оправданным в условиях существенного снижения роли государства (в том числе на региональном уровне) в вопросах регулирования геологического изучения недр в связи с отменой отчислений на ВМСБ.

В настоящее время одним из приоритетов налоговой политики на региональном уровне может быть более жесткий контроль при установлении минимальных уровней бонусов и ставок ренталс. Это особенно актуально для территорий в связи с тем, что бóльшая часть разовых и регулярных платежей при пользовании недрами направляется в региональные бюджеты.

Экспортные пошлины. Помимо ***системы платежей при пользовании недрами*** (*см. выше*) существенное влияние на формирование доходов федерального бюджета оказывают экспортные пошлины на углеводородное сырье. Они влияют и на облагаемую базу для налогов, зависящих от стоимости реализованной продукции, таких, например, как налог на прибыль, в последующем – и налог на добычу, а эти налоги очень важны с точки зрения наполнения и федерального бюджета, и бюджетов сырьевых территорий. Величина пошлины будет учитываться и при расчете справочных цен, переход к применению которых для налогообложения добычи углеводородного сырья планируется в 2005 г.

С начала 2002 г. используется новая гибкая шкала предельных ставок вывозных таможенных пошлин для нефти, которая зависит от уровня мировых цен (пошлина не взимается при цене ниже 109,5 долл. за тонну). Новая шкала ставок вывозных таможенных пошлин увеличивает уровень налоговой нагрузки на нефтяные компании. При цене нефти 17 долл. за баррель налоговая нагрузка составит 41,7 % (против существовавших в 2001 г. 40%), при цене 20 долл. за баррель – 43,9% (вместо 40,8 %) и, наконец, при 25 долл. за баррель вместо 42,1% нефтяная отрасль будет вынуждена заплатить 47,1 %[76].

---

[76] См.: совместный пресс-релиз ряда ведущих нефтяных компаний России, распространенный 18 мая 2001 г.

Таблица 10

Изменение ставок основных налогов в нефтяной отрасли в 1999–2002 гг.

Вид налога	Март 1999 г.	Март 2000 г.	Март 2001 г.	Март 2002 г.
Экспортная пошлина, евро/т:				
• сырая нефть	2,5	20,0	22,0	Шкала
• бензин	–	20,0	39,0	Шкала
• дизельное топливо	–	15,0	39,0	Шкала
• мазут	–	12,0	31,0	Шкала
Акциз, руб./т:				
• сырая нефть	65	55	55	340 · Кц*
• автобензин, А>80	450	585	1850	
• автобензин, А<80	350	455	1350	
НДС, % от валовой выручки	20	20	20	20
Налог на прибыль, %	35	30	30	24
Налог на пользование природными ресурсами, % от стоимости нефти	6–16	6–16	6–16	Отменен
Налог на ВМСБ, % от стоимости сырой нефти	10	10	10	Отменен
Дорожный и жилищно-коммунальный налоги, % от выручки	0–4	0–4	0–4	0–1
Налог на имущество, % от стоимости	0–2	0–2	0–2	0–2

* Кц = (Ц – 8)· Р/252, где Ц – средний за налоговый период уровень цен сорта нефти «Юралс» в долларах США за баррель; Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным Банком РФ.

Важно, что уровень экспортной пошлины стал регулироваться законом РФ, поэтому правила ведения бизнеса стали более понятными и предсказуемыми для инвесторов. Ранее ставки регулировались постановлениями правительства в соответствии со шкалой, которая не была утверждена федеральным законом. Новая формула взимания экспортной пошлины является линейной, что позволяет избежать резких колебаний ставки при небольших изменениях цен вблизи пороговых значений, как это имело место в случае ступенчатой шкалы.

На наш взгляд, изменения в системе налогообложения в нефтегазовом секторе ухудшают структуру и размывают экономическую сущность специального налогообложения в недропользовании, а также вводят систему «уравниловки», обрекают мелкие компании на прекращение деятельности по причине нерентабельности и в целом ориентируют крупные компании на отработку лучших запасов.

Отсутствие ясных и последовательно проводимых в жизнь преобразований в системе налогового регулирования приводит к тому, что российские компании широко применяют различные схемы налогового планирования и налоговой оптимизации. Основой планирования и оптимизации является наличие «пустот» в системе государственного регулирования в целом. По нашим расчетам, использование компаниями внутрикорпоративных цен в действующих условиях сказывается как на общих поступлениях налогов в федеральный бюджет от вертикально интегрированных компаний, так и на сумме поступлений от ресурсных платежей, зачисляемых в бюджеты субъектов РФ[77]. Наши выводы расходятся с теми, которые получены специалистами Минэкономразвития[78].

По низким трансфертным (внутикорпоративным) ценам крупные нефтяные компании покупают нефть у своих добывающих подразделений, минимизируя таким образом налоги. В середине 2000 г. «Сибнефть» платила в федеральный бюджет лишь 49 руб. с тонны, тогда как «СИДАНКО» – 173 руб. По оценке Министерства по налогам и сборам по состоянию на конец 2000 г. нефтяные компании недоплачивали в консолидированный бюджет в среднем по 700 руб. с тонны нефти. Это означает, что недоплата составляла в 2000 г. примерно 9 млрд долл., или почти 23% доходной части федерального бюджета[79].

---

[77] См.: **Сценарии** развития ресурсной базы углеводородного сырья и их влияние на социально-экономическую систему ЯНАО. – Новосибирск: Научный отчет ИЭиОПП СО РАН, 2001.

[78] См.: **Письмо** Минэкономразвития и Министерства по налогам и сборам Президенту РФ В.В. Путину от 22 декабря 2000 г./ КоммерсантЪ. – 2000. – 25 дек.

[79] Ведомости. – 2000. – 28 нояб.

Отмеченные выше обстоятельства позволяют нефтегазовым компаниям (особенно в условиях высоких цен внешнего рынка на нефть и газ) иметь достаточно высокий уровень доходов и прибыли после выплаты всех налогов в бюджеты различных уровней.

Упрощения в системе налогообложения нефтегазового сектора направлены на преодоление указанных выше льгот и преференций, а также на сокращение использования различных способов минимизации налоговой нагрузки. В то же время упрощение (и даже примитивизация) системы налогообложения в нефтегазовом секторе выстраивает очень высокие барьеры на пути формирования эффективной системы государственного регулирования нефтегазового сектора.

В целом в рамках изменения системы налогообложения нефтегазового сектора наблюдается отход от гибких форм регулирования деятельности недропользователей на конкретных участках недр или месторождениях. Одна из основных причин состоит в том, что при отсутствии эффективной системы государственного управления и регулирования экономики в целом гибкие формы порождают коррупцию и позволяют скрывать значительные по размеру доходы. Поэтому государством (при активной поддержке со стороны ведущих нефтяных компаний[80]) был сделан шаг в направлении повышения управляемости процесса сбора налоговых поступлений в обмен на учет динамики освоения месторождений и создание условий для повышения экономической эффективности деятельности всех групп недропользователей.

11. Насколько эффективна российская система государственного регулирования нефтегазового сектора?

Вполне естественно, что все отмеченное выше наводит на мысль о том, эффективна ли та система государственного регулирования нефтегазового сектора, которая формируется в современных рос-

---

[80] См.: **Германович А., Меликова Н.** Все путем: Президент и олигархи остались довольны друг другом// Ведомости. – 2001. – 1 июня.

сийских условиях. Прежде всего отметим, что данная система обуславливает существование следующих моментов:

- значительная часть экономической ренты от освоения и разработки запасов нефти и газа, как мы отметили выше, попросту исчезает и находится вне поля зрения органов государственного регулирования и управления экономическими процессами;
- система лицензирования приводит к значительному омертвлению ранее разведанных и подготовленных к освоению и разработке месторождений нефти и природного газа;
- система налогообложения не стимулирует эффективное освоение месторождений и участков недр и всецело ориентирована на удовлетворение краткосрочных фискальных интересов государства;
- регулирование организационной структуры приводит к безраздельному доминированию крупных вертикально интегрированных компаний (даже там, где их деятельность не является социально и экономически оправданной);
- в целом складывающаяся система не способствует становлению в нефтегазовом секторе России эффективной и инновационно-ориентированной модели его функционирования нефтегазового сектора. Это находит свое отражение и в снижении эффективности деятельности вертикально интегрированных компаний, и в слабой инновационной ориентации всех хозяйствующих субъектов в рамках сектора в целом.

Основная проблема в области формирования системы государственного регулирования нефтегазового сектора, заключается не столько в отсутствии учета эволюционного характера регулируемого объекта, сколько в отсутствии взаимосвязи и взаимообусловленности различных элементов в рамках формируемой системы. Между тем только на такой взаимосвязи и взаимообусловленности возможно и целесообразно переходить к формированию более адекватной и более избирательной системы государственного регулирования. Пока же главным лейтмотивом формирования всех элементов системы регулирования является следование преимущест-

венно фискальным приоритетам в рамках очень простой структуры управления. Доминирующая причина – стремление устранить или сократить сферу для проявления коррупции и оттока финансовых ресурсов из системы формирования государственного бюджета. Но подобная система приводит к отмеченным выше последствиям – резкому возрастанию кризисных трансакционных издержек и резкому уменьшению объема экономической ренты, поступающей в распоряжение государства.

Более того, при этом в рамках созданных крупных компаний не формируются условия для роста экономической эффективности и значительную часть нерешенных проблем данные компании стремятся переложить на плечи государства и общества.

Наглядным примером являются события конца 2001 – начала 2002 г. А именно, снижение цен на нефть на внешнем рынке компании стремятся компенсировать за счет внутренних потребителей. Во многом этому способствует сложившаяся монопольная (в пределах отдельных субъектов Федерации) и олигопольная (в стране в целом) организационная структура нефтегазового сектора (*см. выше*). В результате появление на внутреннем рынке «лишней» нефти не приводит к росту производства нефтепродуктов – компании стремятся держать приемлемый для них уровень[81]. Они предпочитают самое простое решение проблемы – снижение уровней добычи нефти и последующего производства нефтепродуктов.

В то же время, как показывают статистические данные, в течение второй половины 90-х годов, в период резкого улучшения конъюнктуры на внешних рынках, а также в период обеспечения многих факторов производства (прежде всего рабочей силы), основным источником развития было не повышение технического и технологического уровня, а резкое увеличение трудоемкости во всех звеньях технологической цепочки нефтегазового сектора экономики России. Поэтому сформировалась достаточно инерционная стратегия развития российских нефтегазовых компаний заключается в том, чтобы обеспечивать решение текущих производственно-экономических проблем за счет преимущественного роста исполь-

---

[81] См.: **Петровский О.** Нефть девать некуда// КоммерсантЪ. – 2002. – 19 янв.

зования рабочей силы. С одной стороны, создаются новые рабочие места (что само по себе не так плохо), а с другой стороны, снижается эффективность производства, и все остальные потребители во всех остальных секторах экономики вынуждены платить за нефтепродукты по повышенным ценам. При этом баланс плюсов и минусов складывается явно не в пользу нефтегазовых компаний (*см. ниже* результаты проведенных нами расчетов для нефтегазового сектора экономики Ямало-Ненецкого автономного округа). Известно, например, что низкие цены на нефтепродукты являются не только важнейшим элементом «американского» жизненного стандарта, но также условием поддержания высокой конкурентоспособности американской экономики в целом.

Данные Госкомстата за 2001 г. также в полной мере подтверждают этот вывод: в сырьевых отраслях экономики России, и прежде всего в нефтегазовом секторе, реальная зарплата росла значительно быстрее, чем производительность труда[82]. В этой связи представители нефтяных компаний вынуждены отмечать, что «потенциал к снижению себестоимости имеется во всех отраслях, в том числе в нефтяной»[83].

О стремительном росте численности промышленно-производственного персонала на протяжении значительного отрезка 90-х годов свидетельствует диаграмма, приведенная на *рис. 5.*

Разумеется, отмеченные выше особенности не являются, безусловными. Имело и имеет место расширение использования новых технологий добычи нефти и в рамках крупных компаний.

Один из основных результатов благоприятной внешнеэкономической конъюнктуры на рынке нефти – активизация инвестиционной активности в нефтегазовом секторе. Принципиально важно,

---

[82] См.: **Федорин В.** У финансовых потоков новые русла: Прибыль перетекает от экспортеров к поставщикам на внутренний рынок// Ведомости. – 2002. – 22 янв.

[83] **Никто** не хочет умирать: наступает «момент истины» для российских нефтяных компаний// Труд. – 2002. – 22 янв.

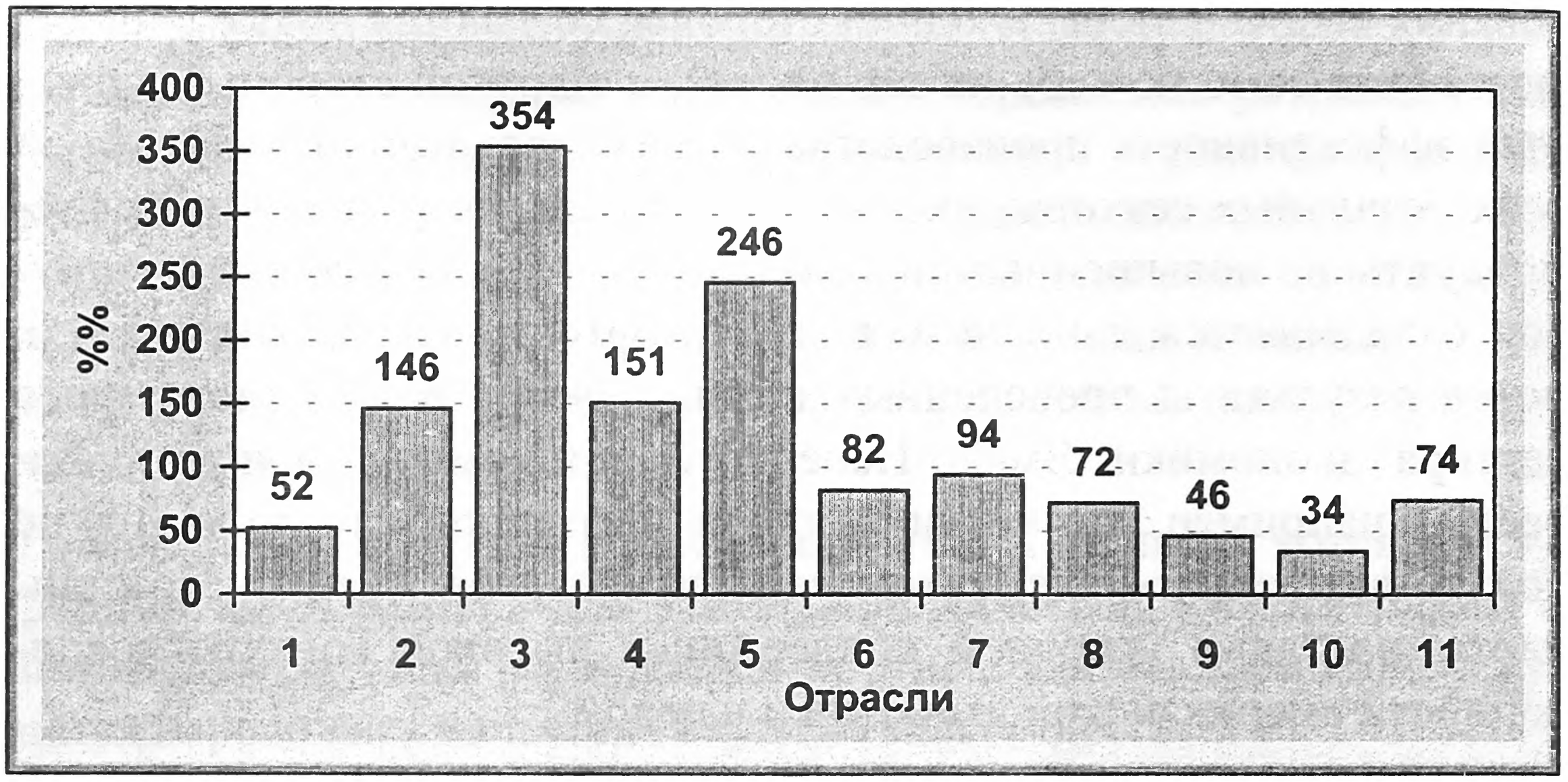


Рис. 5. **Изменение численности промышленно-производственного персонала в 1990-1997 гг. по отраслям промышленности экономики России (в % к 1990 г.),** (см.: Экономика и жизнь. – 1998. – № 48)

1 – промышленность в целом; 2 – электроэнергетика; 3 – нефтедобывающая; 4 – нефтеперерабатывающая; 5 – газовая; 6 – угольная; 7 – металлургическая; 8 – химическая; 9 – машиностроительная; 10 – легкая; 11 – пищевая.

что стабилизация добычи нефти в 1996–1999 гг. и последующее ее увеличение в 2000–2001 гг. в России обеспечивалось в основном за счет применения новых технологий (гидроразрыва пластов, бурения горизонтальных скважин, забуривания вторых стволов в старых скважинах и др.) и методов увеличение нефтеотдачи пластов (физических, физико-химических, тепловых, газовых и др.). В целом по России дополнительная добыча нефти за счет применения новых технологий и методов увеличения нефтеотдачи пластов выросла с 28,2 млн т в 1996 г. до 43 млн т в 2000 г.[84] Это свидетельствует, по нашему мнению, о том, что нефтегазовый сектор и в условиях сохраняющейся фискальной направленности системы государственного регулирования, тем не менее, находит адекватные пути решения проблем.

---

[84] Экономика и жизнь. – 1998. – № 48.

Однако темпы расширения области применения, например, наиболее важных новых методов повышения нефтеотдачи явно недостаточны – лишь около 2% прироста нефтеотдачи достигнуто благодаря использованию новейших специальных технологий. По данным нефтяных компаний, добыча нефти с помощью наиболее прогрессивных методов увеличения нефтеотдачи составляла в России в 2000–2001 гг. примерно 17 млн т в год. Однако оценка этого показателя, по мнению специалистов Минэнерго РФ, вызывает серьезные сомнения, поскольку отсутствует единый подход к перечню и систематизации методов увеличения нефтеотдачи пластов, в отрасли нет единой методики определения эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи[85]. Только к началу 2002 г. Минэнерго подготовило проект указа президента РФ и постановления правительства о мерах по организации государственной экспертизы проектной документации на разработку месторождений полезных ископаемых. Данное постановление должно, по замыслу разработчиков, устанавливать обязательность государственной экспертизы проектов для всех недропользователей, а также полномочия конкретных органов исполнительной власти[86].

Нефтегазовый сектор и в условиях сохраняющейся фискальной направленности системы государственного регулирования, тем не менее, постепенно находит адекватные ответы и решения. Однако в целом российские компании только начинают широкомасштабное применение научно-технических достижений с целью повышения эффективности освоения и разработки нефтегазовых ресурсов. О степени остроты проблемы говорят следующие факты.

1. По данным Международного энергетического агентства, около 70% нефти, добываемой в мире, обеспечивается скважинами с дебитом 100 т в сутки, еще 5% – скважинами с дебитом от 30 до 100 т и 10,6% – скважинами с дебитом от 10 до

---

[85] См.: **О повышении** нефтеотдачи пластов: по материалам заседания Коллегии Минэнерго РФ 24 октября 2001 года// Топливно-энергетический комплекс. – 2001. – № 4.

[86] См.: **Государство** проверит недропользователей// Ведомости. – 2002. – 21 февр.

30 т в сутки. В России же средний дебит скважины составляет 7,3 т в сутки. Поэтому для поддержания текущего уровня добычи наша страна вынуждена эксплуатировать почти в 2 раза больше скважин, чем все экспортеры нефти вместе взятые.

2. В то же время страны – члены ОПЕК имеют колоссальные легкодоступные месторождения и весьма низкие издержки. По данным ОПЕК, издержки на создание дополнительной мощности по добыче 1 бар. нефти в день в районе Персидского залива варьируют от 2,515 до 4, 866 долл. в зависимости от размещения и размера месторождения. Это, в свою очередь, означает, что издержки на добычу составляют примерно 1–1,5 долл. за баррель.

3. Уровень себестоимости добычи нефти у российских компаний варьирует от 2 долл. за баррель у «Сургутнефтегаза» и 3 долл. у «ЮКОСа» до 6,5 долл. у «Татнефти»[87].

Вроде бы показатели неплохие, и на их основании рядом экспертов делаются выводы о высокой конкурентоспособности российской нефти. Однако при этом следует иметь в виду, что:

- эти данные свидетельствуют о себестоимости добычи непосредственно на скважине, вдали от внешних рынков;
- российские компании осваивают и интенсивно разрабатывают ранее введенные мощности. Свыше 45% запасов, находящихся в разработке, – это все еще крупные месторождения и месторождения-гиганты, введенные много лет назад;
- с применением новых технологий добывается чрезвычайно малый объем нефти (как отмечалось выше, около 17 млн т) и в результате коэффициент текущей нефтеотдачи по разрабатываемым российским месторождениям за 90-е годы снизился более чем на 5 процентных пунктов – с 41 до 36%;
- основные фонды характеризуются повышенной степенью изношенности и многие факторы производства (в частности, труд) имеют чрезвычайно низкую оценку, что не может не сказываться на снижении себестоимости.

---

[87] См.: **Своя** нефтяная игра// Эксперт. – 2002. – № 7.

Как нам представляется, здесь отчетливо виден источник низкой себестоимости и «повышенной конкурентоспособности» российской нефти – недоинвестирование и «проедание» накопленного производственно-технического потенциала (значительные усилия отдельных компаний только стабилизируют ситуацию, но не меняют ее в принципе). На этом фоне очень странным представляются объявленное рядом нефтяных компаний на 2002 г. резкое сокращение инвестиционных программ – лишь на том основании, что в тот период сложилась неблагоприятная ценовая конъюнктура. Такой подход обрекает на отсталость в будущем и на невозможность конкурирования на внешних рынках с другими странами и другими производителями.

Однако, как показывает практика последних двух-трех лет шаги, предпринимаемые российскими нефтегазовыми компаниями в ответ на усиление ценовой нестабильности и усложнение горно-геологических условий разработки нефтегазовых ресурсов в совокупности оказывают лишь стабилизирующее воздействие. Те предприятия, которые сохранили ранее созданные производственные мощности, свои кадры, потенциал, научились работать в изменившихся экономических условиях, за счет благоприятной конъюнктуры внешнего рынка в 2000–2001 гг. (*табл. 11*) смогли начать активное обновление основных фондов и переломить ситуацию в инвестиционной сфере (*табл. 12*).

Относительные данные по динамике капитальных вложений характеризуют только прирост инвестиций, но не дают, тем не менее, представления об относительных уровнях инвестиций. С точки зрения относительного уровня инвестиций более 30% приходится на одну компанию – «Сургутнефтегаз», в то время как другие компании в значительной мере «наверстывают» упущенное за предыдущие годы, когда произошли резкое падение добычи и стремительное выбытие производственных мощностей – *табл. 13 и 14.*

Собственно, в этом и состоит одна из основных целей системы государственного регулирования нефтегазового сектора – сделать процесс инвестирования и развития сектора поступательным, без стремительных падений и провалов.

Таблица 11

Динамика чистой выручки и прибыли нефтяных компаний России, млн долл.

Компания	1999	2000	2001 (оценка)	2001, % к 2000
Чистая выручка				
«ЛУКОЙЛ»	7376	14200	16000	12
«ЮКОС»	3531	7668	8730	14
«Сургутнефтегаз»	3286	5569	5790	4
«Татнефть»	1987	4817	4450	–8
«Сибнефть»	1746	2398	2600	8
Чистая прибыль				
«ЛУКОЙЛ»	1060	2900	3200	10
«ЮКОС»	1152	3003	3240	8
«Сургутнефтегаз»	1256	2294	2300	0
«Татнефть»	360	843	714	–7
«Сибнефть»	315	675	715	6

Источник: **Нефтегазовая** вертикаль. – 2001. – № 11. – С. 46.

Таблица 12

Динамика капитальных вложений у ведущих нефтяных компаний России, % (1996 г.=100)

Компания	1997	1998	1999	2000
«ЛУКОЙЛ»	123,9	62,6	96,1	224,7
«ЮКОС»	104,6	101,8	22,5	377,0
«Тюменская НК»	61,6	63,7	148,5	355,4
«Славнефть»	131,5	64,3	135,1	155,9
«Роснефть»	80,8	68,5	163,0	174,2
«Сургутнефтегаз»	87,6	107,1	151,8	157,4
«Башнефть»	84,8	83,5	110,6	190,1
«Сиданко»	107,5	64,3	119,5	68,4

Источник: **Доклад** «Приватизация, конкурентная среда и эффективность менеджмента (на примере отраслей ТЭК)». http://www.expert.ru/expert/special

Таблица 13

Инвестиции российских нефтяных компаний в 1999 г.

Компания	Инвестиции, млн руб.	Инвести-ции, % к 1998	Доля в добыче, %	Доля в инвестициях, %
Группа компаний	**42856,8**	**135,5**	**100**	**100**
«ЛУКОЙЛ»	5892,0	112,7	21	14
«ЮКОС»	1443,4	145,3	13	3
«Восточная НК»	777,8	337,8	5	2
«Сургутнефтегаз»	13056,7	166,5	14	30
«Сиданко»	2696,5	124,8	7	6
«Татнефть»	5724,0	152,8	9	13
«Тюменская НК»	2334,1	154,5	8	5
«Сибнефть»	1451,6	55,9	6	3
«Башнефть»	1757,0	97,0	5	4
«Роснефть»	3766,0	158,1	5	9
«Славнефть»	1858,4	146,2	5	4
«ОНАКО»	1918,9	129,1	3	4
«Коми-ТЭК»	180,4	128,5	1	–

Источник: данные Минэнерго РФ, расчеты авторов.

Таблица 14

Динамика добычи нефти ведущими нефтяными компаниями России, % (1996 г. =100)

Компания	1997	1998	1999	2000
«ЛУКОЙЛ»	104,9	100,5	99,4	116,5
«ЮКОС»	100,9	95,8	100,2	144,9
«ТНК»	97,9	93,4	102,1	142,4
«Славнефть»	95,5	95,8	101,2	102,8
«Роснефть»	103,4	93,9	99,4	107,3
«Сургутнефтегаз»	102,0	103,7	106,8	108,1
«Башнефть»	94,0	83,9	95,1	97,4
«Сиданко»	97,3	98,3	98,3	66,3

Источник: данные Минэнерго РФ.

В то же время при ослаблении конструктивного участия и влияния на процессы развития нефтегазового сектора со стороны государства крупные компании начинают формировать принципы и правила «игры» в своих интересах (так, как это и было в 90-е годы). Крупные компании были и остаются (и в этом нет ничего предосудительного) одними из основных инициаторов создания новых норм и правил, направленных на обеспечение их функционирования в меняющихся финансовых и экономических условиях. Ярким примером является предложенный в 1997 г. компанией «Газпром» проект закона РФ «О газоснабжении», который в том же году получил статус закона. Затем компания представила свою редакцию закона о несостоятельности и банкротстве, с тем чтобы получить в свои руки более эффективный рычаг воздействия на компании, имеющие задолженность по оплате поставляемого природного газа и т.д.[88] Выше мы уже отмечали решающую роль крупных компаний (но не государства) в принятии упрощенной системы налогообложения минерально-сырьевого сектора, которая полностью противоречит эволюционной природе функционирования и развития нефтегазового сектора.

До настоящего времени в целом адекватные рыночные реакции нефтегазовых компаний на изменение экономических условий связаны со стратегией, ориентированной на выживание. Отсюда стремление к формированию норм и правил, направленных на жесткий контроль за движением основных активов, а не на повышение эффективности их использования. Перспективы российского нефтегазового сектора в решающей степени связаны с тем, в какой степени в этом секторе экономики будет сформирована эффективная система государственного регулирования, предполагающая учет специфических особенностей активов данного сектора, а также обеспечивающая создание условий и предпосылок для роста экономической эффективности за счет опережающего роста производительности труда. О том, что такая ситуация вполне возможна, говорит также отмеченный выше опыт освоения и разработки месторождений на шельфе Северного моря и Мексиканского залива.

---

[88] Рабочая трибуна. 1999. 1 апр.

12. От анализа и обобщения к оценке сценариев при различных системах государственного регулирования

Несмотря на весьма пессимистическую в целом оценку реальных процессов формирования системы государственного регулирования нефтегазового сектора экономики, необходимо, тем не менее, формировать адекватные подходы к экономическому и институциональному анализу и оценке как текущих процессов, так и предполагаемых направлений изменения ситуации. Теоретические обобщения, а также выводы и соображения практического свойства нуждаются в экспериментальной проверке, особенно на этапе определения направлений реформирования системы государственного регулирования. Данный этап предполагает создание соответствующих методик расчета и оценки, баз и банков данных.

В рамках экономического анализа особую актуальность приобретает проблема ***выбора адекватных и наиболее эффективных форм регулирования***. И здесь важно оценить последствия каждого из принимаемых важных стратегических решений, причем ***с учетом вариантности*** развития внешних условий. Стратегические решения будут более обоснованными и эффективными при использовании ***специального аналитического инструментария***. Этот инструментарий должен быть пригоден:

- для генерации альтернативных сценариев построения стратегической политики;
- для анализа тенденций и оценки зависимостей;
- для выбора наиболее эффективных вариантов развития;
- для поиска ответов на конкретные вопросы.

Например, с позиций нефтегазодобывающих регионов, таких как Республика Коми, Ямало-Ненецкий и Ханты-Мансийский автономные округа, необходимо ответить на следующие вопросы:

✓ как должен развиваться региональный нефтегазовый сектор?

- ✓ какая нормативно-экономическая среда для этого требуется?
- ✓ какие объемы и источники финансовых ресурсов могут быть привлечены?
- ✓ какие меры и шаги для этого должны предпринять органы управления на региональном уровне?

Изучение тенденций изменения институциональной структуры нефтегазового сектора, анализ его взаимодействия с социально-экономическими системами регионов позволили разработать методический подход к оценке направлений развития сектора в рамках региона, на территории которого осуществляется добыча ресурсов углеводородного сырья[89].

Методологической основой для анализа текущих процессов, а также для определения основных направлений формирования эффективной системы государственного регулирования нефтегазового сектора (как на федеральном, так и на региональном уровне) нами была выбрана институционально-эволюционная теория.

Методика количественной оценки взаимодействий между добывающими отраслями нефтегазового сектора и региональной социально-экономической системой основана на выделении и формализации наиболее значимых связей и агрегированном представлении динамики социально-экономического развития региона (по показателям совокупных доходов территории и уровня жизни населения). Ядро методики – имитационная производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора с элементами социально-экономической динамики, позволяющая строить ситуационные прогнозы, учитывающие вероятные изменения ключевых внутренних и внешних параметров (горно-технических условий добычи углеводородного сырья, рыночной конъюнктуры, условий налого-

---

[89] См.: **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Шмат В.В.** Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством?;

Крюков В.А. Институциональные преобразования в нефтегазовом комплексе – теоретические основы и российская практика.

обложения, институциональной структуры нефтегазового сектора, региональных социально-экономических целей и приоритетов и т.д.).

Производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора позволяет давать количественную оценку различным сценариям вовлечения в хозяйственный оборот ресурсов углеводородного сырья в пределах нефтегазодобывающего региона с учетом вариантности развития внешних условий. В рамках экономического анализа основной акцент сделан на рассмотрении возможных последствий альтернативных политик, принимаемых важных стратегических решений[90].

Разработанная нами методика дает возможность находить ответы на конкретные вопросы, возникающие при выработке региональными властями долгосрочной социально-экономической политики. Например, для таких регионов, как Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа, нами рассмотрены следующие наиболее актуальные вопросы, от решения которых во многом зависят сценарии долгосрочного развития территорий:

1) оценка региональных социально-экономических последствий введения новой налоговой системы и анализ возможностей варьирования условий налогообложения в нефтегазовом секторе;
2) анализ возможных стратегий подготовки запасов (по условиям финансирования геолого-разведочных работ, по динамике подготовки запасов);
3) определение общих направлений социально-экономической политики при различных вариантах изменения конъюнктуры на мировом и внутреннем рынках углеводородов;
4) оценка реализуемости динамики добычи углеводородов, зафиксированной в Энергетической стратегии России на период

---

[90] См.: **Крюков В.А., Севастьянова А.Е., Шмат В.В.** Производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора// Нефтегазовый сектор России в трех измерениях. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000. – С. 57–103.

до 2020 г. для ЯНАО как основного газодобывающего региона России;

5) учет изменения качества ресурсно-сырьевой базы через показатели издержек производства в нефтегазовом секторе и определение управляющих решений, позволяющих повысить социально-экономическую эффективность функционирования регионального нефтегазового сектора;

6) анализ возможностей изменения структурных соотношений в экономике и бюджетно-финансовой сфере между нефтегазовым сектором и другими отраслями материального производства;

7) оценка граничных условий функционирования и развития регионального нефтегазового сектора в существующих институциональных рамках.

Для каждого из округов были построены специализированные версии модели, учитывающие специфику регионального нефтегазового сектора и социально-экономической системы. Так, с учетом стадии разработки основных месторождений производственно-финансовая модель в случае ХМАО охватывает десятилетний период. В то же время версии модели, разработанные для ЯНАО, включают в рассмотрение двадцати- и тридцатилетний периоды и детально проработанный блок развития газодобычи.

При определении перспектив долгосрочного развития сырьевых территорий следует исходить из того, что эффективное (в интересах всех жителей региона) использование природных ресурсов является непременным условием роста экономики и социального развития. Для этого необходима постоянная и целенаправленная работа по формированию действенной системы управления природно-ресурсным потенциалом, которая должна обеспечивать достижение комплексного социально-экономического эффекта от использования имеющихся ресурсов и от деятельности недропользователей на территории региона. Поэтому основными требованиями к методике экономической оценки стратегий социально-экономического развития региона сырьевой специализации при

различных направлениях формирования и развития системы государственного регулирования нефтегазового сектора должны быть:

- ***комплексный учет внутренних и внешних взаимосвязей*** регионального нефтегазового сектора (так, например, динамика развития добычи углеводородов должна быть увязана с динамикой геолого-разведочных работ, поскольку важно обеспечить необходимые заделы для плана добычи, причем своевременно);
- ***стратегический характер методики*** – возможность оценки последствий стратегических решений в системе население – производство – природные ресурсы в долгосрочной перспективе. То есть модель оценки должна быть инструментом для аналитической работы в обосновании решений на долгосрочную перспективу;
- ***динамический характер*** – отражение особенностей эволюции активов нефтегазового сектора, возможность отслеживать и анализировать реализуемость поставленных целей не только к концу прогнозируемого периода, но и по всей траектории;
- ***социальная направленность*** – рассмотрение проблем нефтегазового сектора с точки зрения реализации социальных программ в зависимости от различных сценариев и условий развития регионального нефтегазового сектора.

Анализ социально-экономической ситуации в основных нефтегазодобывающих регионах убеждает нас в том, что при имитации долгосрочного развития важно выделить следующие крупные подсистемы (блоки): население, природные ресурсы, финансы, экономика (в том числе материальная и нематериальная сферы) и внешняя среда. Для такого типа региональных экономик принципиально важно достаточно детально представлять развитие отраслей и производств нефтегазового сектора. Агрегированная структура каждого из блоков и их основные взаимосвязи отражены на *рис. 6*.

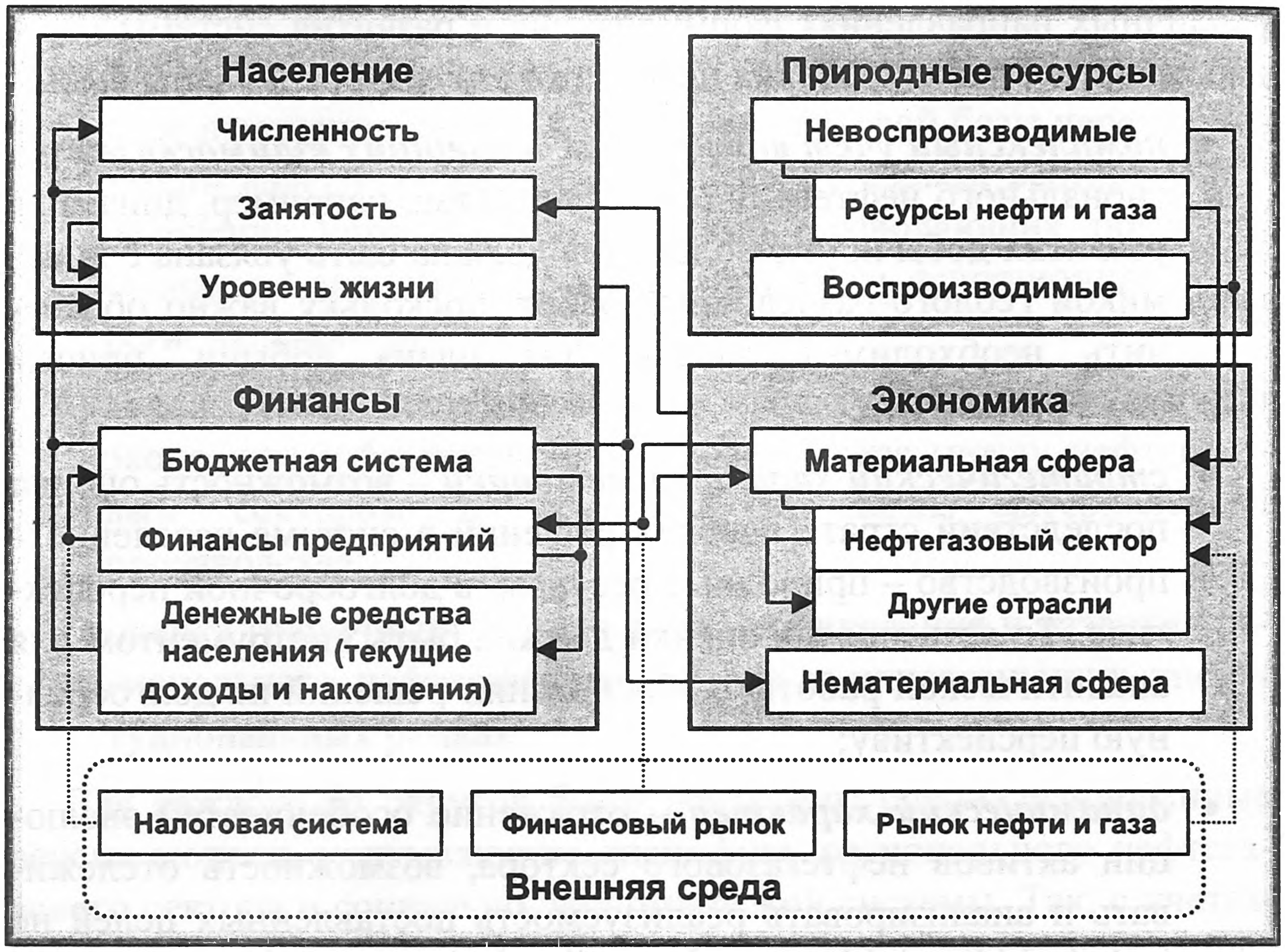


Рис. 6. **Основные подсистемы и связи региональной социально-экономической системы**

Экономика основных нефтегазодобывающих регионов является открытой, и основную часть доходов такие территории получают от продажи продукции (углеводородного сырья) внешним потребителям. В связи с этим из числа внешних условий наиболее значимыми являются условия финансового характера, прежде всего налоговая система и бюджетная политика. Значительное влияние на размеры доходов от освоения ресурсов углеводородного сырья оказывают и механизмы ценообразования. В настоящее время эти тесно взаимосвязанные факторы, определяющие возможности формирования финансовой базы развития таких регионов, как ХМАО и ЯНАО, действуют преимущественно как ограничения.

Из числа внутренних условий наиболее важными, на наш взгляд, являются условия, определяющие ресурсные возможности и ограничения развития территории, а также общеэкономические факторы. Среди совокупности условий ресурсного характера, пре-

жде всего, следует выделить геологические факторы, определяющие состояние и возможности дальнейшего формирования (расширения или истощения) сырьевой базы газовой и нефтяной промышленности – основных отраслей экономики округа. Помимо этого должны быть проанализированы и оценены (с геолого-экономической точки зрения) альтернативные сырьевые источники, которые могут быть вовлечены в процесс хозяйственного освоения.

Адекватное отражение основных элементов и связей (как внутренних, так и внешних – с бюджетной системой, с региональной социально-экономической системой, с рынком нефти и газа, с финансовыми рынками) позволяет корректно имитировать ситуацию, просчитывать большое количество вариантов развития и анализировать их последствия. Следовательно, появляется возможность выявить заранее наиболее существенные факторы, условия и связи, определяющие темпы и уровень развития сырьевой территории в зависимости от принятых гипотез относительно изменения и развития системы государственного регулирования.

После определения основных подсистем в социально-экономической системе территории следующим логическим шагом должна быть имитация возможных последствий их взаимосвязанного развития. Собственно говоря, результаты оценки как раз и нужны для того, чтобы подтвердить или опровергнуть целесообразность тех или иных стратегических управленческих решений, формируемых с учетом социально-экономических приоритетов региона.

В частности, в методике достаточно детально прописан механизм воздействия налоговой (в более общем случае – бюджетной) политики на состояние социально-экономической системы региона. Например, в области формирования доходов региональной бюджетной системы могут быть рассмотрены следующие направления:

- повышение ставок налогов;
- понижение налогового бремени на определенные виды деятельности (установление льгот и каникул на выплату налогов);

- формирование социально-ориентированной политики в области предоставления прав на пользование природными ресурсами;
- определение политики привлечения кредитных средств.

Наиболее значимые элементы региональной социально-экономической политики и их связи для региона, имеющего сырьевую направленность экономики, представлены на *рис. 7.*

Производственно-финансовая модель регионального нефтегазового сектора предназначена для получения прогнозных оценок основных социально-экономических и финансовых показателей развития региона на долгосрочную перспективу в зависимости от функционирования нефтегазового сектора. На этой основе появляется возможность осуществлять качественный анализ различных направлений и тенденций его развития. Поскольку в модели подробно представлены важнейшие элементы, внутренние и внешние взаимосвязи нефтегазового сектора (*рис. 8*), постольку она также является удобным аппаратом для выявления «узких мест» в функционировании отраслей нефтегазового комплекса, в частности:

- в сфере производства (по уровням добычи, обеспеченности запасами, капитальным и текущим издержкам);
- в вопросах конъюнктуры рынка (по ценам, направлениям поставок продукции, уровню неплатежей);
- в сфере финансовых взаимодействий (по источникам покрытия издержек и выплат доходов на инвестиции, формированию налогооблагаемой базы и межбюджетному распределению налогов).

В явном виде в модели отражен процесс хозяйственного функционирования только ***ядра нефтегазового сектора – добывающей отрасли***, собственно, и являющейся генератором дохода. Другие подсистемы (бурение, нефтегазопромысловое строительство, магистральный транспорт нефти и газа) в зависимости от особенностей конкретной постановки либо могут быть отнесены к числу прочих отраслей материальной сферы региональной экономики, либо учитываются в составе нефтегазового сектора как фактор издержек.

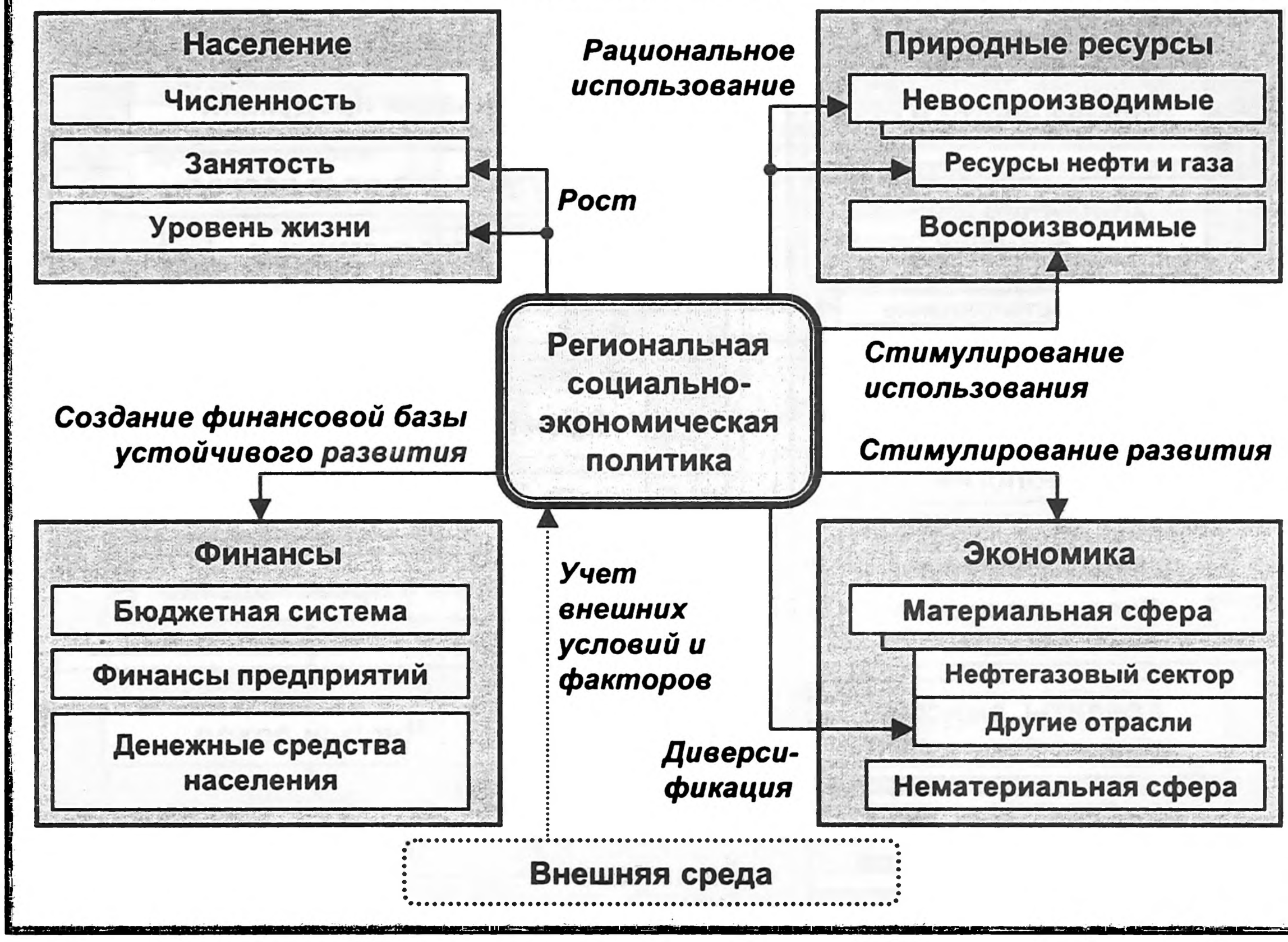


Рис. 7. **Основные элементы региональной социально-экономической политики**

Процесс функционирования прочих отраслей народного хозяйства учитывается путем фиксации некоторых пропорциональных зависимостей по занятости населения и участию в формировании доходной части территориального бюджета.

В рамках ***процесса функционирования ядра*** учтены следующие элементы:

- добыча нефти и попутного газа;
- реализация нефти и попутного газа двум агрегированным потребителям – совокупному потребителю на внутреннем рынке (включая поставки в страны СНГ) и на экспорт (дальнее зарубежье);
- ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин, временный вывод из эксплуатации действующих скважин, восстановление бездействующих скважин, выбытие скважин по износу;

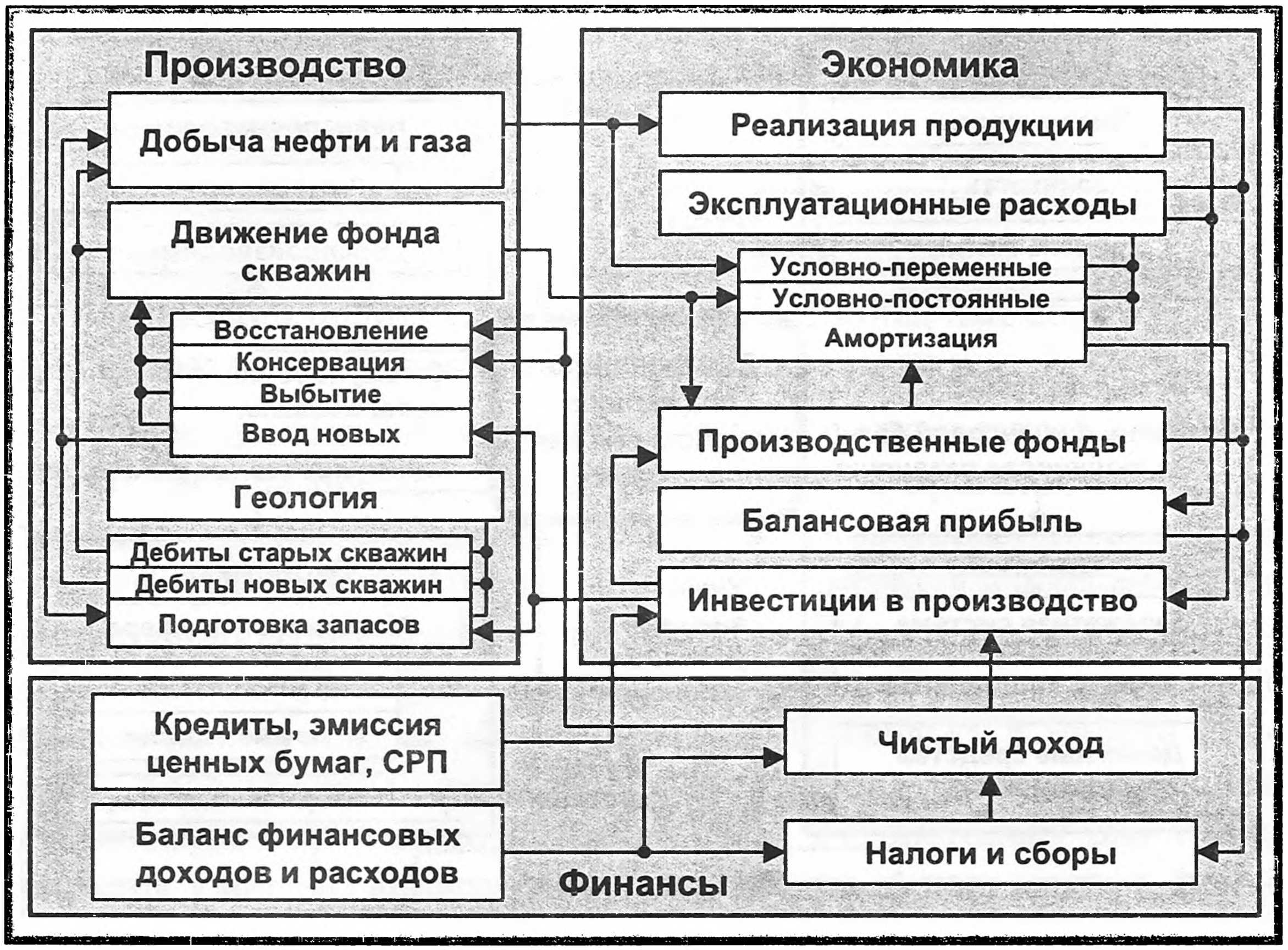


Рис. 8. **Основные взаимосвязи между производственной, экономической и финансовой подсистемами регионального нефтегазового сектора, отраженные в производственно-финансовой модели**

- привлечение денежных средств на инвестиции (путем эмиссии или в форме долгосрочных кредитов) и покрытие убытков (краткосрочные займы);
- расходование денежных средств – на производственные нужды, выплату налогов и взносов в государственные социальные фонды, на возмещение инвестиций и выплату доходов по ним, на возмещение убытков и на погашение краткосрочных займов.

Динамические взаимодействия между элементами ядра регионального нефтегазового сектора в своей совокупности образуют частично замкнутую (циклическую) систему с прямыми и обратными связями (*рис. 9*). При этом состояние моделируемых объек-

Рис. 9. **Внешние и внутренние параметры, определяющие состояние моделируемых объектов ядра нефтегазового сектора**

тов в каждый момент времени не только характеризуется изначально заданными показателями (внешними исходными данными), но и находится под влиянием внутренних параметров, значения которых определяются непосредственно в процессе функционирования моделируемой системы.

Производственно-финансовая модель имеет блочную (модульную) структуру, формальный вид которой представлен на *рис. 10*. Каждый из блоков модели содержит наборы однородных по смыслу динамических рядов исходных данных, управляющих параметров, функциональных зависимостей или результирующих показателей. Вся совокупность внутренних производственных и финансовых зависимостей, отражающих процесс функционирования добывающего сегмента нефтегазового сектора («ядра»), содержится в главном расчетном модуле, который логически связан со всеми

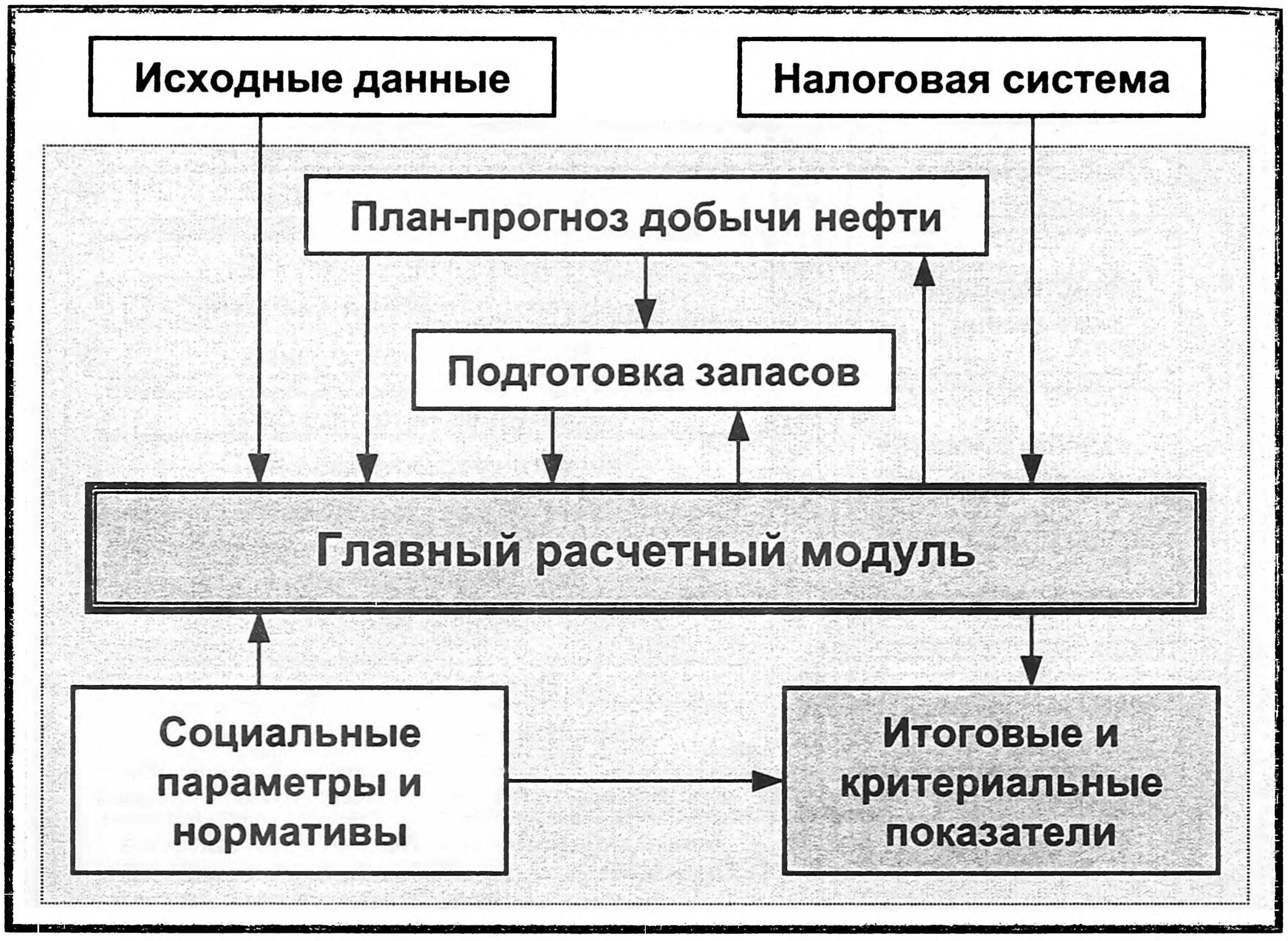


Рис. 10. **Формальная структура производственно-финансовой модели**

остальными блоками модели, включая и блок подготовки запасов. В последний включены зависимости, характеризующие изменение баланса разведанных запасов нефти и газа, а также показатели издержек на подготовку запасов.

Совершенно очевидно, что для использования модели в реальной аналитической работе необходимо ее наполнение адекватной информацией, и прежде всего максимально точными данными, характеризующими:

- текущее состояние и качественные характеристики запасов нефти и газа;
- текущее (предшествующее прогнозному периоду) состояние ядра нефтегазового сектора – объемы добычи нефти и газа, фонд действующих и бездействующих добывающих скважин, средние дебиты скважин, показатель эксплуатации скважин,

стоимость основных фондов и оборотных средств, текущие и капитальные издержки производства в принятой классификации, численность занятых и уровень оплаты труда (фонды потребления), финансовое состояние;

- текущие показатели состояния рынка нефти и газа – уровни цен, удельные веса реализации продукции на внутреннем и внешнем рынках, доли реально оплаченной продукции;
- реальные текущие значения макроэкономических и финансовых параметров;
- текущие показатели численности населения, занятости, доходов и уровня жизни (с учетом всей суммы бюджетных расходов на нужды населения региона), данные о реальном удельном весе нефтегазового сектора в формировании бюджетно-финансовых ресурсов;
- обоснованные данные об ожидаемом изменении геологических, производственных, конъюнктурных, финансовых, макроэкономических и социально-демографических параметров и нормативов, используемых в модели.

Выделяются ***два типа исходных данных***:

1) показатели, характеризующие состояние нефтегазового сектора на начало прогнозного периода (неизменяемые параметры);
2) варьируемые параметры, отражающие будущие внешние условия и внутренние характеристики (используемые с целью построения ситуационных прогнозов, или проведения анализа по принципу «что будет, если...»).

Достаточно широкий набор показателей второй группы позволяет обеспечить максимальную вариабельность будущих условий по каждому отдельному фактору и во всем их комплексе. ***Ситуации для анализа*** формируются с учетом вероятных изменений ключевых внутренних и внешних параметров модели – горно-геологических условий добычи углеводородного сырья, условий налогообложения, рыночной конъюнктуры, институциональной структуры нефтегазового сектора, условий привлечения инвести-

ционных ресурсов, региональных социально-экономических условий и целей развития.

Принципы формирования прогнозных сценариев могут быть различными – и различаться весьма существенно для разных территорий. Самый очевидный из них предполагает построение сценариев с учетом инерционных тенденций в развитии системы государственного регулирования нефтегазового сектора и моделированием различных мер, направленных на изменение этих тенденций. Другой подход может быть связан с построением различных сценариев изменения внешних условий функционирования нефтегазового сектора и развития социально-экономической системы региона. Еще один принцип предполагает построение прогнозных сценариев для анализа «чистых» тенденций и взаимозависимостей между функционированием нефтегазового сектора (обусловленным той или иной системой государственного регулирования) и региональной социально-экономической системой. При этом до определенной степени можно проигнорировать действующие тенденции, а внешние условия рассматривать как фиксированные (неизменные для всех вариантов прогноза). С аналитической точки зрения такой принцип работы представляется наиболее интересным, так как позволяет с большей точностью вскрыть внутренние механизмы развития.

На данном этапе исследований была принята логика построения сценариев с поэтапным учетом изменений основных анализируемых факторов и условий. В каждой последующей серии расчетов задавались два или три варианта параметров, характеризующих состояние выбранного фактора в рассматриваемой перспективе. При этом для обеспечения возможности выявить влияние каждого из факторов значения других исходных данных модели оставлялись без изменения.

Проиллюстрируем результаты прогнозных расчетов на примере Ямало-Ненецкого автономного округа[91].

---

[91] Авторы выражают признательность своему коллеге В.Ю. Силкину за помощь в подготовке исходной информации и базовой версии модели Oil&Socio для проведения расчетов по ЯНАО и ХМАО.

Уровни добычи углеводородов на территории ЯНАО, исходя из поставленных задач, были определены в соответствии с положениями Энергетической стратегии России и заданы в качестве ограничения во всех вариантах расчетов. Данный прогноз предполагает значительный рост добычи углеводородов (более чем трехкратный рост за рассматриваемый период) – в основном за счет нефти (*табл. 15*).

Таблица 15

Прогноз добычи углеводородов на территории ЯНАО

Добыча углеводородов	2000	2005	2010	2015	2020
Нефть и конденсат, млн т	31	53	72	102	106
в т.ч. на новых мощностях	–	23	42	71	76
Газ, млрд куб. м	512	540	518	522	521
в т.ч. на новых мощностях	–	62	176	293	348

Достижение заданных объемов добычи зависит:

- от уровня мировых и внутренних цен;
- от налоговых условий;
- от характеристик сырьевой базы;
- от научно-технических достижений.

Безусловно, особое значение для округа имеют цены реализации продукции его нефтегазового сектора. Динамика цен на энергоносители также принята соответствующей параметрам Энергетической стратегии, предполагающей устранение сложившихся ценовых диспропорций за счет ориентации ценовой и налоговой политики на рост цен внутреннего рынка на энергоресурсы. Первичным ценовым ориентиром являются цены мирового рынка на сырую нефть, которые прогнозируются во всем рассматриваемом периоде в диапазоне от 20 до 30 долл. США за баррель. Динамика внутренних цен на нефть и особенно на природный газ построена исходя из предположения об их постепенном приближении к мировому уровню. Это является отражением того факта, что ни у кого не вызывает сомнения то, что существующие цены внутреннего рынка на газ стали серьезным тормозом для развития и поддержа-

ния в рабочем состоянии газовой отрасли[92]. При этом наиболее быстрый рост заложен на первое десятилетие прогнозного периода.

Цены реализации продукции на территории ЯНАО формируются как франко-районные цены и представляют собой разность между рыночной ценой и транспортно-коммерческими (трансакционными) издержками. Последние, в частности, включают в себя ту долю стоимости реализованной продукции, которая поступает на счет головных компаний в рамках вертикально интегрированных нефтегазовых компаний. Предполагается, что при повышении цен на углеводороды сохранятся современные пропорции распределения выручки от реализации, что соответствует сложившейся практике трансфертного ценообразования в рамках вертикально интегрированных компаний. Такой подход обусловлен тем, что все прочие условия, отраженные в модели и, прежде всего условия налогообложения не создают реальных предпосылок для изменения принципов ценообразования в нефтегазовом секторе.

Условия налогообложения в нефтегазовом секторе заданы с учетом всех изменений в видовой структуре налогов и в ставках и пропорциях их распределения между федеральным и региональным бюджетами, вступившими в действие в 2002 г. Для оценки социально-экономических последствий от введения новой налоговой системы полученные результаты расчетов сравнивались с экстраполяцией условий налоговой системы, действовавшей в 2001 г.

Стратегии подготовки запасов в построенных прогнозных сценариях отличаются:

- по условиям финансирования геолого-разведочных работ;
- по динамике подготовки запасов.

Изменение условий финансирования ГРР связано с отменой отчислений на ВМСБ. Как следствие, основная «тяжесть» финансирования работ по подготовке запасов переносится либо на нефтегазовые компании, либо непосредственно на бюджеты регионов (в случае формирования бюджетов развития, целевым образом

---

[92] См.: **Мещерин А.** Стабилизировать добычу газа// Нефтегазовая вертикаль. – 2001. – № 18. – С. 17–20.

предназначенных для финансирования поисковых и разведочных работ).

Различия в динамике подготовки запасов обусловлены разными подходами к обеспечению запасами текущей и прогнозной добычи нефти и газа. Как крайний случай рассмотрен вариант ***подготовки запасов по мере возникновения потребности*** в них (при заданной кратности по нефти – 25 лет, по природному газу – 30 лет). Помимо этого рассмотрены варианты с некоторым ***минимальным плановым ежегодной подготовки запасов*** и ***оптимизированной динамикой подготовки запасов***, обеспечивающей равномерное распределение потребных объемов ГРР в течение прогнозного периода.

Нормативы издержек на подготовку запасов приняты фиксированными для всех лет прогнозного периода и рассчитаны на основании данных о финансировании работ в 2001 г. Общий объем потребного финансирования ГРР в прогнозных сценариях определяется с учетом нормативов и в соответствии с величиной подготовки запасов, зависящей от заданной динамики добычи и кратности запасов.

Расходы на подготовку запасов рассматриваются как одна из составляющих капитальных вложений в развитие нефтегазового сектора. При этом предполагается, что в нефтяной подотрасли 50% общей суммы инвестиций будет профинансировано за счет внешних источников (вероятно, в форме соглашений о разделе продукции), а в газовой подотрасли – 25%.

Анализ результатов расчетов показал, что при сохранении существующих тенденций и условий развития нефтегазового сектора (в системе налогообложения, в ценообразовании, в финансировании подготовки запасов и т.д.) предполагаемые в стратегии России ***темпы роста добычи углеводородов на территории ЯНАО вступают в противоречие с социально-экономическими интересами округа***. Это, в свою очередь, ставит под угрозу выполнение основных положений такого ключевого для экономики страны документа, как Энергетическая стратегия, направленная на обеспечение энергетической безопасности России.

Прогноз добычи нефти в проекте Энергетической стратегии представляется слишком оптимистическим. С одной стороны, ретроспективный сравнительный анализ эффективности добычи газа и нефти позволяет сделать вывод о желательности более активного освоения нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений ЯНАО. Для примера рассмотрим поступление платы за недра – один из важнейших налогов в горно-добывающей промышленности, введенных при переходе к платному недропользованию. За 2000 г. платежи предприятий «Газпрома», действующих на территории округа, составили почти 4 млрд руб. (65% всей суммы платежей за недра). Доля взаимозачетов в платежах «Газпрома» составила почти 80%, тогда как по предприятиям нефтедобывающей промышленности – около 42%. Недоимка по уплате налога с учетом накопленного долга на 1 января 2001 г. по предприятиям «Газпрома» достигла 42% к сумме начисленных платежей (по нефтедобывающим предприятиям – только 9%). При этом нефтяники платят примерно 63 руб. с тонны добываемого сырья, а предприятия «Газпрома» – всего 9 руб. (в пересчете на нефтяной эквивалент).

С другой стороны, возникает сомнение в целесообразности столь быстрого роста добычи нефти (примерно в 3,5 раза по сравнению с базисным 2000 г.), если принять во внимание и общеэкономические факторы (чрезвычайно высокую потребность в инвестиционных ресурсах), и интересы региона (рост экологической и социальной нагрузки).

Динамика основных социально-экономических показателей развития ЯНАО по вариантам прогноза в основном определяется в зависимости от производственных и финансовых параметров функционирования нефтегазового сектора и от внешних факторов, прежде всего от условий распределения налоговых доходов от добычи нефти и газа между федеральным и региональным бюджетами.

Естественно, что запланированный рост добычи связан с крупными капитальными вложениями в нефтегазовый сектор региона. По оценке, в инерционном базисном сценарии, построенном на основе сложившихся технико-экономических показателей, общая сумма инвестиций в нефтегазовый сектор за 20 лет прогнозного

периода составляет 38,1 млрд долл. США, из которых 26,7 млрд приходится на добывающие отрасли и 11,4 млрд – на геологоразведку. Представляется маловероятным, чтобы указанные объемы инвестиций могли бы быть профинансированы за счет собственных средств нефтегазовых компаний.

Ни для кого не секрет, что вот уже в течение нескольких лет основной хозяйствующий субъект на территории ЯНАО – «Газпром» – находится в сложном финансовом положении. Ограниченность инвестиционных ресурсов не дает возможности осуществлять крупномасштабные проекты в области добычи. В результате подготовка и ввод в действие новых месторождений идут со значительной задержкой и отставанием от тех сроков, которые были установлены при предоставлении компании прав на пользование недрами. Согласно информационной записке Главного контрольного управления Президента РФ «О результатах проверки состояния дел в сфере лицензирования по геологическому изучению и использованию недр Российской Федерации», только за 2000 г. и первую половину 2001 г. «Газпром» добыл на 60 млрд куб. м газа меньше, чем оговорено в его лицензиях, и вообще ведет добычу только по 67 из 126 имеющихся у него лицензий. Причем 115 из них «Газпром» получил в 1992 г. без конкурса[93]. Фактически это привело к консервации значительной части газовых ресурсов и, следовательно, к недополучению Федерацией и округом существенных налоговых поступлений. К тому же приходится помнить о том, что пока у государства ни на федеральном уровне, ни на уровне региона все еще нет эффективных механизмов воздействия на хозяйствующие субъекты. Также отсутствуют действующие процедуры согласования интересов разных сторон, участвующих в процессе использования ресурсов углеводородного сырья.

Выполненные расчеты показали, что новая схема налогообложения в нефтегазовом секторе в целом не соответствует сформулированной выше задаче обеспечения заданных объемов добычи углеводородов. ***Финансовые ресурсы территории существенно***

---

[93] Коммерсантъ. – 2001. – 9 нояб.

уменьшаются при введении новой налоговой системы (по сравнению с действующей). Основной «вклад» в ухудшение ситуации обеспечивает снижение доходов от добычи нефти и газа.

Чистые доходы Ямало-Ненецкого автономного округа в значительной степени формируются за счет доходов бюджетной системы округа от нефтегазового сектора, доходов бюджетной системы от других отраслей экономики и доходов жителей округа, занятых в материальной сфере. Расчетные объемы и динамика названных видов доходов региона в первые годы рассматриваемого периода (2002–2004 гг.) для трех вариантов приведены на *рис. 11*. Доходы территории в 2002 г. снижаются во всех вариантах прогноза, включая вариант 1, в котором предполагается сохранение старой налоговой системы. Самое резкое снижение происходит при переходе к новой системе налогообложения (вариант 2). Как видно, в некоторой степени сокращение доходов округа может быть компенсировано ростом цен на энергоносители (вариант 3).

При введении новой налоговой системы не только снижается общая сумма выделенных видов доходов округа, но и изменяется их структура. Так, значительно уменьшается доля поступлений финансовых ресурсов от предприятий нефтегазового сектора в бюджетную систему округа, что обусловлено ухудшением финансового положения непосредственно в нефтегазовом секторе. На *рис. 12* приведены данные о динамике чистых финансовых доходов нефтегазового сектора («выручка от реализации продукции и доходы от финансовых вложений» – «текущие издержки, капитальные затраты, уплата налогов, выплата процентов по кредитам»).

Одновременно регион (ЯНАО) лишается одного из главных рычагов стимулирования инвестиционной активности (уменьшения рисков) – отчислений на ВМСБ. Как следствие, возникает опасность того, что намеченные (исходя из общенациональных интересов) темпы роста добычи углеводородов вступят в противоречие с интересами региона. Эта опасность тем более вероятна, что предполагаемый рост добычи нефти и газа (при новой налоговой системе) не только не сопровождается адекватным ростом доходов региона. Результаты расчетов показывают существенное сокращение доходов округа – в среднем около 950 млн долл. в год, что по

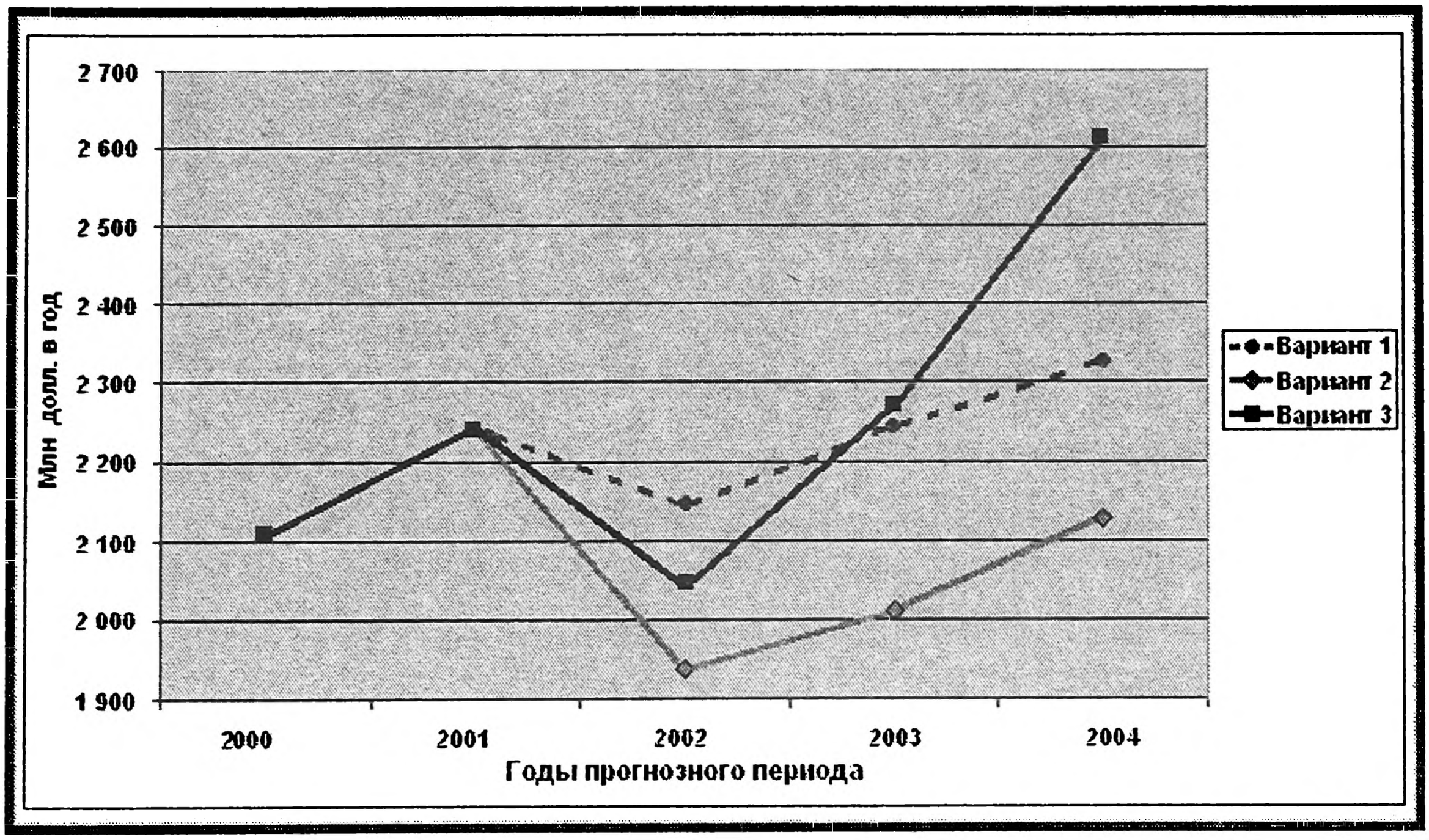


Рис. 11. **Прогнозная динамика общей суммы чистых доходов ЯНАО**

влечет за собой снижение уровня жизни населения и, как следствие, снижение деловой активности на территории округа.

В некоторой степени сокращение доходов округа может быть компенсировано ростом цен на энергоносители. Расчеты показывают, что необходимый дополнительный («компенсирующий») доход в размере 19 млрд долл. за рассматриваемый 20-летний период может быть получен при условии роста мировых цен на углеводородное сырье до уровня цены на нефть на мировом рынке – до 30 долл. за баррель. Анализ результатов расчетов позволяет количественно оценить, насколько социально-экономическое благополучие региона зависит от уровня мировых цен на нефть и газ.

Кроме того, еще раз убедительно подтверждается факт, что переход к планируемой системе налогообложения подчинен прежде всего интересам федерального центра. При действующей системе налогообложения на долю центра приходится примерно 65% налоговых доходов нефтегазового сектора, собираемых на территории округа (включая доходы от экспорта углеводородов), а при переходе к новой системе эта доля возрастет до 76%.

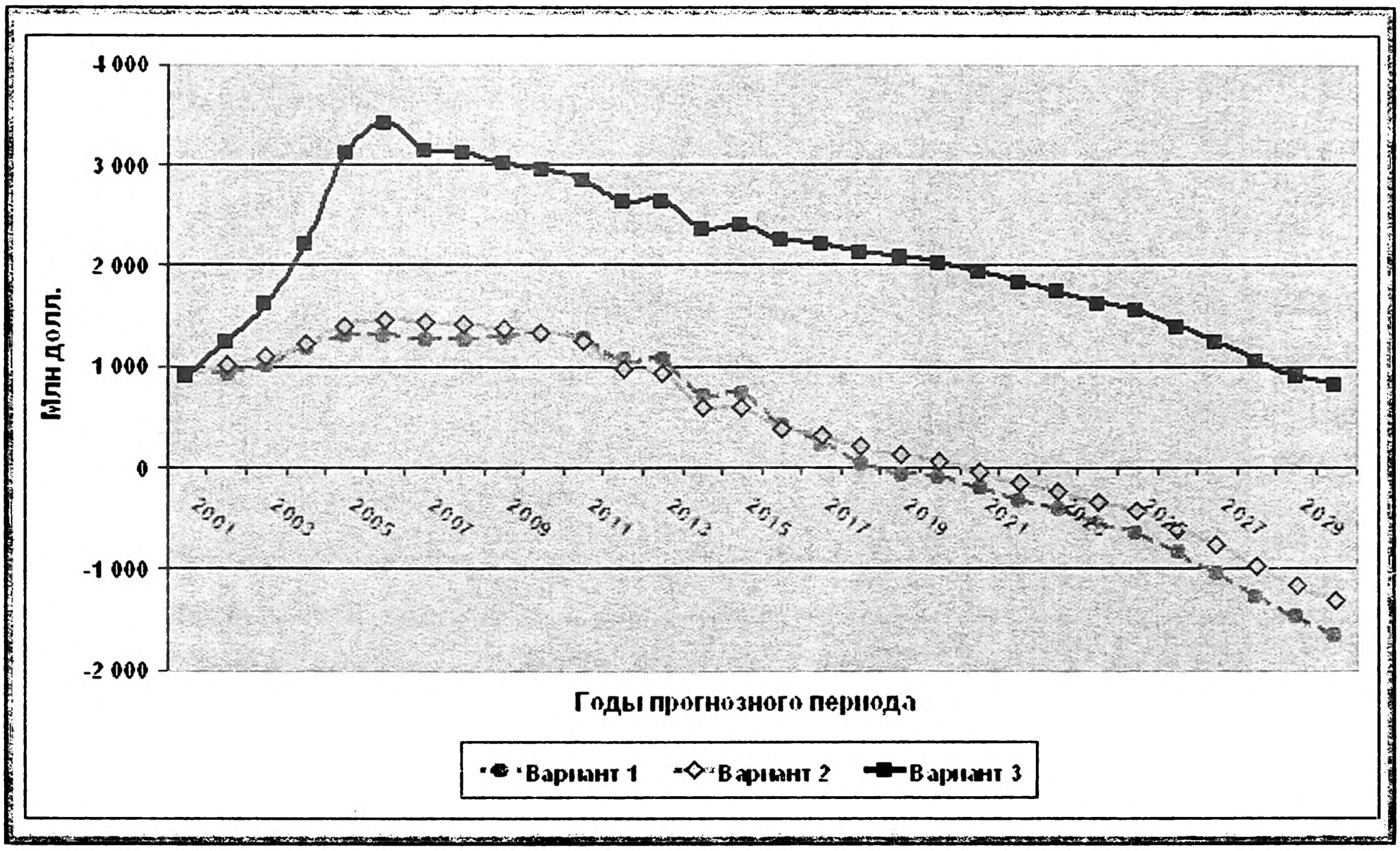


Рис. 12. **Прогнозная динамика финансовых доходов нефтегазового сектора ЯНАО**

Как уже отмечалось выше, изменение схемы налогообложения оказывает заметное влияние не только на величину региональных доходов (что в значительной степени определяет общее социально-экономическое положение), но и на уровень и динамику чистых финансовых доходов предприятий нефтегазового сектора. Новая налоговая система формально выглядит менее обременительной для производителей, поскольку общий уровень налогов несколько снижается. Однако из-за отмены отчислений на ВМСБ значительная часть расходов на подготовку запасов перекладывается на предприятия. Как следствие, сокращается размер чистого финансового дохода. Причем это сокращение заметно больше по своей величине, чем гипотетическая сумма отчислений на ВМСБ, поскольку включает и упущенную выгоду из-за сужения возможностей инвестирования временно свободных финансовых ресурсов.

Таким образом, ***переход к новой схеме налогообложения создает предприятиям нефтегазового сектора серьезные производственно-финансовые проблемы, связанные с сокращением источников финансирования инвестиций в части расходов на подготовку запасов.***

Вместе с тем возникает потребность в привлечении большего объема инвестиций (с соответствующим последующим ростом выплаты доходов внешним инвесторам). Указанное противоречие может быть в некоторой степени разрешено при условии формирования бюджета развития, за счет которого можно было бы профинансировать часть расходов на подготовку запасов нефти и газа и тем самым несколько сократить расходы предприятий нефтегазового сектора и снизить инвестиционные риски.

Для оценки такой возможности был построен и проанализирован прогнозный вариант, в котором предполагалось использование бюджетных средств для финансирования геолого-разведочных работ в пределах, соответствующих региональной доле отчислений на ВМСБ (5,7 млрд долл. в сумме за 20 лет прогнозного периода). Как показали расчеты, в результате подобной меры чистые финансовые доходы нефтегазового сектора могут возрасти примерно на 20 млрд долл. Однако при этом существенно сокращаются чистые доходы округа и в конечном счете снижаются показатели уровня жизни населения.

При ***анализе стратегий подготовки запасов нефти и газа*** было также выявлено, что в рамках стратегии по мере возникновения потребности формируется крайне неравномерная динамика подготовки запасов. Большая неравномерность в «физическом» выполнении ГРР и соответственно в их финансировании сама по себе представляется нежелательной. Кроме того, такая стратегия не способствует росту инвестиционной привлекательности ресурсов углеводородного сырья на территории ЯНАО, поскольку отсутствие достаточного количества заблаговременно подготовленных запасов повышает финансово-инвестиционные риски.

В качестве альтернативы были рассмотрены варианты с установлением минимального плана ежегодной подготовки запасов (по нефти – 50 млн т, по газу – 200 млрд куб. м) и с оптимизированной (сглаженной) динамикой подготовки запасов нефти и газа. Как показали расчеты, установление минимального плана подготовки запасов нефти и газа не позволяет избежать значительных пиков и спадов в объемах выполнения ГРР и их финансирования.

При оптимизации динамики подготовки запасов ставилась задача сдвинуть этап существенного увеличения объемов ГРР на возможно более позднее время. В наилучшей степени это удалось сделать в рамках стратегии подготовки запасов природного газа – фаза роста объемов работ начинается в 2015–2016 гг. В подготовке запасов нефти фаза растущих объемов работ начинается намного раньше – в 2005 г., а завершается в 2013 г., что обусловлено прежде всего особенностями заданной динамики добычи нефти.

Как показали расчеты, сглаживание объемов выполнения ГРР и их финансирования (при условии отмены отчислений на ВМСБ) ведет к ухудшению финансовых показателей нефтегазового сектора в первой половине прогнозного периода. Исходя из этого можно сформулировать условие реализуемости оптимизированной стратегии подготовки запасов: ***для поддержания инвестиционной привлекательности представляется целесообразным частичное финансирование ГРР за счет бюджетных средств (например, бюджета развития) в первой половине прогнозного периода в пределах сумм, превышающих расходы на подготовку запасов по варианту 2.***

Результаты расчетов свидетельствуют, что ***при заданной динамике добычи и отсутствии радикальных технико-технологических преобразований численность занятых в нефтегазовом секторе ЯНАО в ближайшие два десятилетия должна будет возрасти более чем в 2 раза***. При сохранении существующих тенденций в сфере занятости это соответствует двукратному увеличению к 2020 г. общей численности населения округа, которая должна достичь примерно 1 млн чел. Совершенно очевидно, что столь быстрый рост населения возможен только за счет внешней миграции. Вызывает большое сомнение, что это соответствует интересам ЯНАО.

Следовательно, ***условия реализуемости заданного уровня добычи углеводородов на территории округа должны быть связаны с радикальным улучшением техники и технологии производства, прежде всего со снижением трудоемкости.***

И, наконец необходимо указать на то, что основной рост добычи углеводородов приходится на первую половину прогнозного периода с последующим замедлением или даже стабилизацией уровней добычи и соответственно с замедлением роста доходов региона. Вместе с тем значительное наращивание объемов добычи объективно усилит зависимость региональной социально-экономической системы от положения дел в нефтегазовом секторе, сузит возможности для развития альтернативных секторов экономики. В такой ситуации ***поддержать благоприятную динамику доходов можно только за счет повышения внутренней эффективности функционирования нефтегазового сектора, т. е. за счет сокращения издержек производства и повышения рентабельности.*** Следовательно, можно сформулировать и другое важное требование к изменению технологических факторов (как одному из условий реализуемости базисного прогнозного сценария) – ***нацеленность на достижение общей высокой эффективности производства в нефтегазовом секторе***.

При формировании стратегий долгосрочного развития нельзя забывать и о социально-экологических аспектах. Как отмечает глава администрации Пуровского района, районы нефтегазодобычи не заинтересованы в наращивании объемов добычи на своей территории, так как при разработке месторождений по-прежнему изымаются пастбищные земли у коренного населения: «... Любая, пусть самая современная, технология наносит природе вред. А тем более район с 1 января 2002 года за использование недр не будет получать ни копейки... По некоторым данным, только при начале освоения Пуровского района Западно-Сибирский топливно-энергетический комплекс «откусил» от земель района площади, в 23 раза превышающие норму отвода»[94].

Поскольку Энергетическая стратегия России изначально ориентирована на достижение целей долговременного устойчивого развития, при ее разработке следует особое внимание уделить вопросам, связанным с ***оценкой потенциала воспроизводимых природ-***

---

[94] Цит. по: **Дудников Н., Острягин А**. Качают наш газ, а налоги мимо нас// Российская газета. – 2002. – 9 янв.

ных ресурсов, в том числе и для таких нефтегазодобывающих регионов, как ЯНАО. Иными словами, нужно найти ответ на вопрос о том, в какой мере в ходе дальнейшего развития территории эксплуатация невозобновляемых сырьевых источников может быть замещена использованием элементов воспроизводимых природных ресурсов.

С точки зрения формирования условий и предпосылок (и экономических и тем более, институциональных) долговременного устойчивого развития нефтегазодобывающих территорий можно отметить, что реальные экономические процессы в экономике региона в очень малой степени способствуют их формированию, так как:

1) сохраняется фискальная, не ориентированная на создание условий экономического роста финансово-экономическая политика на общегосударственном уровне (ярким подтверждением тому является то, что введение новой налоговой системы влечет за собой ухудшение финансового положения ведущих добывающих территорий);

2) по-прежнему преобладает (и в определенном смысле – усиливается) дискриминационный характер цен и тарифов по отношению к добывающим территориям. При этом произошел перенос центра тяжести со взаимоотношений на уровне федерация – регион на уровень регион – промышленно-финансовый конгломерат;

3) наблюдается отставание формирования эффективных инструментов государственного регулирования экономических процессов – как на федеральном, так и на региональном уровне.

Таким образом, подводя краткий итог выполненному исследованию по ЯНАО, хотелось бы отметить, что мы не ставим под сомнение возможность достижения заданных в Энергетической стратегии высоких уровней добычи нефти и газа, но правомерно возникает вопрос о подготовленности условий и предпосылок для реализации такого прогноза. К числу таких условий и предпосылок относится прежде всего ***создание благоприятной инвестиционной обстановки как за счет институциональных факторов (гибкой***

налоговой системы, применения соглашений о разделе продукции), так и за счет финансово-экономических и технологических факторов.

Результаты расчетов показывают, что повысить социально-экономическую эффективность освоения и разработки нефтегазовых ресурсов на территории ЯНАО можно ***только на основе системы комплексных и взаимосвязанных шагов, поскольку в целом возрастает роль сбалансированности и обоснованности всех основных решений и шагов в сфере управления ресурсным потенциалом территории.***

Ни один из количественно оцененных факторов, о которых шла речь выше, не может в изолированном виде способствовать росту (или, по крайней мере, стабилизации) доходов населения. Расчеты весьма убедительно показывают, что сама по себе ориентация на стремительный рост добычи углеводородов (прежде всего нефти) не позволяет выйти на желательную динамику показателей социально-экономического развития.

С использованием данной модели получен также социально-экономический прогноз некоторых направлений развития нефтегазового сектора Ханты-Мансийского автономного округа на десятилетний период. Количественные оценки наиболее вероятных сценариев и качественный анализ основных тенденций и возможных управленческих решений выполнены в форме ситуационного анализа совместно с ведущими специалистами подразделений администрации ХМАО, участвующих в выработке и принятии стратегических решений в области:

- формирования долгосрочных программ социально-экономического развития;
- определения источников доходов и направлений расходования бюджетных и других средств;
- разработки и реализации финансовой и инвестиционной политики в автономном округе;
- разработки и реализации мер по защите интересов округа на федеральном уровне (в межбюджетном процессе, в вопросах

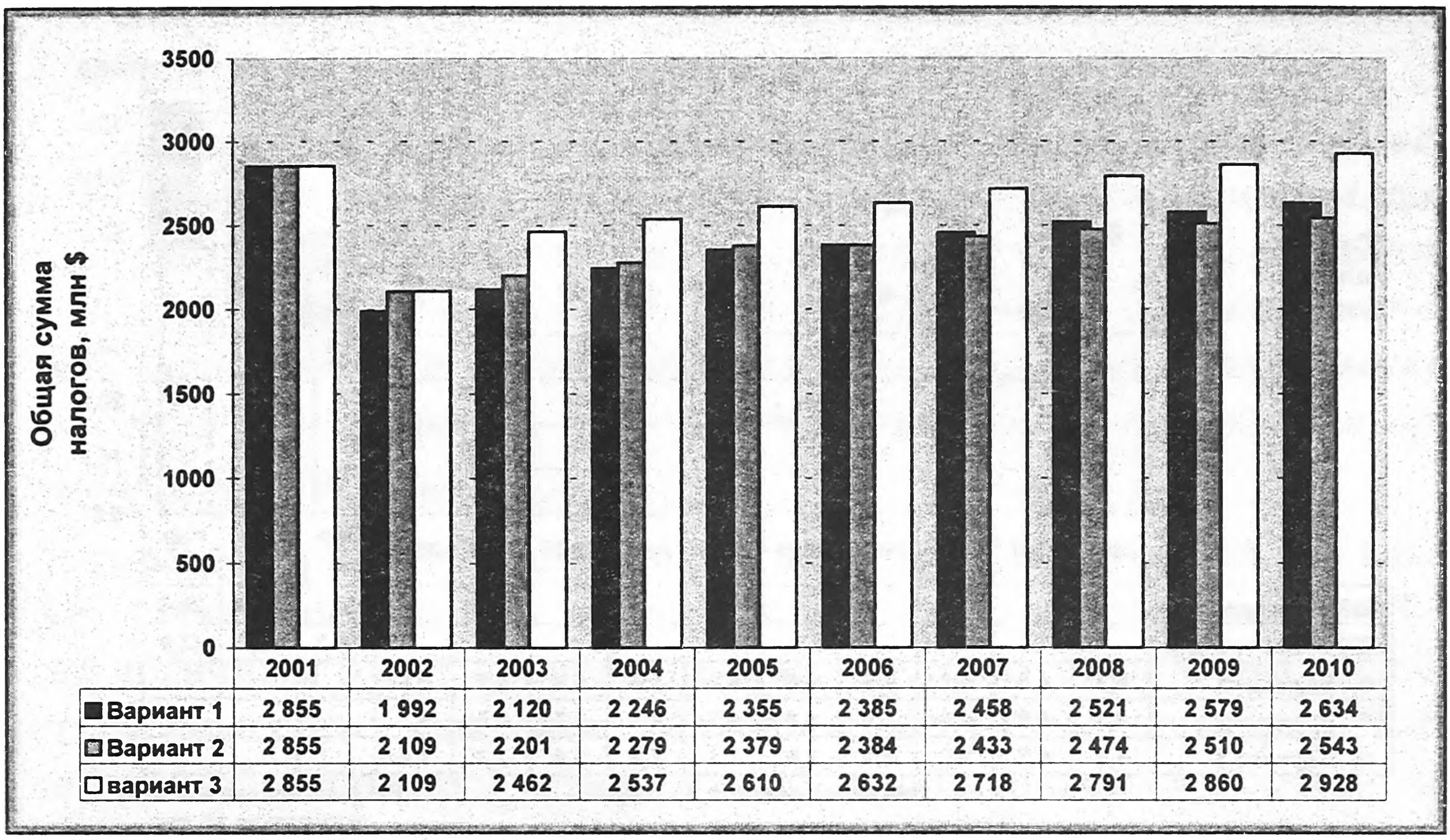
ценообразования, в недропользовании и налогообложении, по проблемам социальной защиты населения и др.);

- регулирования отношений, возникающих в связи с геологическим изучением, использованием и охраной недр;
- регулирования отношений недропользования;
- обоснования программы геологического изучения недр с учетом прогноза социально-экономического развития округа;
- управления государственным фондом недр, пересмотра и корректировки лицензионных соглашений по уровням добычи;
- информатизации и внедрения информационных технологий в систему управления.

Анализ социально-экономических последствий введения новой налоговой системы выполнен при сравнении результатов расчетов по трем вариантам исходных данных. В качестве базы для сравнения принят вариант, в котором экстраполируется действие старой налоговой системы в течение прогнозного периода (вариант 1). Вариант 2 построен с учетом изменений в налогообложении и соответствует новой налоговой схеме. Внешние и внутренние условия функционирования регионального нефтегазового сектора в варианте 3 полностью соответствуют исходным данным варианта 2, за исключением параметров, характеризующих конъюнктуру мирового рынка. В данном варианте предполагается рост мировых цен на нефть.

Как показывают выполненные расчеты, изменения, произошедшие в налоговой системе, существенно влияют на динамику основных социально-экономических показателей развития ХМАО. При переходе к новой системе налогообложения резко сокращаются доходы региона – более чем на 1 млрд долл. только в 2002 г. по сравнению с уровнем 2001 г. (*рис. 13*).

На рис. 14 представлена динамика налоговых поступлений в бюджеты всех уровней от нефтегазового сектора и распределение платежей (в сумме за 10 лет прогнозного периода) между федеральным бюджетом и консолидированным бюджетом ХМАО.



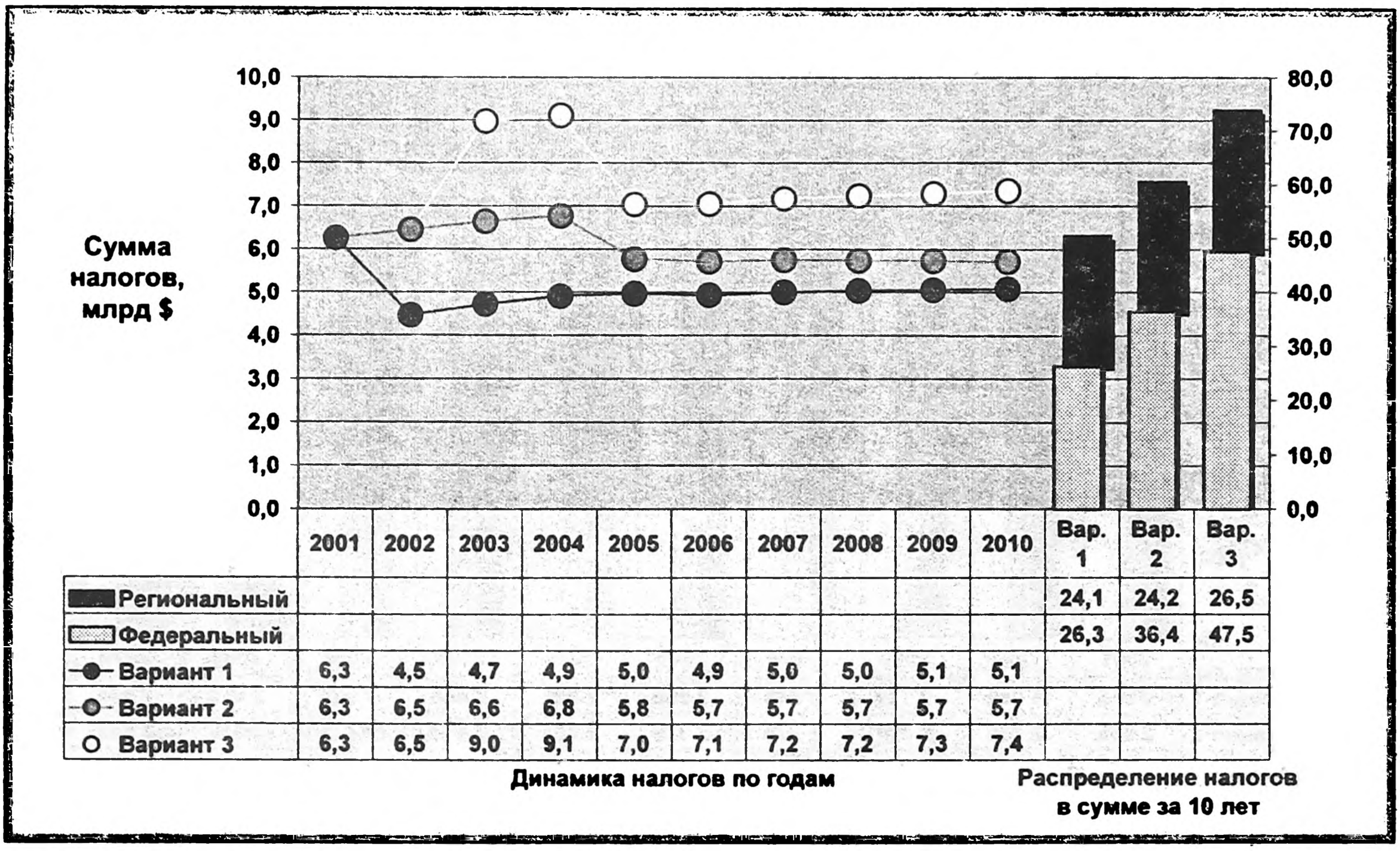
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Вариант 1	2 855	1 992	2 120	2 246	2 355	2 385	2 458	2 521	2 579	2 634
Вариант 2	2 855	2 109	2 201	2 279	2 379	2 384	2 433	2 474	2 510	2 543
вариант 3	2 855	2 109	2 462	2 537	2 610	2 632	2 718	2 791	2 860	2 928

Рис. 13. **Динамика налоговых поступлений в бюджет ХМАО**

Результаты расчетов еще раз подтверждают, что переход к новой системе налогообложения подчинен прежде всего интересам федерального центра.

В результате перехода к новой налоговой системе происходит существенное перераспределение налоговых поступлений от нефтегазового сектора (включая доход от экспорта углеводородов) в пользу федерального центра. Величина и динамика общей массы региональных доходов (при прочих равных условиях) находятся в прямой зависимости от уровня цен реализации на нефть. Ухудшение ценовой конъюнктуры на мировом рынке также обусловливает уменьшение общей массы региональных доходов в базовом варианте прогноза. При старой системе налогообложения на долю федерального центра приходится примерно 52% налоговых доходов нефтегазового сектора (вариант 1), собираемых на территории округа (включая доходы от экспорта углеводородов), а при переходе к новой системе эта доля возрастет до 60% (вариант 2).

При переходе к новой системе налогообложения усиливается налоговая нагрузка на предприятия нефтегазового сектора, особенно в период 2002–2004 гг., когда налог на добычу полезных ископаемых будет взиматься в виде фиксированных платежей с каждой



	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3
Региональный											24,1	24,2	26,5
Федеральный											26,3	36,4	47,5
Вариант 1	6,3	4,5	4,7	4,9	5,0	4,9	5,0	5,0	5,1	5,1			
Вариант 2	6,3	6,5	6,6	6,8	5,8	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7			
Вариант 3	6,3	6,5	9,0	9,1	7,0	7,1	7,2	7,2	7,3	7,4			

Динамика налогов по годам

Распределение налогов в сумме за 10 лет

Рис. 14. **Динамика и межбюджетное распределение налогов, собранных на территории ХМАО**

тонны добытой нефти. Таким образом, падение цен на нефть и новая налоговая система создают серьезные проблемы не только для ХМАО, но и для предприятий регионального нефтегазового комплекса. С учетом высокой вероятности возникновения неблагоприятных тенденций в развитии нефтегазового сектора и социально-экономической системы региона (особенно в условиях низких мировых цен на нефть) представляется необходимым оценить возможные меры, направленные на нейтрализацию указанных тенденций.

Эффективность и в конечном счете социально-экономическая результативность функционирования нефтегазового сектора зависит от множества факторов. Наиболее значимыми из них являются, пожалуй, факторы, связанные с принципами ценообразования и динамикой производственных издержек. Так, интересными для анализа представляются сценарии, направленные на выявление условий, позволяющих компенсировать потери регионального бюджета. В связи с этим были также рассмотрены и проанализированы сценарии, связанные с изменением: 1) издержек производства

(их сокращением); 2) структуры экономики ХМАО (с развитием альтернативных секторов экономики).

Проведенный анализ позволил сформулировать следующий ***основной вывод***: хотя ХМАО и является нефтегазовым регионом, доходы которого в основном складываются за счет добычи нефти, однако ***одним из главных приоритетов региональной экономической политики следует считать диверсификацию экономики округа и ослабление ее зависимости от функционирования добывающих отраслей***.

В рамках рассмотренных сценариев для ЯНАО и ХМАО в каждом случае оценивалось действие какого-либо одного фактора. Далее логичным будет проведение аналитических оценок взаимодействия различных факторов. Можно привести ряд примеров. Так, действие фактора продуктивности должно оцениваться в сочетании с фактором издержек, поскольку внедрение технологических новшеств сопряжено с дополнительными затратами (повышением номинальных показателей текущих и капитальных затрат на добычу нефти). Фактор дополнительных доходов от диверсификации экономики должен сочетаться с фактором расходов (в том числе бюджетных) на создание новых рабочих мест в альтернативных секторах экономики. Факторы налогообложения должны сочетаться с факторами привлечения (или оттока) инвестиций из внешних источников и т.д. и т.п.

На основе анализа результатов прогнозных расчетов в первом приближении можно определить и перечень управляющих воздействий, направленных на реализацию сформулированных гипотез.

1. В отношении ***внешних факторов***, в частности изменения режима налогообложения и принципов ценообразования, основные инструменты воздействия обусловливаются правами региона как субъекта Российской Федерации. Это прежде всего право законодательной инициативы, которое должно быть использовано в целях совершенствования действующей нормативно-правовой базы, регулирующей отношения в сфере недропользования, режимы налогообложения и правила корпоративного поведения.

2. Что касается ***внутренних факторов***, то в данном случае на первый план выходят инструменты региональной налоговой, бюджетно-финансовой, инвестиционной и лицензионной (в сфере недропользования) политики. Так, почти любые шаги, направленные на сокращение реальных издержек производства в добывающем секторе экономики (за счет технологического обновления), и диверсификационные меры могут быть подкреплены льготным налогообложением (в пределах налоговой компетенции региона). Для этого же могут быть задействованы различные инструменты инвестиционной политики, включая прямое бюджетное финансирование, предоставление бюджетных инвестиционных кредитов (в том числе льготных) и бюджетных гарантий инвесторам.
3. Особая роль, по-видимому, должна быть отведена лицензионной политике в сфере недропользования. Любое лицензионное соглашение должно рассматриваться прежде всего как инструмент реализации региональных интересов. Условия новых и существующих (в случае пересмотра) лицензионных соглашений должны предусматривать определенный приоритет тем компаниям-недропользователям, которые предлагают обоснованные проекты освоения месторождений и участков недр, обеспечивающие максимальный рост региональных доходов за счет различных благоприятных факторов (технологических, затратных, диверсификационных и др.).

Представленные результаты расчетов, по нашему мнению, могут служить определенным количественным обоснованием ряда практических мер и шагов в сфере подготовки и принятия решений по управлению ресурсами углеводородного сырья на региональном уровне. Стратегические направления деятельности здесь известны:

- формирование развитой, гибкой и вместе с тем стабильной в своей основе системы норм и правил, регулирующих все стадии процесса использования минерально-сырьевых ресурсов;
- создание системы управления минерально-сырьевым потенциалом территории (как на федеральном, так и на региональном уровне);

- кадровое обеспечение процессов управления использованием природно-ресурсного потенциала.

Кроме того, значительный практический интерес представляет применение разработанного инструментария и предложенных методов анализа в системе обучения и повышения профессионального уровня ведущих специалистов органов государственной власти, взаимодействующих с нефтяными и газовыми компаниями: работников региональных администраций и правительств, членов законодательных собраний, геологических комитетов, руководителей структурных подразделений федеральных министерств и ведомств, а также их территориальных органов и др.

Заключение

На наш взгляд (и этим продиктовано наше желание представить данную работу на суд научной общественности) выход из ситуации, складывающейся в нефтегазовом секторе российской экономики, видится только в формировании, совершенствовании и развитии такой институциональной среды, которая в достаточно полной мере учитывала бы особенности эволюции активов. При этом система государственного регулирования является ядром данной институциональной структуры. Немаловажно и то, что нефтегазовый сектор России имеет «родимые пятна» прежней экономической системы, и это обстоятельство также накладывает особый отпечаток на создание комплекса регулирующих воздействий.

Учет специфических особенностей эволюции активов нефтегазового сектора не имеет ничего общего с чисто фискальным и ориентированным на достижение краткосрочного финансового результата подходом. В то же время система государственного регулирования нефтегазового сектора экономики является неотъемлемой частью системы государственного регулирования экономики страны в целом. В связи с этим вызывают недоумение оценки и противопоставления «сырьевой» и «технологически ориентированной» государственной экономической политики. Современная ситуация в целом ряде стран мира убедительно свидетельствует о том, что

поиск, разведка, добыча и, тем более, переработка углеводородов – сферы деятельности, связанные с применением самых высоких и сложных технологий. Только современные высокие технологии позволяют регионам и странам, находящимся на стадии высокой зрелости (и тем более пост зрелости) обеспечивать высокую конкурентоспособность и национальной экономики и нефтегазового сектора. К сожалению, при отсутствии эволюционного подхода в деле формирования системы государственного регулирования нефтегазового сектора, как правило, современные высокие технологии не получают необходимого распространения. Результатом являются снижение экономической эффективности, стагнация и развитие ситуации по отмеченному выше инерционному сценарию.

Формирование, становление и развитие эволюционного подхода в практике регулирования нефтегазового сектора экономики связаны с решением большого круга проблем и задач – как научного свойства, так и организационного и чисто функционального. Определенную часть проблем мы отметили при рассмотрении отдельных элементов системы государственного регулирования. К числу ***общих проблем***, на наш взгляд, относятся:

- исследование границ применения тех или иных форм и методов государственного регулирования нефтегазового сектора. В частности экономическая сторона анализа данной проблемы связана с оценкой рассмотренных выше различных видов трансакционных издержек;
- формирование систем, обеспечивающих мониторинг происходящих в нефтегазовом секторе и России, и Сибири экономических процессов (к сожалению, обеспеченность подобных исследований данными государственной статистики крайне недостаточна и при этом они отнесены к категории коммерческой тайны). Подготовка и принятие принципиальных решений, связанных с реформированием нефтегазового сектора, нуждаются как в качественной, так и в количественной оценке возможных последствий;
- более корректная и точная оценка эффективности различных типов организационных структур в рамках нефтегазового

сектора на различных этапах эволюции нефтегазовых провинций.

К числу ***организационных проблем*** следует отнести многоаспектный и многопрофильный характер изучения эволюции системы государственного регулирования, что предполагает взаимодействие и координацию исследовательских, государственных и коммерческих организаций самого разнообразного профиля. Для этого нужны устойчивые связи и контакты с соответствующими органами исполнительной власти на местах, координация работы с другими научно-исследовательскими подразделениями и организациями (и не только в рамках РАН).

Важным направлением является учебно-методическая работа, а именно, подготовка специалистов в области государственного управления минерально-сырьевыми ресурсами.

В основе применения эволюционного подхода – обеспечение комплексного и взаимосвязанного характера проводимых изменений и преобразований. При этом невозможно формирование эффективной системы управления нефтегазовыми ресурсами без создания и развития процедур согласования интересов всех основных участвующих сторон, включая и компании самого разного уровня.

Содержание

Предисловие 3

1. Государственное регулирование и эволюционный подход к изучению экономических процессов 5

1.1. Государственное регулирование экономики .....–

1.2. Эволюционный подход к анализу, оценке и выбору направлений развития экономических объектов 6

1.3. Трансакционные издержки – один из ключевых элементов анализа и объяснения эволюции экономических процессов..... 10

1.4. Общая схема эволюционного процесса в рамках институционально-эволюционного подхода 11

2. Государственное регулирование нефтегазового сектора и направления его эволюции 14

2.1. Особенности государственного воздействия на нефтегазовый сектор экономики..... –

2.2. Основные формы государственного регулирования нефтегазового сектора и направления их «естественной» эволюции..... 17

3. Динамика нефтегазовых провинций – основа эволюции форм государственного регулирования нефтегазового сектора 23

4. Динамика экономической ренты в условиях «естественной» эволюции нефтегазовой провинции..... 29

5. «Естественная» эволюция форм государственного регулирования нефтегазового сектора..... 34

5.1. Лицензионная политика..... –

5.2. Налоговая политика 37

5.3. Регулирование структуры нефтегазового сектора 42

6. Особенности формирования системы государственного регулирования в условиях переходной экономики 45

7. Методические основы оценки общественной целесообразности направлений формирования нового регулирующего механизма в нефтегазовом секторе 50

7.1. Прозрачность формирования экономической ренты ..... –

7.2. Особенности формирования ренты в условиях переходной экономики 51
7.3. Подход к оценке общественной целесообразности направлений формирования нового регулирующего механизма в нефтегазовом секторе..... 56
8. Динамика нефтегазовых провинций в России: нарастание степени зрелости 59
9. Проблемы формирования новой системы государственного регулирования нефтегазового сектора в России 65
9.1. Направленность и особенности формирования лицензионной политики..... 67
9.2. Налоговая политика: доминирование фискальных целей и приоритетов 80
9.3. Особенности организационной структуры нефтегазового сектора России 84
10. Система налогообложения: адекватность или управленческая простота? 99
10.1. Попытки повышения степени адекватности системы налогообложения до 2001 г. ..... –
10.2. Попытки дифференциации налогообложения (на федеральном уровне)..... 102
10.3. Попытки дифференциации налогообложения (на региональном уровне) 104
10.4. Изменения в системе налогообложения в 2001 г.: простота и управленческая прозрачность взамен адекватности 106
11. Насколько эффективна российская система государственного регулирования нефтегазового сектора?..... 120
12. От анализа и обобщения к оценке сценариев при различных системах государственного регулирования 131
Заключение 163

Доп. план
СО РАН 2002 г.

Научное издание

Крюков Валерий Анатольевич – д.э.н.,
зав. сектором «Экономические проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса», ИЭиОПП СО РАН,
г. Новосибирск, тел.: + 383 2 30 09 62;

Севастьянова Анастасия Егоровна – к.э.н.,
ведущий научный сотрудник;

Токарев Анатолий Николаевич – к.э.н.,
старший научный сотрудник;

Шмат Владимир Витальевич – к.э.н.,
старший научный сотрудник.

Редактор Е.Б. Артемова
Оригинал-макет подготовлен авторами
Дизайн и компьютерная верстка В.В. Шмата

Подписано к печати 24.06.2002 г. Формат бумаги 60x84 1/16.
Объем 10,75 п.л. Уч.-изд. л. 10. Тираж 350 экз. Заказ № 115.
ИД №03575 19.12.2000 г.
ПД №12-0127 25.07.2001 г.

Издательство Института экономики и организации промышленного производства СО РАН.
630090, Новосибирск, пр. Академика Лаврентьева, 17.
Отпечатано на участке оперативной полиграфии ИЭиОПП СО РАН