

Валерий КРЮКОВ

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

ПРОБЛЕМЫ
И НАПРАВЛЕНИЯ
ТРАНСФОРМАЦИИ



РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ И ОРГАНИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

В. А. КРЮКОВ

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА: ПРОБЛЕМЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ

Ответственный редактор
академик РАН *В. В. Кулешов*

Новосибирск
Издательство ИЭиОПП СО РАН
1998 г.

ББК У9(2)305.653
К 856

**К 856 Институциональная структура нефтегазового сектора:
проблемы и направления трансформации/ В. А. Крюков,
Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1998. – 280 с.**

ISBN 5-89665-040-X

ИК 61 Г (03)

В книге рассматриваются вопросы изменения норм и правил (институтов), регулирующих функционирование и развитие нефтегазового сектора, во взаимосвязи с изменением его организационной структуры. Представлены основные направления институциональных изменений в нефтегазовом секторе в различных странах мира. Основное внимание уделено анализу институциональных преобразований в нефтегазовом секторе экономики России во второй половине 80 – 90-х годов не только изменению форм собственности и формированию новых организационных структур, но и направлениям формирования регулирующего механизма и новой роли государства. Детально рассмотрены преобразования на уровне отдельных крупнейших компаний (включая РАО «Газпром»).

Книга предназначена для специалистов по проблемам управления топливно-энергетическим комплексом, а также для всех тех, кто изучает экономические проблемы переходного периода.

Утверждено к печати
Институтом экономики и организации промышленного производства СО РАН

*Издание осуществлено при финансовой поддержке
Российского фонда фундаментальных исследований
(Проект № 97-06-87054)*

ISBN 5-89665-040-X

© Крюков В. А., 1998 г.
© ИЭиОПП СО РАН, 1998 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Динамика экономики определяется интересами (мотивами поведения) ее субъектов. Появление на сцене экономики России принципиально новых хозяйствующих субъектов (агентов) привело к изменению как самих экономических институтов (правил, определяющих взаимодействия хозяйственных единиц), так и форм взаимодействия и организационной структуры как экономики в целом, так и отдельных ее субъектов.

Поиск эффективных форм взаимодействия хозяйственных единиц и их организационной структуры является непрямым атрибутом экономического развития. С ростом экономического потенциала в условиях централизованной экономики СССР также происходил поиск форм перехода от правил вертикальной координации к правилам горизонтальной координации, проводилось изменение организационных структур взаимодействия (совнархозы, хозрасчет, НПО и т. п.). Однако прежние формы организации общественного производства оказались не в состоянии обеспечить этот процесс. Тем более важно в условиях новых общественных отношений современной России исследовать проблемы социального и экономического развития институциональных аспектов, что даст возможность не только определить реальную картину происходящих процессов, но и прогнозировать развитие в будущем.

Исследованию институциональных изменений в базовых отраслях экономики Сибири – ее нефтегазового сектора – и посвящена настоящая монография. Институциональные изменения, наряду с технологическими, относятся к базовым условиям социально-экономического развития, поэтому удачное сочетание в работе институционального анализа с классическим экономическим анализом, основанным на прослеживании технологических изменений, позволяет получить более емкие характеристики исследуемых процессов.

Институциональная теория, в частности, позволяет удовлетворительным образом объяснить: причины и факторы, определяющие эффективные границы развития отдельных экономических агентов; роль и место государства в экономических процессах (не только регулирование рынка, но и обеспечение принуждения к выполнению норм и правил с наименьшими для общества издержками); эволюцию контрактных форм взаимодействия хозяйственных единиц, в частности форм и рамок вертикальной интеграции экономически взаимосвязанных видов хозяйственной деятельности.

Взаимосвязь и взаимозависимость трех факторов: «институты (правила или ограничительные рамки) – формы взаимодействия хозяйственных единиц – организационная структура (организации)» – и составляет суть институциональных преобразований не только в экономике в целом, но и в отдельных ее секторах и регионах.

Важным является то обстоятельство, что становление института частной собственности неразрывно связано со становлением и соответствующей системы контролирующих институтов. Несомненно, что потребуется достаточно длительное время для создания полной и эффективной системы отмеченных выше институтов. Становление новых принципов и правил взаимодействия хозяйственных единиц и новой организационной структуры должно вести в конечном счете к созданию условий экономического роста и роста общественного благосостояния. В случае неудачи – формирование неэффективной институциональной структуры, когда созданные институты будут направлены не на обеспечение экономического роста и общественного благосостояния, а на перераспределение ранее созданного и накопленного общественного богатства. В последнем случае поведение хозяйствующих субъектов может быть охарактеризовано как «ренто-ориентированное» (rent-seeking), направленное на получение части ранее созданного общественного богатства. И дело не только в неполноте сформированной системы, но и в нарушении определенной последовательности формирования ее элементов во времени.

Наиболее характерный пример институциональных преобразований в настоящее время – формирование института частной собственности. Значительное отставание в формировании институтов, связанных с ожиданиями экономических агентов, отставание в определении и оформлении новой роли государства в экономической жизни (взамен имевшего место ранее прямого участия в хозяйственной деятельности) – все это определяет и эффективность развития общественного производства в настоящее время.

В наиболее общем случае институциональные преобразования – либо в рамках отдельной страны, либо в рамках отдельного сектора экономики – включают в себя следующие основные этапы: разработку законодательных рамок, реструктурирование экономики (либо отдельного сектора или отрасли промышленности), корпоратизацию, коммерциализацию. Приватизация же является лишь одной из возможных форм этого процесса, но не его целью.

В настоящей монографии на примере базовых отраслей экономики Сибири исследуется динамика процессов институциональных преобразований от централизованной экономики к рыночной. Дается анализ процессов, причем, что особенно важно, автор концентрирует свое внимание не столько на выявлении их недостатков, сколько на выработке рекомендаций по их совершенствованию, основываясь на анализе международного опыта и прогнозировании динамики институциональных преобразований.

Академик В. В. Кулешов

ВВЕДЕНИЕ

В течение последних десяти лет в России предпринимаются попытки сформировать условия и предпосылки для обеспечения экономического развития и роста за счет изменения правил взаимодействия всех «актеров» экономической жизни. При этом изменение принципов и правил взаимодействия затрагивает не только формы взаимоотношений в процессе хозяйственной деятельности, но и сами основополагающие взаимоотношения, связанные с владением, пользованием и распоряжением различными видами активов. Столь глубокие изменения затрагивают все сферы экономической жизни (и более того – все сферы общественной жизни). За изменением принципов и правил взаимодействия хозяйственных единиц следует изменение форм их организации и организационной структуры экономики и отдельных ее секторов.

За истекшие годы изменения затронули все сферы экономической жизни и все сектора экономики – одни в большей степени, другие в меньшей. На степень произошедших в том или ином секторе изменений повлияли многочисленные специфические факторы и условия – как чисто экономические, так и общественно-политические и, в значительной мере, исторические.

Среди всех секторов российской экономики особую роль и значение имеет нефтегазовый сектор, объединяющий звенья взаимосвязанного технологического цикла – от разведки и поиска ресурсов углеводородного сырья (нефти и природного газа и их производных) до реализации потребителям продуктов первичной переработки. Значимость данного сектора определяется не только ролью углеводородов в решении энергетических проблем страны (и в обеспечении тем самым основ экономического суверенитета), но и уникальной способностью нефтегазового сектора аккумулировать финансовые ресурсы – на цели не только решения собственных экономических проблем, но и инвестирования в экономику страны.

Поэтому не случайно проблемы трансформации нефтегазового сектора, изменения принципов и правил его функционирования, изменения системы взаимодействия хозяйственных единиц и отражения данных изменений в его организационной структуре, изменения форм участия государства в секторе оказались (и находятся до настоящего времени) в центре дискуссий о путях и направлениях проведения экономических реформ в России.

При этом в основе проведения реформ в нефтегазовом секторе России оказались прежде всего направления, связанные с изменением его организационной структуры – с формированием вертикально-интегрированных компаний и крупных финансово-промышленных альянсов, обеспечивающих осуществление всего технологического процесса в рамках единой собственности. Наряду с формированием крупных энергетических компаний акцент также был сделан на проведении ускоренной приватизации активов в нефтяном субсекторе. Именно по этой причине, как представляется автору, в специализированной российской литературе последних лет по проблемам реформирования нефтегазового сектора¹ исключительное внимание уделено проблемам формирования, становления и развития вертикально-интегрированных компаний. Другим направлениям реформирования – таким как формирование новой регулирующей роли государства, формирование и поддержание конкурентной среды, и не только в рамках страны, но и в рамках отдельных региональных рынков, отдельных субсекторов и топливно-энергетического комплекса в

¹ **Алекперов В. Ю.** Вертикально-интегрированные нефтяные компании России (Методология формирования и реализации). – М., 1996. – 292 с.; **Шагиев Р. Р.** Интегрированные нефтегазовые компании. – М.: Наука, 1996. – 303 с.

целом (между различными видами энергоресурсов) – было уделено значительно меньше внимания.

Очень важным аспектом проведения реформ как в экономике в целом, так и в рамках любого ее сектора (включая и нефтегазовый) является не только определение структурных элементов процесса изменений – таких как формирование вертикально-интегрированных компаний, изменение статуса собственности, форм и методов государственного регулирования, изменение соотношений цен и др., но и рассмотрение и оценка динамических аспектов преобразований как с точки зрения связи во времени различных структурных элементов (порядка их следования и взаимного влияния), так и с точки зрения собственно временной динамики преобразований.

В этой связи предлагаемая вниманию читателя книга прежде всего посвящена рассмотрению и анализу проблем и направлений реформирования нефтегазового сектора.

Автором предпринята попытка сформулировать основные проблемы, связанные с трансформацией институциональной структуры нефтегазового сектора; определить основные факторы и условия, влияющие на динамику трансформации институциональной структуры; рассмотреть и проанализировать динамику институциональной структуры нефтегазового сектора России со второй половины 80-х гг. по 1998 г.; рассмотреть возможную динамику институциональной структуры в предстоящие годы. Направления трансформации как экономики в целом, так и отдельных ее секторов определяются не только текущими (современными) причинами и обстоятельствами, но и, как правило, основываются на предыстории развития. В этой связи в книге рассмотрены основные особенности формирования институциональной структуры нефтегазового сектора экономики в рамках системы централизованного планирования и управления.

Теоретической основой анализа и рассмотрения проблем реформирования (трансформации) нефтегазового сектора является теория экономических институтов. Основы данной теории разработаны такими исследователями, как Р. Коуз, О. Уильямсон, Д. Норт, Дж. Ходсон, М. Олсон, П. Мюррел и ряд других.

В самые последние годы в России также стали проводиться исследования, связанные с осмыслением проблем трансформации экономики в рамках данной теории. Следует отметить работы А. Нестеренко, В. Тамбовцева, В. Волконского, А. Шаститко и др.

Институциональная теория позволяет связать воедино рассмотрение таких проблем, как изменение основополагающих правил взаимоотношений в обществе (в том числе и взаимодействие хозяйственных единиц) и изменение организационной структуры (цель которой – структурирование данных взаимодействий). В отличие от традиционного (классического) анализа организационной динамики институциональная теория принимает во внимание не только производственно-технологические факторы, но и условия, связанные с осуществлением различных форм экономического взаимодействия хозяйственных единиц (важнейшим направлением организационной динамики в этом случае является минимизация издержек, связанных с взаимодействием хозяйственных единиц, – так называемых трансакционных издержек). Такое расширение рамок анализа позволяет приблизить к реальности анализ процессов изменения организационной структуры. При этом не только институты определяют состав и структуру организаций, но и, наоборот, организации оказывают значительное воздействие на формирование институтов. Причем введение в рассмотрение и анализ понятия трансакционных издержек позволяет глубже рассмотреть и проанализировать динамику организационной структуры и по-иному подойти к анализу динамики самих институтов.

Среди прикладных результатов институциональной теории чрезвычайно важны такие как преодоление односторонности в объяснении процессов вертикальной интеграции – как процессов, связанных только с технологическими факторами и условиями; включение затрат (издержек) по обеспечению прав и принуждению к их исполнению в состав трансакционных издержек; обоснование определяющей роли относительных цен (или предпочтений) в изменении экономических институтов.

Данные прикладные результаты имеют чрезвычайно важное значение с точки зрения предмета настоящей книги – они позволяют подойти к экономическому анализу факторов и условий, определяющих формирование вертикально-интегрированных компаний и достижение ими экономически целесообразных границ. Понимание важности формального контроля за соблюдением прав собственности дает возможность подойти к оценке и

определению роли государства в рамках, в частности, нефтегазового сектора. Признание определяющей роли ценовых изменений позволяет по-новому оценить значение реформы ценообразования в реформировании нефтегазового сектора. В частности, как показано в этой книге, неизменность механизмов ценообразования в газовом субсекторе экономики России в течение 1991–1997 гг. неизбежно повлекла за собой сохранение прежней системы экономических институтов.

Вместе с тем необходимо иметь в виду, что в значительной мере теория эконо-мических институтов разработана и в полной мере применима к устойчиво функционирующей экономике, где процессы институциональных изменений носят инкрементарный (по Д. Норт), т. е. непрерывный, характер и определяются возрастающей отдачей в сочетании с несовершенством рынков.

Важнейшей особенностью трансформационных процессов, имевших место в 90-е гг. в экономике России вообще и в нефтегазовом секторе страны в частности, является их дискретный характер, определяемый резкими радикальными изменениями в формальных правилах и, следовательно, экономических институтах. Дискретное установление новых формальных правил и ограничений имеет свою значительную специфику и особенности. В основе его лежит не только процесс накопления изменений и сопоставление полных издержек (производственных и трансакционных), но прежде всего экономическая политика, направленная на формирование новых ценовых пропорций и новой системы предпочтений. Данный процесс наиболее полно исследован Я. Корнаи в рамках изучения процесса ужесточения так называемых бюджетных ограничений.

Поэтому, как представляется автору настоящей книги, трансформация институциональной структуры нефтегазового сектора экономики России в конце 80-х –первой половине 90-х гг. включает в себя два взаимопереплетающихся процесса – процесс дискретных изменений, связанных с формированием новой системы формальных правил (институтов), и процесс ужесточения бюджетных ограничений (т. е. формирования новой системы относительных цен и предпочтений).

Незавершенность процесса дискретных преобразований либо нарушение последовательности начальных этапов трансформации институциональной структуры неизбежно ведут к формированию неэффективных (с точки зрения роста общественного благосостояния) экономических институтов и присущей им организационной структуры. В частности, в условиях России это нашло отражение в резком возрастании объема трансакций, связанных с перераспределением ранее накопленного производственного и экономического потенциала, а также с формированием значительного (как по количеству оперирующих хозяйственных единиц, так и по объему оборота) сегмента рынка, осуществляющего использование активов компаний с формальным государственным участием.

Структура книги построена таким образом, чтобы дать читателю аргументированное представление об очерченном выше круге проблем и возможных направлений их решения (там, где автор смог их сформулировать).

В части I рассматриваются основные понятия теории экономических институтов и институциональной динамики. Разделяются так называемые естественная динамика институциональной системы (в рамках процесса непрерывных изменений) и индуцированная динамика (дискретная, вызванная радикальными изменениями). Рассматриваются современные особенности институциональной структуры – прежде всего формы взаимодействия хозяйственных единиц и организационной структуры – нефтегазового сектора в различных странах мира. Особое внимание уделено роли государства и формам государственного участия в нефтегазовом секторе, направленным на обеспечение контроля за соблюдением контрактных условий и поддержание эффективной производственной структуры. Важнейшей особенностью системы институтов нефтегазового сектора является существенная роль норм и правил, связанных с предоставлением прав на пользование недрами – при отсутствии эффективного контроля со стороны государства может иметь место монополия на природные ресурсы, которая будет способствовать сохранению неэффективной институциональной системы.

Организационная структура нефтегазового сектора формируется под воздействием не только собственно экономических норм и правил, но и под значительным влиянием

особенностей активов сектора (их технико-технологической структуры). Данные особенности определяют, в свою очередь, особенности организационной структуры нефтяного и газового субсекторов в рамках нефтегазового сектора.

В части II рассмотрена динамика институциональной структуры нефтегазового сектора России. Дан обобщенный анализ динамики институциональной структуры нефтегазового сектора в рамках системы централизованного планирования и управления. Показан ограниченный характер динамики при условии практически неизменной системы институтов и стремлении обеспечивать возрастание эффективности (отдачи) только за счет изменения организационной структуры сектора. Также показано, что попытки изменения ценовых пропорций (особенно на рубеже 60–70-х гг.) с неизбежностью вызвали необходимость изменения и системы институтов. Разрыв единства взаимосвязи и взаимозависимости «институты – формы экономического взаимодействия – организационные структуры» привел к необходимости дискретного изменения институциональной структуры в конце 80 – начале 90-х гг.

Проанализирована динамика институциональной структуры нефтяного субсектора во второй половине 90-х гг. – прежде всего с точки зрения временного соотношения различных этапов трансформации. Особое внимание уделено проблеме реформирования системы ценообразования (изменения ценовых пропорций) и влияния данного процесса на экономическое поведение компаний нефтяного субсектора.

В части III отражены процессы разгосударствления и приватизации нефтяного субсектора, а также формирования новой системы взаимосвязей по линии «нефтяные компании – коммерческие банки». Роль банков и других финансовых институтов рассмотрена с точки зрения преодоления инсайдерского контроля при отсутствии (или значительной слабости) во внешней (по отношению к нефтяному субсектору) системе контролирующих институтов.

Показано, что изменение отношений собственности государственных предприятий и формирование на их основе вертикально-интегрированных компаний составляло (и составляет) основное направление трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора России. При этом формированию конкурентной высокоэффективной среды за счет создания новых компаний в рамках сектора было уделено значительно меньше внимания.

Формирование крупных вертикально-интегрированных компаний рассмотрено также с точки зрения формирования конкурентных рынков в добыче, переработке и реализации продукции нефтепереработки.

В части IV детально рассмотрены проблемы трансформации институциональной структуры газового субсектора. Проанализированы сложившаяся в данном субсекторе структура активов, основные экономические и финансовые инструменты трансформации субсектора и формирования коммерческой компании РАО «Газпром» на базе структур государственного управления газовой промышленностью (имевших место в рамках системы централизованного планирования и управления экономикой).

Особое внимание уделено ценовой политике в рамках субсектора и ее связи с формированием системы экономических институтов. Рассмотрена взаимосвязь изменения принципов ценообразования с формированием новых форм взаимодействия по линии «производитель – покупатель природного газа». В этой связи показана определяющая роль формального контроля в создании прозрачной системы финансово-экономических расчетов в рамках субсектора.

Проанализированы направления государственной программы реструктурирования естественных монополий в газовом субсекторе с точки зрения формирования эффективной организационной структуры в рамках субсектора.

В заключении вниманию читателя предложены основные выводы и соображения, вытекающие из рассмотрения и анализа динамики институциональной структуры нефтегазового сектора российской экономики.

Представленные на страницах книги соображения, оценки и выводы отражают результаты исследований, которые проводились автором в течение ряда лет.

Выполнение столь широких по охвату проблематики исследований было бы просто невозможно без заинтересованного участия и поддержки со стороны коллег и единомышленников.

Начальный этап исследований был выполнен автором в 1993–1994 гг. в рамках проекта международного научного сотрудничества под эгидой **Норвежского Фонда в области науки и образования (NAVF – Norwegian Council on Science and Humanities)**. Автор выражает свою искреннюю благодарность и признательность норвежскому коллеге **Арильду Мое** за активное и заинтересованное участие в обсуждении направлений изменения организационной структуры нефтегазового сектора российской экономики.

На заключительном этапе исследований – завершения собственно книги и ее издания – неоценимой оказалась поддержка **Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ)**, который счел возможным профинансировать (несмотря на тяжелое положение с финансированием науки и научной деятельности) издание представляемой вниманию читателя книги.

Основная часть исследований выполнялась автором как в инициативном порядке, так и в рамках выполнения программы научно-исследовательских работ в **Институте экономики и организации промышленного производства СО РАН**, а также выполнения исследовательских работ для различных организаций – как компаний нефтегазового сектора, так и органов законодательной и исполнительной власти (федерального и регионального уровня).

Исследования выполнялись в коллективе сектора «**Экономические проблемы развития Западно-Сибирского нефтегазового комплекса**». Поэтому слова самой глубокой признательности и благодарности коллегам по сектору – **Л. А. Андреевой, В. И. Константинову, А. Е. Севастьяновой, А. Н. Токареву и В. В. Шмату**. Без их помощи, заинтересованного участия и поддержки данная работа навряд ли была бы закончена.

Неоценимую помощь при обсуждении отдельных вопросов и проблем автору оказали коллеги, реально участвующие в процессах трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики России и отдельных ее регионов, – **С. В. Гмызин, В. И. Карасев, Ю. Д. Лаптев, Ю. К. Шафраник**.

Динамизм процессов институциональных преобразований в нефтегазовом секторе экономики России – особенно в 1992–1994 гг. – очень часто требовал участия автора в различных событиях в непосредственно нефтедобывающих районах Западной и Восточной Сибири, в других городах и местах России, в других странах. Все это было связано с многочисленными поездками и многими днями вне дома – вдали от родных и близких. Поэтому искренние слова благодарности в адрес самых близких автору людей – **жены Натальи, сына Якова и дочери Елены** – за их понимание и терпение.

Валерий КРЮКОВ

Новосибирск, 1998 г.

Любая экономическая система предполагает наличие не только хозяйствующих субъектов, но и норм и правил (ограничительных рамок), регулирующих взаимоотношения между данными субъектами, – как формальных, так и неформальных. При этом реализация тех или иных норм и правил происходит в современном обществе не автоматически, а при наличии контроля с третьей стороны, в роли которой, как правило, выступает государство.

В совокупности правила (ограничительные рамки), формы взаимодействия хозяйственных единиц и организационная структура (совокупность организаций) составляют институциональную структуру экономической системы.

Рассмотрению всех отмеченных выше (и многих других) аспектов институциональной структуры социально-экономических систем посвящено большое число исследований. Рассмотрение даже основных теоретических проблем и подходов потребовало бы не одного специального исследования и в нашу задачу не входит.

Роль и значение институциональных аспектов экономики, например, весьма красноречиво охарактеризована американским исследователем **М. Олсоном**: *«...весьма значительные различия в экономическом состоянии имеют место не по причине различий объемов инвестиций или других ресурсов, доступных для различных стран... Экономически преуспевающие страны имеют всегда совершенно другие институты – различные правовые и организационные рамки – и другую экономическую политику, чем те страны, которые терпят неудачу в экономическом развитии... Качество институциональной системы страны принципиальным образом определяет ее экономическое состояние»* (Olson, 1994 [1]).

Отечественных работ по изучению собственно проблем институционализма и институциональной структуры экономики России не так много. До начала 90-х гг. основные работы отечественных исследователей были направлены на изучение преимущественно американского институционализма – работы **Р. И. Капелюшникова** (Капелюшников, 1999 [2]) и **К. Б. Козловой** (Козлова, 1987 [3]).

С началом движения экономики России по пути рыночно-ориентированных преобразований стали широко развиваться исследования по рассмотрению проблем формирования новой институциональной структуры и в отечественной экономике. Из работ этого направления следует отметить работы **В. Кочеврина** и **И. Филаточева** (Kochevrin, Filatochev, Bradshaw, 1994 [4]); **В. Цапелика** (Capelik, 1994 [5]), **И. Стародубровской** (Starodubrovskaya, 1994 [6]), **В. Тамбовцева** (Тамбовцев, 1997 [7]) и др.

Глава I.1.

Институты, институциональная структура, институциональные преобразования

I.1.1.

Основополагающие понятия, термины и определения

Родоначальником институционального взгляда на функционирование и развитие

общественных систем принято считать **Т. Веблена**, по определению которого социально-экономические институты – это *«привычные способы осуществления процесса общественной жизни в ее связи с материальным окружением, в котором живет общество»* (Веблен, 1984 [8]).

Данному общему определению институтов во многом следует и современная институциональная экономика. В частности, **Д. Нортом** дается такое определение: «...институты — это правила игры в обществе или, более формально, созданные человеком ограничения, которые формируют среду человеческого взаимодействия... Институты уменьшают неопределенность путем создания структуры повседневной жизни» (North, 1990 [9]).

Понятие «**экономический институт**» имеет чрезвычайно широкий смысл. Оно включает наряду с конкретными формами организации производства, обмена, распределения и потребления сложившиеся юридические нормы, обычаи, характер мышления и «идеологии» экономических субъектов, правила поведения, мотивы и стимулы, воплощенные в структуре и функциональных особенностях институциональной системы. Экономические институты составляют **институциональную среду**, трактуемую как совокупность правил игры, ограничивающих поле возможных действий для экономических агентов (Менар, 1996 [10]; Уильямсон, 1996 [11]).

К числу основных экономических институтов относится понятие собственности, которое, в свою очередь, детально исследуется в рамках соответствующей теории прав собственности. Согласно данной теории, права собственности определяют и контрольную структуру, которая, в свою очередь, и «задает» критерии экономической эффективности.

В условиях частной собственности это означает, что из формы частной собственности вытекает наличие частного собственника и соответственно такого критерия экономической эффективности, как получение прибыли. Соответственно в условиях общественной собственности меняются и собственник (общество в лице его государственных или общественных институтов), и критерий (например, уровень жизни и благосостояния членов общества).

Право собственности значительным образом влияет на формирование всей системы институтов и принципов взаимодействия хозяйственных единиц. Введение в рассмотрение и анализ понятия «институт» позволяет, в частности, расширить рамки анализа экономических систем. Так, **Дж. Годсоном** рынок определен как «совокупность социальных институтов, в рамках которой большое число товарных

обменов определенного типа регулярно совершается и в некоторой степени обеспечивается и структурируется данными институтами. Обмен требует наличия контрактных соглашений и обмена правами собственности, и рынок состоит из механизмов структурирования, организации и легитимизации такой деятельности. Рынок, короче говоря, — организованный и институционализированный обмен» (Hodson, 1988 [13]).

Институциональная среда (с присущими ей отношениями собственности) определяет характер отношений и связей между хозяйственными единицами. В свою очередь, форма и характер отношений между хозяйствующими субъектами формируют (задают) институциональное устройство. **О. Уильямсон** определяет институциональное устройство современного капитализма как **контрактное отношение, которое является также и структурой управления, объединяющей хозяйственные единицы и определяющей способ их кооперации и/или конкуренции** (Уильямсон, 1996 [11]).

Поэтому в рамках так называемой «**новой институциональной теории**» под организацией принято понимать экономическую единицу координации, обладающую доступными определенными границами и функционирующую более или менее непрерывно для достижения цели или совокупности целей, разделяемых членами-участниками. Это означает, что **экономическая организация — это специфическая процедура координации**.

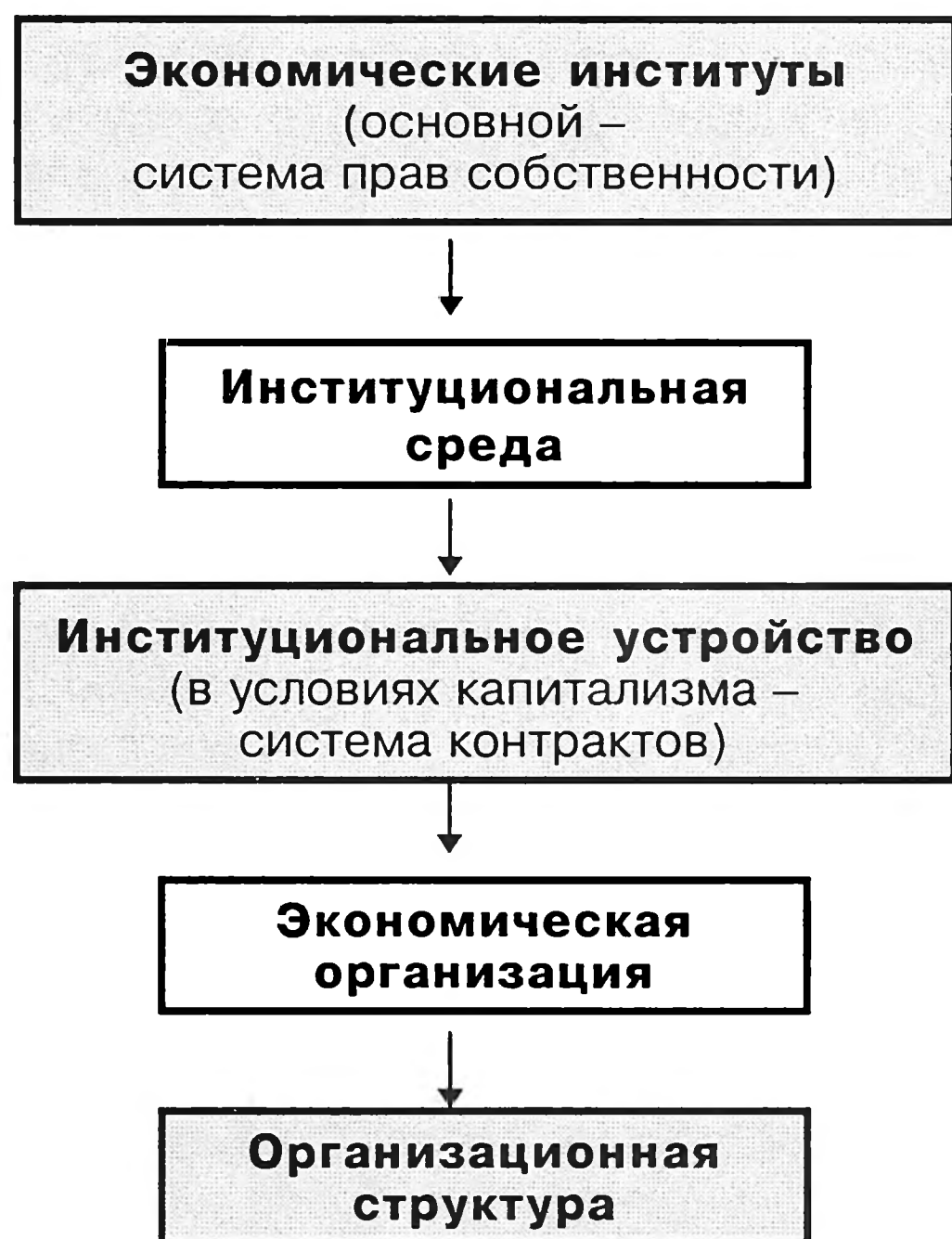
То есть в конечном счете характер отношений и связей между хозяйственными единицами определяет соответствующую организационную структуру.

Изучение данного круга проблем в 70—90-е гг. осуществляется в рамках течения экономической мысли, получившего название «новая институциональная теория». Как отмечают сами представители данного направления, например **К. Менар**, новая институциональная теория стремится:

- анализировать институциональную среду (базовые экономические институты);
- анализировать институциональное устройство различных экономических систем (и прежде всего капитализма);
- соединить между собой изучение институциональной среды и институционального устройства;
- выявить особенности и закономерности динамики институционального устройства в связи с изменением системы экономических институтов (Менар, 1996 [10]).

Совокупность «**институциональная среда – институциональное устройство – организационная структура**» мы здесь и в дальнейшем будем называть **институциональной структурой**.

То есть можно определить и рассмотреть следующую общую схему изучения изменения институциональной структуры:



1.1.2. Проблемы и задачи изучения институциональной структуры экономики

Анализ и изучение различных сторон институциональной структуры экономики составляет предмет различных областей знания — истории, правоведения, экономической науки, социологии и т. д. Институциональные аспекты современной экономики объединяют ряд взаимосвязанных проблем — в особенности проблемы контрактов и координации, каждая из которых имеет формальную и неформальную стороны. Как отмечается в работе (Kochevrin, Filatochev, Bradshaw, 1994 [4]), эти теоретические дебаты лежат в границах между экономикой, теорией организаций и правом.

Во всем многообразии **проблем формирования и трансформации институциональной структуры экономики** с экономической точки зрения, на наш взгляд,

необходимо выделить ряд наиболее острых и актуальных:

- что определяет ту или иную институциональную структуру экономики;
- какую роль играют различия институциональной структуры в рамках отдельных секторов экономики;
- чем определяются различия институциональной структуры экономики в различных секторах;
- существует ли какая-либо логика формирования, становления, развития и трансформации институциональной структуры экономики в различных секторах экономики;
- в какой степени та или иная институциональная структура экономики соответствует росту общественного благосостояния.

Непосредственно из рассмотрения и анализа отмеченных выше в большей степени теоретических вопросов могут и должны вытекать **основания для ответов на более прагматические вопросы**. К их числу следует отнести:

- изменение организационной структуры экономики (отрасли или группы отраслей) при изменении институциональной среды;
- динамику институциональных преобразований — темпы, последовательность и соответствие различных этапов преобразований;
- изменение во времени форм и методов государственного регулирования в том или ином секторе экономики;
- соответствие форм и методов государственного влияния на хозяйственную деятельность меняющимся экономическим условиям и обстоятельствам и др.

Как показывает анализ современной экономической литературы, в настоящее время развитие институциональной теории идет в направлении движения от анализа и оценки отдельных составляющих институциональной структуры к анализу, оценке и выявлению ее динамики. В этой связи, например **Л. Бальцеровичем**, отмечается, что «*имеется настоятельная потребность в развитии институциональной теории экономического развития, которая шла бы дальше использования только оценочных факторов, таких как уровень накопления и рост производительности труда, и была бы сформулирована в терминах таких институциональных понятий, как право собственности, налоговая система, социальное*

страхование, законодательные формы регулирования различных рынков и т. д. ...В конечном счете пост-социалистический переход может быть понят только как особый случай институциональной динамики... » (Balcerovich, 1996 [14]).

1.1.3. Анализ институциональной структуры – от анализа явлений к анализу причин

Д. Норт отмечает, что «институты вместе со стандартными ограничениями, рассматриваемыми общей экономической теорией, определяют возможности в обществе. Организации создаются для того, чтобы использовать преимущества данных возможностей... » (North, 1990 [9]). На протяжении длительного времени в рамках институциональной экономики акцент делался на рассмотрении **организационной структуры экономики** — сочетания различных по размеру фирм, возможностей расширения фирм (и соответственно потери позиций) на рынке и др. При этом развитие теоретических взглядов шло в направлении от рассмотрения и анализа организационной структуры экономики к выявлению причин и факторов ее изменения, от рассмотрения чисто технико-технологических причин к рассмотрению причин и факторов чисто экономического свойства и т. д.

Фирма на протяжении длительного времени являлась атомарной структурой при рассмотрении институциональной структуры. При этом рассмотрение проблем фирмы претерпело ряд значительных изменений. Изменения были в основном связаны с переходом от подхода к фирме как к «черному ящику» (т. е. без рассмотрения внутренних экономических причин и механизмов эволюции фирмы) к подходу, основанному на рассмотрении внутриэкономических причин и факторов эволюции и развития фирмы, обусловленных институциональной динамикой.

Классические подходы были связаны с рассмотрением так называемой **теории индустриальной организации**. В рамках данной теории (при всей ее ограниченности — фирма есть заданная и неизменная организационная структура) были развиты и разработаны такие проблемы, как:

- воздействие структуры промышленности и реального поведения фирм на благосо-

стояние потребителей (собственно теория индустриальной организации);

- анализ ценовой политики крупных индустриальных фирм и классификация отраслей промышленности по категориям в зависимости от конкурентного поведения (структуралистский подход — модель «**структура – поведение – состояние**»);
- рассмотрение поведения фирмы при ограничениях, накладываемых технологией и рыночным окружением, в котором она оперирует (так называемая **неоклассическая теория фирмы**).

В частности, в рамках теории индустриальной организации значительное внимание было уделено анализу и рассмотрению действий государства — как проведению антимонопольной политики, так и прямому участию в экономической жизни (как в собственности, так и в финансировании отдельных проектов и программ), — направленных на обеспечение ситуации, более близкой к рыночному идеалу. Поэтому важным элементом теории индустриальной организации является анализ и рассмотрение тех вопросов государственной политики, которые вызывает к жизни наличие крупномасштабных фирм.

Модель «структура – поведение – состояние» была ориентирована на подтверждение выводов о том, что структура промышленности определяет поведение ее участников, которые, в свою очередь, определяют ее состояние. Одно из важнейших предположений в рамках структуралистского подхода состояло в том, что отрасли, имеющие несколько (крупных) фирм, будут вести себя вопреки нормам совершенной конкуренции. Поэтому, исходя из условий роста общественного благосостояния, был сделан вывод, что высококонцентрированные отрасли являются подходящими объектами для государственного вмешательства (с целью поощрения рыночных сил).

В целом неоклассическая теория фирмы утверждает, что несовершенная конкуренция обычно ведет к появлению неэффективности. В этой связи потери благосостояния обуславливают необходимость государственного вмешательства в бизнес. Данные потери возникают в результате того, что:

- имеют место слабые перетоки благосостояния от производителей к потребителям (в различных формах экономической выгоды);
- возникают чрезмерные издержки для общества в результате установления выпуска на уровне ниже конкурентоспособного.

Общественная выгода будет иметь место в том случае, если общественные издержки устранения несовершенной конкуренции будут меньше, чем выгода общества в терминах улучшения благосостояния.

Чрезвычайно плодотворным является рассмотрение так называемого **ренто-ориентированного поведения (rent-seeking)**, которое, как правило, связывается с искусственно созданным дефицитом (чаще всего в результате вмешательства государства, а также формирования неэффективной институциональной структуры). Подобное поведение обычно не повышает эффективность использования дефицитных ресурсов, а лишь осуществляет их перераспределение. Данное поведение предполагает получение необходимых тарифов, лоббирование, избежание налогов, получение премий и надбавок и т. д. Внешне такое поведение выглядит прибыльным для отдельной фирмы. Однако непосредственное производство равно при этом нулю в терминах потока товаров и услуг, составляющих функцию общественной полезности.

Такой тип поведения организаций является, как будет показано ниже, весьма характерным для периода трансформации институциональной структуры экономики — при переходе от системы централизованного планирования и управления к рыночно-ориентированному. В этих условиях, например, рента, возникающая из ослабления импортных ограничений, должна быть отнесена к перераспределенному от потребителя доходу, который получен тем, кто был достаточно настойчив в получении данной льготы.

Современная теория фирмы значительно раздвинула рамки анализа институциональной структуры — прежде всего за счет включения в число рассматриваемых факторов издержек, связанных с функционированием системы обмена (или с управлением ресурсами в рамках рынка, чтобы обеспечить размещение ресурсов и передать права собственности), — **транзакционных издержек**. Данный подход позволил глубже проанализировать причины и факторы роста организационных структур и, что самое важное, подойти к оценке экономически целесообразных границ их расширения.

Становление и развитие современной теории фирмы связано с именем **Р. Коуза**. Основной результат его исследований состоит в том, что неправомерно относить на ценовую политику все функции координации экономической жизни. Согласно его теории, фирмы возникают с целью экономии издер-

жек, связанных с транзакциями. Им было отмечено, что *«за пределами фирмы изменение цен направляет производство и координация осуществляется посредством серии обменных транзакций на рынке. В рамках фирмы данные рыночные транзакции элиминируются и заменяются деятельностью управляющего-координатора, который управляет производством»* (Coase, 1937 [15]).

Р. Коуз исходил из того, что как покупатель, так и продавец могут экономить расходование своих ресурсов, если они вкладывают средства в получение информации (что оформляется в виде соответствующего контракта) — ее покупку или продажу в течение определенного периода.

При этом Коуз определил **два вида издержек управления ресурсами**, которые и ограничивают размеры фирмы:

- 1) **издержки внутренней организации**, которые возникают как только дополнительные транзакции исчезают с рынка и попадают под административный контроль. Планирование становится более сложным и более дорогостоящим делом по мере необходимости координации большого числа видов деятельности;
- 2) **издержки внутреннего использования производственных ресурсов** — если число транзакций, организуемых внутри фирмы, увеличивается, то возрастает и степень риска потерпеть фиаско в улучшении использования производственных ресурсов.

Подход Коуза дает ключ к расширению понимания причин и механизмов расширения фирмы, не ограничиваясь только экономией масштаба и чисто технологическими факторами и обстоятельствами (основное внимание на рассмотрении которых было сосредоточено еще Марксом).

Иными словами, *«фирма будет стремиться расширяться до тех пор, пока издержки организации дополнительных транзакций в рамках фирмы не станут равными издержкам выполнения тех же самых транзакций средствами обмена на открытом рынке или же издержкам по организации другой фирмы»* (Coase, 1937 [15]).

По мере того как большая часть всего производства уходит из-под влияния ценовой системы и сосредоточивается в пределах фирмы, издержки административного управления дополнительными транзакциями возрастают. По Коузу, фирма расширяется до тех пор, пока предельные издержки внутреннего процесса принятия решений не сравняются с

маргинальными издержками использования ценового механизма. Не случайно поэтому Д. Нортom впоследствии было отмечено, что цена.информации — ключевой вопрос в теории трансакционных издержек.

Также Коузом было отмечено, что «главная причина, по которой более выгодно учреждать фирму, состоит в том, что существуют определенные издержки по использованию ценового механизма. Наиболее очевидные издержки «организации» производства при помощи ценового механизма состоят в определении уровня приемлемых цен... Издержки переговоров и заключения отдельного контракта для каждой обменной трансакции, которая совершается на рынке, должны быть приняты во внимание. ...Справедливо, что контракты не исчезают при создании фирмы, но они значительно уменьшаются» (Coase, 1937 [15]).

I.1.4. | **Контрактные формы и способы взаимодействия хозяйственных единиц**

Основные экономические институты приводят к появлению организаций, которые впоследствии оказывают на данные институты обратное влияние. С этой точки зрения трансакционные издержки не только приводят к появлению организаций определенного вида, но также являются объектом воздействия с их стороны.

Издержки использования ценовой системы, определенные Коузом, являются следствием того факта, что **получение информации о ценности ресурсов требует дополнительных издержек** (т. е. информация не общедоступна или, иначе говоря, асимметрично распределена в обществе). Поэтому современная теория фирмы сделала этот аспект центром внимания. Основная характеристика такого подхода в том, что контракт является средством

понижения затрат на получение информации, а следовательно, и одной из основных «фирмообразующих» форм взаимодействия хозяйствующих субъектов. **Контрактная парадигма** признает, что **цель контракта состоит в уменьшении трансакционных издержек**. Поэтому основная задача состоит в том, чтобы определить важнейшие черты трансакций, которые ведут к появлению альтернативных контрактных форм связей и отношений между хозяйствующими субъектами (табл. I.1).

Наиболее значительные результаты в развитии контрактной парадигмы современной теории фирмы получены уже упомянутым выше О. Уильямсоном, который пришел к выводу о том, что важнейшими измерениями трансакций являются:

- степень неопределенности;
- частота повторяемости;
- степень, в которой стороны осуществляют инвестиции в специфические трансакционные активы (Williamson, 1979 [16]).

Определенные виды деятельности требуют, чтобы одна из сторон, например продавец, вкладывала средства в активы, которые в основном предназначены для трансакций (например, в случае нефтегазового сектора экономики к таким активам могут быть отнесены трубопроводы, терминалы и товарные парки, предназначенные для хранения и последующей реализации углеводородов и продуктов их переработки, с промысла или нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) до того места, где осуществляется продажа оптовым покупателям).

Изменения в трех специфических элементах институтов — неопределенности, частоте, особенности активов — ведут, как это показано Уильямсоном, к возникновению альтернативных организационных структур для управления взаимодействиями между сторонами (табл. I.2).

Таблица I.1. **Базовые понятия институциональной экономики**

Базовые понятия	Тип экономики	
	Рыночная	Командно-административная
Институт собственности	Частная	Общенародная (государственно-бюрократическая)
Основной элемент организационной структуры	Фирма	Социалистическое государственное производственное предприятие
Основа институционального устройства	Контракты (в том числе титулы собственности)	Распоряжения, плановые задания
Институциональная среда	Рынок	Народнохозяйственный комплекс

Таблица 1.2. **Характеристики транзакций и отвечающей им структуры управления**

		Характеристики активов		
		Неспециализированные	Смешанные	Идиосинкразические*
Частота	Случайная	Рыночное управление	Трехстороннее	Интеграция собственности
	Регулярная		Двухстороннее	

И с т о ч н и к : *Williamson, 1979* [16]
* Виды активов узкоспециализированного типа, предназначенные для определенных видов хозяйственной деятельности.

Двухстороннее управление сокращением транзакционных издержек, например, предполагает, что дополнительные корректировки, сделанные заранее, позволяют сторонам расширить временные рамки контракта. Поэтому необходимость в дополнительных издержках по заключению краткосрочных контрактов отпадает. Необходимо отметить, что такая структура управления будет экономичной в случае, если подобная корректировка целесообразна обеим сторонам по причине низких полных затрат (включающих как производственные, так и транзакционные издержки).

Контрактная парадигма рассматривает фирму как организацию, которая существует для управления специализированными видами транзакций (по частоте и виду активов).

Если, например, применить подход, представленный в табл. 1.2, к нефтегазовому сектору, то наиболее приемлемая форма управления состоит в интеграции собственности (регулярная частота транзакций и идиосинкразический тип активов — с преобладанием узких и специфических особенностей). Такой вывод в общем и целом согласуется с повсеместно наблюдаемой практикой организации в нефтегазовом секторе в самых различных странах мира, которая основана на вертикально-интегрированных компаниях, охватывающих технологически связанные этапы единого производственного цикла. При этом преобладающей формой связи компаний является интеграция собственности.

Важная особенность контрактной парадигмы состоит в том, что границы фирмы не являются жесткими — по мере смены

технологии меняются и характеристики транзакций, и это может вести и приводит к смене в структурах управления. Выбор между рыночным обменом и внутренней организацией вовлекает в процесс рассмотрения как транзакционные издержки, так и производственные. Структура управления должна быть адаптирована к тому, чтобы минимизировать сумму обоих видов издержек.

Наличие экономии масштаба в производстве позволяет возместить некоторые из дополнительных транзакционных издержек, связанных с воздействием рынка, т. е. позволяет фирме в большей степени полагаться на контрактные связи за своими пределами, чем это могло бы быть. Важнейший вывод, сделанный Уильямсоном, заключается в том, что транзакции никогда не будут перемещены вовнутрь фирмы только потому, что технологически это представляется более экономичным (вместе с тем, как будет показано далее, первоначальный этап проведения реформ в нефтегазовом секторе России — и в особенности его реструктурирование — проходил преимущественно в соответствии с технологической целесообразностью). Транзакции перемещаются внутрь фирмы прежде всего потому, что замена рыночного обмена внутренним управлением сокращает транзакционные издержки.

В конечном счете разумность существования фирмы как экономического субъекта обеспечивается приоритетом экономии ресурсов, которые в противном случае будут потеряны из-за невозможности адаптироваться к меняющимся обстоятельствам при транзакциях через границы собственности.

1.2.1. || Число, размеры и типы организаций

Число и размер фирм, существующих в какой-либо момент времени в каком-либо секторе экономики, зависят от условий, определяемых издержками и спросом как по отношению к отдельной фирме, так и к группе фирм. При этом экономия масштаба и размера, возникающая на уровне отдельного предприятия, может отличаться от того, что имеет место на уровне фирмы, так как последняя может быть комбинацией различных предприятий. Первая достигается за счет технических факторов, таких как специализация и эффект обучения, а вторая зависит от организационной эффективности, которая может вытекать и из комбинации изначально независимых операций.

Определенных критериев «оптимальности» размеров для компаний диверсифицированного типа не существует. Однако на каждом историческом отрезке времени есть реальные пределы роста концентрации на уровне компаний, обусловленные объемом рынка и характером спроса, а также организационно-управленческими ограничениями. В расчет принимаются двоякого рода соображения:

во-первых, как складывается соотношение выгод и издержек при организации определенных видов деятельности в рамках компании по сравнению с тем, как это было бы при организации экономических связей через рынок (что определяется величиной транзакционных издержек);

во-вторых, как увеличение масштабов компании будет сказываться на внутренней эффективности использования ресурсов с точки зрения интересов максимизации долговременной прибыльности (факторы производственно-технологического характера).

Поскольку сама концентрация на уровне компании имеет различные аспекты (производственный, рыночный, финансовый, организационно-управленческий), а их соотношение и роль проявляются неодинаково в разные периоды и в различных сферах деятельности, в принципе **всегда остается**

проблема конфликта между диверсификацией и специализацией, между экстенсивным и интенсивным типами роста для крупных компаний (*Blair, 1972 [17]*).

Помимо полностью частных фирм на рынке в большинстве стран достаточно широко представлены различные виды как чисто государственных предприятий, так и фирм и предприятий, поддерживаемых государством. Поддержка со стороны государства обеспечивает очевидные преимущества:

- возможность переноса большей части финансовых проблем на плечи налогоплательщиков;
- создание возможности блокировать вход новичков в отрасль;
- получение прямой финансовой поддержки;
- контроль цен субститутов и дополнительных объемов поступления товаров на внутренний рынок.

Помимо фирм и отдельных предприятий на рынке, как правило, существует определенная группа хозяйствующих субъектов, выполняющих агентские функции. Агентские связи возникают в том случае, когда один субъект делегирует власть другому (агенту), чьи решения имеют влияние на благосостояние того, кто делегирует власть.

1.2.2. || Государство и его роль в формировании организационной структуры

Неэффективность в распределении ресурсов (по сравнению с предположениями модели совершенной конкуренции) и связанные с этим потери в уровне благосостояния являются теоретической основой для вмешательства правительства. **Предполагается, что соответствующая государственная политика может и должна быть использована для «улучшения» рынка, несовершенного из-за действий монополий.** Как правило, основные методы осуществления государственной политики сводятся к регулированию цен и выпуска в направлении поощрения и поддержания конкурентных норм или уровней. Общество

будет иметь чистую выгоду от такого вмешательства, только если издержки реализации конкурентонаправленной политики будут меньше, чем итоговое изменение уровня благосостояния.

Институциональная теория значительно расширила понимание роли государства. Последняя состоит не только в поддержании конкурентной среды и преодолении монопольных тенденций, но прежде всего в обеспечении выполнения основополагающих формальных правил (институтов) – как в рамках процесса формального контроля, так и в рамках процесса принуждения к исполнению институтов (правил и норм).

Ранее предполагалось, что вмешательство государства и противодействие монополиям в любом случае улучшит благосостояние потребителей. Например, Д. Кейнс, отрицавший влияние личной заинтересованности и институтов, пришел к заключению, что правительство всегда будет действовать в общих интересах, даже несмотря на то, что стремление к получению прибыли и денежного дохода будет превалировать во всем остальном обществе. Однако **в настоящее время убедительно показано, что государственная политика, враждебная к монополиям, очень часто работает и против интересов потребителя.** Зачастую, когда государство внедряется в частную экономику с целью корректировки определенных несовершенств рынка, оно лишь обогащает отдельные группы за счет других групп.

Современная теория регулирования осуществила переключение фокуса изучения политики регулирования с рассмотрения технических деталей ценообразования на анализ политического процесса, в рамках которого принимаются регулирующие решения. Признано также, что решения по регулированию движутся частными интересами, а никак не общественными. Реализация тех или иных элементов государственной политики осуществляется через систему специализированных государственных учреждений – органов законодательной и исполнительной власти, состав и функции которых весьма специфичны для каждой конкретной страны. Тем не менее существенное отличие государства от других организаций (третьих сторон) состоит в том, что оно способно осуществлять функции формального контроля с наименьшими издержками.

1.2.3. Институциональная структура системы централизованного планирования и управления

К рассмотрению и анализу системы централизованного планирования и управления как специфической институциональной структуры, на наш взгляд, вполне применим и приемлем подход, изложенный выше (см. табл. 1.1). А именно:

- в основе как отдельных институтов, так и всей институциональной структуры лежит **институт собственности**. По версии, которая долгие годы разрабатывалась советской экономической наукой, – общенародной собственности, а по версии, которая в большей степени отвечала реальной действительности, – государственно-бюрократической собственности;
- основным элементом индустриальной организационной структуры являлось **«социалистическое государственное производственное предприятие»**, основная деятельность которого была направлена на достижение количественных значений физических показателей¹.

Однако вместе с тем имелись и значительные отличия (обусловленные во многом характером собственности):

- большие значение и роль в хозяйственной жизни системы административных организаций, а также чрезвычайно высокая роль неэкономических (прежде всего политических) организаций;
- высокая степень централизации всех процессов хозяйственной жизни в рамках бюрократической системы административного распределения и контроля;
- жесткая регламентация форм и связей хозяйствующих субъектов (административно формируемое институциональное устройство);
- формирование связей хозяйствующих субъектов на основе административных решений, имеющих силу распоряжений;
- слабые межотраслевые взаимодействия на уровне основных элементов организационной структуры — производственных предприятий; осуществление межотраслевой координации при помощи системы

¹ См.: Постановление СМ СССР от 4 октября 1965 г. «Об утверждении Положения о социалистическом государственном производственном предприятии»// Решения партии и правительства по хозяйственным вопросам. Т. 5. (1962–1965 гг.). – М., 1968. – С. 691–716.

органов бюрократического управления (главных управлений и комитетов – главков);

- исключительная ориентация на преимущественный учет технико-технологических связей при формировании и развитии форм взаимодействия хозяйствующих субъектов;
- отделение собственно производственных функций от транзакционных, связанных с реализацией произведенной продукции.

К числу важнейших отличительных особенностей институционального устройства в рамках системы централизованного планирования и управления следует, по мнению автора, отнести слабое влияние изменений ценовых пропорций на формирование новой системы институтов. Данное обстоятельство является следствием преобладающего влияния неэкономических факторов на решение хозяйственных вопросов.

Становление и развитие основного элемента организационной структуры административно-командной системы – «социалистического государственного производственного предприятия», как уже отмечалось выше, было направлено на достижение определенных количественных значений объемных (физических) показателей. Данное обстоятельство связано прежде всего с нерыночной экономической средой, в которой действовали предприятия в рамках системы централизованного планирования и управления. Не случайно поэтому **многие исследователи, анализируя индустриальную организационную структуру советской экономики, определяли ее как «одна страна – одна фабрика»** (Buck, Cole, 1987 [18]).

Значительный акцент в рамках централизованной плановой системы на экономию масштаба оставил России в наследство индустриальную организационную структуру с предприятиями, значительно большими тех, которые существуют в рыночной экономике. Концентрация капитала, проистекающая из чрезмерной горизонтальной и вертикальной интеграции или «объединения активов», была значительно выше почти во всех промышленных секторах экономики России в дореформенный (до 1991 г.) период. Почти во всех случаях каждое всесоюзное промышленное объединение (ВПО) и многие производственные объединения (ПО) являлись многоплановыми сочетаниями различных видов производственной деятельности. Это явление известно как так называемая

универсальность больших предприятий в условиях социалистической экономики (Mayhew, Seabright, 1992 [19]).

В упомянутой выше работе Ю. Кочеврина и других авторов при рассмотрении особенностей структуры социалистических государственных производственных предприятий с позиций транзакционных издержек показано, что им было присуще углубление разрыва между производственной и транзакционной составляющими экономики (Kochevrin, Filatochev, Bradshaw, 1994 [4]). **Процесс экономического и организационного развития в рамках социализма имел тенденцию отделения производственных единиц от большинства их транзакционных функций и передачи этих функций отдельным административным структурам** (таким как Госплан, Госснаб, Госкомнефтепродукт – на общесоюзном уровне, а также специализированным сбытовым и снабженческим организациям – на отраслевом).

Даже в условиях реформируемой социалистической экономики, которую отличало не столь ортодоксальное следование принципу примата производства физических объемов, как было показано и аргументированно доказано **Я. Корнаи**, мотивы развития и, следовательно, поведение основного элемента индустриальной организационной структуры социализма значительно отличались и отличаются от поведения фирмы в условиях рыночной экономики. Главные отличия связаны, как показал Корнаи, с тем, что «для капиталистического предприятия лимитирующим производством фактором являются, как правило, ограничения, обусловленные спросом, для традиционного социалистического предприятия – ресурсные ограничения... Деятельность классического капиталистического предприятия в своей основе ограничивается спросом, деятельность традиционного социалистического предприятия – ресурсами». Существенным отличием основного «социалистического государственного производственного предприятия» от капиталистической фирмы является, по мнению Корнаи, степень жесткости бюджетного ограничения: «...у классического капиталистического предприятия бюджетное ограничение является жестким. Проще говоря: если предприятие неплатежеспособно, то оно рано или поздно разорится... Бюджетное ограничение традиционного социалистического предприятия, напротив, является мягким. Если такое пред-

приятие становится убыточным, то это еще не ведет к настоящему банкротству, остановке производства. Его каким-нибудь образом «спасут»: оно получит дополнительные кредиты, или будет уменьшена ставка налога, или предоставлены дотации, или повышены цены на выпускаемую продукцию, но в

конце концов предприятие преодолевает финансовые трудности» (Корнаи, 1990 [20]).
В обобщенном виде основные характеристики двух институциональных систем и присущих им экономических институтов приведены в табл. 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3. Основные характеристики институциональных систем

	Рыночно-ориентированная система	Административно-командная система
Возникновение новых экономических институтов	В основном спонтанное	Жестко регулируемое и определяемое планом
Границы между экономическим институтом и системой	Ясно различимые	Плохо идентифицируемые
Функции агентств (в лице органов власти)	Исключительно контрольные	Контрольно-распорядительные (с участием в процессе подготовки и принятия текущих решений)
Процессы принятия экономических решений	Почти полностью автономные	Бюрократически иерархизированные
Управление объектами государственной собственности	Ограничено участием в выработке стратегических документов	Охватывает все сферы деятельности (текущие и долгосрочные)

Таблица 1.4. Основные экономические институты – их специфические особенности

	Фирма	Социалистическое государственное производственное предприятие
Работа в условиях	Ограниченного спроса	Ограниченного предложения ресурсов
Критерии эффективности	Экономические	Неэкономические
Вертикальная интеграция на основе	Технико-экономической целесообразности Сопоставления уровня транзакционных издержек во внутренних и внешних сделках Интеграции собственности Вертикальных контрактов	Исключительно технологических взаимосвязей Отсутствует Административных актов Распоряжений
Бюджетные ограничения	Преимущественно жесткие (финансирование на возвратной основе) Лоббирование на стадии подготовки и принятия нормативно-правовых актов (как правило, долговременного действия)	Преимущественно мягкие (вероятность банкротства отсутствует) Иерархический торг как один из основных инструментов ослабления бюджетных ограничений (при определении цен и распределении ресурсов)
Сфера деятельности	Единство производственных и транзакционных задач и функций	Отделение производственных функций от транзакционных
Финансовая система	Автономная	Неотделимая от государственных финансов

Основываясь на вышесказанном, как нам представляется, можно определить наиболее существенные особенности основного элемента индустриальной организационной структуры социализма:

- ориентация на выполнение заданий по выпуску продукции в физических (объемных) показателях;
- развитие преимущественно на основе производственно-технологических связей;
- преимущественная ориентация на экономию масштаба при создании новых производственно-экономических организаций;

- объединение в рамках экономических организаций большого числа разнородных и разноплановых видов производственно-хозяйственной деятельности;
- тенденция отделения производственных единиц от большинства их транзакционных функций и передачи этих функций административным структурам;
- работа экономических организаций преимущественно в условиях мягких бюджетных ограничений;
- слабое влияние на выбор производственно-хозяйственных решений критериев экономической эффективности.

Глава 1.3. || Динамика институциональной структуры – факторы и определяющие ее условия

Институциональные изменения, согласно Марксу, преимущественно определяются техническими изменениями. Современная теория во многом отошла от Маркса – особенно в утверждениях о том, что **институциональные изменения далеко не обязательно носят драматический или революционный характер, но, скорее, являются процессом**. В стабильно функционирующей рыночной экономике основополагающие институты, такие как права собственности и рынки, главным образом изменяются посредством накопления вторичных или добавочных институциональных изменений, таких как модификация контрактных принципов или границы между рыночной и нерыночной сферами деятельности. В основе институциональных изменений, как это показано Д. Нортом, также лежит динамика транзакционных издержек, а *«источниками изменений служат меняющиеся относительные цены или предпочтения» (North, 1990 [9, p. 92])*.

В связи с этим причины, факторы и обстоятельства, обуславливающие смену институциональной структуры (или триады «институциональная среда – институциональное устройство – организационная структура»), необходимо, как нам представляется, рассматривать под углом зрения:

- 1) динамики отдельных элементов организационной структуры (прежде всего фирмы);
- 2) динамики всей системы в условиях поступательного (эволюционного) развития экономической системы;
- 3) динамики в условиях так называемого индуцированного (привнесенного) изменения.

1.3.1. || Динамика организаций

Динамика экономических организаций (и прежде всего фирмы как основного элемента организационной структуры) – их рост или, наоборот, снижение активности – связана как с экономико-технологическими, так и с чисто рыночными факторами и условиями.

Влияние **экономико-технологических факторов** связано прежде всего с тенденцией к росту фирмы из-за эффекта экономии масштаба в условиях развития технико-технологических систем и развития и расширения общественного разделения труда (по Марксу). Ключом к пониманию влияния рыночных факторов на динамику отдельных экономических организаций – особенно в части изменения масштабов и видов деятельности – является рассмотренное выше понятие транзакционных издержек.

Рост экономических организаций происходит не только за счет увеличения масштабов производства и реализации продуктов и услуг в рамках отдельно взятого сектора экономики (вида производственно-экономической деятельности), но и за счет проникновения в другие сектора и виды деятельности. При этом, как правило, проникновение происходит в технологически и экономически связанные области. Одной из разновидностей проникновения в связанные области деятельности является (особенно в рамках нефтегазового сектора) **вертикальное интегрирование** технологически и экономически взаимосвязанных и взаимообусловленных стадий.

Анализ работ, посвященных проблемам вертикального интегрирования, позволяет сделать вывод, что критерии экономической эффективности, как правило, являются принципиальными причинами осуществления вертикальной интеграции (экономия затрат возникает вследствие поддержания определенных эффективных экономико-технологических пропорций, распределения риска, преодоления информационной асимметрии между покупателем и продавцом – т. е. уменьшения транзакционных издержек).

Поэтому среди факторов интеграции можно выделить:

- технологические;
- рыночные;
- транзакционные издержки;
- правительственную политику.

Ключевой фактор интеграции – теснота технологических связей, используемых на стадиях производства (добычи и переработки) и реализации. В свою очередь, различные подходы к интеграции зависят и от того, насколько изменчивы технологические пропорции, а также от того, насколько регулярны транзакции и узкоспециализированные виды используемых активов. Как показано О. Уильямсоном (см. табл. 1.2), при регулярной частоте транзакций и идиосинкразическом характере активов уместна и целесообразна интеграция в форме слияния (объединения) в рамках единой собственности (что, например, характерно для технологически связанных этапов добычи, транспортировки и переработки нефти, но что нехарактерно для связей по линии «геологоразведка – добыча», так как транзакции носят нерегулярный характер и активы являются смешанными).

Поэтому интеграция может (и должна) осуществляться в различных формах (в зависимости от экономических и технологических условий):

- контрактной (двух-, трех- и многосторонних);
- собственности (объединением различных стадий под эгидой единого собственника).

Вполне очевидно, что в случае устойчивых технологических пропорций при наличии монополии только на одной стадии интеграция не может увеличить прибыль монопо-

листа, поскольку это не позволяет ему на одной стадии увеличить свое рыночное превосходство и перенести его на другую. Также при изменчивых технологических пропорциях (в ситуации, когда различные комбинации входов позволяют обеспечить тот же выпуск на выходе) монополист на входе посредством интеграции может обеспечить себе получение даже большей прибыли в случае интеграции в перерабатывающую сферу.

Согласно Коузу, перемещение транзакций с рынка уменьшает затраты, связанные с использованием ценовой системы, для перемещения ресурсов, но в то же время это стоит определенных затрат по управлению транзакциями внутри фирмы. Это означает, что интеграция посредством собственности прибыльна только в том случае, если экономия от уменьшения доверия рыночным силам превышает предельные издержки от принятия решений внутри компаний. Внешние контрактные связи представляют экономическую альтернативу вертикальной интеграции в значительном числе случаев. Нельзя не принимать во внимание и то обстоятельство, что во многих случаях вертикальные контракты между покупателем и продавцом являются заменой интеграции в рамках единой собственности. Вертикальная интеграция собственности посредством слияния продавца и покупателя редко имеет антиконкурентный характер и эффект.

Достаточно очевидно то, что уровень вертикальной интеграции в экономике не является устойчивым.

1.3.2.

Динамика системы институциональной структуры в условиях поступательного (эволюционного) развития

Все теории институциональных изменений стремятся объяснить изменения в институциональной структуре стремлением к наращиванию возможностей увеличения дохода (возрастанию отдачи в более общем случае) или же улучшения общей экономической эффективности. Все подходы также сходятся на том, что возможны только два типа экономического выбора – тот, который увеличивает экономическую эффективность, и тот, который перераспределяет доход.

Например, в работе **Д. Бромлея** и **Б. Блэквелла** рассматривается концепция институциональных трансакций. В частности, утверждается, что имеют место **четыре типа институциональных трансакций**:

- 1) касающиеся улучшения экономической производственной эффективности;
- 2) касающиеся целенаправленного распределения дохода по каким-либо причинам;
- 3) связанные с перераспределением экономических возможностей;
- 4) связанные с перераспределением экономических преимуществ (Bromley, 1989. [21]).

Два последних типа трансакционных изменений представляют преимущественно государственную политику. Ранее они были определены как преимущественно перераспределительные, и далеко не обязательно в интересах экономической эффективности. **Современный анализ изменений институциональной структуры исходит из того, что права частной собственности и более полно развитая рыночная система увеличивают экономическую эффективность, в то время как общественные права собственности и правительственное вмешательство только уменьшают ее, а также только перераспределяют чистый общественный продукт.** Также утверждается, что институциональные изменения возникают только тогда, когда выгода от изменений превышает издержки по их осуществлению.

В целом многие исследователи сходятся во мнении, что предложение институциональных инноваций находится под решающим влиянием их цены, которая достигается путем социального консенсуса (или подавления оппозиции). Насколько дорогостоящая форма институциональных изменений будет одобрена обществом, зависит от структуры распределения власти между основными группами интересов. Это также зависит от культурных традиций и идеологии, такой, например, как национализм, что делает определенные институциональные изменения более легкими для восприятия по сравнению с другими. Не отрицается возможность и того, что изменения в институциональной структуре могут быть созданы как волюнтаристскими группами, так и правительствами и могут быть направлены на обеспечение выгоды одним группам за счет других (North, 1990 [9]).

1.3.3. Динамика институциональной структуры при изменении экономической системы

Интенсивное изучение данных вопросов началось в основном в середине 80-х гг. и было связано с соответствующими процессами в бывших социалистических странах и с проведением разгосударствления и приватизации в ряде других стран мира.

Принципиально важным представляется мнение, высказанное **П. Мюррелом**, о сложности формирования новой системы институтов в процессе преобразований: *«Для некоторых реформаторов рыночная экономика является синонимом децентрализованного процесса принятия решений. С этой точки зрения разрушение существующих контрольных институтов централизованного планирования является достаточным, для того чтобы создать жизнеспособную рыночную экономику.*

Однако такой взгляд упускает из виду многие из институтов контроля, которые существуют в современной капиталистической системе и каждый из которых вносит свой вклад на микроэкономическом уровне в макроэкономическую стабильность.

Первый и первостепенный институт – институт частной собственности, который помещает ответственность на индивидуальный уровень.

Вторые – большая группа институтов, обеспечивающих ясность и устойчивость распределения ответственности, например коммерческое право, процедуры гражданского кодекса, процедуры банкротств, залога и т. д.

Третьи – институты, которые следят и контролируют поведение тех, кто имеет собственность других в доверительном управлении (учетные, банковские учреждения, биржевые рынки, регуляторы рынка ценных бумаг и т. д.).

Последние – весь спектр институтов, контролирующих поведение и ожидания экономических агентов и связанных с действиями правительства.

Очевидно, что требуется много лет для создания подобных институтов. Так что необходимо принятие совокупности решений в начале процесса реформ о том, как общество будет обеспечивать необходимый уровень контроля за действиями экономических агентов, с тем чтобы обеспечить бюджетную, финансовую и монетарную стабиль-

ность в ранний период реформ» (Murrel, 1992 [22]).

По мнению **Я. Корнаи**, радикальные преобразования институциональной структуры предполагают не только изменение внутренних взаимосвязей и взаимоотношений, но и внешних – таких как связи с партнерами по внешнеэкономическим контактам на прежней административной основе: *«Институциональные изменения охватывают не только приватизацию, децентрализацию и дерегулирование, но и прекращение специфических товарных отношений со странами СЭВ, общественный, в первую очередь парламентский контроль над государственным бюджетом и бюджетными расходами»* (Корнаи, 1996 [23]).

Как представляется, авторов всех исследований в области трансформации институциональной структуры системы централизованного планирования и управления экономикой можно разделить на две основные группы в зависимости от оценки темпов осуществления преобразований – на сторонников быстрых и всеохватывающих (радикальных) изменений и сторонников эволюционных и значительно более медленных (комбинированных) изменений.

Подход, предполагающий процесс радикальных преобразований институциональной структуры, наиболее полно представлен, в частности, работами **Дж. Брады**. По мнению данного исследователя, быстрая рыночная либерализация и приватизация при переходе от административно-командной экономики к капитализму может дать значительные результаты, так как в итоге подобных преобразований фирмы начинают быстрее приспосабливаться к обратной реакции на рыночные сигналы. При этом автор придерживается идеи о необходимости проведения системных изменений – замены институтов и организаций социалистического периода (предприятий и экономических механизмов – частными компаниями, капиталистическими экономическими механизмами и присущими им политическими инструментами). По его мнению, новые экономические связи не могут поддерживаться старыми социалистическими институтами и, следовательно, транзакционные издержки будут чрезвычайно высокими. Точно так же, как экономика, которая сохраняет физические взаимосвязи, которые существовали при социализме, например за счет сохранения государственной собственности на средства производства или за счет сохране-

ния перераспределения значительной доли продукции и сырья административными методами, при разрушении старых институтов административного контроля, например министерств и планирующих организаций, погрузится в хаос и будет испытывать значительный спад производства (Brada, 1993 [24]).

По мнению сторонников данной точки зрения (в частности, **Р. Эриксона**), слишком поздно было понято, что *«необходимо воспринимать экономическую систему советского типа как правильную систему – со своей внутренней логикой, необходимыми компонентами и вполне естественным взаимодействием этих компонентов. Она, подобно любой другой экономической системе, настолько же организм, насколько и механизм, стремящийся к подавлению сил, привходящих извне»* (Ericson, 1991 [25]).

Следует отметить, что принципиальным моментом в осуществлении процесса индуцированных (т. е. привнесенных или осуществляемых под влиянием не только чисто экономических, но и социальных, политических, исторических и других процессов) изменений институциональной структуры является сохранение и поддержание определенной последовательности и взаимосвязи в становлении рыночных институтов и организаций и в отмене ранее действовавших – независимо от того, насколько быстрыми и радикальными являются подобные преобразования. Так, например, становление и развитие процесса вертикальной интеграции возможно как в контрактной форме, так и в форме интеграции собственности (в чем в рыночной экономике находит отражение влияние минимизации транзакционных издержек). Это, в частности, означает, что при отсутствии развитого гражданского права ориентация на контрактные формы интеграции нецелесообразна. **С точки зрения предотвращения резкого спада производства и деловой активности более целесообразной на начальном этапе может быть признана интеграция собственности.**

Ряд исследователей придерживается идеи о необходимости осуществления комбинированного подхода к проведению преобразований – медленной эволюции общественной собственности в частную и поощрения роста и интенсивного развития новых институтов и организаций, присущих рыночно-ориентированной экономике.

Такая точка зрения выражена, например, П. Мюррелом, и она состоит в том, что

«социалистические предприятия и институты не могут адаптироваться к новым условиям и попытка их адаптации через приватизацию связана с большими социальными издержками» (Murrel, 1992 [22]). Поэтому приватизация должна принимать форму, достаточно ограниченную, но динамичную и должна быть связана с ростом частного сектора на основе малых предпринимательских единиц, что и может привести к медленной эволюции капиталистических институтов.

Основная мысль Мюррела состоит в том, что *«гораздо больше внимания должно быть уделено созданию условий, в которых нарождающийся частный сектор будет расти и развиваться»* (Murrel, 1992 [26]).

Исследователи, придерживающиеся данной точки зрения, утверждают, что в рамках постепенных изменений капиталистическая и государственная (общественная) системы собственности могут сосуществовать, что позволит каждой из них использовать наиболее полно свои конкурентные преимущества (Murrel, Olson, 1991 [27]).

Прагматизмом и взвешенностью отличается подход Корнаи: *«Для устранения экономики дефицита в равной мере необходимы как правильная правительственная программа на макроуровне (помимо соответствующих монетарной и фискальной политики, политики регулирования доходов), так и преобразования на микроуровне, приводящие к появлению новых субъектов, чье поведение согласовывается с рыночной экономикой...»*

Чтобы начать атаку на экономику дефицита:

- не нужна (да она и невозможна) полная свобода предпринимательства – достаточно условий, при которых наличие дефицита приводило бы к быстрому появлению новых фирм;
- не обязательно полное завершение приватизации государственной собственности. Но доля частного сектора должна быть такой, чтобы достаточно оперативно реагировать на дефицит, порождаемый государственным сектором;
- не следует дожидаться, пока частный сектор станет преобладающим, чтобы начать использовать методы финансового регулирования...;
- не требуется полной либерализации импорта, но необходима существенная свобода импортеров...;

- бюджетные ограничения могут не быть максимально жесткими, но они все же должны стать ощутимыми...;
- некоторые цены могут оставаться фиксированными, но доля свободных цен должна быть значительной...» (Корнаи, 1996 [23]).

Если в основе естественной динамики институциональной структуры (определяемой чисто экономическими условиями) лежит стремление к минимизации трансакционных издержек, то в основе индуцированной динамики – политика, связанная с переводом мягких бюджетных ограничений в жесткие. Формирование новой системы ограничений, таким образом, является важнейшим условием перехода к критериям «естественной» динамики.

Обеспечение «сосуществования» капиталистической (рыночной) и государственной (регулируемой) систем предполагает все же предварительную трансформацию государственных социалистических предприятий в государственные капиталистические. Эти преобразования требуют особой тщательности и продуманности всех шагов и ясного и непротиворечивого определения всех норм и правил. Неясно и двусмысленно определенные правила ведут обычно к значительным социальным потерям и издержкам.

На примере Польши **В. Бьенковским** было показано, что большинство явлений недееспособности польских фирм в период реформ было обусловлено недостаточно ясно и четко «прописанными» правами собственности, а также управленческими решениями как со стороны рабочих, так и менеджеров, направленными на обеспечение их собственных интересов (Bienkowski, 1992 [28]).

Как мы покажем ниже, двусмысленность в определении статуса прав собственности в нефтегазовом секторе экономики России на этапах чековой, а затем и денежной приватизации привела к значительному росту так называемых «угнетающих» компаний, использующих финансово-экономический потенциал материнских компаний с государственным участием.

Итак, система всеохватывающих (радикальных) преобразований институциональной системы прежде всего предполагает:

- становление системы экономических институтов рыночной экономики (при условии недвусмысленности в определении статуса института частной собственности, а также при наличии эффективных форм контроля), которая способствовала

бы формированию новой системы институционального устройства (новым формам и видам взаимодействия хозяйствующих субъектов);

- предварительную трансформацию государственных социалистических предприятий в государственные капиталистические;
- сохранение за обновленной системой государственных организаций функций контроля за поведением и ожиданиями экономических агентов (как вновь возни-

кающих, так и трансформируемых бывших социалистических государственных организаций).

При любых темпах проведения всеохватывающих институциональных преобразований будет наблюдаться спад производства, глубина которого в значительной степени будет зависеть от тесноты внутренних взаимосвязей и восприимчивости трансформируемой системы к рыночно-ориентированным преобразованиям.

Глава 1.4.

Нефтегазовый сектор экономики – особенности институциональной структуры

Под нефтегазовым сектором экономики принято рассматривать совокупность хозяйствующих субъектов, осуществляющих различные стадии единого производственно-технологического процесса:

- поиск и разведку углеводородов (нефти, нефтяного/попутного газа, газового конденсата, природного газа);
- добычу углеводородов;
- транспортировку – как первичных видов добытого углеводородного сырья (нефти и газа – в смеси или отдельно), так и продуктов их последующей переработки;
- переработку с целью получения продуктов для конечного использования или для последующей более глубокой переработки (которая уже, как правило, рассматривается в рамках нефтехимического сектора экономики);
- распределение и реализацию нефте-, газопродуктов и других продуктов их первичной переработки.

газовой промышленности и значительно меньшая – нефтяному сектору (в силу специфических особенностей нефти и газа);

- высокая степень риска начальных стадий – поиска, разведки и добычи;
- сложный, комплексный характер основных технологических процессов, требующих участия большого числа смежных и вспомогательных видов деятельности.

С экономической точки зрения важнейшими особенностями являются:

- невоспроизводимый характер ресурсов углеводородного сырья и относительная ограниченность в каждый момент времени лучших по качеству и местоположению источников (отсюда значительно большие предпосылки для проявления монополии);
- высокая степень изменчивости во времени всех основных технико-экономических показателей освоения месторождений и добычи ресурсов углеводородного сырья;
- повышенная капиталоемкость практически всех стадий единого технологического процесса;
- неэластичная динамика спроса на продукты нефтегазового сектора экономики (ввиду особой важности для обеспечения жизнеспособности основных отраслей и сфер человеческой деятельности);
- выполнение продуктами (преимущественно поступающими в конечное потребление) нефтегазового сектора функций подакцизных товаров с очень высоким содержанием налоговой составляющей в цене реализации продуктов первичной переработки;

1.4.1. Важнейшие особенности нефтегазового сектора экономики

С точки зрения материальных активов сектора его отличительными особенностями являются:

- тесная технологическая взаимосвязь различных стадий вовлечения углеводородов в хозяйственный оборот, причем более тесная связь различных этапов присуща

- чрезвычайно важная роль в формировании государственных финансов не только в странах-производителях, но и в странах – потребителях нефте-, газопродуктов.

С политической точки зрения особенности нефтегазового сектора заключаются в:

- важной роли и значении в обеспечении экономического суверенитета и экономической независимости экономики страны;
- повышенной возможности использования факта обладания значительными ресурсами и производственными мощностями в нефтегазовом секторе для реализации тех или иных целей на внешнеполитической арене;
- как правило, повышенном внимании и контроле со стороны государства за состоянием дел и основных процессов в данном секторе экономики.

Сочетание конкретных исторических, политических и экономических условий с учетом отмеченных выше важнейших особенностей нефтегазового сектора экономики и определяет:

- специфические особенности формирования институциональной структуры в рамках данного сектора в целом (такие, например, как ориентация на формирование вертикально-интегрированных организаций – вследствие регулярного характера трансакций и идиосинкразического характера активов);
- повышенную роль системы специфических институтов (норм и правил), связанных с использованием невоспроизводимых ресурсов углеводородного сырья;
- особенности институциональной структуры в конкретных социально-экономических и политических условиях – как в мире в целом, так и в отдельных странах (такие, например, как бурное развитие государственных национальных нефтегазовых компаний в большинстве стран мира в 60–80-е гг.);
- динамику институциональных преобразований – как в рамках рыночно-ориентированной экономики, так и в рамках перехода от одной системы к другой (стремление практически всех государств обеспечить высокую степень контроля за состоянием и поведением организаций в данном секторе).

Все отмеченные выше особенности определяют **два наиболее существенных отличия**:

- на уровне отдельных организаций – значительно большие масштабы и степень интеграции в рамках отдельных фирм по сравнению с другими секторами экономики;
- на уровне институциональной структуры отдельной страны – повышенную роль государства и государственных институтов в функционировании нефтегазового сектора, в решении проблем трансформации его институциональной структуры.

1.4.2. Типы, формы собственности и структура организаций в нефтегазовом секторе

Основным организационным элементом нефтегазового сектора являются компании – не только производители нефти, природного газа и сопутствующих им при добыче углеводородов и других полезных ископаемых, но и осуществляющие широкий спектр видов деятельности, связанных с геологическим поиском и разведкой, переработкой, транспортом и реализацией и продуктов переработки, и первичных углеводородов – нефти и природного газа. При этом компании могут значительно различаться не только по размеру и формам собственности, но и по степени охвата взаимосвязанных производственно-технологических стадий от поисков и разведки залежей углеводородного сырья до реализации продуктов переработки, поступающих конечным потребителям.

По **формам собственности** можно выделить следующие основные типы компаний:

- 1) **полностью государственные компании** (со 100-процентным пакетом акций в руках государства), в том числе **государственные национальные нефтегазовые компании** (нефтегазовые компании, интегрированные в систему не только государственного управления, но и государственных финансов);
- 2) **компании с контрольным пакетом акций в руках государства**;
- 3) **компании с государственным участием** (без обладания контрольным пакетом);
- 4) **частные компании** (без государственного участия), в том числе:
 - с участием крупных институциональных инвесторов (финансовых институтов и компаний из других секторов экономики),

включая социально ориентированных институциональных инвесторов (пенсионные фонды, взаимные фонды, крупные благотворительные фонды);

- с преимущественным участием физических лиц – как работников компаний, так и держателей акций и их пакетов.

Если применить классификацию, разработанную О. Уильямсоном (см. табл. 1.2), к анализу трансакций, осуществляемых в нефтегазовом секторе, то вполне очевидно, что активы данного сектора отличаются специализированным характером (например, активы, материализованные в скважинах, НПЗ и т. п., которые нигде кроме как в данной сфере производственной деятельности использоваться быть не могут), а также регулярным характером связей. Поэтому не случайно для данного сектора характерной формой интеграции является интеграция собственности, а не только наличие двух- и многосторонних контрактов.

С точки зрения **глубины интеграционных процессов** можно выделить компании следующего вида:

- **полностью вертикально-интегрированные;**
- **частично интегрированные;**
- **специализированные,** охватывающие одну стадию процесса вовлечения ресурсов углеводородного сырья в экономический оборот.

При этом вертикальная интеграция присуща не только компаниям в «основной» деятельности, но и в производственно-техническом и сервисном обслуживании нефтегазового сектора (что, как будет показано ниже, составляет одну из его важных современных особенностей).

Для целей качественного анализа ситуации в мировом нефтегазовом секторе вполне можно ограничиться рассмотрением **трех основных типов собственности:**

- государственной;
- смешанной (с участием государства);
- частной (без участия государства).

Некоторые характеристики государственных, смешанных и частных компаний представлены на рис. 1.1.

По причинам, о которых мы говорили выше, в нефтегазодобывающих странах мира **государство и в конце XX столетия остается ведущим собственником в нефтегазовом секторе.** При этом такая усредненная оценка недостаточно верно отражает сложившиеся в различных регио-

нах мира соотношения разных форм собственности.

Для **Северной Америки** на протяжении всей современной истории характерно преобладание частной собственности в нефтегазовом секторе; страны **Западной Европы** представляют собой смешанную модель – наряду с государственными компаниями существуют частные компании (и их доля неуклонно увеличивается); нефтедобывающие страны **остального мира** (Латинской Америки, Ближнего и Среднего Востока, Юго-Восточной Азии) характеризуются несомненным преобладанием государственной собственности на активы нефтегазового сектора.

При этом в рамках каждого из выделенных выше регионов имеется ряд общих и специфических особенностей распределения собственности в нефтегазовом секторе.

К числу **общих особенностей** следует отнести:

- преобладание частной собственности на стадиях реализации нефтепродуктов и формирования сервисного и обслуживающего сектора;
- несомненный приоритет государственных компаний на стадии разработки нефтегазовых ресурсов (что не относится к нефтегазовому сектору Северной Америки и Великобритании).

К числу **специфических особенностей** в рамках отдельных регионов можно, как нам представляется, отнести следующие.

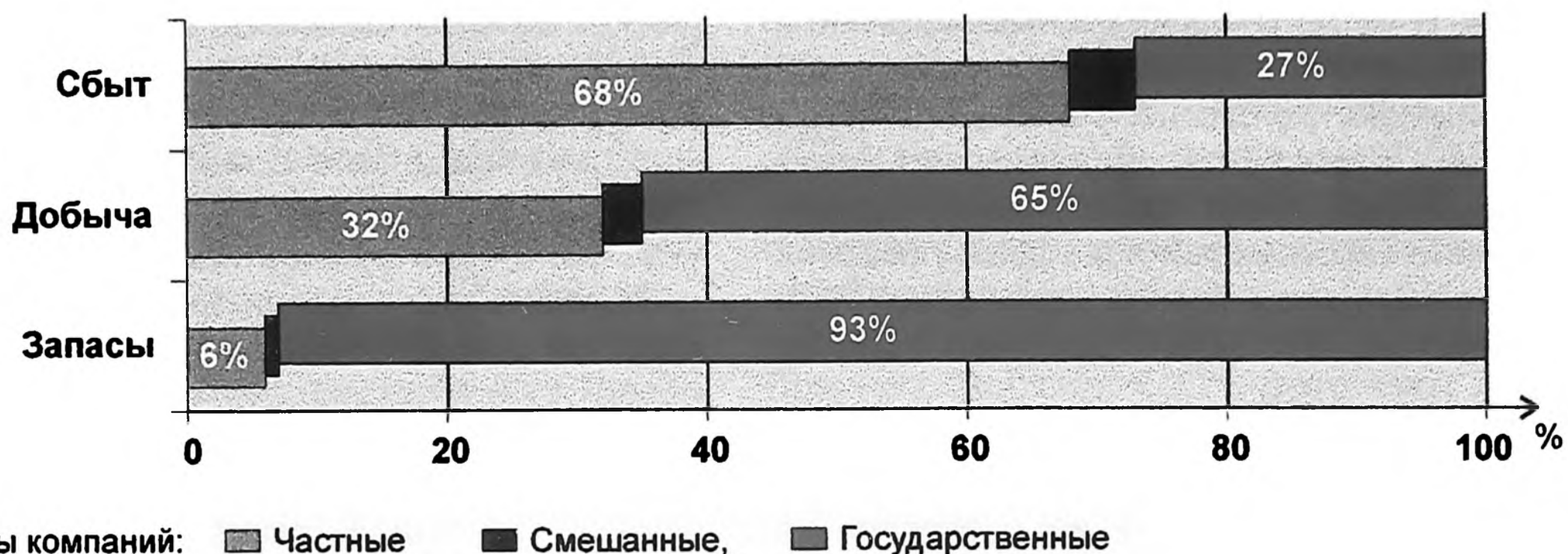
Для **Северной Америки и Западной Европы:**

- уменьшение доли пакетов акций, находящихся в собственности отдельных частных лиц;
- возрастание социальной направленности в распределении пакетов акций;
- увеличение роли институциональных портфельных инвесторов – различных фондов и финансовых институтов.

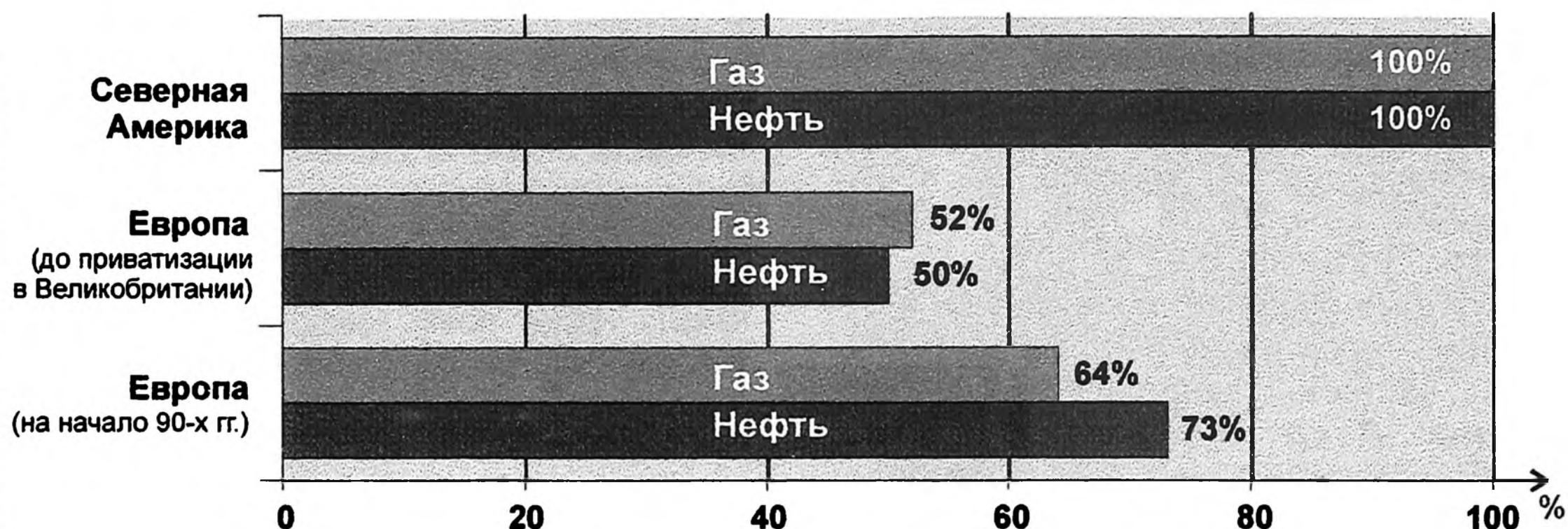
Для стран **Латинской Америки, Ближнего и Среднего Востока,** а также **Юго-Восточной Азии:**

- увеличение доли частного национального капитала в активах нефтегазового сектора;
- экспансия государственного капитала нефтедобывающих стран на рынки конечного потребления нефтепродуктов развитых капиталистических стран (в виде покупки активов европейских и американских компаний – НПЗ и систем розничной торговли нефтепродуктами).

А. Доля 66 крупнейших нефтегазовых корпораций на рынке в 1990 г.



Б. Права частных компаний на запасы



В. Собственность крупных нефтегазовых компаний

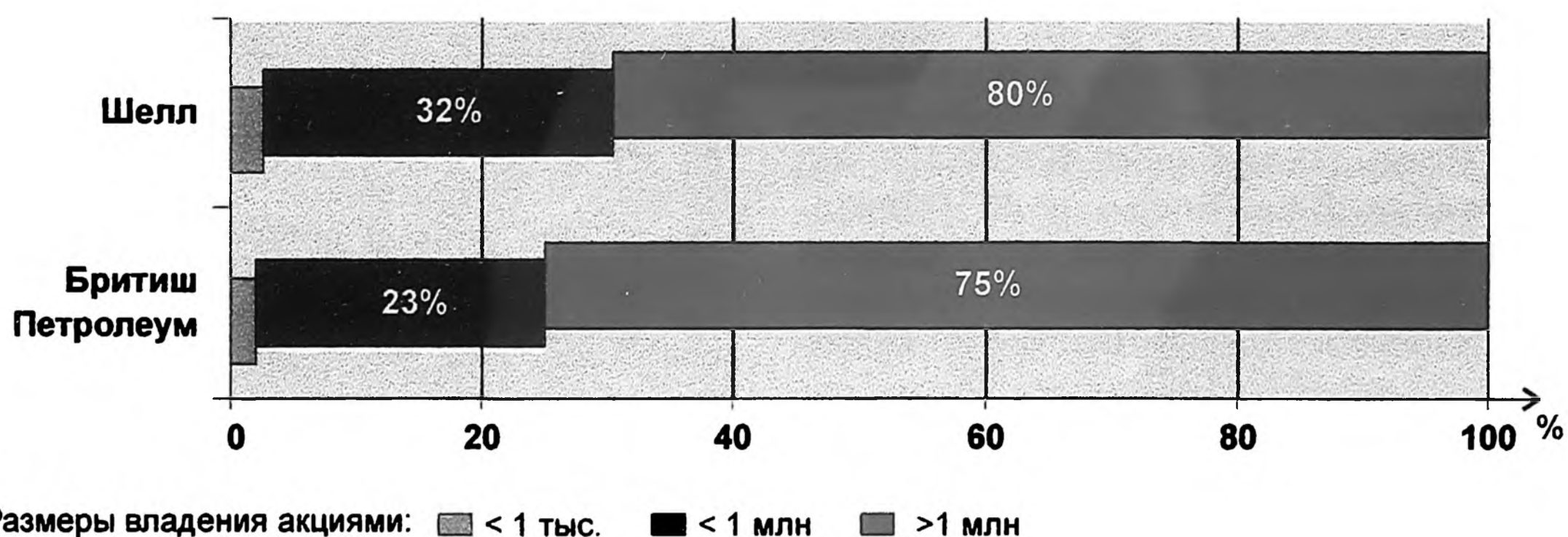


Рис. 1.1. Некоторые характеристики основных видов нефтегазовых компаний
Источник: Семинар Би-Пи/Статойл, 1991 [29].

По состоянию на начало 90-х гг. в собственности частных лиц в таких ведущих нефтегазовых компаниях мира, как «**Бритиш Петролеум**» и «**Шелл**», находилось соответственно 11 и 20% всего акционерного капитала. В свою очередь, в «Бритиш Петролеум» более 40% акций находилось в руках пенсионных фондов. В настоящее время в «Бритиш Петролеум» правительство Великобритании не имеет собственной доли – весь правительственный пакет был продан в 1987 г., и значительную его часть приобрело правительство Кувейта (Семинар Би-Пи/Статойл, 1991 [29]).

Такая же тенденция наблюдалась и в других странах Европы – например, в государственной финской компании «**Несте**» в 1991 г. список акционеров дополнили два новых акционера:

- Пенсионный фонд «Несте» – NESTE Oy's Employees' Pension Foundation;
- Фонд дополнительного поощрения работников компании из фонда прибыли – NESTE Oy's Employee Profit Sharing Fund (NESTE Report, 1991 [30]).

Следующим шагом явилась частичная приватизация «Несте» (в 1995 г.) – доля государства снизилась с 97 до 80%¹.

Аналогичные решения принимались и руководством относительно небольшой американской частной нефтяной компании «**Луизиана Лэнд энд Эксплорейшн**» (LL&E) – часть акций компании была переведена в доверительный фонд, предназначенный для осуществления плана предоставления акций работникам компании. Компанией LL&E был разработан специальный план, и на цели пополнения отмеченного выше фонда было выделено 24,2 млн дол. для покупки более 800 тыс. акций. Планы доверительного фонда и программы участия в будущих прибылях и премировании акциями – это прежде всего пенсионные программы (LL&E Report, 1989 [31]).

По данным Дж. Блази и Д. Круза, средний размер пакета акций, принадлежащих персоналу, во всех компаниях и на всех фондовых рынках США составляет не менее 5% (Блази, Круз, 1995 [32]).

В последнем случае необходимо иметь в виду, что данные компании оперируют в условиях так называемой модели верховной власти акционеров, которая эффективна только в том случае, если действует в окружении комплекса рыночных институтов – таких как иерархическая организация работы и конкурентные рынки труда и капиталов.

Нефтегазовый сектор **Великобритании** и **США** был изначально сформирован за счет усилий частных предпринимателей. Поэтому правительства этих стран главным образом обеспечивали защиту интересов национального капитала в районах добычи нефти и углеводородов (прежде всего на Ближнем Востоке). Это обстоятельство во многом определило более либеральную государственную политику по отношению к участию в собственности в данном секторе.

В таких же странах Европы, как **Франция, Италия, Норвегия**, становление и развитие нефтегазового сектора проходило при непосредственном участии государства, что и определило в дальнейшем более осторожный подход к продаже собственности нефтегазовых компаний частным лицам и негосударственным экономическим институтам. Например, в **Италии** по состоянию на начало 1995 г. компании с государственным участием контролировали 34% рынка нефти и нефтепродуктов. Полностью государственный концерн **ЭНИ** контролировал многие компании в нефтегазовом секторе и являлся проводником правительственной политики обеспечения национальных потребностей в углеводородах. В 1993 г. группа ЭНИ обеспечила 52% всех конечных потребностей Италии в энергоресурсах и 65% – в углеводородных топливах. До начала 1995 г. основные намерения итальянского правительства заключались лишь в трансформации государственных корпораций в АО, капитал которых должен был полностью находиться в руках государственного казначейства.

В **Норвегии**, как мы уже отмечали, по состоянию на середину 1997 г. национальный сегмент в нефтегазовом секторе страны был представлен полностью государственной компанией «**Статойл**» – свыше 40% добычи, смешанной (51% пакета акций – в руках государства) компанией «**Норск Гидро**» – свыше 20% объема добычи, полностью частной компанией «**Сага Петролеум**» – около 3% добычи (Norwegian Fact Sheet, 1997 [33]). При этом правительство Норвегии весьма тщательно следило и следит за поддержанием баланса сил между национальными (по принадлежности, но не по статусу) компаниями, контролируя как процесс взаимного участия компаний в капитале друг друга, так и продажи крупных пакетов акций иностранным портфельным инвесторам. Например, в 1990 г. Совет директоров «Сага Петролеум» отказался утвердить продажу

¹ Финансовые известия. 1995. 12 сент.

9% акций компании «Норск Гидро». Совет директоров решил, что это будет не в интересах акционеров, если «Норск Гидро» станет главным акционером компании, поскольку она является одним из основных конкурентов за лицензии и компании конкурируют на ограниченном норвежском фондовом рынке. Полная осведомленность о стратегии компании в бизнесе и геологоразведке даст «Норск Гидро» неоспоримое преимущество (*Saga Petroleum Report, 1990* [34]).

Одной из характерных особенностей изменения структуры собственности в нефтегазовом секторе Северной Америки, Великобритании и, в меньшей степени, стран континентальной Западной Европы является значительное увеличение роли и позиций финансового сектора (банков, страховых компаний, пенсионных фондов и т. п.). При этом, как отмечает **А. Ронкаглиа**, «в дополнение к прямому владению крупными пакетами акций департаменты доверительного управления крупных финансовых институтов управляют другими пакетами, которые принадлежат пенсионным фондам, инвестиционным фондам, частным доверительным компаниям, что также повышает их возможности на стадии принятия стратегических решений...» (*Roncaglia, 1985* [35]). Доля акций нефтегазовых компаний, принадлежащих крупным (институциональным) инвесторам из числа финансовых организаций, увеличивается в основном за счет уменьшения доли акций, непосредственно принадлежащих отдельным семьям, малым или крупным индивидуальным владельцам. Расширение участия институциональных инвесторов немедленно вызвало к жизни вопрос о взаимосвязи между крупными и – на первый взгляд – независимыми компаниями.

Наибольшую известность в литературе, посвященной проблеме взаимного участия крупных корпораций в капитале друг друга, в свое время получили данные, содержащиеся в отчетах, подготовленных в 1978 г. Подкомитетом по отчетности, учету и управлению Комитета Конгресса США по государственным делам (Subcommittee on Reports, Accounting and Management of the US Senate Committee on Governmental Affairs), – «Права голосования в ведущих корпорациях» (Voting Rights in Major Corporations) и «Взаимопереплетения в управлении между крупнейшими корпорациями США» (Interlocking Directorates among the Major US Corporations).

Наиболее яркий пример – возможности контроля крупнейших корпораций, которыми

обладала в тот момент семья **Рокфеллеров**. Эта семья была ведущим акционером только в двух компаниях, не связанных с нефтегазовым сектором напрямую. Однако при рассмотрении косвенных связей – через систему финансовых институтов – оказывалось, что с четвертой позиции в списке крупнейших акционеров компании «**Экссон**» семья Рокфеллеров немедленно перемещалась на ... первую, вторую, третью и пятую позиции одновременно (благодаря положению соответствующих финансовых институтов).

Для стран Латинской Америки, Ближнего и Среднего Востока и Юго-Восточной Азии характерно сохраняющееся доминирующее положение государства в роли собственника в нефтегазовом секторе. При этом в ряде стран компании имеют не только статус государственных, но и **национальных компаний**, что означает, что они тесно интегрированы в систему как государственного управления, так и государственных финансов.

В отдельных странах статус государства как единоличного собственника в нефтегазовом секторе закреплён конституционно. Например, нефтегазовая компания **Бразилии «Петробраз»** была основана в 1953 г. в статусе конституционной монополии. В 1994 г. бразильский конгресс дебатировал пересмотр такого статуса компании, но безрезультатно.

В нефтегазовом секторе **Мексики** государственная компания «**ПЕМЕКС**» объединяет все стадии добычи, переработки и распределения продуктов переработки углеводородов. Положение компании в конституции страны определено как «национальное богатство, не предназначенное для продажи».

Не все страны, придерживающиеся ориентации на исключительное положение государственной собственности в нефтегазовом секторе, имели или создавали одну компанию (как правило, в статусе национальной). Например, в **Венесуэле** компания **ПВДСА (PVDSA)** длительное время являлась чисто холдинговой компанией, которая осуществляла управление тремя полностью вертикально-интегрированными компаниями (точнее, структурами). При этом все вертикально-интегрированные структуры (единицы) имели свою корпоративную и коммерческую идентичность – собственную разработку, переработку, систему транспорта и хранения, но в то же время работали над одними и теми же целями, определенными ПВДСА (*Role of State Oil Companies, 1993* [36]).

В **Индии** в нефтяном секторе также доминируют несколько государственных компаний. При этом диверсификация структуры собственности в нефтегазовом секторе возможна лишь через допуск частного капитала (отечественного и иностранного) к новым проектам и работам (через тендеры) по поиску, разведке и разработке новых месторождений.

В **Китае**, несмотря на присутствие иностранного капитала в некоторых сегментах нефтяного сектора, в целом нефтяная промышленность находится в руках больших государственных компаний. **Китайская национальная нефтяная компания** и **Китайская нефтехимическая корпорация** – организации министерского уровня, напрямую подотчетные Совету Министров.

В начале 90-х гг. произошло значительное уменьшение степени прямого государственного участия в собственности в нефтегазовом секторе таких стран, как **Аргентина, Перу, Филиппины**. Как правило, в этих странах из-за отсутствия отечественного капитала частные собственники (как индивидуальные владельцы, так и институциональные инвесторы) представлены преимущественно иностранным капиталом.

В нефтедобывающих странах Ближнего и Среднего Востока в собственности в нефтегазовом секторе по состоянию на середину 90-х гг. доминировало государство, а также в отдельных сегментах присутствовал национальный частный капитал и иностранные портфельные инвесторы (*Middle East Oil and Gas, 1995 [37]*).

Например, в **Саудовской Аравии** правительство обладает правами собственности на все минеральные ресурсы страны, а также является либо единственным собственником, либо обладателем контрольных пакетов во всех связанных с нефтью компаниях, которые оперируют на территории страны. В нефтепереработке присутствует и иностранный капитал (например, компания «Мобил»).

Национализация нефтегазового сектора во всех нефтедобывающих странах Ближнего Востока была проведена в течение 1974–1975 гг. Однако такая односторонняя мера не принесла ожидаемых результатов. Как отмечается в аналитическом докладе Международного Энергетического Агентства, «более 20 лет прошло с того времени, когда 6 ведущих стран данного региона начали политику национализации своих нефтяных активов. В то время цены на нефть росли и правительствами были определены основ-

ные направления трансформации экономики своих стран. Многие в тот момент думали, что данные страны вышли на ничем не ограниченную дорогу к экономическому процветанию... Сегодня большинство из этих стран имеют душевой доход, значительно меньший, чем 10 лет назад, хронический бюджетный дефицит и в то же время правительства сталкиваются с растущими финансовыми потребностями, вызванными быстрым ростом населения, необходимостью обслуживания внешнего и внутреннего долга и расходами на оборону» (*Middle East Oil, 1995 [37]*).

|| О роли иностранного капитала

Все страны, начинающие развитие нефтегазового сектора, как правило, испытывают острую нехватку финансовых средств. С целью преодоления данного затруднения новые нефтегазодобывающие страны стремятся выйти на внешний финансовый рынок. Вполне очевидно, что при этом, как правило, все заемщики вынуждены искать приемлемый компромисс между допуском иностранных инвесторов в стратегически важный сектор экономики и сохранением экономической независимости. Успехов в решении этой непростой задачи достигают те страны, которые не только добиваются привлечения инвестиций, но также обеспечивают развитие собственного нефтегазового сектора. Последнюю задачу можно считать вполне выполненной тогда, когда национальные (по происхождению) компании и подрядчики достигают производственно-технологического уровня и квалификации персонала, позволяющих им успешно конкурировать с ведущими (в своей области) в мире иностранными компаниями.

Из «новых» нефтедобывающих стран, сумевших в полной мере реализовать возможности иностранного участия для развития национальной нефтегазодобывающей промышленности, наибольших результатов добилась **Норвегия**. В 1974 г. под эгидой Министерства Финансов был подготовлен для рассмотрения в стортинге (парламенте) доклад «Нефтяная промышленность в норвежском обществе», в котором отмечалось, что «правительство будет обеспечивать возможности активного вовлечения норвежской промышленности во все стадии нефтяного бизнеса, включая поставки товаров и услуг... Не является главной проблемой

обеспечить поставки в как можно большем объеме; более важно обеспечить, чтобы норвежская индустрия имела стремление продвигаться в такие виды деятельности, которые будут обеспечивать рост ее опыта и технического уровня и тем самым дальнейшее развитие. Более важно обеспечение норвежской промышленности возможности присоединения к технологическому развитию, с тем чтобы страна стала конкурентоспособной и в других областях, необходимых после окончания нефтяной эпохи» (*Petroleum Industry, 1973–1974* [38]).

Не было бы смысла цитировать данный документ, если бы не результаты, к которым пришла за этот период норвежская промышленность. В настоящее время норвежские подрядчики занимают ведущие в мире позиции как по техническому уровню предлагаемых решений по освоению и разработке шельфовых месторождений, так и по их экономическим характеристикам, что, в свою очередь, позволяет весьма успешно конкурировать на международном рынке аналогичных работ и услуг. Значительную роль в этом сыграли ясно и определенно поставленные цели, а также использование для их реализации правильно выбранного эффективного механизма (в данном случае – отражение соответствующих условий в лицензионных соглашениях). При этом важно то, что была создана достаточно эффективная система государственного регулирования и управления, которая смогла обеспечить взаимосвязь многообразных (на первый взгляд весьма различных) сторон освоения и разработки месторождений нефти и газа.

Иностранное участие, в том числе в собственности отдельных компаний, не только обеспечивает приток инвестиций, но и (что не менее важно) стимулирует рост технического уровня местных компаний и их технологической и управленческой культуры (которая стремительно меняется и не может получить всестороннее развитие в узких национальных рамках).

1.4.3. Вертикальная интеграция в нефтегазовом секторе – закономерности и общие особенности

Развитие нефтяного бизнеса на Западе с самого начала пошло по пути вертикальной интеграции (комбинирования) стадий разведки, добычи и переработки нефти и сбыта

нефтепродуктов. Крупнейшие нефтяные компании («**Стандард ойл**», «**Галф**», «**Тексако**», «**Шелл**» и др.) установили контроль за всеми сферами нефтяного дела сначала в национальном, а впоследствии и в международном масштабе. Этому принципа придерживались и небольшие компании, хотя и оперировали на ограниченных территориях (например, в районе, примыкающем к эксплуатируемому месторождению). В целом же современная структура нефтяного сектора, в которой доминирующую роль играют комбинированные компании, окончательно сформировалась к 30-м гг. нынешнего столетия.

Проблемам вертикальной интеграции в нефтегазовом секторе посвящено огромное количество исследований. Как отмечено **Э. Симпсоном**, «тридцатилетний успех монополии Рокфеллера вызвал вопросы, которые с тех пор широко обсуждаются историками и экономистами. Была ли это решимость и упорство одного человека, который создал столь огромную империю в форме монополии? Или же это в природе нефти, в отличие от других видов промышленности, которая не может находиться в форме свободного предприятия, направляемого естественными законами спроса и предложения, и поэтому неизбежно должна быть ограничена и поставлена под контроль кем-либо – или Рокфеллером, или картелем нескольких компаний, или же ОПЕК?» (*Sampson, 1988* [39]).

По мнению американского экономиста **П. Френкеля**, нефтяная промышленность лишена механизмов самоприспособления и поэтому «предназначена» быть под контролем – или отдельной компании, или картеля определенного вида (*Frankel, 1969* [40]). Профессор **М. Эдельман** утверждает, что в конкурентных условиях в долгосрочной перспективе нефтяная промышленность ведет себя точно так же, как и любая другая, и этой промышленности присуще самоприспособление (*Adelman, 1972* [41]).

Поэтому, как отмечает Э. Симпсон, «если принять точку зрения Эдельмана, то Рокфеллер и «законность» существования подобных структур не могут быть признаны как неизбежный путь исторического развития. Нефтяной бизнес может быть разделен между конкурирующими компаниями. Однако если контроль неизбежен, то остается открытым второй вопрос: кто должен быть инструментом такого контроля – производители или потребители, компании или правительства?» (*Sampson, 1988* [39]).

Развитие процесса вертикальной интеграции в мировом нефтегазовом секторе происходило в двух направлениях – как от разведки и добычи нефти к сферам переработки и маркетинга продукции, так и наоборот. **Регулярная частота трансакций в сочетании с особенностями активов в нефтегазовом секторе на определенной стадии развития производства дает толчок развитию процесса вертикальной интеграции.** Путем интегрирования с последующими стадиями монополист может трансформировать потери эффективности (вызванные чрезмерными издержками по продвижению товаров на рынок) в свою прибыль и расширить использование продуктов начальной стадии до оптимальных масштабов.

При **последовательном интегрировании** (от начальных стадий вовлечения углеводородов к стадиям конечного использования) движущими мотивами процесса интеграции можно считать:

- стремление овладеть рынками конечной продукции;
- наличие монополии на природные ресурсы, что (в сочетании с высокой капиталоемкостью освоения новых месторождений) резко снижало эффективность новых инвестиций.

Процесс **обратной интеграции** более характерен для «новых» нефтегазовых стран Западной Европы, которые позже других приступили к развитию своего нефтегазового сектора, и этот процесс во многом направлялся государствами соответствующих стран. Это касается прежде всего **Франции, Италии, Испании, Германии**. Основной причиной интеграционного процесса было (и остается) стремление правительств данных стран к преодолению зависимости от поставок сырья. В результате итальянский государственный концерн **ЭНИ** (прежде всего его добывающее подразделение «**Аджип**»), французские «**Тоталь**» и «**Эльф-Акитен**», а также немецкая «**Деминекс**» имеют лицензии на разработку нефтегазовых ресурсов в различных странах мира.

Наиболее уместным было бы охарактеризовать процесс последовательной интеграции как процесс естественной динамики институтов нефтегазового сектора, в то время как процесс обратной интеграции можно, скорее, охарактеризовать как процесс частично индуцированной (привнесенной) интеграции, которая осуществлялась в странах с рыночной экономикой в

рамках государственной экономической политики.

В конечном счете в качестве **важнейших предпосылок вертикальной интеграции в нефтегазовом секторе** можно считать следующие.

1. **Общие причины** (присущие процессу интеграции и в других секторах экономики):

- стремление к контролю над рынками сбыта конечной продукции;
- реализация преимуществ, обусловленных экономией издержек по достижении определенного масштаба и размера производства;
- преимущества, связанные с минимизацией трансакционных издержек (при замене рыночных отношений и связей внутрикорпоративными контактами и взаимодействиями).

2. **Специфические причины:**

- стремление к преодолению монополии на природные ресурсы;
- получение доступа к надежным источникам сырьевого обеспечения;
- минимизация рисков, связанных с осуществлением крупных, капиталоемких и инерционных проектов, и вытекающая отсюда необходимость планомерной организации производства и сбыта в столь многоплановом секторе экономики, как нефтегазовый;
- ведущая роль наличия доступа к нефтегазовым ресурсам в обеспечении странам экономической самостоятельности;
- особенность активов нефтегазового сектора, их узкоспециализированный (идиосинкразический) характер.

3. **Внутрифирменные факторы и обстоятельства:**

- управляемость технологически взаимосвязанными процессами (с точки зрения упрощения системы взаимосвязей в процессе текущего производства и распределения ресурсов);
- экономия на трансакционных издержках, связанных с использованием рыночных механизмов (заключением и сопровождением контрактов, получением необходимой информации и проч.).

Все отмеченные выше предпосылки вертикальной интеграции компаний в нефтегазовом секторе обеспечивают определенные конкурентные преимущества интегрированным корпорациям по сравнению с узкоспециализированными компаниями. Однако наличие предпосылок получения определенных преимуществ вовсе не означает автоматического их получения. Названные выше **основные предпосылки интеграционного процесса проявляются в основном в виде тенденций.**

Так, например, специфические причины не только способствуют вертикальной интеграции, но и в определенном смысле ей противодействуют – по мере уменьшения запасов углеводородов на разрабатываемых месторождениях, а также уменьшения запасов на вновь вовлекаемых в освоение и разработку месторождениях (что связано со «старением» нефтегазоносных провинций) снижаются и предпосылки формирования и функционирования на основе подобных активов крупных вертикально-интегрированных компаний. Именно данным обстоятельством объясняется устойчивое увеличение, например, в США доли в добыче нефти мелких и средних фирм, разрабатывающих маргинальные месторождения.

Исследования процессов вертикальной интеграции в нефтегазовом секторе, проведенные в последние годы, показывают, что *«вертикальная интеграция снижает уровень эффективности компании, а также одновременно снижает возможности ее изменчивости. Другими словами, существует неэкономичность диверсификации. Однако поскольку рынок также порождает состояние неэффективной изменчивости, существуют периоды, когда неэффективность, связанная с интеграцией, меньше, чем неэффективность, обусловленная изменением стратегии компании из-за действия рыночных сил»* (Barrera-Rey, 1995 [42]).

Действие причин и факторов, способствующих вертикальному интегрированию, небеспрельдно (с точки зрения как повышения общественного благосостояния, так и роста экономической эффективности на уровне отдельной компании). На уровне компании с организацией нового производства, как правило, связаны значительные расходы – прежде всего в связи с ростом размеров фирмы. Наиболее существенная компонента расходов связана с ростом управленческой неэффективности и усложнением системы контроля – по мере интеграции фирмы растет ее сложность и возрастает степень ее внутреннего разнообразия.

1.4.4. Виды организаций нефтегазового сектора

Нефтегазовые компании

Крупнейшие компании в нефтегазовом секторе являются вертикально-интегрированными. Это означает, что они присутству-

ют прямо или опосредованно (через ассоциированные или дочерние компании) на всех этапах производственного цикла. Компании среднего размера, которые по крайней мере частично интегрированы, сосуществуют с крупнейшими. И в конце концов существуют малые компании, которые оперируют на отдельных стадиях технологического процесса.

По состоянию на начало 90-х гг. в нефтегазовом секторе США присутствовало (Семинар Би-Пи/Статойл, 1991 [29]):

- в разведке и добыче – около 10 тыс. компаний, которые добывали свыше 870 млн т – в нефтяном эквиваленте – нефти и газа (около 400 тыс. занятых);
- в трубопроводном транспорте – 146 компаний в транспорте нефти и 134 компании в транспорте газа (всего 180 тыс. занятых);
- в переработке нефти и газа – 111 компаний, 194 НПЗ (135 тыс. занятых);
- в торговле нефтью и нефтепродуктами – 112 тыс. автозаправочных станций (610 тыс. занятых).

Всего в нефтегазовом секторе было занято свыше 1,5 млн человек. В нефтегазовом секторе США, несмотря на столь впечатляющее число компаний (более 10 тыс.), вся основная добыча нефти и газа была сосредоточена в 20 компаниях. Лучше всего уровень дифференциации в нефтегазовом секторе можно оценить по данным о стоимости активов, составлявшей (Семинар Би-Пи/Статойл, 1991 [29]):

- 20 компаний – более 1 млрд дол.;
- 38 компаний – от 50 млн до 1 млрд дол.;
- более 9 000 компаний – менее 50 млн дол.

В нефтепереработке 75% объема нефти перерабатывается всего 19 компаниями. Среди 280 компаний, владеющих трубопроводами, и компаний, которым принадлежит 112 тыс. бензоколонок, наблюдается аналогичная картина.

Другое исследование, посвященное структуре нефтяного сектора США, основано на данных по американским компаниям, чьи акции котировались на Нью-Йоркской фондовой бирже. В период с 1974 по 1993 г. на бирже котировались акции более чем 200 компаний (табл. 1.5).

Современные компании в нефтегазовом секторе отличаются большим разнообразием комбинаций различных видов деятельности, охватывают различные районы США и мира, имеют большое разнообразие схем внутреннего организационного строения.

Таблица 1.5. **Классификация нефтегазовых компаний США**

По степени интеграции:		
• Неинтегрированные	142	Вовлечены в одну стадию
• Полуинтегрированные	46	Вовлечены в две-три стадии
• Полностью интегрированные	23	Вовлечены во все стадии
По участию в различных стадиях:		
• Разведка и добыча	193	
• Переработка	36	
• Транспорт	48	
• Продажа	54	

И с т о ч н и к : Barrera-Rey, 1995 [42].

Современные компании в нефтегазовом секторе отличаются большим разнообразием комбинаций различных видов деятельности, охватывают различные районы США и мира, имеют большое разнообразие схем внутреннего организационного строения. Как правило, чем больше компания и чем шире география операций, тем менее жесткие схемы управления и координации между головной компанией и отдельными региональными и специализированными дочерними компаниями применяются (Payne, 1995 [43]).

Так, например, американский сектор деятельности компании **«Атлантик Ричфилд Компани» (АРКО)**, являющейся институциональным портфельным инвестором российской АНК «ЛУКОЙЛ» и одним из соучредителей АО «ЛУКАРКО», созданного для реализации проектов в Казахстане, разделен на две группы – Аляскинскую и континентальную. Последняя была в начале 90-х гг. реорганизована в четыре самокупаемых операционных единицы. Группа имеет два НПЗ на Западном побережье США для переработки аляскинской нефти. Топливо реализуется через сеть независимых специализированных дилеров, а также через собственную дочернюю компанию.

«Бритиш Петролеум» (БП) (Великобритания) оперирует в трех ключевых сферах: в разведке и добыче – **«БП Эксплорейшн»**; в переработке, транспорте и в сбыте нефтепродуктов – **«БП Ойл»**; в нефтехимии и химии – **«БП Кэмикл»**. В целом, начиная с начала 90-х гг., БП сконцентрирована на трех ключевых направлениях своего бизнеса.

Частично интегрированная компания **«Эшланд Ойл Инк.» (США)** – одна из крупнейших независимых (не имеющих собственной добычи нефти) нефтеперерабатывающих компаний в США, а также один из крупнейших независимых торговцев нефте-

продуктами, химикатами и пластиками в Северной Америке.

«Шеврон» (США) – изначально **«Стандарт Ойл Калифорния»** – оперирует во всех секторах нефтяного бизнеса. Компания также является вторым крупнейшим производителем природного газа в США. «Шеврон» имеет крупнейшие в США мощности по переработке нефти.

«Экссон» (США) – крупнейшая в мире компания, которая присутствует на всех стадиях нефтяного бизнеса, а также в электроэнергетике, угледобыче, добыче полиметаллов.

«Файбро Энерджи» (США) является типичным примером частично интегрированной компании. В начале 90-х гг. была четвертой по величине компанией в стране по объему переработки нефти (эксплуатировала 4 НПЗ на Западном побережье). Компания объединяет стадии торговли сырой нефтью и продуктами ее переработки, а также стадию собственно переработки. Очень важная особенность компании – присутствие и на рынке других энергоносителей (угля и природного газа). Подобное сочетание позволяет осуществлять такие сделки, как обмен нефти и продуктов ее переработки на газ. Во многом благодаря такой структуре компании удастся в течение ряда лет поддерживать торговый оборот по нефти свыше 100 млн т ежегодно. Помимо объектов торговли, переработки и хранения энергоресурсов в состав компании входят и транспортные филиалы.

Весьма значительной особенностью процессов вертикальной интеграции в современном мировом нефтегазовом секторе является ослабление собственно производственно-технологических связей при сохранении (и даже усилении) интеграции в рамках собственности (что связано с определяющей ролью головных компаний холдингов в финансово-инвестиционной сфере).

Сервисные и обслуживающие компании

В вопросах покупки оборудования нефтяные компании зависят от независимых поставщиков. Изначально данная схема, основанная на привлечении независимых поставщиков, была применена в США. Вполне очевидно, что выделение из состава компаний не только производства оборудования, но и его поставок связано именно с ориентацией на минимизацию трансакционных издержек. В дальнейшем подобная схема связей переведена американскими нефтяными компаниями во многие другие страны и воспроизведена также неамериканскими нефтяными компаниями. Наличие экономии масштаба в отдельных производственных циклах в сочетании с ростом размеров рынка дает основания росту независимых фирм или вертикальной декомпозиции. **Вертикальная декомпозиция** – такой тип организационной структуры, где отдельные виды производственной деятельности осуществляются компаниями, которые имеют разных собственников (термин введен О. Уильямсоном).

Объяснение данному явлению также дает подход с точки зрения трансакционных издержек. Эти издержки будут особенно высоки, если несколько сотен, а может тысяч, различных единиц будут включены в состав нефтяного бизнеса. Другое объяснение вытекает из страха нефтяных компаний перед непредсказуемым поведением партнеров по трансакциям. В общем случае нефтяная компания будет стремиться продать лишние услуги своей структурной единицы, но другие нефтяные компании — получатели услуг будут опасаться утечки данных при выполнении сервисных работ (например, геологического характера).

Главные преимущества использования подрядчиков заключаются в увеличении гибкости компании, получении доступа к опыту и навыкам квалифицированного персонала, меньшей ответственности как работодателя по отношению к работникам. Первое обстоятельство особенно важно в том случае, когда размер операций невелик и не дает полной загрузки работникам и когда будущий уровень активности и потребность в опыте неопределенны. Второе связано с тем, что компания определяет в качестве своей основной деятельности. Третий – чисто административный аспект.

В настоящее время американские инструментальные, машиностроительные и

сервисные компании доминируют в соответствующем сегменте обслуживания мирового нефтегазового сектора. При этом, как правило, ведущие международные фирмы-поставщики осуществляют выполнение работ через «национальные» филиалы.

Тенденция к росту независимых фирм-поставщиков вовсе не означает, что не существует барьеров входа в этот сегмент нефтегазового сектора. Как убедительно показано в работе **П. Холлвуда**, барьеры входа в обслуживающий сегмент нефтегазового сектора Шотландии существуют и они чрезвычайно высоки, прежде всего при входе в технологическое ядро сектора. Барьеры входа принимают форму обладания определенными фирмами специфическими знаниями и навыками, которые либо защищены, либо воспроизводимы с большим трудом. Знакомство нефтяных компаний с поставщиками в течение многих лет также создает барьеры входа, поскольку предварительное знакомство снижает издержки выбора (*Hallwood, 1991* [44]).

Технологическое ядро обслуживающего сегмента для нефтегазового сектора на шельфе **Соединенного Королевства** включает в себя:

- сейсмические работы (такие, например, как электрокаротаж);
- испытание скважин;
- кабельные работы;
- бурение;
- закачивание и испытание скважин;
- узкоспециализированные внепроизводственные услуги;
- производство и использование химикатов;
- производство инструмента и оборудования.

В ядро не входят такие «общераспространенные» виды сервисных и вспомогательных работ, как изготовление емкостей, поставка труб, производство секций платформ (включая дома для персонала), а также общестроительные работы, банковские и финансовые услуги, страхование, транспорт и коммунально-бытовое обслуживание.

По состоянию на начало 90-х гг. на британском шельфе Северного моря только несколькими шотландским компаниям удалось пробиться в технологическое ядро (после 25 лет истории освоения месторождений шельфа). Одна из причин состоит в том, что переход шотландской индустрии в собственность иностранных компаний был однозначно оценен в 60-е гг. как путь к усилению иностранной зависимости с нежелательными экономическими последствиями.

Односторонность подобного подхода состояла в том, что вопросы собственности, промышленной организации и будущей глобальной мобильности не были приняты во внимание при оценке долгосрочных последствий подобных решений.

Государство и система государственных учреждений

Как было показано выше, теоретической основой участия государства в экономической жизни является не только наличие «провалов» рынка (рыночного механизма), которые ведут и приводят к снижению общественного благосостояния, но прежде всего обеспечение формального контроля за соблюдением основополагающих норм и правил, а также принуждение к их исполнению.

В работе английских исследователей **Я. Фелиса** и **Н. Лукаса** отмечается, что рынок имеет два главных преимущества:

- эффективное распределение ресурсов при помощи ценовых сигналов;
- генерацию системы эффективного экономического управления (*Felis, Lucas, 1991* [45]).

Вместе с тем оба данных аргумента (при их справедливости) имеют ограничения. Теоретически конкуренция ведет к оптимальным решениям, только если все участники хорошо информированы (транзакционные издержки близки к нулю), а также в случае, если первоначальное распределение дохода отвечает целям участников и монопольные препятствия (барьеры входа и перемещения) отсутствуют.

Во-первых, предположение о том, что участники энергетического рынка хорошо информированы не соответствует реальности.

Во-вторых, рынок не принимает во внимание экологические обстоятельства.

В-третьих, как правило, существует значительное расхождение в оценках дефицита участниками рынка и страной (нацией) в целом.

Отмеченные выше обстоятельства, а также стратегический характер нефтегазового сектора экономики (для любой страны – как имеющей собственную добычу углеводородов, так и только перерабатывающей и потребляющей) побуждают правительства разрабатывать и осуществлять различные планы и программы в данной области. Соответ-

ственно содержанию данных документов варьируют и формы участия государства в решении проблем нефтегазового сектора.

Так, например, в рамках энергетической политики **Венгрии** в 1989 г. были определены прежде всего экономические приоритеты, такие как:

- устранение неэффективности использования энергии;
- либерализация цен;
- перенос акцента в инвестиционной политике на некапиталоемкие решения.

Во **Франции**, напротив, при определении форм и направлений участия государства в нефтегазовом секторе преобладали не экономические, а политические мотивы – интервенция французского правительства в течение многих лет определялась целями внешней политики, необходимостью удовлетворения внутреннего рынка и обеспечением безопасности поставок в долгосрочной перспективе.

В **США** в нефтегазовом секторе в рамках Национальной Энергетической Стратегии предполагалось (*National Energy Strategy, 1991/1992* [46]):

- обеспечить уменьшение влияния колебаний конъюнктуры, связанных с нарушениями на мировом нефтяном рынке;
- обеспечить внутреннее увеличение производства нефтепродуктов;
- усовершенствовать процедуры доступа к магистральным газопроводам;
- создать систему стимулирования использования природного газа в качестве моторного топлива и т. д.

Как видно из столь краткого перечня целей и задач, связанных с участием ряда государств в решении проблем нефтегазового сектора, круг проблем и акценты и приоритеты в их решении весьма различны. Причины заключаются не только в историческом опыте той или иной страны, но и в уровне развития рыночных отношений, уровне обеспеченности нефтегазовыми ресурсами и т. д. Многообразие проблем приводит и к многообразию путей и способов государственного регулирования нефтегазового сектора в различных странах мира.

Однако в целом **элементами энергетической политики практически любой страны** мира являются:

- обеспечение высокого уровня рентабельности в энергетическом секторе экономики;
- достижение безопасности поставок энергоносителей;

- создание условий, привлекательных для зарубежных инвесторов;
- сохранение определенного уровня государственного контроля за ситуацией;
- развитие национальной промышленности;
- развитие опыта у национальных подрядчиков и обслуживающих компаний;
- управление политическими рисками (*Lerberg, 1997 [47]*).

При этом **чрезвычайно важно разделение всех факторов и условий развития энергетического сектора на управляемые и неуправляемые** (такие, например, как развитие технологии в мире в целом и удаленность от основных мировых рынков энергоносителей).

Вхождение правительства в нефтегазовый сектор – косвенно, через специальные нормативные акты или прямо, через непосредственное участие – **означает, что оценка рыночных сил и частной инициативы признается недостаточной для обеспечения важнейших национальных интересов**, к числу которых прежде всего относят:

- темпы истощения месторождений;
- распределение экономической ренты;
- получение дополнительной прибыли (сверхприбыли);
- спиновый эффект, связанный с промышленным развитием за счет нефти и газа.

Задачи и средства достижения целей энергетической политики

На основании приведенных выше рассуждений, как нам кажется, можно сделать вывод, что регулирование в нефтегазовом секторе призвано выполнять три основные задачи:

- 1) обеспечение эффективной производственной структуры;
- 2) ослабление монополии на природные ресурсы и ее возможности проявить себя в полную силу;
- 3) создание стимулов для эффективного функционирования отрасли.

По мнению **В. Теплиц-Сембицкого**, выполнение данных задач возможно при наличии ряда условий (*Teplitz-Sembitzky, 1991 [48]*).

1. **Институциональная схема регулирования должна быть свободна от правительственной опеки** – вмешательства в текущие и краткосрочные дела. Основное для государства – лидерство в законодательной области. Что прежде всего необходимо, так это опре-

деление безошибочных экономически прозрачных приоритетов и политических предпочтений, которые исключали бы незаконное и неформальное вмешательство исполнительных органов и препятствовали бы влиянию локальных групп торможения.

2. **Собственность и руководство, контроль в нефтегазовом секторе должны быть разведены.** Необходимо создание контролирующих организаций, которые обладают, независимо от других исполнительных правительственных учреждений, всей полной информацией для оценки состояния дел.
3. **Власть и полномочия регулирующих институтов должны быть определены как проблемно-решающие.**
4. **Сектор должен иметь автономию в определении и решении путей достижения целей своего развития.** Чем больше сектор, или чем больше диверсифицирован рынок, или чем более быстро изменяются параметры, тем менее жесткими должны быть параметры, определяющие поведение институтов сектора.
5. **Эффективное регулирование требует очень высокого уровня профессионализма.**
6. **Изменения в схеме регулирования должны касаться всего сектора** – частичное решение проблем может породить новую неэффективность.
7. **Четкое разграничение должно быть сделано между проблемами, которые могут и не могут решаться теми или иными методами.**
8. **Цены, ценовая политика**, которые всегда являются центром противоречий, **должны быть в фокусе регулирования.**

Средствами достижения целей политики в энергетическом секторе (включая нефтегазовый) в основном являются:

- законодательные рамки и фискальные рычаги и средства (которые определяют институциональное устройство);
- формирование организационной структуры;
- собственно государственное участие.

Государственное участие может выражаться в таких видах деятельности, как:

- прямое непосредственное участие в хозяйственной деятельности;
- регулирование функционирования и развития нефтегазового сектора.

Все вышеприведенные виды деятельности могут быть, в свою очередь, подраз-

делены на две основные формы – **прямое** и **косвенное участие**. **Прямое участие предполагает наличие государственной собственности** в нефтегазовом секторе и участие в его финансировании; **косвенное участие – регулирование правоотношений**, возникающих в процессе предоставления недр в пользование (государственные законы и нормы), широкий спектр мер фискального воздействия (налоговая политика, политика в области ценообразования и внешнеэкономической деятельности).

Прямое участие государства

Как правило, прямое участие государства предполагает:

- участие в собственности (сохранение в своих руках всего пакета акций, контрольного его размера или участие на «общих основаниях» в виде рядового акционера);
- участие в финансировании части проектов и программ развития нефтяного сектора (также возможно и полное поглощение государственной финансовой системой финансов нефтегазового сектора).

Участие в собственности может принимать как форму участия государства в акционерном капитале компаний нефтегазового сектора, так и форму создания полностью государственных предприятий, не имеющих статуса акционерных обществ.

В **Норвегии** в 1972 г. стортингом было принято решение об образовании полностью государственной акционерной компании «**Статойл**» (со 100-процентным пакетом акций в руках государства). Основные цели создания компании – обеспечение государственного контроля за ходом разведки, освоения и разработки нефтегазовых ресурсов на шельфе Северного моря, развитие национальной нефтегазовой промышленности, достижение большей прозрачности в движении потоков финансовых ресурсов, получаемых от добычи нефти и газа, и др. Именно последнее обстоятельство привело к тому, что в декабре 1984 г. стортингом также было принято решение о разделении участия «Статойла» в большинстве производственных лицензий между государством и ... самой компанией. В итоге все финансовые потоки «Статойла» были разделены на две части – на непосредственное участие компании в различных лицензиях (на разведку и разработку месторождений) и на прямое участие государства (минуя компа-

нию). Результатом этого явилось то, что часть доходов компании автоматически стала поступать государству (не в форме налогов и дивидендов, а в форме части дохода), а также то, что соответствующая часть издержек на добычу стала покрываться напрямую (из государственного бюджета – в рамках системы прямого финансового участия государства). При этом разделение потоков осуществляется на основе оценок по каждому конкретному месторождению (*Norwegian Fact Sheet, 1995 [49]*).

Помимо собственно финансовой проблемы (большей прозрачности финансовых потоков от добычи углеводородов на шельфе Северного моря с точки зрения осуществления государственного и общественного контроля) разделение финансовых потоков преследовало и важную политическую задачу – ограничение финансовой силы и влияния... государственной компании. Данная задача могла бы быть решена, например, разделением «Статойла» на несколько более мелких компаний, однако при этом уменьшились бы конкурентные позиции компании по отношению к зарубежным компаниям (в известном смысле с аналогичной дилеммой столкнулось российское правительство в середине 90-х гг. в случае с РАО «Газпром» – см. далее часть IV).

В **Иране**, напротив, отсутствует разделение ответственности между нефтяным министерством и компаниями: бюджет компаний является в то же время и частью национального бюджета. В **Мексике** и **Бразилии** государственный статус национальных нефтяных компаний – соответственно «**ПЕМЕКС**» и «**Петробраз**» – закреплён в конституциях этих стран.

Наиболее важным моментом является, на наш взгляд, то, что прямое участие государства в нефтяном секторе является отражением тех целей, которые предусматривает реализация соответствующей энергетической стратегии (политики, плана и т. д.). Помимо чисто производственно-экономических функций компании, создаваемые при участии государства, выполняют и достаточно широкий спектр функций собственно государственного управления (см. ниже о национальных нефтяных компаниях).

Формы косвенного регулирования

Среди форм и методов косвенного регулирования (связанного с формальным контролем и принуждением к исполнению контрактных условий) нефтегазового сектора

различных стран также наблюдается большое разнообразие используемых подходов. Как нам представляется, в общем виде система косвенного регулирования включает (рис. 1.2):

1) **специфические формы регулирования** –

- лицензионную систему, связанную с предоставлением прав на разведку и/или разработку месторождений углеводородного сырья;
- регулирование добычи;
- регулирование отдельных, как правило, монопольных видов деятельности (таких как магистральный трубопроводный транспорт);

2) **общие формы регулирования** –

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

Главной задачей регулирования является установление и обеспечение эффективной производственной структуры, направленной на рационализацию издержек во всех звеньях экономической системы.

Наиболее специфичной формой регулирования является, на наш взгляд, собственно **лицензионная система предоставления прав на пользование недрами** для целей разведки и разработки месторождений углеводородного сырья. **Основная задача лицензионной системы состоит в передаче прав на пользование недрами на общих, ясных, стабильных и непротиворечивых условиях.** Правила предоставления лицензий способны (и мировой опыт об этом весьма красноречиво свидетельствует) существенно ограничить проявление монополии на природные ресурсы и создать предпосылки рационализации издержек и становления эффективной производственной структуры.

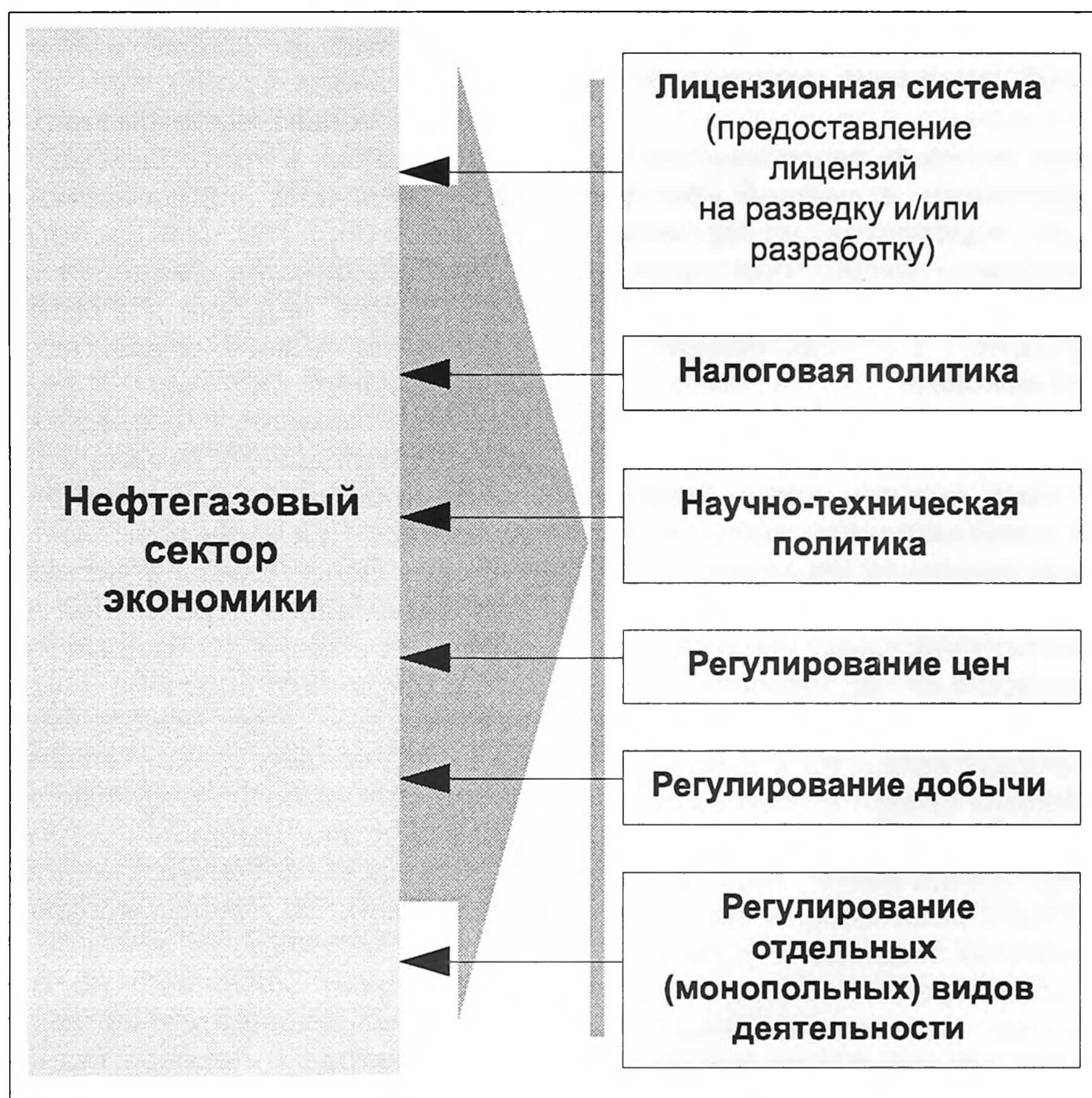


Рис. 1.2. Основные элементы системы косвенного регулирования нефтегазового сектора

Регулирующая роль лицензионной системы проявляется в том, что при ее помощи можно обеспечить решение таких проблем, как:

- привлечение в нефтегазовый сектор компаний с необходимым производственным опытом;
- передача и распространение передовых технологий и 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 (бюджеты членов федерации – при федеративном устройстве страны – собственника природных ресурсов);
- создание определенного числа рабочих мест в смежных отраслях экономики (транспорт, обслуживание, машиностроение и др.).

Вместе с тем наличие возможностей не означает немедленного получения всех отмеченных выше результатов на практике. Последнее достижимо только при наличии **ряда условий**:

- соответствующей законодательной и нормативной основы;
- ясно определенных приоритетов и целей страны – собственника природных ресурсов (ввиду того, что ряд возможностей, заложенных в лицензионной системе, носят взаимоисключающий характер);
- эффективной системы организаций государственного регулирования и контроля (с точки зрения роста общественного благосостояния) процесса недропользования.

Один из ключевых вопросов в рамках лицензионной системы связан с общими законодательными рамками системы предоставления прав на пользование недрами. А именно, могут быть реализованы два принципиально различных подхода к установлению законодательных рамок, основанные:

- 1) на контрактных взаимоотношениях (и соответственно гражданско-правовых механизмах регулирования) сторон;
- 2) на разрешительных процедурах (и соответственно административно-правовых механизмах регулирования).

Выбор общих законодательных рамок (и в значительной степени институционального устройства) зависит во многом от таких обстоятельств, как:

- стабильность экономической ситуации в стране;
- острота потребности в ресурсах углеводородного сырья;
- национальные приоритеты (в случае контрактных процедур и механизмов совершенно иной является и роль государственных компаний).

Основными видами контрактов, связанных с предоставлением прав на пользование участками недр, содержащими ресурсы углеводородного сырья, являются **соглашения о разделе продукции, сервисные контракты (или риск-контракты), концессии**.

В рамках как контрактной системы, так и разрешительной (административной) могут быть реализованы два разных подхода к предоставлению прав на пользование недрами – на основе **конкурсной** или **аукционной** системы. В первом случае решение принимается на основе мнения членов исполнительного органа. Во втором случае решение только оформляется исполнительным органом, а критерием является, например, величина единовременно уплачиваемого сбора (так называемого бонуса).

В большинстве тендеров за право на пользование недрами в России, начиная с 1992 г., как правило, была реализована комбинированная система – предварительный конкурс компаний с последующим определением победителя аукциона на основе величины предлагаемого к немедленной уплате взноса. При этом возможности применения конкурсной схемы в чистом виде в России значительно ограничены законодательством – *Законом «О недрах»*, что, по-видимому, отражает опасение законодателей в возможности злоупотреблений со стороны органов исполнительной власти при проведении конкурсов с нечеткими критериями и при отсутствии опыта.

Как правило, жесткость дополнительных требований (к числу которых относятся условия, напрямую не связанные с поисками и разведкой) ослабевает по мере накопления принимающей страной опыта в нефтегазовом секторе и по мере подъема и развития экономики. Так, например, в практике предоставления прав на разведку и разработку месторождений углеводородного сырья в США дополнительные требования

практически отсутствуют. В **Норвегии**, напротив, в период развития работ на шельфе Северного моря с 1965 г. до начала 80-х гг. предусматривались дополнительные условия, связанные с использованием местной рабочей силы, национальных субконтракторов (доля которых в закупках оборудования и выполнении субподрядных работ ступенчато снижалась – начиная почти с 80% в 1970 г. до 48 в 1974 г. и до 28% в 1976 г., а затем, в начале 80-х гг. – до полной отмены этих требований). К настоящему времени норвежские субподрядчики по выполнению различных видов работ при разведке и разработке нефтегазовых месторождений на морском шельфе являются одними из наиболее компетентных в мире. И поэтому данные компании в состоянии конкурировать на равных с другими подрядчиками и не нуждаются более в дополнительных защитных мерах со стороны собственного государства.

Регулирование отдельных видов деятельности в нефтегазовом секторе также связано с регулированием так называемых **естественных монополий**, важнейшей из которых является магистральный трубопроводный транспорт нефти и газа. Естественный характер данной монополии возникает в силу невыгодности сооружения дополнительных транспортных систем и терминалов при вводе в разработку месторождений с относительно малыми (по сравнению с эффективной пропускной способностью транспортных систем и терминалов) объемами добычи и утилизации углеводородного сырья. В этих ситуациях широко применяется так называемый принцип **доступа третьих сторон** (third access party principle). Государство не только устанавливает правила доступа третьих сторон, но и осуществляет регулирование тарифов на транспортировку и перевалку углеводородов при использовании подобных транспортных систем. То есть основные усилия в области регулирования направлены на ограничение силы монополий и снижение барьеров входа для новых участников в нефтегазовый сектор.

Общие формы регулирования, которые присущи многим другим секторам экономики, такие как регулирование цен и налогов **в нефтегазовом секторе, также имеют определенную специфику**. Данные особенности связаны с такими обстоятельствами, как:

- ключевая роль нефтепродуктов и природного газа в обеспечении потребностей современной экономики в энергетических

ресурсах всех секторов экономики и всех основных сфер человеческой деятельности;

- истощающийся невозпроизводимый характер запасов углеводородного сырья;
- значительные изменения во времени технико-технологических и соответственно финансово-экономических показателей разработки месторождений.

Первое из упомянутых обстоятельств, как правило, приводит к тому, что **цены на нефтепродукты и природный газ являются объектами государственного контроля и регулирования**. Так, например, в **Италии** правительство только в 1993 г. либерализовало розничные цены на нефтепродукты, цены же на газ до настоящего времени находятся под жестким контролем. В **Венгрии** к началу 90-х гг. цены на нефть были либерализованы, в то время как цены на бензин находились под государственным контролем (это привело, в частности, к тому, что импортные нефтепродукты оказались на пределе конкурентоспособности). В **США** чрезмерная экспансия методов административного регулирования в газовом секторе привела к тому, что компании, оперирующие в данном секторе, утратили свои позиции на рынке энергетических ресурсов. Поэтому в начале 90-х гг. американские газовые компании не были в состоянии осуществлять необходимые инвестиции, поскольку цены были установлены слишком низкие.

В целом можно отметить, что цены на нефтепродукты и природный газ во всех странах мира находятся под значительным влиянием экономической политики соответствующих правительств. Одно из наиболее обстоятельных исследований в этой области за последние годы проведено под эгидой ОПЕК. В нем, в частности, приведены данные по величине налоговой составляющей в ценах 1993 г. на различные виды энергоресурсов, из которых следует, что наименьший уровень налоговой составляющей, например в цене бензина, в США (30,6%), а наибольший – во Франции (78,6%). Вполне очевидно, что столь существенные различия главным образом определяются фискальной политикой соответствующих государств (*Okogu, 1995* [50]).

Второе и третье обстоятельства приводят к тому, что по мере ухудшения производственно-экономических показателей добычи нефти и газа ухудшаются и результирующие финансовые показатели – и наконец даль-

нейшая разработка становится нерентабельной. Вместе с тем в современных условиях данная закономерность не является абсолютной – прогресс в технологии обустройства месторождений и добычи углеводородов позволяет в отдельные промежутки времени не только нивелировать эту тенденцию, но и даже изменять ее. Например, данное явление наблюдается на шельфе Северного моря, где начиная с конца 80-х гг. при увеличении морских глубин происходит ... уменьшение издержек на добычу нефти и газа. Это связано с интенсивным переходом к бурению горизонтальных скважин (с длинной горизонтальной части свыше 2 км), а также с использованием построенных ранее платформ и сооружений для добычи нефти с сателлитных (расположенных поблизости) месторождений и др.

Вместе с тем как объективная тенденция закономерность ухудшения производственно-экономических показателей по мере увеличения отбора запасов углеводородов сохраняется. При сочетании с другими неблагоприятными факторами (такими прежде всего, как конъюнктура цен на мировом рынке) это может приводить к закрытию промыслов и значительным экономическим потерям (как в виде недополучения дохода компаниями и налогов государством, так и сокращения рабочих мест). В частности, подобное явление имело место в 1986 г. при резком сокращении цен на нефть на мировом рынке, что сделало проблематичным дальнейшую разработку многих месторождений, расположенных в экстремальных условиях (на Аляске, в Канаде, на шельфе Северного моря). В этих условиях, например, правительствами стран Северного моря были значительно уменьшены ставки регулярных платежей за пользование недрами (так называемых роялти) по месторождениям, вводимым в разработку после 1986 г.; в середине же 90-х гг. данные виды платежей были совсем отменены по вновь вводимым месторождениям.

Принципиальным понятием в современных системах налогообложения нефтегазового сектора является «нейтральность», что означает отсутствие влияния налоговой системы на межотраслевой переток капиталов *«...Налоговая система, которая не отвечает требованиям нейтральности, создает искажения. Данные искажения, создаваемые налоговой системой, превращают убыточные проекты в при-*

быльные и могут вести к потерям для общества» (Petroleum Taxation, 1983 [51]).

Для нас в контексте рассматриваемых проблем институциональной структуры нефтегазового сектора важны следующие обстоятельства:

- ценовая и налоговая политика является основным побудительным мотивом для создания новых институтов, и при этом изменение ценовых пропорций в нефтегазовом секторе в значительной мере определяется системой приоритетов государственной экономической политики, в рамках которой получение поступлений в бюджет от рассматриваемого сектора экономики является не менее важным, чем удовлетворение потребности внутреннего рынка в энергоресурсах;
- система налогообложения нефтегазового сектора является весьма динамичной и учитывает не только изменение экономической конъюнктуры, но и условия вовлечения в разработку новых месторождений и залежей;
- гибкость системы налогового и ценового регулирования обеспечивается (см. ниже) в том числе и скоординированными, прозрачными и непротиворечивыми функциями и полномочиями органов государственного управления.

Органы государственного управления и регулирования

В различных странах система органов государственного регулирования и управления имеет свою значительную специфику: в одних случаях отстаивание интересов государства возложено на «специализированные» министерства нефти и газа, в других – вся промышленная политика сосредоточена в руках одного министерства; в ряде стран имеются национальные нефтяные (нефтегазовые) компании с выполнением широкого спектра государственных и социальных функций (см. ниже), в других странах компании подобным статусом не наделены и т. д.

Общим направлением деятельности органов государственного регулирования и управления нефтегазовым сектором в странах с развитой рыночной экономикой является достижение и поддержание определенного уровня конкурентной среды, а также прозрачности операций в рамках сектора.

Для представления основных черт и особенностей системы государственных орга-

нов, связанных с регулированием нефтегазового сектора экономики, остановим свое внимание на двух, как нам кажется, представительных моделях: «**североморской**» (прежде всего Норвегия, Великобритания) и «**ближневосточной**» (страны Персидского залива). Вновь подчеркнем, что та или иная структура является не только отражением целей и задач, которые реализует государство в нефтегазовом секторе, но также от-

ражает и целый комплекс исторических, политических и других аспектов, более широких по своему значению.

С точки зрения анализа роли и места государственных организаций в странах с развитой рыночной экономикой наибольший интерес представляет рассмотрение опыта нефтедобывающих стран Западной Европы – Великобритании и Норвегии.

Норвегия

Система органов государственного управления, связанных с регулированием нефтегазового сектора включает:

- парламент, который не только принимает законодательные акты, но и «легитимизирует» предоставление лицензий;
- два министерства – Министерство промышленности и энергетики и Министерство Местного Управления и Труда;
- Норвежский Нефтяной Директорат (НПД), который является исполнительным органом двойного подчинения.

Наибольший интерес представляет наличие в системе институтов государственной власти органа, приближенного к месту основных производственных операций (а НПД расположен в г. Ставангер – нефтяной столице норвежского участка шельфа Северного моря) и сочетающего задачи и функции ряда министерств. Решение о создании НПД было принято парламентом Норвегии в июне 1972 г., и сформирован он был уже к апрелю 1973 г. В решении об образовании НПД его цели были определены как «активное участие в твердом управлении норвежскими нефтяными ресурсами через систему взаимосвязанной и сбалансированной оценки природных условий; условий, обеспечивающих безопасный труд, а также технологических и экономических аспектов деятельности в рамках всего комплекса вопросов ведения работ в нефтегазовом секторе». Более конкретно основные задачи НПД были определены таким образом:

- осуществление административного и финансового контроля, с тем чтобы разведка и добыча нефти и газа осуществлялись в соответствии с действующим законодательством, решениями, лицензионными условиями и т. д.;
- проверка выполнения условий безопасного ведения работ;
- проверка выполнения того, чтобы разведка и добыча углеводородов постоянно осуществлялись в соответствии с установленными министерством требованиями;
- выполнение функций консультационного органа для государственных институтов по вопросам разведки и добычи природных ресурсов на шельфе (Norwegian Fact Sheet, 1988 [52]).

Важнейшее место в структуре органов государственного управления занимает государственная нефтяная компания «Статойл», которая в период с 1970 по 1995 г. получала в каждом лицензионном блоке долю участия в размере не менее 50%.

Великобритания

На правительственном уровне интересы государства в нефтегазовом секторе представляют):

- Министерство по делам торговли и промышленности;
- Министерство энергетики (которое осуществляет выдачу лицензий в Великобритании и на шельфе в Соединенном Королевстве);
- Министерство экономического развития Северной Ирландии (Acreage, 1992 [53]).

В свою очередь, министерства имеют специализированные и региональные представительства. Например, в рамках Министерства энергетики имеется орган регулирования деятельности газовой промышленности – ОфГэс (OfGas – Office of Gas Supply). Министерство по делам торговли имеет специальную организацию – Офис по обеспечению шельфа (Offshore Supply Office, OSO), который не столько осуществляет «материально-техническое снабжение», сколько информирует потенциальных заказчиков и подрядчиков о состоянии рынка контрактов. «Центральная роль OSO заключается в обеспечении благоприятных коммерческих возможностей в нефтегазовом

секторе. Он обеспечивает выполнение международных решений по реализации недискриминационного и конкурентного участия в поставках материально-технических ресурсов, обеспечивает контроль за использованием субсидий и дотаций и достижение ясности (прозрачности) в деятельности государственных предприятий... » (OSO, 1994 [54]). Тем самым данный орган обеспечивает условия недискриминированного осуществления транзакций, связанных с выполнением широкого круга специализированных услуг. Данное государственное учреждение имеет основные офисы в Глазго, Абердине и Лондоне, а также региональную сеть специализированных представительств, которые представляют Министерство по делам торговли и промышленности в контактах с предпринимателями, местными органами власти, местными структурами управления и проч.

Тем самым государство на региональном уровне непосредственно в районе разведки и добычи углеводородов косвенно влияет на формирование и развитие конкурентной среды. Вполне очевидно, что результатом такой деятельности является стабилизация и снижение цен на выполняемые подрядные работы.

На британском участке шельфа Северного моря более не существует прямого государственного участия в разведке и добыче нефти. В 1976 г. была создана Британская Национальная Нефтяная Корпорация (British National Oil Corporation – BNOC), однако уже в 1982 г. большинство ее активов были переданы компании «БритОйл», которая затем разместила их на фондовом рынке. Впоследствии эта компания была приобретена «Бритиш Петролеум» и в конце концов ликвидирована в 1985 г. (см. ниже о причинах подобного решения).

Компанией со 100-процентным государственным участием являлась также и газовая компания «Бритиш Гэс», которая до недавнего времени объединяла все стадии от добычи газа до его подачи потребителям, а также осуществляла выработку электроэнергии.

Страны Ближнего и Среднего Востока

Национализация нефтегазового сектора в нефтедобывающих странах Ближнего и Среднего Востока в середине 70-х гг. привела к безраздельному господству государственной собственности.

Поэтому система органов государственного регулирования, управления и контроля практически во многом стереотипна – Государственный Совет по нефти (либо Министерство), государственная нефтяная (нефтегазовая) компания, нефтегазовые компании с участием государства.

Например, в **Иране** весь нефтегазовый сектор «покрыт» двумя компаниями – Национальной Иранской нефтяной компанией (контроль за всеми операциями во всем нефтяном субсекторе страны) и Национальной Иранской газовой компанией (руководство сбором, подготовкой и транспортировкой, а также распределением и экспортом природного газа и газовых жидкостей). Во главе стоит Нефтяное Министерство. При этом не существует реального разделения власти между Нефтяным Министерством и компаниями. Бюджеты компаний являются частью национального бюджета. Более того, министр нефти является и руководителем данных компаний.

В Кувейте с 1 декабря 1975 г. Высший Нефтяной Совет (ВНС) осуществляет руководство всем нефтяным сектором и всей нефтяной политикой. ВНС управляет государственной Кувейтской Нефтяной Корпорацией, которая была основана в 1980 г. как холдинговая компания для всех связанных с нефтью компаний страны.

Несколько большим разнообразием отличается схема в **Саудовской Аравии** – там нет единой национальной нефтяной компании, однако правительство является либо монопольным собственником, либо имеет контрольные пакеты во всех связанных с нефтью компаниях, оперирующих в стране.

Ориентация в странах данного региона преимущественно на административные формы и методы государственного регулирования и управления, с одной стороны, была направлена на быструю национализацию нефтегазового сектора и пополнение финансовых активов стран, а с другой стороны, способствовала и продолжает способствовать росту экономической неэффективности в нефтегазовом секторе, которая пока еще перекрывается уникальными горно-геологическими условиями разработки и добычи углеводородного сырья.

Особенности государств с федеративным устройством

Наибольший интерес для рассмотрения особенностей государственного регулирования нефтегазового сектора в рамках государства с федеративным устройством представляет опыт **Канады**. В отличие от государств бассейна Северного моря Канада является федерацией. Применительно к нефтегазовому сектору это отражается в том, что в провинции Альберта:

- значительная часть минерально-сырьевых ресурсов (приблизительно 81% в конце 80-х гг.) находится под юрисдикцией провинции Альберта и управляется ее провинциальными правительственными органами (Alberta Oil, 1987 [55]);
- функции органов федерального управления ограничены территориями национальных парков и индейских резерваций;
- отношения между различными уровнями государственной иерархии регули-

руются преимущественно на договорной основе.

Для управления нефтегазовыми ресурсами в провинции Альберта создано в 1930 г. Министерство Энергетики, которое «отвечает за управление энергетическими и минеральными ресурсами... обеспечивает анализ освоения ресурсов с точки зрения соответствия задачам развития энергетического и минерально-сырьевого сектора провинции Альберта, консультирует по вопросам реализации необходимой политики и осуществляет реализацию фискальной и регуливающей политики для энергетического и минеральных секторов экономики провинции» (Alberta Energy, 1990 [56]).

Сказанное выше, как нам кажется, подтверждает наличие тенденции к созданию органов государственного регулирования и управления, максимально приближенных к местам разведки и добычи нефтегазовых ресурсов. Отличительная особенность подобных органов – их комплексный (межведомственный) характер и направленность на ограничение действия монополии на природные ресурсы, а также на поощрение и развитие конкурентной среды не только в разведке и добыче, но и в рамках сервисного и обслуживающего сектора.

Опыт Канады показывает, что все регулирующие функции сосредоточены на уровне провинции, в то время как лидерство в общей законодательной области осуществляет в основном Федерация.

Национальные нефтяные компании

Образование национальных нефтяных компаний связано прежде всего с защитой национальных интересов. Как показано в ряде исследований, цели создания национальных нефтяных компаний, их задачи и функции могут варьировать весьма значительно. Национальная нефтяная компания (далее – ННК), как правило, выполняет ряд функций:

- является «продолжением» структуры органов государственного управления и регулирования в нефтегазовом секторе экономики;
- является формой прямого участия государства в нефтегазовом бизнесе (и в этом случае возникает тесная связь государственных финансов и финансов ННК);
- обеспечивает реализацию социально-ориентированных проектов и программ развития экономики своих стран (Noreng, 1991 [57]).

Прямое участие правительства через инвестиции государственных финансовых ресурсов в национальную нефтяную компанию до сих пор имеет место во многих странах, таких как, например, Алжир, Франция, Италия, Мексика, Норвегия, Индонезия и др. Как правило, ННК получают в своих странах значительные преимущества за счет льготного доступа к капиталу (или непосредственно из бюджета, или за счет получения гарантий правительства).

Различные ННК были созданы в разных условиях (экономических и политических). Как правило, степень срочности задач, решаемых созданием ННК, определяла и степень вовлеченности правительства. Наиболее срочная задача – обеспечение национальных интересов в нефтяном секторе, а также сказывается недостаток времени у правительства для изучения и использования иных альтернатив по максимизации ожидаемой полезности (табл. 1.6).

Таблица 1.6. **Приоритеты создания национальных нефтяных компаний**

	Опыт	Экономическая рента	Контроль
Алжир	1	3	2
Индонезия	3	1	2
Малайзия	3	1	2
Мексика	3	2	1
Норвегия	1	2	3
Венесуэла	2	1	3

И с т о ч н и к : Noreng, 1991 [57].

Примечание: 1 – наименьший уровень приоритета; 2 – средний; 3 – наивысший.

Среди шести стран, упомянутых выше, только **Мексика («ПЕМЕКС»)** и **Венесуэла («ПДВСА»)** имеют полную монополию в национальной нефтяной промышленности. В Венесуэле, однако, присутствует элемент конкуренции через различные производственные подразделения, а также начат процесс приватизации. Несомненной выглядит общая цель создания ННК во всех странах – использование ННК для развития отечественного опыта, с тем чтобы избежать зависимости от иностранных компаний. Не менее важный приоритет – гарантированное обеспечение поступления значительной части

экономической ренты правительствам своих стран (именно по этой причине ННК, как правило, представляют правительственную сторону в нефтегазовых контрактах, в том числе в соглашениях о разделе продукции). Простейший путь достижения этой цели – национализация нефтяной промышленности, но это может привести к ряду негативных последствий, таких как уничтожение конкуренции и эффективности.

Как правило, чистая монополия – наличие лишь одной ННК на всех стадиях (от поисков и разведки до сбыта нефтепродуктов) – исключение, а не правило. Наиболее общая модель – конкуренция, обеспечиваемая частными инвесторами, в сочетании с рядом преференций, предоставляемых ННК.

Принципиально важным моментом в оценке преимуществ и недостатков ННК является заложенное в ней сочетание правительственных и коммерческих функций, что накладывает на нее определенный отпечаток и определяет ее положение в системе организаций нефтегазового сектора. Правительство ориентировано на реализацию государственных интересов, компании же – прежде всего бизнес-ориентированные структуры, направленные на достижение своих собственных целей.

Например, в **Индонезии ННК «Пертамина»** как компания имеет исключительные права на поиск, обустройство, разработку, добычу, переработку и реализацию нефти и газа. При этом важнейшей правительственной функцией данной компании является представление интересов государства в соглашениях с иностранными инвесторами (с 1960 г. только в форме производственных контрактов, а затем и в форме соглашений о разделе продукции). Такая роль ННК объясняется во многом исключительной ролью иностранного участия в нефтегазовом секторе Индонезии и настоятельной необходимостью приобретения национальной индустрией технического и технологического опыта (*Role of State Oil Companies*, 1993 [36]).

Наиболее «представительным» примером соединения многочисленных функций является создание **Британской Национальной Нефтяной Компании** (BNOC – БННК) в 1974 г. в **Великобритании**. В тот период правительство Великобритании предполагало обеспечить свое прямое участие в проектах по освоению и разработке месторождений на шельфе Северного моря. В частности, предполагалось, что БННК бу-

дет иметь право распоряжения государственной долей нефти в лицензионных соглашениях. Главная цель создания БННК состояла в обеспечении получения государством дополнительных доходов от вовлекаемых в разработку нефтегазовых ресурсов (помимо налоговых поступлений), а также в создании инструмента государственного контроля за развитием ситуации в нефтегазовом секторе. Такие цели определили и степень финансовой самостоятельности компании – она полностью была лишена права распоряжаться своими доходами. Все средства поступали на специальный «нефтяной счет» в казначействе, и поэтому все счета (и доходы, и расходы компании) были ему подотчетны (*Krapelis*, 1977 [58]). В конечном счете сосредоточение под эгидой одной организации нефтегазового сектора государственных и коммерческих функций послужило причиной постепенной ликвидации БННК, так как нефтяным компаниям было очень трудно определить, с кем они имеют дело – с конкурентом, партнером или государством в ее лице, что и определило враждебное отношение к ней с их стороны. В случае Великобритании особенность ситуации состояла в том, что, в отличие, например, от Индонезии, в нефтегазовом секторе к моменту создания ННК существовали могущественные и самостоятельные компании (такие как, например, «Бритиш Петролеум» с государственным пакетом акций в размере 48% в тот период).

1.4.5. || Общая характеристика нефтяного рынка

Рассмотрение и анализ особенностей институционального устройства, а также основных организаций нефтегазового сектора позволяют нам перейти к рассмотрению особенностей всей сферы институционализированного обмена, а именно – рынка в нефтяном и газовом субсекторах нефтегазового сектора экономики. Раздельное рассмотрение нефтяного и газового рынков обусловлено, как мы отметили выше, наличием значительных отличий в двух сегментах.

|| Особенности нефтяного рынка

Основные результаты изучения особенностей нефтяного рынка в 60–90-е гг.

(прежде всего исследования М. Эдельмана, П. Френкеля, А. Ронкаглиа и др.) сводятся к тому, что **нефтяной рынок является по преимуществу олигополистическим**. Такая специфика данного рынка во многом обусловлена рассматривавшимися выше особенностями институциональной структуры нефтяного субсектора. Из такого понимания нефтяного рынка большинством исследователей делается вывод о необходимости наличия системы контроля. Однако остается открытым другой вопрос: о том, кто должен быть «носителем» контрольных функций – производители или потребители, компании или правительства.

Анализ особенностей нефтяного рынка в начале 80-х гг. привел А. Ронкаглиа к выводу, что мировой нефтяной рынок представляет «трехстороннюю олигополию» и основные действующие лица на этом рынке:

- 1) добывающие страны;
- 2) нефтяные компании;
- 3) потребляющие страны (*Roncaglia, 1985 [35]*).

При этом также и в пределах каждой из этих групп ситуация может быть охарактеризована как олигополистическая, включающая много отдельных агентов, несколько из которых, в основном из-за размера, имеют прямое значительное влияние на рынок, в то время как большинство может делать это только путем совместного входа или ухода с рынка.

Условия входа зависят от специфической рыночной олигополистической структуры. Барьеры входа содержат в себе не только технологические элементы (такие, например, как относительно большие оптимальные размеры НПЗ, превышающие 6 млн т/год, и соответственно инвестиции в размере свыше 0,5 млрд дол.), но также и определенную олигополистическую рыночную структуру стадий разведки, добычи и транспортировки (upstream) и переработки и реализации (downstream). В этом последнем случае вертикальная интеграция, даже если она и не обеспечивает никаких преимуществ с точки зрения издержек, будет давать возможность компаниям расширять до определенных границ свой контроль рынка от одной стадии к другой.

Чрезвычайно важным является вывод М. Эдельмана, что наличие независимых НПЗ на рынке может быть достаточной гарантией свободного рынка и рыночных цен для сырой нефти даже при наличии больших интегрированных компаний, которые, нахо-

дясь под таким прессом, будут стремиться использовать подобные цены в качестве справочных для оценок прибыльности (*Adelman, 1972 [41]*).

Ситуация на нефтяном рынке, являясь по преимуществу олигополистической, может быть на рынках отдельных стран и чисто монопольной. Нельзя также не принимать во внимание то, что реальный нефтяной рынок в 80-е – начале 90-х гг. претерпел определенные изменения в нескольких направлениях, которые связаны:

- с динамикой компаний, для которых стали в большей степени характерны различного рода альянсы;
- с усилением влияния государства – через различные меры по регулированию вхождения в бизнес, регулирование текущей деловой активности, различного рода механизмы регистрации и лицензирования;
- с модификацией форм взаимодействия хозяйственных единиц в рамках нефтяного субсектора – расширением и изменением форм контрактных отношений, в частности включением в орбиту контрактных отношений запасов углеводородов в недрах (*Симония, 1983 [59]; Шафраник, Крюков, 1997 [60]*).

|| Особенности газового рынка

В отличие от понятия «мировой нефтяной рынок» (который также становится все более регионализированным) понятие «мировой газовый рынок» лишено практического смысла и содержания. Это объясняется **институционализацией обмена в газовом сегменте только в достаточно узких территориальных рамках** (что объясняется специфическими особенностями газа и экономическими условиями его транспортировки на сверхдальние расстояния).

Например, **европейский рынок** отличается высокая степень концентрации на всех стадиях (от добычи до распределения природного газа конечным потребителям), в то время как в **США** существуют тысячи производителей на входе и тысячи распределительных компаний на выходе. В **Алжире** в газовом секторе доминирует государственная компания «**Сонатрах**», в **Голландии**, напротив, 80% добычи газа осуществляется частной компанией **НАМ** («Шелл»/«Екссон»).

Важнейшая экономическая особенность данного субсектора состоит в том, что издержки любого вида транспортировки при-

родного газа гораздо больше, чем транспортировки нефти. Значительная экономия масштаба в газе, в противовес нефти, ведет к тому, что возникают многочисленные распределительные монополии и национальные транспортные монополии и это обуславливает регионализацию рынка также и в пределах Европы (рис. 1.3).

Монопольная природа многих сегментов газового хозяйства может вести к возникновению неэффективного (с точки зрения интересов общественного благосостояния). бизнеса и распылению всех видов ресурсов.

Например, в 1988 г. Комиссия Европейского Союза охарактеризовала ситуацию на газовом рынке Европы таким образом: *«...национальные или региональные монополии или искусственные монополии доминируют в передаче и распределении газа в Европе. Первоначально по экономическим и техническим причинам (внутренние) производители газа держали монополию в транспортировке, распределении и, в ряде случаев, в импорте.... Основные барьеры свободному перемещению газа в Европе поставлены правительственным контролем за импортом и экспортом природного газа и действиями по сохранению данной монополии (или доминирующей позиции), что и позволяет им и в настоящее время блокировать перемещения природного газа»* (IEA Natural Gas Security Study, 1995 [61]).

В связи с этим либерализация газового хозяйства Европы во многом связана с тем, как сделать транспортировку более эффективной. В отличие от нефти природный газ, продаваемый производителями транспортным и распределительным компаниям, на европейском рынке поставляется в настоящее время преимущественно на основе долгосрочных (20–25 лет) контрактов (в то время как сроки контрактов между трубопроводами и местными газораспределительными компаниями зачастую не более 5 лет).

Вместе с тем в **США** и **Канаде** в 80-е гг. была проведена весьма значительная трансформация институциональной структу-

ры газовой промышленности. Суть ее состояла в отделении транспортных услуг от собственно деятельности газовых компаний по добыче и распределению газа. Такая трансформация оказалась возможной во многом потому, что имелись развитые информационные и контрольные системы на всех этапах газовой цепочки в сочетании с весьма гибким ценовым механизмом. Наличие подобных предпосылок (лежащих на стороне активов субсектора – таких как разветвленная конфигурация газотранспортной сети) позволило перейти к системе, при которой у участников газового рынка появилась возможность покупать газ непосредственно у его производителей, минуя посредников. Усиление конкуренции принципиально поменяло формы взаимодействия хозяйственных единиц – изменились структура и продолжительность газовых контрактов. В результате в США в начале 90-х гг. примерно половина продаж газа осуществлялась в рамках контрактов продолжительностью менее одного года: 35% – на основе 30-дневных контрактов и остальные поставки – на основе среднесрочных контрактов (до одного года).

Рассмотрение и краткий анализ особенностей институциональной структуры нефтегазового сектора в странах с рыночно-ориентированной экономикой показывает наличие весьма существенной специфики, которая обуславливает стремление организаций к монополизации основных сегментов сектора. Противоречие данной тенденции общественному благосостоянию, а также стратегически важная роль сектора обуславливают не только значительную степень участия государства в определении нормативных рамок, но и во многих случаях его прямое участие в данном секторе. Особенностью государственного участия является не только регулирование естественных монополий, но и, как правило, поддержание конкурентной среды в рамках сектора в целом, включая смежные, обслуживающие и вспомогательные компании.

ПРОИЗВОДИТЕЛИ

Газопроводы
стран-
производителей



ПЕРЕДАЧА

Газопроводы
стран-
потребителей



ПОТРЕБИТЕЛИ

Распреде-
лительные
сети

Коммунально-
бытовой
сектор

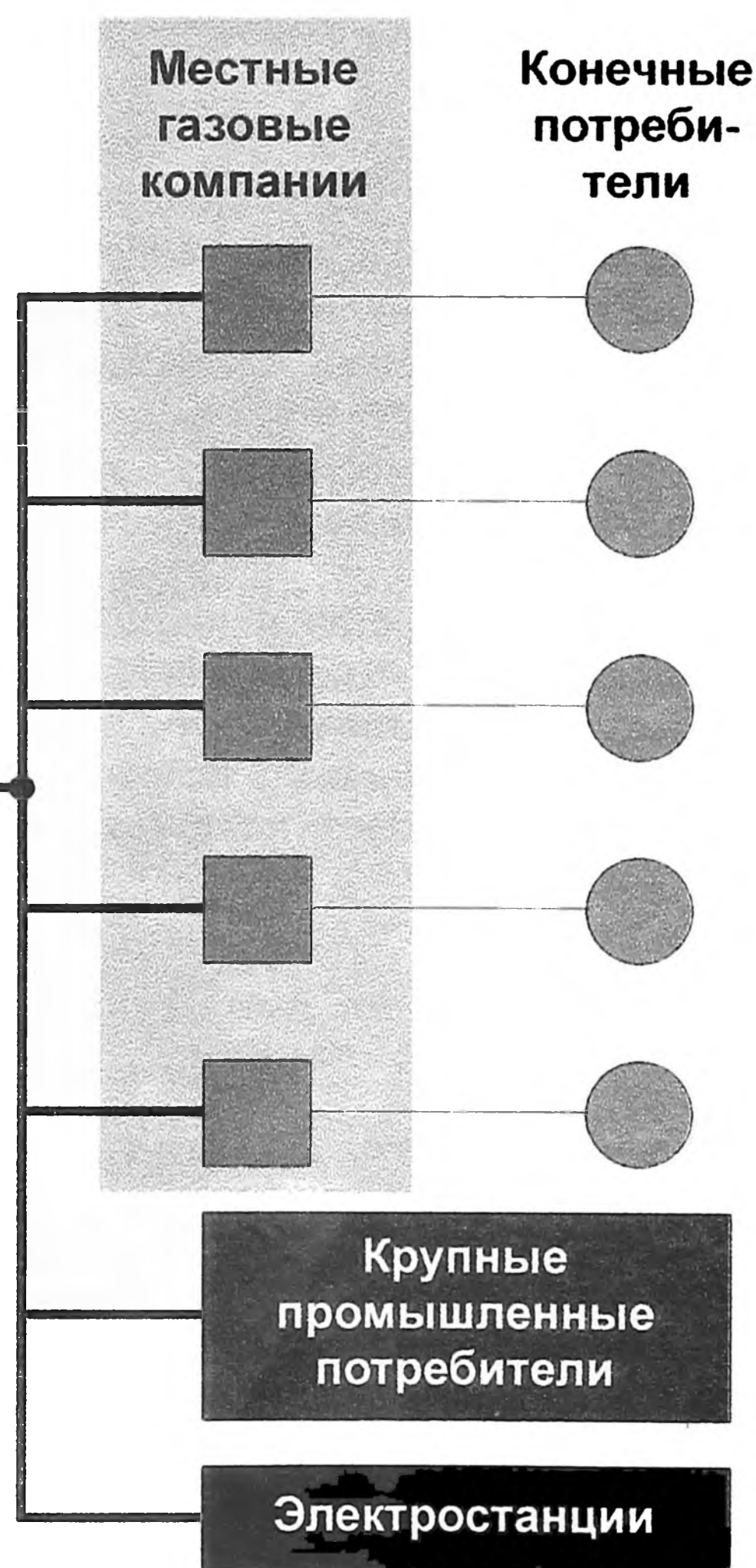


Рис. 1.3. Природный газ на пути от производителя к потребителю (схема европейского газового рынка)

Источник: Ole Gunnar Austvik. Libtralisation of the European Gas Market.
The working of Unvisible and Visible Hands. Version II/ Norwegian
School of Management. Lillehammer College.

Наиболее важным представляется не только и не столько рассмотрение институционального устройства и организационной структуры, обеспечивающих функционирование нефтегазового сектора, сколько **рассмотрение и анализ динамики институциональной структуры** в данном секторе экономики.

Как было показано выше (см. главу 1.1), можно вести речь как о **естественной**, так и об **индуцированной** (привнесенной) **динамике институциональной структуры**. Главными мотивами преобразования институциональной структуры являются:

- со стороны экономических организаций – стремление к повышению прибыльности деятельности;
- со стороны государства и некоммерческих организаций – повышение общественного благосостояния, что, в свою очередь, предполагает исправление «провалов рынка» там и тогда, где и когда они возникают.

1.5.1. Естественная динамика институциональной структуры нефтегазового сектора

Анализ, предпринятый нами выше (см. главу 1.2), показывает, что институциональная структура нефтегазового сектора может рассматриваться с точки зрения:

- институционального устройства (структуры) – форм и видов взаимодействия хозяйствующих субъектов;
- собственно организационной структуры (различные типы организаций и пропорции их распределения в рамках сектора).

Рассмотрение и анализ институционального устройства предполагают прежде всего исследование *«контрактных отношений как структуры управления, которая, в свою очередь, объединяет хозяйственные единицы и определяет способ их кооперации и/или конкуренции»*. При этом важно то, что анализ контрактов осуществляется с *«точки зрения целей, которым они служат»*, а также

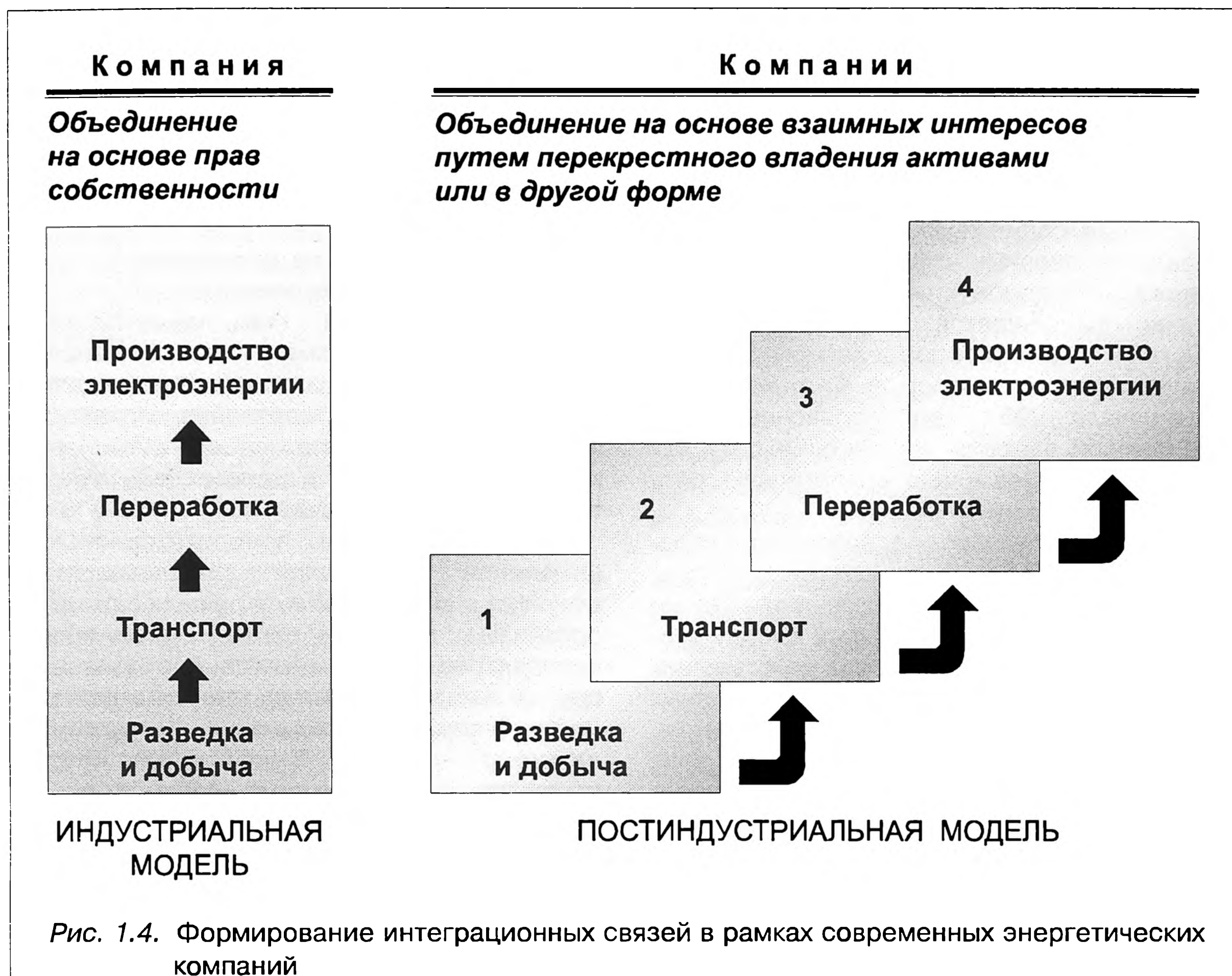
при *«акценте внимания на стратегическом поведении его участников...»* В то же время *«подходы к анализу контракта можно разделить на две группы. Концепции, отнесенные к первой из них, исследуют ограничения в отношении групп потребителей и территорий распространения товаров, поддержание уровня цены товара при перепродаже, ограничительную практику сбыта, вертикальную интеграцию и некоторые другие ограничения в отношении потребителей. Концепции, включенные во вторую группу, изучают воздействие подобных мероприятий на конкурентов»* (Уильямсон, 1996 [11]).

В свою очередь, анализ организационной структуры нефтегазового сектора предполагает исследование состава и структуры организаций нефтегазового сектора при изменении институционального устройства.

Динамика процесса вертикальной интеграции

Важнейшей особенностью развития контрактных отношений в нефтегазовом секторе является, как мы подчеркивали выше, вертикальная интеграция в рамках единой собственности. В середине 90-х гг. весьма активно начало разрабатываться положение о том, что наступает новый этап вертикальной интеграции – глобальная интеграция энергетических компаний и конкуренции между различными видами топлива (Stanislaw, 1995 [62]). Особенностью глобальной интеграции в рамках энергетических компаний является то, что она выходит за рамки отдельных энергетических секторов (нефтегазового, электроэнергетического, угольного и др.) и затрагивает многие аспекты – не только добычу, переработку и распределение отдельных видов энергоресурсов, но и более широкий комплекс разработки данных ресурсов наряду с научно-техническим потенциалом и знаниями по их использованию (рис. 1.4).

Процесс глобальной интеграции может быть определен как **постиндустриальный** и связан прежде всего с формированием новых типов альянсов, в том числе и на контрактной основе (а не только в рамках единой собственности). Данные альянсы могут позволить компаниям с ограниченными ре-



сурсами конкурировать в глобальном масштабе и добиваться успеха (именно этим объясняется стремление российских компаний, начиная с 1998 г., к образованию более широких альянсов – как в национальных рамках, так и за их пределами). Энергобизнес все больше начинает представлять собой одну глобальную сеть, которая расширяет локальные связи до уровня новых устойчивых интегрированных компаний.

Главные изменения связаны с отходом от однопрофильных компаний (например, нефтегазовых или электроэнергетических) к глобальным энергетическим компаниям на глобальном энергетическом рынке. Происходят такие изменения, как:

- формирование объединенных энергетических компаний;
- развитие и обострение конкуренции;
- развитие интеграционных процессов – наиболее успешно оперирующие компании движутся за счет расширения рамок интеграции;
- превращение знаний и разносторонней квалификации персонала компаний в

наиболее ценные активы интегрированных энергетических компаний.

Компании все больше сталкиваются с тем, что мир потребляет не столько нефть, газ или уголь, сколько услуги. Прежде всего те услуги, которые создаются промышленностью, продающей топливо (энергию) в подходящей форме. Становление глобальной энергетической индустрии означает, что собственность на природные ресурсы теряет свое определяющее значение и в меньшей степени гарантирует прочность положения и прибыльность ведения бизнеса. Все более значимым становится доступ к рынку конечных услуг и продуктов (в **России**, например, движение именно в данном направлении, начиная с 1994 г., отличает трансформацию структуры **РАО «Газпром»**). Это отличается от покупки нефтедобывающей компанией НПЗ, а также от покупки газодобывающей компанией газосбытовой компании. Для достижения успеха современная энергетическая компания все больше должна выходить за рамки промышленности и искать потребителей в сфере предоставления конечных услуг. Новая интеграция ведет к новым конечным

потребителям и к переводу активов, которые ранее рассматривались лишь как издержки, в категорию эффективных.

Ярким примером может служить бизнес в сфере продажи нефтепродуктов, источником прибыли от которого является не только и не столько продажа моторного топлива и масел, сколько сопутствующий комплекс услуг на автозаправочных станциях. Собственно продажа нефтепродуктов во все большей степени превращается в основание (причину, мотив) занятия определенного сегмента рынка услуг. Например, в **Великобритании** в начале 1996 г. сеть заправочных станций, которой владели крупнейшие сети супермаркетов, превышала аналогичную сеть нефтяной компании «Мобил»¹.

В нефтегазовом секторе, например в странах Западной Европы, значительному пересмотру и переоценке подверглась роль стадии нефтепереработки, что привело к выводу значительных мощностей из состава действующих производств, а также к образованию крупных альянсов в сфере нефтепродуктообеспечения. Весьма показательным примером нового типа контрактных отношений в европейском нефтегазовом секторе является, например, образование в марте 1996 г. альянса (без объединения активов) **«Бритиш Петролеум» – «Мобил»**, что позволило названным компаниям поднять долю своего участия на европейском рынке нефтепродуктов до 12%.

Такое изменение в ориентации интеграционных процессов в нефтегазовом секторе ведет к тому, что компании во все большей степени стремятся создавать добавленную стоимость в каждом элементе энергетической цепочки. Формирование же подобной цепочки во все большей степени осуществляется путем установления разного рода альянсов, ассоциаций и комбинаций, а не только расширением границ собственности в рамках корпораций или рамок непосредственного контроля.

Динамика внутренней организационной структуры компаний в нефтегазовом секторе

Наряду с развитием новых форм контрактных отношений между энергетическими компаниями происходит все более активный перевод на контрактную основу взаимоотношений нефтегазовых компаний со специа-

лизированными сервисными хозяйственными единицами, а также все более активное развитие контрактных отношений в рамках самих нефтегазовых компаний.

Стремительное падение цен на нефть в 1986 г. и последовавшее за этим сокращение доходов стимулировали перенос центра тяжести с решения преимущественно технологических проблем на обеспечение выполнения этих задач экономически более эффективным образом, т. е. на контроль и управление издержками в рамках компаний. Также произошел сдвиг от ситуации доминирования проектов, связанных с разработкой больших месторождений, к ситуации, при которой добыча в целом стала относительно менее значимой.

Следствием смены приоритетов стало и изменение внутренней организационной структуры в компаниях. Крупные компании организуют добычу в рамках самостоятельных центров прибыли, которые отделены от других видов производственной деятельности (например, **«Бритиш Петролеум»**, **«Коноко»**, **«Шелл»**). В этом случае каждый центр прибыли, как правило, объединяет несколько месторождений в рамках различных лицензий. Более мелкие компании интегрируют добычу более близко с другими видами деятельности в области добычи и выбирают функциональную структуру организации (**«Филипс»**, а также **«Амоко»** – на шельфе Северного моря, где она не входит в число ведущих производителей нефти), в рамках которой больше производственных ресурсов разделяется между большим числом видов производственной деятельности.

В результате, например, нефтяные компании на норвежском шельфе Северного моря в период 1985–1988 гг. снизили в среднем издержки на 30% (при этом удельные издержки были снижены в среднем на 17%). Одно из важных направлений рационализации внутренней структуры – расширение использования подрядчиков для выполнения специализированных работ. Как правило, компании, осваивающие нефтегазовые месторождения с наибольшим удельным весом подрядчиков, имеют и относительно большее сокращение текущих издержек. В рассмотренных компаниях доля персонала подрядчиков составляла в среднем 50–60% всего персонала, работающего на шельфе Северного моря в 1988 г., и варьировалась в интервале от 10 до 70% (*Wiig, 1989* [63]).

¹ Observer. 1996. March, 3.

Поэтому в целом основной причиной развития контрактных отношений в нефтегазовом секторе в середине 90-х гг. стала переоценка роли отдельных звеньев цепочки с точки зрения возможности создания добавленной стоимости.

Динамика экономического поведения нефтегазовых компаний

Анализ динамики институционального устройства невозможен не только без анализа изменения форм контрактных отношений, но и без анализа стратегического поведения участников рассматриваемого сектора экономики.

Представляет интерес анализ поведения **нефтегазовых компаний в странах двух типов:**

- 1) **с высокой степенью прямого государственного участия** в нефтегазовом секторе (прежде всего в странах Среднего Востока);
- 2) **с практическим отсутствием прямого государственного участия** (США).

Применительно к странам первой группы анализ показал, что нет никаких подтверждений тому, что **страны – члены ОПЕК** и их ведущие компании ведут себя конкурентно-ориентированным образом (*Dahl, Yucel, 1994 [64]*).

Применительно к нефтегазовым корпорациям **США** подобный анализ показал не только наличие конкурентно-ориентированного поведения, но и значительную изменчивость стратегий компаний во времени (*Lynch, 1995 [65]*). В результате анализа выделены следующие особенности корпоративной стратегии в нефтегазовом секторе США:

в 60-е гг. – объемы добычи и переработки превыше всего (период быстрого роста спроса на нефтепродукты во всем мире, что означало, что любой избыток производства нефти и нефтепродуктов будет очень быстро поглощен);

в 70-е – «отход» от нефти («диверсификация в альтернативные энергоисточники создает многообещающие новые возможности для роста прибыльности»), имел место относительно большой рост инвестиций в ненефтяные энергетические проекты (нефтяные и неэнергетические инвестиции росли вдвое быстрее по сравнению с ростом нефтяных инвестиций в период 1974–1981 гг., а затем – к 1990 г. – возвратились к их прежней пропорции);

в 80-е – «возвращение» к нефти (основной вывод – «диверсификация или отход от нефтяного бизнеса были разрушительны для большинства ведущих нефтяных компаний»). В этот период стадия «upstream» (разведка и добыча) в нефтегазовом секторе США стала более привлекательной за счет снятия государством контроля с цен производителей на устье скважины;

в 90-е гг. – «назад в будущее». После 1986 г. нефтяная промышленность вновь коренным образом пересмотрела свою стратегию – волны рационализации прокатились по компаниям (большинство неэнергетических активов были распроданы, и нефтяные компании вновь сконцентрировали свое внимание на нефти и газе). По мнению **М. Линча**, основные стратегические решения, которые предпринимались нефтегазовыми корпорациями, были, как правило, только ответом на события, с тем чтобы уменьшить их негативное воздействие. Результатом концентрации усилий нефтегазовых компаний на энергетическом секторе, рационализации структуры и сокращения издержек явилось весьма значительное улучшение экономических показателей, характеризующих деятельность. В течение 90-х гг. была преодолена тенденция уменьшения доходности нефтяного бизнеса (несмотря на сохранявшуюся неблагоприятную ценовую ситуацию) – доход увеличился за 5 лет более чем в 1,5 раза, при этом удельные издержки на освоение новых и разработку действующих месторождений за 1981–1994 гг. уменьшились более чем в 2,5 раза.

Столь значительные результаты были достигнуты не только благодаря изменениям в рамках компаний, но и благодаря более гибкой политике со стороны государств нефтедобывающих и нефтепотребляющих стран по изменению нормативно-правовой базы (связанной прежде всего с модификацией контрактных отношений) осуществления более сложных и капиталоемких проектов.

Динамика национальных нефтяных компаний

Рассматривая вопросы динамики институционального устройства, необходимо иметь в виду, что ее причины могут быть обусловлены не только изменившимися экономическими и политическими условиями. **Причины изменения организационной структуры нефтегазового сектора могут быть связаны с неясным и двусмысленным определением форм**

взаимодействия хозяйственных единиц (что находит отражение в соответствующем институциональном устройстве). Наиболее типичным примером последствий двусмысленного определения форм взаимодействия нефтяной компании и государства, с одной стороны, и взаимодействия данной нефтяной компании с другими организациями сектора, с другой – является **трансформация места и роли национальных нефтяных компаний**.

Правительства и национальные нефтяные компании – две совершенно различные организации с разными характеристиками. Правительство, как общественный институт, осуществляет прежде всего внешние контакты; НК же – прежде всего бизнес-ориентированная структура, имеющая свои собственные цели, но без собственников (как частных, так и институциональных). Поэтому в их взаимоотношениях можно, по мнению норвежского исследователя **О. Норенга**, выделить несколько фаз:

- в первоначальной фазе правительство имеет ясные мотивы для учреждения национальной нефтяной компании и играет активную роль (и при этом имеет власть) в решении вопросов инвестирования и расходования средств;
- во второй фазе национальная нефтяная компания наращивает свои финансовые возможности и взаимосвязь с правительством характеризуется наличием конкуренции и появлением конфликта;
- в третьей фазе национальная нефтяная компания, как правило, благодаря своим ресурсам, перехватывает инициативу и начинает манипулировать правительственными институтами;
- в четвертой фазе национальная нефтяная компания попадает в кризис из-за плохой и бесконтрольной инвестиционной политики; инициатива на этой фазе вновь переходит в руки правительства, которое начинает реорганизацию национальной компании (*Noreng, 1996 [66]*).

В любом случае НК в конечном счете становятся объектами реорганизации, с тем чтобы вернуть инициативу правительству-собственнику. Важно то, что такая динамика взаимодействия между правительствами и НК во многом предопределена двойственным статусом последней. Именно в силу данных причин, например, в **Норвегии** в 1984 г. было введено прямое государственное участие в нефтегазовом секторе (см. выше); в **Великобритании** в конце 70-х –

начале 80-х гг. были значительно пересмотрены полномочия Британской Национальной Нефтяной Компании, которая впоследствии была ликвидирована – к облегчению правительства и к радости частных нефтяных компаний.

Вопросы статуса НК в России (*подробнее см. ниже часть II*) были в центре дискуссий при обсуждении организационной структуры нефтяного субсектора в 1994–1995 гг. При этом, однако, до создания Российской НК дело не дошло – во многом из-за отсутствия ясно определенных мотивов создания компании с подобным статусом.

1.5.2. Индуцированная динамика институциональной структуры нефтегазового сектора

В отличие от рассмотренной выше естественной динамики институтов нефтегазового сектора **индуцированная динамика отличается целенаправленными (искусственными) преобразованиями в системе институтов (в институциональной среде)**. В этом случае происходит изменение институтов собственности, институтов экономической системы (налогообложения, ценообразования), институтов права (в направлении перехода от институтов публичного права к институтам частного права) и др. Все эти изменения находят в конечном счете отражение в изменении нормативно-правовых основ, регулирующих формы и виды взаимодействия хозяйственных единиц и в конечном счете определяющих организационную структуру сектора экономики.

Определяющими факторами при индуцированной динамике институциональной структуры нефтегазового сектора во многом являются соображения экономической эффективности, а также возможности перехода на более гибкие формы регулирования. Не менее важно и то, что правительства очень многих стран просто не в состоянии поддерживать созданные производственные мощности и обеспечивать их обновление и прирост за счет бюджетных средств.

Эта проблема чрезвычайно остра в тех слаборазвитых странах и новых индустриальных странах, которые имеют большой государственный долг – по большей части зарубежным банкам или заемным агент-

ствам. Те же самые причины, которые обусловили национализацию нефтегазового сектора в 60–70-е гг., — центральная роль в экономике – в настоящее время определяют необходимость проведения трансформации. Важной особенностью процесса трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики является то, что изменения в системе институтов, формах взаимодействия хозяйственных единиц и организационной структуре будут эффективны только в том случае, если они будут реализованы повсеместно – в правительстве, промышленности в целом, в компаниях и, что очень важно, на индивидуальном уровне. О создании элементов новой институциональной структуры можно говорить лишь тогда, когда поведение хозяйственных единиц начинает направляться более фундаментальными причинами, связанными с более эффективным использованием всех видов ресурсов. В конечном счете процесс перехода к формированию новых побудительных стимулов поведения хозяйственных единиц в реформируемом секторе экономики и является содержанием процесса трансформации.

Вместе с тем процесс изменения институциональной структуры может выступать лишь эффективным катализатором стимулирования экономических реформ и изменения поведения государственных компаний. Однако сам по себе этот процесс не создает никакой дополнительной ценности. Реальными движителями создания ценности являются изменение поведения компаний и более совершенное использование различных ресурсов в рамках более широкого процесса – трансформации. Именно это отражается в измеримых результатах, таких как переориентация стратегии организации, изменение стимулов и поведения людей, всех процессов и систем в направлении следования в большей степени экономическим принципам, а не физическим или социальным критериям.

Процесс трансформации может быть подразделен на ряд стадий: разработку законодательных рамок, реструктурирование промышленности, корпоратизацию, коммерциализацию и, совсем не обязательно, приватизацию (рис. 1.5).



Начальный этап – **создание законодательных рамок и политики**, которые позволяли бы рыночной экономике работать (прежде всего разработка и принятие законов, касающихся прав собственности, налогообложения, в целом поощрения развития конкурентного рыночного пространства).

Реструктурирование нефтегазового сектора предполагает не только объединение разрозненных предприятий и компаний (особенно в части устранения разделения собственно производственных и транзакционных функций), но и разделение чрезмерно интегрированных нефтегазовых компаний, а также освобождение цен, устранение законодательных и экономических барьеров для инвесторов. Как правило, реструктурирование предполагает (*The Guide to World Energy Privatisation, 1995* [67]):

- предотвращение приобретения контрольного влияния в трансформируемом секторе со стороны структур, враждебных по отношению к долгосрочным интересам;
- увеличение привлекательности компаний за счет отпозкования определенных обязательств и передачи их в другие компании;
- разбиение больших конгломератов путем их дробления на более мелкие и целеориентированные компании;
- закрепление прав государства и возможности контроля с его стороны в виде контрольного пакета или «золотой акции» (такой подход был использован, например, в Аргентине – «золотая» акция в руках государства использовалась как средство против приобретения значительных пакетов акций нефтяной компании ЮПФ).

Реструктурирование может осуществляться также путем:

- реорганизации вдоль технологических цепочек (бизнес-направлений);
- выделения непривлекательных активов и обязательств;
- передачи технологий, лицензий (не только в части прав на освоение и разработку месторождений нефти и газа, но и на научно-технические новшества и ноу-хау) и связанных с ними активов (как материальных, так и нематериальных).

Корпоратизация – организация новых отдельных компаний, управляемых самостоятельно.

Коммерциализация – процесс трансформации компаний в коммерчески ориен-

тированные предприятия, которые преследуют цель увеличения прибыли, а не достижения только показателей производственных и социальных планов и программ. Одно из важнейших стремлений при этом – освобождение от обязательств поставки продуктов по субсидируемым ценам. Данный этап в большей степени связан с отказом от старых целей, таких как увеличение объемов добычи нефти, и с заменой их финансовыми целями, такими как достижение приемлемого возврата на используемый капитал. Коммерциализация, как правило, многолетний процесс, требующий фундаментальных изменений.

На упомянутых выше стадиях **важно заложить основы антимонопольной политики** в трансформируемом нефтегазовом секторе. Достичь этого можно по крайней мере за счет систематического использования следующих процедур:

- регулирования цен – установления максимального допустимого уровня цен;
- пониженных импортных тарифов;
- ограничения или запрета вертикальной интеграции;
- отмены преференциального доступа к продуктам переработки углеводородного сырья – обеспечения доступа к ним всех торгующих компаний, включая и компании-производители;
- выделения отдельных НПЗ (см. выше о мнении М. Эдельмана на этот счет) при условии запрета фиксации цен;
- заключения соглашений о разделе рынка.

Суть **приватизации** состоит в передаче собственности, текущего и административного контроля частному сектору. Приватизация начинается, как правило, во время процесса коммерциализации. Изменение форм собственности может осуществляться несколькими путями:

- продажи части активов или всего предприятия одной или нескольким компаниям (институциональным инвесторам);
- продажи части активов или всей компании на внутреннем или на внешнем рынке (самым различным акционерам, в том числе и работникам предприятия);
- частичной или полной демополизации нефтегазового сектора путем разрешения импорта товаров и услуг для обеспечения конкуренции с внутренними производителями. Важнейшая особенность нефтегазового сектора (особенно на стадии upstream) состоит в использовании процедур и механизмов недропользова-

ния как одного из инструментов демополизации при допуске новых участников в сектор;

- любой комбинации вышеприведенных подходов.

Не только каждая из стадий отличается большим разнообразием подходов и способов осуществления, но и каждая составляющая стадии имеет много нюансов и особенностей. Пример тому – процедура продажи активов в **Великобритании** в конце 80-х гг. В тех случаях, когда компания шла на продажу целиком, вырученные средства были значительно меньше, чем могли бы быть. Поэтому 12 региональных энергораспределительных компаний были проданы в тот период за начальную назначенную цену – 5 млрд фунт. ст., а к 1994 г. общая капитализированная стоимость активов этих компаний выросла более чем в 3 раза – до 16 млрд фунт. ст.

Важно понимание того, что когда демополизация выбирается в качестве средства приватизации, то нефтегазовый сектор может оставаться и под государственным контролем, но в то же время будет развиваться частный сектор за счет притока инвестиций из частных источников в рамках осуществления новых проектов, например на неосвоенных ранее участках и месторождениях (такой путь демополизации и поощрения развития частного сектора широко используется, например, в **Индии**).

Важнейший этап трансформации – **переход к рыночным принципам ценообразования**, что ведет к более рациональному потреблению нефти и газа промышленностью и внутренними потребителями. Это, в свою очередь, может позволить стране увеличить экспорт или же сократить импорт (в России тем не менее при повышении цен на нефть и нефтепродукты в 1992–1993 гг. предпринимались шаги и меры и по поддержанию внутреннего потребления – см. часть II).

Основные мотивы приватизации – передать компании в частный сектор, дать им возможность повышать эффективность за счет освобождения от препятствий бюрократического и политического свойства, а также обеспечить привлечение капитала в рамках этого процесса.

Как мы рассмотрели выше (см. главу I.1), теоретические основания приватизации находятся на стороне тех стимулов и условий, которые свободный рынок предоставляет для поощрения эффективности в рамках

фирмы (что ведет к минимизации общих издержек – как производственных, так и транзакционных – и к повышению эффективности). В условиях существования высокомонополизированного сектора уровень конкуренции может стимулироваться в основном путем устранения действующих барьеров входа и путем реструктурирования доминирующих компаний. Если и после этого влияние монопольного положения ведущих компаний сохраняется, то задачей приватизационных агентств становится создание регулирующего механизма, который поощрял бы как внутреннюю, так и внешнюю эффективность, а также подчинял бы стратегические решения фирмы регулирующим воздействиям со стороны.

В рамках процесса реструктурирования чрезвычайно важное направление – **ликвидация монополии на информацию** и введение норм, обеспечивающих независимый доступ к подробной информации об относительных издержках на услуги, предоставляемые многопрофильными (сервисными и обслуживающими) фирмами, что, как было показано выше, например, в случае **Шотландии** выполняет система специальных региональных агентств – агентств по информированию о поставках на шельф.

Авторы фактически всех работ, посвященных трансформации структуры экономики, приходят к выводу, что **с экономической точки зрения важна не столько форма собственности, сколько ее влияние на экономическое состояние предприятия** (*Deregulation or Reregulation?*, 1990 [68]). В условиях частной собственности существует ясно и четко определенная цель – прибыльность, а также ясно обозримые индикаторы состояния (в случае компании, акции которой циркулируют на фондовом рынке, – уровень и динамика цен на акции). Однако сама по себе частная собственность не гарантирует максимальной эффективности, поскольку может существовать и низкий уровень конкуренции в рассматриваемой отрасли экономики. Также низкая эффективность может быть и следствием отделения собственности от контроля (что, собственно, и произошло в нефтяном субсекторе России в 1992–1998 гг. – см. часть II).

Наиболее успешными в прошлом были те приватизационные программы, в которых значительные усилия были направлены на формирование ясной и непротиворечивой институциональной среды (особенно при определении института собственности) и

функционального институционального устройства (что находит отражение в законодательных рамках, определяющих функционирование и развитие хозяйственных единиц). Поэтому проведение быстрой приватизации – до установления ясных и основополагающих принципов, как правило, дает краткосрочные преимущества (в основном, в части генерирования наличности), но вместе с тем недооценивает долгосрочные преимущества, которые могут быть достигнуты в результате установления конкурентной среды вместе с разумной ценовой и регулирующей системой, которая определяла бы оптимальные условия для развития сервисного сектора, новых капитальных вложений, эффективности и прибыльности ведения бизнеса.

Например, трансформационная (приватизационная) либерализационная политика правительства консерваторов в **Великобритании** в начале 80-х гг. преследовала ряд целей, которые приведены в статье **М. Уэбба** (*Webb, 1985 [69]*¹):

- 1) содействие эффективному распределению ресурсов через поощрение конкуренции и создание стимулов для повышения эффективности управления;
- 2) сокращение размеров общественного сектора путем уменьшения доли тех видов деятельности, которые могут эффективно функционировать самостоятельно («сокращение тех секторов, которым нет места в общественном секторе»);
- 3) сокращение финансовых обязательств правительства;
- 4) резкое уменьшение (или полное устранение) вмешательства правительства в текущие дела в промышленности.

В конечном счете главные проблемы состоят в том, насколько эффективна с экономической точки зрения новая структура трансформируемого сектора экономики и насколько эффективны новые типы создаваемых конкурентных и регуляторных механизмов, при помощи которых можно будет достичь поставленных целей.

Интересы различных групп в процессе трансформации нефтегазового сектора

Государство в процессе трансформации должно балансировать как с интересами большого числа потенциальных инвесторов

(и тем самым увеличения потенциальной возможности увеличения дохода государства), так и с интересами обеспечения общественной поддержки трансформации путем сдержанной ценовой политики, поощрения открытой конкуренции со стороны других компаний и обеспечения охраны окружающей среды. Наиболее важно то, что государство должно внедрить структуру регулирования, которая поощряла бы эффективность и конкуренцию, не требовала бы сложной административной структуры, была бы разумно предсказуемой и для инвестора, и для потребителя.

На пути внедрения подобной структуры регулирования **государство**, как правило, сталкивается с такими проблемами, как:

- конкурирующие интересы различных сторон;
- высокий уровень монополизации;
- нечетко определенные рамки в области регулирования;
- исходная структура предприятий (компаний), которая не подходяща для частного владения.

В свою очередь, **конкурирующие интересы различных групп** и сторон отличаются большим разнообразием.

Интересы **правительства**:

- национальная безопасность с точки зрения поддержания необходимых мощностей НПЗ в стране;
- национальная безопасность в поддержании стратегических запасов нефтепродуктов;
- обеспечение роста экономики за счет распределения конкурентоспособных в ценовом отношении нефтепродуктов и природного газа;
- создание экономически жизнеспособных структур со значительным экспортным потенциалом;
- наличие доступа к технологиям мирового класса и к рыночным структурам на внешнем рынке и тем самым обеспечение жизнеспособности трансформируемых структур;
- увеличение поступления финансовых средств в бюджет.

Интересы и цели **высших управляющих**:

- участие в решениях по поводу трансформации (в особенности на этапе приватизации);
- поддержание занятости в трансформируемых компаниях;
- обеспечение приемлемого уровня личных доходов;

¹ Приведены выдержки из речи члена английского парламента Дж. Мура «Почему мы приватизируем?»

- участие в биржевых/опционных планах;
- обеспечение возможности участия в развитии трансформируемого предприятия.

Интересы **работников**:

- обеспечение занятости в компании;
- обеспечение приемлемого уровня заработной платы;
- безопасные рабочие условия.

Интересы **потребителей** (общественности):

- сохранение прежних цен на продукты переработки углеводородного сырья, поступающие в конечное потребление;
- ориентация компании на нужды потребителей;
- сохранение окружающей среды (экологическая безопасность);
- озабоченность возможным «контролем» или «доминированием» иностранных интересов в ключевом секторе экономики страны.

Интересы **стратегических инвесторов**:

- активная роль в управлении компанией (не обязательно при этом благодаря обладанию большей долей активов компании);
- ограниченное вмешательство правительства (в таких формах, как контроль цен, величина стратегических запасов, реалистичные экологические нормы и требования);
- ясно определенные рамки (система) регулирования;
- допустимый уровень значений рисков факторов, которые могут повлиять на бизнес и на прибыльность (прежде всего политическая стабильность, внешнеторговые ограничения, степень участия государства);
- требуемый уровень ожидаемого дохода на инвестиции, который в том числе зависит от:
 - общего платежеспособного спроса на энергоресурсы,
 - позиции компании на внутреннем и внешнем рынках,
 - уровня конкуренции,
 - структуры запасов углеводородного сырья,
 - условий поставки продукции на рынки;
- свобода от обязательств за нанесенный ранее ущерб окружающей среде;
- наличие обязательств со стороны государства, что импортные ограничения и/или тарифы будут неизменны;
- «факторы совместимости», включая корпоративную культуру, стиль управления, географические аспекты.

Интересы **меньшинства акционеров**:

- корпоративная структура, которая защищала бы их интересы.

В условиях государства с федеративным устройством появится новая группа носителей специфических интересов: регионы – субъекты Федерации, которые, как правило, стремятся получить часть государственных полномочий и соответственно добиться перераспределения части государственных полномочий в свою пользу. Рентоориентированное поведение всех участников процесса трансформации преобладает, особенно в тех случаях, когда неясно определен статус собственности и имеет место несинхронность изменения институционального устройства и ликвидации старых и создания новых государственных регулирующих организаций.

Все отмеченные выше интересы существенны и не могут быть проигнорированы в процессе трансформации нефтегазового сектора. На пересечении учета этих разнообразных интересов и формируется реальная динамика процесса трансформации институциональной структуры рассматриваемого сектора экономики.

1.5.3. Особенности процесса трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора в различных странах

Процесс трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора в различных странах, при следовании в общем и целом рассмотренной выше общей схеме, весьма существенно отличается «наполнением» отдельных стадий.

Для нас с точки зрения рассмотрения в дальнейшем процесса трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики России представляют интерес:

- 1) последовательность осуществления различных стадий трансформации нефтегазового сектора в различных странах;
- 2) проведение демополизации, в том числе и при сохранении ведущей роли государства в качестве собственника действующих компаний;
- 3) особенности процесса реструктурирования – формирования новой организационной структуры нефтегазового сектора.

Источники: *Oil&Gas Journal*, 1994 [70]; *Privatisation... in Latin America*, 1995 [71]; *The Guide to World Energy Privatisation*, 1995 [72].

Франция

Необходимость интервенции французского правительства в нефтегазовый сектор в течение многих лет определялась целями внешней политики, необходимостью удовлетворения внутреннего рынка и обеспечения безопасности поставок в долгосрочной перспективе. Все эти цели не были напрямую связаны с прибылью. И в конечном счете они привели к трем формам участия государства.

Разведка и добыча была структурирована так, что были созданы две компании:

- «**Тоталь**», которая стала оператором на Ближнем Востоке уже в 1924 г.;
- «**Сосьете дес Петролес д'Акитэн**», которая начала деятельность в 1939 г. и получила имя **ERAP** после слияния с другой нефтегазовой государственной компанией в 1966 г. Торговая марка «**Эльф**» была создана в 1967 г., и тогда же «**Эльф-Акитен**» была учреждена как филиал полностью государственного холдинга – ERAP.

В то время как ERAP – полностью государственная, «Тоталь» всегда была частной компанией с частью пакета в руках государства (последнему никогда не было разрешено по закону иметь больше 35% капитала или 40% голосов).

Переработка и распределение нефтепродуктов всегда были открыты для конкуренции, исключая импорт природного газа и газораспределительные сети. Поэтому в газовом субсекторе «**Гэз де Франс**» (со 100-процентным участием государства) получила монополию на импорт и распределение газа по стране. К концу 1994 г. государственное участие в «Эльфе» сократилось с 54% (в 1991 г.) до 13%. Для защиты государственных интересов были предприняты такие меры, как:

- создание групп стабильных (устойчивых) акционеров с пакетом около 10%;
- одна акция была трансформирована в специальную акцию (аналог «золотой акции», которая позволяет обеспечивать принятие решений в интересах правительства).

Причины трансформации «Эльф-Акитен» и «Тоталь» были чисто экономическими и заключались в стремлении не отстать от мирового процесса рационализации нефтегазового сектора (что государство на приемлемом уровне в принципе обеспечить не в состоянии), а также в сокращении государственных обязательств и тем самым расходов. Поэтому первые решения после столь значительного изменения состава акционеров и были связаны с сокращением издержек и стабилизацией финансов:

- с созданием предприятий с третьими сторонами, с тем чтобы уменьшить долю собственных средств в инвестициях;
- с привлечением новых инвестиций через продажу нестратегических активов.

В компании «Тоталь» правительство сократило свою долю в течение 1992 г. с 34 до 5%. Влияние государства здесь было сохранено через привлечение в состав акционеров группы государственных компаний и банков, которая и приобрела долю в размере 8,4%.

Пример Франции – страны с функционирующей рыночной экономикой – показывает, как под усилением влияния чисто экономических обстоятельств меняется структура собственности в нефтегазовом секторе. При этом подобная трансформация не требует прохождения всех стадий – реструктурирование носит весьма ограниченный характер, и трансформация связана лишь с продажей части активов негосударственным инвесторам (но при параллельном введении новых форм и способов сохранения влияния государства).

Аргентина

Трансформация нефтегазового сектора началась в 1991 г. До этого времени в нефтяном сегменте нефтегазового сектора доминировала государственная компания **ЮПФ** (YPF), которая в тот период была также и государственной организацией, ответственной за освоение и разработку всех нефтяных ресурсов и поставку нефтепродуктов для нужд внутреннего рынка. В газовом сегменте также доминировала одна государственная газовая компания – «**Гэз дель Эстадо**».

В процессе трансформации ЮПФ была реорганизована в ряд стратегических бизнес-подразделений, направленных на получение конечных продуктов, была пересмотрена вся система обслуживающих подразделений, значительно сокращено число занятых – с более чем 51000 в 1990 г. до примерно 6000 в 1994 г. Новый стратегический бизнес-план был направлен на увеличение стоимости активов (за счет увеличения объемов запасов и добычи

компании), освоение дополнительных рынков, совершенствование нефтепереработки, обеспечение соответствия предлагаемых продуктов рыночным требованиям, расширение конкурентоспособности на рынке розничных продаж.

На стадии приватизации государством в законодательном порядке было запрещено какому-либо инвестору иметь более 3% активов. В руках самого государства осталось 20% активов компании. Приватизация проводилась в два этапа: (1) продажа отдельных несущественных активов на внутреннем рынке, а затем (2) продажа акций на Нью-Йоркской Фондовой Бирже. При этом, уже как частной компании, ЮПФ было оставлено всего 4,2% продуктивных земель, перспективных на нефть и газ. Первостепенное внимание при предоставлении перспективных на нефть и газ участков было уделено вновь образованным частным компаниям. (В России, как мы увидим ниже, было сделано обратное: многие из числа основных перспективных на нефть и газ участков и месторождений в 1992–1993 гг. были на бесконкурсной и безаукционной основе на основании Указов Президента РФ переданы бывшим государственным предприятиям – см. часть II.)

Данные изменения, инициированные правительством, дали возможность нефтегазовому сектору перейти от положения государственной монополии к положению частного сектора экономики. Нефть и газ в настоящее время управляются исключительно частными интересами. Изменение финансового положения компании ЮПФ характеризуется тем, что в 1990 г. компания имела убытки в 578 млн дол., а в 1993 г. прибыль превысила 700 млн дол. Инвестиции выросли с 800 млн дол. в 1991 г. до 1,2 млрд дол. в 1994 г.

К началу 1995 г. в нефтегазовом секторе страны было уже более 100 компаний, работающих на более чем 500 нефтяных и газовых месторождениях и над многочисленными разведочными проектами.

На основе государственной газовой компании «Гэз дель Эстадо» было создано 10 независимых компаний – 2 транспортные и 8 распределительных, которые работают на двух системах магистрального трубопроводного транспорта. Для защиты от монопольных тенденций было создано специальное государственное агентство – ENARGAS.

В целом трансформацию нефтегазового сектора Аргентины отличали и отличают:

- высокий динамизм осуществления преобразований;
- использование комбинированных схем приватизации-демонополизации в форме как распродажи активов, так и допуска инвесторов к осуществлению новых проектов вне рамок трансформируемых структур;
- включение в процесс трансформации всех видов активов, как финансовых, производственных, так и ресурсов углеводородного сырья в недрах.

Перу

До 1995 г. весь нефтегазовый сектор страны был представлен одной государственной компанией – «ПетроПеру». Трансформация предполагала:

- проведение широкомасштабной экономической реформы;
- реструктурирование активов;
- проведение приватизации.

В августе 1993 г. **Базовый Закон по углеводородам** установил новую систему регулирования операций в нефтегазовом секторе экономики Перу, основанную на контрактных взаимоотношениях. Было учреждено «ПеруПетро» – государственное агентство для поощрения контактов и регулирования контрактов по разведке и разработке с правом решения данных вопросов непосредственно на месте.

В ходе продажи активов за государством был оставлен 40-процентный пакет акций в основных месторождениях, НПЗ и трубопроводах; 10% акций было предложено персоналу компании. Все остальные – «нестратегические» – активы в процессе реструктурирования нефтегазового сектора были проданы, включая и компании-операторы маргинальных месторождений (а также сервисные компании, ряд терминалов, транспортные компании и т. д.).

Важная особенность реструктурирования нефтегазового сектора Перу состояла в том, что оно осуществлялось в два этапа:

на первом этапе проводились выделение отдельных активов и их распродажа (полная или частичная). При этом покупателям было разрешено участвовать в торгах только по одному из нефтяных блоков и по одному НПЗ; на втором этапе покупателям было разрешено интегрировать различные стадии, включая добычу, нефтепереработку, транспорт и сбыт.

В рамках программы реструктурирования был разрешен импорт нефти и нефтепродуктов, что должно было обеспечить повышение конкурентоспособности местных производителей.

Цель трансформации – создание конкурентного рынка – определила и форму проведения – продажу «ПетроПеру» не целиком, а по частям за счет выделения жизнеспособных единиц. Важная особенность трансфор-

мации институциональной структуры нефтегазового сектора Перу в том, что она предполагала не только изменение статуса собственности компаний сектора, но и формирование нового институционального устройства – в виде контрактной формы взаимоотношений по линии «государство – инвестор».

Боливия

Подход к трансформации (программа капитализации) государственного нефтегазового сектора (сектор относится к числу ведущих) экономики этой страны отличался значительным своеобразием, направленным на учет интересов общественности. В отличие от Центральной и Восточной Европы правительство Боливии не распределяло акции напрямую гражданам, а передавало их частным пенсионным фондам, которые стали управлять акциями от имени общественности. Такой подход означал создание предпосылок для установления новых отношений сначала между инвестором и государством, а затем и между инвестором и пенсионными фондами (в России примерный аналог – Пенсионный фонд АНК «Сургутнефтегаз», который в 1996 г. стал практически единоличным владельцем компании).

Программа капитализации ведущих компаний была определена **Законом о капитализации** от 21 марта 1994 г. и состояла из следующих шагов:

- изменения законодательного статуса нефтегазовых компаний и номинального превращения их в акционерные компании;
- передачи части акций работникам – до 1%;
- дополнительной эмиссии (в размере 100%) и размещения ее среди участников международных торгов;
- обеспечения инвесторам доли участия до 50% и обеспечения защиты их интересов через систему соглашений с компанией;
- распределения доли государства среди общественности – прежде всего среди частных пенсионных фондов.

После распределения всех акций среди частных инвесторов компания автоматически была преобразована в реальное акционерное общество.

1.5.4. Трансформация газового субсектора

Основные направления трансформации институциональной структуры газового субсектора связаны с изменением институционального устройства в части форм взаимодействия по линии «производитель – потребитель» природного газа. Речь прежде всего идет о **переходе на прямые контракты на поставку газа от производителей потребителям**. Проблема связана с **обеспечением доступа к системе магистральных трубопроводов и переводом данной системы только на предоставление услуг по транспортировке природного газа, не связанных с последующей его реализацией**.

Это направление является основным в процессе формирования более либерального **газового рынка Европы**, который был начат в 1993 г. В рамках подготовки данного процесса в начале 90-х гг. Европейским Сообществом (ЕС) был принят ряд документов, касающихся либерализации газового рынка (*IEA Natural Gas Security Study, 1995* [61]):

- о прозрачности бизнеса;
 - о транспортировке;
 - о доступе третьих сторон, который определяет, что трубопроводы должны осуществлять транспортировку газа, даже если он им и не принадлежит (однако при этом ЕС не определило специфические правила по осуществлению этого принципа).
- Либерализация европейского рынка природного газа, в частности, предполагает, что:
- если более чем одна фирма может предоставить лучшие или более дешевые услуги, чем доминирующая фирма, то цены и уровень услуг на рассматриваемом рынке должны быть снижены и услуги улучшены;
 - если фирма предоставляет в данном секторе несколько видов однородных услуг, то она должна быть разделена на отдельные компании;
 - если разделение невозможно или неэффективно по специфическим особенностям экономики масштаба или размера, то должен быть введен специальный регулирующий механизм.

Последнее положение является детализацией более общего принципа, предполагающего синхронность преобразований институционального устройства и организационной структуры, формирования новых форм взаимодействия и отмены старых.

В **США** до дерегулирования в конце 80-х гг. газовая индустрия в основном контролировалась компаниями по транспортировке газа (исключительно частными компаниями в отличие от европейских), которые покупали, транспортировали и продавали природный газ. В процессе дерегулирования цены были значительно ослаблены и транспортные услуги на газовом рынке были отделены от собственно процесса продажи природного газа. В результате газотранспортные компании стали обычными транспортными компаниями, не имеющими отношения к собственно продаже газа. Вследствие этого быстро получили распространение такие виды деятельности, связанные с минимизацией трансакционных издержек по реализации природного газа, как маркетинг природного газа, ценовой/рисковый менеджмент, транспортный маркетинг, услуги по поставкам, хранению и т. д. Наиболее яркий пример – корпорация **«Энрон» (ENRON)**, которая значительно снизила издержки и повысила свою эффективность. По состоянию на 1996 г. эта была одна из крупнейших компаний с большим спектром услуг в области не только маркетинга газа, продаж, переработки и т. д., но и выработки и продажи электроэнергии.

Трансформация газового субсектора в Европе, США, Латинской Америке (см. выше о преобразованиях в Аргентине) показывает, что роль и значение индуцированных преобразований здесь гораздо выше, чем в нефтяном субсекторе. Особенности активов данного субсектора – еще более идиосинкразический их характер, особенно на стадии дальней транспортировки (чрезмерно высокая капиталоемкость и ее слабая эластичность по отношению к объемам транспортируемого газа), создают очень высокие барьеры входа. Преодоление этих барьеров, расширение собственно рыночного пространства, сокращение негативного воздействия монополий на общественное благосостояние практически невозможны без индуцированной трансформации.

Также весьма интересно то обстоятельство, что среди важнейших направлений трансформации институциональной структуры газового субсектора находится и дости-

жение прозрачности – прежде всего операционной и финансовой. Вполне закономерно, что только после завершения преобразований, связанных с достижением прозрачности и изменением роли магистрального транспорта, создаются условия для развития газового субсектора в пределах и рамках рыночно-ориентированной экономической системы.

1.5.5. Трансформация институциональной структуры нефтегазового сектора при изменении системы базовых экономических институтов

Все рассмотренные в данном параграфе примеры и обобщения касаются индуцированных преобразований, осуществленных в странах с рыночно-ориентированной экономикой. Поэтому даже в условиях стран Латинской Америки трансформация нефтегазового сектора осуществляется в рамках смены всей системы экономических институтов, начиная от фундаментальных (собственности) и кончая экономическими функциями государства и переходом от распорядительного управления к управлению, основанному на контрактных связях и взаимоотношениях всех хозяйственных единиц, и т. д.

Как мы отметили выше (см. главу 1.1), для институциональной структуры системы централизованного планирования и управления характерно разделение секторов экономики по узкотехнологическому признаку, прежде всего отделение собственно производственных структур от структур, связанных с осуществлением обменных и распределительных трансакций. Поэтому **одна из основных особенностей трансформации нефтегазового сектора при переходе от административно-командной экономики к рыночно-ориентированной состоит в первую очередь в предварительной вертикальной интеграции разрозненных звеньев единого технологического процесса в рамках единой собственности.**

Так, например, в **Восточной Германии** накануне приватизации энергетических компаний была проведена их предварительная вертикальная интеграция. В особенности это коснулось тех компаний, которые имели

контракты на поставку нефти и газа. Например, административным решением контракт на поставку ямбургского газа (от 1986 г.) был передан компании «**Вербунднецгаз ВНГ**» (дочерней компании «Рургаз») от внешнеторговой компании (после чего последняя была ликвидирована). Такой подход отличался от общего подхода Агентства по приватизации на разбиение бывших «социалистических» комбинатов.

Параллельно с формированием вертикально-интегрированных компаний в нефтегазовом секторе стран Восточной Европы вводились антимонопольные меры не только общего характера, но и специфические для нефтегазового сектора. Так, в **Чешской Республике** в нефтяном секторе были созданы две компании на основе двух НПЗ и части сети заправочных станций и одновременно были приняты нормы, запрещающие монополизацию. Затем эти вновь созданные компании должны были создать альянсы с иностранными инвесторами, а также с поставщиками нефти.

В **Венгрии** только в начале 1995 г. правительством было принято решение о приватизации «**Венгерской нефтегазовой компании**» (**ВНГК**) и пяти газораспределительных компаний. Правительство оставило за собой 25% своего участия в компании. До приватизации из ВНГК были выведены 12 из 22 основных структурных звеньев и превращены в отдельные АО. Основной НПЗ также был выделен в отдельную компанию.

При всей важности и уникальности опыта стран Восточной Европы по трансформации нефтегазового сектора все же следует признать, что он опять же не в полной мере охватывает все основные этапы и стадии процесса трансформации, что связано с практическим отсутствием добычи углеводородного сырья на территориях этих стран и, следовательно, со значительной зависимостью от внешнеторговых операций по поставкам первичных углеводородов. Поэтому, в частности, и предписывалась в процессе приватизации продажа активов вновь сформированных вертикально-интегрированных компаний иностранным инвесторам. Таким путем предполагалось диверсифицировать источники получения первичных углеводородов (нефти и природного газа).

Наиболее острым моментом при осуществлении трансформации нефтегазового сектора экономики является изменение принципов и подходов

к ценообразованию, а также синхронизация этого процесса с реструктурированием и коммерциализацией нефтегазового сектора.

В целом, как нам представляется, проблемы, рассмотренные в настоящей главе, дают основание утверждать, что

- имеет место усиление влияния на развитие нефтегазового сектора как в мире в целом, так и в отдельных странах и в отдельных компаниях собственно экономических факторов и условий, определяющих институциональную динамику;
- по мере усиления влияния экономических факторов и условий роль и место государства и государственных институтов смещается в направлении косвенного, опосредованного участия в нефтегазовом секторе (прежде всего — усиления роли лидерства в законодательной области);
- трансформация институциональной структуры не является однократным актом и не сводится к процессу изменения форм собственности (от государственной к частной), а представляет собой многоплановую и многоаспектную систему шагов и мероприятий;
- успешность проведения трансформации во многом зависит от того, насколько правильно будут поняты и оценены действия «невидимой руки» — рыночных сил и процессов — и использованы для создания и постоянной корректировки действий «видимой руки» — государства и его институтов.

В конечном счете рассмотренные в части I настоящей монографии основные понятия, проблемы и особенности институциональной структуры экономической системы вообще и институциональной структуры нефтегазового сектора в частности позволяют нам утверждать, что:

- институты, институциональная структура являются чрезвычайно динамичными элементами экономической системы и оказывают значительное влияние на социальное и экономическое развитие;
- особенности институциональной структуры нефтегазового сектора связаны с проявлением монополии на природные ресурсы, важной экономической ролью ресурсов углеводородного сырья в обеспечении политической и экономической самостоятельности отдельных стран;
- вертикально-интегрированные компании, при их определяющей роли, являются

важным, но далеко не исчерпывающим все многообразие организационных форм, присущих нефтегазовому сектору; отличительной особенностью современных процессов вертикальной интеграции в нефтегазовом секторе является преобладание собственно финансово-экономических связей над технологическими;

- особенности активов нефтегазового сектора, такие как узкоспециализированный характер, повышенная капиталоемкость, длительные сроки осуществления проектов, способствуют проявлению естественных монопольных тенденций в его рамках;
- роль нефтегазового сектора в современной экономике, а также основные осо-

бенности его активов обуславливают повышенную роль государства; последняя не исчерпывается только регулированием деятельности отдельных ведущих организаций (вертикально-интегрированных компаний), а направлена на формирование конкурентной среды в рамках сектора в целом;

- проведение трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора предполагает не только наличие определенной последовательности в осуществлении отдельных этапов преобразований, но также и синхронные изменения форм и способов государственного участия (особенно по мере изменения форм собственности).

ТРАНСФОРМАЦИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ РОССИИ

Понимание и оценка процессов, связанных с трансформацией институциональной структуры в нефтегазовом секторе России в конце 80–90-х гг., невозможны без анализа исходного состояния – зачастую многие решения определялись и определяются под значительным влиянием груза проблем и сложившихся особенностей. С целью более адекватного отражения особенностей институциональной структуры нефтегазового сектора экономики СССР общие особенности и проблемы будем рассматривать в целом в рамках сектора, в то время как особенности, обусловленные особенностями активов (что значительно отличает нефтяной и газовый субсекторы друг от друга), – отдельно. Настоящая часть посвящена рассмотрению как общих проблем трансформации нефтегазового сектора экономики России, так и специфических проблем нефтяного субсектора.

Изменение институциональной структуры нефтегазового сектора в СССР

Формирование институциональной структуры нефтегазового сектора советской экономической системы (в 20–80-е гг.) происходило в рамках государственной собственности на все активы сектора и в рамках системы всеохватывающего централизованного планирования всех видов деятельности и распределения всех видов производственно-технических ресурсов и произведенной продукции: нефти, природного и попутного (нефтяного) газов, продуктов их переработки. Соответственно институциональной среде (основополагающим правилам и принципам функционирования хозяйственных единиц) формировались и формы и виды взаимодействия в рассматриваемом секторе экономики. Все основные производственные (и непроизводственные) взаимодействия носили плановый – заранее согласованный и установленный – характер и в конечном счете основывались на процедурах административного (властного) характера. Последнее означало, что все взаимодействия в такой системе осуществлялись на основе приказов и распоряжений вышестоящих органов управления.

II.1.1.

Основные черты и особенности исходной институциональной структуры

Для институционального устройства экономики СССР был присущ административно-плановый механизм координации с рядом характерных черт и особенностей. К числу последних могут быть отнесены:

- приоритет неэкономических целей при подготовке и принятии решений;
- отсутствие объективных экономических критериев оценки значимости выпускаемой продукции – цены устанавливались органами планирования исходя из необходимости компенсации «общественно-обусловленных» издержек на выпускаемую в соответствии с планом продукцию;
- жесткая иерархическая система подготовки и принятия, а также последующей реализации всех решений;
- преобладание административного взгляда на экономические проблемы – стремление совершенствовать систему пре-

имущественно за счет изменения структуры управления;

- неэффективное и нерациональное расходование ресурсов с точки зрения критериев роста общественного благосостояния;
- планирование преимущественно на основе физических (так называемых объемных) показателей по номенклатуре выпускаемых или предполагаемых к выпуску видов продукции.

Важнейшей особенностью институциональной структуры нефтегазового сектора СССР являлась практическая неизменность во времени как системы основополагающих институтов, так и видов взаимодействия хозяйственных единиц (на основе предварительно утвержденного и согласованного плана, имевшего форму административно-распорядительного документа). В рамках неизменности основы институциональной структуры главное направление развития было связано с изменением формальных рамок взаимодействия хозяйственных единиц. Это находило отражение в изменении организационной структуры сектора.

В результате сложилось так, что в целом хозяйственные единицы в рамках системы централизованного планирования и управления выполняли меньший круг функций (по сравнению с компаниями в рыночной экономической системе), поскольку:

во-первых, не контролировали процесс распределения ресурсов;

во-вторых, не осуществляли контроля за реализацией своей продукции;

в-третьих, не принимали стратегических решений, связанных с развитием производственно-хозяйственной деятельности (таких видов, как освоение и разработка новых месторождений, строительство новых и модернизация действующих производственных объектов).

В силу приоритета выполнения плановых заданий в физическом выражении внутренняя структура хозяйственных организаций была ориентирована на:

- экономию масштаба;
- объединение разноплановых видов деятельности (в рамках значительных территорий) – территориально-производственный принцип организации;
- отделение производственных функций от транзакционных, связанных с собственно доведением продукции – нефти, газа и продуктов их переработки – до потребителя.

Основными последствиями такой жесткой иерархической структуры управления были следующие:

- слабое развитие межотраслевых связей – и отсюда сложность решения проблем междисциплинарного характера;
- низкий приоритет производств, выпускающих неосновную продукцию;
- хроническое отставание реализации на практике и в массовом масштабе современных научно-технических решений;
- чрезвычайно инерционный характер развития промышленности (низкие темпы выбытия и обновления оборудования).

В нефтяном субсекторе бывшего СССР наиболее яркими проблемами такого свойства были (и до сих пор характерны для нефтегазового сектора России):

- проблема глубины переработки нефти (к началу 90-х гг. данный показатель по нефтеперерабатывающим заводам России едва превышал 60%);
- преобладающее стремление компенсировать нехватку моторных топлив и смазочных масел за счет увеличения добычи нефти;
- значительные трудности с освоением и разработкой комплексных и сложных по составу месторождений углеводородного сырья (таких как, например, нефтегазоконденсатные – несмотря на длительные обсуждения, технологии добычи газового конденсата в режиме поддержания пластового давления так и не были освоены в промышленном масштабе ни на одном месторождении);
- значительное отставание с утилизацией «непрофильных» углеводородов – нефтяного (попутного) газа, газового конденсата, отдельных фракций (этана, пропан-бутановой и т. д.). Только за время разработки нефтяных месторождений Западной Сибири было сожжено в факелах свыше 250 млрд м³ попутного газа;
- задержка с освоением и широким использованием современных методов воздействия на пласт – например газлифтного метода добычи нефти (при помощи энергии закачиваемого в пласт предварительно осушенного нефтяного газа), современных тепловых и химических методов повышения нефтеотдачи и т. д.

В конечном счете ведомственные барьеры стали непреодолимой преградой на пути организации диверсифицированного производства и применения новой техники и технологии. Даже специальные усилия на пра-

вительственном и партийном уровне по налаживанию производства компрессорных агрегатов для расширения масштабов использования газлифта в середине 80-х гг. (выразившиеся в поддержке Сумского машиностроительного объединения) так и не дали положительных результатов – ресурс агрегатов оказался значительно ниже, чем у зарубежных аналогов.

Вместе с тем институциональная структура отличалась значительной простотой с точки зрения регулирования и управления, а также возможностью концентрации всех усилий на решении ограниченного числа решаемых на государственном уровне задач. Не случайно поэтому такие сложные задачи, как, например, освоение новых нефтегазоносных провинций в Урало-Поволжье и Западной Сибири, а также создание инфраструктурной системы для функционирования данных комплексов, были решены в чрезвычайно сжатые сроки. Однако, когда задача начала усложняться (потребовался ввод большого числа более мелких месторождений нефти, и к тому же нестандартных с точки зрения решения инженерно-технологических задач), система потеряла свой динамизм.

II.1.2. Особенности организационной структуры нефтегазового сектора

Характерной особенностью нефтегазового сектора в любой стране (независимо от экономической системы) является чрезвычайно тесное переплетение с государственной политикой, и эта теснота переплетения в разных странах различается весьма значительно.

Однако в рамках бывшего СССР уже с первых лет формирования плановой экономики произошло огосударствление нефтегазового сектора – не только в связи с национализацией и трансформацией бывших акционерных обществ в государственные тресты и синдикаты, но также в связи с поглощением финансовых ресурсов сектора системой государственных финансов. Такое изменение форм связи государства и нефтегазового сектора нашло отражение и в составе, и в функциях хозяйствующих субъектов сектора. Последние отличало тесное переплетение собственно хозяйственных и

собственно государственных функций. В этой связи следует отметить, что возникшие в рамках советской экономики «государственные предприятия» в значительной мере должны были быть отнесены к структурам государственного управления, а не только и не столько к компаниям с государственным 100-процентным участием (как это имеет место, например, в странах с рыночной экономикой).

Становление организационной структуры

20 июня 1918 г. Председателем СНК РСФСР В. И. Лениным был подписан *декрет о национализации нефтяной промышленности*. С этого времени наступил длительный период организационных преобразований. В известном смысле нефтегазовый сектор явился в начале 20-х гг. полигоном для проверки и последующего распространения принципов формирования организационной структуры в промышленности СССР.

Одной из наиболее примечательных работ того периода, посвященных настоящей проблеме, является небольшая работа **В. А. Трифонова** «К вопросу о взаимоотношениях синдикатов с трестами (опыт полугодовой работы Всероссийского нефтяного синдиката)» (Трифонов, 1923 [73]). В ней с поразительной ясностью описан весь круг проблем, с которыми предстояло столкнуться архитекторам новой системы планирования и управления и присущей ей организационной структуре.

В 1923 г. вышел *Декрет ВЦИК и СНК СССР «О государственных промышленных предприятиях, действующих на началах коммерческого расчета (трестах)»*. В соответствии с данным декретом был начат процесс «синдицирования» советской промышленности – к синдикатам перешла часть функций главков по управлению трестами: сбыт продукции, заготовки сырья и материалов и предоставление заказов. Президиум ВСНХ признал «целесообразным свободное и инициативное объединение трестов для разрешения задач в области заготовок сырья, торговли и т. д. в виде синдикатов». В трех **синдикатах** (нефтяном, табачном, соляном) участие основных **трестов** отрасли было принудительным, причем в первом синдикате такой подход объяснялся издавна

сложившейся системой снабжения страны нефтью:

«Ст. 1. Для производства торговли нефтью и ее продуктами и связанных с ней операций: учреждается в непосредственном ведении ВСНХ СССР Нефтяной Синдикат Союза ССР, участниками которого являются производственные объединения нефтяной промышленности (Тресты) «Азнефть», «Грознефть» и «Эмбанефть»...

Ст. 2. Синдикат имеет своей целью:

а) организацию сбыта продукции участников Синдиката на внутренних и внешних рынках; выработку цен на нефтепродукты с представлением в надлежащих случаях на утверждение в установленном порядке...

б) производство внутри СССР и в установленном порядке за границей закупок за наличный расчет, в кредит и на началах товарообмена технического оборудования, материалов, предметов продовольствия, фуража и широкого потребления, как для себя, так и для участников Синдиката...

в) содействие участникам Синдиката в организации кредита по их поручению и гарантирование кредитных операций...» (Устав нефтяного синдиката..., 1924 [74]).

Характеризуя роль и место **Нефтесиндиката** в формируемой организационной структуре социалистического нефтяного сектора, Трифонов отмечал:

«...Нефтяной Синдикат не является, как это обычно бывает, торговой организацией, объединяющей на началах добровольного соглашения производственные предприятия. Нефтяные Тресты принудительно синдицированы государственной властью. Это обстоятельство вызывало и продолжает вызывать и поныне недовольство Трестов, полагающих, что Синдикат, будучи исключительно торговой организацией, не способен вести свои операции в направлении максимального удовлетворения интересов производства. Трестам кажется, что если торговля нефтью будет передана в руки непосредственно заинтересованного в результатах этой торговли нефтепромышленника, то торговля будет протекать в более нормальных условиях и осуществляться будет лучше, чем Синдикатом.

...При существующих ныне взаимоотношениях между Нефтесиндикатом и Трестами, приспособленность эта (то есть торговой деятельности первого к производственной деятельности второго) должна выразиться в снабжении производственных трестов материальными ценностями, необ-

ходимыми производству в размерах, предусмотренных финансовыми планами производства» (Трифонов, 1923 [73]).

Видно, что принудительное синдицирование независимых нефтедобывающих трестов – отделение производственных функций от трансакционных – сразу же привело к необходимости введения системы централизованного материально-технического снабжения (поскольку все расчетные операции были сосредоточены на уровне синдиката). Современного читателя не может не удивлять откровенность Трифонова в оценке роли нефтяной промышленности в экономике СССР: «...мы считаем, что из числа важнейших отраслей, которые должны сделаться объектом планового воздействия государства, на первой очереди несомненно стоит нефтяная промышленность. Вызывается это не только значительной ролью нефти в топливном режиме нашей страны, но и тем чрезвычайно крупным политическим значением нефтяной промышленности, которая за последние годы нередко определяла международную политику стран. Советское государство не может и не должно выпустить из своих рук этого крупнейшего козыря в его хозяйственной и дипломатической борьбе с капиталистическим миром...» (Трифонов, 1923 [73]).

Автор идет дальше этих чисто экономических и политических оценок:

«...но, однако, не только этим определяется необходимость сохранения нефтяной промышленности за государственным плановым хозяйством.

Нефтяные предприятия в капиталистических странах дают примеры поразительно быстрого накопления промышленных капиталов. Советская Республика должна использовать эту особенность нефтяной промышленности для того, чтобы опираясь на нее, по мере развития рыночного хозяйства, за счет предприятий, работающих на рынок, аккумулировать материальные средства в кассе Республики в целях ли расширения планового хозяйства или для каких-либо других потребностей хозяйства страны. Если сейчас мы не можем еще говорить о крупных прибылях нефтяной промышленности, то как только немного наладится и упорядочится производственный процесс в нефтедобывающих предприятиях, так немедленно же скажется способность нефтяной промышленности извлекать максимальную прибыль из народно-хозяйственного организма страны» (Трифонов, 1923 [73]).

Как мы увидим ниже, сходную стратегию – использование возможностей нефтегазового сектора по накоплению финансовых ресурсов и аккумулярованию их в кассе государства – активно применяли не только советские правительства, но и поставили во главу угла реформаторы начала 90-х гг.

Итак, в основе огосударствления нефтяного сектора – его особенность аккумуляровать и накапливать финансовые ресурсы. Интересно, что в дальнейшем последствия данного шага уже не подлежали обсуждению и практически не затрагивались на страницах печати. Платой за огосударствление нефтяного сектора экономики могла быть (и была) утрата стимулов к росту экономической эффективности. Важно то, что наличие цены за такой шаг весьма отчетливо понималось и не вызывало в тот период сомнений:

«...весь вопрос сводится сейчас к тому, какими способами и средствами принудить нефтедобывающие предприятия ввести такой производственный режим, который давал бы возможность получать максимум продукции при минимальных тратах, причем должна быть обеспечена возможность для государства извлечения наибольшей выгоды как политической, так и хозяйственной из факта государственного владения нефтяными промыслами» (Трифонов, 1923 [73]).

Очевидно было, что, не имея рыночных ориентиров и не рискуя быть обанкротившимися, нефтяные предприятия начнут действовать в точном соответствии с логикой поведения бюрократических структур и организаций – попросту говоря, начнется стремительная эскалация издержек.

В связи с этим, по мнению Трифонова, «нефтяная промышленность может управляться 4-мя следующими способами:

1) В Москве создается Всероссийский Нефтяной Трест, который является хозяином всей нефтяной промышленности и ныне существующие производственные предприятия всецело ему подчиняются; этому тресту передается также и торговля нефтепродуктами.

2) Ныне существующие нефтяные тресты превращаются во вполне самостоятельные производственно-торговые предприятия, которые в своей работе руководствуются исключительно законами о трестах.

3) Нынешние тресты разбиваются на несколько совершенно самостоятельных хозяйственных единиц и в таком парцеллированном виде выпускаются на рынок...

4) Существующие тресты сохраняются в настоящем их виде, работа их ограничивается добычей и переработкой; для торговли нефтепродуктами внутри России и за границей сохраняется Государственный Нефтяной Синдикат» (Трифонов, 1923 [73]).

Уже в 1923 г. были ясно просмотрены все возможные варианты организационной структуры нефтегазового сектора. В настоящее время отчетливо видно, что с начала 20-х до середины 90-х гг. нефтяной субсектор прошел путь от 4-го варианта организационной структуры к 1-му варианту.

В процесс формирования исходной организационной структуры советского нефтяного субсектора было вовлечено не только государство (в лице органов управления), но и слой высших управляющих (следует добавить – вновь назначенных советских управленцев) сыграл в этом весьма значительную роль.

В частности, Трифоновым отмечалось, что «как это ни странно, но идея о создании Всероссийского Нефтяного Треста нашла наиболее горячих сторонников среди руководителей нефтедобывающих районов» (Трифонов, 1923 [73]).

В основе их столь горячей приверженности более жесткой централизации лежало стремление... исключить из поля своего зрения контроль за экономическим состоянием предприятий:

«...руководители трестов, естественно, попытались переложить эту ответственность с себя на Всероссийский Трест, который должен был бы прикрывать их, разделяя с ними ответственность за превышение действительных расходов по сравнению с установленной себестоимостью. Только этим и можно объяснить настойчивость производственных трестов в вопросе организации Всероссийского Треста. Деловые соображения все говорят против организации такого треста. Ведь что значит организовать в Москве Управление всеми нефтяными предприятиями Республики? Это значит – восстановить централизованное снабжение промыслов, управлять производственным процессом во всех его подробностях, установить для них сметный порядок финансирования и бухгалтерски проверять выполнение этих смет. Задача совершенно неосуществимая в наших условиях» (Трифонов, 1923 [73]).

Плата за огосударствление нефтяного субсектора – установление государственного бюрократического контроля за уровнем

себестоимости (точно так же, как и контроля правильности расходования средств на содержание любого государственного учреждения):

«...устанавливая определенную себестоимость нефти на промыслах, Государство тем самым ставит определенные границы для производственных расходов для того, чтобы принудить руководителей нефтедобывающих предприятий приложить все усилия и уложиться в этих границах, не производить лишних не вызываемых необходимостью расходов.

...Отделение торговли от производства и установление твердой себестоимости продукции в нефтяной промышленности является, в сущности, единственным способом воздействия на производство в смысле уменьшения производственных расходов, доведения их до размеров общественно-необходимых...» (Трифонов, 1923 [73]).

Трифонов хорошо предвидел результаты принудительного синдицирования, но верх при этом взяла ориентация на внеэкономические приоритеты:

«...третий вариант организационной проблемы нефтепромышленности – расчленение ныне существующих трестов на несколько хозяйственных единиц, самостоятельно выступающих на рынке, несомненно, отвечал бы интересам народно-хозяйственного организма страны, так как он очень быстро заставил бы производителей, путем конкурентной борьбы между отдельными нефтяными организациями, приблизить стоимость производственного процесса к размерам общественно-необходимой стоимости. Но несмотря на его очевидные преимущества по сравнению с первыми двумя вариантами, передающими нефтяную монополию в руки производственных трестов, мы его считаем неприемлемым по тем соображениям, что при таком расчленении трестов Государственная власть лишится одного из могучих средств борьбы внутри России с нарождающимся частным капиталом и за границей – с буржуазными государствами» (Трифонов, 1923 [73]).

Вполне отчетливо уже в начале 20-х гг. были сформированы основные элементы институциональной структуры нефтегазового сектора страны, в том числе и основные формы административного взаимодействия государства и хозяйственных единиц:

- по положению Нефтесиндикат расплачивается с трестами за взятую от них продукцию по себестоимости;

- Нефтесиндикат покрывает предусмотренные производственным планом капитальные затраты на расширение производства;
- Нефтесиндикат берет на себя обязательства оплатить полученную от Государства нефтедобывающими трестами ссуду.

В дальнейшем в данные формы взаимодействия было введено одно дополнение – средства на расширенное воспроизводство стали носить не ссудный, а безвозмездный характер. Это изменение определялось тем, что синдикаты создавались на основе уже существующих отраслей и были идеально приспособлены к решению задач их функционирования и «умеренного» (определяемого темпами накопления капитала в самой отрасли) развития. Однако в условиях ускоренных темпов индустриализации, превышающих темпы накопления капитала (что, собственно, и было осуществлено в СССР в конце 20-х – 30-е гг.), никакие схемы финансирования на ссудной (возвратной) основе стали просто невозможны (Лацис, 1989 [75]).

Нельзя не удивляться пониманию Трифоновым экономических последствий принимаемого решения о синдицировании:

«...в этой обстановке абсолютной монополии, изолированности от заграницы и полнейшего отсутствия свободных капиталов в стране наши промышленные организации теряют всякий стимул для упорядочения и улучшения производственного процесса на своих предприятиях. Низкая доброкачественность нашей продукции и чрезмерно высокие цены на нее также объясняются не тем или не столько тем, что во главе наших промышленных органов стоят не всегда достаточно опытные и знающие руководители, но главным образом тем, что над этими руководителями, порою вполне дельными и очень знающими, «не каплет», что над ними не висит дамоклов меч кризиса, краха их предприятия, который заставлял бы их ежедневно, ежечасно думать над вопросом улучшения и удешевления производства» (Трифонов, 1923 [73]).

Трифонов не только прекрасно понимал цену, которую придется заплатить за подобную трансформацию институциональной структуры нефтяного субсектора, но и отчетливо представлял последствия всеохватывающего планового управления экономикой:

«...мы считаем, что непосредственное влияние плановых органов на промышленные предприятия, работающие на рынок и для рынка, ничего кроме вреда и самим

предприятиям и хозяйству страны в целом не приносит...

И именно в интересах сохранения плановых начал мы считаем абсолютно необходимым сократить влияние и вмешательство плановых органов в хозяйственную жизнь страны.

Непосредственное плановое влияние должно быть сохранено только в тех отраслях промышленности и на те предприятия, которые целиком подчиняются руководству плановых органов, живут исключительно интересами государственного плана и совершенно ограждены от влияния рынка и рыночных отношений. Таких предприятий, крупнейших в важнейших отраслях промышленности, должно быть сравнительно небольшое количество» (Трифонов, 1923 [73]).

Итак, в самом начале становления плановой экономики вполне отчетливо определились **основные особенности организационной структуры нефтегазового сектора** экономики страны:

- полное огосударствление всех сфер и сегментов сектора;
- отделение этапов добычи и переработки от системы нефтепродуктообеспечения;
- монополизация торговли нефтью и нефтепродуктами на внутреннем рынке специально созданной государственной организацией;
- организация государственной системы материально-технического снабжения нефтяной промышленности;
- ориентация системы управления на обеспечение выполнения плановых заданий по добыче и производству нефти и нефтепродуктов;
- перевод государственных предприятий на бюджетно-сметное финансирование и организация контроля со стороны государства за установленным уровнем издержек;
- полная интеграция финансовых ресурсов нефтегазового сектора в систему государственных финансов (создание системы аккумуляции всего дохода, полученного в отрасли, в руках государства, а также тесное переплетение всех финансовых ресурсов нефтяной промышленности с финансами государства).

В конечном счете в нефтегазовом секторе было сформировано институциональное устройство, присущее системе бюрократического управления. Последнее определяется «как метод, применяемый при ведении

административных дел, результаты которых не имеют денежной оценки на рынке» или как «управление такими делами, которые невозможно контролировать при помощи экономических расчетов» (Мизес, 1993 [76]). Парадокс созданной системы институционального устройства нефтегазового сектора и присущей ей системы управления в том и состоял, что бюрократическому управлению стали подлежать сферы и виды деятельности, которые в условиях рыночной экономики таковыми не являются.

II.1.3. Динамика организационной структуры нефтегазового сектора СССР

Как мы видели выше, основные принципы организационной структуры нефтегазового сектора промышленности были определены в самом начале ее формирования – в 1922–1923 гг. Организационную структуру отличало отсутствие связей (форм взаимодействия) по горизонтали – все связи в области управления и аккумуляции финансовых ресурсов, а также распределения материально-технических ресурсов осуществлялись через вышестоящий уровень управленческой иерархии (рис. II.1).

Значительное отличие от современной ситуации заключается в отсутствии треста по магистральному трубопроводному транспорту нефти и нефтепродуктов, что связано с тем, что на начальном этапе развития нефтяной промышленности транспортирование нефти и нефтепродуктов по трубопроводам осуществлялось в рамках отдельных трестов.

По мере усиления планового характера советской экономики государственный орган управления (вначале Нефтесиндикат, затем Наркомат нефтяной промышленности и наконец Министерство) концентрировал в своих руках все большее число функций – в его ведении были не только вопросы развития добычи и выполнения плановых заданий, но и текущий (ежедневный) контроль за ходом выполнения заданий по добыче нефти и газа и выполнению строительных работ.

Рост объемов добычи нефти (особенно с началом освоения месторождений Урало-Поволжья – в 40–50-е гг., а затем и Западной Сибири – в начале 60-х гг.), а следова-

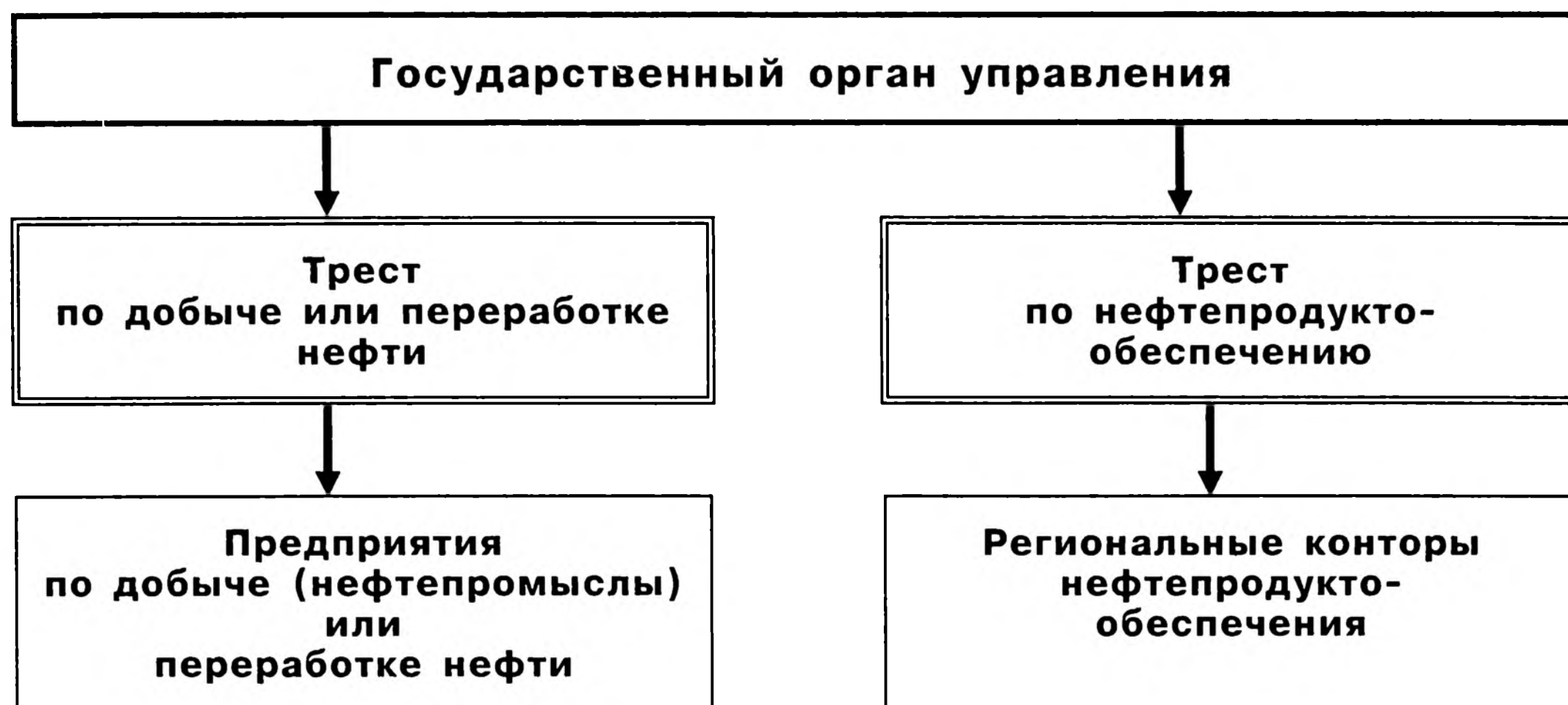


Рис. II. 1. Принципиальная схема организационной структуры нефтегазового сектора в СССР

тельно, и многократное увеличение сложности решаемых задач и управления сектором обуславливали усложнение организационной структуры – создание все большего числа производственно-хозяйственных единиц. По мере освоения нового нефтяного района и усложнения условий добычи создавались все новые и новые производственные единицы. Затем, по мере значительного увеличения числа хозяйственных единиц, происходило их объединение под эгидой новой структуры управления. Таким путем шло развитие организационных структур в добыче нефти в Татарии, Башкирии и в Западной Сибири.

В **Татарии**, например, в 1949 г. на базе Бавлинского укрупненного нефтепромысла треста «Туймазанефть» и Шугуровского укрупненного нефтепромысла был образован трест «Татарнефть» с подчинением его Главвостокнефтедобыче, весной 1950 г. преобразованной в объединение «**Татнефть**» с нефтедобывающими и буровыми трестами (Мальцев и др., 1996 [77]).

Основные направления организационных изменений были связаны:

- с сосредоточением функций распределения нефтепродуктов в отдельном органе государственного управления (Госкомнефтепродукте), который никак не был связан с выполнением каких-либо обязательств по отношению к нефтедобывающим и нефтеперерабатывающим предприятиям (в части проблем их финансового обеспечения и материально-технического снабжения, как это было в случае Нефтесиндиката);
- с появлением дополнительных звеньев в системе управления, а именно главков –

с целью управления развитием крупных нефтегазовых районов;

- с выделением магистрального трубопроводного транспорта из состава трестов и наделением его приемо-сдаточными функциями (т. е. приема нефти от добывающих предприятий и передачи ее нефтеперерабатывающим заводам), а фактически – функциями контроля за выполнением плановых заданий по добыче нефти;
- с отделением нефтепереработки от нефтедобычи – сначала на уровне отдельных управлений, а затем и министерств;
- с отсутствием гибкости технологических процессов и ориентацией на переработку весьма узких по химическому составу композиций нефти.

До создания совнархозов (1957 г.) основной структурой в нефтедобывающем районе, как правило, было **объединение**. В состав объединений (комбинатов), как правило, входили **нефтепромысловые управления** (НПУ), представлявшие собой, по сути дела, нефтедобывающие тресты, в состав которых, в свою очередь, входили самостоятельные нефтяные промыслы (два, три или четыре **нефтепромысла** в каждом НПУ), конторы бурения, автотранспортные, электромонтажные конторы, ремонтно-механические мастерские, коммунальные хозяйства (конторы), отделы рабочего снабжения и др. Важная особенность перечисленных выше организационных структур состояла в том, что все они являлись юридическими лицами (Макаров, 1996, [78]).

Попытка преодоления недостатков, связанных с исключительно вертикальными формами взаимодействия технологически взаимосвязанных предприятий нефтяного

субсектора, была предпринята в 1957 г. в связи с образованием совнархозов. В составе последних были образованы **управления нефтяной промышленности**, которым напрямую были подчинены нефтедобывающие и буровые предприятия.

При этом на общесоюзном уровне были образованы Госкомитет по химической и нефтехимической промышленности и Госкомитет нефтедобывающей промышленности при Госплане СССР. Вполне очевидно, что, не изменяя основополагающих элементов институциональной структуры, навряд ли можно было добиться кардинального изменения положения дел и решения тех проблем, которые вытекали из неэкономического характера системы.

Дальнейшие преобразования организационной структуры были связаны с ее большей детализацией – выделением отдельных направлений и сфер деятельности в специализированные организации. В **Западной Сибири**, например, в январе 1964 г. в соответствии с выбранным направлением организационных преобразований было принято решение совнархоза Средне-Уральского экономического района об организации нефтепромысловых управлений в объединении «**Тюменьнефтегаз**». В частности, было организовано нефтепромысловое управление «**Сургутнефть**»¹.

В 1965 г. после упразднения совнархозов были образованы министерства: нефтедобывающей промышленности, нефтеперерабатывающей промышленности, геологии, газовой промышленности – в соответствии с *Законом «Об изменении системы органов управления промышленностью и преобразовании некоторых других органов государственного управления»*².

В начале 70-х гг. дальнейшим шагом стало формирование системы специализированных министерств – газовой промышленности, строительства предприятий для нефтяной и газовой промышленности и др. Однако это также не смогло решить проблемы межотраслевой координации.

Особенно усилились оргструктурные преобразования в конце 60-х гг. – они затронули не только нефтегазовый сектор экономики, но и все народное хозяйство в целом. Рост масштабов экономики, усложнение решаемых производственно-технологических задач в

условиях набравшего силу научно-технического прогресса, снижение эффективности (понимаемой как выполнение целевых показателей плана развития хозяйства) функционирования – все это заставило вернуться к проблемам стимулирования деятельности предприятий, изменения схемы управления промышленностью и ее отраслями.

30 сентября 1965 г. принимается *Постановление ЦК КПСС № 728 «Об улучшении управления промышленностью, совершенствовании планирования и усилении экономического стимулирования промышленного производства»*³. После был подготовлен и принят *Закон СССР «О производственных объединениях»*. Данный закон определял **производственное объединение** (ПО) как «*интегрированный производственный (или научно-производственный) комплекс, имеющий в своем составе предприятия и структурные подразделения, которые осуществляют определенный вид производственной деятельности*». Тем самым были ликвидированы совнархозы и осуществлен возврат к отраслевому централизованному принципу организации и управления промышленностью СССР. С одной стороны, производственное объединение было облечено административной властью и имело своей задачей осуществлять управление входящими в его состав структурными подразделениями. С другой стороны, оно имело статус предприятия (юридического лица) и формально его отношения с другими предприятиями регулировались гражданским кодексом и хозяйственным законодательством.

В пределах одного сектора экономики **производственные объединения создавались, как правило, по территориальному признаку** (с включением в их состав всех расположенных в границах определенной территории хозяйственных единиц нефтяного сектора). Модель производственного объединения отвечала принципам системы централизованного планирования и управления экономикой. В частности, она позволяла комбинировать два принципа управления – отраслевой и территориальный – в рамках одной структуры управления – производственного объединения.

В этот период **была предпринята попытка специализации производства**, перевода, например, бурения и капитального строительства на подрядный способ. В этой связи в бурении были созданы крупные

¹ Новости Югры (Ханты-Мансийск). 1995. 7 дек.

² **Решения** партии и правительства по хозяйственным вопросам. Т. 5 (1962–1965 гг.). – М.: Политиздат, 1968.

³ Собрание Постановлений Правительства СССР. 1965. № 19–20. Ст. 152.

буровые предприятия на подрядном способе строительства скважин – **управления буровых работ** (УБР). В свою очередь, в добыче были созданы крупные специализированные предприятия – **нефтегазодобывающие управления** (НГДУ). Последние являлись основным заказчиком и разработчиком месторождений. В состав НГДУ включались также дополнительные структурные подразделения обслуживающего характера – управления технологического транспорта (УТТ), жилищно-коммунальные и строительномонтажные управления и др. В составе НГДУ уже, как правило, не было самостоятельных структур (кроме жилищно-коммунальных, если на балансе НГДУ был населенный пункт). Важно то, что организационные преобразования в рамках «косыгинской» реформы 1965–1966 гг. имели и определенную экономическую основу.

До середины 60-х гг. НПУ и конторы бурения не только обладали правами предприятия, но и имели индивидуальные цены на нефть. Соответственно и все расчеты с бюджетом осуществлялись на данном уровне.

В ходе реформы 1965 г. были введены:

- единая средняя отпускная цена нефти – 10 руб. за тонну;
- рентные платежи для нефтяных районов с более благоприятными геологическими условиями;
- платность производственных фондов в размере 6% от их стоимости;
- стимулирование коллектива нефтяников в размере 12% от фонда заработной платы;
- создание фонда социально-культурных мероприятий и жилищного строительства в размере 50% фонда материального поощрения;
- создание фонда развития производства за счет направления на эти цели части амортизационных отчислений и прибыли.

Переход к единой отпускной цене на нефть и газ для объединения позволил централизовать все расчетные операции с управлениями магистральных нефтепроводов (УМН) на уровне центрального аппарата управления объединений и тем самым явился одним из инструментов усиления позиций вновь созданных структур (как мы увидим ниже, в 1993–1996 гг. данный подход в полной мере был использован в рамках РАО «Газпром»).

Однако повышение отпускной цены на нефть с 4 руб. 50 коп. до 10 руб. за тонну не увеличило финансовых ресурсов нефтяных предприятий, так как вся разница в ценах

изымалась в бюджет в виде платы за фонды, рентных платежей и отчислений на геологоразведочные работы (ГРР). Ограничение отпускной цены на нефть уровнем в 10 руб./т вызвало необходимость разработки и применения **отраслевой системы ценообразования с использованием двух прецедентов**: единых цен промышленности на нефть, поставляемую на НПЗ, и отпускных цен предприятий в виде зональных и групповых цен. Всего было введено 7 ступеней дифференциации цены на нефть вместо 98 индивидуальных цен, действовавших до 1965 г. (Левин, 1996 [79]).

Вместе с тем предпринятые организационно-экономические меры оказались недостаточными, так как они не учитывали изменений в условиях функционирования и развития нефтяного субсектора. Изменения были обусловлены стремительным усложнением горно-геологических условий разработки нефтяных месторождений, перемещением добычи в отдаленные районы страны с тяжелыми природными условиями, ростом фондоемкости добычи нефти на действующих объектах разработки. Уже в первой половине 70-х гг. финансовое обеспечение возможностей материального стимулирования нефтяников значительно сократилось. Были исчерпаны возможности средней отпускной цены (1966 г.) – 10 руб./т, полностью использованы возможности регулирования рентабельности за счет рентных платежей (которые практически не вносились), резко уменьшилась расчетная прибыль. Поэтому после длительных дискуссий уровень цен на нефть был повышен до 25 руб./т. Количество ценовых зон сократилось до трех вместо семи.

В состав производственных объединений нефтяной промышленности входили как предприятия, так и производственные единицы, и каждое из этих подразделений в своей производственно-хозяйственной деятельности использовало права, предоставленные ему соответствующим уставом. Права охватывали основные направления деятельности и были связаны в основном с управлением ресурсами (трудовыми, материальными, финансовыми). Особенно важно то, что **предприятия и производственные единицы в составе объединений имели различные производственный статус и подчиненность**. Одни предприятия имели статус и права государственного производственного предприятия, другие таких прав не имели. Производственные еди-

ницы имели более ограниченные права; объединение же было наделено расширенными по сравнению с предприятием правами.

Права объединений, предприятий и производственных единиц определялись на основе утвержденных положений о производственном объединении, социалистическом государственном производственном предприятии и производственной единице. **Ни вопросы инвестиционной политики** (освоения новых месторождений и уточнения схем и планов разработки уже освоенных), **ни реализация добытой нефти** («передача» ее Главтранснефти) **не входили в компетенцию не только объединений, но даже и Министерства**, так как эти основные показатели определялись народнохозяйственным планом и утверждались партийными и правительственными органами.

Поскольку динамика организационной структуры носила индуцированный характер и определялась чисто административным и бюрократическим путем, темпы изменения схемы управления промышленностью были весьма низкими. Не случайно поэтому органы политического руководства возвращались к данной проблеме неоднократно и в дальнейшем. Так, 28 мая 1970 г. вышло в свет *Постановление ЦК КПСС и СМ СССР № 375 «О совершенствовании организации управления нефтяной промышленностью»*¹; 2 марта 1973 г. – *Постановление ЦК КПСС и СМ СССР № 139 «О некоторых мероприятиях по дальнейшему совершенствованию управления промышленностью»*². Основная идея та же – «усиление концентрации производства и ускорение технического прогресса путем укрупнения предприятий, создания производственных объединений, всесоюзных и республиканских промышленных объединений, приближения органов хозяйственного руководства к производству, более четкое разграничение прав и обязанностей между различными звеньями отраслевого управления...».

В отличие от попытки 1965 г., когда был сделан акцент только на создание производственных объединений, в 1973 г. предусматривалось изменение всей системы управления, а также «устранение многоступенчатости в управлении отраслями (под-

отраслями) промышленности с тем, чтобы сосредоточить непосредственно на предприятиях и в объединениях решение большинства вопросов производственно-хозяйственной деятельности». Определялось, что в зависимости от особенностей отрасли (подотрасли) управление промышленностью может осуществляться министерством (ведомством) по двух- и трехзвенной системе. Предполагалось, что комплекс мер должен был охватывать все уровни управления: производственные единицы, предприятия, производственные объединения (комбинаты), всесоюзные промышленные объединения, министерства (ведомства).

В развитие Постановления № 139 были разработаны и утверждены Советом Министров СССР «*Общее положение о всесоюзном и республиканском промышленных объединениях*», а также «*Положение о производственном объединении (комбинате)*».

В результате выполнения всех упомянутых выше постановлений и законодательных актов к середине 70-х гг. была сформирована организационная структура нефтяного субсектора, которая с весьма небольшими изменениями «дошла» до начала 90-х гг. и явилась объектом трансформации институциональной структуры при переходе к рыночно-ориентированной экономике.

В середине 70-х гг. нефтяная промышленность с шестизвенной системы управления основным производством (Министерство – главное территориальное управление – территориальное нефтегазодобывающее объединение – трест – предприятие – участок) перешла на трехзвенную систему управления (Министерство – территориальное нефтегазодобывающее объединение – предприятие). Предприятиями основного производства, отвечающими за выполнение государственных планов, рациональную организацию производства и его эффективность, стали:

- в бурении – управление буровых работ;
- в добыче нефти и попутного газа – нефтегазодобывающие управления;
- в обслуживании – крупные комплексные подразделения – базы производственного обслуживания (БПО).

При проведении данных преобразований было ликвидировано 840 структурных подразделений, в том числе на самостоятельном балансе – 314 (37 буровых трестов, 168 контор бурения и нефтеразведки, 109 нефтепромысловых управлений и укрупненных нефтяных промыслов) и на цеховом хозяйственном расчете – 526 (275 нефтяных

¹ Собрание Постановлений Правительства СССР. 1970. № 10. Ст. 77.

² Собрание Постановлений Правительства СССР. 1973. № 7. Ст. 31.

промыслов и 251 подсобно-вспомогательный цех). Вновь создано 105 управлений буровых работ и 102 нефтегазодобывающих управления (*Генеральная схема...*, 1974 [80]).

В результате таких преобразований все предприятия в составе объединений были специализированы по технологическому принципу. В этих условиях НГДУ и УБР уже не могли, например, осуществлять в широкой степени функции по организации обеспечения основного производства всеми видами производственно-технических услуг, так как большинство подразделений по производственно-техническому обслуживанию вышли из их подчинения.

Лишение самостоятельности многих НГДУ и передача части их функций производственному объединению означали, что производственные объединения начали выступать в качестве нефтегазодобывающих предприятий. При этом в *Генеральной схеме управления нефтяной промышленностью* было предусмотрено сохранение **Главтюмен-нефтегаза** в качестве среднего звена управления, также в составе министерства было сохранено Главное управление по транспортированию и поставкам нефти – Главтранс-нефть (*Генеральная схема...*, 1974 [80]).

II.1.4. Формы взаимоотношений хозяйственных единиц в нефтяном субсекторе экономики СССР

Организационная структура отражала формальные институциональные ограничения, которые, в свою очередь, были связаны с базовой системой институтов социалистической экономической системы.

Основным организационным элементом нефтегазового сектора являлось производственное объединение, которое включало (в случае нефтедобывающей промышленности) определенное число производственных подразделений (НГДУ), имевших различный юридический статус – или **«структурного подразделения»**, или же **«государственного предприятия»**. Государственные предприятия наделялись правами отдельного юридического лица, в то время как структурные подразделения такого статуса не имели. Как юридическое лицо и государственное предприятие ПО имело до 1990 г. весьма ограниченные права (в рамках плановых заданий):

- управления доверенной ему собственностью;
- осуществления деловых контактов в виде договоров и сделок;
- несло весьма ограниченную ответственность за свои долги и обязательства.

Каждое из подразделений, входивших в состав ПО, было вовлечено в специфический вид деятельности в рамках производственного процесса добычи нефти – бурение, услуги по ремонту скважин, ремонт наземных коммуникаций, транспорт, строительные работы и др.

НГДУ являлись операторами, отвечающими за добычу нефти непосредственно на месторождениях; все другие подразделения обеспечивали НГДУ услугами, необходимыми для добычи нефти и газа.

НГДУ имели весьма ограниченные юридические права:

- заключения контрактов, которые должны быть представлены на утверждение в ПО;
- ведения текущих банковских операций;
- планирования текущей производственной и финансовой деятельности;
- принятия решений по вопросам приема и увольнения рабочей силы.

Масштабы производственной и финансовой деятельности НГДУ, равно как и их юридические права, определялись ПО и фиксировались в положениях по НГДУ, которые также утверждались ПО. ПО имело право создавать и реорганизовывать, а также ликвидировать НГДУ. Балансы структурных единиц входили в консолидированный баланс ПО. НГДУ имели право использовать собственность, которая была передана им ПО, только на цели, определенные уставами ПО.

В дополнение к этому НГДУ были обязаны представлять ежемесячные финансовые отчеты ПО по всем основным направлениям своей деятельности. В то же время ПО формально отвечали за обязательства своих структурных подразделений. Структурные единицы, не имевшие статуса юридического лица, не имели оперативной и финансовой самостоятельности, необходимой для того, чтобы независимо вести свою деятельность, поскольку такие функции, как распределение финансовых фондов, координация уровней платежей, снабжение и распределение материальных ресурсов, выполнялись ПО. Структурные подразделения, которые имели статус «государственного предприятия», в рамках ПО имели также и статус юридического лица. В большинстве ПО государ-

ственные предприятия выполняли такие услуги, как строительство и транспорт.

На практике, однако, такие государственные предприятия, как НГДУ, были не в состоянии действовать как независимые юридические лица по причине высокой степени зависимости от ПО в вопросах транспорта нефти, технического руководства, снабжения и т. д. То есть по причинам, связанным с отделением производственных функций от трансакционных.

До 1991 г. в основе деятельности ПО и НГДУ лежали государственный план по добыче нефти и основанная на нем система формирования фондов материального поощрения. В случае выполнения и перевыполнения плана начислялись и выплачивались дополнительные премии рабочим и служащим объединения, а также производились дополнительные отчисления в фонды социально-культурного развития коллектива (которые предназначались для жилищного и социально-культурного строительства и различных выплат социального характера).

Специфика нефтяной промышленности (значительные объемы инвестиций в освоение новых месторождений и поддержание добычи на разрабатываемых) в сочетании с заниженными ценами на энергоносители делала невозможным финансирование проектов за счет средств нефтедобывающих предприятий. Источником осуществления инвестиций служил фонд централизованных капитальных вложений, который в конечном счете образовывался в ходе весьма сложной системы перераспределения финансовых ресурсов на государственном уровне (как правило, за счет дополнительного чистого дохода, создаваемого на более эффективных предприятиях, и разницы в ценах внутреннего и внешнего рынков (*Sagers, Kryukov, Schmat, 1995 [81]*)).

Поэтому **нормативная модель институционального устройства (взаимоотношений в рамках нефтяного субсектора) была ориентирована на применение административных (основанных на власти вышестоящих организаций) процедур** и состояла в следующем:

- централизованном определении объемов добычи нефти в целом по стране и с разбивкой по отдельным производственным объединениям;
- плановом установлении уровня требуемых затрат различного рода ресурсов (материальных, финансовых, трудовых);
- попытках стимулирования предприятий в принятии и реализации более напря-

женных плановых заданий (в виде формирования дополнительных фондов поощрения);

- наличии жесткой системы контроля за выполнением плановых заданий по добыче нефти и использованию ресурсов (*см. выше о роли и функциях Нефтесиндиката*).

Однако практика и реальная действительность значительно отличались от идеальных схем – предприятия не стремились принимать напряженные задания и эффективно использовать выделенные ресурсы. Им было гораздо проще завышать сметы подлежащих расходованию ресурсов по сравнению с получением дополнительных поощрений и льгот за счет перевыполнения плановых заданий. Результирующей характеристикой институциональной структуры является реальное поведение хозяйственных единиц в реальной хозяйственной практике.

Реальная действительность значительно отличалась от идеальных построений и схем – в конечном счете внутренние стимулы к повышению эффективности производства в низовых звеньях были весьма слабы. В результате возникала необходимость директивной регламентации системы хозяйственных взаимосвязей, что, в свою очередь, приводило к перегрузке высших органов управления несвойственной им работой. Последние были вынуждены заниматься регулированием постоянно возникающих конфликтов и устранением многочисленных текущих диспропорций. При этом был выделен ряд сфер деятельности, развитие которых находилось под особым контролем органов центрального планирования и управления. Приоритет данных сфер был выражен в максимально возможном снятии ресурсных ограничений за счет других звеньев народного хозяйства. К числу таких сфер относился и нефтегазовый сектор экономики.

Реальные формы взаимодействия характеризовались наличием процедур так называемого **иерархического торга** (*Авен, Широнин, 1987 [82]*). В рамках данных процедур в условиях централизованной системы планирования и управления многие менеджеры стремились к получению квазиаренты через использование различных возможностей и ограничений в рамках системы централизованного контроля (*Nove, 1982 [83]*).

Основные аргументы вышестоящего органа в ходе торга – находящиеся в его распоряжении ресурсы, необходимые для повышения уровня оплаты труда, социального развития коллектива, материальные, инве-

стиционные ресурсы, позволяющие обеспечивать рост производства. Аргументы предприятия – адекватная экономическая информация о производственных ресурсах и потребностях, без доступа к которой вышестоящему органу трудно добиться необходимых результатов. Поэтому в определенных пределах нижестоящие звенья могли варьировать реальные результаты производства.

Экономический результат (дополнительные инвестиции или объем выделенных материально-технических ресурсов) варьирования результатов производства являлся в определенном смысле оценкой величины трансакционных издержек, которые имели место в рамках системы централизованного планирования и управления. Это в полной мере подтверждает утверждение о том, что *«трансакционные издержки возникают по той причине, что информация имеет цену и асимметрично распределена между сторонами обмена...»* (North, 1990 [9]).

Высокий уровень приоритета нефтяного субсектора экономики в сочетании с иерархическим торгом по поводу распределения ограниченных ресурсов и представления информации о производственных возможностях и составлял, на наш взгляд, близкую к реальной модель экономических взаимоотношений.

Предприятия нефтегазового сектора стремились, с одной стороны, занизить свои производственные возможности, а с другой – завysить оценку необходимых для выполнения плановых заданий ресурсов. Так, например, в январе 1991 г. состоялось заседание Кабинета Министров СССР, посвященное кризисному состоянию нефтегазового комплекса и мерам по его преодолению. На этом заседании в числе причин снижения добычи нефти были названы: нехватка финансовых ресурсов, перебои в материально-техническом снабжении, отсутствие валюты на покупку оборудования, отсутствие плана подрядов на строительно-монтажные работы и др. Соответственно решение данных вопросов со стороны «центра» служило «основанием» как нефтегазовому комплексу в целом, так и отдельным его предприятиям для изменения результатов производства¹.

При этом в различные периоды времени, на разных этапах соотношение данных двух составляющих было различным – по мере того как тот или иной нефтегазодобывающий район становился приоритетным с точ-

ки зрения увеличения объемов добычи нефти и газа, повышались и его возможности в отстаивании своего взгляда на объемы и условия выделения ресурсов.

Например, интенсивное развитие добычи в Западной Сибири привело к снижению приоритетности района Урало-Поволжья. В свою очередь, неэффективное использование данных ресурсов приводило к усилению давления со стороны «центра» по поводу поддержания чрезвычайно высоких уровней добычи на разрабатываемых месторождениях. Не случайно поэтому почти каждая четвертая тонна нефти в начале 80-х гг. добывалась на одном Самотлорском месторождении. В целом же темпы отбора нефти по наиболее продуктивным месторождениям в конце 80-х гг. составляли: по Самотлорскому – 14%; Аганскому – 19, Федоровскому – 17, Мамонтовскому – 11,5, Покачевскому – 11%².

В течение 50–90-х гг. ярко проявилась тенденция к повышению темпов разработки: в Татарии они были в полтора раза выше, чем в Башкирии, а в Западной Сибири – в полтора раза выше, чем в Татарии. Создавались жесткие системы разработки, предусматривающие сгущение сетки скважин и увеличение из них отбора нефти. На Самотлоре по основному пласту Б-8 ежегодный отбор нефти достигал 17% от запасов, т. е. оставалась всего 6-кратная годовая обеспеченность (В. Д. Шашин..., 1996 [84]).

В конечном счете это приводило:

- к стремительному росту потребления всех видов ресурсов – не только финансовых и материальных, но и трудовых;
- к чрезмерно интенсивной выработке запасов на разрабатываемых месторождениях;
- к ориентации на промежуточные показатели – такие как прирост запасов у геологов независимо от рентабельности их освоения (а также их размещения), метры проходки у буровиков, объемы освоения капиталовложений у строителей, объемы перевезенных грузов у транспортников и т. д.

Весьма показательна с этой точки зрения деятельность геологических подразделений и организаций. При стабильном выполнении плановых заданий по приросту запасов нефти и газа в стране в целом подготовленных запасов тем не менее не хватало. Поэтому уже в 80-е гг. значительные объемы добычи начали планироваться в расчете на... неоткрытые месторождения. Одно из объяснений – прирост запасов происходил в зоне

¹ Тюменская правда. 1991. 31 янв.

² Бизнес МН. 1992. № 5.

действия геолого-поисковых предприятий, там, где они были размещены, и там, где находились их базы и коммуникации. Размещение же баз и коммуникаций геолого-поисковых организаций не совпадало с размещением добывающих предприятий.

Причем, что особенно важно отметить, процедура иерархического торга пронизывала все сферы хозяйственной деятельности. Бывший руководитель партийной организации Тюменской области **Г. П. Богомяков**, давая интервью по Тюменскому телевидению в июле 1993 г., на вопрос о том, почему при столь значительных объемах жилищного и социального строительства на территории **Западно-Сибирского нефтегазового комплекса** (Тюменская и Томская области) у большинства населения складывалось впечатление о бедственном положении в этой сфере, ответил, что *«занижение уровня обеспеченности жильем и объектами социальной инфраструктуры являлось нашей сознательной политикой с целью получения еще больших инвестиций на эти цели...»*.

II.1.5. Организационная структура нефтегазового сектора экономики

Рассмотрение структуры организации и управления нефтегазовым сектором экономики, а также модели реальных взаимо-

отношений позволяют, как нам кажется, выделить **основные группы организаций**.

На макроуровне:

- комплексные структуры макроэкономического управления – в лице Госплана СССР, Бюро СМ СССР по ТЭКу, различные межведомственные комиссии.

На отраслевом уровне:

- отраслевые министерства (собственно нефтегазовый сектор экономики был представлен Миннефтепромом, Мингазпромом, Миннефтехимпромом, частично – Мингео).

На уровне основного производственного звена:

- производственные объединения, сформированные по территориально-производственному принципу.

На всех уровнях весьма активную роль играли региональные государственные и политические организации, стремившиеся за счет участия в процедуре иерархических торгов обеспечить получение части «квазиенты» (прежде всего за счет повышения значимости своей территории). Однако в условиях жесткой централизации финансовых потоков и одноканальной системы формирования региональных финансовых ресурсов существовал только один путь изъятия квазиенты – завышение оценок в потребностях материальных и финансовых ресурсов для решения определенных «центром» задач.

Глава II.2.

Подходы к трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора во второй половине 80 – начале 90-х гг.

Усложнение условий добычи (прежде всего – нефти) в конце 70 – начале 80-х гг. заставило вновь обратиться к изменениям структуры управления. При этом в большей степени пошли по пути распространения уже выработанного подхода – дробления ранее сформированных производственных объединений и выделения из их состава новых аналогичных структур.

В частности, в Тюменской области из состава ПО «Сургутнефтегаз» были выделены объединения «Когалымнефтегаз» и «Ноябрьскнефтегаз», а из состава «Нижневартовскнефтегаза» – «Лангепаснефтегаз»,

«Варьеганнефтегаз», «Мегионнефтегаз». На территории Западно-Сибирского нефтегазового комплекса (ЗСНГК) была создана **Межведомственная территориальная комиссия Госплана СССР (ЗапСибМВТК)**, повышен статус главков – начальники соответствующих главных управлений в Тюмени стали заместителями министров. При ЗапСибМВТК был создан Координационный Совет директоров, в который входили начальники Главтюменнефтегаза, Главтюменгазпрома, Главтюменьгеологии и других крупнейших организаций ЗСНГК.

Для того чтобы решать все усложняющиеся проблемы межотраслевых взаимодействий, в 1986 г. было **создано Бюро Совета Министров СССР по ТЭК** – высший орган управления топливно-энергетическим комплексом как целостной системой. Данное Бюро имело право принимать постановления от имени Совета Министров по вопросам ТЭК и входящих в него отраслей. В тот же период в **Госплан СССР** было создано **Управление по комплексному планированию топливно-энергетических ресурсов**.

Несмотря на все эти меры, в 1984–1985 гг. произошло первое значительное снижение добычи нефти. Ситуацию удалось быстро исправить за счет резкого увеличения объемов инвестиций и дополнительного выделения материально-технических ресурсов. В дальнейшем, по мере усложнения условий добычи нефти и ухудшения экономической ситуации в стране в целом, подобные меры стали невозможны. В Тюменской области – основном нефтедобывающем районе страны – пик добычи нефти пришелся на 1988 г., когда было добыто 392 млн т. Дальнейшее наращивание добычи при существовавшей институциональной системе (в условиях резко ухудшающегося качества подготовленных к освоению и разработке запасов) стало превышать экономические возможности страны. В результате финансовые и материальные ресурсы, предназначенные в тот период для ввода 42 месторождений, пришлось распределить на... 96. При этом из введенных в 1986–1987 гг. 57 месторождений системы сбора попутного газа были сооружены только на... трех¹.

II.2.1. Радикальная экономическая реформа 1987 г. – последняя попытка частичных изменений институциональной структуры

В 1987 г. была предпринята очередная попытка проведения экономической реформы и изменения условий функционирования предприятий, в том числе и в нефтегазовом секторе. В основе проводимых реформ лежал перенос центра тяжести на расширение прав и самостоятельности предприятий

(объединений) – в связи с принятием Закона СССР «О государственном предприятии (объединении)». Данный Закон определял, что «предприятие действует на принципах полного хозяйственного расчета и самофинансирования... Прибыль или доход является обобщающим показателем хозяйственной деятельности предприятия...»².

Принципиальным моментом с точки зрения воздействия на формирование организационной структуры промышленности вообще и нефтегазового сектора в частности было сохранение акцента на ведущую роль объединений. Сохранялся и приоритет административных форм взаимодействия (при том что были продекларированы и принципы полного хозяйственного расчета и хозяйственной самостоятельности, которые невозможны без перехода на контрактные формы взаимодействия). Не случайно поэтому **Н. Я. Петраковым** отмечалось, что «в Законе СССР о государственном предприятии (объединении)... по необъяснимым причинам отсутствует четкое юридическое описание процедур разбора конфликтных ситуаций.

...В ходе реорганизации системы управления экономикой возник критический момент. Центр освобождает себя от перегрузки. И это правильно. Но часть управленческих функций не передается объединениям и предприятиям, а оседает в министерском звене. Это объективно его усиливает, делает нужным, даже жизненно важным. А ведь именно отраслевые министерства составляют стержень сталинского управления экономикой. Они внутренне приспособлены для проведения «чрезвычайных» мер, ломающих экономическую логику развития. Эволюция министерской системы управления произошла лишь в том отношении, что если раньше наркоматы были послушными орудиями центра в проведении заданного центром курса, то нынешние отраслевые министерства имеют свой ведомственный интерес, последовательно его отстаивают, оказывают мощное давление на центр при формировании инвестиционной политики... В основе власти министерств лежит дефицит и карточное, фондовое распределение ресурсов и готовой продукции...

...Важно подчеркнуть, что в современном правовом государстве следует избавиться от функции министерств как вышестоящих

¹ **Алпатов Г.** Нефтедобыча: рост, спад или стабилизация?// Тюменская правда. 1990. 24 июля.

² **О коренной** перестройке управления экономикой: Сб. документов. - М.: Политиздат, 1987. - 255 с.

органов по отношению к предприятиям» (Петраков, 1989 [85]).

Сложилась парадоксальная ситуация – ориентация на расширение прав и экономической самостоятельности предприятий привела к... усилению роли и влияния среднего (министерского) звена управления. Это было связано с сохранением основных черт и особенностей прежней экономической системы – точнее, с сохранением прежней системы базовых экономических институтов и форм взаимодействия хозяйственных единиц. Основопологающие экономические институты при проведении данной реформы не затрагивались – ни вопросы собственности, ни вопросы ценообразования, ни другие основополагающие правила функционирования экономической системы. Вместо планирования основных показателей предполагалось перейти к планированию производных от них величин (что все равно неявно предполагало планирование прежних показателей). Предполагалось, что за счет перехода от прямых директивных плановых заданий на добычу нефти и газа к планированию динамики фондообразующих показателей (таких как начисление фонда заработной платы и прибыли в зависимости... от динамики добычи углеводородов) удастся обеспечить большую заинтересованность предприятий в эффективном ведении дел.

Например, для **ПО «Уренгойгаздобыча»** отчисления в фонд материального поощрения за каждую тысячу м³ сверхплановой добычи были установлены в 90 раз большие, чем при достижении плановых показателей¹.

В стремлении сохранить свои доминирующие позиции министерства «пожертвовали» промежуточными звеньями управления – главками. В Западной Сибири в конце 80 – начале 90-х гг. были ликвидированы **Главтюменнефтегаз** и **Главтюменьгазпром** и решение всех текущих вопросов с уровня объединений было напрямую переведено на уровень министерства.

Подобное решение было принято вопреки целесообразности передачи части функций государственного регулирования и управления нефтегазовым сектором экономики на региональный уровень (см. п. 1.2.4).

Другая весьма непростая проблема, которая возникла при проведении последней советской реформы, – сочетание централизованного управления и самостоятельности

основных производственных структурных единиц (прежде всего НГДУ) в рамках ПО и переориентация функций аппарата управления объединения на решение стратегических задач.

ПО в нефтедобывающей промышленности по своей сути являлось органом управления и координации и не осуществляло добычу нефти или производство нефтепродуктов. Однако вместе с тем эффективно работающий аппарат ПО в значительной мере мог способствовать сокращению транзакционных издержек, связанных с осуществлением внешних контактов основных производственных единиц (при условии, что издержки по координации в рамках ПО должны быть никак не выше дополнительного дохода, возникающего от подобной координации).

Результатом недооценки роли и значения эффективных координирующих структур (обеспечивающих сокращение транзакционных издержек) явилось то, что в 1992 г. в *Законе РСФСР «О предприятиях и предпринимательской деятельности»* объединения не были даже упомянуты. Последнее послужило основанием для постановки руководителями ряда НГДУ вопроса о незаконном статусе объединений и о получении полной хозяйственной и юридической самостоятельности. Подобного рода претензии к объединениям были предъявлены и органами местной власти, которые отказались их регистрировать в качестве субъектов экономической деятельности (что имело, например, место в случае с **ПО «Нижневартовскнефтегаз»** в городе Нижневартовске в 1991 г.).

Основной вопрос трансформации институциональной структуры связан с изменением статуса собственности, а также основополагающих экономических институтов (таких как налогообложение, ценообразование, трудовые отношения). Однако в 1987–1990 гг. вопросы изменения статуса собственности и в целом становления новой системы институтов не затрагивались – вопросы собственности рассматривались лишь в контексте взаимоотношений Союза ССР и союзных республик (прежде всего РСФСР). В этой связи все возможные преобразования рассматривались с точки зрения отнесения предприятий нефтегазового сектора к союзной или союзно-республиканской собственности, но в рамках сохранения ее государственного статуса. Такая направленность изменения институциональной структуры

¹ Соц. индустрия. 1989. 18 марта.

являлась классическим примером «ренто-ориентированной» реформы, связанной не с созданием условий роста эффективности, а с распределением ранее созданного производственно-экономического потенциала.

Поэтому достаточно длительное время рассуждения о преобразованиях в данном секторе экономики проходили на фоне сохранения всех важнейших институтов предшествующей хозяйственной системы – административно определяемых цен на энергоносители (и, соответственно, сохранения системы перераспределения произведенного в этих отраслях чистого дохода на общегосударственном уровне); разделения производственных и транзакционных функций (сохранение за системой магистрального трубопроводного транспорта приемо-сдаточных функций), а значит, отсутствия возможности со стороны производителя реально продавать углеводороды (т. е. при сохранении государственного заказа – фактически поставок в соответствии с государственным планом и т. д.).

Анализ развития ситуации в связи с проводимыми оргструктурными преобразованиями подсказывал, что расширение самостоятельности среднего звена управления – предприятий (объединений) – вызовет усиление горизонтальных взаимодействий между ними. В этой связи начали разрабатываться (как правило, по заданию высших органов государственного управления) варианты формирования системы интегрированных производственных образований – межотраслевых научно-технических комплексов и концернов.

II.2.2. Преобразования 1989–1991 гг. – от предприятий к концернам

В 1989 г. была начата проработка проблем, связанных с реструктурированием нефтегазового сектора на основе усиления горизонтальных связей уже в рамках нефтяного субсектора – от добычи нефти до ее переработки и последующей реализации полученных нефтепродуктов.

Один из документов был направлен на проведение преобразований в нефтяном субсекторе экономики и основывался на расширении горизонтальных форм связей (О совершенствовании управления..., 1990 [86]). В этот период в нефтяной промыш-

ленности СССР имелось 97 производственных и 11 научно-производственных объединений. При этом в добыче нефти и газа было 41 производственное объединение, и большинство входивших в их состав подразделений являлись структурными единицами, т. е. не имели прав государственного предприятия. Из 140 НГДУ и ГДУ только 15 были государственными предприятиями (в том числе все пять НГДУ в составе **ПО «Нижневартовскнефтегаз»**).

Основная направленность преобразований состояла в том, чтобы, не меняя существующих организаций, обеспечить возможность их функционирования при изменении институционального устройства – при новых формах взаимодействия хозяйственных единиц и изменениях в системе основополагающих институтов. А именно: суть преобразований исходила из того, что *«организационная структура созданных в нефтегазовой промышленности производственных объединений по добыче нефти является прогрессивной, соответствует специфике отрасли, обеспечивает комплексное развитие и управление территориальным нефтегазовым комплексом. Задача состоит в том, чтобы, используя достоинства организационной структуры существующих нефтегазодобывающих объединений как основу их производственно-технологического функционирования, преобразовать их экономико-правовую деятельность в соответствии с новыми экономическими и социальными требованиями, выдвигаемыми в связи с переходом на рыночные отношения»* (О совершенствовании управления..., 1990 [86]).

Фактически предполагалось организации, сложившиеся на основе существовавших ранее форм связей и взаимодействия, взять в качестве основы при проведении реструктурирования нефтяного субсектора (не только добычи, но и переработки и реализации углеводородов). Предполагалось значительно расширить рамки объединений в отдельных сегментах нефтяного субсектора: *«...целесообразно создание концернов, включающих в себя объединения и предприятия, осуществляющие добычу и переработку части добываемой Министерством нефти, а также сбыт нефтепродуктов.*

...Крупные многоотраслевые концерны будут обладать большим экономическим потенциалом и довольно высокой автономностью в системе народного хозяйства. В будущем они не должны быть подчинены административно ни республиканским, ни общегосударственным

органам. И тем не менее, ... в переходный период... необходимо иметь управленческий орган, обслуживающий эти концерны, находящиеся под его эгидой...

На данном этапе переходного периода к рыночным отношениям целесообразно в качестве органа государственного управления иметь Министерство нефтяной и газовой промышленности» (О совершенствовании управления..., 1990 [86]).

Таким образом, центр преобразований организационной структуры нефтегазового сектора был сфокусирован на формировании новых по составу **концернов**. Вместе с тем важнейшая цель трансформации – создание новых координационных механизмов (в рамках новой экономической институциональной системы) взамен тех, которые были в рамках административно-командной экономики, – практически не рассматривалась.

Цитируемый выше документ показателен с той точки зрения, что содержит **основные принципы преобразований институциональной структуры нефтегазового сектора в течение целого ряда последующих лет**:

- сохранение существующих производственных объединений как основы новых организационных структур в формируемой рыночной экономике;
- стремление к сохранению и закреплению сложившегося ранее производственно-технологического единства, но уже в рамках вертикально-интегрированных компаний;
- сохранение территориального принципа формирования будущих вертикально-интегрированных компаний;
- преобладание в составе вертикально-интегрированных структур подразделений, связанных с добычей нефти;
- значительная недооценка как роли нового регулирующего механизма, так и новой роли государства в решении проблем данного сектора (что стало характерным как для нефтяного, так и для газового субсекторов экономики).

Подтверждением последнего тезиса является наличие замечаний о выходе вновь созданных концернов из-под административного подчинения и о необходимости сохранения Миннефтегазпрома (что, по-видимому, должно было решить все возникающие проблемы, связанные с созданием нового регулирующего механизма). В целом подход, изложенный и в данном документе, и в ряде последующих (наиболее значитель-

ный из которых – проект «Концепции управления нефтяным комплексом страны», 1994 г.), к формированию организационной структуры нефтегазового сектора экономики в связи с переходом к новой экономической системе отличает **обратная последовательность трансформации институциональной системы – не от формирования системы институтов и определения форм их взаимодействия к организационной структуре, а наоборот**. Точнее, проведение преобразований в институциональном устройстве и в системе институтов исходя из уже практически существующей организационной структуры. Как представляется, акцент на сохранение сложившихся производственно-технологических связей без учета и оценки экономических и институциональных условий такого сохранения при формировании новых производственно-экономических структур привел к еще более значительному снижению общественного благосостояния (что выразилось не только и не столько в снижении объемов выпуска, но также и в нарастании объема неплатежей и просроченной задолженности).

Ранее (см. п. 1.3.2) мы отмечали особую важность синхронизации проведения реструктурирования нефтегазового сектора (либо в форме интеграции различных его сегментов, либо в форме разделения сверхинтегрированных компаний) с созданием новой системы институтов и новых форм взаимодействия хозяйственных единиц, а также в целом с созданием нового регулирующего механизма и становлением новой роли государства в рассматриваемом секторе. В преобразованиях в нефтегазовом секторе (сначала в рамках обсуждения их в СССР, а затем и реальных действий в России) акцент был сделан на становление новых организационных форм, безотносительно к формированию новых форм взаимодействия и к изменению присущих им основополагающих институтов.

Особенностью предлагавшегося в конце 80-х гг. подхода к реструктурированию нефтяного субсектора являлось то, что в тот период предполагалось добровольное вхождение отдельных производственных объединений в состав концернов при сохранении их полной юридической и хозяйственной самостоятельности.

II.2.3. Характеристика активов нефтяного субсектора в рамках исходного институционального устройства

Важнейшими предпосылками формирования тех или иных форм взаимосвязей и соответствующих им структур управления (см. п. I.3.2) являются характеристики активов и частота трансакций. Ориентация реструктурирования нефтегазового сектора в направлении формирования вертикально-интегрированных компаний исходила из учета таких специфических для субсектора обстоятельств, как:

- узкоспециализированный характер активов;
- регулярная частота трансакций (прежде всего поставок нефти на переработку).

Именно названные условия являются определяющими для осуществления интеграции в рамках единой собственности.

Технологическая взаимосвязь по поставкам нефти и ее переработке нашла отражение в формировании в СССР нескольких основных потоков нефти. В целом в рамках централизованной системы планирования и управления были сформированы следующие **основные потоки нефти**.

1. Западно-сибирская нефть, которая фактически распадалась на такие четыре вида смесей, как :

- легкая сернистая (нижневартовская, мегионская, томская и др.) с основными направлениями транспортировки – на запад и на юг. Переработка – отдельно либо в смеси с сернистыми нефтями Урало-Поволжья (экспортная сернистая смесь);
- тяжелая сернистая (типа усть-балыкской, мамонтовской, солкинской). Основное направление транспортировки – на Омский НПЗ;
- легкая малосернистая (ноябрьская, варьеганская и др.). Направления – на юг и на восток;
- шаимская (маслянистая) – на запад (Волгоградский НПЗ).

2. Сернистые и высокосернистые нефти Урало-Поволжья (татарская, башкирская, куйбышевская, оренбургская, пермская, удмуртская) перерабатывались в основном либо на заводах, находя-

щихся вблизи от районов добычи, либо смешивались, составляя один из основных компонентов экспортной смеси сернистых нефтей (плюс западно-сибирская), которая, в свою очередь, являлась сырьем для ряда крупных НПЗ Украины, Белоруссии, Литвы.

3. Малосернистые нефти Поволжья и Юга России:

- легкие нефти (нижневолжская, краснодарская, ставропольская, грозненская, дагестанская) – в основном перерабатывались (раздельно и/или в виде смесей) на заводах в районах добычи;
- высоковязкая маслянистая нефть Анастасиевского горизонта (Краснодарский край) – перерабатывалась на заводах по масляно-коксовой технологии (Грозный, Горький, Ярославль).

4. Сахалинская нефть, близкая по свойствам к западно-сибирским малосернистым, – перерабатывалась в Комсомольске-на-Амуре и в Хабаровске.

5. Газовый конденсат, основными пунктами переработки которого являлись Краснодар (местное сырье), НПЗ Башкирии (оренбургский конденсат). Значительная часть (почти 2/3) добываемого конденсата (северотюменского, оренбургского и добываемого в небольших количествах предприятиями нефтяной промышленности в различных районах страны) смешивалась с нефтью.

В свою очередь, выбор технологических схем нефтеперерабатывающих заводов определялся в основном двумя факторами:

- 1) структурой потребности в нефтепродуктах в районе расположения НПЗ (который охватывал территорию нескольких областей);
- 2) свойствами нефтей, доступных для переработки.

Второй фактор играл решающую роль в том случае, если перерабатываемая нефть обладала какими-либо редкими или особо ценными свойствами. Эти свойства использовались для получения отдельных видов нефтепродуктов при относительно низких издержках (по сравнению с переработкой нефтей с усредненными свойствами или смеси нефтей). Как правило, заводы по переработке уникальных нефтей располагаются в районах добычи (из-за дороговизны транспортировки малых объемов нефти). Однако в СССР специализация заводов часто определялась в директивном порядке

и уже под выбранную специализацию формировалась схема сырьевого обеспечения.

Среди НПЗ, существовавших в России к началу проведения реструктуризации, можно выделить следующие **типы заводов**:

- **масляно-коксового профиля** (например, Волгоградский) и **масляного** (Орск);
- **масляно-топливного профиля** с выходом масел на нефть выше среднеотраслевого уровня (например, Омский, Грозненский, Ярославский и др.);
- **топливно-масляного профиля** с выходом масел на среднеотраслевом уровне или несколько ниже (Рязанский, Ангарский, заводы Самары и Башкирии и др.);
- **обычного топливного профиля** (в Салавате, Ачинске, Кириши);
- **специального топливного профиля** с высоким выходом малосернистых продуктов (в Краснодаре, Комсомольске-на-Амуре, Хабаровске).

Важно отметить, что практически все заводы, выпуская широкий ассортимент нефтепродуктов, имели ярко выраженную специализацию на производстве отдельных типов и марок топливной и особенно масляной продукции.

Особенности потоков нефти, формируемых отдельными добывающими предприятиями, предопределили узкую специализацию отдельных НПЗ. Это прежде всего относилось к большинству нефтей Татарстана, Башкортостана, Республики Коми, а также ряда месторождений Тюменской области (Шаим-Урайского района). Например, нефть **ПО «Урайнефтегаз»** поставлялась на **Волгоградский НПЗ** ввиду значительного содержания масляных фракций и соответствующей специализации данного НПЗ; малосернистая западно-сибирская нефть могла быть принята любым заводом и предназначалась для формирования экспортного потока; напротив, высокосернистые нефти **Татарстана** могли приниматься к переработке только на предприятиях **ПО «Нижнекамскнефтехим»** (точно так же, как и сернистые нефти Урало-Поволжья могли перерабатываться только на очень ограниченном числе заводов); ухтинская нефть поставлялась на Ухтинский, Ярославский и Московский НПЗ и т. д.

Вполне очевидно, что отмеченные выше технологические обстоятельства существенно сужали возможную область объединения

активов в рамках единой собственности. Вместе с тем малосернистые нефти нефтедобывающих объединений Западной Сибири (исключая «Урайнефтегаз») имели (и имеют) очень высокую степень гибкости с точки зрения их использования на НПЗ различного типа. В силу данных причин, лежащих на стороне характеристики активов западно-сибирских нефтедобывающих объединений, создавались предпосылки формирования широкого спектра альянсов с различными нефтеперерабатывающими предприятиями.

II.2.4. Основные экономические аспекты функционирования нефтяного субсектора в рамках исходной институциональной структуры

Одна из основных целей трансформации институциональной структуры – переход к новой системе экономических стимулов – находит отражение в конечном счете в изменении не только целей поведения хозяйственных единиц, но и в изменении внутренних (на уровне как субсектора, так и отдельных хозяйственных единиц) экономических механизмов функционирования. В общем случае основными блоками внутреннего экономического механизма функционирования хозяйственной единицы являются:

- система целевых показателей;
- система экономического учета;
- ценообразование;
- принципы формирования инвестиционных ресурсов.

В условиях централизованной плановой экономики основной целью производственной деятельности было достижение выпуска определенных физических объемов продукции, что и являлось основным критерием оценки деятельности (для нефтедобывающего предприятия – выполнение задания по добыче нефти). Для того чтобы обеспечить достижение сбалансированности различных отраслей и производства и потребления различных видов продукции, основной показатель дополнялся системой частных показателей. Цель частных показателей состояла также в измерении и оценке эффективности выполнения планового задания (с точки зрения использования рассматриваемого вида ресурсов). И чем более усложнялись вза-

имосвязи в экономике, а также производственные задачи, тем более сложной и запутанной становилась система частных показателей эффективности.

Так, например, в начале 80-х гг. к основным технико-технологическим показателям в добыче нефти и попутного нефтяного газа были в том числе отнесены:

- восполнение добычи запасами – отношение среднегодового прироста запасов к темпу добычи;
- коэффициент прироста балансовых запасов за счет новых методов разведки;
- доля добычи из неоткрытых месторождений;
- коэффициент изменения добычи нефти по переходящему фонду скважин;
- коэффициент использования нефтяного газа;
- удельная численность промышленно-производственного персонала;
- уровень автоматизации промыслов;
- себестоимость добычи, удельные капитальные вложения, производительность труда (*Развитие экономических методов...*, 1983 [87]).

Однако в условиях столь высокоприоритетной отрасли промышленности, какой всегда являлась нефтяная, доминировал один ведущий показатель – выполнение заданий по добыче нефти.

«...Главным в тот период было экстенсивное развитие отрасли, подключение в работу все больших запасов. Вводя новые месторождения, мы не могли обеспечить быстрый темп их развития. ...Постепенно все начало наваливаться на Самотлор. Вот тогда вместо нормального развития региона началась работа по принципу давай-давай! Это был 1979 год. И это было уже начало той трагедии, к которой пришел Нижневартовский регион сегодня...» – из интервью **Ф. Н. Маричева**, генерального директора **ПО «Нижневартовскнефтегаз»** в начале 80-х гг.¹

Увеличение добычи нефти на **Самотлоре** позволяло некоторое время (до 1982 г. включительно) обеспечивать выполнение плановых заданий по добыче нефти. Однако при этом были «забыты» такие показатели, как обеспечение прироста добычи на новых месторождениях, ввод новых скважин и т. д. В итоге, например, отрасль оказалась неготовой к освоению нефтяных запасов, связанных с нетрадиционными объектами раз-

ведки и разработки (неструктурные ловушки, малоамплитудные залежи, глубокопогруженные объекты, газонефтяные залежи и др.), удельный вес которых в структуре сырьевой базы отрасли становился все большим. Основные разрабатываемые месторождения переходили в стадию падающей добычи, а вновь вводимые в разработку характеризовались низкой продуктивностью, требовали повышенных затрат на освоение и вовлекались в разработку низкими темпами. Рост добычи осуществлялся увеличением эксплуатационных скважин, что резко нарушало технологию разработки месторождений, снижало сроки их высокоэффективной работы.

Как правило, появление дополнительного показателя «оценки эффективности» работы предприятия являлось отражением возникшей негативной ситуации и диктовалось стремлением верхнего уровня управления исправить положение в данной области. В результате вводился новый дополнительный показатель, и так до тех пор, пока их количество не стало чрезвычайно велико. К 1988 г. в нефтяной промышленности число утверждаемых показателей плана приблизилось к 280 (без учета показателей по материально-техническому снабжению), и тогда была предпринята попытка их уменьшения «хотя бы» до 200 (*Топуридзе, 1988 [88]*).

Планы добычи нефти, как правило, корректировались годовыми заданиями, что, очевидно, означало нарушение сбалансированности с мощностями смежных отраслей, так как в рамках годовых заданий было невозможно «просмотреть» корректировку всей цепочки взаимоотношений. В результате – образование дефицита мощностей в промысловом обустройстве. Например, в 1981–1985 гг. в **Тюменской области** предполагалось построить и ввести в эксплуатацию 27 газлифтных компрессорных станций. Фактически было построено только 15, и добыча газлифтным способом составила не 70 млн т, а только 57 млн.

При возникновении ситуаций резкого отклонения от плановых заданий по добыче нефти, как правило, резко увеличивались объемы поставки материальных ресурсов, финансирования и наращивания в конечном счете инвестиций. За период с 1970 по 1985 г. добыча нефти по Миннефтепрому СССР возросла более чем в полтора раза, капитальные вложения – почти в четыре раза, а общая численность работников – почти в два раза.

¹ Местное время (Нижневартовск). 1994. 13 янв.

По своему содержанию модель оценки эффективности в нефтяной промышленности носила неэкономический характер, ни один из экономических показателей – прибыль, себестоимость, рентабельность, капиталоемкость – не являлся в системе показателей существенно значимым.

Фактическая система целевых показателей, как это можно видеть из отмеченного выше, заключалась в выполнении нефтедобывающими предприятиями и их обеспечивающими подразделениями плановых заданий (как правило, уточненных и скорректированных на каждый год) по одному ведущему объемному показателю – объему добычи нефти, приросту запасов, освоению капитальных вложений, метрам проходки скважин, тонно-километрам перевезенных грузов и др.

Причем механизм достижения «компромиссного» уровня показателя всегда являлся результатом процедуры иерархического торга. Интересы вышестоящего уровня состояли при этом в принятии повышенного значения ведущего показателя при меньшем использовании народнохозяйственных ресурсов, а интересы нижестоящего уровня состояли в прямо противоположном – в удовлетворении заявки на выделение ресурсов и получении ненапряженного планового задания.

Подобная процедура повторялась на всех уровнях иерархии управления – от министерства до отдельного участка на нефтяном промысле. Объем отвлеченных ресурсов на цели решения производственных задач тем или иным предприятием или его структурным подразделением являлся свидетельством его «значимости» и «важности».

Экономические показатели носили в большей степени расчетный характер и применялись преимущественно не для целей стимулирования и управления, а для достижения при планировании сбалансированных решений.

Ввиду приоритета выполнения заданий по объемным (физическим) показателям система экономического учета имела в целом регистрирующий, а не управленческий характер и направленность. Основная задача заключалась в регистрации имевших место издержек без каких-либо элементов анализа и оценки ситуации для целей принятия эффективных управленческих решений. Система оценки и отнесения затрат (на себестоимость добываемой нефти и формирование

расценок на выполнение услуг сервисными подразделениями) отражала существовавшее в отрасли распределение обязанностей между различными уровнями иерархии.

При определении плана добычи нефти на государственном уровне оценивался и требуемый уровень затрат. При этом исчисление затрат осуществлялось, начиная с подразделений основного производства (где непосредственно осуществлялась добыча нефти), по всем уровням внутриотраслевой иерархии вплоть до аппарата министерства.

Так, например, **на уровне объединения выделялись три основные группы подразделений:**

- **подразделения основного производства** – нефтегазодобывающие управления, цехи добычи нефти и газа (ЦДНГ), цехи подготовки и перекачки нефти (ЦППН);
- **вспомогательные подразделения** – цехи подземного ремонта скважин (ЦПРС), цехи автоматизации производства (ЦАП), прокатно-ремонтные цехи (предоставлявшие на условиях аренды насосы и другое оборудование) НГДУ и УБР;
- **обслуживающие производства** – цехи поддержания пластового давления (ЦППД) НГДУ, управления буровых работ, управления технологического транспорта, базы производственно-технического обслуживания и комплектации (БПТОиКО), строительные цехи НГДУ.

Наличие и количество вспомогательных и обслуживающих подразделений в составе объединения зависело от этапа освоения месторождений – на начальном этапе преобладали чисто производственные подразделения, транспортные и буровые, затем расширялись ремонтные службы и цехи поддержания пластового давления и т. д.

В общем, внутренняя организационная структура в той или иной степени трансформировалась по мере изменения и усложнения чисто производственных задач, связанных с выполнением плана по добыче нефти. При этом изменение структуры не было основано на прогнозе и анализе предстоящих изменений, а, как правило, основывалось на управлении по отклонениям. Например, при освоении месторождений **Нижневартовского района** в конце 70-х гг. отставание в организации ремонтных служб было связано с тем, что «*быстрее надо было внедрять вахтовый метод...*»¹.

¹ Местное время (Нижневартовск). 1994. 13 янв.

Количество различных подразделений, их размеры определялись на основе физического объема выполняемых работ, и при этом никак не принималась во внимание экономическая целесообразность. Принцип территориальной ведомственной организации промышленности был реализован и здесь.

Результатом являлся в том числе **рост** так называемых **непроизводственных затрат** (которые в значительной степени отражают влияние организационно-экономических факторов и условий) по причинам увеличения:

- **цеховых расходов** (затрат на обслуживание добычи нефти и управление цеховыми подразделениями, включая заработную плату цехового персонала с начислениями и затраты на содержание и текущий ремонт цеховых зданий и др.);
- **общепроизводственных расходов** (затрат по управлению нефтедобывающими предприятиями, включая заработную плату управленческого персонала предприятия с начислениями, а также затраты на содержание и текущий ремонт зданий и сооружений межцехового значения);
- **внепроизводственных расходов** (затрат по содержанию аппарата управления объединения – см. выше, а также расходов на подготовку кадров и объекты социального назначения).

В ряде случаев они достигали весьма значительных размеров, и в сумме данные статьи в структуре себестоимости составляли около 20%. В **ПО «Томскнефть»** в 1991 г. удельный вес цеховых и общепроизводственных расходов (вместе с отчислениями в ремонтный фонд) превысил 38%¹.

Формирование издержек на добычу нефти продолжалось на уровне объединения: производственная себестоимость (включая непроизводственные статьи на уровне НГДУ) дополнялась издержками объединения – общепромысловыми и внепроизводственными. Данные издержки определялись уже наличием на балансе объединений не ремонтных цехов, а ремонтных заводов, коммуникаций между месторождениями, содержанием социально-бытовой инфраструктуры (как правило, города с населением в несколько десятков тысяч человек со всей

необходимой системой жизнеобеспечения) и т. д.

Отдельным объединениям приходилось нести весьма значительные внепроизводственные расходы. Например, удельный вес данных расходов в структуре затрат **ПО «Томскнефть»** почти в 1,5 раза превышал аналогичные показатели по объединениям Среднего Приобья. Это объяснялось, в частности, тем, что весь аппарат управления объединения в 80-е гг. был размещен в городе Томске – более чем за 500 км от района основной производственной деятельности.

Особенно важно то обстоятельство, что экономический анализ и оценка влияния различных групп факторов и условий на результаты работы производственных подразделений были практически невозможны. Это было связано с тем, что основным объектом расчета и оценки затрат было... структурное подразделение (но никак не месторождение или объект разработки). Изменение структуры управления сопровождалось и изменением объектов учета (что происходило в Западной Сибири в среднем раз в два-три года). В частности, это обстоятельство уже в настоящее время затрудняет введение систем управленческого учета в акционерных обществах – прежде всего выделение экономически неэффективных объектов освоения и разработки.

Уровень издержек был положен в основу системы ценообразования – чем больше издержки, тем, соответственно, больше была и цена.

При этом различались следующие **виды цен**:

- **оптовые цены предприятий** – издержки объединения в расчете на тонну нефти плюс определенный уровень рентабельности (прибыльности);
- **оптовые цены промышленности** – издержки отрасли в целом в расчете на тонну нефти (включая добычу и транспортировку) плюс уровень отраслевой рентабельности (прибыльности);
- **оптовые и розничные цены на нефтепродукты** – издержки на производство нефтепродуктов с учетом рентабельности (прибыльности) нефтеперерабатывающих предприятий и предприятий системы нефтепродуктообеспечения плюс налог с оборота (разновидность акцизного налога).

Столь многоступенчатая система, основанная на заниженных ценах на первичные энергоносители (в данном случае на нефть),

¹ По отчетным материалам ПО «Томскнефть» за 1991 г.

позволяла аккумулировать в государственном бюджете основной доход от их добычи и осуществлять его перераспределение, основываясь на социально-политических приоритетах (Крюков, Севастьянова, Шмат, 1995 [89]).

На начальном этапе радикальной экономической реформы 1987–1989 гг. изменение цен на нефть не предусматривалось – предполагалось при сохранении прежних уровней оптовых цен увеличить долю прибыли, оставляемую предприятиям. Так, например, в 1987 г. в распоряжении объединений и предприятий из всех ресурсов воспроизводства (прибыли и амортизации на полное восстановление) оставлялось около 20%; в условиях «полного» хозрасчета эта доля в 1988 г. увеличена до 62%; в 1989–1990 гг. – до 66% (Топуридзе, 1988 [88]).

До 1987 г. основным источником финансирования инвестиций были бюджетные средства. При этом даже в условиях низких оптовых цен промышленности на нефть у предприятий изымалась не только прибыль, но и амортизация на полное восстановление основных фондов. Особенностью централизованных инвестиций было не только выделение средств для выполнения плановых заданий по добыче нефти на действующих месторождениях и на освоение и ввод новых запасов в разработку – эти средства обеспечивались также и поставками материально-технических ресурсов, которые тоже были включены в плановые задания предприятиям-поставщикам.

В ходе радикальной экономической реформы 1987–1989 гг. предполагалось перейти на самофинансирование действующих предприятий и на развитие системы торговли материально-техническими ресурсами. В рамках увеличения доли отчислений от ресурсов воспроизводства непосредственно

нефтедобывающим предприятиям можно было говорить о создании экономических условий самокупаемости отрасли в целом, но никак не о создании условий ввода новых мощностей по добыче на действующих месторождениях и освоения новых месторождений.

В период до 1989 г. политика вышестоящих организаций по отношению к распределению прибыли носила в основном характер фискального изъятия, хотя механизм изъятия при этом весьма часто менялся. Так, в 1985–1989 гг. изымались преимущественно фиксированные (рентные) платежи, в 1986–1989 гг. акцент был сделан на платежи из прибыли в союзный и местный бюджеты, в 1988 г. дополнительно была введена плата за трудовые ресурсы. Например, в случае **НГДУ «Самотлорнефть»** плата за производственные фонды менялась во времени – от 7% всей прибыли в 1985 г. до 86% в 1990 г. Только начиная с 1989 г. вся чистая прибыль (после выплаты всех налогов и платежей) стала впервые оставляться в распоряжении НГДУ и использоваться на формирование фонда материального поощрения (на эти цели было направлено 46% чистой прибыли) и фонда социального развития коллектива (43% чистой прибыли). Как видно, влияние прибыли на величину фонда развития производства не могло быть значительным – в этот фонд было перечислено только 11% от прибыли после уплаты всех налогов¹.

Для создания возможности формирования инвестиционных ресурсов на уровне нефтедобывающих предприятий в конце 80-х гг. уже недостаточно было увеличить долю оставляемой предприятию прибыли – необходимо было также изменить цены на нефть. Из данных табл. II.1 отчетливо видно, как сужались возможности формирования

Таблица II.1. **Основные показатели функционирования НГДУ «Самотлорнефть» в 1985–1990 гг.**

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Добыча нефти, млн т	26,7	27,7	25,0	23,2	20,3	16,2
Балансовая прибыль, млн руб.	360,4	347,8	304,6	231,2	155,1	29,7
Себестоимость нефти, руб./т	9,77	10,64	11,46	13,48	15,73	20,83

И с т о ч н и к : Отчетные материалы НГДУ «Самотлорнефть» за 1986–1990 гг.

¹ По отчетным материалам НГДУ «Самотлорнефть» за 1986-1990 гг.

инвестиционных фондов на уровне нефтегазодобывающего предприятия (в данном случае – НГДУ «Самотлорнефть»).

Более того, в 1990 г. произошел скачкообразный рост затрат на оборудование (по причине перехода на договорные цены на материально-технические ресурсы) – стоимость оборудования на одну введенную скважину составила 104,7 тыс. руб., что в 4,5 раза больше, чем в предыдущем году (23,3 тыс. руб.).

Такая же картина наблюдалась и на уровне объединения (в данном случае – ПО «Нижневартовскнефтегаз»), и в целом в рамках нефтедобывающей промышленности.

Поэтому для обеспечения самокупаемости (чего, однако, было недостаточно для формирования инвестиционных ресурсов на уровне предприятий) по отрасли в целом был предложен переход на дифференцированные цены по группам нефтедобывающих предприятий (на конец 1990 г.):

23 руб./т – для предприятий и объединений с совокупной добычей 475,5 млн т в год;

34 руб./т – для предприятий и объединений с добычей 98,1 млн т в год;

60 руб./т – для предприятий и объединений с добычей 8,8 млн т в год.

При этом предполагалось установить единую для всех нефтеперерабатывающих предприятий цену промышленности – на уровне 70 руб./т без учета содержания серы и плотности нефти (*О совершенствовании управления..., 1990 [86]*).

Избыток сверх конкретной цены предполагалось направлять, как и прежде, в государственный бюджет и на дотирование неэффективных предприятий отрасли. В государственный бюджет платежи от предприятий нефтяного субсектора поступали трижды:

- 1) в виде налога на прибыль – с уровня нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих предприятий и предприятий системы нефтепродуктообеспечения;
- 2) в виде разницы цен – цен нефтедобывающих предприятий и оптовой цены нефтяной промышленности – с уровня предприятий магистрального нефтепроводного транспорта;
- 3) в виде налога с оборота – с уровня системы розничной торговли нефтепродуктами.

В целом расширение экономической самостоятельности и самофинансирование нефтедобывающих предприятий в 1987 – первой половине 1991 г. характеризовалось:

- сохранением государственного директивного ценообразования;
- сохранением за системой трубопроводного транспорта приемо-сдаточных функций;
- наличием государственного заказа на всю производимую продукцию;
- отходом от выделения материально-технических ресурсов по каналам государственной системы снабжения (т. е. по фиксированным относительно низким ценам);
- сохранением перераспределительных функций за верхним уровнем организационной структуры субсектора.

Сохранение административно устанавливаемых фиксированных цен на углеводороды и продукты их переработки при отпуске цен на материально-техническую продукцию привело к усилению перераспределительных функций верхнего уровня организационной структуры. Недостаток средств предполагалось компенсировать перечислениями из фондов стабилизации, образованных на уровне как народного хозяйства, так и отрасли.

Поэтому данный период отличается переводом в явную форму процедур иерархического торга. При этом значительно изменился предмет торга – не столько объемы поставок материально-технических ресурсов, сколько размеры скидок с налогов и отчислений (прежде всего таких как налог на экспорт, нормативы отчислений в фонды стабилизации и др.). Результатом явилось увеличение дефицита финансовых ресурсов в нефтегазовом секторе в целом (вследствие сохранения фиксированных отпускных цен на нефть и газ и, наряду с этим, появления свободных цен на материально-технические ресурсы), резкое ухудшение материально-технического обеспечения, рост числа простаивающих скважин, нарастание социальной напряженности.

Финансовый отдел **ПО «Нижневартовскнефтегаз»** еще в 1991 г. вынужден был констатировать: *«...деньги от реализации нефти идут на простое воспроизводство, их едва хватает на покрытие затрат»¹*.

Невозможность удовлетворения финансовых и инвестиционных потребностей неф-

¹ Тюменская правда. 1991. 24 дек.

тегазового сектора способствовала значительному смягчению бюджетных ограничений. Смягчение ограничений явилось в значительной мере компенсацией за ухудшение финансового и материально-технического состояния в секторе, а также результатом практического отказа от административной системы планирования и управления.

Подход к трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора в целом и нефтяного субсектора в частности в рамках радикальной экономической реформы 1987–1989 гг. не только предусматривал изменение структуры управления, но и значительно расширял **возможности горизонтальной координации хозяйственных единиц** – особенно в собственно производственной деятельности (в использовании услуг подрядных и смежных организаций, приобретении материально-технических ресурсов). Вместе с тем при проведении реформы произошло усиление донорских функций нефтегазового сектора в экономике страны в целом – механизмы изъятия и аккумуляирования экономической ренты, которые до этого носили неявный и неочевидный характер (за счет процедур аккумуляирования значительной части экономической ренты непосредственно в государственном бюджете), стали более прозрачными. При резком уменьшении централизованных инвестиций, сохранении адми-

нистративного ценообразования на добытые углеводороды и продукты их переработки были либерализованы цены на материально-технические ресурсы, подрядные работы и услуги в экономике в целом. Поэтому изъятие экономической ренты стало происходить и в форме явной ценовой дискриминации предприятий нефтегазового сектора.

Результатом частичной трансформации институциональной структуры стало резкое ухудшение финансово-экономического состояния нефтегазового сектора. Невозможность (и неготовность) проведения всеохватывающих институциональных преобразований в этот период вывела на первый план в 1989 г. (а затем этот подход закрепился и на последующие годы) стремление организаций сектора к расширению присутствия на внешнем рынке (в той или иной форме).

Отсутствие удовлетворительного решения проблемы ценообразования и последующего финансирования предприятий сектора в сочетании с неясной и неопределенной ролью государства в решении проблем развития сектора вызвало резкое ухудшение динамики всех основных производственно-экономических показателей. Это, в свою очередь, предопределило необходимость перехода к расширению рамок институциональных преобразований.

Глава II.3.

Акционирование и приватизация нефтяного субсектора в 90-е гг. – выбор направления

Узкие рамки трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора бывшего СССР, а затем России во многом объясняются стремлением государства (в лице как законодательной, так и исполнительной власти) использовать уникальную способность нефтегазового сектора экономики по накоплению и аккумуляированию финансовых ресурсов для реформирования и реструктурирования всей национальной экономики, а также в целом для поддержания социальной стабильности в обществе.

Именно этим, по мнению автора, объясняются такие особенности, как:

- длительное сохранение административно устанавливаемых фиксированных цен на нефть, природный газ и продукты их переработки;
- неясность и противоречивость шагов и мер, связанных с трансформацией институциональной структуры нефтегазового сектора (прежде всего нефтяного субсектора);
- значительный акцент на изменение организационной структуры сектора (особенно в 1989–1991 гг.).

II.3.1. От изменений структуры управления к изменению основополагающих экономических институтов

Опыт трансформации институциональной структуры в нефтегазовом секторе других стран свидетельствует о том, что наряду с первоочередной разработкой нового законодательства (прежде всего частного права) необходимо создание нового регулирующего механизма и определение в рамках данного механизма новой роли государства.

Вместе с тем в нефтегазовом секторе России введение элементов частнопредпринимательского хозяйства не сопровождалось созданием нового регулирующего механизма и целенаправленным формированием новой роли государства. В течение 1987–1991 гг. государство практически перестало выполнять важнейшую (в рамках прежней экономической системы) функцию, связанную с финансированием как текущих, так и долгосрочных операций в нефтегазовом секторе. И, соответственно, был отменен контроль за выполнением заданий по добыче нефти на конкретных объектах разработки (что возможно только при переходе на систему лицензирования прав пользования недрами и формирования новой регулирующей структуры). При этом до 1991 г. государственный заказ и поставки в соответствии с государственными нуждами охватывали 100% добытой нефти и природного газа. Только в 1991 г. была разрешена реализация части добытых углеводородов (сверх государственного заказа) – сначала в объеме 5%, а затем и 10%.

В 1988–1989 гг. в нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности начали создаваться первые предприятия с прямым участием иностранного капитала – так называемые **совместные предприятия**. Привлечение иностранного капитала, а также широкое развитие кооперативного движения привели к широкому распространению форм горизонтального взаимодействия этих вновь образованных хозяйственных единиц с государственными добывающими и перерабатывающими предприятиями. Данные формы взаимодействия были основаны уже не на административных актах и распоряжениях, а на контрактах (однако при весьма ограниченной возможности судебного урегулирования претензий сторон друг к другу из-за отсутствия соответствующего

законодательства, поэтому урегулирование спорных вопросов предусматривалось в международных судах).

Резкое уменьшение (а затем и прекращение) государственного финансирования и материально-технического обеспечения сектора при переходе к контрактным ценам в народном хозяйстве в целом не только значительно ухудшило экономическое положение в нефтегазовом секторе, но и создало объективные предпосылки к перераспределению финансовых ресурсов из государственного сегмента нефтегазового сектора в формирующийся негосударственный. Такая возможность была создана в связи с развитием кооперативного движения, появлением арендных предприятий, расширением сегмента свободной торговли нефтью в 1991 г. В 1991–1992 гг. **аренда «простаивающего» фонда скважин**, а также **сложных и нетрадиционных залежей и запасов углеводородов** в нефтедобыче становится распространенным явлением.

Поэтому, несмотря на сохранявшееся государственное присутствие в нефтегазовом секторе (ставшее во многом номинальным), в 1990–1992 гг. **стали достаточно широко развиваться иные экономические отношения и начался стихийный рост новых экономических структур** (который во многом был ускорен переходом в 1991 г. к реализации части добытой нефти на свободном рынке).

Преобразования 1990 – первой половины 1991 г. отличал прежде всего некомплексный и несистемный характер, что объясняется, на взгляд автора, стремлением государства поддержать определенный уровень активности в нефтегазовом секторе при усилении перераспределения финансовых ресурсов на решение проблем макроэкономической стабильности. При сохранении фиксированных цен на углеводороды были освобождены цены на материально-технические ресурсы, прекращено государственное инвестирование и фактически отменен контроль за состоянием добычи на отдельных месторождениях, что не было компенсировано своевременным созданием системы лицензирования прав пользования недрами и другими формами государственного регулирования процессов освоения и разработки месторождений углеводородного сырья.

Вместе с тем ситуация в субсекторах нефтегазового сектора – нефтяном и газовом – различалась весьма значительно. Основная причина – не только и не столько в

разных подходах к решению тех или иных экономических проблем, сколько в различных характеристиках основных активов. Это было связано с разным состоянием ресурсной базы (прежде всего со степенью выработанности запасов) и основных фондов (прежде всего с их возрастной структурой).

В апреле 1991 г. в **Тюменской области** работала правительственная комиссия (во главе с заместителем Председателя Кабинета Министров СССР Л. Рябевым). Результаты работы комиссии красноречиво свидетельствуют о том, что подход к освоению и разработке нефтяных месторождений, основанный на опережающем росте инвестиций, стал превышать экономические возможности народного хозяйства. Для поддержания добычи нефти в объеме 500–520 млн т требовалось... 300 млрд руб. дополнительных капиталовложений (что было больше половины всех расходов государственного бюджета СССР в тот период). При этом комиссия также пришла к выводу, что в стране нет технических возможностей (в виде подготовленных к быстрому практическому использованию технологий и технических средств) для стабилизации начавшегося катастрофического падения добычи нефти¹.

Неспособность государства решать накапливавшиеся проблемы нефтегазового сектора (прежде всего его финансирования и материально-технического обеспечения) при сохранении права распоряжения всей произведенной продукцией во многом **стимулировала поиск выхода из создавшегося положения на уровне отдельных предприятий и их групп.**

Именно в конце 1990 – начале 1991 г. высказываются предложения о формировании **самостоятельных вертикально-интегрированных компаний.** В частности, **ПО «Нижневартовскнефтегаз»** рассматривало возможность создания нефтяной компании с участием геологоразведчиков, нефтепереработчиков, предприятий сбыта нефтепродуктов и продукции нефтехимии. На втором этапе (с середины 1992 г.) предполагалось начать преобразование компании в акционерное общество².

Особенность подхода к реструктурированию, а также к корпоратизации и коммерциализации в 1990–1991 гг. состояла в том, что вопросы продажи активов в частную собственность на отраслевом уровне прак-

тически не обсуждались. **Преобладающим был подход, связанный с передачей части активов будущих акционерных обществ коллективам предприятий.** Показателен в этом отношении пример **ПО «Сургутнефтегаз».** Осенью 1991 г. генеральным директором объединения была отчетливо определена стратегия коммерциализации компании – «...до 80% будущего акционерного общества планируется оставить у предприятия, остальные – государству. Хантам (коренная народность в Тюменской области) акции предполагается передать бесплатно»³. Как показали дальнейшие события (см. ниже), менеджеры АО «Сургутнефтегаз» в полной мере реализовали в 1996–1997 гг. намеченную ранее структуру собственности на активы компании (с той лишь разницей, что в конечном счете доля государства также была выкуплена пенсионным фондом компании).

II.3.2. | Поиски форм реструктурирования и коммерциализации предприятий нефтяного субсектора

Реструктурирование нефтяного субсектора происходило в форме образования вертикально-интегрированных структур уже при проведении радикальной экономической реформы в бывшем СССР и осуществлялось путем создания либо **межотраслевых научно-технических комплексов (МНТК),** либо **межотраслевых многопрофильных концернов.**

В рамках газового субсектора в августе 1989 г. было принято решение Совета Министров СССР о создании **Государственного газового концерна «Газпром»** (см. ниже часть IV). В нефтяном субсекторе стадия формирования аналогичных структур проходила не столь быстро – только в ноябре 1991 г. был создан первый (и единственный) государственный нефтяной концерн **«Лангепас-Урай-КогалымНефть».**

Одна из причин – наличие неформальных ограничений (по определению Д. Норта), связанных с наличием руководителей-лидеров в нефтяном субсекторе и с готовностью Совмина поддержать данные преобразования. Весьма убедительно объяснение,

¹ Тюменская правда. 1991. 16 апр.

² Тюменская правда. 1991. 24 дек.

³ Тюменская правда. 1991. 24 дек.

данное **В. С. Черномырдиным** в 1993 г.: «...когда мы создавали «Газпром», я убеждал председателя Совмина Николая Рыжкова, что еще раньше надо было всех нефтяников выделить в самостоятельные корпорации. Западная Сибирь – одна компания, Урал–Поволжье – вторая, Коми–Архангельск – третья. Была даже составлена концепция, чтобы нам, газовикам идти вторыми за нефтяниками. Но, к сожалению, и тогда все сделали наоборот...»¹.

Начало формирования первого государственного нефтяного концерна было связано в значительной мере с активной ролью **В. Ю. Алекперова** (начиная с 1989 г. – первого заместителя министра нефтяной и газовой промышленности СССР). Проект Постановления Совета Министров СССР «Об образовании государственного международного нефтяного концерна «Лангепас-Урай-КогалымНефть» («LUKOIL»)) был подготовлен летом–осенью 1990 г. В этом документе, в частности, предусматривались:

- добровольное вхождение в состав концерна других предприятий и организаций;
- договорной порядок взаимоотношений в рамках концерна;
- возможность установления собственных цен на продукцию концерна в его рамках;
- делегирование концерну прав по управлению государственным имуществом;
- сохранение в руках государства не менее 50% акций преобразуемых государственных предприятий;
- возможность организации собственного коммерческого банка;
- формирование специального централизованного (в рамках концерна) фонда стабилизации;
- наделение правами и функциями центральных органов отраслевого управления во внешнеэкономической деятельности.

Из краткого перечня принципов создания и функционирования концерна при его образовании речь прежде всего шла о понижении уровня государственных полномочий – с уровня министерства до уровня органа управления концерном – в управлении нефтедобывающими, нефтеперерабатывающими и нефтепродуктообеспечивающими предприятиями. Примечательно, что концерн как орган государственного управления понимался значительно меньшим по составу межотраслевым формированием. В этой связи в проекте Устава, в частности, отме-

чалось, что концерн не будет иметь своей прибыли.

В декабре 1990 г. был заключен договор между потенциальными участниками концерна. Первоначальный список участников концерна «Лангепас-Урай-КогалымНефть» включал:

- нефтедобывающие ПО «**Лангепаснефтегаз**», «**Урайнефтегаз**», «**Когалымнефтегаз**»;
- нефтеперерабатывающие предприятия – **Мажейкяйский, Волгоградский и Киришский НПЗ, ПО «Пермьнефтеоргсинтез**»;
- внешнеторговое предприятие – совместное советско-голландское предприятие «**Юралс**».

Согласно проекту Устава к задачам концерна были отнесены «деятельность по добыче и переработке нефти, а также доставки нефтепродуктов (бензина, мазута и др.) до различных потребителей» Говорить о прибыли до 1992 г. было и непривычно, и не соответствовало идее государственного (бесприбыльного) концерна. Несомненно, что значительную роль при создании концерна сыграла группа единомышленников из Когалыма во главе с зам. министра нефтяной и газовой промышленности СССР В. Ю. Алекперовым.

Многие из подходов, разработанных в период создания первого нефтяного концерна, позднее (уже в рамках Российской Федерации) были положены в основу создания корпорации «**Роснефтегаз**». Совет Министров РСФСР 18 октября 1991 г. принял Постановление № 555 «Об образовании Российской государственной нефтегазовой корпорации «Роснефтегаз». Данный документ определял, что «корпорация «Роснефтегаз» является хозяйственным комплексом по добыче нефти и газа, магистральному транспорту нефти, отраслевому машиностроению, научным и проектным работам в нефтегазовом комплексе на территории и континентальном шельфе РСФСР... действует на основании своего устава в пределах полномочий, передаваемых добровольно участниками корпорации». В качестве основного направления реструктурирования нефтяного субсектора определялось создание вертикально-интегрированных компаний: «...основной организационной формой хозяйственной деятельности в нефтегазовом комплексе являются, как правило, нефтегазовые компании, осуществляющие разведку, разработку, добычу, транспорт, переработку и сбыт продукции переработки».

¹ Сегодня. 1993. 25 нояб.

Неясность и неопределенность государственной политики по отношению к решению проблем набравшего силу кризиса в нефтедобыче стимулировала поиск предприятиями и местными органами власти различных путей и подходов.

Проблемы реструктурирования обсуждались не только на уровне предприятий, но и на уровне местных органов власти и управления. В мае 1991 г., например, состоялось *совещание руководителей и специалистов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса под эгидой Тюменского областного Совета народных депутатов*. По итогам данного совещания было принято решение о необходимости создания **«Западно-Сибирской нефтегазовой корпорации»** – вневедомственной межотраслевой территориальной нефтедобывающей структуры.

В целом 1991–1992 гг. – до принятия основополагающих документов по акционированию (уже в рамках Российской Федерации) нефтяного субсектора – были периодом не только определения направлений реструктурирования государственного нефтяного субсектора, но также и чрезвычайно интенсивного формирования вокруг него **широкого шлейфа малых коммерческих структур и предприятий**. Не будучи уверенными в судьбе вверенных им государственных предприятий, руководители многих из них создавали или поддерживали создание малых предприятий научно-технического профиля, транспортных, сервисных, нефтеторговых и других структур.

ПО «Нижневартовскнефтегаз» например, в течение 1991–1993 гг. принимало участие в создании таких структур, как:

- Нижневартовская нефтяная биржа;
- «Сибирская Нефтяная Корпорация» (СИНКО);
- НИПЕК («Народная нефтяная инвестиционная Евро-Азиатская корпорация»);
- АО «Кедр» (система нефтепродуктообеспечения);
- СП «Санрайз» (нефтепереработка);
- коммерческий банк «Югорский» и др.

При этом участие во многих из этих вновь учрежденных структур осуществлялось с тем, чтобы в случае неблагоприятного развития ситуации использовать их возможности. Во многом этот **процесс носил стихийный характер и свидетельствовал, скорее, о распаде административно-командной системы в экономике**. Свидетельством стихийности процесса может служить и то обстоятельство, что во

многих случаях руководители компаний и органы управления компаниями забывали о том, где и когда они были в числе учредителей и какие при этом осуществляли вклады в уставный капитал. Например, в марте 1992 г. **ПО «Нижневартовскнефтегаз»** перечислило НИПЕКу свою долю уставного фонда в размере 1 млн руб. (в тот период – около 50 тыс. дол. США), однако уже в начале 1993 г. в системе финансового учета нельзя было найти упоминаний об этой финансовой транзакции: *«...объединение, действительно, является учредителем НИПЕКа, но финансовая служба об этом ничего не знает»*¹.

Приведенные выше примеры, на взгляд автора, свидетельствуют о том, что в условиях и в обстановке неопределенности, связанной с будущими направлениями трансформации нефтяного субсектора, происходили **два параллельных процесса**:

1) определения и выбора направлений реструктурирования и последующей коммерциализации государственных нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и нефтепродуктообеспечивающих предприятий;

2) формирования широкой сети малых коммерческих структур и предприятий, связанных с государственными предприятиями и, как правило, представляющих интересы учредителей (преимущественно из числа руководителей предприятий, а также отдельных служб и подразделений).

Параллельность данных процессов была во многом обусловлена неясностью будущего статуса собственности предприятий нефтегазового сектора. Так, одним из свидетельств этого являются данные, ставшие достоянием гласности в ходе иска фирмы «Франкенбург Инк.» к **АНК (акционерной нефтяной компании) «ЛУКОЙЛ»**. В частности, утверждалось о создании руководителями компании в 1991–1993 гг. 11 фирм в различных странах. Целью фирм было использование капитала, предоставленного ПО «Когалымнефтегаз», для ведения различной коммерческой деятельности².

II.3.3.

Выбор основного организационного элемента формирования новых компаний

Неопределенная ситуация в выборе направлений трансформации институциональ-

¹ Нефтяник (Нижневартовск). 1993. 19 янв.

² Российская газ. 1994. 4 авг.

ной структуры нефтяного субсектора к концу 1991 г. все больше перерастала в производственную катастрофу и грозила взрывом социальной напряженности. Объем добычи нефти в течение 1991 г. снизился на 54 млн т, фонд бездействующих скважин приблизился к 14 тыс. т и впервые превысил 10-процентную отметку (*Топливо и энергетика России, 1993 [90]*).

Все это настоятельно требовало определить направления выхода из сложившейся ситуации. Прежде всего необходимо было определить принципиальную позицию правительства в вопросах реструктурирования и последующей корпоратизации. В целом ни у кого не вызывал сомнений тот факт, что реструктурирование нефтяного субсектора должно быть связано с созданием вертикально-интегрированных компаний, охватывающих все стадии – от поисков и разведки углеводородов до добычи, переработки и реализации продуктов их переработки. Однако неясным и неопределенным был вопрос о глубине реструктурирования нефтяного субсектора. А именно: к числу **дискуссионных относились вопросы**, касающиеся:

- базовых структурных элементов для формирования будущих вертикально-интегрированных компаний – производственные объединения или отдельные нефтегазодобывающие управления;
- степени охвата нефтяного субсектора новыми вертикально-интегрированными компаниями – весь ли субсектор должен быть поделен между ними, или необходимо оставить независимые (частично интегрированные или просто отдельные специализированные в рамках отдельных стадий – разведки, добычи и переработки) компании;
- принципа вхождения отдельных структурных элементов в состав новых компаний – добровольно (как это ранее было декларировано в уставе концерна «ЛУКОЙЛ» и в пакете документов по созданию корпорации «Роснефтегаз») или по решению органов государственной власти.

Именно необходимостью скорейшего решения этих принципиальных вопросов объясняется, по мнению автора, выход в свет *Распоряжения Правительства РСФСР от 23 декабря 1991 г. № 182-р «О преобразовании объединений и предприятий топливно-энергетического комплекса в холдинговые компании»*

Данный документ решал ряд задач:

- открывал путь началу работы над проведением реструктурирования объединений и предприятий топливно-энергетического комплекса (ранее было решено осуществить формирование вертикально-интегрированных компаний и оставить их в союзно-республиканской собственности);
- сохранял объединения в качестве структурных элементов будущих вертикально-интегрированных компаний в нефтяном субсекторе.

Последнее обстоятельство определяло наличие в *Распоряжении* пункта о том, что «до преобразования объединений и предприятий топливно-энергетического комплекса в холдинговые компании:

запрещаются любые имущественные сделки и организационные преобразования по указанным объединениям (комбинатам, трестам) и входящим в их состав предприятиям и обособленным подразделениям (структурным единицам);

существующие объединения и предприятия продолжают функционировать в качестве единых производственно-хозяйственных и технологических комплексов».

Жесткость формулировок о запрещении имущественных сделок и организационных преобразований, наряду с подтверждением о функционировании объединений в качестве единых... комплексов, свидетельствовала о том, что правительством было принято принципиальное решение, а именно о реструктурировании топливно-энергетического комплекса на основе существующих структур управления, а также выбран принцип вхождения в состав будущих холдинговых компаний – на основе решений органов власти.

Решение о сохранении объединений (комбинатов и трестов) шло вразрез с ранее принятыми законодательными актами РСФСР «О предприятиях и предпринимательской деятельности» и «О конкуренции и ограничениях монополистической деятельности на товарных рынках», которые не оставляли места для подобных организационных структур. Поэтому предпринятые нефтяными объединениями (в лице аппаратов управления) попытки зарегистрироваться – в соответствии с новым законодательством – в качестве единых государственных предприятий были в ряде случаев отклонены. Данные законодательные акты создали основу либо для выхода отдельных НГДУ из состава ПО, либо для получения ими статуса производственных предприятий. В Западной Сибири такими прецедентами стали: полу-

чение **НГДУ «Черногорнефть»** статуса арендного предприятия и фактический выход его из подчинения ПО «Нижневартовскнефтегаз», решение конференции коллектива **НГДУ «Югранефть»** о выходе из состава ПО «Юганскнефтегаз», получение **НГДУ «Варьеганнефть»** статуса производственного предприятия и др.

Ответом объединений (в лице аппаратов управления) стало коллективное *обращение к Президенту и Председателю ВС РСФСР*. Суть обращения состояла в требовании в недельный срок «восстановить статус государственных предприятий в нефтегазодобывающем, перерабатывающем и транспортном объединении, делегировав им права управления собственностью со всеми вытекающими полномочиями»¹.

Основной аргумент в пользу сохранения статуса объединений в новом качестве – целостность «единого производственно-технологического комплекса». Однако при этом не упоминалось о том, что подобная целостность была создана в рамках принципиально другой системы отношений собственности и основывалась на системе централизованного директивного планирования и управления.

В центре дискуссии был чрезвычайно **принципиальный вопрос, связанный с выбором стратегии реструктурирования:**

- либо формирование первоначального облика новой организационной структуры субсектора под воздействием рыночных сил и новых отношений (основанных на контрактах и на перекрестном владении активами) между основными производственно-хозяйственными единицами;

- либо формирование новой организационной структуры административным путем на основе созданных ранее структур управления.

Основными сторонами, участвующими в дискуссии были:

- руководители нефтегазодобывающих объединений;
- руководители производственно-хозяйственных структур и подразделений, входивших в состав ПО, рассчитывавшие на становление и развитие на основе данных структур независимых добывающих компаний.

Различие двух данных групп состоит в том, что первая группа была более консолидирована и имела значительные контакты во властных структурах на федеральном уровне, вторая же была разобщена и не имела столь значительных контактов и возможностей диалога с правительством и органами законодательной власти (хотя при этом ряд руководителей являлись депутатами Советов самого различного уровня). Слабость второй стороны, кризисная ситуация в экономике и нефтегазовом секторе (спад добычи нефти в 1992 г. превысил уже 67 млн т к предыдущему году), склонность органов управления к административным методам управления, а также отсутствие ясных представлений о новом регулирующем механизме и новой роли государства – все это предопределило избранный правительством России подход к реструктурированию и в целом трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора.

Глава II.4.

Законодательные основы акционирования и приватизации предприятий нефтяного субсектора

Общие законодательные основы преобразования отношений собственности в России были определены пакетом законов, таких как «О собственности в РСФСР», «О предприятиях и предпринимательской деятельности», «О приватизации государственных и муниципальных предприятий». Положения данных основополагающих законов были детализированы в «Государственной программе приватизации на 1992–1994 гг.»

II.4.1.

Общие законодательные основы акционирования и приватизации

«Программа приватизации» в качестве основных целей определяла: формирование слоя частных собственников, содействие становлению социально-рыночной экономики, повышение с помощью приватизации эффективности деятельности предприятий, социальную защиту населения и развитие

¹ Российская газ. 1992. 24 июня.

социальной инфраструктуры за счет средств, полученных от приватизации; содействие финансовой стабилизации; создание конкурентной среды и демополилизацию; привлечение иностранных инвестиций и т. д. Отличительной особенностью программы было разделение всех объектов государственной и муниципальной собственности на несколько групп. **Предприятия топливно-энергетического комплекса и добывающей промышленности были объединены во вторую группу. Это означало, что для приватизации данных предприятий было необходимо решение Правительства РФ или республик в ее составе.**

Согласно основополагающим законам РСФСР и РФ в области преобразования отношений собственности (на первом этапе коммерциализации с одновременным преобразованием предприятий в акционерные общества открытого типа) базовыми структурными элементами будущих акционерных компаний являлись государственные предприятия (причем к числу последних производственные объединения не относились).

Рабочее распоряжение Правительства РСФСР не могло служить основой проведения широкомасштабных преобразований, поскольку не являлось документом, имеющим силу законодательного акта. Именно поэтому основные положения *Распоряжения № 182-р от 23 декабря 1991 г.* были продублированы в двух указах Президента РФ – сначала в *Указе от 1 июня 1992 г. № 542 «О статусе производственных и научно-производственных объединений топливно-энергетического комплекса»*¹, а затем и в *Указе от 14 августа 1992 г. № 922 «Об особенностях преобразования государственных предприятий, объединений, организаций топливно-энергетического комплекса в акционерные общества»*².

Первым указом предусматривалось, что:

- объединения «являются специализированными государственными предприятиями, осуществляющими управление и координацию производственной и инвестиционной деятельности предприятий... »;
- управление пакетами акций (вновь образованных акционерных обществ), закрепленными в государственной собствен-

ности, осуществляется на основе контрактов, имеющих типовые условия.

Данный указ также определял и содержание подобных контрактов (перечень основных типовых условий). А именно: «...при заключении со специализированными государственными предприятиями (объединениями) договоров о закреплении за ними государственного имущества на праве хозяйственного ведения предусмотреть в них, помимо прочих условий, обязательства специализированных государственных предприятий (объединений) по обеспечению поставок продукции ... и соблюдению соотношения цен на указанную продукцию в соответствии с антимонопольным законодательством... ». Этим закладывались основы перехода отношений по линии «государство – предприятие» (акционерное общество с долей государства в нем) на контрактные отношения, а тем самым и основы новых, присущих экономике рыночного типа форм государственного регулирования экономических процессов. Однако при этом новые формы регулирования предполагалось осуществлять во взаимодействии государства с прежними организационными структурами – объединениями и производственными предприятиями, преобразованными в акционерные общества.

Указ № 922 устанавливал, что «преобразование предприятий, объединений, организаций, входящих в топливно-энергетический комплекс, в акционерные общества и их приватизация осуществляются в порядке, установленном специальными указами Президента РФ». Тем самым преобразование в акционерные общества объединений и предприятий ТЭКа должно было осуществляться отдельно от предприятий других отраслей народного хозяйства (как это было определено Указом Президента РФ от 1 июля 1992 г. № 721 «Об организационных мерах по преобразованию государственных предприятий, добровольных объединений государственных предприятий в акционерные общества»³).

В результате ко второй половине 1992 г. были созданы, разработаны и приняты основные нормативные документы по реорганизации (прежде всего коммерциализации) предприятий топливно-энергетического комплекса. **Основные принципиальные**

¹ Ведомости Совета Народных Депутатов и Верховного Совета РФ. 1992. № 23. Ст. 1275.

² Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 9. Ст. 591.

³ Ведомости Совета Народных Депутатов и Верховного Совета РФ. 1992. № 28. Ст. 1657.

положения принятых документов состояли в том, что:

- существовавшая на момент начала преобразований организационная структура нефтяного субсектора принималась в качестве основополагающей – никакие изменения в рамках существующих в субсекторе организационных структур не допускались;

- коммерциализация (прежде всего преобразование в акционерные общества открытого типа) должна была предшествовать реструктурированию и корпоратизации (т. е. интеграции и созданию новых вертикально-интегрированных компаний); исключение при этом составлял государственный концерн «ЛУКойл», структура которого уже являлась результатом первоначальной реструктуризации, в данном случае – интеграции государственных предприятий;

- в качестве основного способа сохранения государственного присутствия в создаваемых акционерных обществах предполагалось осуществить переход на контракты на доверительное управление пакетами акций, закрепленными в государственной собственности.

II.4.2. Основные положения принятой схемы акционирования и реорганизации нефтяного субсектора

Положения основополагающих законодательных актов в области изменения отношений собственности в России (см. выше), а также положения дополнительных законодательных и нормативных актов по учету особенностей топливно-энергетического комплекса (главная из которых состояла, по мнению авторов документов, в том, что существующие организационные структуры – объединения и производственные предприятия – являются сложившимися производственно-технологическими комплексами, разделение которых может привести к еще более тяжелым экономическим последствиям) составили фундамент специальных указов Президента РФ по акционированию и преобразованиям в нефтяном и газовом субсекторах нефтегазового сектора экономики России.

Законодательную основу изменения формы собственности в нефтяном субсекторе заложил *Указ Президента РФ от 17 ноября*

*1992 г. № 1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения»*¹.

Данный документ определял следующую **последовательность преобразований**.

На **первом этапе** (сразу же после выхода указа):

- все государственные предприятия субсектора преобразуются в акционерные общества (с соблюдением определенных пропорций распределения пакетов акций);
- распределение пакетов акций предприятий, входящих в состав объединений, обеспечивает сохранение целостности объединений (путем передачи контрольных пакетов акций предприятий объединениям);
- создается **Государственное предприятие (ГП) «Роснефть»** для коммерческого управления закрепляемыми на три года в федеральной собственности пакетами акций акционерных обществ до формирования из них самостоятельных нефтяных компаний;
- утверждаются уставы трех вертикально-интегрированных нефтяных компаний – «ЛУКойла», «ЮКОСа» и «Сургутнефтегаза»;
- магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов выделяется в отдельные компании – «Транснефть» и «Транснефтепродукт», находящиеся в полной государственной собственности;
- государство назначает генеральных директоров (президентов) при образовании акционерных обществ.

На **втором этапе** (в последующем):

- из состава акционерных обществ, пакеты акций которых находятся в коммерческом управлении у ГП «Роснефть», формируются самостоятельные компании (не обязательно по достижении трехлетнего срока, например, уже на 1993 г. было дано поручение правительству по формированию не менее трех компаний);
- 40% акций нефтяных компаний «ЛУКойл», «ЮКОС» и «Сургутнефтегаз» продаются на инвестиционных торгах в течение двух лет;

¹ Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 22. Ст. 1878.

- предусматривается продажа оговоренной части пакетов акций (по «ЛУКОЙЛУ», «ЮКОСу» и «Сургутнефтегазу» – в размере 15%) за приватизационные чеки;
- денежные средства, получаемые от продажи акций, зачисляются в республиканский бюджет РФ, а дивиденды, выплачиваемые по акциям, закрепленным в федеральной собственности, направляются для целевого финансирования технического перевооружения и реконструкции и т. д.

Таким образом, в конечном счете **предложенный подход к реструктурированию нефтяного субсектора предполагал:**

- 1) **акционирование** (в течение определенного периода времени) всех производственных предприятий и объединений нефтяного субсектора;
- 2) **формирование** на основе разрозненных предприятий нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения **вертикально-интегрированных (полностью или частично) нефтяных компаний;**
- 3) **частичное разгосударствление** сформированных акционерных обществ как путем передачи части пакетов акций трудовым коллективам, так и путем различных форм продажи акций (в том числе и на инвестиционных конкурсах);
- 4) **сохранение в государственной собственности компаний, осуществляющих магистральный транспорт нефти и нефтепродуктов.**

Предложенная схема предполагала ориентацию на формирование в первую очередь вертикально-интегрированных компаний и их последующую приватизацию. Значение рассмотренного здесь законодательного акта также и в том, что он завершал весьма длительный период колебаний, связанных с выбором направлений трансформации нефтяного субсектора. В рамках предложенной схемы была предпринята попытка по возможности единого унифицированного подхода к реструктурированию субсектора (что было особенно важно с точки зрения управляемости процесса преобразований). Данная схема весьма значительно отличается от той, которая была реализована в ряде других стран мира (см. рис. 1.4). Основное принципиальное отличие состоит в том, что фактически реструктурирование, коммерциализацию и реформу ценообразования в российских условиях было предложено осуществлять параллельно (рис. 11.2).

Параллельное проведение целого ряда этапов трансформации являлось вынужденной мерой и объясняется сложностью политической и экономической обстановки, которая сложилась в России к 1992 г., а также стремительным падением добычи нефти (одного из основных источников пополнения средств государственного бюджета).

В качестве главного инструмента нового регулирующего механизма, взамен системы прежних плановых заданий и госзаказов (с присущей им системой финансирования и контроля), предлагался переход на контракты на управление пакетами акций, закрепленными в государственной собственности. Данные контракты могли также содержать широкий перечень условий, и в их числе – «обеспечение поставок продукции и соблюдение соотношения цен».

11.4.3. Акционирование и реструктурирование нефтяного субсектора в 1993–1995 гг.

В 1993 г. начался процесс акционирования производственных предприятий и объединений нефтяного субсектора. Преобразование бывших государственных предприятий и объединений в акционерные общества, несмотря на достаточно унифицированную схему, в каждом конкретном случае имело свои определенные особенности. В значительной мере особенности проявлялись там, где в состав объединений входили производственные подразделения, имевшие статус государственных предприятий. Так, в состав **ПО «Нижневартовскнефтегаз»** на момент акционирования входили 9 государственных предприятий и свыше 60 производственных и непроизводственных структурных подразделений. В результате, например, общий размер уставного капитала структурных подразделений АО «Нижневартовскнефтегаз» в несколько раз превосходил суммарный уставный капитал нефтедобывающих дочерних АО, что в конечном счете позволило руководству бывшего объединения сохранить свои позиции в органах управления акционерным обществом.

Исходные технологические условия формирования вертикально-интегрированных структур в нефтяном субсекторе (см. выше характеристику активов), сложившиеся направления транспортировки нефти и,



соответственно, включение в состав нефтяных компаний соответствующих НПЗ в большинстве случаев принимались во внимание (но не являлись определяющими).

На начальном этапе формировались компании, структура которых к тому времени была достаточно ясно определена и в которых уже проводилась предварительная работа по их реорганизации. Особенность всех сформированных нефтяных компаний – преобладание в их активах нефтедобывающих подразделений. Активы (уставный капитал) нефтедобывающих АО, как правило, значительно превосходили суммарные активы как нефтеперерабатывающих АО, так и, тем более, АО нефтепродуктообеспечения (что также нашло отражение в структуре органов управления вновь образованных акционерных компаний).

В первой половине 1993 г. были приняты постановления Совета Министров – Правительства РФ по таким нефтяным компаниям, как «**Сургутнефтегаз**» (от 19 марта № 271), «**ЛУКОЙЛ**» (от 5 апреля № 299), «**ЮКОС**» (от 15 апреля № 354), а также **ГП**

«**Роснефть**» (от 22 апреля № 357); во второй половине года – по **АО «Транснефтепродукт»** и **АО «Транснефть»**.

В 1994 г. были приняты решения о формировании таких нефтяных компаний, как **АО «Сибирско-Дальневосточная компания» («СИДАНКО»)**, **АО «Восточная нефтяная компания»**, **АО «Нефтяная компания «Славнефть»**, **АО «Оренбургская нефтяная компания» (ОНАКО)**, **АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания» («ВостСибНефтеГаз»)** и др.

Наибольшей интенсивности процесс формирования нефтяных компаний достиг в 1995 г., когда истек срок закрепления государственных пакетов акций в управлении ГП «Роснефть».

В августе – сентябре 1995 г. вышел в свет пакет документов, включавший Указ Президента РФ и 10 постановлений Правительства РФ:

- об образовании новых компаний – **АО «Сибирская нефтяная компания»** (Указ Президента РФ от 24 августа 1995 г. № 872 «Об учреждении открытого акционерного общества «Сибирская неф-

тая компания»¹, Постановление Правительства РФ от 29 сентября 1995 г. № 972 «Об образовании открытого акционерного общества «Сибирская нефтяная компания»²), **АО «НОРСИ-Ойл»** (Постановление Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 868 «Об образовании открытого акционерного общества «Нефтяная компания «НОРСИ-Ойл»»³);

- о совершенствовании структуры ранее созданных нефтяных компаний, таких как «ЛУКОЙЛ», «Оренбургская нефтяная компания» («ОНАКО»), «Восточная нефтяная компания», «Нефтяная компания «ЮКОС», «Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания», «Сибирско-Дальневосточная нефтяная компания», «Нефтегазовая компания «Славнефть» (соответственно Постановления Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 861–867.⁴);
- «О преобразовании государственного предприятия «Роснефть» в открытое акционерное общество **«Нефтяная компания «Роснефть»**» (Постановление Правительства РФ от 29 сентября 1995 г. № 357⁵).

Этот пакет законодательных актов определял окончательную (до начала полной приватизации и разгосударствления) организационную структуру той (основной) части нефтяного субсектора, которая была создана в процессе акционирования и реорганизации в прошлом государственных объединений и производственных предприятий. Данный пакет документов обеспечивал передачу государственных пакетов акций АО, которые находились в управлении ГП «Роснефть», либо ранее созданным компаниям, либо вновь сформированным.

В итоге в течение достаточно небольшого промежутка времени – трех лет – было проведено акционирование и реорганизация (в форме интеграции в рамках единой собственности) геолого-разведочных, добывающих, перерабатывающих и нефтепродуктообеспечивающих акционерных обществ.

По мере изменений в экономической системе страны в целом, а также по мере реструктурирования нефтяного субсектора первоначальный подход к трансформированию инсти-

туциональной структуры был в значительной мере изменен. Изменения затронули как качественный, так и количественный состав формируемых нефтяных компаний. Если в 1991 г. концерн «ЛУКОЙЛ» был образован в составе только добывающих и перерабатывающих предприятий, то создаваемые в дальнейшем нефтяные компании объединяли уже стадии разведки, добычи, переработки и сбыта нефтепродуктов (не считая значительного числа структурных звеньев и дочерних акционерных обществ, осуществляющих самые разнообразные виды деятельности). Количественный состав – число компаний, их территориальные рамки, конкретный список участников – в процессе трансформации также значительно изменился. Прежде всего это относится к таким компаниям, как **«СИДАНКО»**, **«Тюменская нефтяная компания»**, **«Сибирская нефтяная компания»** и наконец **АНК «Роснефть»**.

Причины значительного изменения состава компаний обусловлены, по мнению автора, рядом причин:

- отсутствием со стороны государства ясно выраженных и определенных приоритетов в нефтяном субсекторе экономики (особенно в части определения новой роли государства);
- уступкой государством лидерства и инициативы в проведении реорганизации нефтяного субсектора промышленникам (прежде всего нефтедобывающим акционерным обществам – как наиболее влиятельной и сплоченной части субсектора);
- значительным усилением и возрастанием роли регионов в решении вопросов политической и экономической жизни (не случайно почти половина вновь образованных – «незапланированных» – компаний могли быть отнесены к региональным);
- значительно более быстрым процессом накопления и концентрации капитала в финансовом секторе экономики (что выразилось в стремительном росте активов банков, финансовых институтов, а также оборотов крупных торговых фирм, прежде всего – специализирующихся на продаже нефти и нефтепродуктов).

Детальный анализ и оценка упомянутых выше причин будут даны ниже. Здесь лишь отметим, что уже в процессе первоначальной приватизации (продажи акций вновь сформированных акционерных обществ на чековых аукционах) произошло пересечение двух отмеченных нами ранее параллельных

¹ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 36. Ст. 3530.

² Там же. № 41. Ст. 3903.

³ Там же. № 37. Ст. 3617.

⁴ Там же. № 37. Ст. 3610–3616.

⁵ Там же. 1995. № 41. Ст. 3902.

процессов – реструктурирования в прошлом государственных объединений и производственных предприятий и формирования широкой сети коммерческих (частнопредпринимательских) предприятий, осуществляющих (в том числе) реализацию экономических интересов высших руководителей. Именно новые экономические структуры, созданные в ходе экономических реформ вне (и около) государственных предприятий, весьма быстро осуществили накопление необходимых финансовых средств (а также сумели привлечь необходимые средства с финансовых рынков, в том числе зарубежных) для покупки пакетов акций подлежащих приватизации материнских компаний.

Ярким свидетельством упущенной государством инициативы является дискуссия 1994–1995 гг. по поводу будущего статуса ГП «Роснефть», основным предметом которой было формирование будущей системы государственного регулирования и управления нефтегазовым сектором. В частности, предполагалось (на стадии подготовки проекта Указа Президента РФ «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний») на базе ГП «Роснефть» создать **Российскую национальную нефтяную компанию (РННК)**, которая представляла бы государство не только в соглашениях о разделе продукции, но также в операциях на шельфе и на фонде федеральных участков недр и обеспечивала бы трастовое управление акциями обществ, не вошедших в состав вертикально-интегрированных компаний¹. Данное предложение встретило резкую критику со стороны руководителей «СИДАНКО», «ЮКОСа» и «ЛУКОЙла». С этой критикой правительство в конечном счете согласилось и приняло практически полностью позицию и предложения нефтяных компаний, которые в итоге – спустя ровно год – добились передачи им государственных пакетов акций АО, представляющих для них интерес, из состава ГП «Роснефть» (за исключением **АО «Пурнефтегаз»**).

О том, какие возможности приобрел альянс региональных властей и финансовых институтов, говорит пример создания **АНК «Сибнефть»**. Ни одна из схем реорганизации нефтяного субсектора не предусматривала создания отдельной нефтяной компании в составе **АО «Ноябрьскнефтегаз»** и **АО «Омский НПЗ»**. Напротив, рассматри-

вались варианты формирования с участием данных акционерных обществ других компаний (например, в мае 1994 г. в Тюмени прошли встречи представителей АО «Ноябрьскнефтегаз», АО «Нижневартовскнефтегаз», АО «Тюменьнефтегаз», АО «СИНКО» и АО «Омский НПЗ» с целью обсуждения создания **«Тюменской нефтяной компании»** и альянсов в форме финансово-промышленных групп). Однако в августе 1995 г. вышел в свет Указ Президента РФ о создании «Сибнефти» – в то время как, согласно законодательству, создание новых компаний оформлялось соответствующим постановлением Правительства РФ. Не случайно поэтому правительственные постановления о создании АО «Сибнефть» и о преобразовании ГП «Роснефть» вышли в свет одновременно.

Тем не менее сформированная в процессе реструктурирования организационная структура нефтяного субсектора в масштабах России в целом не дала монопольных преимуществ ни одной из созданных нефтяных компаний. В то же время по размеру (прежде всего запасов углеводородов) из числа созданных нефтяных компаний сразу пять попали в число двадцати крупнейших в мире².

С одной стороны, несмотря на размеры нефтяных компаний, сформированная организационная структура нефтяного субсектора вполне может рассматриваться как конкурентная в рамках российского рынка, так как доля ни одной из компаний ни по одному из основных показателей не превысила рубеж в 35% от объема общероссийского рынка, который по российскому законодательству был принят в качестве критерия. В 1995 г. 14 вертикально-интегрированных акционерных нефтяных компаний добыли 280 млн т нефти, или 91,3% от всей добычи по России в целом.

Однако, с другой стороны, российский рынок нефти и нефтепродуктов в действительности представляет собой совокупность региональных рынков, где компании реально сталкиваются друг с другом и конкурируют за доступ как к факторам производства (прежде всего к ресурсам углеводородов, а также к системам магистрального транспорта по наиболее эффективным направлениям), так и к конечным эффективным (в условиях российской экономики 90-х гг. – прежде всего платежеспособным) потребителям.

² По результатам исследования «Price Waterhouse» и «Petroleum Economist», опубликованным в журнале «Эксперт» (1997. № 16).

¹ Сегодня. 1994. 30 авг.

В этой связи сформированная в процессе реорганизации структура, при которой на региональных рынках было установлено доминирующее положение отдельных компаний, является монопольной и, в тех случаях, когда было установлено доминирующее положение групп компаний, – олигопольной. Особенностью нефтегазового сектора в целом является, как мы уже отмечали (см. часть I), стремление к монополии на природные ресурсы и к созданию чрезвычайно высоких барьеров входа на рынок. Преодолеть эти негативные явления и реализовать потенциальные возможности сформированной в процессе реорганизации конкурентной структуры можно только при наличии определенных регулирующих механизмов.

II.4.4. Первичное распределение собственности в акционерных обществах нефтяного субсектора

Акционирование и приватизация нефтяного субсектора проводились в два этапа (рис. II.3).

Первичное распределение акций, как следует из схемы, не меняло контрольных позиций государства – в его собственности находились контрольные пакеты акций. Вместе с тем, как было отмечено в «Государственной программе приватизации государственных и муниципальных предприятий на 1992 год», одна из главных целей реформы – формирование слоя частных собственников¹. Это означало определение прав собственности путем формирования акционеров.

В результате акционирования и последующей в 1993–1995 гг. частичной приватизации в нефтяном субсекторе (путем продажи части пакетов акций на чековых аукционах, а также продажи представителями трудового коллектива ранее переданных им акций) произошло определенное изменение как внешних, так и внутренних структур контроля за деятельностью бывших государственных объединений и производственных предприятий.

Анализ данных изменений, прежде всего во внешних структурах контроля при первичном распределении (даже при сохранении

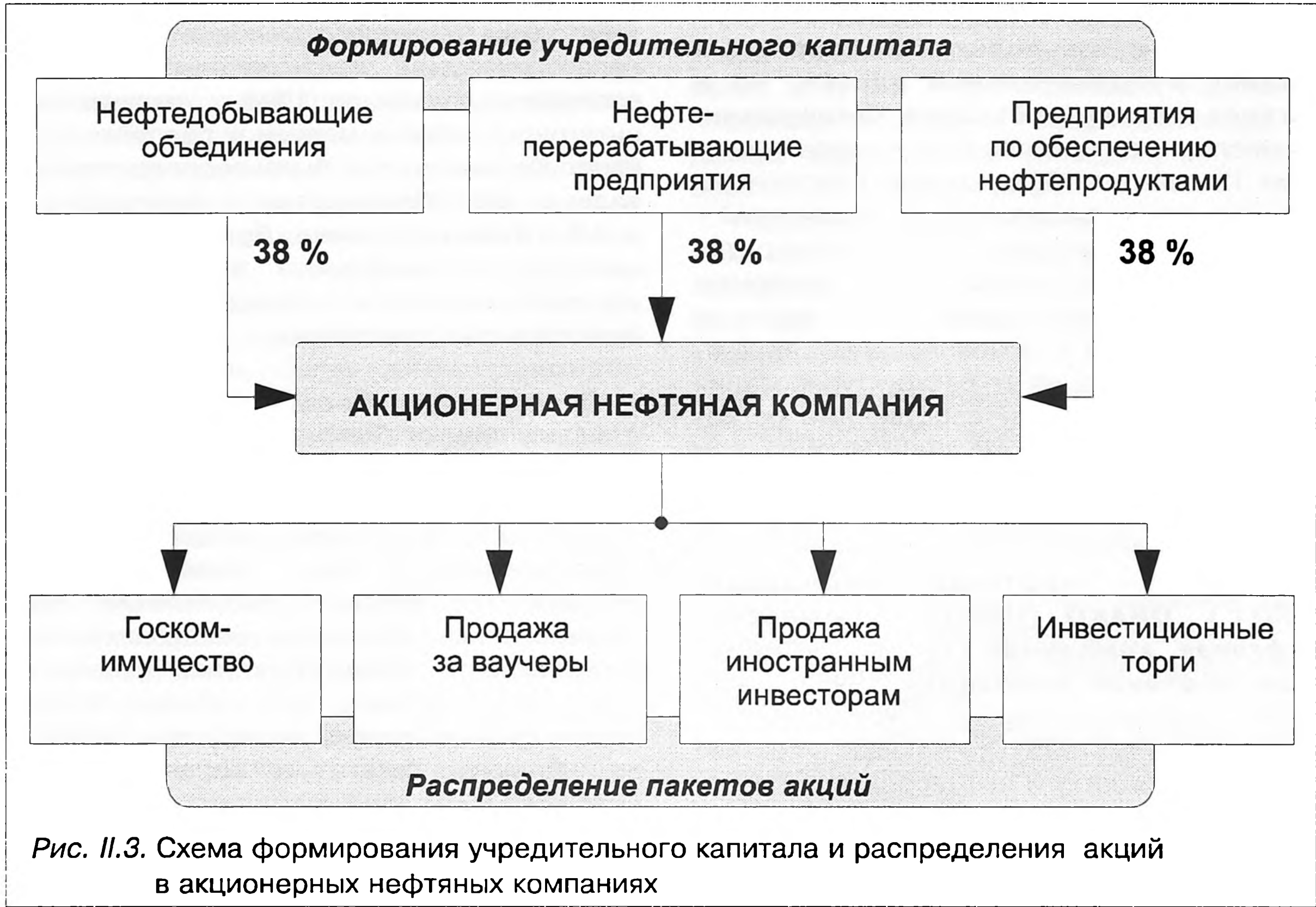


Рис. II.3. Схема формирования учредительного капитала и распределения акций в акционерных нефтяных компаниях

¹ Известия. 1992. 28 июня.

ведущих контрольных позиций в руках государства), весьма показателен с точки зрения появления нового слоя собственников, в том числе и «легализации» статуса параллельных структур, возникших в сфере реализации нефти и нефтепродуктов, а также выполнения различного рода сервисных услуг (таких, например, как работа с фондом простаивающих и бездействующих скважин).

Основная при этом проблема – формирование (в связи с изменением прав собственности) новой эффективной контрольной структуры, которая, согласно теории прав собственности, определяет экономическую эффективность (Schleifer, 1994 [12]).

Региональные особенности распределения собственности в нефтяных компаниях

Отличительной особенностью процесса формирования нефтяных компаний, начиная с 1994 г. (путем консолидации пакетов, находящихся в государственной собственности и закрепленных в коммерческое управление за ГП «Роснефть»), стало **активное участие в нем не только федеральных органов исполнительной власти, но и органов власти субъектов Федерации**. Во многом этот процесс был ускорен принятием 12 декабря 1993 г. новой Конституции РФ, которая закрепила статус территорий – субъектов Федерации. При этом территории – субъекты Федерации, не имеющие статуса республик, стремились создать (в полном согласии с основополагающей схемой акционирования и реструктурирования нефтяного субсектора) собственные региональные нефтяные компании. Именно при активной поддержке регионов – субъектов Федерации были сформированы такие вертикально-интегрированные компании, как: **«Восточная нефтяная компания»** (1993 г.); **ОНАКО** (1994 г.), **«Тюменская нефтяная компания»** (1995 г.), **«Сибирская нефтяная компания»** (1995 г.), частично интегрированные компании – **«НОРСИ-Ойл»** (1995 г.), имеющая в составе только переработку и нефтепродуктообеспечение, **«Центральная топливная компания» (ЦТК)** (1997 г.) – в составе Московского НПЗ и сети нефтепродуктообеспечения; региональные компании нефтепродуктообеспечения – **«Петербургская топливная компания»** (1995 г.) и **Компания по**

обеспечению нефтепродуктами «Урал-нефтепродукт» (1997 г.), располагающие только нефтебазами и сетью бензоколонок.

При этом распределение пакетов акций между различными уровнями государственной иерархии существенно различалось в зависимости от статуса субъекта Федерации – республика или край и область (ввиду «асимметричного» характера созданной Федерации, в рамках которой республики имели значительно больше прав как в законодательной области, так и во владении и распоряжении расположенными на их территории ресурсами и объектами государственной собственности).

В **Республике Татарстан** пакет акций **АО «Татнефть»**, переданный Государственному Комитету по имуществу Республики Татарстан, включая «золотую акцию», составил 40%. «Золотая акция» была введена в соответствии с Указом Президента Республики Татарстан на срок в пять лет, и она наделила Президента Республики Татарстан как правом «вето», так и полномочиями по назначению директоров¹.

В **Республике Башкортостан** акционирование и приватизация нефтяного субсектора также проводились в соответствии с республиканским законодательством – по состоянию на начало 1998 г. вертикально-интегрированной компании в республике не было. Добыча нефти была сосредоточена в ведении **АО «Башнефть»**, а переработка – в **АО «Башнефтехим»**. При этом 60% акций АО «Башнефть» и 80% акций АО «Башнефтехим» было сосредоточено в руках правительства республики².

Правительство **Республики Коми** Постановлением от 6 апреля 1993 г. № 190 «О приватизации и преобразовании объединения «Коминепфть» в акционерное общество открытого типа», в целом поддержав схему, предложенную в Указе Президента РФ № 1403, подтвердило закрепление контрольного пакета акций в республиканской собственности. Однако при этом правительство рекомендовало Верховному Совету рассмотреть возможность передачи половины данного пакета в управление ГП «Роснефть»³.

При создании **Национальной нефтегазовой компании «Саханефтегаз»** основ-

¹ Нефть и капитал. 1995. № 11.

² Деловой мир. 1997. 11–14 апр.

³ Коммерсантъ. 1993. № 34.

ной пакет акций (свыше 80%) был закреплен в республиканской собственности – передан Фонду управления государственным имуществом при Правительстве **Республики Саха (Якутия)**.

Такой порядок распределения контрольного пакета акций и сохранение его в руках республиканских органов власти не изменили качественно состава внешних контрольных структур – последние, как и ранее, остались в основном государственными. Отличие лишь в том, что **произошло понижение уровня государственной собственности и, соответственно, государственных управляющих органов – с уровня Федерации на уровень отдельной республики**. Сохранение контрольных пакетов акций в собственности республик – субъектов Федерации объясняется ролью нефтяных компаний в формировании республиканских бюджетов. Так, например, АО «Башнефть» обеспечило в 1996 г. 48% бюджетных доходов республики. АО «Татнефть» в 1995 г. отдало в натуральной форме (выполняя 15 постановлений правительства республики по отгрузкам нефти для реализации различных программ) почти половину добытой нефти, причем вынуждено было включить ее в объем реализованной продукции и уплатить с нее налоги. В целом компания обеспечивает свыше трети всех республиканских доходов от налоговых сборов¹.

Поэтому в данном случае можно говорить не о появлении нового собственника, а лишь о **создании предпосылок повышения эффективности системы государственного управления и регулирования**. Например, в **Татарстане** впервые в России была применена схема **дифференцированного налогообложения нефтедобычи** – благодаря республиканским льготам в 1995 г. дополнительно было добыто 2,5 млн т нефти. Также во многом благодаря прямой поддержке правительства республики АО «Татнефть» в числе первых российских компаний вышло на зарубежный рынок капиталов, разместив на нем в виде американских депозитарных расписок (ADR) свыше 10% акций².

Однако **создание предпосылок вовсе не означает автоматического повышения эффективности системы государственного управления и регулирования**.

Республике Коми, например, несмотря на значительные усилия по улучшению инвестиционного климата, не удалось стабилизировать добычу нефти и переломить тенденцию ее постоянного снижения. Одна из причин – размытость в определении права собственности на государственный пакет акций, поскольку он был распределен между республикой и Федерацией (последней в середине 1996 г. принадлежало 42,5% акций³).

Необходимо констатировать, что в целом передача части государственных пакетов акций нефтяных компаний в собственность субъектов Федерации, не имеющих возможности (или не сумевших) обеспечить дополнительную защиту (поддержку) полученных прав, не позволила обеспечить стабилизацию (не говоря уже о росте) экономической ситуации в данных компаниях.

Первичное распределение акций среди частных собственников

Первичное распределение акций проводилось по общим единым правилам для всех вновь образованных в процессе акционирования обществ – как отдельных АО, так и нефтяных компаний, сформированных в рамках консолидации (объединения) государственных пакетов акций.

Первичное распределение акций отдельных акционерных обществ, входивших в состав нефтяных компаний, предусматривало следующие пропорции (на примере **АО «Томскнефть»**):

- 38% – закрепление в федеральной собственности (передача либо в управление ГП «Роснефть», либо в уставный капитал нефтяной компании);
- 18,25% – выставление на всероссийский чековый аукцион;
- 10% – распределение по закрытой подписке среди работников предприятия;
- 5% – распределение среди администрации предприятия;
- 21,1% (привилегированные акции) – бесплатное распределение среди работников предприятия;
- 3,75% – продажа на закрытых чековых аукционах малочисленным народам Севера;

¹ Российский нефтяной бюллетень. 1996. № 73; Сегодня. 1997. 28 июня.

² Коммерсантъ-Daily. 1996. 15 февр.

³ Рынок ценных бумаг. 1996. № 9.

- 3,9% (привилегированные акции) – продажа на закрытых чековых аукционах работникам предприятий по транспортировке нефти¹.

Уже при первичном распределении выставленный на чековый аукцион пакет акций (в размере 18,25%) предоставлял инвесторам возможность (скорее, однако, теоретическую) войти в состав внутренних органов управления акционерным обществом. В целом уже на стадии первичного размещения акций (по итогам первых чековых аукционов 1994 г.) выявились две **основные группы собственников**:

- 1) **внешние финансовые институты**, которые приобретали акции с целью последующих спекуляций и получения прибыли от роста курсовой цены в краткосрочной перспективе (инвестиционные компании, чековые инвестиционные фонды);
- 2) **внутренние финансовые институты** (явные – такие, например, как «ЛУКойл-Фонд», и неявные, которые весьма трудно персонифицировать, но которые осуществляли покупку акций за счет средств, ранее полученных от сервисных и торговых операций с материнскими нефтедобывающими и нефтеперерабатывающими предприятиями).

Так, в АНК «ЛУКойл» распределение голосующих акций дочерних акционерных обществ по итогам чековых аукционов выглядело таким образом:

- 61–62% – контрольный пакет компании;
- 3,5–6% – «ЛУКойл-Фонд»;
- 2–3% – ФАРП (Фонд акционирования работников предприятия);
- 6–8% – институциональные инвесторы (в том числе неявные внутренние инвесторы);
- 6,6% – администрация предприятия;
- 11,1–7,6% – мелкие инвесторы (в том числе неявные внутренние инвесторы);
- 13,3% – трудовой коллектив².

Наибольший интерес представляла продажа акций вертикально-интегрированных компаний, поскольку в конечном счете предполагалась консолидация государственных пакетов разрозненных акционерных обществ (с последующим переходом к весьма жест-

кой внутренней структуре управления и распределения финансовых ресурсов). В таких компаниях, как «**ЛУКойл**», «**ЮКОС**» и «**Сургутнефтегаз**», пропорции распределения акций (в соответствии с Указом Президента РФ от 17 ноября 1992 г. № 1403) устанавливались следующие:

- 45% – передача Госкомимуществу;
- 15% – продажа за приватизационные чеки (ваучеры);
- 15% – продажа иностранным инвесторам;
- 25% – продажа на инвестиционных торгах российским инвесторам.

В «**ЛУКойле**» по итогам чекового аукциона в апреле 1994 г. было размещено 12,6% акций компании, в том числе 2,3% – между работниками компании, а 10,3% – среди прочих участников чековых аукционов. В числе крупнейших покупателей оказался инвестиционный банк «**CS First Boston**», который приобрел 2,87% акций компании и 5,5% акций АО «ЛУКойл-Когалымнефтегаз». В течение 1993–1994 гг. в число ведущих акционеров АНК «ЛУКойл» выдвинулась инвестиционная компания «**НИКойл**» (формально не входившая в структуру «ЛУКойла»), которая стала крупнейшим, после государства, держателем пакета акций компании³.

Наиболее жесткая политика контроля над появлением сторонних собственников была предпринята руководством **АНК «Сургутнефтегаз»**. В течение первого этапа приватизации на фондовый рынок попало только 8% акций компании. Сама же компания, используя явных (таких как инвестиционная компания «**Сургутивестнефть**») и неявных внутренних собственников (представляющих интересы как компании в целом, так и ее высших менеджеров), выкупила 47% акций (оставшиеся 45% в тот период были закреплены в государственной собственности)⁴. Вполне очевидна стратегия руководства компании на недопущение новых собственников (которые каким-либо образом могли изменить структуру внешнего и внутреннего контроля) и в конечном счете на сохранение прежней структуры контрольных органов. При размещении на вторичном рынке пакетов акций, принадлежащих компании (как правило, в связи с проведением дополнительных эмиссий), осуществлялась продажа акций мелкими пакетами (с тем

¹ Коммерсантъ-Daily. 1994. 21 янв.

² Коммерсантъ-Daily. 1994. 13 мая.

³ Финансовое дело. 1994. № 18.

⁴ Коммерсантъ-Daily. 1995. № 38.

чтобы сделать ценные бумаги доступными частным вкладчикам и не допустить концентрации значительных пакетов в одних руках). Это привело к тому, что по состоянию на начало 1996 г. акционерами компании являлись 91 тыс. физических лиц и только 111 – юридических (в том числе 12 иностранных)¹.

В значительно меньшей степени контролировали первичное распределение акций другие акционерные общества, такие как «**ЮКОС**» и «**СИДАНКО**», а также зависимые от них акционерные общества. Одна из основных причин – более сложное финансовое состояние данных компаний, которые с начального момента своего создания находились на грани банкротства (и, следовательно, не имели достаточных финансовых ресурсов для обеспечения контроля за первичным распределением пакетов акций). В результате, например, акции **АНК «ЮКОС»** и **АО «Юганскнефтегаз»** в 1993–1995 гг. в значительной мере формировали российский фондовый рынок и служили объектом активных спекулятивных операций. Однако первичное распределение акций также не меняло в целом структуру внутренних и внешних контрольных органов (контрольный пакет оставался в руках государства, а приобретение крупного пакета акций одним собственником было затруднено как ввиду процедур размещения, так и из-за отсутствия на российском фондовом рынке в тот период значительных финансовых ресурсов).

Анализ первичного размещения акций как на уровне отдельных акционерных обществ, созданных в процессе приватизации объединений и производственных предприятий, так и на уровне нефтяных компаний (созданных в процессе консолидации государственных пакетов) показывает, на наш взгляд, следующее:

- стремление прежних контрольных структур сохранить свое доминирующее положение (прежде всего в АНК и АО «Сургутнефтегаз», а также в АНК «ЛУКОЙЛ»);
- применение тактики, направленной на распыление пакетов акций среди мелких акционеров, а также на появление в составе новых собственников внутренних (явных и неявных) институциональных инвесторов.

Таким образом, первичное распределение акций, отличаясь чрезвычайной фрагментацией, в целом было направлено на сохранение созданных ранее структур контроля за собственностью во вновь образованных акционерных обществах и тем самым способствовало упрочению позиций руководителей компаний. А именно: упрочение позиций происходило не только в связи с сохранением положения руководителей в ранее созданных структурах внутреннего контроля, но и в связи с закреплением их позиций за счет получения значительных пакетов акций (фактически около 6–7%), а также участия в собственности новых внешних институциональных собственников.

Глава II.5.

В поисках новой роли государства и нового регулирующего механизма

В рамках современной экономической системы основная, наиболее принципиальная роль государства состоит в обеспечении легальных прав собственности (особенно при изменениях в результате осуществления различных сделок). Как показано Д. Нормом, именно **государством функция защиты прав собственности выполняется для национальной экономики с наи-**

меньшими издержками – государство обладает наибольшими сравнительными преимуществами в осуществлении насилия для обеспечения данной функции (*North, 1990 [9]*).

Выполнение данной функции государства в рамках современных экономических систем во все большей степени предполагает перенесение акцентов с форм прямого участия в хозяйственной деятельности на формы косвенного регулирования. Специфические особенности защиты прав собственности в нефтегазовом секторе

¹ Рынок ценных бумаг. 1996. № 5.

должны, на взгляд автора, достигаться гарантией выполнения законов и норм, направленных как на защиту прав собственности на добытые углеводороды, так и на получение таких прав различными субъектами хозяйственной деятельности (независимо от форм собственности и ряда других отличительных признаков). Вместе с тем специфические особенности защиты прав собственности в нефтегазовом секторе невозможны без наличия общегосударственной системы защиты прав собственности вообще.

II.5.1. Проблемы формирования системы защиты прав собственности

При изменении форм собственности особенно важное значение приобретает обеспечение защиты прав новых собственников, в данном случае – новых акционеров. В нефтяном субсекторе России в течение 1993–1997 гг. возник ряд **конфликтных ситуаций, связанных с несоблюдением прав акционеров** вновь созданных акционерных обществ. Несоблюдение прав акционеров было связано со стремлением руководителей компаний укрепить свои позиции и позиции удобных для них новых собственников (как внешних, так и внутренних).

Так, например, в мае 1994 г. собрание акционеров **АО «Коминнефть»** приняло решение об увеличении уставного капитала компании в 10 раз. Об этом решении не были проинформированы акционеры, владеющие в сумме 20% акций, что значительно ущемило их права, поскольку распределение акций новой эмиссии не было пропорциональным¹

Совет директоров **АО «Сургутнефтегаз»** в октябре 1996 г. принял решение о дополнительной эмиссии акций, за счет которой уставный капитал компании увеличился на 10%. При размещении эмиссии все акции АО «Сургутнефтегаз» были куплены холдингом по номиналу. Всего АО «Сургутнефтегаз» осуществляло изменение уставного капитала в течение периода с мая 1993 г. до конца 1996 г. 12 раз (в основном с целью укрепления позиций руководителей

компании во внешних и внутренних структурах контроля)².

Нарушение прав новых собственников – акционеров компаний осуществлялось преимущественно с целью укрепления структур внутреннего контроля за счет привлечения новых лояльных (по отношению к позиции «инсайдеров» – ведущих внутренних собственников компании) собственников. В целом упомянутые выше конфликтные ситуации не были разрешены удовлетворительным образом (с точки зрения акционеров, нежелательных руководству компании), несмотря на усилия предпринятые государственными органами по регулированию рынка ценных бумаг (прежде всего ФЦКБ – Федеральной центральной комиссией по ценным бумагам).

Приведенные выше примеры свидетельствуют не только о сохранении и упрочении на первом этапе формирования нефтяных компаний системы внутреннего контроля (со стороны менеджеров, и прежде всего их значительное участие в процессе принятия стратегических решений), но также и о невыполнении государством своей важнейшей экономической функции – защиты прав собственности.

В случае получения прав на пользование недрами (для целей как поиска и разведки углеводородов, так и их последующей добычи) основная цель государственного участия – предотвращение монополии на природные ресурсы, а также (там, где не удастся ее избежать) минимизация ее негативных последствий для реализации прав собственности другими хозяйственными единицами. Достигается это посредством лицензирования прав на пользование недрами, а также последующего контроля за использованием полученных прав.

Реализация прав собственности на добытые углеводороды обеспечивается в рамках государственного регулирования получения прав доступа к системе общерайонных инфраструктурных объектов (включая трубопроводы, терминалы, нефтехранилища), а также доступа к рынку реализации произведенной продукции по ценам, обеспечивающим возврат вложенных средств и получение определенного дохода на вложенный капитал. Цены, ценовая политика являются в конечном счете экономическим обобщением направленности государственного регулирования (в том числе и с точки зрения защиты

¹ Российские вести. 1995. 12 авг.

² Сегодня. 1997. 3 июня.

прав собственности на добытые углеводороды).

Все вышесказанное, на наш взгляд, означает, что поиск и **формирование новой роли государства в нефтегазовом секторе связаны с решением таких комплексов проблем**, как:

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

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

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

Как мы выяснили выше (см. часть I), в большинстве случаев прямое участие государства в нефтегазовом секторе связано с тем, что оценка рыночных сил и частной инициативы признается недостаточной для обеспечения важнейших национальных интересов. В условиях переходного периода к числу важнейших национальных экономических интересов относится создание условий и предпосылок для проведения структурной реформы (что предполагает сдерживание темпов инфляции за счет роста цен на энергоресурсы), а также сохранение и поддержание социальной стабильности (что требует значительных финансовых ресурсов). Особая роль нефтегазового сектора в данных процессах обеспечения национальных интересов во многом обусловлена его уникальной способностью аккумулировать финансовые ресурсы.

Поэтому новая роль государства формируется в рамках весьма сложного переплетения таких задач, как:

- обеспечение прав собственности;
- достижение важнейших национальных экономических интересов;

- формирование эффективной производственной структуры в нефтегазовом секторе (за счет ослабления монополии на природные ресурсы и создания стимулов для эффективного функционирования сектора).

II.5.2. || **Формирование системы недропользования**

Система недропользования включает в себя совокупность норм и правил, связанных с предоставлением прав на пользование участками недр, содержащими минерально-сырьевые ресурсы, а также последующее регулирование процесса использования предоставленных прав. Круг проблем и вопросов, которые охватывает система недропользования, весьма широк (см.: Крюков, 1993 [91], Шафраник, Крюков, 1997 [60]).

С точки зрения формирования нового регулирующего механизма представляют интерес такие элементы системы недропользования, как:

- **процедуры предоставления прав на пользование недрами;**
- **характер процедур предоставления прав на пользование недрами** (прежде всего с точки зрения прозрачности и равнодоступности всех потенциальных недропользователей);
- **характер отношений по линии «государство – недропользователь»** (основанный на административных решениях или на отношениях, имеющих контрактную природу).

В течение 1992–1998 гг. в России была сформирована **нормативно-правовая основа предоставления прав на пользование недрами на аукционной (конкурсной) основе**. Были приняты *основополагающие законодательные акты*:

- Закон РФ от 21 февраля 1992 г. «О недрах», а также Закон РФ от 8 февраля 1995 г. «О внесении изменений и дополнений в Закон РФ «О недрах»¹;

- Закон РФ от 30 ноября 1995 г. «О континентальном шельфе Российской Федерации»²;

- Закон РФ от 30 декабря 1995 г. «О соглашениях о разделе продукции»³.

¹ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 10. Ст. 823.

² Собрание Законодательства РФ. 1995. № 49. Ст. 4694.

³ Собрание Законодательства РФ. 1996. № 1. Ст. 18.

Также был принят ряд законодательных и нормативных документов, обеспечивающих ввод в действие данных основополагающих законов. **Тем самым законодательно закреплены:**

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

В целом на начальном этапе формирования системы недропользования была закреплена и реализована **административная система предоставления прав на пользование недрами** (предоставление прав на основе решений административного органа управления с учетом условий, им определяемых). Однако в дальнейшем (в рамках изменений *Закона «О недрах»*, а также *Закона «О соглашениях о разделе продукции»*) были введены **элементы контрактных отношений** по линии «государство – недропользователь». В рамках поправок к *Закону «О недрах»* это коснулось введения в качестве неотъемлемого элемента пакета лицензионных документов соглашения об условиях недропользования. *Закон «О соглашениях о разделе продукции»* заложил основы для перевода всей системы отношений по линии «государство – недропользователь» на договорную (контрактную) основу. **Введение контрактных взаимоотношений** по линии «государство – недропользователь» **представляется чрезвычайно важным** в рамках и условиях реформируемой институциональной структуры в связи с тем, что:

- позволяет **стабилизировать экономические условия освоения и последующей разработки месторождений углеводородного сырья** (поскольку, например, соглашения о разделе продукции определяют динамику раздела добытых углеводородов между договаривающимися сторонами);
- **уменьшает риски потенциальных недропользователей от изменения норм и правил использования прав на пользование недрами** (поскольку госу-

дарство в данном случае, в отличие от административных процедур, обязано выступать также и в роли ответчика);

- **расширяет сферу воздействия процедур недропользования на экономические и социальные процессы**, поскольку соглашения об условиях использования лицензий, например, могут включать достаточно широкий перечень обязательств (см.: *Крюков, Шмат, 1996 [92]*).

Оформление прав на пользование недрами в соответствии с новым законодательством открыло в России реальную возможность не только изменения форм взаимосвязей государства и недропользователей, но также направленного изменения организационной структуры нефтяного субсектора. Всего за период 1992 – первая половина 1997 г. было выдано 2135 лицензий на разработку нефтяных месторождений, в том числе 206 лицензий получили совместные предприятия и только 4 лицензии – зарубежные компании¹.

В течение 1992–1994 гг. основное направление работы по переходу на новые принципы и правила предоставления прав на пользование недрами было связано с переоформлением ранее предоставленных горных отводов (которые в рамках СССР являлись основным документом, удостоверяющим право недропользователя на тот или иной участок недр). Основное стремление нефтедобывающих предприятий (как нефтедобывающих производственных объединений и отдельных производственных предприятий, так и геологических производственных объединений и первых независимых производителей нефти), вполне очевидно, состояло в распространении «суверенитета» на как можно большее число участков недр, содержащих углеводороды. По оценке автора, в **Ханты-Мансийском автономном округе** суммарный перечень месторождений по заявкам недропользователей в 1992 г. охватывал почти весь состав не только разрабатываемых, но и перспективных площадей и структур (в последнем случае претендентами выступали геологические объединения). Так, например, **ПГО «Ханты-Мансийскнефтегазгеология»** во второй половине 1992 г. претендовало на подтверждение прав на пользование недрами по 25 месторождениям, **ПГО «Обьнефтегазгеология»** – соответственно по

¹ Инфо-ТЭК: статистика, документы, факты. 1997. № 8.

20 месторождениям, **ПГО «Красноленинскнефтегазгеология»** – по 23 месторождениям, **ПГО «Мегионнефтегазгеология»** – по 46 месторождениям и т. д.¹

Чтобы сохранить нераспределенный фонд (как основу проведения будущих конкурсов и аукционов и, следовательно, регулирования организационной структуры нефтяного субсектора), в «Положении о порядке лицензирования пользования недрами», также получившем статус законодательного акта, предусматривался порядок предоставления лицензий предприятиям, пользовавшимся недрами до введения нового законодательства в действие².

В целом в предоставлении прав на пользование недрами (в рассматриваемом случае – участками недр, содержащих жидкие углеводороды) выявились следующие позиции:

- **нефтеразведочных и нефтедобывающих предприятий** – получить подтверждение прав на как можно большее число структур и месторождений, в той или иной степени затронутых ранее хозяйственной деятельностью (см. выше пример по производственным геолого-разведочным объединениям);

- **региональных органов законодательной и исполнительной власти** – как можно скорее вступить в права распоряжения фондом расположенных на их территории участков недр, содержащих углеводороды. Основная цель – обеспечить скорейшее поступление бонусов и регулярных платежей в региональные бюджеты (отсюда стремление как можно скорее начать проведение аукционов и конкурсов по предоставлению прав на пользование недрами);
- **федеральных органов власти** – сохранить свое влияние на процессы, связанные с предоставлением прав на пользование недрами.

Подтверждением сказанного о позиции региональных органов власти (в данном случае субъектов Российской Федерации – краев и областей, поскольку республики получили недра в свое полное владение и распоряжение, прежде всего Татарстан и Башкортостан) является опыт проведения конкурсов и аукционов в основном нефтедобывающем регионе – **Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО)**.

О конкурсах и аукционах за право пользования недрами в ХМАО

В течение 1992 – первой половины 1997 г. на территории ХМАО было проведено пять аукционов на получение прав на пользование недрами, по итогам которых были выданы лицензии на разработку 25 месторождений. Всего же на территории ХМАО выявлено 362 месторождения нефти и газа, и из них 12 месторождений (извлекаемые запасы которых превышают 300 млн т) по состоянию на начало 1996 г. обеспечили 80% добычи региона (за все время освоения), а также содержали треть выявленных начальных запасов нефти всех открытых месторождений. При этом только на пяти уникальных месторождениях округа была сконцентрирована половина начальных извлекаемых запасов нефти (по данным Научно-Аналитического Центра рационального недропользования ХМАО). Именно с целью скорейшей реализации предоставленного права распоряжения природно-ресурсным потенциалом территории власти ХМАО на первый же конкурс, объявленный в ноябре 1992 г. – через полгода после вступления в действие Закона РФ «О недрах», выставили 11 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами около 2 млрд. т, причем среди них крупнейшие из неразрабатываемых – Приобское с геологическими ресурсами свыше 2 млрд т и Салымское с запасами около 1 млрд т³. По основным месторождениям по итогам первого конкурса лицензии получили компании, на территориях традиционной деятельности которых эти месторождения располагались.

По ХМАО из 37 лицензий, выданных по результатам конкурсов и аукционов в 1993–1996 гг., только 15 было выдано новым хозяйственным единицам, являющимся независимыми нефтедобывающими компаниями (табл. II.2).

¹ Список предприятий, подавших заявки на получение лицензий в Ханты-Мансийский комитет геологии на 05.11.92 г. — Ханты-Мансийск, 1992.

² **Законодательные акты** по недропользованию: Сб. нормативных актов. Вып. 1. — М.: Роскомнедра, ВИЭМС, 1994.

³ Московские новости. 1993. 6 февр.

Таблица II.2.

**Распределение лицензий по итогам пяти конкурсов-аукционов
на разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений
на территории ХМАО в 1993–1996 гг.**

	I 1993	II 1994	III 1995	IV 1995	V 1996	Всего 1993-1996
Преобразованные государственные предприятия						
• АНК «ЛУКОЙЛ»					3	3
• АНК «ЮКОС»			1	1	1	3
• АНК – АО «Сургутнефтегаз»				3		3
• АО «ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз»				2		2
• АО «Нижневартовскнефтегаз»					1	1
• АО «Тюменьнефтегаз»	1					1
• АО «Черногорнефть»					1	1
• ПО «Тюменьтрансгаз»		2				2
• ПО «Урайнефтегаз»	3					3
• ПО «Юганскнефтегаз»	3					3
Итого по группе компаний:	7	2	1	6	6	22
Независимые нефтедобывающие компании						
• АО «Киришинефтехимэкспорт»		2				2
• АО «Полюс»		1				1
• АО «РИТЭК»		1		1		2
• АО «Эвихон»	2					2
• АОЗТ «Меркурий»		1				1
• АОЗТ «Норд»			1			1
• АОЗТ «Сибинвестнафта»			1			1
• ГОЛОЙЛ					1	1
• КИНЭКС					1	1
• ПГО «Обьнефтегазгеология»	1					1
• СП «Кан-Байкал-Ресорсиз»					1	1
• СП «Сибнефть»				1		1
Итого по группе компаний:	3	5	2	2	3	15
Всего выдано лицензий:	10	7	3	8	9	37

Источники: Московские новости. 1993. 7 февр.; Тюменская правда. 1994. 2 февр.;
Коммерсантъ-Daily. 1995. 26 мая; 1996. 17 дек.; Сегодня. 1995. 27 июня.

На взгляд автора, именно **сочетание целей проведения конкурсов и аукционов** на региональном уровне (скорейшее поступление средств в бюджет) с **формами проведения** (аукционная форма на завершающем этапе при определении победителей) **привело к значительному повышению барьеров входа в нефтяной субсектор новым независимым компаниям и хозяйственным единицам.** Такой подход на региональном уровне

(регионам в целом принадлежала инициатива в подготовке и проведении конкурсов и аукционов в течение всего рассматриваемого периода) во многом был обусловлен специфическими особенностями переходного периода – резкой нехваткой средств для финансирования неотложных социальных задач, острой нехваткой специалистов в области управления природно-ресурсным потенциалом территории (конкурсная система требует более сложных процедур вы-

бора и определения победителей), а также стремлением обеспечить простоту и прозрачность проведения тендеров. Последнее обстоятельство немаловажно, поскольку в рамках конкурсной системы при слабой системе институтов общественного контроля велика вероятность коррупции – принятия решений в интересах наиболее сильных групп влияния.

В целом следует констатировать, что **проведение конкурсов и аукционов по предоставлению прав на пользование недрами не преследовало (в числе прочих целей) целенаправленного формирования новой эффективной производственной структуры в добыче нефти.** Состав участников во многом формировался под влиянием и воздействием чисто рыночной стихии – при наличии достаточных финансовых ресурсов, а также необходимости пополнения фонда запасов углеводородного сырья та или иная компания принимала решение об участии. Такой порядок не гарантировал и не гарантирует преодоления монополии на природные ресурсы и формирования эффективной производственной структуры. Более того, начиная с 1995 г. прослеживается тенденция активизации участия в конкурсах и аукционах вертикально-интегрированных компаний как единых хозяйственных единиц (что в том числе отражает процессы консолидации внутренней структуры компаний – см. в табл II.2 строки по выдаче лицензий на АНК «ЮКОС» и АНК «ЛУКОЙЛ»).

Позиция федеральных органов власти – прежде всего Министерства топлива и энергетики РФ – в области лицензирования прав на пользование участками недр, содержащих углеводороды, в 1992–1997 гг. заключалась в стремлении создать условия для стабилизации добычи. При этом стабилизация добычи понималась в том числе и как создание условий для освоения и ввода в разработку новых месторождений нефти и газа прежде всего существующими объединениями и производственными предприятиями. Цель формирования нового сегмента нефтяного субсектора, состоящего из новых компаний, в числе первоочередных на федеральном уровне, по мнению автора, не рассматривалась.

К таким выводам приводит анализ принятых на федеральном уровне решений:

- по **нефтяному субсектору** – *Постановление Совета Министров – Правительства РФ от 1 марта 1993 г. № 180 «Об обеспечении ввода в эксплуатацию новых*

*нефтяных месторождений в 1993–1995 гг.»*¹;

- по **газовому субсектору** – *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»*².

Основное содержание данных документов состояло в стимулировании ввода в разработку новых месторождений (в том числе мерами фискального характера), но при этом Комитету РФ по геологии и использованию недр предписывалось «принять меры по обеспечению... выдачи нефтедобывающим предприятиям лицензий на пользование недрами...» (Постановление № 180). Список месторождений, по которым предполагалось принять меры по обеспечению выдачи лицензий, в соответствии с решением правительства включал 179 месторождений («Перечень нефтяных месторождений, введенных в 1992 г. и вводимых в эксплуатацию в 1993–1995 гг.»³). Тем самым из сферы регулирования исключалось весьма значительное число новых месторождений. Всего в России по состоянию на начало 1996 г. было открыто 1946 нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, из которых 1093 разрабатывались – около 9% всего фонда открытых месторождений, причем наиболее подготовленных к освоению и разработке (Двуреченский, 1996 [93]).

Подобные решения были ориентированы на стимулирование производственной деятельности только государственных предприятий (объединений) и предприятий с контрольным пакетом акций, принадлежащих государству. Поэтому данные решения значительно сузили возможности привлечения новых независимых добывающих компаний и использования политики в области лицензирования прав на пользование недрами для формирования эффективной производственной структуры.

Как показали дальнейшие события, создание государственным предприятиям условий преференциального доступа к недрам не оказало практически никакого влияния на динамику ввода новых нефтяных месторождений. По программе предполагалось ввес-

¹ Собрание Законодательства РФ. 1993. № 10. Ст. 840.

² Ведомости Совета Народных депутатов и Верховного Совета РФ. 1992. Ст. 1272.

³ Бизнес МН. 1993. 2 мая.

ти 179 нефтегазовых месторождений. Однако по состоянию на начало 1996 г. из-за отсутствия средств у пользователей недр намечалось обустройство только 74 месторождений, а фактически же на начало 1996 г. работы были выполнены на 19 месторождениях и при этом из-за нехватки капиталовложений начатые работы были прекращены на 20 месторождениях. По данным Минтопэнерго РФ, в течение 1995–1996 гг. не ввели ни одного нового месторождения в компаниях **«Славнефть»**, **«Варьеганнефтегаз»**, **«Сибнефть»**, **«Когалымнефтегаз»**, **«Тюменьнефтегаз»** (Шафраник, Крюков, 1997 [60]). Причина неэффективной реализации принятых правительством мер не только в отсутствии внимания к тем аспектам лицензионной политики, которые направлены на формирование эффективной производственной структуры, но и в наличии конкуренции и несогласованности усилий государственных институтов (так, выполнение *Постановления № 180* не было поддержано Минфином в части применения стимулирующих мер фискального характера).

В целом в рассматриваемом периоде – 1992–1997 гг. – акцент в рамках новой системы лицензирования был сделан на ее формирование и создание условий доступа недропользователей к участкам недр. Возможности, имеющиеся в рамках данной системы, для формирования и поддержания эффективной производственной структуры (с точки зрения как экономических результатов освоения и разработки, так и использования более современных технологических решений) использовались в очень незначительной степени. При этом основные усилия со стороны органов государственного управления были направлены на поддержку созданных ранее хозяйственных единиц (акционерных обществ, созданных в процессе приватизации производственных объединений и предприятий). К таким выводам приводит анализ правительственных решений, а также реализованных на практике схем проведения конкурсов–аукционов на предоставление прав на пользование недрами.

II.5.3. Создание условий недискриминированного доступа

Реализация новых форм взаимодействия хозяйственных единиц, основанных на контрактах и экономически обоснованных пред-

почтениях, в немалой степени зависит от возможности доступа к инфраструктурным объектам. Обычно в этой связи рассматривают прежде всего обеспечение прав доступа к системам магистральных трубопроводов. Особенности экономической ситуации в России в переходном периоде (сравнительно низкая эффективность реализации нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке и особенно низкая платежеспособность потребителей) стимулировали включение в перечень инфраструктурных объектов прежде всего экспортных терминалов (с точки зрения общего уровня тарифов на транспортировку до потребителей на внешнем рынке) и связанных с ними магистральных трубопроводов.

Однако **регулирование прав доступа к эффективным направлениям реализации добытой нефти и произведенных нефтепродуктов** решает только одну из наиболее важных проблем хозяйственных единиц – проблему выхода на внешний рынок и, следовательно, выполнения обязательств по соответствующим контрактам.

Не менее важным с точки зрения формирования эффективной производственной структуры является **обеспечение доступа к объектам общерайонной инфраструктуры в районах добычи нефти** (дорогам, межпромысловым нефтесборным коллекторам, товарным паркам), а также к **мощностям по переработке нефти, хранению и сбыту произведенных нефтепродуктов**. Важность данных условий определяется резко возрастающим удельным весом мелких месторождений и залежей, расположенных в удаленных районах, и необходимостью в этой связи расширения сегмента нефтяного субсектора, представленного неинтегрированными нефтедобывающими компаниями.

Магистральный транспорт жидких углеводородов в России в целом может быть разделен на три отдельные части: нефтесборные трубопроводы, магистральные нефтепроводы и магистральные нефтепродуктопроводы. В бывшем СССР система магистрального транспорта нефти входила в состав «Главтранснефти» и рассматривалась как «единая технологическая система». Важнейшей экономической особенностью системы магистрального транспорта нефти в рамках системы централизованного планирования и управления (см. выше) было выполнение приемо-сдаточных функций, т. е. транзакций, связанных с получением нефти

от производителей и с последующим распределением по направлениям переработки и экспорта.

В 1991 г. семь региональных объединений по транспорту нефти были объединены в ассоциацию «**Транснефть**», которая впоследствии была преобразована в акционерное общество со 100-процентным пакетом акций в руках государства.

Начиная с января 1992 г. «Транснефть» приняла основные принципы открытого доступа к системам магистральных трубопроводов, а также перешла на предоставление услуг по транспортировке на **тарифной основе**.

Нефтеборные коллекторы рассматриваются как элемент технологической инфраструктуры и принадлежат компании-лицензиару прав на освоение и разработку месторождения.

В рамках проекта Закона «О нефти и газе» (который был отклонен Президентом РФ из-за его отраслевой направленности) рассматривались только проблемы доступа к системам магистрального транспорта газа, в то время как проблемы межпромысловых коллекторов и продуктопроводов не затрагивались вовсе. Направленность проекта Закона «О нефти и газе» – регулирование доступа прежде всего оперирующих компаний (в первую очередь вертикально-интегрированных), а не создание условий (таких как обеспечение доступа к межпромысловым коллекторам) для формирования новых компаний.

Начиная с 1992 г. было определено, что «Транснефть» предлагает транспортные услуги на основе тарифов, которые до 1996 г. утверждало Министерство финансов, а затем – Федеральная энергетическая комиссия.

В условиях затяжного экономического кризиса, связанного с переходом к новой экономической системе, система магистрального трубопроводного транспорта стала выполнять функцию генератора доходов федерального бюджета (точнее, функцию рент-коллектора). Выполнению такой функции способствовали принятый порядок расчетов за услуги и система государственного установления тарифов. В результате АО «Транснефть» стало, начиная с 1993 г., одним из наиболее стабильных и значительных плательщиков в государственный бюджет. При этом если в 1992–1995 гг. стабильность и уровень поступлений обеспечивались за счет обычных налоговых платежей, то начи-

ная с апреля 1996 г. они стали обеспечиваться и за счет отчислений от тарифов – так называемого «дифференцированного сбора с дифференцированного тарифа», который варьировал от 9% до почти 26%¹. В 1997 г. в тариф также было предложено включить и уплату... акциза.

В правительственных документах было продекларировано, что «использование системы магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и терминалов в морских портах с целью вывоза нефти и нефтепродуктов за пределы таможенной территории Российской Федерации осуществляется с учетом их пропускной способности и обеспечения поставок на внутренний рынок, исходя из принципа равнодоступности, пропорционально объемам добычи (переработки) нефти и нефтепродуктов» («Основные условия использования системы магистральных нефтепроводов, нефтепродуктопроводов и терминалов в морских портах для вывоза нефти, нефтепродуктов за пределы таможенной территории Российской Федерации» – Приложение к Постановлению Правительства РФ от 31 декабря 1994 г. № 1446²).

Хотя в нормативных документах и был продекларирован равный доступ всех производителей к системе магистральных нефтепроводов, вместе с тем поставки нефти в рамках межправительственных соглашений или специальных программ получили приоритет (а в конце 1997 г. и с целью погашения долгов перед государственным бюджетом – см.: Постановление Правительства РФ от 2 сентября 1997 г. № 1130 «О распределении дополнительных объемов транспортировки нефти на экспорт»³). Право приоритетного доступа к системе магистральных трубопроводов и терминалов для вывоза нефти на экспорт было предоставлено предприятиям с участием иностранного капитала и геолого-разведочным предприятиям. Последним было разрешено «в виде исключения поставлять в 1996–2000 гг. за пределы таможенной территории Российской Федерации... все количество нефти, добываемой и сдаваемой АО «Транснефть» геолого-разведочными организациями...» (Постановление Правительства РФ от 19 сентября 1996 г. № 1120 «О дополнительных мерах по реализации Федеральной про-

¹ Нефть и капитал. 1996. № 10.

² Собрание Законодательства РФ. 1995. № 2. Ст. 162.

³ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 36. Ст. 4194.

граммы развития минерально-сырьевой базы РФ на 1994–2000 гг. и стабилизации геолого-разведочных работ»¹).

В 1995 г. **Минтопэнерго РФ** приняло решение о закреплении за определенными нефтяными компаниями функции «координации поставок нефти на экспорт» по различным направлениям. Тем самым был проведен раздел основных зарубежных направлений между крупнейшими российскими компаниями². В конечном счете картелизация зарубежных направлений осложнила работу для мелких и средних компаний.

В целом формирование нового регулирующего механизма в части обеспечения недискриминированного доступа производителей и покупателей нефти и продуктов ее переработки, как представляется автору, также в малой степени было связано с формированием эффективной производственной структуры (т. е. с созданием условий и предпосылок для прибыльного инвестирования в проекты, связанные с добычей и переработкой). Основные принятые решения были связаны с регулированием доступа к эффективным экспортным направлениям. При этом регулирование осуществлялось преимущественно в интересах вертикально-интегрированных компаний и предприятий с участием иностранного капитала (при этом также не всех, а располагающих значительной поддержкой со стороны правительств своих стран – так, как это имело место в случае ряда СП с участием американских партнеров, имевших поддержку межправительственной комиссии «Гор–Черномырдин»).

Значительная часть аспектов, таких как доступ к межпромысловым трубопроводам, объектам транспортной инфраструктуры, мощностям по переработке, не были затронуты и должным образом представлены.

Отсутствие гарантий недискриминированного доступа к мощностям по переработке подтолкнуло, по мнению автора, ряд компаний (таких, например, как самостоятельное арендное предприятие «**Черногор-нефть**» (АНК «СИДАНКО») или **АО «Архангельскгеология»** – затем АО «Архангельскгеолдобыча» (АНК «ЛУКойл»)) войти в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний.

II.5.4. Обеспечение права собственности на добытые углеводороды

Реализация права собственности нефтедобывающих компаний на добытые углеводороды относится к числу наиболее важных и принципиальных проблем создания экономических предпосылок трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики. При ограничении реализации прав собственности на добытые углеводороды компании в общем случае не только утрачивают стимулы к дальнейшему развитию производственной деятельности, но в конечном счете и прекращают ее.

Особенность ситуации в нефтяном секторе в 1991–1997 гг. в области обеспечения прав собственности на добытые углеводороды (после уплаты налогов и других обязательных платежей) состояла в сохранении в течение всего указанного периода контрольного пакета акций большинства в прошлом государственных предприятий в руках государства. При этом **интересы государства как ведущего собственника компаний вошли в явное противоречие с интересами государства как института общественной власти**. В первом случае государство должно быть заинтересовано в экономически благополучном состоянии дел в компаниях, а во втором – в увеличении поступлений и платежей на цели, связанные с реализацией общегосударственных задач.

Весьма ярким примером последнего случая является, например, *Распоряжение Президента РФ от 1 августа 1992 г. № 413-рп «О неотложных мерах по обеспечению нефтепродуктами первоочередных государственных нужд»*. Данным документом разрешалось «*направлять не менее 90% вырабатываемых нефтепродуктов на государственные нужды через систему нефтепродуктообеспечения*»³.

В целом **политика государства в области реализации компаниями прав собственности на добытые углеводороды характеризовалась чрезвычайной противоречивостью мер и шагов:**

с одной стороны, постепенное расширение прав компаний в распоряжении добытыми углеводородами;

¹ Собрание Законодательства РФ. 1996. № 40. Ст. 4656.

² Сегодня. 1995. 13 мая.

³ Экономическая газ. 1992. № 33.

с другой стороны, сохранение и трансформация форм дополнительного изъятия части добытых углеводородов.

Расширение прав, сначала государственных предприятий, а затем и акционерных компаний с государственным участием, **на добытые углеводороды происходило в следующих формах:**

- увеличения доли добытых углеводородов, которые могут быть реализованы на свободном рынке (при условии выполнения государственного заказа) – в 1990–1991 гг.;
- расширения рамок свободного ценообразования (которые в 1993 г. формально были сняты вовсе) при продаже нефти и нефтепродуктов;
- предоставления льгот и преференций для нефти, добытой из сложных и трудных для освоения и разработки залежей, – разрешения аренды как отдельных скважин, так и отдельных участков и целых месторождений с последующей реализацией нефти на свободном рынке (либо по повышенным ценам);
- постепенного уменьшения доли государственных поставок по низким ценам также и неэффективным и неплатежеспособным потребителям.

Вместе с тем ограничение прав предприятий и компаний на добытые ими углеводороды сопровождалось периодической сменой форм обязательных неэффективных поставок.

- **В 1990–1994 гг.** – в форме государственного заказа (поставок нефти и нефтепродуктов на общегосударственные цели). Например, **ПО «Юганскнефтегаз»** было обязано в соответствии с государственным заказом добыть 41,2 млн т нефти, однако при этом государственный заказ был обеспечен материальными ресурсами только на... 19%, за счет договоров, заключенных непосредственно ПО без участия государства¹. В течение 1993–1994 гг., например, государством разрешалась свободная продажа нефти по определенным квотам – 20% могли реализовать нефтяные компании, а 80% направлялось на реализацию в соответствии с государственным заказом².

- **В 1992–1996 гг.** – широкое применение форм товарного кредитования государством поставок различным категориям «социально значимых» потребителей (как внутри страны, например для нужд сельского хозяйства, так и вне – по линии межгосударственных соглашений, особенно в рамках СНГ). К числу отличительных особенностей данной формы кредитования необходимо отнести невозвратность. Например, сложное финансовое положение АНК «ЮКОС» в рассматриваемый период было в значительной мере обусловлено невозвратностью средств за отгруженные нефтепродукты областям Нечерноземья и Центральной России. На поставки сельскому хозяйству и армии по АО «Юганскнефтегаз» в 1993 г. пришлось около одной трети не оплаченных потребителями нефтепродуктов³. Отдельные области стремились сохранить такое положение – в марте 1994 г., например, вышло постановление Администрации Брянской области, предусматривавшее поставки нефтепродуктов к посевной без предоплаты⁴. В целом по состоянию на начало 1996 г. около половины всех не выплаченных нефтяными компаниями налогов бюджетам всех уровней было обусловлено именно данной особенностью товарного кредитования⁵. По состоянию на начало 1995 г. АО «Юганскнефтегаз» не получило оплату за 16,3 млн т нефти, поставленной различным потребителям в 1993–1994 гг. Сумма неоплаты составила 1,8 млрд дол.⁶
- Сохранялись на высоком уровне поставки на экспорт для государственных нужд и по линии межправительственных соглашений. В 1993 г. «**Сургутнефтегаз**» по просьбе и под гарантии правительства **Казахстана** поставил на Шымкентский НПЗ более 400 тыс. т нефти для проведения уборочной компании, однако по состоянию на конец 1995 г. было возвращено менее 15% причитающихся средств⁷. Только в 1996 г. экспорт нефти для госнужд превысил 45 млн т – в данном случае торговые компании (экспортеры) осуществляли закупку нефти у производителей по внутренним ценам и продавали по внешнеторговым ценам,

¹ Тюменские известия. 1992. 19 марта.

² Нефтяник (Нижеварттовск). 1994. 12 янв.

³ Российская газ. 1993. 27 марта.

⁴ Коммерсантъ-Daily. 1994. 5 апр.

⁵ Сегодня. 1995. 28 дек.

⁶ Деловой мир. 1996. 4–10 окт.

⁷ Финансовые известия. 1995. 17 нояб.

что в конечном счете означало вновь до-тирование нефтяными компаниями государства, поскольку тем самым были уменьшены потенциальные поступления от экспорта.

Двойственная позиция государства в реальном обеспечении прав компаний с его участием на добытые углеводороды привела к изменениям в организационной структуре нефтяного субсектора. А именно: компаниями с государственным участием было создано значительное число фирм, работающих в сфере осуществления различных трансакций вне государственного сектора – как чисто торговых (по торговле нефтью, продуктами ее переработки и по закупке оборудования), так и сервисных (осуществляющих широкий спектр услуг производственно-технического назначения – таких как ремонт бездействующих скважин, аренда отдельных участков месторождений с целью совершенствования технологий интенсификации добычи нефти, выполнения научно-технических работ и др.). Сфера действия данных фирм и компаний (при значительном ослаблении форм и методов государственного контроля) – реализация экономических преимуществ, предоставленных частным компаниям (таких, например, как большая степень свободы в 1992–1993 гг. в реализации так называемой «дополнительной» нефти, добытой из выведенных из бездействия скважин). В частности, в 1992 г. Минтопэнерго РФ выдало нефтедобывающим объединениям гарантии на дополнительную поставку нефти на экспорт в течение 1992–1994 гг. для оплаты работ по выводу из бездействия простаивающих скважин в объеме 8,3 млн т, в том числе 4,1 млн. т – для расчета с инофирмами (Крюков, Токарев, 1993 [94]).

Например, в 1992 г. **ПО «Нижневартовскнефтегаз»** заключило соглашение о передаче в аренду НПО (научно-производственному объединению) **«Тюменьнефтегаз»** Орехово-Ермаковского месторождения для проведения на нем работ с использованием передовых технологий добычи. Такой шаг дал НПО «Тюменьнефтегаз» в том числе и возможность реализовать нефть по повышенной цене, что было предусмотрено *Постановлением Правительства РФ от 17 февраля 1992 г. № 23 «О неотложных мерах по нормализации положения в нефтяной и газовой промышленности республики»* («...в целях стимулирования применения новых методов повышения нефтеот-

дачи пластов разрешить научно-производственным объединениям «Термнефть», «Нефтеотдача», «Тюменьнефтегаз» реализовать по свободным ценам весь объем добываемой нефти»). Тем самым была создана возможность передачи части дополнительной выручки объединению «Нижневартовскнефтегаз» (в том числе и в виде арендной платы).

Весьма отчетливо причины создания мелких и средних фирм в сфере реализации нефти и нефтепродуктов видны на примере **ПО «Башнефть»** – «...в связи с тем, что в 1992 г. потребители нефти прекратили оплату поставляемой продукции, «Башнефть» начала испытывать катастрофические проблемы с финансовыми ресурсами. Возникла **необходимость** создать специализированные фирмы, занимающиеся сбытом сырья... Учредителями фирмы стали «Башнефть» и несколько физических лиц... » (из свидетельских показаний бывшего замдиректора по экономическим вопросам «Башнефти»¹).

Широкое распространение малых и средних фирм на рынках различных трансакционных услуг, по мнению автора, было обусловлено:

- сохранением достаточно длительное время двойственного статуса собственности акционированных государственных предприятий и невозможностью реализации в их рамках экономических интересов «групп влияния» («инсайдеров», представляющих высших управляющих и тесно связанных с ними владельцев торговых фирм);
- нехваткой у бывших государственных предприятий навыков и опыта по ведению трансакционных операций в изменившихся экономических условиях;
- сохранением разной степени свободы организационных структур, созданных в процессе акционирования государственных предприятий и вновь созданных вне государственного сектора.

Отмеченные выше причины – одно из объяснений явления неплатежей, широко охватившего российскую экономику в первой половине 90-х гг. Как следует из материалов доклада *«О причинах неплатежеспособности предприятий и мерах по ее устранению»*, «неплатежеспособные предприятия отличает большая легкость получения чистых доходов, чем получается у платежеспособных... Неплатежеспособность – не свойство экономической среды, а свойство

¹ Коммерсантъ-Daily. 1996. 15 дек.

предприятий»¹. Легкость получения доходов и подразумеваемые выше свойства предприятий прежде всего связаны с наличием «окружения» из мелких и средних фирм в сфере осуществления трансакций. С данным объяснением корреспондирует оценка феномена неплатежеспособности как результата незавершенности рыночных реформ и преобразований в экономике России – прежде всего с точки зрения определения состава эффективных собственников приватизируемых предприятий.

По мере приближения экономических и правовых условий функционирования компаний с государственным участием и полностью частных компаний деятельность последних была переориентирована в сферу реализации различных форм и методов уклонения от уплаты налогов (что во многом также объясняется чрезмерно высоким уровнем налогообложения нефтегазового сектора). Подобное заключение, например, было сделано специалистами одного из управлений государственной налоговой службы².

По мнению автора, именно неопределенность будущего статуса собственности нефтяных компаний – прежде всего с контрольным пакетом в руках государства или без него – обусловила **широкое распространение** создания компаниями с государственным участием **фирм, осуществляющих отдельные трансакционные операции не только в торговой и сервисной сферах, но также и в финансовой сфере**. Так, например, в октябре 1995 г. на совещании руководителей **АО «Юганскнефтегаз»** было отмечено, что *«тяжелейшая финансовая ситуация во многом обусловлена недальновидной политикой его руководства, которое осуществляло неэффективные долгосрочные финансовые вложения, неумело распоряжалось валютными средствами... заработанная в первом полугодии 1995 г. балансовая прибыль в размере 534 млрд руб. была использована на сумму 1432 млрд руб.»*³.

В конечном счете двусмысленность государственной политики по обеспечению прав собственности на добытые углеводороды в сочетании с усилением «инсайдерского» контроля (при отсутствии механизмов внешнего контроля, например со стороны рынка

капиталов) существенным образом повлияла на трансформацию институциональной структуры нефтяного субсектора, что привело к формированию **достаточно широкого «окружения» из мелких и средних фирм, «угнетающих» материнские нефтяные компании с участием государства**. Одним из основных финансовых источников возникновения и существования подобных компаний явились доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов. Согласно данным, приведенным начальником Главного управления валютного контроля Центрального Банка РФ в Госдуме на парламентских слушаниях, в 1992 г. половина всей экспортной валютной выручки России оставалась за границей, что составляло 20% ВВП. В 1993 г. экспорт из России в страны дальнего зарубежья достиг 41 млрд дол., но на счета экспортеров поступило всего 25 млрд дол. В 1994 г. при экспорте в 51 млрд дол. валютная выручка, поступившая на счета экспортеров, равнялась уже 48 млрд дол. – т. е. утечка составила только 3 млрд дол.⁴ В 1996 г. невозврат валюты в таможенную зону РФ по нефтяным и нефтепродуктовым экспортным контрактам сократился до 1,13 млрд дол.⁵

Изменить ситуацию могло не только формирование новых эффективных собственников, но и ясность и определенность новой роли и задач государства в регулировании нефтяного субсектора.

II.5.5. Новая роль государства – разрозненные шаги или целенаправленная стратегия?

Если в 1990–1992 гг. основным содержанием дискуссий (и вытекающих из них решений законодательных и исполнительных органов власти СССР и РФ) относительно роли государства в регулировании нефтяного субсектора была ориентация на сохранение прямого участия в собственности, то затем, в 1992–1994 гг. (и в целом по 1997 г. включительно), преобладающим содержанием стала ориентация на преимущественное использование форм и методов косвенного регулирования (как тарифного, так и нетарифного, а также широкого использования различных форм фискального воздействия).

¹ Российская газ. 1994. 24 сент.

² Финансовые известия. 1997. 16 сент.

³ Тюменская правда. 1995. 26 окт.

⁴ Коммерсантъ-Daily. 1996. 18 апр.

⁵ Коммерсантъ-Daily. 1997. 10 июля.

Основным лейтмотивом деятельности государства в 1992–1994 гг. стало проведение широкомасштабного (всеохватывающего) акционирования и частичной приватизации объединений и производственных предприятий нефтяного субсектора.

Внимание к вопросам определения новой роли государства в нефтяном субсекторе стало усиливаться по мере завершения компании по акционированию и первому этапу приватизации (первичному размещению акций вновь созданных акционерных компаний, как вертикально-интегрированных, так и компаний, охватывающих отдельные звенья – от поиска и разведки до добычи, переработки и реализации нефтепродуктов).

Наиболее важные вопросы, на которые предстояло дать ответ, по мнению автора, состояли в следующем:

• **в краткосрочном промежутке времени (в ближайшие один-три года) –**

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

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

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

степень прямого участия государства в собственности частично приватизированных нефтяных компаний;

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

состав и система органов государственного регулирования и управления нефтяным субсектором.

Перечень **документов**, которые должны были дать ответы на перечисленные выше вопросы, весьма значителен, но основными из них, по мнению автора, являются:

• **в области управления государственной долей собственности в акционерных компаниях в целом –**

Указ Президента РФ от 10 июля 1994 г. № 1200 «О некоторых мерах по обеспечению государственного управления экономикой»¹;

Постановление Правительства РФ от 10 февраля 1994 г. № 96 «О делегировании полномочий Правительства Российской Федерации по управлению и распоряжению объектами федеральной собственности»²;

Постановление Правительства РФ от 1 июля 1996 г. № 777 «О назначении представителей Российской Федерации по управлению пакетами акций акционерных обществ топливно-энергетического комплекса»³;

• **в области оценки места и роли государства в энергетическом секторе (включая вопросы государственного регулирования) –**

«Концепция энергетической политики России в новых экономических условиях»⁴;

«Энергетическая Стратегия РФ»⁵;

Указ Президента РФ от 7 мая 1995 г. № 472 «Об основных направлениях энергетической политики и структурной перестройки топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на период до 2010 г.»⁶;

Концепция «Энергетического Кодекса РФ»⁷;

«Новая Энергетическая политика России» (под общей редакцией Ю. К. Шафраника);

• **в области определения места и роли государства в регулировании непосредственно нефтяного субсектора –**

Указ Президента РФ от 1 апреля 1995 г. № 327 «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний»⁸;

«Концепция управления нефтяным комплексом России» (Минтопэнерго РФ, 1994)⁹.

¹ Собрание Законодательства РФ. 1994. Ст. 700.

² Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1994. № 8. Ст. 593.

³ Собрание Законодательства РФ. 1996. № 28. Ст. 3393.

⁴ Бизнес МН. 1992. № 34.

⁵ Бизнес МН. 1994. 19 янв.

⁶ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 19. Ст. 1739.

⁷ Бизнес МН. 1994. 19 янв.

⁸ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 15. Ст. 1284.

⁹ Коммерсантъ-Daily. 1994. 14 мая; Коммерсантъ. 1994. 27 сент.

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

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

- **назначения должностных лиц** (в основном из числа руководителей Минтопэнерго) представителями РФ по доверительному управлению закрепленными в федеральной собственности пакетами акций (с тем чтобы способствовать принятию решений, направленных на стабилизацию финансово-экономического положения и выполнение соответствующих обязательств перед государством, а также на повышение эффективности управления);
- **заключения ежегодных производственных контрактов между Минтопэнерго и нефтяными компаниями** (с достаточно детальным перечислением обязательств компаний нефтяного субсектора перед правительством).

Однако уже в 1996 г. Государственный комитет по управлению имуществом (ГКИ) пришел к заключению, что в большинстве случаев эффективность работы института назначаемых представителей государства из числа служащих в акционерных компаниях чрезвычайно низка¹. В связи с этим ГКИ в качестве альтернативы было предложено перейти к представлению интересов государства в органах управления акционерных обществ на договорной основе (что, вполне понятно, встретило противодействие со стороны отраслевых министерств)².

Содержание производственных контрактов иллюстрирует дискуссия между **Минтопэнерго РФ** и **АО «Транснефть»** при обсуждении условий на 1997 год. В центре внимания оказались такие положения, как

расширение объема предоставляемой компанией информации, отражение утвержденных ранее министерством схем работы магистральных нефтепроводов и потоков нефти, осуществление контроля за качеством нефти на НПЗ и проч.³

В целом и **институт представителей государства, и перевод отношений по линии «государство – нефтяная компания» на контрактную основу не позволили достичь поставленных целей**, таких как стабилизация финансово-экономического положения и повышение эффективности управления. Основные причины кроются, по мнению автора, в неопределенности позиции государства в области регулирования нефтяного субсектора, а также множественность и противоречивость целей и задач, реализуемых различными органами исполнительной власти (что не позволило государству гарантировать и обеспечить стабильность контрактных условий). Переход на преимущественно контрактную форму отношений предполагает стабильную не только нормативно-правовую среду, но и экономические условия реализации обязательств сторон, о чем в течение 1992–1997 гг. говорить не приходилось (см. ниже главу II.6), а также наличие культуры соблюдения контрактов (на что требуется весьма длительный период времени).

На уровне государственной политики в рамках «Энергетической стратегии РФ» было продекларировано в качестве основной цели формирование эффективной системы государственного регулирования, основанной преимущественно на методах косвенного государственного регулирования энергетического рынка. Последнее, по мнению Минтопэнерго РФ, должно включать ценовую и налоговую политику, формирование конкурентной среды, принятие законодательства, регулирующего отношения субъектов рынка между собой и с органами государственного управления. При этом формирование конкурентной среды в ТЭК должно осуществляться в результате разгосударствления предприятий преимущественно путем акционирования, создания новых частных и акционерных структур. Весьма противоречивым является положение о том, что «предоставляя определенные преимущества мелкому и среднему бизнесу, государство одновременно станет поощрять образование крупных интегрированных энергокомпаний...».

¹ Изложение доклада начальника управления федеральным имуществом ГКИ РФ (Деловой экспресс. 1996. 27 окт.).

² Коммерсантъ-Daily. 1996. 30 окт.

³ Коммерсантъ. 1996. № 52.

В дальнейшем в рамках «*Основных направлений энергетической политики Российской Федерации на период до 2010 г.*» вопросы соотношения прямого участия государства и косвенных методов регулирования, да и в целом новой роли государства, были отражены во многом аналогичным образом. А именно: было отмечено, что:

«Энергетическая политика Российской Федерации осуществляется путем: регулирования на федеральном и региональном уровнях цен (тарифов)...;

формирования энергетического рынка и создания конкурентной среды...;

совершенствования налоговой политики;

поддержки строительства важнейших объектов...».

Следует отметить, что во всех государственных документах, определяющих контуры энергетической политики России, акцент сделан на регулирование цен и тарифов, а также на формирование конкурентной среды – «*главным образом путем разгосударствления предприятий ТЭК преимущественно через акционирование...»*. При этом «*в целях поддержания в переходный период управляемости ТЭК необходимо сохранение в государственной собственности контрольных пакетов акций вновь создаваемых в рамках программы приватизации акционерных обществ и компаний»* («Новая Энергетическая политика России»).

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

Ни один из документов 1992–1995 гг. не предусматривал в явном виде полный уход государства из сферы прямого участия в ТЭКе, т. е. полное разгосударствление и приватизацию. С данным заключением корреспондирует мнение, высказанное председателем Комитета по собственности, приватизации и хозяйственной деятельности Государственной Думы **С. В. Бурковым**: «*сегодня в России нет общего направления в реформировании*

*собственности. Вряд ли можно считать, что для этого достаточно программы приватизации, которая действует на основе указа президента и поэтому не совсем легитимна...»*¹. «Уход» государства от прямого участия в нефтяном субсекторе в явном виде формулировался только в программе приватизации и, как мы увидим далее, в планах работы Госкомимущества на каждый предстоящий год.

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

Одновременно с подготовкой документов, определяющих новую роль государства в ТЭКе, велась проработка специфических положений, связанных с регулированием **нефтяного субсектора**.

Принципиальным шагом явились подготовка и выход в свет *Указа Президента РФ от 1 апреля 1995 г. № 327 «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний»*². В первоначальном варианте данный документ готовился, начиная с середины 1994 г., в пакете с другими документами – «*Концепцией управления нефтяным комплексом России»* и проектом *Постановления правительства «О преобразовании ГП «Роснефть» в акционерное общество открытого типа «Российская нефтяная компания»*.

Один из проектов последнего документа, в частности, предусматривал:

- передачу в уставный капитал АО «Роснефть» ряда закрепленных в федеральной собственности пакетов акций;
- выполнение АО «Роснефть» ряда функций в качестве агента Правительства РФ, таких как представление интересов РФ в соглашениях о разделе продукции и реализации государственной доли углеводо-

¹ Сегодня. 1995. 4 авг.

² Собрание Законодательства РФ. 1995. № 15. Ст. 1284.

родов; координация и организация финансирования общетраслевых программ, коммерческое управление закрепленными в государственной собственности акциями ряда АО.

Статус и место АО «Роснефть» оказались в центре дискуссий о направлениях дальнейшего реформирования организационной структуры нефтяного субсектора и в более широком контексте – роли и месте государства в данном субсекторе экономики. Рассматривалось **два полярных подхода к концепции управления нефтяным комплексом**:

- 1) при наличии **Российской национальной нефтяной компании**, выполняющей широкий круг функций в качестве агента правительства;
- 2) без АО «Роснефть» с последующей передачей госпакетов всех компаний, переданных ей в управление, в уставные капиталы ранее созданных нефтяных компаний.

Первый подход встретил сопротивление со стороны руководителей ранее созданных нефтяных компаний, которые публично выступили против создания могущественного конкурента. Основным аргумент – придание проектируемой РННК функций государственного регулирования в сочетании с выполнением функций производственно-коммерческой компании. Поэтому создание РННК на базе ГП «Роснефть» приведет к образованию супермонополии, которая, пользуясь статусом агента правительства, будет иметь различные льготы и привилегии, что в конечном счете разрушит формирующийся в России конкурентный рынок¹. Второй подход вызвал возражения со стороны руководства ГП «Роснефть».

В итоге был принят вариант, ориентированный на формирование на базе ГП «Роснефть» нефтяной компании, аналогичной прочим компаниям (правда, с правом реализации государственной доли углеводородов в соглашениях о разделе продукции). Воспользоваться данным правом АНК «Роснефть» не успела – 3 февраля 1998 г. вышел в свет Указ Президента РФ № 221 «О мерах по подготовке к продаже акций ОАО «Нефтяная компания «Роснефть»², который лишил компанию данного права (наряду с другими правами, такими как доверительное управление закрепленными в госсобственности пакетами акций ряда предприятий, а

также выполнение функций гензаказчика по научно-исследовательским работам). Данный шаг был предпринят в связи с приватизацией компании. На момент приватизации ОАО «Роснефть» ни один из проектов на основе соглашений о разделе продукции не был в числе реально действующих, т. е. обеспечивающих добычу нефти.

Основными положениями проекта «Концепции управления нефтяным комплексом страны» (в части определения новой роли государства) были следующие:

- ориентация на создание крупных хозяйствующих субъектов на рынке нефти и нефтепродуктов в виде вертикально-интегрированных компаний, а также сохранение сложившихся производственно-технологических связей;
- определение основными субъектами хозяйственной деятельности и объектами государственного регулирования в нефтяном комплексе вертикально-интегрированных нефтяных компаний;
- создание достаточного количества крупных производителей продукции и услуг производственно-технического назначения, образуемых путем консолидации акций отдельных предприятий;
- формирование системы государственного регулирования.

Система государственного регулирования нефтяного субсектора, представленная в рассматриваемом документе, включала в себя:

- управление недропользованием в области углеводородов;
- управление федеральной собственностью;
- различные формы технологического и экологического контроля;
- лицензирование видов деятельности в нефтяном субсекторе;
- регулирование естественных монополий;
- налоговую, кредитную и ценовую политику;
- оказание форм прямой поддержки отдельным предприятиям.

Значение данного документа заключается прежде всего в предпринятой попытке систематизации и оценки роли и места различных форм государственного регулирования (а следовательно, и новой роли государства). **Впервые среди форм и методов государственного регулирования было упомянуто недропользование**, однако без отражения его роли в формировании эффективной производственной структуры и поддержании конкурентной сре-

¹ Сегодня. 1994. 30 авг.

² Российская газ. 1998. 5 марта.

ды в субсекторе. На принципиальный вопрос о соотношении форм прямого участия и косвенного регулирования деловой активности в нефтяном субсекторе этот документ также не давал ответа.

В результате из всего круга проблем, связанных с государственным регулированием нефтяного субсектора, были выделены... **проблемы текущей деятельности нефтяных компаний.** Основной акцент в Указе Президента РФ № 327 был сделан на создание дополнительных условий реализации нефтяными компаниями прав собственности на контрольные пакеты акций в дочерних акционерных обществах. Достаточная мягкость бюджетных ограничений (наличие значительного числа льгот и преференций – см. ниже), а также ослабление форм государственного контроля при отсутствии форм внутрикорпоративного контроля и управления привели к тому, что почти все дочерние общества осуществляли в 1993–1995 гг. свою деятельность в рамках компаний по большей части формально, а фактически (с точки зрения выхода на различные виды рынков) – вполне независимо. Внешние побудительные мотивы интеграции усилий (ввиду мягкости бюджетных ограничений) отсутствовали. Именно поэтому государство, следуя ранее выбранному преимущественному направлению – формированию в рамках нефтяного субсектора 10–15 мощных вертикально-интегрированных компаний, сконцентрировало усилия на их укреплении.

Таким образом, в середине 1995 г. **фактически все вопросы государственно-го регулирования** и (тем самым) определения и формирования новой роли государства **были сведены к усилению внутрикорпоративных интеграционных процессов в рамках вертикально-интегрированных компаний.**

В окончательном виде Указ Президента РФ № 327 предусматривал:

- 1) заключение контрактов на поставку нефти и нефтепродуктов по государственной линии только с нефтяными компаниями или с независимыми от них юридическими лицами;
- 2) обязательность согласования заявок на право пользования недрами по зависимым АО с материнскими нефтяными компаниями;
- 3) упрощенный порядок осуществления дополнительных эмиссий акций нефтяными компаниями для осуществления трансферта акций зависимых АО;

4) учреждение АО «Российская нефтяная компания» и выполнение последней функций обеспечения реализации государственной доли углеводородов в соглашениях о разделе продукции;

5) уточнение функций Минтопэнерго в части заключения производственных контрактов и контрактов на поставки углеводородов для федеральных государственных нужд и т. д.

Таким образом, работа и дискуссии, длившиеся с мая 1994 г. по март 1995 г., не дали прямых ответов на вопросы, связанные с новой ролью государства в регулировании нефтяного субсектора. Вместе с тем в конечном счете была подтверждена приверженность направлению на формирование вертикально-интегрированных компаний, сделан акцент на преимущественные формы взаимодействия по линии «государство – вертикально-интегрированная компания». Также в неявном виде был подчеркнут курс на проведение дальнейшей приватизации созданных в процессе акционирования нефтяных компаний. Однако при этом «ход приватизации определялся не столько экономической целесообразностью сколько возможностями, которые оставляла политическая борьба» (из доклада председателя Госкомимущества на заседании правительства)¹.

Рассмотренные выше документы и решения в целом позволяют заключить, что **новая роль государства в регулировании нефтяного субсектора в России** в 1992–1997 гг. состояла:

- в стремлении перенести акцент с форм прямого участия на формы и методы косвенного регулирования;
- в преимущественной ориентации на регулирование деятельности крупных вертикально-интегрированных компаний при слабом внимании к вопросам становления и развития независимых и неполностью интегрированных хозяйственных единиц нефтяного субсектора.

При этом основные особенности реализации новой роли государства состояли в том, что имели место:

- значительная асинхронность процессов акционирования и приватизации с формированием эффективной системы косвенного регулирования;
- недооценка роли и места лицензионной политики в формировании эффективной производственной структуры, а также ре-

¹ Известия. 1997. 9 апр.

гулирования доступа к объектам общерайонной инфраструктуры.

Реализация регулирующих функций на федеральном уровне была возложена на весьма значительное число ведомств, между которыми существует достаточно острая институциональная конкуренция за приоритет в их реализации. Например, в вопросах косвенного (ценового, налогового и тарифного) регулирования нефтяного субсектора сталкивались позиции таких ведомств, как **Минтопэнерго, Федеральная энергетическая комиссия (ФЭК), Министерство финансов, Министерство внешнеэко-**

номических связей (МВЭС); в вопросах доверительного управления государственной собственностью – **Минтопэнерго, ГКИ, Минэкономики;** в вопросах недропользования – **Минтопэнерго, Министерство природных ресурсов, Администрации субъектов Федерации** и т. д.

В целом следует заметить, что формирование новой роли государства происходило во многом под влиянием определяющего направления трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора – акционирования и последующего разгосударствления и приватизации.

Глава II.6.

Ценообразование и налогообложение – ключевые направления трансформации

Проведенный выше анализ процессов изменения форм государственного регулирования в процессе трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики (см. выше – часть I) показал, что цены, ценовая политика всегда являются центром противоречий и находятся в фокусе преобразований. Опыт России в 1992–1997 гг. в полной мере подтверждает эту достаточно общую особенность.

Результаты опросов, проведенных сотрудниками Института мировой экономики и международных отношений (ИМЭМО РАН) в 1994–1995 гг. (под руководством зав. сектором **Беляновой**), об изменении причин поведения предприятий также показывают, что главной движущей силой процесса была не приватизация предприятий, а либерализация цен и демонтаж прежней системы распределения ресурсов в экономике¹.

II.6.1.

Особенности либерализации ценообразования в нефтяном субсекторе

Цены, ценообразование на топливно-энергетические ресурсы с самого начала проведения реформ оказались в центре

дискуссий вокруг стратегии реформирования всей экономической системы.

Позиция сторонников введения свободных цен состояла в том, что:

- подобный шаг позволит обеспечить самофинансирование ТЭКа;
- увеличит и облегчит получение налогов и поступление доходов в бюджет;
- сделает систему изъятия экономической ренты более прозрачной и тем самым позволит уменьшить скрытые процессы перераспределения и уменьшить злоупотребления в этой сфере;
- создаст стимулы для энергосбережения и в конечном счете будет способствовать реальному изменению структуры экономики.

Позиция оппонентов состояла в том, что либерализация цен приведет к усилению инфляции, а в последующем и к банкротству потребителей. При этом российская экономика будет лишена естественного конкурентного преимущества – низких цен на энергоносители (региональная специфика российской экономики предполагает повышенное энергопотребление, и поэтому нельзя ориентироваться на существующую практику ценообразования в странах с рыночной экономикой) и т. д.

Между тем, в то время как происходили дискуссии о повышении (или либерализации) цен на энергоносители в смежных отраслях, производителям комплектующих материалов и оборудования цены фактически были либерализованы.

¹ Сегодня. 1996. 18 февр.

По данным за 1991 г. индекс цен производителей продукции по промышленности составил 3,4; индекс цен на производство проката сортового – 4,3; труб нефтепроводных электросварных – 6,0, в то время как индекс цен на нефть – 2,6; на газ природный – 1,9 и т. д. (рис. II.4). Столь сильно возросший ценовой диспаритет значительно ухудшил финансовое состояние нефтяного субсектора и, как результат, его техническое состояние. Только в Западной Сибири фонд простаивающих скважин в ожидании подключения к нефтесборным коллекторам (в основном из-за отсутствия труб) к началу 1991 г. превысил трехтысячный рубеж, что означало недополучение почти 12 млн т нефти ежегодно¹. Предпринимавшиеся в течение 1990–1991 гг. попытки разового изменения цен ситуацию не изменили, равно как и разовые разрешения по использованию части выручки от экспорта для решения текущих производственных и социальных нужд.

В этих условиях в начале 1992 г. было начато поэтапное (регулируемое) повышение цен на нефть и нефтепродукты – вышли в свет *Указ Президента РФ от 3 декабря 1991 г. № 297 «О мерах по либерализации цен»*², а затем и *Постановление Правительства РСФСР от 19 декабря 1991 г. № 55 «О мерах по либерализации цен»*³. На первоначальном этапе были установлены предельные коэффициенты повышения государственных цен (по нефти, конденсату и природному газу коэффициент равнялся 5). Это означало, например, повышение на первом этапе государственной цены на нефть с 70 до 350 руб. за тонну.

С этого момента процесс либерализации цен на нефть и нефтепродукты продолжался почти три года – до февраля 1995 г., когда были отменены ограничения на уровень рентабельности в нефтяном субсекторе в целом (включая как добычу, так и переработку нефти). При этом **регулирование непосредственного уровня цен на нефть и нефтепродукты все больше заменялось регулированием уровня налогов в цене нефти и нефтепродуктов, а также уровня тарифов на перекачку по системам магистральных трубо-**

проводов и экспортных пошлин (до отмены последних в 1996 г.).

В феврале 1992 г. были также увеличены квоты – с 10–20 до 40% – предприятиям-производителям на свободную продажу по свободным ценам нефти и нефтепродуктов. Очевидно, что наличие в экономике двух уровней цен (государственных фиксированных и свободных биржевых) поставило потребителей в неравное положение.

С точки зрения формирования организационной структуры нефтяного субсектора наличие двух уровней цен создало предпосылки для формирования фирм и компаний в сфере осуществления трансакций, связанных прежде всего с продажей нефти по свободным ценам. Последнее, при ослаблении государственного контроля за производственно-финансовой деятельностью государственных производственных предприятий и объединений, способствовало накоплению в негосударственном секторе значительных финансовых ресурсов (особенно на зарубежных счетах экспортеров).

В мае 1992 г. был осуществлен переход от периодического пересмотра фиксированных государственных цен на нефть и газ (которые, однако, в первой половине года повышались трижды) к более гибкому их регулированию (*Постановление Правительства РФ от 18 мая 1992 г. № 318 «О государственном регулировании цен на энерго-ресурсы, другие виды продукции и услуг»*⁴). Был установлен нижний предельный уровень цен на нефть и газ, при превышении которого производители уплачивали специальный налог (по прогрессивной шкале) в Фонд ценового регулирования (ФЦР) Минфина РФ. Одновременно для всех продавцов (и всех форм продаж) был установлен верхний предельный уровень цен, превышение которого считалось «нарушением государственной дисциплины цен».

Почти одновременно была отменена дифференциация цен на нефть и нефтепродукты.

С осени 1992 г. отменяется верхний предел цен при исчислении специального налога в ФЦР и снижается прогрессия налогообложения. Цены на нефть и нефтепродукты были ограничены предельным уровнем рентабельности у производителей (50% – в нефтедобыче, 10–20% – в нефтеперерабатывающей промышленности). Одновременно

¹ Российская трибуна. 1990. 15 нояб.

² Ведомости Совета Народных Депутатов и ВС РСФСР. 1991. № 52. Ст. 1878.

³ Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 1/2. Ст. 8.

⁴ Российская газ. 1992. 20 мая.

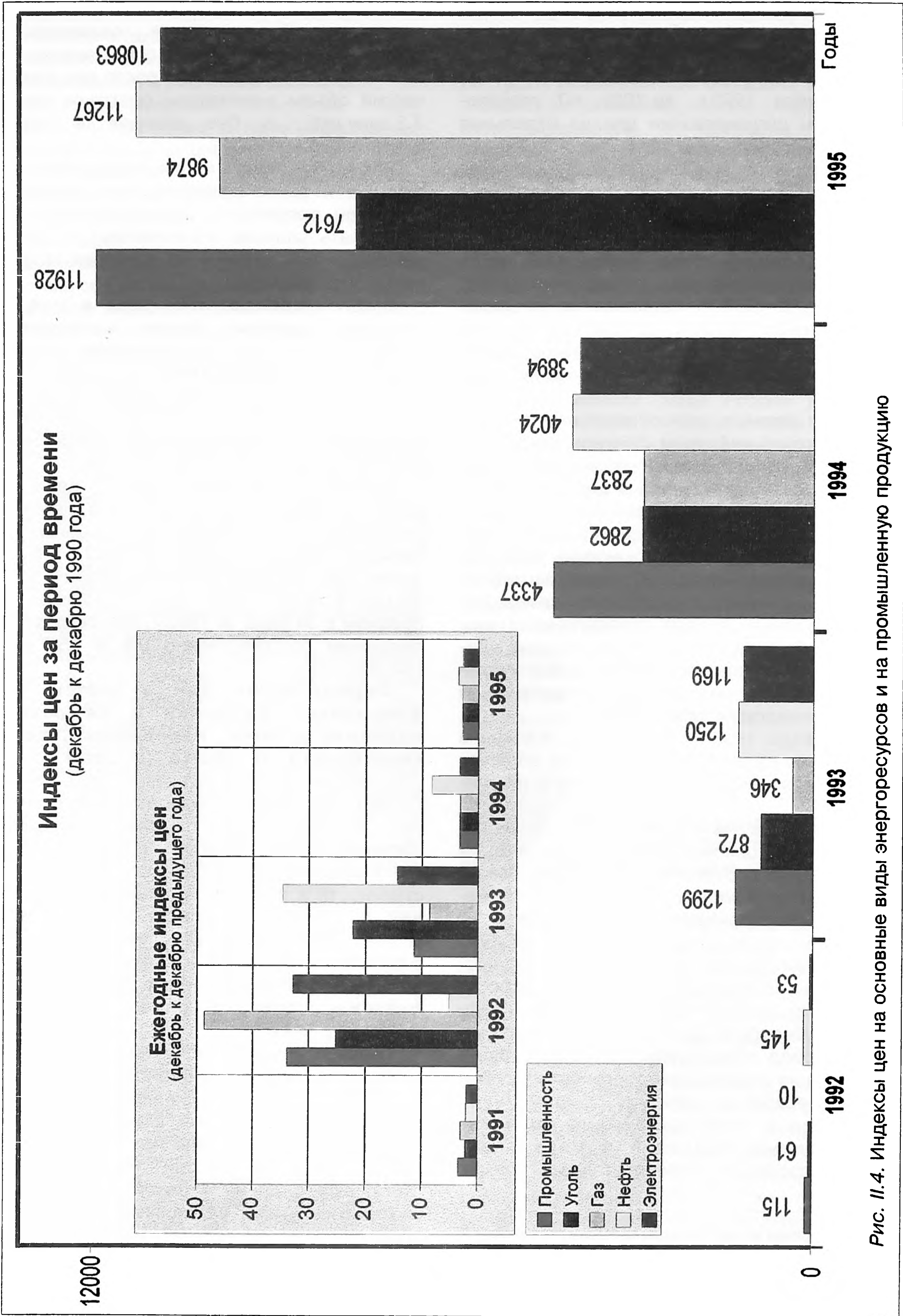


Рис. II.4. Индексы цен на основные виды энергоресурсов и на промышленную продукцию

осуществляется переход на договорные цены между нефтедобывающими и перерабатывающими предприятиями (в соответствии с Указом Президента РФ от 17 сентября 1992 г. № 1089 «О государственном регулировании цен на отдельные виды энергоресурсов»¹).

В целом перечисленные выше решения заложили подход к построению **«формулы цены»** в меняющихся экономических условиях – **издержки производителей по всей цепочке плюс некоторый уровень рентабельности** (темпы роста которого в 1992–1995 гг. сдерживались государством) **плюс налоги** (по той причине, что значительная часть налогов имела своей базой валовой доход, а не прибыль – см. ниже).

Такая формула ценообразования в условиях высокой инфляции стимулировала производителей нефти, нефтепродуктов и природного газа закладывать в цены не только издержки, но также и инфляционные ожидания. В результате уже осенью 1992 г. издержки в нефтяном субсекторе достигли уровня предельных цен. Это вновь заставило правительство предпринять повышение базового уровня цен для определения отчислений в ФЦР Минфина РФ (при отмене максимально допустимого уровня и значительном снижении нормативов отчислений в фонд ценового регулирования).

В январе 1993 г. снова была повышена максимальная цена реализации, не облагаемая отчислениями в фонд ценового регулирования.

В конечном счете в июле 1993 г. отчисления в фонд ценового регулирования были отменены (в соответствии с Указом Президента РФ от 9 апреля 1993 г. № 441 «О мерах по упорядочению ценообразования на нефть и продукты ее переработки на 1993 год»²). Тем самым – через полтора года после начала либерализации цен – государство отошло от регулирования их уровня в нефтяном субсекторе. Функция регулятора цен в этот период сохранялась только за ограничениями на уровень рентабельности в добыче и переработке нефти.

Насколько значительной была **доля инфляционных ожиданий в цене** реализуемой продукции, позволяет судить пример

АО «Сургутнефтегаз». В 1994 г. объем реализованной продукции планировался здесь на уровне 5,3 трлн руб., однако по причине более медленного роста цен фактический объем реализации составил только 3,3 трлн руб., а без акцизов и НДС – 2,4 трлн руб.³

Как можно видеть из вышесказанного, на внутреннем рынке в качестве сдерживающих рост цен регуляторов предполагалось использовать сначала ограничения на общий уровень цен, а затем и ограничения на уровень рентабельности.

В целом **ценовая политика в нефтегазовом секторе была направлена прежде всего на сдерживание темпов инфляции в экономике**. Повышение цен происходило в основном тогда, когда издержки на добычу и транспорт нефти приближались к установленным предельным уровням регулирующих параметров.

Начиная с сентября 1992 г. цены на нефть и нефтепродукты росли в целом с опережением по отношению к ценам по промышленности в целом. В 1992 г. общий индекс цен в промышленности увеличился в 20 раз, в то время как цены на топливо – в среднем в 34 раза. В 1993 г. эти показатели составили соответственно 9,9 и 15,7 раза (см. рис. II.4)

Формирование цен с учетом инфляционных ожиданий и на основе издержек добычи, переработки, транспортировки и сбыта (в связи как с ухудшением качества сырьевой базы, так и с резким старением производственного аппарата и сохранением прежней внутренней организационной структуры в рамках нефтяных компаний, двусмысленного статуса собственности и роста по этой причине издержек на стадиях реализации произведенных углеводородов), а также с учетом **налогообложения доходов** – все это **не могло не войти в противоречие с динамикой платежеспособного спроса на внутреннем рынке**.

Ограниченность используемой акционерными обществами нефтяного субсектора ценовой политики, связанной с затратной схемой ценообразования, впервые в полной мере проявилась в конце лета 1993 г. Нефтяной субсектор России тогда впервые столкнулся с давно забытой проблемой – **затовариванием**, вызванным низким пла-

¹ Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 12. Ст. 929.

² Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1993. №15. Ст. 1247.

³ Бизнес МН. 1995. 24 мая.

тежеспособным спросом. В числе основных причин этого были:

- затратная и инфляционная модель ценообразования в нефтяном субсекторе;
- макроэкономическая политика государства (см. ниже о налогообложении), направленная на достижение финансовой стабильности;
- проблема реализации прав собственности на добытые и произведенные углеводороды;
- двусмысленный статус собственности вновь созданных акционерных обществ, что усилило перераспределительные процессы в пользу «угнетающих» частных фирм.

В связи с отмеченным выше представляется справедливой точка зрения **Е. Сабурова**: «...та цена, которая в действительности деньгами платится за тот или иной товар, это и есть реальная цена. Таким образом, смысл сегодняшних неплатежей и сегодняшнего бартера совершенно не классический. Это не неплатежи и не бартер, а это экзотические способы снижения цены и вывода ее на равновесный уровень...»¹.

Весной 1995 г. более 6 млн т нефти не находили сбыта из-за отсутствия свободных емкостей по хранению (все резервные емкости АО «Транснефть» оказались заполненными). В этой связи АО «Транснефть» ограничило прием сырья и нефтяники стали останавливать скважины². Расширить емкость внутреннего рынка в этой ситуации могло бы снижение цен на нефть. Однако это возможно было осуществить либо за счет уменьшения налоговой составляющей, либо за счет снижения издержек. Снижение издержек – длительный процесс, а невыплата налогов связана с дополнительными штрафными санкциями. Результатом данной ситуации явился рост неплатежей за поставленную нефть и отгруженные нефтепродукты.

В феврале 1995 г. было принято решение о полной либерализации цен на нефть и нефтепродукты, что выразилось в отмене нормативов предельной рентабельности. В этот период последние не оказывали практически никакого воздействия на уровень цен. Например, за период с января по октябрь 1994 г. рентабельность по добыче нефти, нефтепереработке и реализации нефтепродуктов составила по **АНК «ЛУКОЙЛ»** соответственно 5; 12 и 56% (при предельных нормативах рентабельности в

50; 10–20 и 35% соответственно). Средняя же рентабельность по АНК составила 12%³.

Отход от формирования цен с учетом растущих инфляционных ожиданий в 1996 г. сказался на снижении темпов роста цен. В этом отразилось, в частности, влияние макроэкономической политики, направленной на сдерживание инфляции (*Брагинский и др., 1997 [95]*).

Двусмысленность статуса собственности усилила интенсивность перераспределительных процессов по направлению финансовых ресурсов от нефтяных акционерных компаний с государственным участием к другим секторам экономики и другим собственникам (см. выше – п. II.5.4 – данные об экспортных доходах, оставленных за пределами таможенной зоны России в 1992–1994 гг. и в 1996 г.). Индикатором степени интенсивности перераспределительных процессов может, по мнению автора, служить также динамика неплатежей.

В конечном счете резкое **нарастание неплатежей в сочетании с невозможностью резкого увеличения поставок нефти на экспорт заставило нефтяные компании изменить стратегию ценовой политики** и своего экономического поведения. Именно по этой причине в марте 1994 г. **АНК «ЛУКОЙЛ»** заморозила цены сроком на три месяца, аналогичный шаг в апреле предприняла **АНК «ЮКОС»**⁴.

II.6.2. Налоговая политика государства – решающий фактор изменения цен

Либерализация ценообразования сопровождалась изменением системы налогообложения нефтяного субсектора. Важнейшая особенность данных изменений состояла в **возрастании роли и значения специальных налогов, присущих только нефтегазовому сектору**.

В рамках данных изменений, начиная с 1992 г., нефть и газ в России были отнесены к подакцизным товарам, в то время как во всем мире такую функцию выполняют нефтепродукты и продукты переработки углеводородного сырья. В соответствии с Законами РФ «Об акцизах» и «О недрах», Указом

¹ Финансовые известия. 1997. 28 окт.

² Коммерсантъ-Daily. 1994. 26 апр.

³ Финансовые известия. 1995. 2 февр.

⁴ Известия. 1994. 19 марта; 28 апр.

Президента РФ от 14 августа 1992 г. был введен **акцизный сбор на нефть и газ**, добываемые из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками (как форма изъятия экономической ренты), с зачислением его в доход федерального бюджета. Одновременно были введены **платежи за право пользования недрами и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы** (последние являются во многом «переходящей» от прежней «социалистической» системы формой аккумуляирования средств на проведение геолого-разведочных работ).

В течение 1993–1997 гг. механизм формирования акциза состоял в установлении средней по отрасли ставки с последующей ее дифференциацией по предприятиям. Это весьма красноречиво показывает **фискальную природу данного налога**, совершенно не связанную с фактической доходностью и финансовыми возможностями конкретных предприятий. Причем дифференциация акциза по предприятиям производилась в зависимости от текущих затрат предприятия, что, естественно, также провоцировало их на повышение затрат.

Примечательно, что установление и сбор акцизов в нефтегазовом секторе России начиная с 1996 г. (после отмены экспортных пошлин) были поручены не органам государственного управления фондом недр, а чисто финансовым учреждениям, таким, например, как Государственный таможенный комитет (ГТК). Тем самым правительство поручило сбор одного внутреннего налога сразу двум организациям – Госналогслужбе и ГТК.

Фискальная ориентация системы налогообложения объясняет причину, по которой отмена отчислений в Фонд ценового регулирования в первой половине 1993 г. была «компенсирована» увеличением средней ставки акциза с 18 до 24%, а в 1996 г. отмена экспортных пошлин была «возмещена» увеличением акцизных сборов. В том же году был введен **акциз на... транспортировку нефти** (в нарушение действующего законодательства) с основной целью – обеспечить сокращение дефицита государственного бюджета. Свойством данного налога является зависимость его величины от дальности перекачки нефти, что не имеет ничего общего с декларированным в *Законе «О недрах»* рентным характером данного вида налогов (Ежов, 1998 [96]).

В результате в ценообразовании на нефть и продукты переработки сложилась ситуация, при которой налоговая составляющая (ввиду налогообложения преимущественно дохода, а не прибыли) стала одним из основных элементов цены. При этом продажа нефти и нефтепродуктов по ценам ниже цен с учетом налоговой составляющей была недопустима, так как это вело к возникновению дефицита средств на выплату... налогов (что, в свою очередь, могло привести и приводило к росту просроченной задолженности перед государственным бюджетом).

Следует отметить, что специальные налоги, прежде всего налог на сверхприбыль, в большинстве нефтедобывающих стран мира выполняют не столько фискальные функции – изъятие рентного дохода, сколько играют очень важную регулирующую роль (с точки зрения поддержания необходимого уровня деловой активности – прежде всего вовлечения в рентабельное освоение и разработку сложных и удаленных объектов и месторождений). Переходный характер экономической системы в России наложил дополнительные функции на налоговое регулирование, такие как сдерживание темпов роста цен на нефть и газ и преобладающее выполнение чисто фискальных функций. Подтверждением этому является как уровень установленных налогов, так и отрыв их уровней от геологических, технологических и финансовых условий функционирования нефтедобывающих компаний, а также игнорирование спросовых ограничений на внутреннем рынке.

Поэтому начиная с осени 1992 г. система налогообложения стала одним из основных факторов ценообразования в нефтегазовом секторе (табл. II.3). В целом в налогооблагаемую базу в России в течение 1992–1997 гг. были включены расходы, относимые в международной практике на себестоимость. В результате налог на прибыль стал налогом на доход и вполне мог составить более 100% прибыли. Как следует из табл. II.3, удельный вес различных отчислений увеличился в цене нефти (без НДС) с 17% в 1991 г. до 69% в 1992 г., при этом удельный вес специальных налогов в нефтяном субсекторе увеличился соответственно с 6 до 56%. В целом в 1993 г. средняя российская нефтяная компания должна была платить в качестве налога 64% ее дохода, что приводило к тому, что компании не имели прибыли и несли убытки в среднем на

16% (не считая административных издержек). Налоги поглощали более 100% прибыльности компаний. Более того, поскольку 75% из этих налогов было основано на до-

ходах (а не на прибылях) компаний, то уменьшающаяся прибыльность производства никак не облегчала налоговую участь (оценки Всемирного Банка¹).

Таблица II.3. Удельный вес различных налогов в цене нефти (без НДС), %

	Декабрь соответствующего года				
	1991	1992	1993	1994	1995
Затраты на производство	83	31	41	50	49
Общие налоги	6	13	19	15	26
Специальные налоги	12	56	40	35	25
Прибыль в распоряжении предприятий	7	Н. д.	Н. д.	Н. д.	1

И с т о ч н и к : Минтопэнерго РФ – отчеты за разные годы.

Налогообложение стало не только главным ценообразующим фактором, но и основным барьером на пути реализации новых технологических схем добычи нефти и газа на действующих месторождениях, а также реализации новых капиталоемких проектов – освоение и разработка почти 60% фонда нефтяных месторождений России стали нерентабельными при таком уровне налогообложения (Ежов, 1998 [96]).

В 1995 г. фактически было внесено в бюджеты всех уровней и в государственные внебюджетные фонды 53% выручки нефтедобывающих предприятий (хотя для нормальной работы они должны составлять 25–35%).

Фискальное, негибкое (с точки зрения учета горно-геологических особенностей освоения и разработки нефтегазовых месторождений) налогообложение также оказало значительное влияние на экономическое поведение хозяйственных единиц в нефтяном субсекторе (и в целом в экономике) – стали широко применяться различные формы и схемы минимизации выплат (включая и просто неуплату налогов в государственный бюджет). Например, в 1994 г. в нефтяном субсекторе было собрано лишь около 30% запланированных акцизных сборов. В сочетании с задержками оплаты счетов (неплатежами) за выполненные работы и предоставленные услуги и с нелегальным оборотом наличных денег в сфере расчетов это образует весьма специфическую картину движения денежных средств в нефтяном субсекторе и нефтегазовом секторе в целом (рис. II.5).

С 1996 г. началось формирование некоторых элементов системы гибко-

го налогообложения, прежде всего поиск способов учета при определении ставок акцизов различий в горно-геологических и экономико-географических условиях разработки нефтегазовых месторождений (как это и было ранее предусмотрено Законом РФ «О недрах»). В частности, Правительством РФ 6 ноября 1996 г. было принято постановление № 1321 «О проведении экономического эксперимента по стабилизации финансового состояния акционерного общества «Оренбургнефть», которое предусматривало подготовку предложений «об установлении с учетом проведения эксперимента ставки акциза на добываемую нефть акционерным обществом «Оренбургнефть», предусматривающей сохранение средне-взвешенной ставки акциза на нефть, добываемую по отрасли в целом»². Тем самым, с одной стороны, было положено начало работе по дифференциации акцизов, а с другой стороны, подчеркнута сохранение фискальной направленности их взимания в рамках нефтяного субсектора. При проведении данного эксперимента, по согласованию с Минэкономики, Минфином и Государственной налоговой службой (ГНС) РФ, правительство снизило для уральской добывающей компании ставки акцизов с 61,7 тыс. руб./т до 10 тыс. руб./т³.

Только в феврале 1998 г. вышло в свет Постановление Правительства РФ от 2 февраля 1998 г. № 165 «Об утверждении методики дифференцированных ставок акциза на

¹ Сегодня. 1995. 21 окт.

² Собрание Законодательства РФ. 1996. № 46. Ст. 5260.

³ Сегодня. 1997. 17 янв.



Рис. II.5. Реальные и мнимые денежные потоки в нефтегазовом секторе современной России

нефть, включая газовый конденсат». В основу дифференциации ставки акциза по отдельным месторождениям был положен учет отклонений от средневзвешенной ставки акциза (по стране в целом), обусловленных горно-геологическими особенностями, стадией разработки месторождения, региональными различиями в заработной плате и различиями в транспортном тарифе¹.

Весьма значительное влияние система налогообложения оказала и на формирование и изменение организационной структуры в нефтяном субсекторе – подтолкнула процессы консолидации материальных и финансовых потоков во вновь организованных компаниях (что стало приводить к превращению центральных органов компаний в центры прибыли и финансового управления), а также привела к росту малых фирм и компаний, обеспечивающих различные схемы минимизации налоговых платежей.

II.6.3. Происходит ли ужесточение бюджетных ограничений?

Я. Корнаи было выделено «пять условий, наличие которых обеспечивает жесткость бюджетного ограничения:

- экзогенные цены;
- жесткая система налогообложения;
- отсутствии безвозмездной государственной поддержки;
- отсутствии возможности получения кредита;
- невозможность внешних финансовых вложений» (Корнаи, 1990 [20]).

Именно данные условия обеспечивают ситуацию, при которой неплатежеспособное предприятие рано или поздно разорится. В условиях жестких бюджетных ограничений в период кризиса одни фирмы поправляют свое финансовое положение, другим это не удается сделать и их ожидает банкротство. В целом в российской экономике эта схема в 1991–1997 гг. не действовала. **Угроза банкротства не являлась реальностью для российских предприятий**, в том числе и для предприятий нефтяного субсектора экономики. Именно в силу этого обстоятельства своевременное погашение долгов не стало в рассматриваемый период их приоритетной задачей.

Характерной особенностью политики ценообразования в рассматриваемый период явилось то, что цены в значительной мере определялись с учетом и на основе динамики издержек производителей и их инфляционных ожиданий. С этой точки зрения цены нельзя считать экзогенными.

В свою очередь, системы налогообложения и формирования тарифов отличались достаточной жесткостью. Однако при этом имели место как определенные формы государственной поддержки (например, в части экспортных льгот совместным предприятиям и при выполнении работ по выводу из бездействия простаивающих скважин), так и возможности получения кредитов – как на внутреннем рынке, так и на внешнем (например, по линии и в рамках межправительственных соглашений – так называемые реабилитационные займы Всемирного Банка в 1992–1994 гг.). Немаловажно и то, что государство, являясь в 1993–1996 гг. крупнейшим акционером нефтяных компаний, «направляло» причитающиеся ему дивиденды на «развитие производства». Например, по **АНК «ЛУКОЙЛ»** последние составили по итогам 1994 г. около 17 млрд руб. (6 млн дол.)².

Отмеченное выше позволяет утверждать, что **бюджетные ограничения не являлись абсолютно жесткими, равно как и не могли уже быть в полной мере отнесены к мягким** (т. е. определяемым только ресурсами). О переходном характере системы ограничений говорит постепенное **усиление значения фактора платежеспособного спроса**.

Первый раз с **проблемой сбыта** нефтяной субсектор столкнулся в конце лета 1993 г. Например, **ПО «Нижневартовск-нефтегаз»** по состоянию на 1 июля 1993 г. имело в трубопроводах свыше 1300 тыс. т непроданной нефти – НПЗ отказывались покупать нефть из-за трудностей со сбытом мазута³. В конечном счете данную проблему в тот период удалось решить увеличением экспорта мазута, а также благодаря осеннему возрастанию спроса на котельно-печное топливо. В дальнейшем, начиная с 1994 г., ужесточение финансовой политики правительства, замедление темпов инфляции обусловили еще более значительное сокращение платежеспособного спроса и вызвали резкий рост неплатежей. В этой ситуации,

¹ Российская газ. 1998. 19 февр.

² Сегодня. 1995. 22 апр.

³ Нефтяник (Нижневартовск). 1993. 7 авг.

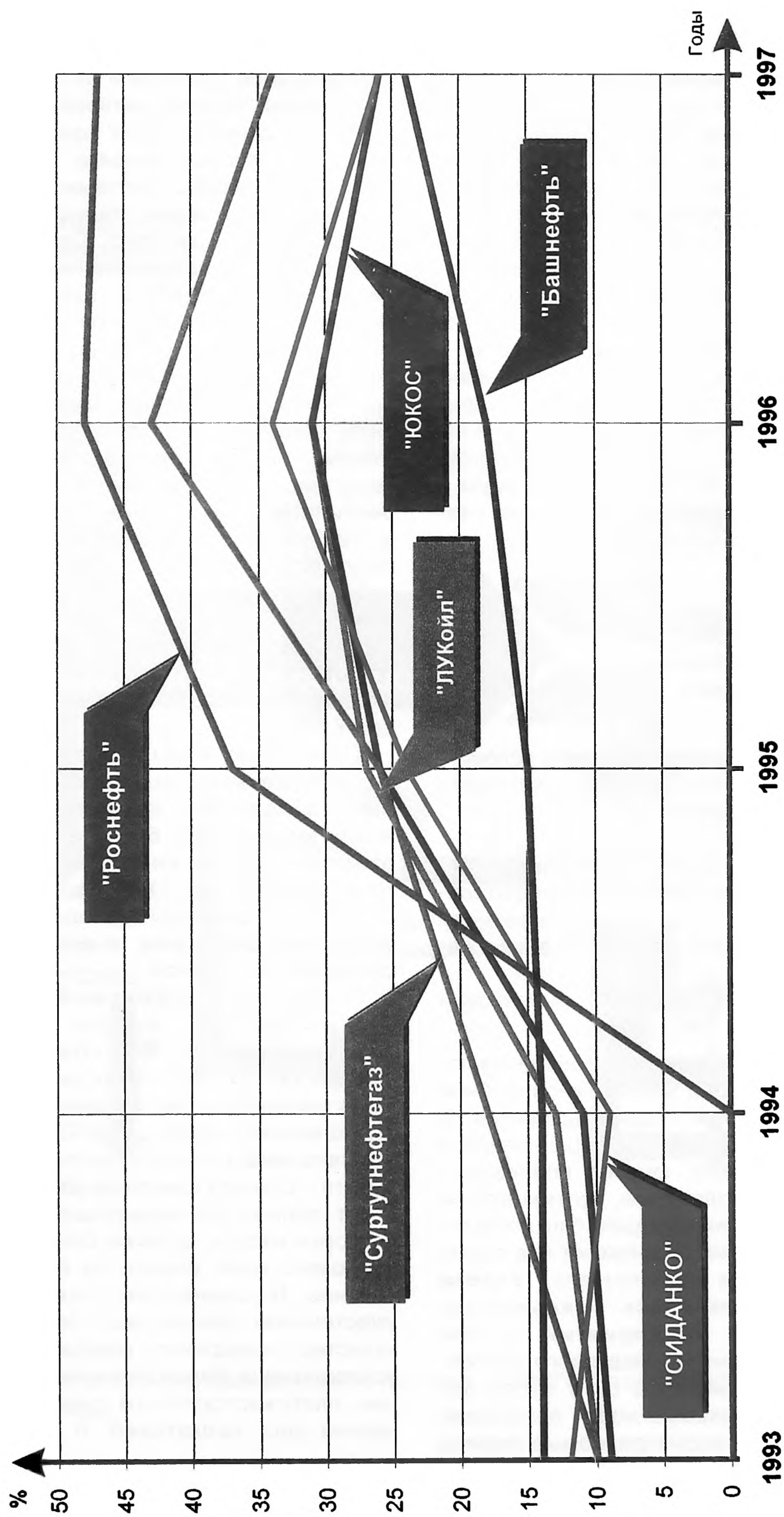


Рис. II.6. Доля поставок нефти на экспорт (в дальнейшем зарубежье) крупнейшими нефтяными компаниями России в 1993—1997 гг.
Источники: Russian Petroleum Investor, 1994, № 3; 1995, № 3; 1996, № 3; 1997, № 3; ИНФО-ТЭК.

например, **АО «Транснефть»** стало ограничивать приемку нефти к транспортировке, а НПЗ начали отказываться ее перерабатывать (последнее было возможно в тот период, поскольку действовали только отдельные разрозненные фрагменты внутренних корпоративных связей в двух-трех ведущих АНК). **Нефтедобывающие предприятия**, в свою очередь, **вынуждены были приступить к сокращению издержек**, прежде всего за счет отказа от наиболее очевидных непроизводительных расходов (таких как сверхнормативная численность персонала, наличие на балансе непроизводственных подразделений и др.).

В целом резко усилившиеся спросовые ограничения и постепенное приближение внутренних цен на энергоносители к уровню мировых цен привели в 1994–1997 гг. к существенному замедлению роста цен на нефть. В числе причин этого – достаточно жесткая финансовая политика и последовательное снижение темпов инфляции. Нефтя-

ной субсектор оказался в ситуации, когда цены на нефть значительно приблизились к ценам внешнего рынка, а по нефтепродуктам даже превзошли их. Это, с одной стороны, стало препятствовать росту внутренних цен и, с другой стороны, существенно ограничило возможности наращивания экспорта, который в доле поставок нефти большинства нефтяных компаний начиная с 1996 г. стал устойчиво превышать 30%, что также означало приближение доли экспорта к максимально возможным значениям с точки зрения удовлетворения потребностей внутреннего рынка (рис. 11.6). Именно **ужесточение бюджетных ограничений – уменьшение возможностей роста цен за счет роста издержек нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятий – явилось толчком для начала организационных преобразований внутри сформированных в ходе акционирования и приватизации нефтяных компаний.**

Глава 11.7. || Изменение экономического поведения и реструктурирование

Основной целью институциональных преобразований является повышение экономической эффективности функционирования и развития хозяйственных единиц как в экономике в целом, так и в рамках рассматриваемого сектора экономики. Поэтому естественно возникает вопрос о том, в какой мере изменившаяся (или, точнее, меняющаяся) институциональная структура нефтяного субсектора отвечает задаче достижения показателей и критериев экономической эффективности (прежде всего таких как рентабельность всех основных производственных операций и эффективность использования всех видов ресурсов).

11.7.1. || Динамика экономического поведения

Отличительной особенностью системы централизованного планирования и управления является ориентация всех хозяйствен-

ных единиц не столько на выполнение плановых заданий, сколько на увеличение объема использования всех видов ресурсов. Чем больше используется ресурсов, тем выше «общественная» значимость того или иного вида производственно-хозяйственной деятельности, тем выше приоритет в системе государственных целей и задач. Такое поведение ставит во главу угла не цели и задачи повышения степени использования ресурсов, а их объемы. При этом такому поведению способствуют как системные свойства экономической системы, так и чрезвычайно мягкие бюджетные ограничения. Весьма важно и то, что хозяйственные единицы находятся в рамках единой государственной собственности и финансы предприятий составляют с финансами государства почти единое неразрывное целое. Поэтому в основе экономического поведения хозяйственных единиц лежит стремление к получению все больших объемов народнохозяйственных ресурсов.

В рамках рыночной системы хозяйства ведущей целью экономической деятельности хозяйственной единицы является получение

прибыли. В числе основных направлений достижения данной основной цели – снижение издержек и повышение степени использования всех видов ресурсов. Разумеется, в реальной действительности картина может отличаться, что в основном определяется степенью жесткости бюджетных ограничений (например, в случае монопольного положения нефтяной компании на рынке нефти или нефтепродуктов определенного региона и при слабой регулирующей роли государства).

Крайние ситуации таковы:

- **мягкие бюджетные ограничения** и ориентация на все большее «освоение» ресурсов безотносительно к эффективности их использования;
- **жесткие бюджетные ограничения** и ориентация на прибыльность ведения всех основных видов операций.

Рассматриваемый период – с конца 80-х гг. до 1998 г. – как раз и характеризуется переходом **от системы абсолютно мягких к системе более жестких бюджетных ограничений**. Анализ изменения экономического поведения означает оценку того, насколько изменились цели и приоритеты хозяйственных единиц в нефтяном субсекторе экономики, т. е. насколько прежняя система приоритетов сменилась новой.

При этом важная особенность состоит также в том, что **степень жесткости бюджетных ограничений различна для разных хозяйственных единиц нефтяного субсектора**. В условиях более жестких ограничений находятся так называемые независимые нефтедобывающие и сервисные компании, возникшие в ходе экономических преобразований. И наоборот, в условиях более мягких ограничений находятся нефтяные компании, созданные в процессе акционирования и приватизации в прошлом государственных производственных предприятий и объединений.

Как представляется автору, **в изменении экономического поведения** хозяйственных единиц в нефтяном субсекторе в рамках рассматриваемого временного интервала **можно выделить три стадии**:

первая – 1987–1992 гг. – абсолютно мягкие бюджетные ограничения;

вторая – 1993–1994 гг. – относительно мягкие бюджетные ограничения;

третья – 1995–1997 гг. – относительно жесткие бюджетные ограничения.

Основные характеристики данных стадий приведены в табл. II.4.

С точки зрения экономического поведения хозяйственных единиц данные стадии характеризуются тем, что постепенно происходит переориентация с чисто ресурсно-ориентированной на прибыль-ориентированную стратегию поведения.

В рамках **первой стадии** поведение хозяйственных единиц мало чем отличалось от общепринятого в рамках системы централизованного планирования и управления.

Производственные предприятия и объединения стремились увеличить объем используемых ресурсов или сохранить все имевшиеся в их распоряжении ресурсы. Об этом весьма красноречиво свидетельствует стремление нефтедобывающих объединений включить на стадии акционирования в состав формируемых компаний как можно большее число подразделений. Такому поведению во многом способствовала инерция подхода к определению направлений развития компании в рамках изменяемой экономической системы. Представлялось, что потребности внутреннего и внешнего рынков в нефти и нефтепродуктах всегда будут на очень высоком уровне (при этом фактор платежеспособности не принимался во внимание) и что главная задача – сохранить наличные производственные мощности до преодоления сложностей переходного периода.

Поэтому главную задачу руководители производственных предприятий и объединений нефтяного субсектора видели не в том, чтобы изменить сложившуюся практику управления, организации производства и учета, а в том чтобы «сохранить сложившиеся технологические связи и трудовой коллектив». Основной акцент при этом делался на изменение внешних (по отношению к нефтедобывающим предприятиям) условий. С этой точки зрения весьма характерно высказывание генерального директора **АО «Нижневартовскнефтегаз»**: «...главная стратегическая задача, которую в прошлом году ставило руководство «Нижневартовскнефтегаза», заключалась в сохранении трудового коллектива объединения. Именно этой цели и были подчинены все выполняемые мероприятия... В первую очередь мы должны обеспечить надлежащую индексацию заработной платы и ее своевременную выплату; во-вторых, финансирование программ социального развития (строительство

Таблица II.4.

Характеристика различных стадий трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора

	I/1987–1992	II/1993–1994	III/1995–1997
Собственность	Государственная	Акционерная, с наличием контрольных пакетов в руках государства. Рассредоточение негосударственных пакетов акций по множеству мелких инвесторов	Акционерная, уменьшение доли компаний с участием государства. Появление институциональных (стратегических) инвесторов
Участие государства	Прямое	Прямое, с возрастанием роли косвенного регулирования	Перенос акцентов на косвенное регулирование. Уход государства от прямого участия
Цены	Фиксированные, устанавливаемые государством; появление элементов свободного ценообразования на нефтепродукты	Регулируемые государством	Свободные
Налогообложение	Общепринятое для других секторов экономики. Формирование системы фискально-ориентированного налогообложения с высокой долей специальных налогов. Льготное налогообложение для компаний с иностранным участием	Фискально-ориентированное, негибкое налогообложение без учета особенностей осваиваемых запасов углеводородов. Льготное для компаний с иностранным участием и геологических (добывающих) компаний	Фискально-ориентированное. Уменьшение льгот для предприятий с иностранным участием; сохранение льгот для геологических (добывающих) компаний. Начало формирования элементов системы гибкого налогообложения (в рамках соглашений о разделе продукции и новых подходов к расчету акцизов)
Экспорт	Наличие значительных возможностей по наращиванию. Широкое использование института спецэкспортеров. Безусловная эффективность экспорта	Наличие возможностей по наращиванию. Уменьшение использования услуг спецэкспортеров. Сохранение эффективности экспорта	Достижение предельно возможных значений наращивания объемов экспорта (по техническим и экономическим причинам). Резкое уменьшение эффективности по сравнению со сбытом на внутреннем рынке
Состояние внутреннего рынка	Наличие в целом платежеспособного рынка нефти и нефтепродуктов	Нестабильность и значительная неплатежеспособность	Сохранение нестабильности и нарастание неплатежеспособности

жилья, обеспечение работников продуктами питания, промышленными товарами). И только на третье место руководство ставит проблему стабилизации нефтяного производства. Лишь сохранив многотысячный коллектив нашего объединения, мы сможем выполнять производственные задачи»¹.

В рамках данной стадии, как мы отметили выше, преобладающей экономической политикой на уровне производственных предприятий и объединений сектора было также обеспечение своевременного роста цен – по мере роста издержек и инфляции.

Вторая стадия отличается (см. табл. II.4) ужесточением бюджетных ограничений, связанных прежде всего с первым появлением симптомов кризиса сбыта нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке.

Поэтому отличительной особенностью экономического поведения на данной стадии становится поддержание приемлемого уровня платежеспособности.

Пожалуй, первыми необходимостью смены приоритетов осознали в **АНК «ЛУКОЙЛ»**:

«...в новых рыночных условиях «ЛУКОЙЛ» вынужден подвергнуть существенной коррективке цели и критерии хозяйственной деятельности. Главное здесь – отход от традиционных количественных ориентиров. Впервые за время существования нефтяных предприятий (российских) рост объемов производства перестал быть безусловной ценностью. Планируемый объем производства в современных условиях стал зависеть от спроса и уровня цен, а главным ориентиром компании становится прибыль и рентабельность... В соответствии с меняющимися рыночными условиями и требованиями эффективности «ЛУКОЙЛ» переходит на новые схемы работы в отношениях внутри компании с потребителями, партнерами и государством. Эти схемы в рамках компании прежде всего связаны с ее становлением как владельца контрольных пакетов предприятий и как единого хозяйственного комплекса.

Другое ключевое направление «ЛУКОЙЛА» – развитие предпринимательского подхода, который предъявляет требования предприимчивости и инициативности. Наиболее ярко такой подход выразился в создании «ЛУКОЙЛОМ» финансовой компании, которая реализует новые схемы финансово-торговой работы, основанные на введении в

практику договоров о совместной деятельности»².

Именно в этот период в АНК «ЛУКОЙЛ» было осознано, что в вертикально-интегрированных компаниях преобладают не технологические связи, а финансово-экономические.

При этом, однако, ориентация на прибыль и рентабельность являлась в этот период, скорее, выражением долгосрочных намерений и отражала общую смену приоритетов с количественных показателей на показатели экономические.

Относительная мягкость бюджетных ограничений на втором этапе связана с возможностью получения отдельных льгот и преференций в области налогообложения, а также расширения поставок нефти и нефтепродуктов на экспорт.

Ярким примером является установление таможенных пошлин при экспорте нефти. Последние были установлены в 1993–1994 гг. на уровне 23 ЭКЮ/т. Фактически уплаченная таможенная пошлина не превысила, по оценке Министерства финансов, 10–12 ЭКЮ/т. Причина – льготы, которые были предоставлены различным категориям экспортеров. В целом объем полученных компаниями льгот от внешнеэкономической деятельности значительно превысил уплаченные ими тарифы и пошлины (табл. II.5).

Таблица II.5. **Доходы и потери госбюджета РФ от внешнеэкономической деятельности, трлн руб. (по оценке Аналитического Центра Совета Федерации)**

Финансовый год	Доходы	Потери от льгот
1992	0,4	2,1
1993	2,5	2,0
1994	7,0	11,0

И с т о ч н и к : Коммерсантъ-Daily. 1995. 9 февр.

На основании того, что экспорт нефти и нефтепродуктов составлял, например, в 1994 г. немногим более 40% всего экспорта России, были получены примерные оценки доходов и потерь государственного бюджета в 1994 г. – соответственно 2,8 и 4,5 трлн руб.

¹ Нефтяник (Нижневартовск). 1993. 17 марта.

² Из интервью президента АНК «ЛУКОЙЛ» В. Ю. Алекперова (Бизнес МН. 1994. 31 авг.).

Такая грубая оценка почти совпала с суммой фактически полученных государством в 1994 г. доходов от уплаты таможенных пошлин нефтеэкспортерами – 600 млн дол.

Переориентация экономического поведения на финансовые и экономические критерии (прежде всего на показатели финансового состояния) выдвинула на первое место из множества целей **финансовую стабильность**. При этом, по результатам обследования более широкой группы предприятий, проведенного ИМЭМО РАН, в этот период на втором месте по значимости все же оставалась **цель поддержания определенного уровня выпуска продукции**. Значение **прибыли** почти вдвое уступало значению выпуска и было сопоставимо с рейтингом **зарплаты и численности работников**. Причем радикальных различий между приватизированными и государственными предприятиями обнаружено не было¹.

Приоритет показателей финансового состояния заставил предприятия, пожалуй, впервые самостоятельно пойти на осуществление мер, связанных с сокращением издержек. **Ужесточение бюджетных ограничений создает условия и предпосылки для перехода от индуцированной динамики институциональной структуры к естественной динамике**, основанной на учете, оценке и сопоставлении суммарных (производственных и транзакционных) издержек. Не случайно поэтому начиная со второй половины 1993 г. предпринимаются первые попытки оценки экономической целесообразности наличия в структуре компаний тех или иных сервисных и обслуживающих подразделений.

В «**Нижневартовскнефтегазе**» комиссия президиума Совета руководителей объединения пришла к таким выводам: «...анализ образования и использования источников финансирования показывает, что объединение в целом живет не по средствам...»

Отсутствие жесткой регламентации затрат на развитие производства, эксплуатационные и социальные нужды приводит к чрезмерности этих затрат...

Каждое подразделение объединения проводит линию на развитие (расширение) и реконструкцию своего производства и расширение социальных благ коллектива, тогда

как объем основного производства (добыча нефти) резко снижается...»².

Относительная мягкость бюджетных ограничений в рамках рассматриваемой стадии определила и весьма **специфические способы и формы достижения финансовой стабильности**. В их числе:

- увеличение поставок нефти и нефтепродуктов на экспорт;
- ориентация на поставки нефти и нефтепродуктов платежеспособным потребителям на внутреннем рынке;
- сокращение явно неэффективных и нерациональных издержек;
- широкое использование форм и методов неявного налогового кредитования (иначе – несвоевременная или неполная уплата налоговых платежей в государственный бюджет);
- изменение внутренней системы связей и отношений в рамках созданных в процессе акционирования и приватизации компаний.

В свою очередь, ориентация на поставки нефти и нефтепродуктов платежеспособным потребителям (в сочетании с отставанием в формировании нового регулирующего механизма со стороны государства) привела к формированию **многоуровневой системы цен**.

Цена стала в значительной степени зависеть от того, кто является покупателем и как он будет рассчитываться.

По наиболее высокой, т. е. по оптовой, цене нефтепродукты стали получать те, кто брал их в долг. В большинстве случаев это были покупатели, пользовавшиеся финансовой поддержкой государства. Для них превышение цены над рыночной дотировалось из бюджета. Основные покупатели этой группы в 1992–1995 гг. – предприятия нефтепродуктообеспечения, закупавшие нефтепродукты для государственных нужд внутри страны. В долг нефтепродукты могли получать и предприятия, у которых с НПЗ существовали прямые связи. Но здесь нефтепродукты не обязательно могли отпускаться по оптовой цене предприятия. Со многими такими потребителями у НПЗ были установлены давние отношения, их кредитная история была хорошо известна, и в условиях трудностей со сбытом им предоставлялись льготы – отсрочки платежей и скидки.

Второй уровень образовали цены, по которым НПЗ торговали со своими коммерче-

¹ Сегодня. 1996. 18 февр.

² Нефтяник (Нижневартовск). 1993. 7 авг.

скими фирмами. При наличии значительной задолженности нефтяных компаний (в том числе по платежам в бюджет) им не было смысла получать выручку, поскольку большая ее часть будет списана со счета в беспорядке – в погашение задолженности перед бюджетом. Поэтому, чтобы иметь деньги, НПЗ по заниженной цене отпускал наиболее распространенные нефтепродукты дочерней (производной или «угнетающей») фирме, а она уже торговала ими непосредственно на рынке. **Омский НПЗ** в 1993–1995 гг. из-за тяжелого финансового положения всю свою продукцию реализовывал именно таким способом¹.

Третий уровень цен на нефтепродукты имел место в рамках сделок между НПЗ и коммерческими фирмами на давальческом сырье. Коммерсантам, расплачивавшимся «живыми» деньгами, нефть обходилась гораздо дешевле, чем нефтепереработчикам. При этом за переработку заводы оставляли себе часть нефти – от 10 до 40%.

По мере укрепления внутренней структуры нефтяных компаний во все большей степени стали использоваться различные **механизмы консолидации управления денежными потоками**. Первая попытка была предпринята **Финансовой компанией**, созданной в конце 1993 г в рамках **АНК «ЛУКОЙЛ»**, для проведения расчетов в системе связей «добыча – переработка – сбыт». Схема, положенная в основу функционирования данной компании, состояла в использовании схем процессинга и минимизации налоговых выплат по всей цепочке движения углеводородов.

Принципиальной особенностью изменения внутренней организационной структуры нефтяных компаний на рассматриваемом этапе являлась, по мнению автора, ориентация на **контрактные формы взаимодействия различных дочерних АО и собственно холдинговой компании**. Так, например, в основе **Финансовой компании «ЛУКОЙЛ»** лежало заключение генеральных договоров о совместной деятельности по производству нефтепродуктов между структурами, входящими в **АНК «ЛУКОЙЛ»**. Роль финансовой компании состояла в организации и учете совместной деятельности².

В **АО «Сургутнефтегаз»** в 1994 г. было выбрано направление жесткой экономии материально-финансовых ресурсов за счет:

- централизации финансовых ресурсов с закрытием расчетных счетов структурных единиц (закрыто 100 счетов) и лимитирования расходов;
- укрупнения производств и ликвидации нерентабельных (упразднено семь структурных подразделений);
- определения численности персонала исходя из реальных объемов производства и производительности труда (трудовые затраты на скважину снижены на 3%);
- ликвидации ряда подрядных управлений по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин (это дало экономию эксплуатационных затрат в размере 3,2 млрд руб.);
- выбора потребителей нефти исходя из их платежеспособности, а также работы с агентами государства лишь при наличии государственных гарантий платежа;
- инвестирования в реальные проекты с рентабельностью не ниже определенного уровня.

В результате данных мер уровень и норма рентабельности по товарной продукции составили 32 и 14,7%³.

Повышение жесткости бюджетных ограничений изменило в целом **ориентацию компаний нефтяного субсектора с количественных (физических) показателей на показатели финансового состояния**. Вместе с тем **приоритет количественных показателей в ряде компаний оставался еще весьма высоким**. Так, например, в отчете **АО «Нижневартовскнефтегаз»** на годовом собрании акционеров отмечалось:

«Основными задачами акционерного общества являются:

1. Удовлетворение государственных нужд в нефти, газе, нефтепродуктах.

2. Содержание и развитие социальной инфраструктуры г. Нижневартовска за счет налоговых отчислений.

3. Максимальное получение прибыли от своей деятельности, обеспечение потребностей производства в необходимых ресурсах и развитие социальной сферы»⁴.

Соответственно отмеченным выше основным задачам формулировались и проблемы, которые предстояло выполнить в 1995 г.:

¹ Коммерсантъ. 1994. № 33.

² Коммерсантъ-Daily. 1994. 30 марта.

³ Бизнес МН. 1995. 24 мая.

⁴ Нефтяник (Нижневартовск). 1995. 18 февр.

«1. Выполнить принятые производственную, социальную, строительную программы.

2. Добиться принятия и реализации на государственном уровне программы «Реконструкция Самотлорского месторождения» и социальной программы развития г. Нижневартовска.

3. Завершить структурные преобразования...

4. Разработать и реализовать программу жестких мер по экономии средств и материально-технических ресурсов»¹.

Более отчетливо с экономической точки зрения и с учетом изменившихся условий формулировала задачи на предстоящий 1995 г. **АНК «ЛУКОЙЛ»:**

- финансовая стабилизация;
- активизация деятельности в странах ближнего зарубежья².

В целом определение и выбор целей и приоритетов нефтяными компаниями на рассматриваемой стадии были вполне обоснованы ввиду изменения основных экономических условий (см. табл. II.4). Стремление к стабилизации финансового состояния соответствует в полной мере целям фирм в рыночной экономике в фазе кризиса. В этот период стратегия максимизации прибыли отодвигается на второй план, уступая место задаче поддержания платежеспособности. Однако существенная особенность рыночной экономики в том, что далеко не всем фирмам удается стабилизировать свое финансовое положение и тем самым избежать банкротства.

В России, однако, угроза банкротства не являлась (и по состоянию на начало 1998 г. не является) реальной и поэтому своевременное погашение долгов не было отнесено к числу первостепенных целей и задач.

На **третьей стадии** происходит **еще большее ужесточение бюджетных ограничений**. Резко уменьшаются возможности экспортной экспансии – поставки на экспорт достигают почти предельных значений (как по чисто техническим причинам, так и по условиям поддержания основных групп потребителей на внутреннем рынке в жизнеспособном состоянии) при сохранении жесткого фискального давления на нефтегазовый сектор. В то же время происходит **уменьшение двусмысленности**

статуса собственности нефтяных компаний – в одних компаниях укрепляют позиции прежние собственники («инсайдеры» – в таких компаниях, как АНК «Сургутнефтегаз» и АНК «ЛУКОЙЛ»), а в других на смену формальному присутствию государства в качестве владельца контрольных пакетов акций приходят новые собственники («аутсайдеры», преимущественно финансово-промышленные группы – «**Менатеп-Роспром**» в «ЮКОСе», «**Онэксим-банк-Интеррос**» в «СИДАНКО», «**Объединенный Банк-ЛОГОВАЗ**» в «Сибнефти» и т. д.).

Устранение двусмысленности статуса собственности нефтяных компаний вызвало необходимость консолидации материально-финансовых потоков (иначе – централизации данных потоков как внутри компании, так и во вне), а также уменьшения значимости и влияния многочисленных посреднических фирм-«угнетателей». Симптомом этого, в частности, является увеличение внутрикорпоративного оборота и объемов поставки нефти непосредственно нефтяными компаниями на экспорт. Последнее стало возможно также в силу того, что компании во все большей степени стали брать на себя функции экспортеров.

Значительное уменьшение неопределенности в статусе собственности нефтяных компаний в сочетании с ужесточением бюджетных ограничений усилило ориентацию экономического поведения на достижение определенных значений показателей финансового состояния. В этот период произошел переход от разовых мероприятий и кампаний по экономии и сокращению издержек к внедрению основ финансового управления компаниями, направленного на повышение конкурентоспособности добываемой нефти, а также производимых и реализуемых нефтепродуктов.

К **отличительным особенностям экономического поведения** нефтяных компаний в рамках третьей стадии могут быть отнесены:

- **повышение внимания к вопросам обеспеченности компаний эффективными (с экономической точки зрения) запасами углеводородов**, о чем свидетельствует рост объемов разведочного бурения (рис. II.7);
- **формирование фрагментов систем управления материально-финансовыми потоками с целью повышения**

¹ Нефтяник (Нижневартовск). 1995. 18 февр.

² АО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» в 1994 г. – М.: ЛУКОЙЛ, 1995. – 42 с.

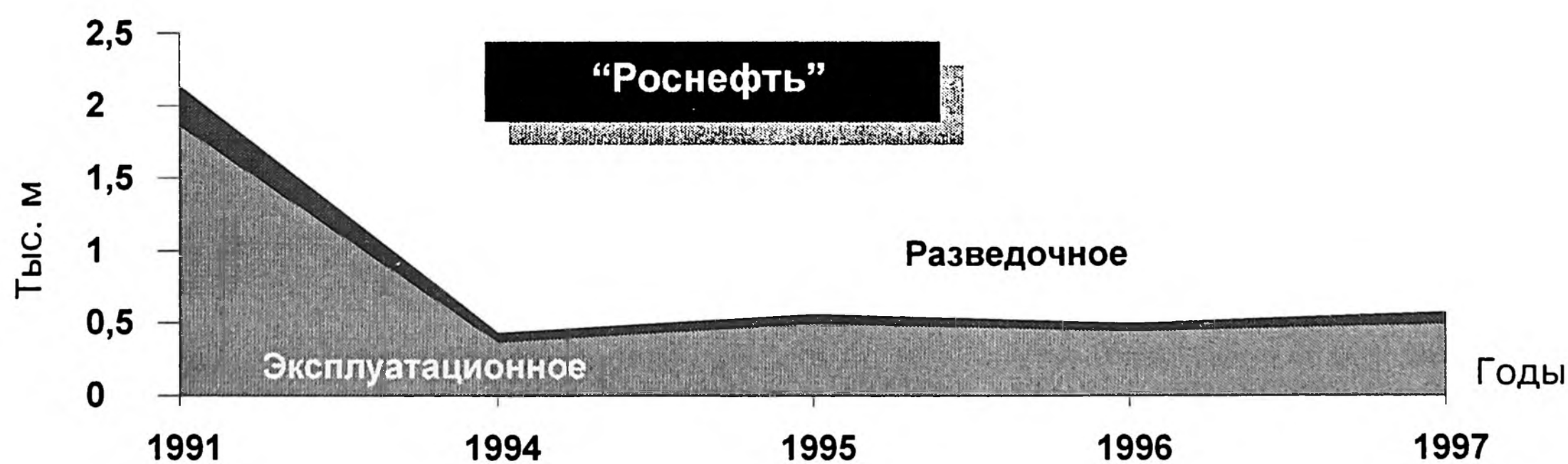
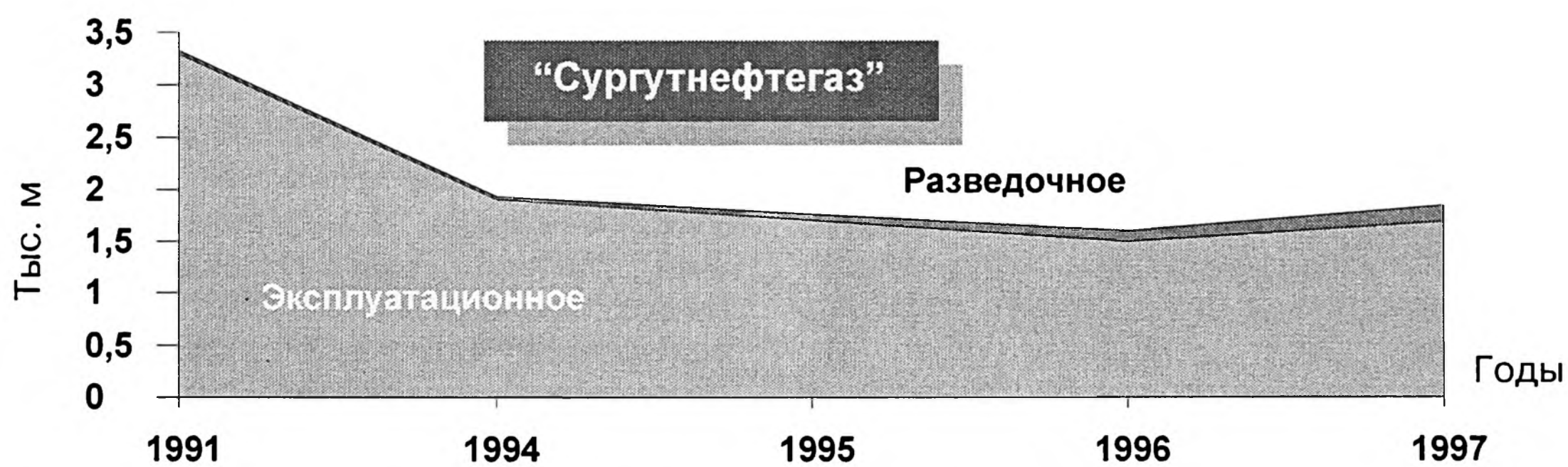
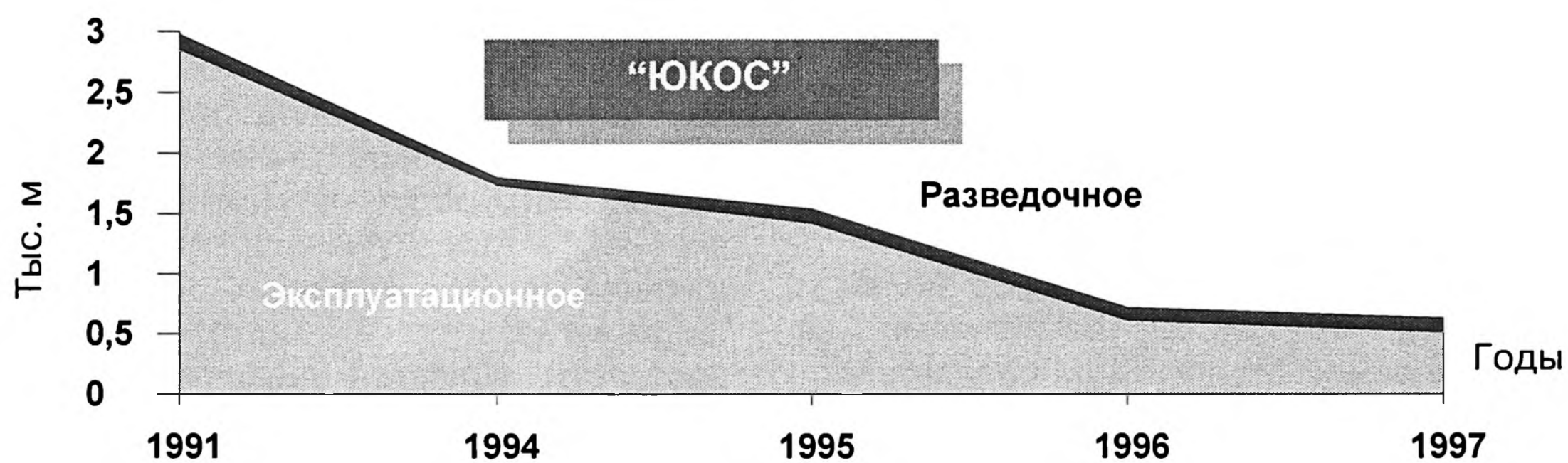
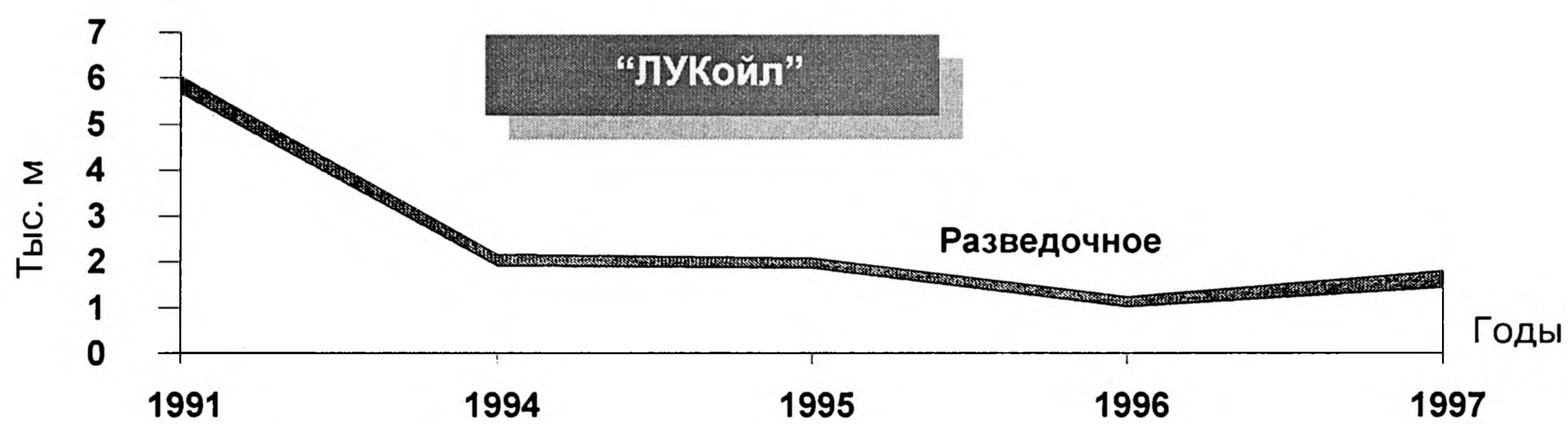


Рис. II.7. Объемы эксплуатационного и разведочного бурения по крупнейшим нефтяным компаниям России в 1991–1997 гг.

Источники: Нефть России, 1995, № 1; Нефть и капитал, 1997, № 9

конкурентоспособности добываемой нефти и производимых продуктов нефтепереработки;

- **расширение регионов сбыта нефтепродуктов** – выход за пределы первоначального списка дочерних АО – бывших обл-, крайнефтепродуктов, определенного в соответствии с *Указом Президента РФ от 17 ноября 1992 г. № 1403*);
- **изменение внутренней организационной структуры нефтяных компаний** – усиление централизации принятия решений не только по ключевым вопросам развития компаний, но также и по вопросам текущей деятельности (в частности, перевод дочерних АО в статус структурных подразделений и лишение их, в большинстве случаев, статуса юридического лица).

При этом основные усилия нефтяных компаний были направлены на ликвидацию и устранение нерациональных (с точки зрения единой нефтяной компании) расходов материальных и финансовых ресурсов. В определенном смысле, по мнению автора, произошло понижение уровня применения систем централизованного планирования и управления – с уровня экономики и сектора экономики (как это имело место в рамках предшествующей экономической системы) на уровень вертикально-интегрированной компании (во взаимоотношениях центральных органов управления нефтяными компаниями с дочерними АО и структурными подразделениями).

При этом следует отметить, что внутренний контроль в большинстве российских нефтяных компаний до 1996 г. в значительной степени осуществлялся менеджерами, которые имели чрезвычайно большую власть при выработке и принятии решений по вопросам производства, инвестиций и финансов в целом.

В зависимости от распределения контролирующих коалиций цели компании могут быть определены так: выживание, эффективность, контроль, рост компании или ее активов. Цель «выживания» в основном может быть отнесена к внутренней коалиции, включающей менеджеров и работников, в то время как цель «эффективность» относится к внешним коалициям контроля, связанным с акционерами.

В российском экономическом контексте выживание фирмы может быть определено как стремление сохранить статус-кво фирмы. Такое поведение отражается в одной из

важнейших целей компании – поддержать производство на том же уровне, несмотря ни на какие критерии прибыльности и максимизации прибыли.

Такая стратегия основывается на трех основных параметрах:

- 1) обеспечении снабжения и сбыта;
- 2) сохранении рабочей силы компании;
- 3) внедрении определенного механизма распределения, с тем чтобы обеспечить институциональную стабильность формирующейся экономической организации.

Результатом такой стратегии является неспособность нефтяной компании развивать отношения рыночного характера. Холдинговые структуры посредством значительной работы по переводу трансакций внутрь компании обеспечивают большую надежность поставок и рыночных контактов. Однако без возникновения нового координирующего механизма – ценового, коммерческих и монетарных связей и контрактов – холдинги просто заменяют старую систему централизованного распределения. При этом в рамках системы внутрифирменного кредитования фирмы продолжают делать то же, что они делали и ранее, – производить, не принимая во внимание прибыльность и эффективность.

Ужесточение бюджетных ограничений создает условия и предпосылки для перехода от индуцированной динамики институциональной структуры к естественной динамике, основанной на учете, оценке и сопоставлении трансакционных издержек. Вместе с тем реализация данных предпосылок в решающей степени зависит от изменения распределения контролирующих функций (между внутренними и внешними коалициями – менеджеров или акционеров) и формирования нового регулирующего механизма.

II.7.2. Реструктурирование нефтяных компаний

Завершение первоначального этапа приватизации – прежде всего переход собственности (в виде контрольных или блокирующих пакетов акций) в руки крупных институциональных инвесторов (банков и финансовых институтов) – сначала в ходе залоговых аукционов, а затем и в рамках последовавших за ними инвестиционных конкурсов послужило основанием для проведения кардинальных изменений внутренней организационной структуры нефтяных ком-

паний. Переход контрольных пакетов в руки финансовых институтов сместил в большинстве компаний баланс сил от коалиций внутреннего контроля (цель которых – выживание) к коалициям внешнего контроля (цель которых – рост компании и ее активов).

Непременным условием реализации задач, связанных с ростом активов компании, является ее реструктурирование – формирование внутренних координационных механизмов. Это, в свою очередь, предполагает консолидацию собственности в руках коалиций внешнего контроля и создание системы управления материальными и финансовыми потоками.

Правовые основы консолидации собственности в руках холдинговых структур были заложены, в частности, уже упоминавшимся Указом Президента РФ от 1 апреля 1995 г. № 327 «О первоочередных мерах по совершенствованию деятельности нефтяных компаний», который разрешил осуществление дополнительных эмиссий акций для целей конвертации акций дочерних АО в акции холдинговой компании.

Основная последовательность шагов по реструктурированию нефтяных компаний, созданных в процессе акционирования и приватизации, выглядит в основном следующим образом:

- 1) проведение конвертации акций дочерних АО в акции холдинговой компании;
- 2) изменение юридического статуса дочерних АО – преобразование последних либо в структурные подразделения (без статуса юридического лица), либо в общества с ограниченной ответственностью (ООО) (со статусом юридического лица, но при значительном ограничении их оперативно-хозяйственной самостоятельности);
- 3) укрупнение отдельных структурных подразделений, осуществляющих как основную производственную деятельность, связанную с добычей, переработкой и реализацией нефти, так и выполнение сервисных и подрядных услуг по ремонту и обслуживанию технологических систем по добыче и переработке нефти;
- 4) выделение сервисных и обслуживающих подразделений из состава нефтяных компаний с приданием им статуса самостоятельных АО (с участием в их уставном капитале холдинговых материнских компаний).

Как уже было отмечено выше, наряду с осуществлением изменения внутренней струк-

туры нефтяные компании приступили к **консолидации материальных и финансовых потоков**. Последнее предусматривало:

- 1) передачу всех функций по реализации нефти и нефтепродуктов (в части оптовой торговли) головным органам управления нефтяными компаниями при проведении операций как на внешнем, так и на внутреннем рынке;
- 2) превращение центральных органов управления холдинговой компанией в центр прибыли, а укрупненных производственно-коммерческих подразделений – в центры издержек;
- 3) перевод взаимоотношений по линии «холдинговая компания – структурное подразделение» на бюджетно-сметный характер финансирования и отчетности.

Представляет интерес аргументация выделения сервисных и подрядных по характеру своей производственной деятельности подразделений из состава нефтяных компаний и придания им статуса самостоятельных АО. В основе принятия подобных решений (в таких компаниях, как «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС» и «Сургутнефтегаз») лежали предположения о том, что деятельность подобных подразделений носит подрядный характер (т. е. периодически необходимый) и не связана напрямую с основным видом деятельности компании – добычей, переработкой и сбытом нефти и нефтепродуктов. Следовательно, имеет смысл дать подобной компании возможность выполнять аналогичные виды работ и предоставлять услуги и для других потенциальных потребителей. Тем самым, с одной стороны, материнская компания снимает с себя бремя ответственности за обеспечение портфеля заказов (и, следовательно, за финансовое состояние) дочернего сервисного АО, а с другой стороны, сохраняя свое участие в уставном капитале дочернего сервисного АО (как правило, в размере контрольного пакета), страхует себя от возможного отказа с его стороны в выполнении соответствующего вида услуг.

Отмеченное выше явление, по мнению автора, чрезвычайно важно с точки зрения наполнения понятия «транзакционные издержки» в условиях и в рамках переходной экономики.

О появлении значимости транзакционных издержек в формировании организационной структуры нефтегазового сектора можно говорить только при повышении жесткости бюджетных ограничений и достижении определенности в статусе собственности

нефтяных компаний. Особенностью транзакционных издержек в условиях переходного периода является их чрезвычайно высокий уровень, во многом обусловленный нестабильностью и неполнотой институциональной среды – прежде всего отсутствием эффективного посреднического сектора. Последний должен обеспечивать не только выполнение операций, связанных с использованием рыночного механизма – привлечением сервисных и производственно-технических вспомогательных компаний, но и с осуществлением всего спектра рыночных транзакций (включая поиск информации, подготовку и заключение контрактов, контроль за исполнением контрактов и т. д.). Причиной высоких транзакционных издержек является также незавершенность процесса внутреннего реструктурирования компаний – последние вынуждены платить за услуги собственным сервисным и производственным подразделениям цены, значительно превышающие рыночные аналоги. Поэтому

ниже рассмотрим особенности реструктурирования в отдельных нефтяных компаниях.

Изменение внутренней структуры российских нефтяных компаний, несмотря на наличие ряда общих черт, имеет свои определенные особенности. Наиболее важной общей особенностью является отказ всех нефтяных компаний от формирования внутренних взаимоотношений на контрактной основе или только в рамках процедур, реализующих права центральных органов управления как представителей собственника контрольного пакета акций.

Дальше всех компаний в стремлении построить всю систему взаимоотношений на контрактной основе пошла АНК «СИДАНКО», однако после залоговых аукционов и инвестиционных конкурсов 1995–1997 гг. пришлось отказаться от выбранного ранее направления формирования системы внутренних связей и внутренней «мягкой» организационной структуры компании.

АНК «ЛУКОЙЛ»

Данная компания одной из первых (уже в 1993 г.) пришла к выводу о том, что в рамках вертикально-интегрированных структур превалируют не технологические связи, а финансово-экономические (что резко отличалось от оценки приоритетов формирования нефтяных компаний на государственном уровне в тот период).

Поэтому уже в феврале 1994 г. на заседании Совета директоров АНК «ЛУКОЙЛ» было принято решение: «разработать план перехода к единому принципу управления и планирования товарными и финансовыми ресурсами между дочерними региональными предприятиями нефтяной компании «ЛУКОЙЛ»¹.

АНК «ЛУКОЙЛ» одной из первых приняла решение о переходе компании на единую акцию – 21 апреля 1995 г. на годовом собрании акционеров (через три недели после выхода в свет Указа Президента РФ от 1 апреля 1995 г. № 327).

Вслед за решением о переходе на единую акцию АНК «ЛУКОЙЛ» были также приняты решения об изменении внутренней организационной структуры компании, связанные с усилением роли центрального аппарата управления компании. В частности, было создано главное управление по поставкам нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке. Переход на единую акцию позволил компании «ЛУКОЙЛ» стать непосредственным собственником всей своей продукции. В результате предприятия – производители нефти и нефтепродуктов полностью утратили право распоряжения своей продукцией и, соответственно, прибылью.

Основное направление реорганизации – отделение корпоративных функций от оперативных, т. е. разделение функций управления между центром компании и дочерними структурами. Второе направление – укрупнение подразделений. В связи с этим в Западной Сибири было принято решение о преобразовании самостоятельных АО «Лангепаснефтегаз», «Урайнефтегаз», «Когалымнефтегаз» в филиалы. Затем было принято решение о создании вместо трех данных филиалов... производственного объединения **«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**. Последнее получило отдельный баланс и расчетный счет и стало налогоплательщиком в федеральный и региональный бюджеты. Вместе с тем его хозяйственная деятельность осуществляется на основе плана и бюджета, утверждаемых центром компаний².

В отдельные АО были выделены сервисные и буровые подразделения, соответственно **АО «ЛУКОЙЛ-Сервис»** и **АО «ЛУКОЙЛ-Бурение»**.

В результате произошло... отделение добычи нефти от переработки и сбыта нефтепродуктов (о необходимости интеграции которых так много говорилось на первых этапах реорганизации нефтяного субсектора).

¹ Известия. 1994. 1 марта.

² Коммерсантъ-Daily. 1995. 25 нояб.

Пример «СИДАНКО» показателен с той точки зрения, что демонстрирует неэффективность чисто холдинговой корпоративной структуры компании в условиях экономики переходного периода. Данный пример также показывает недееспособность корпоративных структур в условиях экономики переходного периода в случае, если их деятельность основана только на контрактных отношениях (производственных контрактах, аналогичных тем, посредством которых Минтопэнерго РФ стремилось обеспечить реализацию федеральных приоритетов).

В целом компания с момента своего создания не могла обеспечить централизацию системы управления, и поэтому ей не удалось реализовать общую стратегию управления.

К началу 1995 г. правлением «СИДАНКО» были подготовлены **«Основные мероприятия по реализации принципов корпоративного управления»**. Согласно данному документу, «СИДАНКО» является компанией холдингового типа с основным принципом корпоративного управления «сильные дочерние общества – сильный холдинг». Последнее, в частности, подразумевало, что дочерние АО осуществляют свою деятельность как юридические лица, а непосредственная роль холдинга будет состоять в разработке и выделении высокоэффективных проектов и последующей их реализации на принципах проектного финансирования.

Предполагалось, что управление в рамках холдинга будет осуществляться через реализацию прав собственника контрольных пакетов в дочерних АО. Конкретным инструментом реализации стратегических интересов холдинга должны были стать производственные контракты с дочерними компаниями. В контрактах оговаривались объемы добычи и переработки нефти отдельными дочерними компаниями, а также определенный уровень централизации поставок нефти на НПЗ (до 80%), ее экспорта (до 30%) и реализации нефтепродуктов (до 40%). За счет этого предполагалось консолидировать до 30% прибыли для реализации общих высокоэффективных инвестиционных проектов¹.

Несмотря на это, экономические результаты деятельности холдинга в 1996 г. по сравнению с 1995 г. значительно ухудшились. Если в 1995 г. чистая прибыль компании составила 1,73 трлн руб., то в 1996 г. – только 684 млрд руб. Компания оказалась не в состоянии загрузить свои НПЗ нефтью и не смогла также приступить к реализации ни одного из общих «высокоэффективных» проектов².

С середины 1996 г. (после проведения залоговых аукционов, а затем и инвестиционных конкурсов) новый внешний собственник (в данном случае – ОНЭКСИМбанк) приступил к полному изменению системы управления.

В частности, было создано АОЗТ «СИДАНКО-Ангарск», на которое были возложены функции коммерческого оператора по организации переработки нефти на Ангарском НХК (АНХК)³. Ранее, летом 1996 г., Советом директоров «СИДАНКО» была утверждена программа оптимизации товарно-денежных потоков АНХК и повышения эффективности экспорта в рамках единой компании. Программа предусматривала поэтапный переход АНХК на переработку давальческого сырья. При этом отгрузка нефтепродуктов также должна осуществляться по централизованным программам «СИДАНКО». Установление контроля над АНХК в определенном смысле можно считать решающим шагом в становлении «СИДАНКО» как вертикально-интегрированной структуры. В 12-ти наиболее значимых дочерних подразделениях компании была ликвидирована должность генерального директора и функции управления взяла на себя материнская компания, назначившая генеральных управляющих. Система внешнего управления была направлена на то, чтобы каждое дочернее АО работало на единые цели, поставленные внешними акционерами. При введении внешнего управления холдинг взял на себя ответственность за результаты текущих операций дочерних компаний. Также была введена централизация снабжения в рамках всего холдинга в целом. Как и в других компаниях, первоочередные задачи реструктурирования системы управления были связаны с ликвидацией нерациональных расходов, обусловленных раздробленностью выполнения аналогичных функций в дочерних компаниях холдинга.

Только после проведения отмеченных преобразований в АНК «СИДАНКО» в апреле 1997 г. было принято решение о переходе на единую акцию. С этой целью, в частности, холдинг предпринял усилия по увеличению своей доли в дочерних АО до уровня, позволяющего принимать все решения о капитализации компании, используя при этом возможности, предоставляемые Указом Президента РФ № 327. В частности, в начале 1998 г. был зарегистрирован выпуск эмиссии облигаций, конвертируемых в обыкновенные акции АНК «СИДАНКО». Предполагалось в рамках данного выпуска конвертируемых облигаций увеличить долю участия холдинга в дочерних добывающих предприятиях до 70–75%⁴. Однако эмиссия облигаций была приостановлена ФЦКБ в связи с тем, что принцип размещения нарушал права мелких и средних акционеров компании, владеющих в совокупности 4% акций⁵.

¹ Коммерсантъ-Daily. 1996. 6 февр.

² Капитал. 1997. 8–14 окт.

³ Сегодня. 1996. 5 нояб.

⁴ Финансовые известия. 1998. 12 февр.

⁵ Коммерсантъ-Daily. 1998. 17 февр.

АНК «Сургутнефтегаз»

Параллельно с реструктурированием компании проводилась политика на активное увеличение активов компании посредством выпуска дополнительных эмиссий акций – по состоянию на октябрь 1997 г. компания осуществила 7 эмиссий акций (как обыкновенных, так и привилегированных)¹.

В течение 1996 г. был осуществлен переход на единую акцию. Общая цель реорганизации – создание в рамках компании единого производственно-финансового механизма. Достижение цели предполагалось обеспечить за счет:

- обмена акций дочерних компаний на единую акцию компании;
- преобразования дочерних АО в ООО, основным участником которых должна стать АНК «Сургутнефтегаз»;
- формирования в составе АНК двух производственных объединений (по разведке и добыче – ПО «Сургутнефтегаз» и по переработке и сбыту – ПО «КИНЕФ»).

Преобразование АО в ООО позволило снять одну из основных проблем во взаимоотношениях с местными властями, поскольку в этом случае местонахождение центра прибыли может быть оставлено в регионе. Поэтому реорганизация компании не предполагала утрату самостоятельности дочерними предприятиями – они сохранили статус юридического лица и, как следствие, ответственность за принятие решений в рамках утвержденных компанией финансовых и производственных программ. Такая возможность была подтверждена Федеральным Законом РФ «Об обществах с ограниченной ответственностью», который был принят в январе 1998 г.²

Компания не только осуществляла (и осуществляет) реорганизацию собственных структурных подразделений, но и расширяет свое участие в других акционерных обществах. Так, АНК «Сургутнефтегаз» с целью укрепления позиций в торговле нефтью (а также укрепления позиций в «ОНЭКСИМбанке», среди акционеров которого находилась и данная компания) приобрела на инвестиционном конкурсе в апреле 1997 г. 14,99% акций одного из ведущих в России трейдеров – компании «Нафта-Москва», через которую ежегодно экспортируется свыше 10 млн т нефти³.

АНК «ЮКОС»

Реструктурирование компании происходило (как и в большинстве других компаний) параллельно с реорганизацией системы внутренних расчетов. Так, в декабре 1995 г. АО «Юганскнефтегаз» перешло на единый расчетный счет, что позволило устранить двойное налогообложение. Это также позволило избавиться от цепочек платежей внутри компании, снизить налогообложение внутренних расчетов и т. д.⁴

Следующим этапом было укрупнение внутренних структурных подразделений – в течение 1996 г. число структурных единиц в АО «Юганскнефтегаз» сокращено со 106 до 57⁵. Отмеченные выше меры позволили «Юганскнефтегазу» за 9 месяцев 1996 г. впервые за последние годы снизить себестоимость тонны нефти на 10,4%. За этот же период штат был сокращен на 20% (на 11430 человек)⁶.

Собственно реструктуризация компании началась после проведения залоговых конкурсов и аукционов, в результате которых владельцем контрольного пакета акций стала финансовая группа «Менатеп-Роспром».

При осуществлении в 1996 г. централизации финансовых потоков в рамках АНК «ЮКОС» все денежные средства и расчеты были сконцентрированы в руках холдинга. Реструктуризация в АНК «ЮКОС» проводилась через передачу от дочерних АО материнской компании сначала холдинговых, торговых и финансовых, а затем и производственных и диспетчерских функций. Так же, как и в «СИДАНКО», на контрактную систему были переведены руководители всех дочерних АО и им был предоставлен статус контрактных управляющих.

Особенностью реструктурирования АНК «ЮКОС» можно считать то, что при усилении централизации по линии «добыча – переработка» в рамках компании пришли к необходимости... децентрализации связей по линии «переработка – сбыт» готовой продукции. В середине 1997 г. компания приняла решение по передаче в аренду АЗС и нефтебаз в 9-ти областях России (всего в собственности компании в этот период было более 180 нефтебаз и более 900 автозаправочных станций). При передаче в аренду значительной части нефтебаз и АЗС предполагалось оставить за компанией только головные нефтебазы, к которым подходят железнодорожные пути и трубопроводы. То есть компания при этом сохранила контроль за основным потоком нефтепродуктов⁷.

¹ Деловой мир. 1997. 26–29 сент.

² Российская газ. 1998. 17 февр.

³ Сегодня. 1997. 12 апр.

⁴ Деловой мир. 1996. 4–10 окт.

⁵ Тюменские известия. 1997. 7 июня.

⁶ Сегодня. 1996. 13 нояб.

⁷ Деловой мир. 1997. 22 июля.

Отличительной особенностью данной компании является жесткая технологическая связь структурных подразделений на всех этапах от добычи до переработки и реализации нефтепродуктов (АО «Ноябрьскнефтегаз» – АО «Омский НПЗ» – АО «Омскнефтепродукт»), а также значительное превышение мощностей по добыче и переработке над мощностями по сбыту в рамках компании.

Именно поэтому первые шаги по реструктурированию были направлены на формирование в рамках компании вертикальных связей входящих подразделений. Усиление внутренних связей и повышение роли холдинга в управлении материальными и финансовыми потоками немедленно отразилось на финансовых результатах компании и отдельных дочерних АО. При этом прибыль компании в целом выросла, а прибыли отдельных АО уменьшились.

Прибыль компании в целом от финансово-хозяйственной деятельности выросла с 38,3 млрд руб. (на 1.07.96 г.) до 496,9 млрд руб. (на 1.07.97 г.). За 6 месяцев 1997 г. соответствующие показатели балансовой прибыли увеличились с 8,4 до 497,9 млрд руб. Чистая прибыль компании по итогам первого полугодия составила 281,3 млрд руб. при аналогичном показателе предыдущего года 6,4 млрд руб.¹ В то же время за счет централизации финансовых потоков на уровне холдинга по итогам 1996 г. на Омском НПЗ значительно сократилась чистая прибыль, остающаяся в его распоряжении (например, дивиденды в расчете на акцию уменьшились за год в 7 раз). Последнее обстоятельство, в частности, значительно обострило отношения по линии «нефтяная компания – субъект Федерации» (более подробно см.: Крюков, Шмат, 1995 [97]).

В целом **реструктурирование** российских вертикально-интегрированных компаний, созданных в процессе акционирования и приватизации нефтяного субсектора экономики, **происходит в направлении формирования жесткой централизованной структуры управления**, охватывающей основные производственные подразделения (в добыче, переработке, сбыте нефти, экспорте и торговле нефтепродуктами). По мере ужесточения бюджетных ограничений сервисные и подрядные подразделения выделяются из состава компаний в самостоятельные акционерные общества. Тем самым внутренняя динамика организационной структуры нефтяных компаний начинает во все большей степени определяться «естественными» экономическими факторами и условиями.

В результате подобных мер создаются условия для улучшения финансового состояния холдинговой компании, а также для по-

следующей ее экспансии на другие региональные рынки добычи, переработки нефти и сбыта нефтепродуктов. Причем приоритеты экспансии определяются относительной капиталоемкостью этапов – чем она меньше, тем более высокий ей отдается приоритет (поэтому развитие конкуренции компаний на внутреннем рынке началось с рынка нефтепродуктов, затем затронуло добычу нефти и – в значительно меньшей степени – нефтепереработку).

Реструктурирование компаний, формирование рыночно-ориентированной стратегии развития и поведения происходят под решающим влиянием следующих факторов:

- ужесточения бюджетных ограничений;
- формирования нового регулирующего механизма;
- появления институциональных (стратегических) собственников (инвесторов) в составе акционеров.

В нефтяном субсекторе России осуществляется переход к новой институциональной структуре. Центром новой организационной структуры субсектора становится вертикально-интегрированная нефтяная компания. Основная цель трансформации – создание новых координационных механиз-

мов (новых форм взаимодействия в рамках рынка) взамен тех, которые были в рамках системы централизованного планирования и управления. Поэтому вопрос трансформации институциональной структуры не может быть сведен только к обсуждению приватизации (института частной собственности), или к

¹ Коммерсантъ-Daily – Сибирь. 1997. 17 окт.

внедрению элементов конкуренции, или к установлению контрактных форм. Вопрос гораздо шире и касается изменений в экономическом поведении.

Экономические формы поведения, присущие рыночной экономике, уже имеют место. Но они отражают специфические экономические взаимосвязи, которые не являются только монетарными или рыночными, характерными для рыночной экономики.

В энергетическом секторе вообще и в нефтяном субсекторе в частности отражены специфические устремления государства сохранить определенный уровень контроля над ними. В нефтяном субсекторе России это нашло отражение в целой системе разрозненных шагов и действий со стороны государства, направленных прежде всего на сохранение за субсектором функций одного из ведущих источников формирования доходов государственного бюджета. При этом произошло явное смещение приоритетов в государственной политике по отношению к субсектору – от исключительного контроля динамики физических объемных показателей к исключительному контролю его финансовых функций.

В рамках централизованной системы планирования и управления производственные объединения не выполняли традиционных функций компаний. Они не контролировали процесс распределения ресурсов, особенно в части инвестиционных ресурсов, и не осуществляли контроля за экспортом и продажами.

Поэтому попытка определения прав собственности путем формирования акционеров может быть рассмотрена как одна из первых целей реформы. Это привело к изменению как внутренних, так и внешних структур контроля за деятельностью компаний и к смещению центра тяжести в сторону последних.

Также следует отметить, что процесс трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора в рассматриваемом периоде в основном был связан с юридическими аспектами проблемы приватизации. В результате мы наблюдаем адаптацию организационных структур плановой экономики к новым условиям, которые характеризуются отсутствием ясно определенных координирующих механизмов и недостаточно четко определенной новой ролью государства.

ВТОРАЯ ПОЛОВИНА 90-Х ГГ. – ФОРМИРОВАНИЕ КОНТУРОВ НОВОЙ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЯНОГО СУБСЕКТОРА

Формирование институциональной структуры нефтяного субсектора начиная с 1996 г. происходит под влиянием **смены коалиций контроля собственности** – внутренние коалиции в большинстве нефтяных компаний меняются на внешние.

В роли внешних коалиций выступают преимущественно коммерческие банки и финансовые институты, созданные при их участии.

В рамках системы централизованного планирования и управления финансово-экономические аспекты хозяйственной деятельности не играли сколько-нибудь значительной роли. Финансы выполняли роль учетного инструмента. Это означало, что к финансам и финансовым инструментам прибегали для соизмерения различных материальных ресурсов, а также для обеспечения плановой сбалансированности как в народном хозяйстве в целом, так и в разрезе отдельных отраслей и регионов.

Поэтому в рамках централизованной системы планирования и управления банки выполняли прежде всего контрольно-распределительную роль:

- обеспечивали выделение запланированных объемов (лимитов) финансовых ресурсов на выполнение определенных планом видов работ;
- контролировали правильность расходования и поступления средств.

Непосредственно в нефтегазовом секторе бывшего СССР эти функции осуществляли:

- Стройбанк СССР – выделение средств как на капитальное строительство, так и на модернизацию действующих объектов;
- Госбанк СССР – поступление средств от реализации нефти, нефтепродуктов и природного газа и зачисление их в государственный бюджет;
- Внешэкономбанк СССР – поступление средств от внешней торговли нефтью, нефтепродуктами и природным газом, а также расходование части данных средств на закупку за рубежом материалов и оборудования для нефтегазового сектора.

В целом банки, банковская система выполняли подчиненную роль и обслуживали движение материальных потоков (в том числе и углеводородного сырья), исходя из принятых государственных приоритетов.

При переходе от системы централизованного планирования и управления к экономике, основанной на принципах рыночного хозяйства, происходит качественное изменение роли банков – не только в нефтегазовом секторе, но и в экономике в целом.

В переходной экономике банки из расчетно-кассовых центров превращаются в одну из основных активных сил реструктуризации предприятий. По мнению некоторых исследователей, новая возросшая роль банков в реструктурировании предприятий и в целом в корпоративном управлении связана с тем, что роль многих мелких и средних акционеров ввиду их раздробленности и неразвитости финансовых рынков ограничена, а также с тем, что *«инсайдерский контроль (осуществляемый менеджерами либо работниками) является всеобщим феноменом переходного периода»* (Корпоративное управление..., 1997 [98]).

Непосредственной формой проявления сильного инсайдерского контроля является отмеченное нами выше формирование и наличие значительного числа «угнетающих» компаний (см. часть II).

Однако при этом возникает «**дилемма инсайдеров**» – их сильный контроль над активами не позволяет им убедить аутсайдеров (внешних акционеров) вкладывать капитал в их предприятия. *«Дилемма инсайдеров состоит в том, что для повышения достоверности своих обещаний они должны либо обеспечить инвесторам соответствующие ситуации права собственности на активы или денежные потоки фирмы (например, путем предоставления залога), либо частично отказаться от контроля за принятием инвестиционных решений»* (Корпоративное управление..., 1997 [98]).

Изменение роли банков связано с необходимостью разрешения дилеммы инсайдеров в условиях отсутствия ряда дополняющих институтов – прежде всего таких как конкурентные рынки труда и капиталов. Сильный инсайдерский контроль и возрастающая роль аутсайдеров в корпоративном управлении в переходных экономиках Восточной Европы и России во многом являются следствием слабой реализации прав собственности (Корпоративное управление..., 1997 [98]).

Глава III.1.

Становление финансовых институтов в России в 1991–1995 гг.

Изменение взаимосвязей банков и промышленности произошло в связи:

- с расширением экономической самостоятельности предприятий нефтегазового сектора;
- с коммерциализацией банковской сферы.

Расширение рамок свободного рынка – сначала (летом 1991 г.) объем свободной реализации нефти не превышал 5% от объема ее добычи – потребовало значительной интенсификации всей системы расчетов и финансовых взаимоотношений по линии «банки – нефтяной субсектор». Даже незначительное увеличение сегмента свободной реализации выявило большой круг организационно-финансовых проблем:

- неэффективность (прежде всего громоздкость и неоперативность) всей системы финансовых расчетов в российской экономике;
- острый недостаток (а зачастую и просто отсутствие) специалистов в области финансов (особенно управления финансовыми ресурсами. В прежней системе такой задачи не возникало – управление состояло просто в правильном, в соответствии с определенными правилами, расходовании средств);
- острую нехватку финансово-кредитных учреждений (например, финансирование инвестиций в нефтегазовом секторе **Тюменской области** осуществлял **Тюменский филиал Промстройбанка СССР**, который имел на всей огромной территории 29 филиалов, не располагав-

ших на начало 90-х гг. современными средствами коммуникации и быстрого проведения расчетов с далеко отстоящими клиентами¹).

Либерализация банковской системы в сочетании с расширением финансово-экономической самостоятельности предприятий нефтяного субсектора вызвала рост банковских учреждений, имеющих «нефтяное» происхождение. В целом с точки зрения происхождения можно выделить **три основные группы банков**:

- 1) созданные на базе бывших специальных банков (из числа созданных в СССР в рамках радикальной экономической реформы 1987–1989 гг.);
- 2) созданные на базе отраслевых министерств и ведомств, а также отдельных предприятий (в том числе производственных объединений по добыче и переработке нефти и газа);
- 3) новые банки.

Причем первую группу целесообразно подразделить на *агропромбанки, промстройбанки, жилсоцбанки*. Например, на базе учреждений **Жилсоцбанка СССР** были созданы такие банки, как «**Мосбизнесбанк**», «**Уникомбанк**», «**Кузбас-соцбанк**» и др.

Отраслевые банки отличала (и отличает) достаточно узкая специализация и, главное, – сильная привязка к интересам кредител

¹ Российская газ. 1993. 15 мая.

как специализирующиеся на обслуживании экспорта стратегической продукции – прежде всего нефти и газа («**Нефтехимбанк**», «**ОНЭКСИМбанк**», «**ТОКОбанк**», «**Альфа-Банк**»). Отсюда наличие в 1992–1995 гг. значительных остатков на валютных счетах и большие обороты, которые позволили обойтись без рискованных операций по кредитованию посторонней клиентуры и получить хорошую прибыль.

Новые банки (подавляющее большинство которых находится в Москве – «**Международный Банк**», «**Инкомбанк**», «**Кредобанк**», «**Столичный Банк Сбережений**», «**Менатеп**», «**Мостбанк**» и др.) с самого начала выделялись повышенным вниманием к привлечению средств на счета клиентов. Это обстоятельство и обусловило динамизм и скорость роста данных банков в 1991–1993 гг. (в особенности «Инкомбанка», «Менатепа», «Мостбанка»). Эти банки наименее охотно занимались кредитованием – большая часть их средств лежала на корреспондентском и резервных счетах в ЦБ РФ. Рискованным операциям по кредитованию новые банки предпочитали простые расчетные операции, в основном в валюте.

Быстрому росту многих новых банков в России способствовал высокий уровень цен на их услуги, а также котировок валютных ресурсов. Помимо этого высокой марже способствовал острейший дефицит предложения на рынке банковских услуг по сравнению с опережающим увеличением числа хозяйствующих субъектов. Недостаток конкуренции позволял (и позволяет) кредитным институтам удерживать на низком уровне процентные выплаты по многим видам своих обязательств перед клиентами.

Развитие взаимоотношений банков и нефтяного субсектора России и является, на наш взгляд, весьма ярким подтверждением последнего тезиса.

III.1.1. Становление финансовых институтов в нефтяном субсекторе в 1991–1993 гг.

В течение 1991–1993 гг. процесс формирования взаимосвязей банков и нефтегазового сектора шел по двум основным направлениям:

1) формирования нефте-, газодобывающими и перерабатывающими предприятиями собственных финансово-расчетных центров – отраслевых банков;

2) формирования первых коммерческих банков (главным образом новых банков), стремившихся играть роль уполномоченных банков государства при выполнении отдельных операций.

В рамках первого направления на самом начальном этапе (в 1991 г.) предприятия нефтегазового сектора создавали банковские учреждения за счет чисто формальной трансформации своих финансовых служб. Так были созданы, например:

«**Сибнефтебанк**» (бывший финансовый отдел бывшего ВПО «Главтюменнефтегаз», учредитель – НПО «Тюменьнефтегаз»);

«**Лангепас**» (учредитель – АО «ЛУКОЙЛ-Лангепаснефтегаз»);

«**Капитал**» (учредители – АО «Черногорнефть», ПО «Томскнефть», ПО «Варьеганнефтегаз», АНК «Магма»);

«**Сургутнефтегазбанк**» (учредители – ПО «Сургутнефтегаз», ПО «Сургутгазпром», ПО «Тюменьэнерго», ПО «Севертранс»);

«**Ноябрьскнефтебанк**» (учредитель – ПО «Ноябрьскнефтегаз»);

«**Юганскнефтебанк**» (учредитель – ПО «Юганскнефтегаз»);

«**Уренгойбанк**» (учредитель – ПО «Уренгойгаздобыча»);

«**Югорский акционерный банк**» (акционеры и основатели – ПО «Сибнефтегазпереработка», АО «Мегионнефтегаз», НГДУ «Нижневартовскнефть»).

Появление собственных банков позволило предприятиям нефтегазового сектора в определенной степени снять остроту проблемы наличия оборотных средств, осуществления расчетов за продукцию и материалы, выплаты заработной платы и налогов. Однако подобные финансовые учреждения (при всем их значительном отличии от советских банков) все же не являлись (и большинство из них не являются и до настоящего времени) полноценными банковскими учреждениями ввиду чрезвычайно узкого круга финансовых операций и услуг, которые они были в состоянии предоставить. Поэтому вполне закономерным является устойчивое снижение рейтингов «карманных» банков в течение 1993–1997 гг. (табл. III.1).

В 1991–1995 гг. отраслевые банки не оказывали практически никакого влияния на инвестиционные процессы в нефтяном суб-

Таблица III.1. Рейтинги «нефтегазовых» банков в 1992–1997 гг.

		Рейтинги банков на					
Акционеры банков		1.07.92	1.07.93	1.07.94	1.07.95	1.07.96	1.07.97
Инкомбанк		7	6	4	5	3	2
ОНЭКСИМбанк	Сургутнефтегаз, Пурнефтегаз, Нафта-Москва	—	—	12	4	4	5
Империял	ЛУКОЙЛ, Газпром, Зарубежнефть	3	8	6	8	12	14
Международная финансовая компания (МФК)		—	—	10	11	9	24
Столичный Банк Сбережений (СБС)		9	18	19	15	8	4
Менатеп	Нафта-Москва	16	14	13	10	10	10
Национальный Резервный Банк	Газпром	—	—	—	—	13	13
ТОКОбанк	Юганскнефтегаз	1	9	11	21	19	23
Альфа-Банк			98	22	23	17	11
Нефтехимбанк	60 НПЗ и НХК России	11	22	17	28	30	43
Газпромбанк	Газпром	47	53	76	41	27	18
Промрадтехбанк	ЮКОС	—	—	55	62	46	47
Югорский	Нижневартовскнефтегаз	—	19	40	113	Н.д.	—
Нефтегазстройбанк	Нефтегазстрой	45	36	54	93	Н.д.	—
ИнтерТЭКбанк	Мегионнефтегаз, Коминетфть	—	—	—	49	44	50
Запсибкомбанк	Уренгойгаздобыча, Ямбурггаздобыча, Нижневартовскнефтегаз	15	16	20	53	45	51
Капитал	Черногорнефть	—	60	—	107	112	86
Сибнефтебанк	Тюменьнефтегаз	55	—	—	148	96	112
Уренгойбанк	Уренгойгаздобыча	—	—	—	192	199	—
Югра	Мегионнефтегаз	—	—	—	—	99	81
Юганскнефтебанк	Юганскнефтегаз	—	—	—	—	141	135
Юнибест	Нафта-Москва	—	—	—	—	135	61
Когалымнефтекомбанк	ЛУКОЙЛ-Когалымнефтегаз	—	—	—	—	150	100
Нефтепромбанк	Роснефть, Московская нефтяная биржа	—	—	—	—	154	115

И с т о ч н и к и : данные Информационного центра «Рейтинг»; Экономическая газ.. 1992. № 31; 1993. № 41; 1994. № 45; Финансовые известия. 1995. 10 авг.; 1996. № 79; 1997. № 60.

секторе. Анализ результатов деятельности **«Запсибкомбанка»** (в прошлом одного из ведущих отделений Стройбанка СССР) показал, что, например, в 1993 г. самой доходной услугой оставалось кредитование, которое принесло доход в 121 млрд руб., или 85% общей суммы доходов банка. Более 36% кредитов (55 млрд руб.) было выдано организациям торговли для досрочного завоза продовольствия и товаров в труднодоступные районы области¹.

Параллельно со становлением коммерческих банков в рассматриваемый период в России шло становление и развитие и других финансовых институтов – **инвестиционных фондов и компаний**. Финансовой основой развития их деятельности служили (в том числе) средства, полученные от торговой деятельности. Весьма показательным примером подобного финансового института является «многопрофильный» концерн **«Гермес»**. Первоначально это было малое инновационное предприятие, которое оказывало нефтяникам услуги научно-технического характера, что позволило установить деловые отношения со значительным числом государственных нефтедобывающих предприятий на территории **Тюменской области**. Вполне логичным продолжением коммерческого направления деятельности фирмы явилось установление договоренностей с нефтедобывающими предприятиями по представлению их интересов на бирже. В результате ко времени начала биржевой торговли нефтью компания «Гермес» начала выступать как торговый агент между нефтедобывающими и нефтеперерабатывающими предприятиями. Первые же крупные торги (в июле 1991 г.) на **Тюменской товарно-фондовой бирже** превратили малое научно-техническое предприятие в «концерн» – по одной из сделок впервые было продано 100 тыс. т нефти за валюту на сумму в 12 млн дол.²

Поэтому финансово-экономической основой становления «Гермеса» послужило наличие двух резко различных уровней цен на нефть – чрезвычайно низкой государственной и биржевой цены на уровне цен внешнего рынка (при продаже за валюту). Получив столь значительный капитал, научно-технический центр (НТЦ) «Гермес» начал строить более грандиозные планы, включая участие в акционировании предприятий нефтегазового сектора, создание собствен-

ных нефтедобывающих и нефтеснабжающих компаний и т. д. В частности, под его эгидой в весьма короткие сроки были созданы транснациональная нефтяная компания **«Гермес-Союз»**, **АО «Гермес-Дон»** и очень большое число других компаний (включая банки, инвестиционные фонды и т. д.). Однако номинальному «многопрофильному» концерну стать реальной многопрофильной производственно-финансовой структурой не удалось в силу как производственно-технических, так и финансовых причин – явной нехватки средств для участия в реальных проектах в нефтяном субсекторе (получить которые было просто невозможно без наличия тесной связи с государственными финансами).

В рамках второго направления происходило формирование многопрофильных коммерческих банков по инициативе и при активной поддержке государства. Основная причина создания подобных банков – невозможность выполнения ряда важных государственных функций прежними банками (такими как, например, Внешэкономбанк СССР). Создавая новые банки (или активно участвуя в их создании), государство стремилось не только создать эффективные финансовые институты, но и сохранить свое влияние на ряд важнейших экономических направлений. По мнению **А. Илларионова**, *«банковской системе независимо от того, было это осознанным или нет, обеспечивались субсидии в размере десятков миллиардов долларов ежегодно. Источником субсидирования были государственные финансы, а инструментами – и разница между кредитными и депозитными ставками в условиях галопирующей инфляции, и падающий валютный курс, и межбанковские кредиты, и прямые кредиты Центрального банка, и наличие бюджетных счетов в уполномоченных банках, и государственные гарантии...»*³.

По данным **Л. Макаревича**, в сентябре 1996 г. долгосрочные кредиты составляли всего 19,6 трлн руб. из суммарных 314 трлн руб., предоставленных банками экономике. В балансах ведущей «десятки» доля длинных ссуд была всего 0,04% на пике инфляции (в 1993–1994 гг.) и почти не изменилась к концу 1996 г. При этом почти половина активов кредитных институтов обращалась внутри самой банковской сферы, не вливаясь в иные сектора⁴.

¹ Сибирский Посад (Тюмень). 1994. 4–11 февр.

² ЭКО. 1991. № 10.

³ Известия. 1997. 15 окт.

⁴ Финансовые известия. 1996. 26 нояб.

Однако в условиях России, для того чтобы достичь успеха, банку недостаточно только хорошо работать (или иметь солидную базу и разветвленную сеть филиалов) – необходимы государственная поддержка и солидная клиентура. Об этом, в частности, свидетельствуют данные о доле бюджетных средств в балансе отдельных банков (табл. III.2). В 1995 г. пяти банкам (и в их

числе «Менатепу» и «ОНЭКСИМу») в виде платы за предоставленные кредиты было выплачено из бюджета около 27% суммы привлеченных кредитов. На эти пять банков пришлось 90% всей суммы привлеченных кредитов. При этом сумма, полученная данными банками в оплату выданных кредитов за счет бюджета, оценивается в размере 5,6 трлн руб.¹

Таблица III.2. **Собственный капитал и доля бюджетных средств в балансах российских банков на 1.07.1997 г.**

	Собственный капитал		Доля бюджетных средств в балансе, %
	млн руб.	млн дол.	
Инкомбанк	1798211	327	0,242
ОНЭКСИМбанк	3009921	547	12,163
Империял	1425377	259	3,71
МФК	1620793	295	0,409
СБС-Агро	1537988	280	0,928
Менатеп	967767	176	2,836
Национальный Резервный Банк	1692738	308	0,002
ТОКОбанк	1126792	205	0,154
Альфа-Банк	1017154	185	0,74
Нефтехимбанк	496383	90	0,493
Газпромбанк	1579699	287	1,156
Промрадтехбанк	118523	22	12,429
ИнтерТЭКбанк	502519	91	0,119
Запсибкомбанк	269436	49	6,214
Сибнефтебанк	157824	29	
Уренгойбанк	26103	5	
Югра	107777	20	0,224
Юганскнефтебанк	44806	8	
Юнибест	133165	24	
Когалымнефтебанк	85085	15	
Нефтепромбанк	180672	33	0,087

И с т о ч н и к и: Финансовые известия. 1997. № 60; Коммерсантъ-Рейтинг. 1997. № 11.

¹ Финансовые известия. 1997. 29 мая.

III.1.2. Пути становления и развития отдельных финансовых институтов

То, как шел процесс формирования и развития финансовых структур нефтяного субсектора, проследим ниже на примере двух крупнейших российских банков – «ОНЭКСИМбанка» и «Менатеп».

Группа МФК – «ОНЭКСИМбанк»

«ОНЭКСИМбанк» зарегистрирован в апреле 1993 г. При создании МФК и «ОНЭКСИМбанка» главная цель состояла в разделении государственного и коммерческого начал, соединенных в таких банках, как Внешэкономбанк (ВЭБ) и Международный банк экономического сотрудничества (МБЭС).

Акционерами банка являются 30 крупнейших российских внешнеторговых объединений с совокупным оборотом, превышающим 10 млрд дол. Среди акционеров-учредителей «ОНЭКСИМбанка» – РАО «Норильский Никель»; АО «Нафта-Москва»; ГВК «Роснефтимпекс»; ВАО «Совбункер»; АКБ «Международная финансовая компания». Затем в число основных акционеров вошли АО «Сургутнефтегаз» и АО «Пурнефтегаз» (при проведении дополнительной эмиссии в первой половине 1995 г., направленной на значительное – в 8 раз – увеличение уставного фонда банка)¹.

Активное участие в создании банка приняли Минфин и ЦБ РФ. Летом 1994 г. банк стал агентом правительства РФ по обслуживанию централизованных внешнеэкономических связей (получил право обслуживания счетов таможенной службы России). Поэтому не случайно, что у банка сложились с самого начала его функционирования особые отношения с правительством. В то же время с самого начала своего создания и функционирования группа МФК – «ОНЭКСИМбанк» была связана с солидными клиентами – как нефтетрейдерами, так и предприятиями сырьевого сектора.

«Менатеп»

Несколько по-иному шло становление и развитие банка «Менатеп».

Среди акционеров «Менатеп» никто не владеет пакетом акций более чем в 5% (среди первоначальных акционеров банка была по меньшей мере 21 организация, в том числе «Нафта-Москва»). Банк «Менатеп» вырос из Центра межотраслевых научно-технических программ, который впоследствии стал одним из учредителей объединения «Менатеп». В апреле 1989 г. был образован Акционерный коммерческий инновационный банк научно-технического прогресса (АКИБ) с уставным капиталом в 5 млн руб. (минимальный уровень для регистрации коммерческого банка в тот период), куда вошли предприятия объединения «Менатеп».

Рост банка, по всей видимости, связан с такими обстоятельствами, как:

- привлечение в число клиентов и акционеров внешнеторговых объединений и структур (таких как «Нафта-Москва»);
- активная работа на валютном рынке (банк одним из первых коммерческих банков России получил лицензию, дающую на это право);
- работа с торговыми компаниями;
- сближение с правительственными кругами (банк одним из первых стал обслуживать в конце 1991 г. торговые операции с Белоруссией и Украиной).

В целом стратегия банка «Менатеп» (как это отмечали и его руководители) развивалась и развивается в направлении большей универсализации – управления активами на новых направлениях².

Многопрофильные банки формировались не только при поддержке и участии государства, но и при участии разнородных многопрофильных (чаще всего торгово-посреднических) фирм и компаний. Именно к числу таких банков следует отнести московские банки «Менатеп», «Инкомбанк», «Альфа-Банк» и ряд других. Сильной сто-

роной данных банков на первых порах было не столько наличие государственной поддержки (они ее в этот период просто не имели), сколько значительно большая предприимчивость, гибкость, многопрофильный характер деятельности (выполнение не только расчетно-кассовых операций, но и создание и поддержка торгово-посреднических

¹ Финансовые известия. 1995. № 3.

² Интервью с председателем правления «Менатеп» С. Монаховым (Коммерсантъ-Daily. 1996. 17 авг.).

фирм и структур) и ориентация на проведение наиболее выгодных и менее рискованных операций.

В целом рассмотренный период взаимодействия банков и нефтегазового сектора в России можно охарактеризовать как период параллельного становления и развития «нефтегазовых» узкоспециализированных банков и многопрофильных (преимущественно столичных) банков. Последние участвовали в делах нефтегазового сектора в той степени и в той мере, в какой это было связано с осуществлением внешнеторговых операций – как по продаже нефти и нефтепродуктов, так и по встречным закупкам оборудования. В этом последнем качестве многопрофильные банки просто заменили прежний Внешэкономбанк СССР.

III.1.3. Место финансовых институтов в нефтяном субсекторе в 1993–1995 гг.

Полный отказ от системы государственного финансирования капиталовложений в нефтегазовом секторе, последовавшая за этим смена формы собственности (сначала в виде акционирования, а затем и частичной приватизации), усложнение внутриэкономической ситуации и ужесточение государственной фискальной политики – все это не могло не сказаться на формировании новой системы взаимоотношений банков и предприятий (а затем и компаний) нефтегазового сектора.

Относительно **нефтяных (как правило, провинциальных) банков** стало ясно, что данные банки:

- не могут (не в состоянии) обеспечить привлечение финансовых ресурсов для осуществления инвестиционных проектов и программ;
- не в состоянии обеспечить «защиту» интересов сформированных акционерных обществ и акционерных нефтяных компаний по устранению возможности нежелательного поглощения, а также привлечения стратегических партнеров;
- не в состоянии обеспечить поддержание диалога на равноправной основе (или на условиях «*быть услышанными*») с правительством и органами федеральной законодательной власти (а во многих случаях и даже с органами исполнительной и за-

конодательной власти на региональном уровне);

- не обладают должной профессиональной квалификацией для решения постоянно возникающих нестандартных и новых ситуаций в экономической жизни и т. д.

Не менее важным обстоятельством явилось и заложенное изначально **противоречие**:

с одной стороны, отраслевые (так называемые «карманные») банки создавались как коммерческие, призванные получать прибыль от совершения банковских операций;

с другой стороны, соединение в одном лице учредителя и клиента (при неразвитой клиентской базе отраслевых банков) постоянно приводило к нарушению коммерческой направленности деятельности банка в угоду краткосрочным интересам основного учредителя-клиента.

Наиболее ярким примером зависимого альянса нефтяной компании и банка является взаимосвязь **АО «Нижневартовскнефтегаз» – АКБ «Югорский»**. В 1992–1993 гг. АКБ «Югорский» был одним из наиболее динамичных и быстро растущих банков России. Более того, в начале 1994 г. данным банком совместно с банком «Империал» разрабатывался проект создания банковского союза специально для целей финансирования нефтяного субсектора России (за счет как внутренних источников, так и привлечения кредитных ресурсов на внешнем рынке под правительственные гарантии). Однако после несвоевременного осуществления банком ряда платежей АО «Нижневартовскнефтегаз» приняло решение о выходе из состава его учредителей и о переводе своих счетов в другие банки, а затем его примеру последовало и АО «Мегионнефтегаз» (создавшее свой «карманный» АКБ «Югра»). Вполне понятно, что в скором времени АКБ «Югорский» резко сдал свои позиции (уже в середине 1995 г. данный банк находился за пределами списка ста крупнейших российских банков).

Создание акционерных нефтяных компаний в 1993–1995 гг. значительно повлияло на **изменение системы связей «нефтегазовый сектор – банки»** по ряду направлений:

- формирование холдинговых акционерных нефтяных компаний (таких как «ЛУКОЙЛ», «ЮКОС» и «Сургутнефтегаз») потребовало наличия более мощных банковских уч-

- реждений, отвечающих размеру и задачам данных структур;
- увеличение доли экспорта нефти также потребовало укрепления связей с универсальными московскими банками (не только в решении проблем обслуживания расчетных операций, но и в лоббировании условий экспорта нефти и импорта оборудования).

При этом формирование взаимоотношений банков и нефтяных компаний прошло в течение 1993–1995 гг. ряд **стадий**:

- выполнение банками функций расчетно-кассового центра АНК;
- привлечение банков и родственных им инвестиционных компаний и фондов для участия в процессе разгосударствления и приватизации (выполнение функций депозитария, например);

- консультирование и сопровождение банками (и/или дочерними инвестиционными компаниями) процесса формирования корпоративных связей в рамках вновь образованных АНК;
- оказание банками услуг по привлечению внешних инвестиционных ресурсов.

Изменение роли различных типов банков – как правило, рост влияния универсальных банков и уменьшение влияния отраслевых – можно проследить по изменению рейтингов (при всей условности и неоднозначности правил их расчета) – см. табл. III.1: позиции отраслевых банков, созданных нефтяными компаниями, не только не растут, но даже снижаются, в то время как позиции универсальных банков или стабильны, или укрепляются (что выражается в том числе и в росте их активов).

Глава III.2.

Формирование взаимосвязей нефтяных компаний и банков на этапе полного разгосударствления и приватизации

III.2.1.

Альянсы ведущих нефтяных компаний и банков

Еще начиная с 1993 г. одной из основных форм взаимодействия нефтяных компаний, банков и финансово-инвестиционных компаний стало создание альянсов.

АНК «ЛУКойл» – АКБ «Империял» – АО «НИКойл»

Компанией «ЛУКойл» в октябре 1993 г. было принято решение об аккумулировании в АКБ «Империял» всех своих средств, которые до этого были рассредоточены в 12 банках. На этот шаг компания «ЛУКойл» пошла сразу после своей реорганизации в новом качестве – акционированного общества. Новый статус компании неизбежно потребовал и новой политики по отношению к банкам, ее обслуживающим. Поэтому компания «ЛУКойл» также приняла решение о приобретении значительного пакета акций банка.

В результате в числе основных акционеров АКБ «Империял» оказались АНК «ЛУКойл», РАО «Газпром» и внешнеторговое объединение «Зарубежнефть» (все имели примерно равные доли – около 12% пакета акций банка).

В том же 1993 г. АНК «ЛУКойл» приняла участие в создании АО «НИКойл». Первоначально идея создания фирмы «НИКойл» принадлежала группе специалистов, подготовивших годом ранее план приватизации «ЛУКойла». Этот план победил на конкурсе проект, представленный банком «Pariba». Весной 1994 г. после выхода указа Президента РФ, запретившего фондовым брокерам одновременно быть держателями реестра акционеров, из инвестиционной компании была выделена фирма «Независимый регистратор НИКойл».

«НИКойл» стал эксклюзивным представителем нефтяной компании «ЛУКойл» на фондовом рынке России и за рубежом.

Как мы увидим далее, впоследствии АО «НИКойл» стало крупнейшим держателем пакета акций «ЛУКойла».

Альянс банков и инвестиционных институтов с АНК «ЛУКойл» отличало и отличает то, что с самого начала в этих контактах руководство нефтяной компании играло активную роль. Банки, другие финансово-инвестиционные институты обеспечивали консолидацию нефтяной компании, и она во многом сама определяла, к услугам каких финансовых институтов прибегать и для каких целей их использовать.

Причин такого активного поведения руководства АНК «ЛУКОЙЛ» несколько:

- значительная близость руководства компании к политическому руководству страны (а также к государственной финансово-экономической системе);
- лидерство головного офиса в отношениях с соучредителями компании и входящими в ее состав нефтедобывающими предприятиями (в последующем дочерними компаниями) – с самого начала становления и развития компании «ЛУКОЙЛ»;
- несомненное преимущество головной компании в уровне кадрового потенциала по сравнению с дочерними структурами.

Следует отметить, что в 1994–1995 гг. банк «Империал», стремясь реализовать собственную (независимую от АНК «ЛУКОЙЛ») стратегию и стать ведущим банком нефтяного субсектора России, приобрел весьма крупный пакет акций АО «Черногорнефть» (который впоследствии был продан «ОНЭКСИМбанку»).

АНК «ЮКОС» – банк «Менатеп»

Компания «ЮКОС» с начала своего создания выбрала в качестве головного банка АКБ «Промрадтехбанк». Именно инвестиционными отделами данного банка разрабатывались первые схемы управления и консолидации компании, а также осуществлялось ведение депозитария компании.

Однако данный альянс не смог стать основой будущего долгосрочного сотрудничества. Основная причина состоит не только в том, что АКБ «Промрадтехбанк» относился к разряду средних банков, но и, что более важно, он никак не мог способствовать изменению баланса сил внутри компании «ЮКОС». В конечном счете роль «Промрадтехбанка» ограничилась выполнением роли депозитария нефтяной компании.

Формирование и развитие компании «ЮКОС» во многом происходило под определяющим влиянием правительственных документов и решений по реструктурированию нефтегазового сектора. Поэтому период 1993–1995 гг. в становлении данной компании можно охарактеризовать как период противостояния АНК «ЮКОС» и АО «Юганскнефтегаз». Например, АО «Юганскнефтегаз» стало одним из основных учредителей одного из ведущих российских банков – ТОКОбанка (с долей капитала свыше 20%).

Руководство АНК «ЮКОС» не могло преодолеть сопротивление АО «Юганскнефтегаз» и консолидировать в рамках холдинговой компании все основные материальные и финансовые потоки. С целью преодоления этого сопротивления руководство АНК «ЮКОС» даже прибегло к поддержке представителей государства (как владельца контрольного пакета акций) – в январе 1995 г. впервые в практике взаимоотношений государства и нефтяной компании был подготовлен «Протокол совещания представителей государства...», в котором президенту компании было предложено, например, организовать сбыт нефти и нефтепродуктов только через головную компанию¹.

Однако изменить положение смог лишь приход нового реального собственника (и, соответственно, распорядителя собственности), не только выпускающего «Протоколы...», но и обеспечивающего организационную и финансовую поддержку предлагаемых решений.

Альянс с новым потенциальным собственником – банком «Менатеп» – начал складываться у АНК «ЮКОС» еще в 1992 г., когда банк подготовил одну из первых инвестиционных программ под эгидой Минтопэнерго РФ «Весеннее действие», которая более детально представлялась как «Инвестиционная программа международного финансового объединения для предприятий нефтяной, газовой, строительной и оборонной отраслей»². Банк «Менатеп» (в отличие, например, от «Промрадтехбанка») имел более тесные связи с правительством и правительственными структурами и отличался гораздо более динамичной и предприимчивой командой менеджеров и специалистов.

АНК «Сургутнефтегаз» – «ОНЭКСИМбанк». АНК «СИДАНКО» – «ОНЭКСИМбанк»

Такие нефтяные компании, как АНК «Сургутнефтегаз» и АНК «СИДАНКО», не придерживались в своей корпоративной стратегии тесных контактов с одной определенной финансово-инвестиционной группой.

АНК «Сургутнефтегаз», например, в большей степени близка по подходу к формированию связей с финансово-инвестиционными структурами к АНК «ЛУКОЙЛ» – а именно: расчеты проводились (и проводятся) через несколько банков (в том числе и через «ОНЭКСИМбанк»), а вся эмиссионная деятельность и ведение реестра находились под пристальным вниманием и контролем головной компании. В самом начале 1995 г. Совет директоров «ОНЭКСИМбанка» принял решение об увеличении уставного капитала в 8 раз – до 1 трлн руб. Значительную часть этой эмиссии выкупила... АНК «Сургутнефтегаз», и в результате доля нефтяной компании в уставном капитале банка стала составлять 16,6%. Именно этим объясняется участие «ОНЭКСИМбанка» в залоговом аукционе по

¹ Коммерсантъ-Daily. 1995. 9 февр.

² Известия. 1992. 22 мая.

АНК «Сургутнефтегаз» в непривычной для него роли – лишь гаранта платежеспособности Негосударственного пенсионного фонда (НПФ) «Сургутнефтегаз».

Решение проблем управления и реструктурирования компании с самого начала ее деятельности находилось под вниманием руководства холдинга, а для выполнения специальных работ по контракту была приглашена консультационная фирма «Центр-Инвест».

АНК «СИДАНКО» также до середины 1995 г. полностью ориентировалась на ведущую и определяющую роль руководства холдинга в выработке и реализации единой корпоративной стратегии (о чем свидетельствуют, например, принятые в начале 1995 г. «Основные мероприятия по реализации принципов корпоративного управления АО «СИДАНКО»). В рамках реализации данной стратегии было создано межбанковское объединение (МБО) «СИДАНКО» (учредителями которого выступили АНК «СИДАНКО», Международный промышленный банк и банк «Капитал»)¹. Однако недостаток финансовых средств у учредителей и членов МБО (в основном региональных банков) не позволил реализовать стратегию трансформации АНК «СИДАНКО» в финансово-промышленный холдинг на приемлемых для ее руководства условиях. Недостаток финансовых ресурсов у «СИДАНКО» заставил ее руководство прибегнуть к крупным заимствованиям финансовых ресурсов – прежде всего у «ОНЭКСИМбанка» и «Империала». Последнее обстоятельство во многом объясняется слабостью внутренней структуры управления и недостаточным уровнем консолидации компании – холдинг в течение 1994–1995 гг. практически не имел поступлений средств от своих дочерних компаний и не участвовал в управлении материально-финансовыми потоками.

Однако при всем динамизме и повышении роли и влияния крупных российских универсальных (московских по происхождению) банков следует отметить, что размеры их собственных капиталов были невелики. Например, собственный капитал «ОНЭКСИМбанка» не превышал в середине 1997 г. 550 млн дол. (см. табл. III.2).

Таким образом, представляется, что можно сделать некоторые выводы о том, как складывались **отношения нефтяных компаний и банков** в 1993–1994 гг:

- произошел перенос центра тяжести в контактах – с «карманных» банков на крупные многопрофильные банки;
- предпочтение отдавалось не только финансово состоятельным банкам, но и банкам, имеющим потенциал роста, – прежде всего за счет уровня квалификации персонала и ведущих топ-менеджеров, а также за счет установления, расширения и развития контактов с правительством;
- по мере расширения фондового рынка и осуществления приватизации в банках начинает формироваться и расширяться инвестиционное направление;
- преобладающим мотивом вовлечения банков в нефтяной субсектор стало получение крупных клиентов со значительным финансовым оборотом и ориентированных на внешнеэкономические связи.

Важнейшим стимулом и стремлением банков в развитии и расширении их функций и сфер деятельности в условиях России было (и остается) стремление к получению доступа к государственным финансам, к выполнению функций уполномоченных агентов в отдельных областях и сферах деятельности.

III.2.2. Универсальные коммерческие банки – от роли финансовых агентов к роли собственников (1995 – начало 1998 г.)

Развитие фондового рынка значительно повлияло на деятельность многих коммерческих банков. В ряде банков были созданы значительные по размеру и масштабам операций инвестиционные подразделения. В конечном счете в крупнейших из банков были созданы инвестиционные компании (финансово-промышленные группы, управляющие компании и т. д.):

- вокруг альянса **МФК** – «ОНЭКСИМ-банк» была создана финансово-промышленная группа «**Интеррос**» (в соответствии с Указом Президента РФ от 28 октября 1994 г. № 2023 «О выработке мер государственной поддержки создания и деятельности финансово-промышленных групп на базе финансово-промышленной группы «Интеррос»²;
- в составе группы «**Менатеп**» в сентябре 1995 г. была создана управляющая компания «**Роспром**» для управления пакетами акций промышленных предприятий;
- аналогичные компании были созданы в «**Инкомбанке**», «**Столичном**» (**СБС-Агро**) и других банках.

То есть в крупнейших российских банках произошло разделение инвестиционного бизнеса и функций коммерческого банка.

¹ Коммерсантъ-Daily. 1995. 30 янв.

² Сегодня. 1995. 18 мая.

Какие процессы отражает формирование инвестиционных подразделений в составе крупнейших российских банков?

Определенный ответ на этот вопрос может дать, например, мнение, высказанное генеральным директором **ФПГ «Интеррос»**

В. Шматовичем:

«Когда создавался «Интеррос», «ОНЭКСИМбанк» был уже самостоятельным организмом. ФПГ ему была интересна перспективным сотрудничеством с государством... Потом мы поняли, что объединение государственного и частного капитала не состоялось – господдержки ноль... и решили рассчитывать на собственные силы.

...«Интеррос» будет отбирать предприятия, которые, по нашему мнению, недооценены рынком, привлекать экспертов, формировать менеджерские команды, реструктурировать предприятие и улучшать его финансовые показатели на микроуровне. И только после этого формировать свой промышленный портфель.

Какие-то предприятия будут продаваться от нашего имени или от имени государства, какие-то останутся в структуре ФПГ»¹.

То есть **цели перехода ряда банков в инвестиционный бизнес** связаны с рядом обстоятельств, таких как:

- резкое снижение доходности операций на чисто финансовом рынке, а также значительная его неустойчивость;
- стремление получить поддержку со стороны государства;
- уникальность ситуации, которая имела место в России в 1993–1995 гг. в связи с массовой приватизацией и распродажей колоссальных производственных активов по чрезвычайно низким ценам.

Снижение доходности операций на финансовом рынке было обусловлено:

- уменьшением ставок рефинансирования ЦБ РФ;
- введением валютного коридора и усилением системы государственного регулирования и контроля за проведением операций на валютном рынке;
- переносом акцентов в работе банков на операции с государственными ценными бумагами (с ГКО прежде всего) и постепенным снижением доходности операций по ним;

- продолжающимся экономическим спадом и, как следствие, резким обострением проблемы неплатежей в экономике России (в итоге, например, нефтегазовый сектор начиная с весны 1995 г. превратился из кредитора в основного должника);
- необходимостью стабилизации поступления финансовых средств за счет наличия крупных и стабильных клиентов.

Сильнейший удар по банкам нанес валютный коридор, который привел к значительному отставанию роста номинального курса свободно конвертируемых валют от реальных темпов инфляции в России. Особенно пострадали кредитные институты с большой долей работающих активов в валюте (прежде всего московские банки, в том числе универсальные).

Сказанное означает, что к середине 1995 г. во многом исчерпались отмеченные ранее возможности динамичного роста новых банков – сократилась прибыльность простых расчетных операций, в основном в валюте, а также резко упала доходность операций с государственными ценными бумагами.

В течение 1994–1995 гг. произошел переход банков (не только мелких, но также крупных и средних) от преимущественных операций с валютой к операциям с государственными ценными бумагами. Можно сказать, что в 1996 г. банковская система России в целом поддерживалась «на плаву» за счет высокой доходности по государственным ценным бумагам.

В сентябре 1996 г. долгосрочные кредиты составляли всего 19,6 трлн руб. из суммарных 314 трлн руб., предоставленных банками экономике. В балансах ведущей «десятки» доля длинных ссуд была всего 0,04% на пике инфляции и ныне почти не изменилась.

Все отмеченные выше обстоятельства – и экономические, и политические (значительная роль государства в России в вопросах хозяйственной жизни) – предопределили выбор крупнейшими новыми банками стратегии, связанной с усилением инвестиционной деятельности. В противном случае этим банкам было бы весьма трудно рассчитывать как на поддержку со стороны государства, так и на закрепление своих позиций на российском банковском олимпе.

¹ Сегодня. 1996. 22 окт.

III.2.3. Полное разгосударствление и приватизация в 1995 – начале 1998 г.

Пожалуй, наиболее принципиальная экономическая проблема переходного периода – обеспечение социальной стабильности. Достичь этого, в свою очередь, можно только за счет стабилизации уровня жизни населения, и прежде всего максимального сохранения выплат социального характера из бюджета – пособий, дотаций и др. Однако в условиях спада производства, хронического дефицита государственного бюджета обеспечить выполнение данной задачи чрезвычайно трудно.

Один из финансовых источников ее решения отмечен нами ранее – жесткое фискальное налогообложение сырьевых экспортно-ориентированных секторов экономики, и прежде всего нефтегазового сектора. Однако такая политика вошла в противоречие с условиями поддержания сектора в функционирующем состоянии – дальнейшее усиление налогового бремени во все большей степени стало грозить остановкой уже действующих промыслов и лишало сектор инвестиционных ресурсов для реализации новых проектов.

В этих условиях один из возможных выходов из создавшейся ситуации был связан с **продажей государственных пакетов акций в ведущих и наиболее привлекательных для крупных инвесторов секторах экономики**. Тем более что в конце 1995 – начале 1996 г. истек срок закрепления в федеральной собственности пакетов акций первых созданных в процессе акционирования и частичной приватизации нефтяных компаний и РАО «Газпром». Впервые данное предложение было высказано представителями ряда универсальных российских банков в марте 1995 г. Предложение сводилось к предоставлению кредита российскому правительству под залог федеральных пакетов акций приватизированных предприятий. Затем данный подход был предложен от имени консорциума на заседании Правительства РФ 30 марта 1995 г. президентом «ОНЭКСИМбанка» В. Потаниным (при этом также присутствовали президенты банков «Менатеп» и «СБС»).

Предложение банков в конечном счете было поддержано на государственном уровне – *Указом Президента РФ от 31 августа 1995 г.*

№ 889 «О порядке передачи в 1995 году в залог акций, находящихся в федеральной собственности», а также детализирующими его применение «Правилами проведения аукционов на право заключения договоров кредита, залога находящихся в федеральной собственности акций и комиссии»¹. Несколько позже был принят Указ Президента РФ от 30 сентября 1995 г. № 986 «О порядке принятия решения об управлении и распоряжении находящимися в федеральной собственности акциями»².

Основное содержание предложенной схемы заключалось в «передаче в залог находящихся в федеральной собственности пакетов акций акционерных обществ, созданных в процессе приватизации, под условием гарантированного поступления в федеральный бюджет указанных средств... по итогам проведения аукционов на право заключения соответствующих договоров...» (п. 2 Указа Президента РФ № 889). При этом устанавливались определенные ограничения на право голосования залогодержателя по принципиальным вопросам – таким как реорганизация и ликвидация, изменение уставного капитала, отчуждение имущества (в случае, если сумма сделки превышает 10% уставного капитала) и др. Срок действия данного указа был ограничен рамками последнего квартала 1995 г. Победитель аукциона получал право на заключение договоров кредита и залога, причем эти договоры были взаимообусловлены – если победитель не собирался стать владельцем залога, то он мог получить право комиссионера, реализующего государственную долю.

Предложение консорциума ведущих банков весной 1995 г. вызвало ряд возражений как со стороны органов исполнительной власти (в частности, **Минтопэнерго РФ**, которое предлагало передать ему полномочия акционеров по пакетам акций, закрепленным в федеральной собственности³), так и со стороны банков, не вошедших в первоначальный состав консорциума (в частности, банков – членов так называемого «**консорциума-2**», а именно «**Альфа-Банка**», «**Российского кредита**» и «**Инкомбанка**»), а также органов власти субъектов Федерации и руководителей нефтяных компаний (которые предлагали различные

¹ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 36. Ст. 3527.

² Собрание Законодательства РФ. 1995. № 41. Ст. 3874.

³ Коммерсантъ. 1995. № 41–42.

схемы как передачи в залог, так и продажи государственных пакетов акций, обеспечивающих сохранение их положения в управлении собственностью нефтяных компаний).

В целом, по мнению автора, проведение заключительного этапа приватизации нефтяного субсектора российской экономики, начиная с конца 1995 г., свидетельствует о **принципиальной смене регулирующего механизма и изменении роли государства**. Под давлением экономических условий и обстоятельств, связанных с необходимостью стабилизации социально-экономической ситуации и пополнения доходной части государственного бюджета, были приняты решения, свидетельствующие об отходе государства от прямого участия в нефтяном субсекторе – сначала только в форме передачи государственного пакета акций в залог, а затем и последующей его продажи.

Формирование фрагментов нового регулирующего механизма в наибольшей степени было обусловлено причинами фискального характера, а не соображениями роста экономической эффективности. В этом смысле можно провести определенную аналогию с динамикой экономического поведения нефтяных компаний, рассмотренной нами выше, – в фазе кризиса преобладает стремление к достижению финансовой устойчивости, а не роста прибыли и экономической эффективности.

Следует отметить, что принятие в 1995 г. решений о передаче в залог акций, находящихся в федеральной собственности, рассматривалось органами государственной власти как временная мера, обусловленная сложностью формирования доходной части государственного бюджета. В *Договоре кредита* было записано, что кредит предоставляется до первой из следующих дат:

- 1) даты погашения государством обязательств по кредиту из средств федерального бюджета;
- 2) даты, определяемой прибавлением пяти дней к дате зачисления выручки от реализации заложенных акций.

И поскольку правительство не могло в течение 1996 г. обеспечить погашение полученного в ходе залоговых аукционов кредита, окончание периода залога могло определяться на практике только сроком продажи заложенных акций.

Однако в связи с тем, что отрасли топливно-энергетического сектора относятся к определяющим состояние экономики страны

в целом, через год были приняты такие документы, как Указ Президента РФ от 9 сентября 1996 г. № 1333 «О продлении срока закрепления в федеральной собственности акций акционерных обществ (компаний) топливной промышленности и энергетики»¹, а также Постановление Правительства РФ от 23 ноября 1996 г. № 1415 «О продлении срока закрепления в федеральной собственности акций акционерных обществ (компаний) топливной промышленности и энергетики»². Эти документы предусматривали «продление до 31 декабря 1998 г. срока закрепления в федеральной собственности акций акционерных обществ (компаний) топливной промышленности и энергетики, имеющих стратегическое значение для обеспечения национальной безопасности страны...».

И вновь сложная ситуация с государственным бюджетом не позволила реализовать долгосрочные государственные интересы в форме сохранения прямого участия государства – государственные пакеты акций, переданные в конце 1995 г. в залог, были предложены к продаже на инвестиционных конкурсах. Ключевым направлением институциональных преобразований на государственном уровне стал **процесс последовательного сужения сферы применения права хозяйственного ведения**.

Как было отмечено в материалах к заседанию Правительства РФ, «*совершенствование управления государственной собственностью направлено на освобождение государства от не свойственных ему функций в экономической сфере*»³. Данное положение в полной мере, начиная со второй половины 1996 г., было распространено и на нефтяной субсектор экономики России.

Последующий этап полного разгосударствления (1997–1998 гг.) отличается тем, что был основан на «**чистых**» **схемах продажи государственных пакетов акций нефтяных компаний**, а также **снятием всех и всяких ограничений на участие иностранных инвесторов**. Снятие ограничений на участие иностранных инвесторов в ноябре 1997 г. было обусловлено как причинами макроэкономического характера (по мнению **М. Дмитриева**, со-

¹ Собрание Законодательства РФ. 1996. № 38. Ст. 4407.

² Собрание Законодательства РФ. 1996. № 50. Ст. 5658.

³ Российская газ. 1997. 24 июня.

хранением и даже усугублением бюджетного кризиса, вызванного неконтролируемой эскалацией финансовых обязательств Правительства РФ¹), так и ограниченностью финансовых ресурсов потенциальных российских институциональных инвесторов (см. данные о собственном капитале ведущих

российских банков, связанных с нефтегазовым сектором, – табл. III.2).

Результаты проведения залоговых аукционов, а также последовавших за ними конкурсов по продаже государственных пакетов нефтяных компаний, как представляется автору, подтверждают сказанное выше.

АНК «ЛУКОЙЛ»

В ноябре – декабре 1995 г. состоялись инвестиционный конкурс и аукцион на право предоставления кредита под залог части государственного пакета акций.

Акционерный капитал АНК «ЛУКОЙЛ» по состоянию на начало 1995 г. (до 29 мая) распределялся следующим образом:

- государству принадлежало 80,44%;
- юридическим и физическим лицам – 16,37%;
- привилегированные акции составляли 3,19%².

По результатам инвестиционного конкурса в декабре того же года 16,07% акций было приобретено победителем – инвестиционной компанией «НИКОЙЛ». За этот пакет компания заплатила 800 млрд руб.³ и стала в итоге крупнейшим держателем акций холдинга среди юридических лиц. Все полученные средства предполагалось направить на модернизацию НПЗ, расположенных в Волгограде и Перми (как это и предусматривалось подготовленными ранее планами инвестиционной деятельности АНК «ЛУКОЙЛ»).

Американская нефтяная компания «АРКО» («**Atlantic Richfield Company**») в августе 1995 г. приобрела конвертируемые облигации АНК «ЛУКОЙЛ» на общую сумму в 250 млн дол. (что было эквивалентно доле пакета акций «ЛУКОЙЛА» в 5,6% от размера уставного капитала). Выпуск конвертируемых облигаций стал возможен благодаря «адресной» поддержке АНК «ЛУКОЙЛ» со стороны правительства.

Так, были приняты Постановление Правительства РФ от 22 марта 1995 г. № 269 «О мерах по государственной поддержке акционерного общества открытого типа «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»⁴ и соответствующее Постановление Федеральной комиссии по ценным бумагам и фондовому рынку (ФКЦБ РФ) при Правительстве РФ от 17 августа 1995 г. № 4 «О конвертируемых облигациях акционерного общества открытого типа «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ»⁵. Эти документы разрешали конвертацию облигаций в обыкновенные акции из числа «временно закрепленных в федеральной собственности по окончании срока закрепления». При этом компанией использовалась также и такая аргументация необходимости выпуска подобных облигаций низкого номинала: «в целях защиты интересов населения и мелких инвесторов» (см. указанное выше постановление ФКЦБ РФ). В роли последних выступили прежде всего... банк «Империал» и **CS «First Boston»**⁶.

В целом политика компании в распределении пакета акций, временно закрепленных в федеральной собственности, состояла в том, чтобы:

- 1) не допустить доминирующего влияния посторонних институциональных инвесторов (как финансовых институтов, так и нефтяных компаний);
- 2) привлечь необходимые финансовые ресурсы, а также обеспечить альянс с потенциальными партнерами по реализации новых проектов.

Поэтому не случайно, что по предложению АНК «ЛУКОЙЛ» объем пакета ее акций, выставляемых на аукцион на право кредитования правительства под залог госпакета акций, был снижен с 20 до 5%. Победителем данного аукциона стал консорциум в составе АНК «ЛУКОЙЛ» и банка «Империал», предложивший кредит в размере 35,01 млн дол. за 5-процентный пакет акций при стартовой сумме кредита в размере 35 млн дол. При этом компания должна была выполнить обязательства по погашению задолженности перед бюджетом в размере 500 млрд руб. Другим участником аукциона был Национальный Резервный Банк⁷.

¹ Дмитриев М. Бюджетный кризис не вызван недобором налогов// Финансовые известия. 1996. № 115.

² Нефть России. 1996. № 3–4.

³ Бизнес МН. 1996. 10 янв.

⁴ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 13. Ст. 1144.

⁵ Российская газ. 1995. 31 авг.

⁶ Сегодня. 1996. 30 марта.

⁷ Аргументы и факты. 1995. № 24.

Ранее АНК «ЛУКОЙЛ» предлагала российскому правительству самостоятельно внести средства в бюджет под залог собственных акций из госпакета.

Следующим шагом стало приобретение в марте 1996 г. компанией «АРКО» крупного пакета акций АНК «ЛУКОЙЛ» на сумму в 90 млн дол. – после чего ее доля возросла с 5,6 до 7,99% ¹.

В конечном счете на инвестиционном конкурсе и в рамках залогового аукциона АНК «ЛУКОЙЛ» выкупила себя сама, используя для этой цели свои финансовые институты, что и нашло отражение в распределении пакета акций компании в середине 1996 г. (табл. III.3).

Таблица III.3. **Распределение пакетов акций АНК «ЛУКОЙЛ»**

	Июнь 1996 г.	Изменения 1997 г.
«ЛУКОЙЛ»		
«ЛУКОЙЛ-Фонд»	1,13	
НПФ «ЛУКОЙЛ-Гарант»	10,85	
«НИКОЙЛ»	16,20	
АО «ЛУКОЙЛ» (для продажи)	1,29	
АО «ЛУКОЙЛ» (для обмена)	1,68	
Государство		
Залог	5,00	
Денежный аукцион	1,52	0,96
Инвестиционный конкурс	15,00	
Остаток	11,57	
Российские частные владельцы		
Физические лица	5,49	
Юридические лица	9,89	
Иностранные владельцы		
«АРКО»	7,99	
Физические лица	1,27	
Юридические лица	11,12	

И с т о ч н и к : Нефть России. 1996. № 3–4.

В июне 1997 г. компания, следуя выбранной стратегии, выкупила полученный ранее от государства в залог пакет акций размером в 5%. Данный пакет был приобретен ООО «ЛУКОЙЛ-Инвест-Резерв». Последнее является управляющей компанией Негосударственного пенсионного фонда «ЛУКОЙЛ-Гарант». Инвестиционные условия конкурса предполагали передачу АНК «ЛУКОЙЛ» 15-процентного пакета акций ОАО «Нижневожскнефть», а также поставку самоподъемной буровой установки для работы на Каспии². Тем самым компания не только ограничила круг потенциальных претендентов, но и использовала продажу акций для дальнейшей консолидации капитала. Не случайно поэтому данный пакет акций был приобретен по цене в 10 раз ниже его рыночной цены³.

Поэтому продажа в конце 1997 г. (в соответствии с распоряжением Правительства РФ от 5 ноября 1997 г. № 1589-р ⁴) 0,96% от уставного капитала компании уже не играла никакой роли с точки зрения кардинального изменения соотношения долей различных собственников.

Приватизация АНК «ЛУКОЙЛ» на третьем этапе – в 1995–1997 гг. – в форме размещения конвертируемых облигаций, проведения инвестиционных аукционов, конкурса на право кредитования под залог акций с последующей их продажей отражает:

- наличие тесных связей компании и правительства (что позволило сформировать приемлемые для компании условия выкупа акций);
- жесткость и достаточно эффективную систему контроля со стороны компании за процессом размещения акций;

¹ Нефть России. 1997. № 4.

² Деловой мир. 1997. 24 июня.

³ Сегодня. 1997. 21 июня.

⁴ Российская газ. 1997. 19 нояб.

- стремление компании привлечь крупных институциональных инвесторов, доля участия которых была бы значительной, но не достигала бы уровня ни блокирующего, ни тем более контрольного пакетов акций.

В течение всего завершающего этапа приватизации важнейшей особенностью АНК «ЛУКОЙЛ» являлось наличие ясно выраженного стремления по сохранению статуса компании с государственным участием. Это было (и остается) необходимо прежде всего с точки зрения участия в зарубежных проектах и программах развития разведки и добычи углеводородов. Компанией было определено уменьшение в 1995 – 1998 гг. государственного пакета акций с 96 до 13% ¹, что в общем и было реализовано.

АНК «ЮКОС»

Получение в конце 1995 г. в доверительное управление государственного пакета акций в ходе залоговых аукционов также было оговорено рядом дополнительных условий. Победитель конкурса был обязан ²:

- финансировать проекты компании (общий объем обязательств – 200 млн дол. США);
- участвовать в инвестиционном конкурсе по продаже пакета акций в размере 33% уставного капитала.

При этом аукцион на право кредитования (под залог государственного пакета акций) и инвестиционный конкурс проводились одновременно (в последнем случае осуществлялась покупка нераспределенного пакета акций). Участие в инвестиционном конкурсе предполагало покупку пакета акций стоимостью более 43 млрд руб. и предоставление начального объема инвестиций в размере 150 млн дол.

Победителем инвестиционного конкурса стало АОЗТ «Лагуна», предложившее инвестиции в размере 150,125 млн дол. Это дало «Лагуне» возможность принять участие в аукционе на право предоставления кредита под залог государственного пакета акций. В итоге и аукцион также выиграла эта компания, гарантом которой были банки «Менатеп», СБС и «ТОКОбанк». АОЗТ «Лагуна» предложило максимальный объем кредита в размере 159 млн дол. (при стартовой цене аукциона в 150 млн дол.) ³.

В результате пакет акций АНК «ЮКОС» в размере 78% оказался у банка «Менатеп», стоявшего за АОЗТ «Лагуна», которое и переуступило вскоре ему свои права на данные пакеты акций.

Результаты аукциона и конкурса в декабре 1995 г. показывают, что:

- произошло юридическое оформление сложившегося ко времени проведения аукциона и конкурса альянса «Менатеп» – АНК «ЮКОС»;
- в конечном счете банк «Менатеп» приобрел часть пакета в собственность, а государственный пакет получил в залог на условиях, им же выработанных и предложенных руководству компании.

Поэтому представляется более обоснованной точка зрения, что данная сделка носила во многом заблаговременный характер. Для «Менатепа» участие в собственности АНК «ЮКОС» означало закрепление на обслуживании счетов очень крупного клиента (с годовым оборотом свыше 6 млрд дол., в то время как оборот всех остальных предприятий с участием «Менатепа» не превышал в тот период 1 млрд дол.), получение потенциально выгодных активов, а также возможность еще более значительного повышения своей репутации как банка, занимающегося реальными экономическими проблемами. Для АНК «ЮКОС» приход «Менатепа» означал возможность перехода к реальному экономически-ориентированному реструктурированию компании, приведению в порядок финансов, упорядочению взаимоотношений с иностранными инвесторами, ведению диалога с правительством по поводу налогов, платежей и т. д. и, что, пожалуй, самое важное, – преодолению сопротивления дочерних компаний и усилению роли и влияния головной структуры холдинга в компании.

Формулировка условий инвестиционного конкурса явилась результатом совместной работы руководства холдинга АНК «ЮКОС» и инвестиционного направления АКБ «Менатеп». Поэтому, как нам представляется, в случае АНК «ЮКОС» целесообразнее говорить не о самовыкупе компании, а об оформлении сложившегося ранее альянса «Менатеп» – руководство холдинга АНК «ЮКОС».

Причем со стороны государства (в лице федеральных органов исполнительной власти) весьма ярко выраженным является стремление к решению фискальных проблем, связанных с формированием доходной части бюджета – не только в 1995 г., но и на протяжении последующих лет. Динамика распределения уставного капитала АНК «ЮКОС» достаточно отчетливо отражает данное обстоятельство (табл. III.4).

В апреле 1996 г. был проведен денежный аукцион по продаже 7,96% акций компании «ЮКОС», на котором большую часть выставленного пакета приобрел также банк «Менатеп» ⁴.

Фискальная направленность политики государства в подходе к продаже федеральных пакетов акций нашла отражение и в выходе в свет Указа Президента РФ № 1054 от 20 июля 1996 г. «О мерах по ликвидации задолжен-

¹ Годовой отчет АНК «ЛУКОЙЛ» за 1995 г. – М.: ЛУКОЙЛ, 1996.

² Российская газ. 1995. 4 нояб.

³ Коммерсантъ-Daily. 1995. 9 дек.

⁴ Сегодня. 1996. 15 мая.

Таблица III.4. **Распределение пакетов акций АНК «ЮКОС» до и после проведения залогового аукциона, %**

	До 12.1995	После 12.1995	После 04.1996	
Государственный пакет	45	Залог у «Менатеп»		
Инвестиционный конкурс	33	Собственность «Менатеп»		
Прочие	14			
В том числе «Ренессанс-Капитал»	1			
Денежный аукцион	8		«Менатеп»	7,0
			«Проспект»	0,3
			«Ренессанс-К.»	0,7

ности акционерных обществ по заработной плате и налогам»¹. Данный документ предоставил акционерным компаниям возможность осуществления эмиссий акций для покрытия долгов. Группа «ЮКОС» – «Менатеп» в рамках предоставленной возможности приняла решение об осуществлении дополнительной эмиссии по увеличению уставного капитала на 2,32 млрд руб., или более чем на 30%². Причем размер эмиссии был определен не только и, как представляется автору, не столько исходя из необходимости погашения задолженности по зарплате и налогам, сколько исходя из необходимости минимизации последствий возможной покупки заложенного государственного пакета акций нежелательным владельцем (табл. III.5).

Таблица III.5. **Итоговое распределение акций АНК «ЮКОС», %**

	До 11.1996	После 11.1996	После 12.1996
Залог госпакета («Менатеп»)	33,3		
Новая эмиссия	26,0		
Группа «Менатеп»	29,5	55,5	88,8
Прочие акционеры	11,2		

После размещения дополнительной эмиссии в октябре 1996 г. группа «ЮКОС» – «Менатеп» стала обладателем пакета акций размером более 50%³. В этих изменившихся условиях никакое непредсказуемое решение относительно заложенного государственного пакета акций уже не могло являться одновременно и решением по изменению владельца контрольного пакета.

Поэтому в ноябре того же года банк «Менатеп» (по согласованию с Фондом федерального имущества) объявил о коммерческом конкурсе по продаже госпакета акций. Вполне понятно, что ни один стратегический инвестор не стал бы претендовать на покупку крупного пакета в компании, в которой доминирующие позиции уже заняты. Поэтому победителем конкурса стало **ЗАО «Монблан»** (входящее в группу «Менатеп»), которое предложило за акции «ЮКОСа» 160,1 млн дол. (на 100 тыс. дол. больше стартовой цены).

В итоге к концу 1996 г. компании, связанные с банком «Менатеп», сконцентрировали в своих руках более 94% акций «ЮКОСа» (с учетом части акций, отнесенных в табл. III.5 к графе «Прочие акционеры»)⁴.

Приведенная выше последовательность полного разгосударствления и приватизации компании «ЮКОС» показывает целенаправленную и целеустремленную деятельность банка «Менатеп» по приобретению полного контроля над компанией. При этом банк в полной мере использовал те возможности и условия, которые вытекали из политики федеральных органов власти, направленной на скорейшее получение финансовых ресурсов для пополнения доходной части бюджета.

АНК «СИДАНКО»

Проведение залогового аукциона по акциям «СИДАНКО» в декабре 1995 г. – передача 51% акций в залог под предоставление правительству кредита на сумму не менее 126 млн дол. – не было отягощено никакими дополнительными условиями. Основная причина – сложное финансовое положение компании и значительно меньшая ее

¹Собрание Законодательства РФ. 1996. № 30. Ст. 3610.

²Коммерсантъ-Daily. 1996. 17 сент.

³Коммерсантъ-Daily. 1996. 6 нояб.

⁴Сегодня. 1996. 24 дек.

привлекательность для потенциального инвестора. Непосредственно накануне аукциона банк «Империял» подал заявление в арбитражный суд с просьбой о возбуждении производства по делу о банкротстве АНК «СИДАНКО»¹.

Чтобы обеспечить нужное направление аукционов, АНК «СИДАНКО» пыталась предложить свой вариант проведения аукциона – разделить 51% акций на 12 лотов (по 4,25% в каждом). Небольшие пакеты позволили бы компании избежать контроля со стороны залогодержателей². Однако Госкомимущество РФ отказалось принять условия, предложенные компанией. Позиция ГКИ – инвестор должен располагать крупным пакетом акций «с точки зрения последующей предпродажной подготовки».

В итоге в декабре 1995 г. 51% акций АНК «СИДАНКО» в доверительное управление получил банк «Международная финансовая компания» (МФК) – под гарантии «ОНЭКСИМбанка» в обмен на предоставленный им кредит в размере 130 млн дол. Сразу же по завершении залогового аукциона (в начале 1996 г.) расчетные счета АНК «СИДАНКО» были переведены в «ОНЭКСИМбанк».

Дальнейшее распределение акций АНК «СИДАНКО» во многом повторяет рассмотренную ранее схему «ЮКОСа» (табл. III.6).

Таблица III.6. **Распределение акций АНК «СИДАНКО» в 1995–1997 гг., %**

	До 12.1995	После 12.1995	После 09.1996	На 01.1998
Госпакет	51 →	Залог МФК – «ОНЭКСИМбанк»		
Инвестиционный конкурс	34			
ФПГ «Интеррос»			→ 34	→ 75
«Бритиш Петролеум»				→ 10
Прочие	15			
Продано на денежном аукционе			→ 11	
Передано правительством «Менатепу» (обмен акциями)			→ 4	

В сентябре состоялся инвестиционный конкурс по продаже 34% акций компании – победителем стало **АОЗТ «Интеррос-Ойл»** (специально созданная компания в составе **ФПГ «Интеррос»** под эгидой «ОНЭКСИМбанка» – МФК для управления АНК «СИДАНКО»). Особенность данного инвестиционного конкурса – в наличии дополнительных условий, связанных с передачей АНК «СИДАНКО» пакета акций дочернего **АО «Черногорнефть»** размером в 13%. Тем самым обеспечивалась не только большая консолидация активов на уровне холдинга (до этого АНК «СИДАНКО» владела 37,7% акций «Черногорнефти»), но и резко сужался круг потенциальных покупателей пакета (тем более что пакетом аналогичного размера к этому времени уже владел «ОНЭКСИМбанк»)³.

В декабре 1996 г. банк МФК и Российский фонд федерального имущества (РФФИ) объявили о коммерческом конкурсе с инвестиционными условиями по продаже 51% акций АНК «СИДАНКО». В число инвестиционных условий вошло также и обязательное требование по передаче в собственность АНК «СИДАНКО» 4,5% акций дочернего **АО «Ангарская нефтехимическая компания»** (помимо выполнения обязательств по предоставлению нефтяной компании 61 млн дол. на цели финансовой стабилизации и 100 млн дол. на разработку новых месторождений, модернизацию НПЗ и системы нефтепродуктообеспечения)⁴.

Победителем коммерческого конкурса стала все та же компания «Интеррос-Ойл», заплатившая 129,8 млн дол.⁵ При этом собственно банк МФК стал уполномоченным агентом по финансовым и инвестиционным вопросам АНК «СИДАНКО», а стратегическое управление стало прерогативой специализированной управляющей компании «Интеррос-Ойл».

В итоге к началу 1997 г. группа «ОНЭКСИМбанк» – МФК стала обладателем 85% акций АНК «СИДАНКО».

Следующий этап распределения акций связан с тем, что финансовый потенциал группы «ОНЭКСИМбанк» – МФК оказался явно недостаточным для решения накопившихся финансовых проблем нефтяной компании – как в обеспечении потребностей в оборотном капитале, так и в реализации инвестиционных проектов (из-за нехватки

¹ Сегодня. 1995. 1 дек.
² Коммерсантъ-Daily. 1995. 7 окт.
³ Эксперт. 1996. № 35.
⁴ Объявление конкурсной комиссии – Деловой мир. 1996. 19 янв.
⁵ Сегодня. 1997. 24 янв.

собственного капитала ввиду приобретения компании, аналогичной по размеру и сложности стоящих проблем, – РАО «Норильский Никель»).

В этой связи в апреле 1997 г. АОЗТ «Интеррос-Ойл» передало в залог под получение финансовых ресурсов зарегистрированной на Кипре компании 34% акций АНК «СИДАНКО»¹.

В ноябре 1997 г. 10-процентный пакет акций АНК «СИДАНКО» был продан группой «ОНЭКСИМбанк» – МФК компании «Бритиш Петролеум» за 570 млн дол. (в то время как 85-процентный пакет акций компании был приобретен ранее за 230 млн дол.)².

Поэтому дальнейшее движение акционерного капитала частной АНК «СИДАНКО» будет связано с решением как текущих, так и перспективных задач ее основными внешними акционерами – погашения задолженности перед бюджетом, привлечения инвестиционных ресурсов для модернизации действующих и осуществления новых проектов, стабилизации в целом финансового положения группы «ОНЭКСИМбанка» и т. д.

АНК «Сургутнефтегаз»

У АНК «Сургутнефтегаз» сформировалась в правительственных кругах репутация самостоятельной компании, которая в состоянии разработать и реализовать собственную среднесрочную программу продвижения своих акций на рынок (как на внутренний, так и на внешний), а также репутация компании, реализующей свой собственный достаточно эффективный путь развития.

Поэтому победителем аукциона на право предоставления кредита под государственный пакет акций стал **НПФ «Сургутнефтегаз»**, получивший в доверительное управление 40,12% акций нефтяной компании (под гарантии «ОНЭКСИМбанка», среди крупнейших акционеров которого – АНК «Сургутнефтегаз»). За получение в доверительное управление государственного пакета НПФ предоставил кредит в сумме 400 млрд руб., а также в течение 10 дней погасил бюджетные долги нефтяной компании в размере 1026 млрд руб.³

НПФ «Сургутнефтегаз» был учрежден в 1993 г. с уставным капиталом в 1 млрд руб. Распределение уставного капитала среди учредителей НПФ было таким (в %):

- НК «Сургутнефтегаз» – 50,6;
- АО «Сургутнефтегаз» – 43,3;
- АО «Киришинефтесервис» – 3,3;
- 8 предприятий нефтепродуктообеспечения – 2,8.

На момент проведения аукциона активы НПФ превысили 1,3 – 1,5 трлн руб. В определенном смысле создание подобного фонда со столь значительными активами (при наличии у учредителя громадной просроченной задолженности перед бюджетом) является примером создания «угнетающей» компании (при всей социальной привлекательности НПФ), которая осуществляет финансовые и расчетные операции материнской компании. До проведения залоговых аукционов и инвестиционных конкурсов эти компании никак себя внешне не проявляли – их выход из тени связан с участием в окончательной приватизации активов материнских компаний.

В числе претендентов на получение в залог государственного пакета акций была и **АНК «Роснефть»**, которой, однако, не было разрешено участвовать в финальной стадии аукциона (по чисто формальным причинам)⁴. В этом также нашла отражение поддержка политики АНК «Сургутнефтегаз» со стороны органов государственной власти (как на федеральном, так и на региональном уровне).

В феврале 1997 г. государственный пакет в 40,12%, находившийся в залоге у НПФ «Сургутнефтегаз», был выставлен на коммерческий конкурс с дополнительными условиями. Победителем конкурса стала управляющая компания (УК) «**Сургутфондинвест**» (которая также управляет активами НПФ «Сургутнефтегаз»), купившая выставленный на конкурс пакет акций АНК «Сургутнефтегаз» за 415 млрд руб.⁵ Дополнительные условия состояли в передаче 5% акций АО «Сургутнефтегаз» в собственность холдинга – АНК «Сургутнефтегаз» (в конечном счете доля холдинга в АО «Сургутнефтегаз» после продажи заложенного ранее государственного пакета превысила 50%), а также в финансировании программы комплексного развития дочерних АО в размере 1,1 трлн руб. и в погашении задолженности компании перед бюджетом.

В результате структура акционерного капитала АНК «Сургутнефтегаз» по состоянию на начало 1997 г. стала иметь следующий вид⁶:

- **УК «Сургутфондинвест»** – 40,12% (бывший госпакет);
- **АОЗТ «Нефть-Инвест»** – 40,00% (инвестконкурс);

¹ Сегодня. 1997. 14 марта.
² Деловой мир. 1997. 19 нояб.
³ Труд. 1995. 9 нояб.
⁴ Коммерсантъ-Daily. 1996. 9 нояб.
⁵ Сегодня. 1997. 26 февр.
⁶ Сегодня. 1997. 30 янв.

- **АНК «Сургутнефтегаз»** – 7,00% (денежный аукцион);
- Прочие акционеры – 12,88%.

Таким образом, самой нефтяной компанией контролируется почти 90% ее уставного капитала (поскольку и «Нефть-Инвест» и «Сургутфондинвест» учреждены при ее участии).

В этой связи нельзя не отметить настойчивость компании (и прежде всего ее президента **В. Богданова**) в достижении цели, сформулированной еще в 1991 г.: «До 80% будущего акционерного общества планируется оставить у предприятия...»¹.

Достижению данной цели способствовала не только продуманная политика участия в конкурсах и аукционах, но и контролируемый со стороны компании выпуск новых эмиссий акций (причем не всегда с корректным соблюдением прав прочих акционеров).

При этом остается открытым вопрос о том, что означает принадлежность компании самой себе? Формально ею владеют инвестиционные и управляющие компании, в число учредителей которых входит не только нефтяная компания, но и другие юридические и физические лица. Поэтому, как представляется автору, фактически речь идет о сохранении и упрочении позиций коалиции внутреннего контроля (группы высших управляющих и работников). В определенном смысле аналогом значительной роли социально-ориентированных институциональных инвесторов является компания «Бритиш Петролеум», в которой более 40% акций принадлежит пенсионному фонду. Отличие состоит в том, что в России в условиях переходного периода при недостаточной развитости форм государственного и общественного контроля роль высших менеджеров неизмеримо больше и сопоставима (особенно в конкретном вышерассмотренном случае) с ролью ведущих собственников.

АНК «Сибнефть»

Разгосударствление и приватизация данной нефтяной компании проводились в три основных этапа:

- 1) проведение залогового аукциона (51% акций) в декабре 1995 г. и специализированного денежного аукциона (15% акций) в январе 1996 г.;
- 2) продажа на инвестиционном конкурсе 34% пакета акций – в сентябре и октябре 1996 г.;
- 3) продажа заложенного ранее федерального пакета акций – в мае 1997 г.

Представляет интерес то обстоятельство, что решение о передаче в залог федерального пакета акций (закрепленного в федеральной собственности на три года) только что созданной компании (в августе 1995 г.) принималось на основе специального Указа Президента РФ от 27 октября 1995 г. ¹ 1186 «Об управлении и распоряжении акциями открытого акционерного общества «Сибирская нефтяная компания», находящимися в федеральной собственности»². Данное решение было аргументировано целями «обеспечения гарантированного поступления в федеральный бюджет в 1995 г. средств от использования федерального имущества».

На первом этапе по итогам аукциона, проведенного в декабре 1995 г., право предоставления кредита правительству под залог 51% акций АНК «Сибнефть» получили:

- **ЗАО «Нефтяная финансовая компания»** (НФК), которое выступило в качестве комиссионера;
- **Столичный Банк Сбережений**, выступивший в качестве кредитора.

Гарантию групповому участнику аукциона предоставлял банк «**Менатеп**».

Победитель получил в залог федеральный пакет акций под кредит правительству в размере 100,3 млн дол., превысив минимальную сумму лишь на 0,3 млн дол.³

В данном случае речь идет о выкупе нефтяной компании фирмой, ранее отнесенной нами к разряду «угнетающих» или «производных», т. е. созданных за счет средств материнской компании, и отражающей интересы высших менеджеров и тесно связанных с ними финансовых структур.

На поверхности ситуация выглядела таким образом, что АНК «Сибнефть» уполномочила «Нефтяную финансовую компанию» (созданную при участии близкого к компании нефтетрейдера «**ПК-Траст**», а также группы «**ЛОГОВАЗ**» и высшего состава менеджеров компании) произвести покупку своих акций. Партнером при этом выступал СБС, через который проводились все платежи и операции «Сибнефти» и на счет которого поступили деньги компании для участия в аукционе.

Сама «Сибнефть» участвовать в аукционе не могла, так как АО по закону не имеет права быть залогодержателем своих же акций и у компании была задолженность перед бюджетом.

После аукциона в телеинтервью губернатор Омской области **Л. Полежаев** (он входил в Совет директоров компании) назвал суммы, выложенные учредителями компании «Сибнефть» на аукционе (**АО**

¹ Тюменская правда. 1991. 24 дек.

² Собрание законодательства РФ. 1995. ¹ 49. Ст. 4768.

³ Сегодня. 1995. 29 дек.

«Ноябрьскнефтегаз» – 65 млн дол. и АО «Омский НПЗ» – 35 млн дол.). При этом он заявил: «...какие бы решения по приватизации не были приняты, мы пойдем до конца и государственный пакет рано или поздно выкупим». Однако фактически это означало не выделение средств учредителями компании, а предоставление гарантий ЗАО НФК о возврате средств, направляемых на предоставление кредита правительству под залог пакета акций, находящихся в федеральной собственности.

Значительную роль и в создании АНК «Сибнефть», и в выработке схемы получения в залог собственных акций сыграли фирма «ЛОГОВАЗ» (группа «ЛОГОВАЗ» – «Объединенный банк») и ее президент – **Б. Березовский**. Именно участие Б. Березовского позволило избежать «нежелательного» на первом этапе участия «Инкомбанка» в аукционе на право предоставления кредита под залог государственного пакета акций компании «Сибнефть», а на третьем этапе – «ОНЭКСИМбанка» и «Альфа-Банка» (см. ниже). Сам же «Объединенный банк» не мог выступить ни в качестве залогодержателя, ни в качестве комиссионера (прежде всего) – ввиду незначительного размера активов банка (как собственных, так и заемных). Однако группа «ЛОГОВАЗ» – «Объединенный банк» смогла завоевать в компании ведущие позиции за счет выполнения функций в определенном смысле «оператора» проекта по выкупу компании. Именно роль «оператора» позволила данному альянсу в дальнейшем взять под контроль материальные и финансовые потоки компании (ввиду того, что альянсом был получен кредит у СБС).

Случай с АНК «Сибнефть» – пример получения коалицией внешнего контроля ведущих позиций в компании не столько за счет наличия значительных финансовых ресурсов, сколько за счет реализации преимуществ и возможностей финансовой группы, имеющей опыт работы на финансовом рынке, и близости к правительству.

Следует заметить, что вмешательство группы «ЛОГОВАЗ» – «Объединенный банк» расстроило складывавшийся ранее альянс АНК «Сибнефть» с «Инкомбанком». Компания брала, например, ранее в «Инкомбанке» кредит в размере 30 млрд руб. для покупки собственных акций на специализированных денежных аукционах.

Сразу же после аукциона победители (НФК – СБС) отказались от управления компанией, заявив, что их «устраивает политика, проводимая ее руководством».

Роль СБС в данном случае сводилась к роли кредитора. Как отметил позже президент банка, «в 1995 г. мы дали Березовскому кредит и забрали в залог акции этой нефтяной компании. Он рассчитался с нами в конце 1996 г., но акции остались за нами, потому что мы начали кредитовать погашение долгов в бюджет «Ноябрьскнефтегаза»¹.

На втором этапе при проведении первого инвестиционного конкурса в сентябре 1996 г. победителем стал не залогодержатель, а другая компания – **ЗАО «Синс»** (компания, специализирующаяся на... разработках ТЭО по нефтяным проектам), предложившая за пакет 45 млн дол.² Из этой суммы 14 млрд руб. должно было пойти на погашение задолженности дочерних АО, а остальные средства – на цели технического перевооружения, в основном на завершение уже начатых проектов. На второй стадии инвестиционного конкурса – в октябре того же года – 15-процентный пакет акций был приобретен **ЗАО «Рифайнойл»** (фирмой, имеющей тесные связи с АНК «Сибнефть» и группой «ЛОГОВАЗ» – «Объединенный банк»), предложившей инвестировать в течение трех лет 35,1 млн дол. с учетом погашения задолженности в 22 млн дол. При этом 7 млн дол. направлялось на аренду здания представительства АНК «Сибнефть» в Москве³.

В мае 1997 г. состоялся третий, завершающий этап разгосударствления АНК «Сибнефть» – коммерческий конкурс по продаже 51% ранее заложенных акций. Победителем стало ЗАО НФК, ранее являвшееся залогодержателем. За пакет акций было предложено 110 млн дол. при начальной цене в 101 млн дол. Два других участника конкурса, представлявших интересы «ОНЭКСИМбанка» и «Альфа-Банка», не были допущены к участию в конкурсе по формальным признакам⁴.

В итоге группа в составе «ЛОГОВАЗ» – «Объединенный банк», с одной стороны, и АНК «Сибнефть» (в лице ее высших менеджеров), с другой стороны, сосредоточила в своих руках более 85% акций нефтяной компании (табл. III.7).

Пример разгосударствления АНК «Сибнефть» показателен с точки зрения «технологии» получения контроля над крупной нефтяной компанией (с объемом добычи свыше 20 млн т и мощностями по переработке нефти также свыше 20 млн т). Группа, получившая абсолютно больший пакет в нефтяной компании, не располагала необходимыми средствами (по показателю величины собственного капитала «Объединенный банк» в 1997 г. делил 110–130-е места), но имела влияние в государственных структурах. Именно это обстоятельство в конечном счете позволило ей добиться желаемого. Дальнейшие усилия группы были направлены на консолидацию материальных и финансовых потоков нефтяной компании, во много раз ее превосходящей.

¹ Сегодня. 1997. 20 сент.

² Сегодня. 1996. 16 нояб.

³ Сегодня. 1996. 29 окт.

⁴ Коммерсантъ-Daily. 1997. 16 мая.

Таблица III.7. Распределение акций АНК «Сибнефть» в 1995–1997 гг., %

	До 12.1995	После 1.1996	После 12.1996	После 05.1997
Госпакет	51	Залог НФК – СБС		
Денежный аукцион	15	14,28	0,72	
Инвест. конкурс	34			
НФК				51
ЗАО «Синс»			19	
ЗАО «Рифайнойл»			15	

III.2.4. Приватизация без проведения залоговых аукционов

Начиная с 1997 г. окончательная приватизация стала проводиться по схеме, более близкой к «классической» – в форме аукционов по продаже государственных пакетов, а также пакетов акций, предназначенных для инвестиционных конкурсов.

Проведение данных аукционов выявило такие особенности, как:

- рост стоимости пакетов акций;
- исчерпание финансовых возможностей российских банков для покупки возросших в цене пакетов;
- участие в аукционах сформированных в рамках залоговых аукционов и последующих конкурсов альянсов с целью покупки других нефтяных компаний;
- снятие ограничений на участие иностранных институциональных инвесторов – как финансовых и инвестиционных институтов (включая банки), так и нефтяных компаний.

АНК «КомитЭК»

Первой компанией, чьи акции были проданы на инвестиционных конкурсах в 1997 г., стала компания «КомитЭК». Основная особенность распределения ее уставного капитала состояла в том, что государственный пакет (в размере 38%) был ранее разделен на две части – одна находилась в собственности Республики Коми, а другая – в доверительном управлении ГП «Роснефть».

В ходе двух инвестиционных конкурсов и одного специального денежного аукциона было продано 89% акций компании. Основной пакет приобрели компании **АО «Евросевернефть»** и **ЗАО «СБ-Траст»** – 38 и 29,3% соответственно. В обоих случаях гарантом исполнения обязательств победителей выступал «**Национальный Резервный Банк**», учредителем и главным акционером которого является **РАО «Газпром»**¹.

Тем самым РАО «Газпром» усилило свои позиции в компании «КомитЭК», оперирующей в весьма важном районе – с учетом не только действующих производств дочернего предприятия «**Севергазпром**», но и проектов, связанных с выходом на шельф Баренцева моря и с прокладкой следующих ниток магистральных трубопроводов в западном и северо-западном направлениях.

АНК «Востсибнефтегаз»

Отличительной особенностью конкурсов по продаже пакетов акций данной компании явилось то, что в результате структуры, представляющие интересы АНК «Сибнефть» (а именно «**Сибнефть**» – «**ЛОГОВАЗ**» – «**Объединенный банк**»), консолидировали в своих руках свыше 51% акций².

Тем самым АНК «Сибнефть» значительно улучшила свое положение в области обеспеченности запасами, а также приобрела необходимый перевес в проекте освоения и разработки перспективной **Тахомо-Юрубченской площади в Красноярском крае**. Годом ранее компании «Сибнефть», «Востсибнефтегаз» и «**Славнефть**» стали обладателями лицензий на право разведки и разработки данной площади. Однако на начальном этапе компаниям

¹ Сегодня. 1997. 22 янв.; Коммерсантъ-Daily. 1997. 23 апр.; Деловой мир. 1997. 26 сент.
² Сегодня. 1997. 16 окт.

не удалось прийти к согласованному решению относительно программы совместных работ по освоению и разработке единой площади.

АНК «Тюменская нефтяная компания» (ТНК)

В инвестиционном конкурсе, состоявшемся в июле 1997 г., победителем стало **ЗАО «Новый холдинг»**, предложившее наибольшую сумму инвестиций – 810 млн дол. Помимо этого в госбюджет за 40-процентный пакет акций должны были быть перечислены 145 млрд руб. (около 25 млн дол.)¹. По условиям конкурса минимальный объем инвестиций составлял только 165 млн дол. Компания-победитель представляет интересы **«Альфа-группы»**, в состав которой входит не только **«Альфа-Банк»** (активный участник консорциума-2 в период проведения залоговых аукционов осенью 1995 г.), но и нефтеторговая фирма **«Альфа-Эко»** – один из наиболее активных экспортеров нефти и нефтепродуктов.

Проведение первого конкурса по акциям ТНК свидетельствует о возрастании цены пакетов акций нефтяных компаний, а также об исчерпании средств на приобретение крупных пакетов у ведущих российских банков и обострении борьбы за получение в собственность контрольных пакетов нефтяных компаний.

АНК «Восточная нефтяная компания» (ВНК)

Подтверждением высказанных выше соображений в полной мере является покупка в декабре 1997 г. альянсом **АНК «ЮКОС»** – **«Роспром»** пакета акций АНК «Восточная нефтяная компания» в размере 44%. Альянс приобрел 44% акций компании, что в совокупности с ранее приобретенными 9% составляет контрольный пакет. Покупка данного пакета обошлась альянсу в 800 млн дол. Для этих целей были использованы кредитные ресурсы, которые сумел привлечь альянс².

АНК «ЮКОС», используя финансовую поддержку и опыт банка **«Менатеп»** по привлечению крупных финансовых ресурсов, сумел получить необходимые финансовые ресурсы для значительного (почти на 40%) увеличения объемов добычи нефти за счет приобретения ВНК.

В целом на заключительном этапе денежной приватизации происходит укрупнение ранее созданных финансово-промышленных альянсов. Такие альянсы (финансово-промышленные структуры), как **НРБ** – **«Газпром»**, **«Менатеп»** – **«ЮКОС»**, **«ЛОГОВАЗ»** – **«Объединенный банк»** – **«Сибнефть»**, **«ЛУКОЙЛ»**, значительно усилили свои позиции за счет приобретения контрольных по размеру активов в приватизируемых компаниях. **АНК «ЛУКОЙЛ»**, например, в ноябре 1997 г. приобрела контрольный пакет **АО «Архангельскгеолдобыча»** (одного из крупнейших обладателей лицензий на право освоения и разработки месторождений углеводородного сырья на территории перспективной **Тимано-Печорской провинции**), а **«Сургут-нефтегаз»** приобрел 14,99% уставного капитала нефтетрейдера **«Нафта-Москва»**³.

В целом заключительный этап приватизации нефтяного субсектора России характеризуется усилением концентрации – как капитала, так и нефтяных компаний.

Свидетельством этого процесса является также выход альянсов российских банков и нефтегазовых компаний за пределы отечественных финансового и нефтегазового рынков. Прежде всего это касается создания в ноябре – декабре 1997 г. стратегических альянсов **«ОНЭКСИМбанк»** – **«Бритиш Петролеум» (БП)** и **РАО «Газпром»** – **«Ройял Датч Шелл»**.

В частности, соглашение о стратегическом партнерстве между «ОНЭКСИМ-банком» и БП предусматривало покупку зарубежной компанией 10% акций **АНК «СИДАНКО»** за 571 млн дол., а также ее участие в проекте освоения и разработки **Ковыктинского месторождения природного газа в Иркутской области**⁴. Тем самым «ОНЭКСИМбанк» не только решил проблему нехватки собственных средств для финансирования деятельности (как текущей, так и связанной с реализацией перспективных проектов) компании «СИДАНКО», но и создал основу для осуществления других нефтегазовых проектов (в том числе и на

¹ Деловой мир. 1997. 22 июля.

² Сегодня. 1997. 9 дек.

³ Сегодня. 1997. 12 апр.

⁴ Коммерсантъ-Daily. 1997. 19 нояб.

Северо-Востоке России – в Магаданской области, поскольку БП имеет многолетний опыт операций в нефтегазовом секторе в арктических широтах на севере Аляски). Формальный выход за финансовые границы России (неформально это начало осуществляться российскими банками гораздо раньше) позволил не только обеспечить привлечение зарубежных финансовых ресурсов в форме прямого участия (тем самым перенести значительную часть рисков на зарубежного партнера), но и сохранить свои лидирующие позиции в АНК «СИДАНКО». Следует отметить, что компания «Бритиш Петролеум» еще в 1991–1992 гг. изучала возможность участия в проектах в Восточной Сибири, но вынуждена была отказаться от этого по причине высокой капиталоемкости и отсутствия эффективных экспортных рынков сбыта произведенной продукции (в тот период единственно эффективным и приемлемым рынком сбыта мог быть только экспорт в страны дальнего зарубежья – прежде всего Западной Европы).

III.2.5. Особенности формирования финансово-промышленных альянсов в нефтяном субсекторе

Как следует из приведенной выше хронологии итоговой приватизации российских нефтяных компаний, целесообразно выделить две основные (с позиций нефтяных компаний) **стратегии формирования финансово-промышленных альянсов в нефтяном субсекторе – активную и пассивную.**

Активная стратегия и ее особенности

Активная стратегия в полной мере относится к таким компаниям, как «**ЛУКойл**» и «**Сургутнефтегаз**». В рамках этой стратегии банки не играют определяющей роли в приватизации и решении проблем дальнейшего развития компаний. Коалиции внутреннего контроля либо сами создают необходимые финансовые организации, либо участвуют в альянсах с другими финансовыми организациями на равноправной основе.

Активная стратегия не предполагает участия банков и финансово-инвести-

ционных институтов в реструктурировании компании, в управлении и т. п.

Такое положение финансовых институтов является результатом управляемой со стороны компаний приватизации. Так, в случае АНК «ЛУКойл» компании «НИКойл», «АРКО», банк «Империал» и другие участники процесса приватизации и обладатели крупных пакетов акций выбраны и определены нефтяной компанией и формально закрепляют ранее достигнутые соглашения и заранее выработанную стратегию.

Доминирующая роль АНК «Сургутнефтегаз» также является результатом ранее принятых решений и достигнутых соглашений. В частности, эта компания в первой половине 1995 г. стала одним из крупнейших акционеров «ОНЭКСИМбанка», приобретя 16,6% его уставного капитала в рамках размещенной в этот период дополнительной эмиссии. Это позволило не только избежать претензий со стороны банка на покупку государственного пакета, но и получить в дальнейшем ряд кредитов на весьма выгодных условиях (таких как кредит в 40 млн дол. на создание производства по выпуску компонентов моющих средств на Киришском НПЗ).

В значительной мере активная позиция двух отмеченных выше компаний обусловлена наличием у руководителей достаточно ясно определенных представлений о направлении реструктурирования компаний – и с точки зрения структуры собственников, и с точки зрения достижения финансовой стабильности и устойчивости.

Для АНК «ЛУКойл» финансовые учреждения (прежде всего банк «Империал») являются в значительной мере финансовыми операторами проводимых компанией преобразований и изменений. Так, например, после реструктурирования производственных подразделений АНК «ЛУКойл» осенью 1996 г. «Империал» начал проект по присоединению нескольких сибирских банков, находящихся под контролем данной нефтяной компании. Цель очевидна – укрупненным производственным подразделениям необходимы более крупные региональные банки. Тем самым реструктурирование компании подкрепляется реструктурированием финансовой инфраструктуры.

Важнейшей особенностью активной стратегии нефтяных компаний является рассредоточение финансовых операций по нескольким банкам и выполнение всех функций финансового планирования, управления и контроля собственно нефтяными компа-

ниями. Нефтяные компании (в лице их головных структур управления) осуществляют всю работу по управлению и распределению не только материальных, но и финансовых потоков. Финансовым учреждениям в этом случае отводится роль операторов и, самое большее, финансовых консультантов. Такой же активной стратегии придерживается и, как мы увидим далее, **РАО «Газпром»**.

Пассивная стратегия и ее особенности

Пассивная стратегия является в значительной мере результатом недооценки руководством нефтяных компаний финансово-экономических аспектов хозяйственной деятельности в изменившихся экономических условиях. Неблагоприятное финансово-экономическое положение могло сложиться также и вследствие неблагоприятной производственной структуры нефтяной компании, сформированной под влиянием неэкономических факторов и условий (таких как нежелание руководителей входить в те или иные структуры, предпочтения региональных властей и т. д.). К числу подобных компаний, на взгляд автора, могли быть отнесены такие компании, как **ТНК**, **«СИДАНКО»**, **«Роснефть»**, **«Востсибнефтегаз»**.

Сложное финансово-экономическое положение (значительная задолженность по платежам в бюджеты различных уровней, хронический недостаток оборотных средств, а также средств на поддержание текущих операций), слабая степень внутренней интеграции в рамках компании (например, выражающаяся в чрезвычайно низкой загрузке мощностей НПЗ компании и др.) – все это вместе взятое обусловило слабые позиции компаний при обсуждении направлений их последующей приватизации. Сочетание последних обстоятельств с острейшей необходимостью пополнения доходов государственного бюджета для поддержания социальных программ и социальной стабильности в обществе определило форму приватизации – разовую продажу всего государственного пакета акций данных компаний. В конечном счете эти компании оказались в собственности коалиций внешнего контроля – универсальных банков и других финансовых институтов.

Интеграция различных нефтяных компаний, купленных в ходе специальных (с инвестиционными условиями) и денежных аукционов, **и финансовых институтов**

наряду с особенностями **имеет ряд общих черт**.

Прежде всего, **финансовые учреждения** – владельцы контрольных пакетов – осуществляют:

- перевод к себе на финансовое обслуживание всех основных финансовых потоков нефтяных компаний (всех расчетных счетов нефтяной компании);
- консолидацию финансовых и материальных потоков в рамках компании;
- смену сначала финансово-экономического блока руководителей компаний, а затем и всех основных ключевых фигур в управлении.

Консолидация материальных и финансовых потоков позволяет финансовым учреждениям не только реализовать свое право собственности на приобретенные активы нефтяной компании, но и интегрировать финансовые потоки нефтяной компании в общую схему потоков в рамках более широкой по составу финансово-промышленной группы (например, в случае «ЮКОСа» – в рамках **«Роспрома»**, а в случае «СИДАНКО» – в рамках **ФПГ «Интеррос»**). Тем самым финансовые институты в еще большей степени упрочивают свое положение в рамках нефтяной компании и укрепляют свое собственное финансовое положение (за счет получения значительных по объему средств от обслуживания счетов нефтяных компаний – от 4 до 6 млрд дол. в случае «СИДАНКО» и «ЮКОСа»).

Результаты такой интеграции, как правило, весьма противоречивы.

С одной стороны, усиливается финансово-экономическая направленность деятельности нефтяной компании и все основные решения нацеливаются на достижение финансовой стабильности. С другой стороны, финансовые институты осуществляют перераспределение полученных финансовых ресурсов не только внутри компании (прежде всего между добычей, переработкой и нефтепродуктообеспечением), но и в рамках более широкой по составу финансово-промышленной группы.

При этом изменяются ранее сформировавшиеся пропорции распределения финансовых потоков, что порождает конфликты не только по линии «добыча – переработка», но и по линии «компания – субъект Федерации» (Крюков, 1995 [99]).

Тем не менее следствием перераспределения финансовых потоков в рамках нефтя-

ной компании и более широкой по составу финансово-промышленной группы является достижение нефтяной компанией в целом устойчивого финансового положения. Однако при этом резко нарастает неустойчивость на уровне основных производственных подразделений – дочерних добывающих и нефтеперерабатывающих компаний. Свидетельством последнего процесса явилось объявление банкротами в декабре 1997 г. нефтеперерабатывающих заводов двух компаний – Омского НПЗ (АНК «Сибнефть») и Ангарского нефтехимического комбината (АНК «СИДАНКО») ¹. По данным Госналогслужбы, задолженность Омского НПЗ и Ангарской НХК на всем протяжении 1997 г. увеличивалась, однако материнские компании полностью рассчитались с бюджетом². Так, например, в рамках компании «Сибнефть» внутренняя система расчетов во второй половине 1996 г. и в 1997 г. была построена таким образом, что основные денежные средства просто миновали расчетные счета предприятий. При этом более 80% совокупной прибыли оставалось непосредственно в распоряжении холдинга. В частности, для

реализации данной расчетной схемы компанией было открыто... более 120 расчетных банковских счетов³.

Отражением ориентации финансовых институтов, занимающих монопольное положение в нефтяных компаниях, на достижение финансово-экономической стабильности в рамках более широких по составу финансово-промышленных конгломератов является также динамика задолженности структурных подразделений нефтяных компаний по платежам в бюджеты различных уровней (табл. III.8). Данные таблицы свидетельствуют о том, что задолженность **АО «Юганскнефтегаз» (АНК «ЮКОС»)** в течение 1995–1997 гг. росла не только в абсолютном выражении, но и в относительном – если прирост за 1996 г. составил (в долларовом выражении) 27% по отношению к 1995 г., то в 1997 г. он уже составлял 63% (!). Схожим образом изменялась и динамика неплатежей в **АО «Ноябрьскнефтегаз» (АНК «Сибнефть»)** – стабилизация в 1996 г. и стремительный рост в 1997 г. (вследствие применения схем консолидации платежей в рамках компании «Сибнефть» в целом).

Таблица III.8

Показатели задолженности по платежам в бюджет подразделений некоторых нефтяных компаний

	На 01.08.1995		На 01.09.1996		На 01.11.1997	
	млрд руб.	млн дол.	млрд руб.	млн дол.	млрд руб.	млн. дол.
Общая сумма задолженности						
Юганскнефтегаз	842	191	1300	243	2343	397
Ноябрьскнефтегаз	753	171	853	160	1416	240
ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь	1563	355	Н.д.	Н.д.	1521	258
В % к сумме на 01.08.1995 г.						
Юганскнефтегаз		100		127		208
Ноябрьскнефтегаз		100		93		140
ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь		100		Н.д.		73

И с т о ч н и к и : Известия. 1995. № 199; Коммерсантъ-Daily. 1996. 16 окт.; Финансовые известия. 1997. 27 нояб.

В то же время в одном из крупнейших подразделений **АНК «ЛУКОЙЛ»** в течение всего рассматриваемого периода задолженность имела ярко выраженную тенденцию к снижению – по Западной Сибири в течение двух лет она уменьшилась на 100 млн дол.

В **АНК «Сургутнефтегаз»** задолженность по платежам в бюджет к началу 1997 г. была ликвидирована вовсе.

Отмеченная выше ситуация с нарастанием неплатежей в бюджет по структурным подразделениям нефтяных компаний является во многом следствием монополиза-

¹ Деловой мир. 1997. 10 дек.

² Коммерсантъ-Daily. 1997. 9 дек.

³ Коммерсантъ-Daily. 1997. 14 июня.

ции банками и финансовыми институтами прав собственности в приватизированных нефтяных компаниях. Сосредоточение в руках одного финансового института практически всей собственности в ряде приватизированных российских нефтяных компаний (таких как **«СИДАНКО»**, **ТНК**, **«ЮКОС»**, **ВНК** и др.) неизбежно вызывает конфликт из-за противоречий между интересами отдельного банка, возглавляемой им финансово-промышленной группы и задачами функционирования и развития нефтяной компании. Нефтяная компания в этих условиях начинает играть роль генератора финансовых ресурсов для более широкого по составу финансово-промышленного конгломерата. При отсутствии эффективных внутренних производственных связей в рамках широких по составу финансово-промышленных групп (например, что может быть общего у **РАО «Норильский Никель»** и **АНК «СИДАНКО»** помимо потребностей первого в поставках нефтепродуктов?) нефтяным компаниям предназначена роль финансовых доноров, что в еще большей степени ухудшает их внутреннее финансовое положение.

Во многом **обострению конфликтов между финансовыми институтами и производственными подразделениями нефтяных компаний способствует**

кризисное состояние российской экономики в целом, а также сохранение относительно высокой доходности операций на чисто финансовых рынках. Предотвратить развитие конфликтов в острой форме может (и, следует добавить, должно) создание форм эффективного косвенного государственного регулирования. Последнее особенно важно в условиях невозможности реализовать модель верховной власти акционеров, так как она эффективна лишь в том случае, если действует в окружении комплекса необходимых и развитых институтов, таких как конкурентные рынки труда и капиталов.

Достаточно скромные финансовые возможности российских «аутсайдеров» (или коалиций внешнего контроля), представленных банками и финансово-промышленными альянсами, – особенно в сопоставлении с финансовыми потребностями нефтяных компаний – являются одной из главных причин формирования не только новых альянсов с зарубежными компаниями и финансовыми институтами, но и новых внутрироссийских альянсов. К числу подобных альянсов необходимо прежде всего отнести попытку образования в январе 1998 г. суперхолдинга **«ЮКСИ»** (в составе **АНК «ЮКОС»** (60%) и **АНК «Сибнефть»** (40%))¹.

Анализ процессов заключительной стадии приватизации в нефтяном субсекторе экономики России в 1995 – начале 1998 г. позволяет говорить о том, что происходит взаимопроникновение промышленного и финансового капиталов. В результате устраняется одно из важнейших препятствий к повышению экономической эффективности деятельности нефтяных компаний – двусмысленность статуса собственности на их активы, обусловленная отсутствием эффективной контрольной структуры (в условиях номинального выполнения государством функций собственника в 1992–1997 гг.).

В то же время государство в течение 1992–1998 гг., не вмешиваясь во внутренние дела нефтяных компаний, выполняло очень важную «внешнюю» функцию – предотвращало слияния и поглощения нефтяными компаниями друг друга. Правительственная политика основывалась (особенно в 1995–1997 гг.) на принципе сохранения существующей организационной структуры

нефтяного субсектора. **С уходом государства** вся структура собственности становится более подвижной – **начинается этап активного слияния и поглощения компаний**. С этой точки зрения начинается и **новый этап реструктурирования не только в рамках компаний, но и в целом в рамках нефтяного субсектора** (Kryukov, Moe, 1998 [100]).

Определенность статуса собственности открывает путь к усилению контроля над активами со стороны новых собственников (внутренних или внешних) и позволяет приступить не только к переструктурированию компаний, но и к более интенсивной переориентации их поведения на критерии экономической эффективности (такие как рост компании и рост ее активов). Преодоление двусмысленного статуса собственности на активы нефтяных компаний было тем более необходимо, что в целом опыт 1993–1997 гг.

¹ Финансовые известия. 1998. 22 янв.

показал несостоятельность государства в управлении госпакетами акций.

Приход финансовых институтов в нефтяной субсектор следует расценивать с этой точки зрения как положительное явление. Есть также и чисто технические причины – в России у банков самые лучшие брокерские и дилерские кадры, информационно-аналитические службы для оценки ситуации на рынке. Банки незаменимы для промышленности в качестве депозитарных, расчетно-клиринговых и консультационных центров, трастовых институтов. Вместе с тем не вызывает сомнений и неспособность российских банков осуществлять финансирование инвестиционных программ нефтяных компаний.

Не случайно поэтому государство во многом фактически само финансировало выкуп пакетов акций:

- на счета ряда коммерческих банков переводились свободные средства Минфина;
- средства для выкупа пакетов акций привлекались с рынка государственных ценных бумаг.

Приход крупных российских банков в нефтяной субсектор отражает не только их стратегические цели и устремления, но и их реакцию на текущую экономическую ситуацию (рост неплатежей и падение эффективности простых расчетных операций с конвертируемой валютой).

Вместе с тем монопольному положению финансовых институтов в собственности нефтяных компаний с необходимостью должно быть противопоставлено эффективное и действенное регулирование со стороны государства. Без выполнения данного важнейшего условия в нефтяном субсекторе России будет формироваться и усиливаться финансово-олигархическая направленность деятельности – без учета интересов национальной экономики и необходимости решения проблем социально-экономического развития регионов, ориентированная на общую финансовую стабильность финансово-промышленных конгломератов (в составе финансовых институтов и головных структур управления нефтяными компаниями).

Глава III.3.

НЕЗАВИСИМЫЕ УЧАСТНИКИ НЕФТЯНОГО СУБСЕКТОРА – ФОРМЫ, ПУТИ И ПРОБЛЕМЫ СТАНОВЛЕНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

Трансформация институциональной структуры любого сектора экономики не сводится только к преобразованию форм собственности и реструктурированию существовавших к моменту начала преобразований предприятий и названными процессами не исчерпывается. **Формирование новой системы институтов, развитие новых форм взаимодействия хозяйственных единиц должны способствовать созданию, становлению и развитию новых хозяйственных единиц.** Без выполнения этого условия в принципе невозможно формирование конкурентной среды как в экономике в целом, так и в любом ее субсекторе. В конечном счете без формирования, развития и поддержания конкурентной среды невозможно повышение экономической эф-

фективности – достижение той конечной цели, ради которой и начинался весь длительный и сложный процесс преобразований.

В настоящей главе будем понимать под «**независимыми**» производителями нефти те компании, которые до начала трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора российской экономики (т. е. до конца 80-х гг.) не существовали. То есть будем рассматривать те хозяйственные единицы, осуществляющие добычу углеводородов, которые были созданы либо «с нуля», либо в процессе перепрофилирования не специализированных на добыче предприятий (таких, например, как производственные геолого-разведочные объединения – ПГО).

III.3.1. Совместные предприятия с участием иностранного капитала

Первые нефтедобывающие и сервисные компании с участием иностранного капитала были созданы в форме **совместных предприятий (СП)** в рамках СССР еще в 1989 г. В тот период (и до выхода в свет в 1995 г. *Гражданского Кодекса РФ* и *Закона РФ «Об акционерных обществах»*) под совместными предприятиями понимались практически все предприятия с участием иностранного капитала.

Основные причины создания предприятий с участием иностранного капитала в рамках системы централизованного планирования и управления были связаны с такими обстоятельствами, как:

- резкое ухудшение горно-геологических условий добычи углеводородов и необходимость в связи с этим использования передовых технических и технологических решений;
- ухудшение экономического положения в стране и невозможность (и, следует добавить, неэффективность) осуществления централизованных закупок технологии и оборудования (в основном ввиду стремительно нараставшего внешнего долга страны);
- проведение радикальной экономической реформы и расширение экономической самостоятельности предприятий (с переходом на самоокупаемость и самофинансирование);
- неготовность государства к проведению более глубоких и радикальных институциональных преобразований, связанных с изменением форм собственности и созданием нового регулирующего механизма в нефтяном субсекторе.

Поэтому представляется вполне закономерным, что и в условиях Российской Федерации создание совместных предприятий явилось начальным этапом изменения институциональной структуры. Именно в 1991–1992 гг. (до принятия решений об акционировании и тем более приватизации нефтяного субсектора) имел место бурный рост числа создаваемых СП. В условиях данного периода (сохранение государственной собственности в нефтяном субсекторе и жесткое регулирование цен) СП служили прежде всего формой выхода государственных предприятий на внешний рынок – как пря-

мых продаж нефти и других углеводородов, так и, что более важно, на рынок международных финансовых ресурсов. Иностранному партнеру должен был не только обеспечить необходимый технический и технологический уровень производства, но и привлечь на внешнем финансовом рынке необходимые инвестиционные ресурсы.

По мере проведения акционирования и приватизации, формирования альянсов нефтяных компаний и финансовых институтов данная функция СП (и предприятий с иностранным участием) все больше переходит на уровень холдинговых структур.

В более традиционном виде – покупка технологий, привлечение финансовых ресурсов под конкретные проекты, связанные с освоением и разработкой малых и средних месторождений, – роль СП сохраняется в контактах с независимыми российскими нефтедобывающими компаниями (см. ниже). Важнейшая функция СП (в рамках процесса институциональных преобразований и формирования эффективной производственной структуры в нефтяном субсекторе) – способствовать формированию и поддержанию определенного уровня конкурентной среды непосредственно в районах проведения нефтегазовых операций – на уровне нефтедобывающих и сервисных компаний (Крюков, 1995 [101]).

После изменений, произошедших в законодательстве России (связанных с выходом в свет *Гражданского Кодекса РФ* и *Закона «Об акционерных обществах»*), практически все СП были перерегистрированы как акционерные компании или партнерства со смешанным российским и иностранным капиталом. Поэтому по состоянию на 1998 г. определение «совместное предприятие» стало относиться к компаниям, в которых:

- иностранные финансовые средства используются для формирования уставного капитала (иностранному партнеру является соучредителем, а не только акционером);
- иностранные специалисты принимают активное участие в руководстве компанией, в разработке технологий и финансировании производственной деятельности компании.

По состоянию на начало 1998 г. в России действовали 31 нефтедобывающая компания с участием иностранного капитала, которые подпадают под данное выше определение СП. В целом СП (собственно добывающие и сервисные) в 1996 г. добыли 22 млн т нефти, или 7,7% от общего объема добычи в

стране. Начиная с 1992 г. объем добычи совместными предприятиями увеличился в 2,1 раза, в то время как общий объем добычи нефти по РФ снизился приблизительно на 25,%. В 1996 г. СП экспортировали около 13 млн т нефти (рис. III.1) и на их долю пришлось свыше 12,5% от общего экспорта нефти РФ, т. е. доля в экспорте значительно превышала долю в добыче¹.

По состоянию на начало 1997 г. прямые инвестиции в СП в нефтедобывающем субсекторе составили, по оценкам Ассоциации СП в нефтяной промышленности («Ассо-СПНефть»), около 1,5 млрд дол. США, или примерно 25% от общих прямых зарубежных капиталовложений в России². В течение всего рассматриваемого периода трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора экономики России (1989–1997 гг.) СП являлись фактически единственной эффективной формой участия иностранных партнеров в добыче нефти благодаря прямым иностранным инвестициям и передаче современных технологий.

Привлечение иностранных участников в СП стимулировалось введением определенных **льгот при реализации продукции**.

Первоначально – с 1987 г., когда в стране было разрешено создавать совместные предприятия, был взят курс на формирование для СП особо льготного режима, чтобы привлечь зарубежных инвесторов. В частности, для них устанавливалась пониженная ставка налога на прибыль (25%); СП в сфере материального производства (за исключением добычи полезных ископаемых и рыболовства) освобождались от уплаты налога на прибыль в течение двух лет с момента получения объявленной прибыли; продукцию собственного производства СП могли экспортировать без лицензии; вся валютная выручка от экспорта оставалась в их распоряжении (не подлежала частичной обязательной продаже) – все эти основные привилегии предоставлялись предприятиям с долей иностранного партнера свыше 30%.

Закон РФ «Об иностранных инвестициях», вступивший в силу 4 июля 1991 г., предоставил инофирмам право без лицензии вывозить собственную продукцию из России. Вместе с тем под лозунгом сближения режима для зарубежных инвесторов с национальным (т. е. действующим для отечественных предприятий) начиная с января

1992 г. **начал осуществляться отход от системы предоставления льгот предприятиям с иностранным участием**. Первыми были отменены все налоговые льготы (позже, правда, восстановили право на двухлетние налоговые каникулы – но только для СП, зарегистрированных до 1 января 1992 г., а также для СП в отдельных отраслях). С июля 1992 г. на предприятия с иностранным участием была распространена обязательная продажа 50% валютной выручки от экспорта (в нарушение действовавшего в тот период Закона «Об иностранных инвестициях в РСФСР»). Затем были снижены возможности экспорта продукции собственного производства СП в связи с введением института спецэкспортеров по стратегически важным сырьевым товарам. При этом для совместных предприятий (с долей иностранного участника свыше 30%) стали применяться дискриминационные ставки экспортных пошлин (до их полной отмены в 1996 г.) – выше базовых ставок на 30%, а с января 1993 г. – на 50% и т. д.

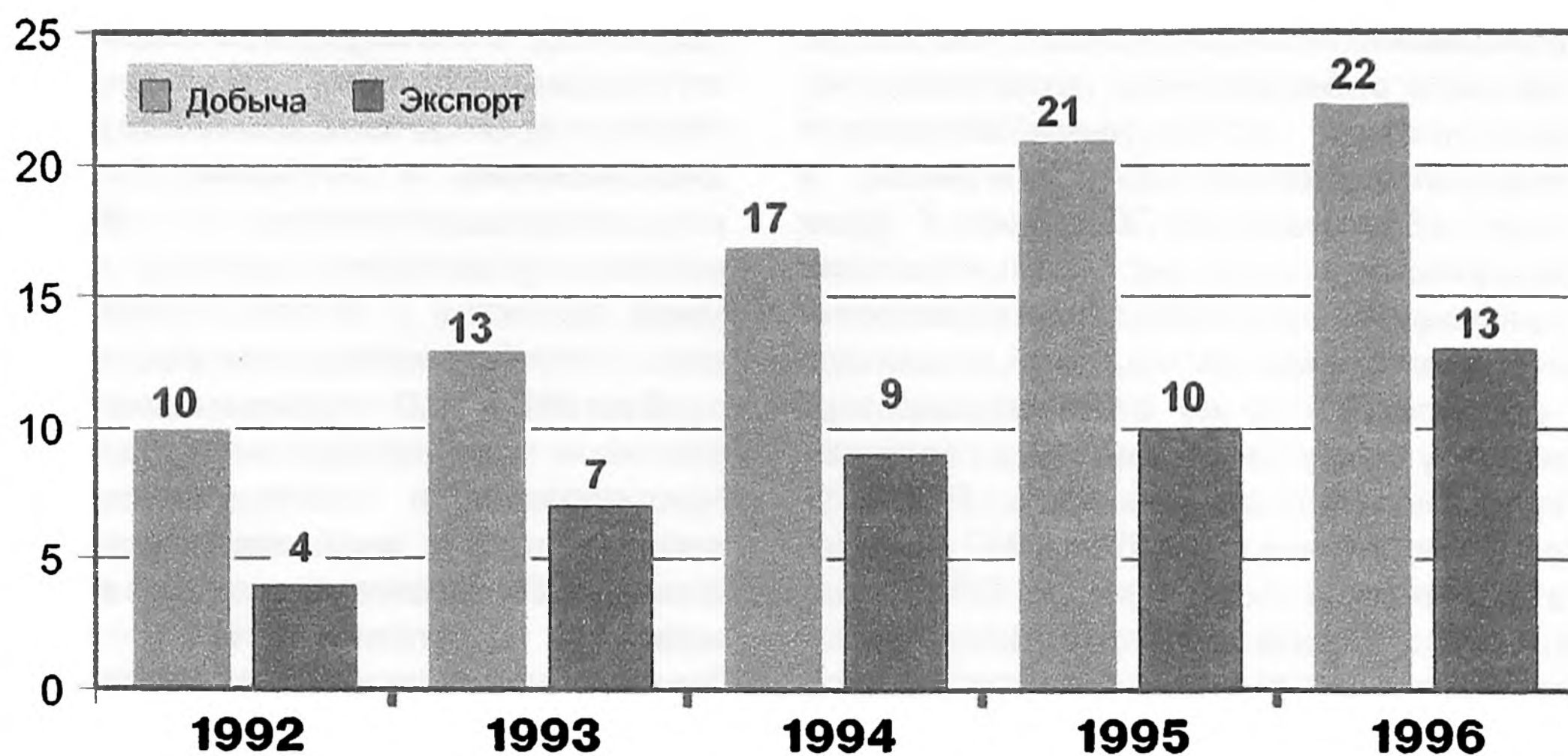
Несмотря на ужесточение режима функционирования в России, до 1994 г. имел место рост числа создаваемых СП. В дальнейшем рост их числа прекратился и продолжался уже только рост добычи за счет ранее созданных предприятий. Последний был обусловлен во многом тем, что ранее созданные СП смогли:

- привлечь необходимый иностранный капитал;
- применить наиболее современные технологии и способы решения возникших производственных проблем;
- обеспечить значительно большую гибкость к изменению экономических, горно-геологических и технических условий (с точки зрения изменения структуры компаний, привлечения необходимых специалистов и реализации наилучших технических и технологических решений в сжатые сроки и с наилучшими экономическими результатами);
- использовать предоставленные им льготы – прежде всего в области налогообложения и экспорта добытых углеводородов (как это было предусмотрено при их создании).

Стабилизация числа СП была связана как с проведением акционирования и приватизации (и появлением у приватизированных компаний других возможностей привлечения финансовых ресурсов с внешнего рынка),

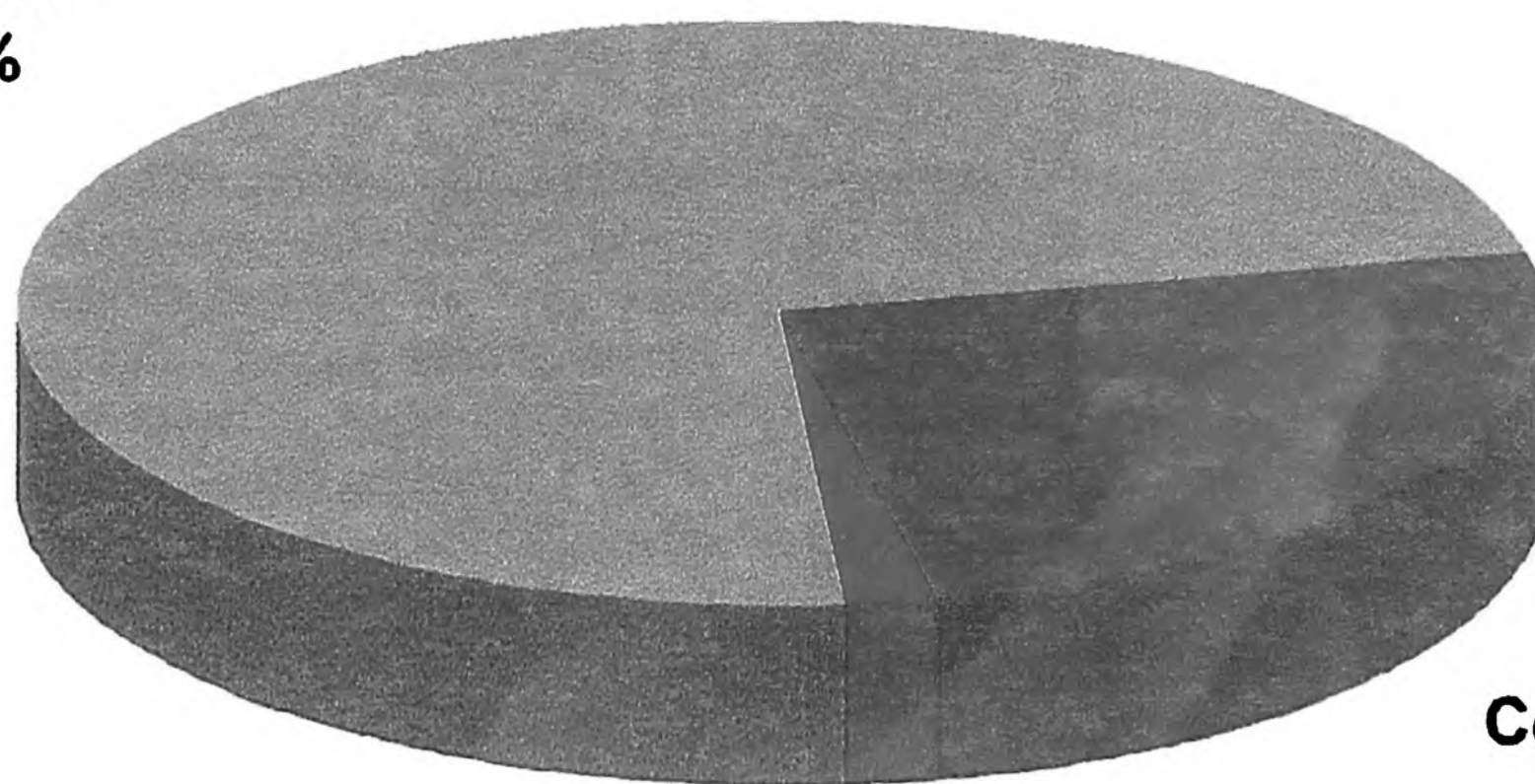
¹ Деловой мир. 1997. 23 июля.

² Сегодня. 1997. 27 июня.



**Динамика объемов добычи и экспорта нефти,
млн т**

**Добыча
73%**



**Сервис
25%**

**Прочие
2%**

**Распределение совместных предприятий
по видам деятельности**

Рис. III.1. Положение совместных предприятий в российском нефтяном субсекторе (1992–1996 гг.)

так и с ужесточением налогового режима в нефтяном субсекторе. Последнее привело к отказу большинства ранее созданных СП от первоначальных планов из-за изменения условий налогообложения и нарастания неопределенности с экспортными квотами и транспортными тарифами. Так, например, в 1995 г. из более чем 40 СП только 7 были освобождены от уплаты экспортных пошлин (под давлением американского правительства – в рамках так называемой комиссии «Гор – Черномырдин» по совместному экономическому сотрудничеству). Все гарантии, предоставленные правительством РФ нефтяным СП, истекли в сентябре 1997 г. В результате перехода большинства СП на национальный режим налогообложения и функционирования (в части доступа к системе магистральных экспортных трубопроводов) в 1996–1997 гг. произошло как резкое замедление создания новых компаний с иностранным капиталом, так и снижение активности действующих СП. Последнее отразилось в существенном снижении добычи нефти совместными предприятиями по сравнению с проектными показателями. Так, в 1994 г. она, по данным «АссоСПНефть», составила 10 млн т вместо предполагаемых 15, в 1995 г. СП добыли 12,4 млн т вместо 18,8 млн¹.

Некоторую смягчающую роль сыграло увеличение внутренних цен на нефть – рост цен внутреннего рынка в сочетании с наличием местных рынков позволил СП, не имеющим полного пакета льгот (т. е. с ограниченными экспортными возможностями), сохранять свою кредитоспособность и даже осуществлять развитие производства.

В рамках нефтяного субсектора для СП изначально был выделен сегмент, связанный с разработкой и сервисным обслуживанием месторождений со сложными горно-геологическими условиями (низкопроницаемые коллекторы, залежи высоковязкой нефти, сложные коллекторы и залежи с высокой степенью истощения) и небольшими запасами. Для разработки таких месторождений требуются нетрадиционные методы повышения нефтеотдачи, новые технологические методы и новое оборудование в сочетании с передовым опытом. Все это в конечном счете приводило и приводит к очень высоким затратам на тонну добытой нефти.

Именно поэтому добывающие СП стали играть весьма значительную роль в районах сосредоточения подобных месторождений – например, в **Республике Коми**, в **старых освоенных районах Западной Сибири** (прежде всего в зоне **Самотлорского месторождения**) и **Татарии**. Так, например, российско-швейцарское СП **«Нобель-Ойл»** начало осуществлять один из крупнейших в мире проектов с использованием термических способов извлечения нефти.

Влияние СП проявилось не только в решении проблем финансирования и освоения сложных в геологическом отношении запасов, но и в **решении проблем социально-экономического развития районов их деятельности**. В **Республике Коми**, например, бюджет **города Усинска** на 65–70% формировался за счет налоговых платежей СП².

Наиболее крупными СП в Западной Сибири являлись **«Юганскфракмастер»** (российский партнер – ПО «Юганскнефтегаз»), **«Белые ночи»** (ПО «Варьеганнефтегаз»), **«Ваньеганнефть»** (АО «Черногорнефть»).

Со стороны иностранных партнеров наибольшую активность в создании СП проявили венчурные нефтедобывающие и сервисные компании, такие как **«Кэнэдиен Фракмастер»** (история операций которой насчитывает только 20 лет). Сотрудничество «Фракмастера» с Россией началось в 1986 г., когда оборудование для гидроразрыва пласта было закуплено у этой компании для **Астраханского газоконденсатного комплекса**. Первое СП – **«Юганскфракмастер»** – было зарегистрировано в 1989 г., затем в 1991 г. учреждаются еще три СП – **«Самотлор Сервисиз»** (НГДУ «Самотлорнефть»), **«Васюган Сервисиз»** и **«Вах Фракмастер Сервисиз»** (ПО «Томскнефть»). Основная задача – увеличение добычи нефти из существующих скважин за счет внедрения современных технологий для повышения нефтеотдачи и восстановления скважин бездействующего фонда. С течением времени данные СП становились все более российскими по их «наполнению» – к началу 1997 г. свыше 95% персонала составляли граждане РФ, а 80% используемого оборудования было уже российского производства³.

К середине 90-х гг. масштабы операций отдельных СП стали сопоставимы с масшта-

¹ Финансовые известия. 1997. 6 мая.

² Сегодня. 1997. 27 июня.

³ Нефть и капитал. 1997. № 6.

бами операций средних (по мировым меркам) нефтяных компаний. Одно из наиболее крупных в **Западной Сибири** СП «**Ваньеганнефть**» (учредители – американская фирма «**Оксидентал Ойл энд Гэс Ко.**»/50% и **АО «Черногорнефть**»/50%) добывало в среднем 7 тыс. т нефти в сутки (свыше 2,5 млн т в год) и осуществляло полную разработку месторождений среднего и малого размера.

Постепенно **сфера деятельности наиболее крупных нефтяных СП стала смещаться** от преимущественного выполнения сервисных работ на контрактной основе **к разработке (а в ряде случаев и к освоению) месторождений** на основе полученных лицензий на право выполнения таких работ. Первыми иностранными компаниями, получившими лицензии на поиск, разведку и разработку углеводородов, были американская «**Сымская эксплоейшн**» (**север Красноярского края**) и швейцарская «**ИМЕГ менеджмент**» (**Парабельский участок в Томской области**)¹. Примером отмеченной выше эволюции являются упоминавшиеся выше СП с участием «**Кэнэдиен Фракмастер**» – на основе всех СП с участием данной канадской фирмы в 1997 г. была основана компания, которая главный акцент сделала уже на освоении и разработке месторождений углеводородного сырья.

В связи с этим можно выделить **три основных направления деятельности СП** в области нефтедобычи:

- 1) разработка месторождений на основе полученных лицензий;
- 2) сервисное обслуживание и ремонт простаивающих скважин, в том числе:
 - интенсификация добычи за счет обработки забоев скважин, глубокопроникающего гидроразрыва пластов и бурения горизонтальных скважин;
 - ввод в эксплуатацию простаивающих скважин;
- 3) улавливание, извлечение и сбор ранее добытых углеводородов, в том числе:
 - улавливание легких углеводородов;
 - переработка нефтешламов с целью извлечения вторичной нефти.

При этом преобладающим направлением деятельности СП является непосредственно добыча нефти и во все большей степени – на основе полученных лицензий на право освоения и разработки мелких и средних месторождений.

По мнению автора, дальнейшее использование СП может и будет способствовать прогрессу нефтяного субсектора именно в области, связанной с освоением и разработкой прежде всего средних и малых месторождений.

Если в случае крупнейших российских нефтяных компаний будущее СП зависит от успеха промышленно-финансовых альянсов в привлечении капитала, то в случае независимых производителей роль СП должна быть не только сохранена, но и усилена.

Ухудшение качества запасов углеводородного сырья (прежде всего нефти), уменьшение размеров вовлекаемых в разработку залежей и месторождений являются основными причинами возрастания роли и значения компаний, осваивающих такие запасы и месторождения и ведущих их разработку. При этом освоение подобных месторождений невозможно без создания определенных мер стимулирующего характера (в области как налогообложения, так и обеспечения возврата вложенных средств). В связи с этим компаниям – чисто российским или СП (т. е. с участием иностранного капитала и наличием учредителей из числа иностранных компаний или предпринимателей), ведущим работу на подобных месторождениях, должны быть созданы отмеченные выше стимулирующие условия. Поэтому перевод СП на национальный режим функционирования должен сопровождаться формированием механизма, стимулирующего деятельность компаний на небольших по размеру и плохих по качеству запасов месторождениях.

От успешного решения проблемы создания условий эффективного функционирования компаний, осваивающих мелкие и средние месторождения, во многом зависит состояние добычи нефти в России в целом. Поэтому СП являются в определенном смысле одной из форм решения именно этой задачи. И с этой точки зрения в организационной структуре нефтяного субсектора России они занимают вполне определенное место и играют вполне определенную роль. Во многом вопрос гибкости нового регулирующего механизма связан именно с созданием условий эффективного функционирования компаний, осваивающих и разрабатывающих малые и средние месторождения со сложными запасами в удаленных районах.

¹ Сегодня. 1995. 18 апр.

III.3.2. Геологодобывающие компании

В рамках системы централизованного планирования и управления все работы по глубокому разведочному бурению на нефть и газ, в том числе по поисковому и параметрическому, осуществлялись за счет капитальных вложений (*Методические указания...*, 1980 [102]). Это означало преимущественное финансирование поисковых работ из средств текущего государственного бюджета, а разведочных работ – за счет средств государственного инвестиционного фонда (фонда капиталовложений). Такое деление было принято ввиду высокой капиталоемкости выполнения разведочных работ на нефть и газ. Важным источником пополнения средств на проведение геолого-разведочных работ служили не только средства, направляемые в фонд финансирования капиталовложений, но и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, которые включались в себестоимость добычи нефти и газа.

Соответственно схеме финансирования строилась и организационная структура осуществления геолого-разведочных работ на нефть и газ. При этом организация геолого-поисковых и геолого-разведочных работ на нефть и газ отличалась определенной спецификой.

Основным органом и государственного управления, и выполнения геолого-поисковых работ на нефть и газ выступало **Министерство геологии СССР**, в республиках создавались свои **республиканские министерства и управления геологии**; на среднем уровне находились **Всесоюзные объединения**; далее следовали **производственные геологические объединения (ПГО)** и на самом нижнем уровне – непосредственные исполнители всех видов работ – **экспедиции** и **специализированные подразделения**. ПГО и экспедиции отличались более значительным уровнем специализации на выполнении отдельных видов работ, например геофизических исследований или глубокого разведочного бурения, и на выполнении отдельных тематических работ (например, по обработке результатов работы полевых сейсмических партий или выполнению лабораторных исследований горных пород).

Основные результаты работы геологических организаций – подготовленные запасы и материалы геологических исследований –

представлялись во **Всесоюзный геологический фонд** геологических материалов и в **Государственный Комитет по запасам** при Совете Министров СССР.

Специфика проведения геолого-разведочных работ на нефть и газ состояла прежде всего в том, что значительный объем их выполнялся также структурами, подчиненными «добывающим» министерствам – соответственно нефтяной и газовой промышленности СССР. По мере усложнения условий добычи (мощности буровых организаций сосредоточивались преимущественно на эксплуатационном бурении) в 70–80-е гг. все большая доля объема разведочного бурения на нефть и газ выполнялась организациями Министерства геологии. Мингазпром осуществлял поиск и разведку месторождений углеводородного сырья на территории континентального шельфа страны. Значительный объем работ выполнялся в рамках доразведки введенных в эксплуатацию месторождений силами добывающих ПО и НГДУ.

В результате важными особенностями геолого-разведочной подотрасли, выполнявшей работы по поискам и разведке нефти и газа, являлись:

- наличие значительных мощностей по проведению глубокого разведочного бурения в геологических организациях;
- система государственной регистрации, хранения и контроля за использованием геолого-геофизической информации;
- сосредоточение значительного объема выполняемых геолого-геофизических работ в рамках добывающих предприятий (нефтяных и газовых ПО);
- сосредоточение функций контроля за рациональным использованием ресурсов недр добывающими организациями, которые также вырабатывали и утверждали соответствующие нормативные документы, регулирующие данный процесс.

Ориентация выполнения плановых заданий на **обеспечение заданной динамики физических показателей** привела к тому, что наблюдались:

- стремление обеспечивать план по приросту запасов не там, где ведется или будет осуществляться в ближайшем будущем добыча нефти и газа, а там, где это удобно и доступно для ведения геолого-поисковых работ;
- ориентация на промежуточные критерии и показатели, такие как выполнение плана глубокого разведочного бурения, пла-

на по протяженности геофизических профилей и т. д.;

- несогласованность в проведении технологически связанных видов работ во времени – от получения данных геофизическими партиями до их обработки на ЭВМ и последующего использования для принятия решений о проведении буровых работ в среднем проходило более двух лет.

Весьма ярким примером является **Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция** – здесь до начала 90-х гг. доля вводимых месторождений от числа разведанных непрерывно... уменьшалась. В освоении находилось всего 13% открытых залежей. В длительной консервации (10–15 лет и более) оказались даже крупные и средние нефтяные и газовые месторождения. Причина весьма проста – добыча нефти и газа велась на **юге Республики Коми**, а основное геолого-разведочное предприятие на данной территории – **ПГО «Архангельск-геология»** – вело все основные работы на... севере и при этом весьма успешно выполняло план по приросту запасов, которые консервировались на десятилетия. В конце 80-х гг. вместо стабилизации объемов бурения данное геологическое предприятие добилось их полуторакратного увеличения. Между тем около 15 лет не пополнялась сырьевая база южных нефтегазодобывающих районов Республики Коми, в то время как на севере республики месторождения консервировались¹.

Резкое уменьшение объемов централизованных инвестиций, а затем и переход на принципиально иную систему финансирования геолого-поисковых работ и геолого-разведочных работ на нефть и газ послужили основной причиной развития геолого-разведочными предприятиями (как ПГО, так и отдельными экспедициями) добычи углеводородов.

Первые значительные изменения в финансировании ГРР на нефть и газ произошли еще в 1990 г. – практически были отменены ассигнования из государственного фонда капиталовложений. Поэтому в дальнейшем основная тенденция была связана с изменением роли добывающих предприятий – переход на финансирование за счет их собственных средств. Бюджетные ассигнования при этом направляются на работы, связанные с общим геологическим изучением территории страны, и на выполнение отдельных тематических работ.

Общее снижение объемов финансирования ГРР сопровождалось также значительным недофинансированием согласованных ранее с государством объемов работ. Так, в 1993 г. было оплачено всего 49% ГРР (и это при том, что финансирование по сравнению с 1990 г. составило только 20%)². В итоге темпы спада геолого-разведочных работ оказались почти в 2 раза выше, чем в добывающих отраслях, а объемы сейсморазведочных работ снизились в 1993 г. на 33,5%³. За период с 1989 по 1994 г. число работающих в геологии **Тюменской области** сократилось с 86 тыс. человек до 35 тыс.; объемы разведочного бурения уменьшились с 2 млн м до 276 тыс. м (за 9 месяцев 1994 г.)⁴.

Изменение источников финансирования ГРР сопровождалось не только развитием деятельности по добыче нефти и газа на базе геолого-разведочных подразделений, но и изменением сначала состава, а затем и форм собственности геолого-разведочных и геолого-геофизических предприятий.

В рамках процесса изменения состава нефтеразведочных предприятий на первом этапе (в 1990 г.) были ликвидированы промежуточные структуры управления геолого-разведочными работами – **главки** (главные территориальные управления) и **Всесоюзные объединения**. В Тюменской области, например, основным органом управления геолого-разведочными работами была **«Главтюменьгеология»** – на первых порах преобразована в концерн, позже (в 1994 г.) ликвидированный.

В целом следует отметить, что **процесс трансформации институциональной структуры геолого-разведочного сектора** (объединяющего поиск и разведку ресурсов углеводородного сырья) **в 1990–1997 гг. отличали значительно меньшие определенность и целенаправленность**. Все преобразования шли в рамках процесса изменения источников финансирования деятельности предприятий и компаний, осуществляющих работы по поиску и разведке углеводородов.

Так, в *Постановлении Правительства РФ от 30 декабря 1993 г. № 1359 «О порядке финансирования геолого-разведочных работ»*⁵ были подчеркнуты:

² Бизнес МН. 1994. 30 марта.

³ Бизнес МН. 1993. 17 окт.

⁴ Тюменские известия. 1994. 30 нояб.

⁵ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1994. № 1. Ст. 80.

¹ Социалистическая индустрия. 1989. 17 июня

- необходимость определения объемов геолого-разведочных работ в пределах сумм отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- срочность разработки мер по совершенствованию структуры управления геолого-разведочными предприятиями с учетом проводимых в стране экономических реформ.

Резкое сокращение финансирования ГРР, начиная с 1989 г., поставило геологические предприятия перед необходимостью самостоятельного изыскания источников своего существования. При этом на начальном этапе жизни в переходной экономике для геолого-разведочных предприятий первоочередной была задача выживания, а вовсе не становления их как самостоятельно функционирующих компаний. **Основная причина – наличие значительного временного лага между прекращением финансирования по традиционной схеме и формированием системы, основанной на выполнении геолого-разведочных работ за счет средств добывающих предприятий.**

К числу **основных возможных направлений трансформации** предприятий геологического субсектора следует отнести:

- создание на основе подразделений глубокого разведочного бурения мощностей по добыче нефти и все большую пере-

- ориентацию на добычу углеводородного сырья (с сохранением незначительных подразделений геолого-разведочного профиля);
- сохранение основной геологической специализации организаций, но при условии утраты ими статуса самостоятельных геологических предприятий;
- сохранение статуса государственных геолого-разведочных предприятий (при получении статуса так называемых «казенных» предприятий);
- преобразование в акционерную специализированную сервисную компанию геолого-геофизического профиля.

Практически всеми геолого-разведочными организациями был реализован в 1990–1991 гг. наиболее очевидный и «естественный» путь трансформации структуры – организация собственной добычи нефти с получением прав на реализацию добытых углеводородов (включая экспорт). В табл. III.9 приведены данные о динамике добычи нефти основными геолого-разведочными предприятиями (начиная с 1995–1996 гг. – АО) **Тюменской области**. Видно, что годовые объявленные объемы добычи нефти на отдельных предприятиях уже начиная с 1993 г. стали превышать 500 тыс. т.

Таблица III.9. **Добыча нефти крупнейшими геолого-разведочными предприятиями Тюменской области в 1992–1997 гг.**

	Материнская компания						
		1992	1993	1994	1995	1996	1997
ЯмалНГГ	«Поляргеолдобыча»	11,6	13,0	7,2	32,2	30,8	13,6*
ПурНГГ	«Поляргеолдобыча»	326,6	503,6	581,9	246,2	153,2	116,6*
СП «Геоилбент»	«ПурНГГ», «Бентон-Ойл», «Пурнефтегаз»	–	17	125	293,3	337,0	Н. д.
Ханты-МансийскНГГ	«Уральская»	97,7	254	544	243,9	188,6	143,5**
МегионНГГ	«Славнефть»	182,8	312,4	365,3	393,2	409,5	138,9**
ОбьНГГ	ТНК	–	75	246	145,5	170,2	242,4**
КрасноленинскНГГ		233,5	275,1	196,9	30,1	61,4	52,7**

* За 9 месяцев 1997 г.
 ** За 1997 г. в целом.

Так, например, **Иртышская нефтегазоразведочная экспедиция** объединения «**Новосибирскгеология**» уже в сентябре 1990 г. получила лицензию на добычу и реализацию части разведанной нефти. В местном Совете было получено разрешение на устройство двух эксплуатационных сква-

жин на нефтеносной площади неподалеку от железной дороги и р. Иртыш¹.
 При этом масштабы деятельности добывающих подразделений варьировали весьма значительно – от нескольких скважин и

¹ Российская трибуна. 1990. 23 окт.

участков до нескольких месторождений. Так, например, подразделения **ПО «Ханты-Мансийскнефтегазгеология»** начали добычу в 1991 г. сразу на нескольких месторождениях:

- Назымская нефтегазоразведочная экспедиция (НГРЭ) – на Ханты-Мансийском месторождении;
- Правдинская НГРЭ – на Салымском месторождении;
- Красноленинское вышкомонтажное управление – на Потанайском месторождении (в последнем случае – в кооперации с ПО «Урайнефтегаз»)¹.

Добытую нефть объединение направляло на переработку на Пермский НПЗ (с последующей реализацией нефтепродуктов через дочерние или доверенные структуры), а также заключало контракты на транспортировку и реализацию нефти с компанией «Транснефть» и с объединением «Союзнефтеэкспорт». В 1992 г. в соответствии с экспортной квотой была получена лицензия на продажу 100 тыс. т нефти за рубеж.

Не всем геолого-разведочным предприятиям удалось в равной степени успешно сформировать новое направление деятельности.

Наиболее успешными были, пожалуй, усилия **ПГО «Пурнефтегазгеология»**. Создание добывающих подразделений позволило предприятию не только обеспечить занятость всего коллектива, но и рассматривать возможности дальнейшего увеличения добычи нефти. На начало 1995 г. ПГО «ПурНГГ» на 70% финансировалось за счет собственных и заемных источников и только на 30% – за счет бюджетных ассигнований, имело лицензии на разведку и разработку семи нефтегазовых месторождений, являлось соучредителем СП с иностранными («Геойлбент») и российскими партнерами (в частности, с компанией «СЕНЕКО» для добычи нефти на территории Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа) – общим числом более десяти².

Поэтому АО «ПурНГГ» уже к 1995 г. являлось скорее нефтедобывающей компанией, чем геолого-разведочной.

Менее удачным оказался опыт **СП «Ханты-МансийскНефтеХант»**, которое также было создано в 1992 г. с участием **ПГО «Ханты-МансийскНГГ»** и американской компании «ПетроХант». На данный

проект возлагались очень большие надежды относительно получения инвестиций и довольно быстрой отдачи от его работы, так как данное СП получило восемь лицензий на разработку и доразведку месторождений нефти. Причем в данных месторождениях была сосредоточена почти 1/3 всех запасов, принадлежащих российскому партнеру (свыше 200 млн т). Однако добыча была начата только в 1996 г. и уже в 1997 г. практически приостановлена (объем добычи составил... 5 тыс. т). Одна из причин – зарубежный партнер не смог привлечь необходимые финансовые ресурсы для ведения работ на всех месторождениях, на которые СП были выданы лицензии.

Развитие добычи нефти большинством геолого-разведочных предприятий являлось вынужденной мерой, связанной с резким сокращением объемов финансирования и с нарастанием социальной напряженности в местах дислокации данных предприятий (где, как правило, никаких других альтернативных форм занятости трудоспособного населения не существовало). Чтобы реализовать данную стратегию, геолого-разведочные предприятия стремились:

- получить лицензии на право поиска, разведки и разработки на возможно большее число месторождений из тех, на которых они работали ранее;
- привлечь финансовые ресурсы для реализации проектов освоения и разработки месторождений углеводородного сырья (путем либо создания совместных предприятий, либо продажи значительного пакета своих акций стратегическому партнеру);
- обеспечить реализацию как можно большей доли добываемой нефти на экспорт.

Так, например, **ПГО «Ханты-МансийскНГГ»** в процессе лицензирования прав на пользование недрами в 1992–1993 гг. стремилось подтвердить свои права на 25 месторождений с суммарными запасами около 2 млрд т, **ПГО «ОбьНГГ»** – на 20 месторождений, **ПГО «КрасноленинскНГГ»** – на 23 месторождения, **ПГО «МегионНГГ»** – на 46 месторождений и т. д.³

Попытки привлечь стратегических инвесторов были предприняты в основном в ходе акционирования и приватизации геолого-разведочных предприятий.

¹ Тюменская правда. 1992. 22 мая.

² Сегодня. 1994. 2 дек.

³ Список предприятий, подавших заявки на получение лицензий в Ханты-Мансийский комитет геологии. – Ханты-Мансийск, 1992.

При этом **часть геолого-разведочных предприятий были включены в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний на правах дочерних АО** (ПГО «МегионНГГ» – в состав АНК «Славнефть»; ПГО «ТомскНГГ» – «Восточной нефтяной компании»; ПГО «ОбьНГГ» – «Тюменской нефтяной компании» и т. д.). Включение геолого-разведочных предприятий в состав АНК (в форме передачи контрольного пакета акций) не всегда происходило бесконфликтно. Нефтяные компании стремились решить проблемы, связанные с получением доступа к освоению и разработке новых месторождений, и расширить таким образом свою сырьевую базу. При этом проблемы собственно геолого-разведочных компаний интересовали их в меньшей степени. Поэтому не случайно, например, **АО «ОбьНГГ»** настаивало на исключении его из состава **ТНК** (ранее было принято решение о передаче в уставный капитал нефтяной компании 20-процентного пакета акций) на том основании, что последняя не имеет необходимых финансовых ресурсов для обеспечения жизнедеятельности геолого-разведочного акционерного общества в ее составе.

К сожалению, в процессе самостоятельного акционирования и первичного размещения акций практически ни одному геолого-разведочному предприятию не удалось привлечь состоятельного в финансовом отношении стратегического партнера. Так, например, корпорация **«НИПЕК»** выкупила 43% акций **АО «ЗаполярьНГГ»** и 9,76% акций **АО «ПурНГГ»** и стала одним из ведущих собственников геолого-разведочных предприятий Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Однако необходимыми средствами для реализации проектов, связанных с освоением и разработкой нефтегазовых месторождений в столь экстремальных природных условиях (что дополнительно увеличивает капиталоемкость), корпорация не располагала¹. Корпорация «НИПЕК» – прежде всего инвестиционная компания, специализирующаяся на привлечении необходимых финансовых ресурсов с рынка, что, в свою очередь, требует значительного времени. Именно с целью аккумуляции ресурсов на развитие нефтегазовых проектов на севере Сибири корпорация «НИПЕК» осуществила в сентябре 1997 г. продажу контрольного пакета АО «Томский НХК».

Примером обещающей быть успешной покупки контрольного пакета акций геологодобывающей компании является приобретение в ноябре 1997 г. **АНК «ЛУКОЙЛ»** контрольного пакета акций **АО «Архангельскгеолдобыча»**. При этом 23,5% средств, полученных от продажи федерального пакета, не поступило на развитие компании, а было зачтено в бюджет Архангельской области как поступления от приватизации и как расходы федерального бюджета на финансирование строительства газопровода Нюксеница – Архангельск (согласно *Постановлению Правительства РФ от 29 октября 1997 г. № 1362 «О мерах по реализации Указа Президента РФ от 4 сентября 1997 г. № 987 «О передаче Архангельской области находящихся в федеральной собственности и подлежащих продаже акций акционерного общества «Архангельскгеолдобыча», образованного в процессе приватизации»*²). АНК «ЛУКОЙЛ» не имеет в районе проведения нефтегазовых операций АО «Архангельскгеолдобыча» своих структурных подразделений и поэтому вынуждена будет развивать инфраструктуру и производственный потенциал приобретенной компании.

Процесс акционирования и приватизации геолого-разведочных предприятий, как правило, предполагал самостоятельный выбор производственным коллективом варианта приватизации. Однако при этом в большинстве случаев вводился институт «золотой акции», закреплявшейся в собственности государства. Время закрепления «золотой акции» за государством было, однако, весьма непродолжительным – уже в 1996 г. ее действие было прекращено. Например, самостоятельная геологодобывающая компания **АО «Ханты-МансийскНГГ»** по состоянию на середину 1997 г. являлась уже полностью частной – до 40% акций принадлежало иностранным партнерам и примерно 60% – российским. Именно поэтому во второй половине 1997 г. вопрос вхождения АО «Ханты-МансийскНГГ» в состав так называемой **«Уральской нефтяной компании»** (куда вошло также СП «Черногорское») решался уже на уровне акционеров – владельцев контрольного пакета акций (без участия государства).

Помимо включения геологодобывающих компаний в состав АНК или сохранения за ними независимого статуса (как в случае АО «Ханты-МансийскНГГ») была предпринята

¹ Коммерсантъ-Daily. 1995. 30 мая; Сегодня. 1995. 28 апр.

² Российская газ. 1997. 19 нояб.

попытка создания большей по размеру геологодобывающей компании. 21 декабря 1995 г. вышел в свет Указ Президента РФ № 1282 «О создании открытого акционерного общества «Полярная геологодобывающая компания», согласно которому формировалось **АО «Поляргеолдобыча»** (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 8 февраля 1996 г. «О создании открытого акционерного общества «Полярная геологодобывающая компания»)¹. Уставный капитал компании распределялся так (в %):

АО «ПурНГГ» – 4,06; АО «ТаймырНГГ» – 74,50; АО «ЯмалНГГ» – 49,00; АО «УренгойНГГ» – 25,00; АО «ЗаполярьНГГ» – 4,87.

Однако по состоянию на начало 1998 г. данная компания не являлась реально функционирующей хозяйственной единицей. Основная причина – отсутствие необходимых финансовых ресурсов для реализации проектов в неосвоенных районах. Каждая из входящих в состав АО «Поляргеолдобыча» геологодобывающих компаний функционировала как автономное акционерное общество.

Как представляется автору, **обобщенная бизнес-стратегия геолого-разведочного предприятия** в России в 1991–1997 гг. состояла в следующем:

- в трансформации компании в геологодобывающую за счет интенсивного развития добычи нефти на лицензионных месторождениях;
- в скорейшей приватизации (при активном участии компаний и структур, представлявших интересы высших руководителей геологодобывающей компании);
- в использовании льгот и преимуществ, предоставленных Правительством РФ геологодобывающим компаниям (в части уплаты минимальных ставок акциза и поставок всей добываемой нефти на экспорт);
- в привлечении сторонних инвесторов на основе развития форм совместного сотрудничества (создание СП и дочерних АО с участием иностранного и российского капиталов) и продажи пакета акций.

Тем не менее наиболее **стабильными источниками финансовых ресурсов** для функционирования геологодобывающих компаний в 1991–1997 гг. были:

- отчисления от ставок на воспроизводство минерально-сырьевой базы (уплачиваемых добывающими компаниями для целей прямого финансирования геолого-поисковых и геолого-разведочных работ);

- поступления средств от добычи и последующего экспорта нефти.

Льготный порядок доступа к системе экспортных трубопроводов предусматривался решениями Правительства РФ. Так, *Распоряжение Правительства РФ от 25 апреля 1995 г. № 567-р* предусматривало «поставку в 1995 г. за пределы таможенной зоны РФ всего количества нефти (до 5 млн т), добываемой и сдаваемой акционерной компании «Транснефть» геолого-разведочными предприятиями и организациями независимо от форм собственности»². В сентябре 1996 г. данный порядок был распространен на период до 2000 г. и при этом значительно снижены ставки акцизов на нефть, добываемую геолого-разведочными компаниями (с 20 тыс. руб. на тонну нефти до примерно 700 руб. – по *Постановлению Правительства РФ от 19 сентября 1996 г. № 1120 «О дополнительных мерах по реализации Федеральной программы развития минерально-сырьевой базы РФ на 1994–2000 гг. и стабилизации геолого-разведочных работ»*³). Экспорт всей добываемой нефти в сочетании с пониженными ставками акцизов (на уровне 1% от средневзвешенной ставки для нефтяного субсектора) и аккумулярованием ставок на воспроизводство минерально-сырьевой базы на специальных счетах (как в рамках Федерации в целом, так и на уровне отдельных субъектов) позволил геологодобывающим компаниям начиная со второй половины 1996 г. улучшить финансовое положение и сформировать источники финансирования, необходимые для поддержания их функционирования. Однако с учетом размеров месторождений (как правило, малые и средние), их удаленности и отсутствия инфраструктуры данные средства не являлись достаточными для квалифицированного проведения работ по освоению и полномасштабной разработке. Как правило, добычу углеводородов геологодобывающие компании осуществляли (и в большинстве случаев продолжают осуществлять) в режиме так называемой опытно-промышленной эксплуатации. Это означает добычу из разведочных скважин, отсутствие необходимого обустройства месторождения и несоблюдение технологических и экологических условий. Ужесточение требований к эксплуатации

² Собрание Законодательства РФ. 1995. № 20 Ст.1871.

³ Собрание Законодательства РФ. 1996. № 40. Ст. 4656.

¹ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 52. Ст. 5144; Собрание Законодательства РФ. 1996. № 7. Ст. 695.

месторождений явилось одной из причин резкого снижения добычи нефти рядом геологодобывающих компаний в 1995–1996 гг. (см. табл. III.9).

Необходимо подчеркнуть, что **меры государственной поддержки имели целью не становление и развитие геологодобывающих компаний, а снятие социальной напряженности и смягчение последствий резкого снижения государственного финансирования геолого-разведочного субсектора.**

Геологодобывающие компании не являлись в течение всего рассматриваемого периода объектом целенаправленных усилий государства (как на федеральном уровне, так и на региональном) по формированию на их основе сегмента малых и средних нефтедобывающих компаний. Специфика деятельности подобных компаний на малых и средних месторождениях в удаленных районах требует не столько обеспечения экспорта всей добытой нефти, сколько более гибкого налогообложения в рамках реализации всего проекта в целом, обеспечения доступа к объектам общерайонной инфраструктуры (при ее наличии), а также прямого государственного участия в развитии последней. Немаловажно и наличие форм и способов научно-технической и экспертной поддержки таких компаний.

Это означает, что формирование сегмента производителей нефти на основе трансформирования геолого-разведочного субсектора осуществлялось в направлении смягчения последствий резкого сокращения государственного финансирования и носило поэтому чрезвычайный характер.

Опыт отдельных геологодобывающих компаний (таких как «**ПурНГГ**», например) показывает реальную возможность становления на базе геолого-разведочных предприятий малых и средних специализированных геологодобывающих компаний. Однако реализация потенциальной возможности вновь требует формирования и осуществления целенаправленного регулирующего механизма и поддержки со стороны государства.

III.3.3. Независимые нефтедобывающие компании

Нефтяной субсектор России отличали и отличают чрезвычайно высокие барьеры входа. Высота барьеров обусловлена не

только необходимостью осуществления высоких первоначальных инвестиций, связанных с освоением месторождений (особенно в малоосвоенных и удаленных районах), но и отсутствием целенаправленной поддержки со стороны государства (применение общего налогообложения) и регулирования недискриминированного доступа новых предприятий-недропользователей к объектам производственной и транспортной (общерайонной) инфраструктуры (Kryukov, Gorst, 1993 [103]).

Высота барьеров делает практически невозможным приход в субсектор новых хозяйственных единиц.

Формирование, становление и развитие деятельности вновь сформированных хозяйственных единиц (помимо случаев, рассмотренных выше) возможно при наличии:

- поддержки со стороны органов государственной власти и управления;
- производственных связей и контактов с уже оперирующими в рамках субсектора нефтяными компаниями.

Поэтому определение «независимые» нефтедобывающие компании относится по преимуществу к нефтедобывающим компаниям, созданным при участии региональных органов власти или при участии ранее сформированных компаний.

Региональные нефтяные компании

В рамках процесса трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора регионы – прежде всего субъекты Федерации – стали играть весьма значительную роль. Это, в частности, отразилось в следующем:

- в создании на базе ряда бывших государственных производственных объединений региональных вертикально-интегрированных компаний (о которых не было и речи в проектах и предложениях федеральных органов власти на начальном этапе трансформации) – таких как «**ОНАКО**», «**КомиТЭК**», «**Сибнефть**»;
- в стремлении получить в доверительное управление часть государственного пакета акций по тем нефтяным компаниям, часть активов которых расположена на территории (например, 10% пакета акций «**Тюменской нефтяной компании**» были переданы в доверительное управление субъектам Федерации – собственно Тюменской области, Ханты-Мансий-

скому и Ямало-Ненецкому автономным округам);

- в создании региональных нефтегазовых компаний на базе новых неосвоенных месторождений углеводородов;
- в расширении прав и полномочий территорий и органов власти регионального управления в распоряжении природно-ресурсным потенциалом – в связи с отнесением, согласно Конституции РФ, вопросов владения, пользования и распоряжения недрами к сфере совместного ведения (Крюков, 1995 [99]).

В контексте рассматриваемой проблемы нас прежде всего интересуют вопросы создания и функционирования нефтедобывающих компаний, созданных при участии и поддержке региональных органов власти и управления. **Основным мотивом** создания подобных нефтедобывающих компаний **было стремление стабилизировать поступление налоговых платежей в региональный бюджет** от компаний, расположенных на собственной территории, а также **обеспечить устойчивое поступление на региональный рынок топливно-энергетических ресурсов**. Данная проблема стала приобретать все большую остроту по мере усиления процессов внутренней консолидации вертикально-интегрированных компаний (см. выше) и значительно-го снижения уровня налогооблагаемой базы на уровне субъектов Федерации.

При активном участии региональных властей были созданы такие компании, как:

- корпорации «**Юганефть**», «**Эвихон**» (Ханты-Мансийский округ – ХМАО);
- корпорация «**НИПЕК**» (ХМАО);
- компания «**Русиа-Петролеум**» (Иркутская область);
- государственное предприятие «**Янгпур**» (Пуровский район Ямало-Ненецкого автономного округа) и др.

Основной проблемой, с которой столкнулись все вышеперечисленные компании, стала катастрофическая нехватка финансовых ресурсов для начала работ по освоению и разработке нефтяных месторождений.

С этой точки зрения показателен пример «**НИПЕКа**» – «**Народной нефтяной инвестиционно-промышленной Евро-Азиатской корпорации**». Данная корпорация была учреждена в ноябре 1991 г. как акционерное общество открытого типа с уставным капиталом в 25 млн руб. Среди учредителей корпорации – органы власти Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской

области, ПО «Нижневартовскнефтегаз», «Коминнефть», «Оренбургнефть», Московская нефтяная биржа и др.¹ Во второй половине 1992 г. корпорацией были поданы заявки на получение лицензий по 25 эксплуатационным объектам нефтегазовых месторождений в ХМАО и ЯНАО, а также начата подготовка технико-экономических обоснований разработки месторождений по четырем объектам в Сургутском, Нижневартовском и других районах Тюменской области².

В течение первого года «НИПЕКом» была фактически только осуществлена подписка на акции и привлечены средства акционеров в размере немногим более 3 млрд руб. (за это же время стоимость строительства одной эксплуатационной скважины в Тюменской области выросла с 2 млн руб. до 80–120 млн). Инфляция резко уменьшила финансовые ресурсы корпорации – привлеченный акционерный капитал оказался явно недостаточным для реализации сколь угодно реального проекта (с учетом затрат в инфраструктуру и обустройство месторождений). Поэтому во второй год своей деятельности «НИПЕК» должен был перевести свою цель – освоение и разработка нефтяных месторождений – в разряд долговременных. Основным акцент был сделан на участии в менее капиталоемких проектах и на формировании «информационного капитала». Основные итоги деятельности в 1992 г. – создание базы данных по нефтегазовым месторождениям и месторождениям твердых полезных ископаемых и разработка ТЭО на ряд нефтегазовых месторождений³. Преимущественное внимание уделялось разработке и реализации различных схем по привлечению финансовых ресурсов для осуществления широкой гаммы инвестиционных проектов.

Процесс становления в корпорации нефтяного направления, связанного с освоением и разработкой месторождений, растянулся на несколько лет – по состоянию на начало 1998 г. «НИПЕК» все еще непосредственно не осуществлял разработку ни одного месторождения нефти.

С проблемой привлечения необходимых инвестиционных ресурсов столкнулась и компания «**Русиа-Петролеум**». С целью преодоления барьеров входа в нефтегазо-

¹ Проспект эмиссии акций «НИПЕК» (Известия. 1991. 26 дек.).

² Нефтяник. 1992. № 12.

³ Новости Югры (Ханты-Мансийск). 1993. 15 апр.

вый сектор значительный пакет акций был продан **АО «Варьеганнефтегаз»** (в размере 15,885% уставного капитала¹). Затем, поскольку ни АНК «СИДАНКО» (в состав которой вошло АО «Варьеганнефтегаз»), ни другие акционеры (АО «Иркутскэнерго» и АО «Ангарская НХК») не располагали необходимыми возможностями по финансированию проекта, был привлечен иностранный инвестор. Сначала в этой роли выступила **«Восточно-Азиатская газовая корпорация» («East Asia Gas Corporation» – Южная Корея)**, которая приобрела весь выпуск акций третьей эмиссии, в результате чего ее доля составила 27,5%². Затем АНК «СИДАНКО» выкупила пакет акций южнокорейской компании за 100 млн дол. – из-за того что иностранный партнер не смог привлечь необходимые финансовые ресурсы³. В ноябре 1997 г. в соглашение **«ОНЭКСИМ-банк» – «Бритиш Петролеум»** было включено предложение о продаже британской компании 20-процентного пакета акций уже за 172 млн дол.⁴

Перипетии движения пакета акций региональной компании «Русиа-Петролеум» иллюстрируют всю сложность и проблематичность привлечения финансовых ресурсов для реализации новых нефтегазовых проектов в неосвоенных районах.

Справедливость выводов, сделанных на примере корпорации «НИПЕК» и АО «Русиа Петролеум», во многом подтверждает и опыт корпорации **«Югранефть»**. Данная компания была создана решением Исполкома Совета народных депутатов Ханты-Мансийского автономного округа в сентябре 1991 г. Как отмечено в учредительных документах, *«компания создана для организации ускоренной доразведки и освоения ряда сложнопостроенных месторождений, расположенных в труднодоступной местности со сложной экологической обстановкой... Основная цель – добыча нефти и газа с использованием новейших экологически безопасных технологий, переработка и реализация ее на внутреннем и внешнем рынках, всестороннее развитие экономического потенциала и укрепление экономической самостоятельности Ханты-Мансийского автономного округа»*⁵. В числе учредителей ком-

пании – ПО «Юганскнефтегаз», АО «Конд-петролеум», ГПП «Ханты-МансийскНГГ» и ГП «Ханты-Мансийскгеофизика», Окружной Комитет по управлению госимуществом.

Для обеспечения выполнения основной производственной задачи компанией получены лицензии на право разведки и разработки южной части **Приобского**, северо-восточной части **Пальяновского** месторождений (выдача компании данных лицензий без конкурса и аукциона органами исполнительной власти была оспорена Прокуратурой РФ в ноябре 1993 г., но органам исполнительной власти удалось отстоять правильность принятых ранее решений). «Югранефть» выступила также учредителем **АО «Эвихон»** (которое приобрело в 1995 г. контрольный пакет акций своей же материнской компании) и корпорации «НИПЕК». Компания «Эвихон» (получившая, в соответствии с *Постановлением Правительства РФ от 21 июня 1992 г. № 503*, статус **«нефтяной компании регионального развития»**⁶), в свою очередь, явилась соучредителем **СП «Салым Петролеум Девелопмент»** совместно с компанией **«Ройял Датч Шелл»** для решения проблем финансирования проекта освоения и разработки **Салымской** группы месторождений⁷.

В 1993 г. корпорация «Югранефть» вела работы по обустройству южной части Приобского месторождения (строительство дороги, ЛЭП, трубопровода), первая нефть которого должна была стать исходным сырьем для проектируемого строительства блочной установки переработки нефти в Ханты-Мансийске. Недостаток финансовых ресурсов в конце 1993 г. компания предполагала восполнить за счет долгосрочного (на 7 лет) инвестиционного кредита в сумме 5 млрд руб. (примерно 6 млн дол.) администрации округа. Однако последняя не смогла обеспечить данный инвестиционный кредит за счет бюджетных средств. Поэтому в 1994 г. «Югранефть» оказалась на грани ликвидации. Единственно возможный вариант состоял в привлечении стратегического инвестора – в роли которого должна была выступить компания **«Амоко» (США)**, в 1993 г. также получившая право разработки южной части Приобского месторождения.

По состоянию на начало 1998 г. проект совместной разработки «Амоко» – «Югра-

¹ Коммерсантъ-Daily. 1995. 19 апр.

² Сегодня. 1997. 23 июля.

³ Сегодня. 1997. 21 нояб.

⁴ Коммерсантъ-Daily. 1997. 19 нояб.

⁵ Новости Югры (Ханты-Мансийск). 1993. 4 сент.

⁶ **Статус** малочисленных народов. Правовые акты и документы. – М.: Юридическая литература, 1995. – С. 209-210.

⁷ Бизнес МН. 1995. № 14.

нефть» южной части Приобского месторождения все еще находился в стадии обсуждения, и поэтому встал вопрос об отзыве лицензии у американской компании¹. «Амоко» настаивала на включении месторождения в список объектов, подлежащих реализации в рамках соглашений о разделе продукции. Масштабы проекта, объемы привлекаемых инвестиций значительно превысили полномочия региона в части стабилизации условий его реализации и создания тем самым условий для инвестирования крупных средств.

Как представляется автору, из приведенного рассмотрения проблем становления региональных нефтедобывающих компаний можно сделать вывод, что невозможность изыскания региональных финансовых источников для осуществления подобных проектов в конечном счете приводит к утрате регионами права собственности на активы созданных ими компаний.

Региональные нефтедобывающие компании в случае значительных размеров проекта (при инвестициях свыше 100 млн дол.) выходят за рамки региональных и российских финансовых рынков. Поэтому становление компаний, приступающих к реализации подобных проектов, является в значительной мере предметом воздействий со стороны общего государственного регулирующего механизма.

От торговли, финансовых операций и «ноу-хау» – к добыче нефти

Наиболее логичным направлением создания независимых компаний является инвестирование в новые проекты средств, полученных в финансовой и торговой сфере (как мы показали выше, именно по такому пути шло становление новых собственников вертикально-интегрированных компаний – банков и финансовых институтов).

Среди главных причин, побудивших нефтеторговые фирмы инвестировать средства в компании, осуществляющие добычу нефти, можно назвать:

- более высокую экономическую эффективность торговли собственными продуктами переработки нефти (полученными из собственной нефти, а не купленной у нефтедобывающих компаний по завышенным ценам);
- стремление стабилизировать свое положение в нефтяном субсекторе (особенно

обострилась эта проблема в связи с консолидацией материальных потоков в рамках вертикально-интегрированных компаний).

Так, например, **АО «Гермес-Планта»** – один из участников московского рынка нефтепродуктов – явилось учредителем **АО «Сибнефтедобыча»** (совместно с АО «Кондпетролеум»). В 1995 г. данное АО по итогам 4-го конкурса на территории ХМАО получило лицензию на разработку нефтяного месторождения².

Другой путь создания независимых компаний – реализация знаний и уникального производственно-технологического опыта для решения проблем освоения и разработки малых и средних месторождений со сложными горно-геологическими условиями. Примером такого создания независимой нефтедобывающей компании является **АО «РИТЭК» – «Российская инновационная топливно-энергетическая компания»**, которая была основана в июле 1992 г. Среди учредителей – АНК «ЛУКОЙЛ», АО «Рос-нефтегазстрой», АО «ЛУКОЙЛ-Когалым-нефтегаз», ГП «Роснефть», МП «Политехника» и др.

К числу основополагающих принципов деятельности «РИТЭКа» относятся:

- инновационный характер деятельности;
- диверсификация, многопрофильность реализуемых проектов для обеспечения устойчивости АО «РИТЭК»;
- независимость от иностранных инвестиций и государственных субсидий;
- занятие определенной «ниши» в региональных и отраслевых программах³.

Данная компания имеет рациональную стратегию развития – производственно-техническая программа сбалансирована с формированием необходимых финансовых ресурсов (преимущественно за счет собственных источников). Именно поэтому – с целью формирования необходимых финансовых ресурсов – АО «РИТЭК» в течение первых лет деятельности вело (наряду с осуществлением инновационной деятельности в относительно небольших масштабах) работы по ремонту бездействующих скважин. Затем компания получила право аренды участков разрабатываемых месторождений – **Талинского** и **Вать-Еганского**. После этого – уже в 1994–1995 гг. – компания получила лицензии (по итогам участия в двух

¹ Сегодня. 1997. 10 дек.

² Коммерсантъ-Daily. 1995. 2 марта.

³ Новости Югры (Ханты-Мансийск). 1995. 26 дек.

тендерах) на полномасштабную разработку месторождений (сначала **Восточно-Перевального**, а затем и **Тевлинско-Рускинского**). Для того чтобы получить лицензии, компании необходимо было не только подготовить лучшие предложения по освоению и разработке месторождений, но и заплатить значительные средства. Только

по Восточно-Перевальному месторождению компанией в 1994 г. был заплачен бонус в сумме свыше 1 млн дол. США (506 тыс. дол. в качестве основного бонуса и 493 тыс. дол. в качестве дополнительного). По итогам 1997 г. собственная добыча АО «РИТЭК» на территории ХМАО превысила 59 тыс. т (в 1995 г. она составляла 16,8 тыс. т).

Организационную структуру нефтедобывающего субсектора российской экономики по состоянию на начало 1998 г. можно в целом считать определившейся – ее безусловную основу составляют частные вертикально-интегрированные компании. Завершено акционирование всех нефтедобывающих компаний, осуществлена приватизация ведущих вертикально-интегрированных компаний, более чем на 60% фонда перспективных на нефть структур и месторождений выданы лицензии (по данным Минприроды России, к середине 1997 г. лицензии выданы на 1800 месторождений из 2458 находящихся на балансе).

На этом фоне собственно российские независимые нефтедобывающие компании являются скорее исключением, чем правилом. Так, например, в ХМАО в 1996 г. нефтяные операции осуществляли только 6 подобных компаний и их доля в добыче нефти по округу составляла менее 5% (табл. III.10). Основная причина – нехватка финансовых ресурсов и отсутствие государственного регулирующего механизма, направленного на стимулирование создания и поддержки функционирования мелких и средних независимых нефтедобывающих компаний.

Таблица III.10. **Распределение нефтедобывающих предприятий ХМАО в 1996 г. по принадлежности к компаниям различного типа***

	Число предприятий	Доля в добыче, %
1. Зависимые от вертикально-интегрированных АНК	21	98,96
• Дочерние предприятия интегрированных АНК	16	95,90
Из них – геологодобывающие	2	0,36
• АО с российским капиталом	1	0,13
• АО с участием иностранного капитала	4	2,93
2. Независимые от вертикально-интегрированных АНК	15	1,05
• АО с российским капиталом	6	0,45
• АО с участием иностранного капитала	9	0,60
Все предприятия ХМАО	36	100,00

* По расчетам автора с использованием: Добыча нефти за 1996 год/ Отчет научно-аналитического центра рационального недропользования ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1997; ИнфоТЭК: статистика, документы, факты. 1997. № 1–2.

На основании данных табл. III.10 можно получить представление о распределении нефтедобывающих предприятий по основному признаку – принадлежности к вертикально-интегрированным компаниям или к компаниям, независимым от них, и не только в ХМАО, но и в целом по России. При этом признак «зависимого» предприятия (акционерного общества) соответствует тому, который определен в Законе РФ «Об акционерных обществах», – общество яв-

ляется зависимым от какой-либо компании, если эта компания имеет более 20% его акций. Видно, что безусловно преобладает добыча нефти в рамках вертикально-интегрированных компаний и зависимых от них акционерных обществ – на их долю приходится почти 99% всей добычи. В то же время добыча независимыми от вертикально-интегрированных компаний предприятиями составляет только около 1%.

Такая структура служит отражением тех основных направлений трансформации организации нефтяного субсектора, которые осуществлялись на протяжении 1991–1997 гг. Относительное изменение объемов добычи нефти различными компаниями выражается:

- в снижении добычи нефти дочерними АО вертикально-интегрированных компаний, что отражает процессы консолидации в рамках АНК и переход на единую акцию;
- в стабильном и устойчивом росте добычи нефти предприятиями с участием иностранного капитала (причем независимо от того, связаны данные АО с вертикально-интегрированными компаниями или нет), что отражает прежде всего острую нехватку финансовых ресурсов на внутреннем рынке;
- в стремительном снижении, начиная с 1994 г., добычи нефти независимыми российскими компаниями (причина – острая нехватка финансовых ресурсов, отсутствие эффективной системы «стимулирующего» регулирования со стороны государства, поглощение данных компаний вертикально-интегрированными компаниями).

В целом прослеживается устойчивый процесс концентрации добычи нефти в рамках вертикально-интегрированных компаний и зависимых от них акционерных обществ (открытого и закрытого типов), а также в рамках обществ с ограниченной ответственностью и отдельных структурных подразделений.

Вполне правомерен вопрос: насколько целесообразно такое изменение организационной структуры нефтяного субсектора и насколько оно отвечает долговременным экономическим интересам государства (как Федерации, так и отдельных субъектов в ее составе)?

Как отмечено выше, происходящие изменения являются прямым и непосредственным следствием проводимой государственной политики в области акционирования, приватизации, лицензирования прав на пользование недрами и мер избирательной поддержки (прежде всего предприятий с участием иностранного капитала). С точки зрения формирования основы организационной структуры нефтяного субсектора при переходе к новой экономической системе

подобная политика вполне объяснима и в значительной степени оправдана. Сохранение прежних производственных объединений в качестве ядра формируемых вертикально-интегрированных компаний позволило избежать катастрофического развития событий – с полным прекращением производственной деятельности (хотя и со значительным падением добычи нефти – почти на 40% в течение семи лет).

В то же время с точки зрения объективной основы функционирования нефтяного субсектора России, а именно структуры и состава запасов жидких углеводородов, вовлекаемых в освоение и разработку, происходящие в организационной структуре изменения не являются адекватными (*Лавровский, 1995 [104]; Перчик, 1997 [105]*).

Оценки состояния сырьевой базы российской нефтедобывающей промышленности показывают, что основу вновь вводимых ресурсов будут составлять мелкие и средние месторождения со сложными горно-геологическими условиями освоения и разработки. В 1991–1995 гг. в России было открыто 215 нефтегазовых месторождений, из них на долю крупных пришлось 3% (большинство – газовые), средних – 13 и мелких – 84%. Средние запасы вновь открытых месторождений при этом снизились с 10,8 млн т до 3,8 млн т (*Салманов, 1996 [106]*). Осуществление подобных проектов во всем мире составляет предмет деятельности мелких и средних компаний. В свою очередь, деятельность данных компаний эффективна только при наличии весьма развитого сегмента сервисных и обслуживающих компаний.

Поэтому сокращение доли добычи нефти независимыми российскими производителями находится в явном противоречии с данной объективной тенденцией. Ориентация на сосредоточение добычи нефти в вертикально-интегрированных компаниях (к тому же имеющих статус консолидированного налогоплательщика) не отражает движения в направлении роста экономической эффективности при возрастании роли освоения и разработки мелких и средних месторождений.

Вновь следует подчеркнуть, что необходимо формирование нового регулирующего механизма, обеспечивающего движение в данном направлении.

Переработка нефти и реализация нефтепродуктов – больше возможностей для становления независимых компаний

III.4.1. Нефтепереработка – есть ли доступ для независимых производителей нефти?

Выше (см. часть I) уже отмечался сделанный Эдельманом весьма важный вывод, что наличие независимых НПЗ на рынке может быть достаточной гарантией свободного рынка нефти и рыночных цен для сырой нефти – даже при наличии больших интегрированных компаний (*Adelman, 1972* [41]).

Вместе с тем особенностью трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора российской экономики (включая добычу, переработку и нефтепродуктообеспечение) является преимущественная ориентация на создание вертикально-интегрированных компаний. Означает ли это отсутствие гарантий свободного рынка нефти и нефтепродуктов? Не ведет ли это к подрыву основы функционирования малых и средних нефтедобывающих компаний – в силу того что переработка нефти находится в руках вертикально-интегрированных компаний?

Как нам представляется, выводы Эдельмана справедливы в ситуации устойчиво функционирующей экономики – при отсутствии кризисных явлений, связанных с резким падением платежеспособного спроса, и при отсутствии избытка мощностей по переработке нефти.

Также необходимо принимать во внимание, что изменение организационной структуры нефтяного субсектора российской экономики, как мы уже неоднократно отмечали ранее, происходило и происходит не только под влиянием изменения системы базовых институтов экономической системы, но также под влиянием факторов и условий, связанных с изменением системы государственного устройства. А именно: усиление роли и влияния регионов – субъектов Федерации отразилось в формировании целого ряда региональных частично интегрированных компаний. Были, в частности, созданы **АО «НОРСИ-ойл»** (в составе бывшего ПО

«Горькнефтеоргсинтез» и трех нефтесбытовых предприятий – Владимирской и Нижегородской областей и Республики Марий-Эл) и **«Центральная топливная компания»** (в составе Московского НПЗ и АО «Моснефтепродукт»). В течение всего рассматриваемого периода не была определена структура **нефтяного сектора Башкортостана**, характеризующегося значительным (более чем на 20 млн т) превышением мощностей по переработке нефти над добычей в пределах республики.

Общая мощность НПЗ России составляет порядка 300–320 млн т в год, а перерабатывается 170–180 млн т¹. Состав НПЗ, их мощности и размещение формировались в рамках совершенно иной экономической системы. Главными ее особенностями были инерционность в развитии мощностей (поддерживались все построенные ранее заводы, независимо от изменения региональной структуры общесоюзного рынка нефти и нефтепродуктов) и незначительное влияние транспортного фактора на формирование потоков нефти и нефтепродуктов.

В изменившейся экономической ситуации стало очевидно, что не нужны столь значительные мощности в Башкортостане (более 40 млн т) и в Самарской области (около 30 млн т) и что необходима более локальная привязка мощностей НПЗ к более узким региональным рынкам (в рамках одной области или даже ее части, а не в расчете на огромную территорию бывшего экономического района) и т. д.

Поэтому в целом современный рынок услуг по переработке нефти и конденсата характеризуется:

- наличием свободных мощностей на НПЗ, входящих в состав вертикально-интегрированных компаний;
- наличием независимых НПЗ, входящих в состав либо частично интегрированных компаний, либо полностью самостоятельных.

¹ Нефть и капитал. 1997. № 7–8.

В состав полностью вертикально-интегрированных нефтяных компаний входят 19 крупных НПЗ суммарной мощностью по переработке сырой нефти 229 млн т в год (75% от общей мощности главных НПЗ России). В 1996 г. данные заводы переработали 127,8 млн т нефти, т. е. в среднем были загружены на 55,6%¹. Обеспечение их поставками нефти в рамках нефтяных компаний представлено в табл. III.11.

НПЗ «ЛУКойла» и «ЮКОСа» практически полностью были загружены поставками нефти в рамках данных компаний, в то время как заводы «СИДАНКО», «Роснефти» и «ОНАКО» имели значительные свободные мощности.

Крупных независимых НПЗ в России насчитывалось всего 6, и их суммарная мощность по сырой нефти составляла 76 млн т в год (25% от общей мощности главных НПЗ России). В 1996 г. эти заводы переработали 43 млн т нефти – т. е. в среднем они были загружены на 56,4%. Иными словами, независимые НПЗ были обеспечены сырьем ничуть не хуже, чем НПЗ в составе вертикально-интегрированных компаний².

Отдельную группу составляют локальные малые НПЗ и комплексы по переработке конденсата. Данный сегмент мощностей по переработке нефти и конденсата является

быстро растущим. Именно в росте данного сегмента производителей нефтепродуктов находит свое отражение тенденция, связанная с ужесточением бюджетных ограничений – невозможностью изменения условий на стороне спроса за счет тех или иных усилий производителей. Среди крупнейших в этой группе предприятия по стабилизации и переработке газового конденсата, входящие в состав **РАО «Газпром», – Астраханский ГПЗ и комплекс производств в Сургуте** в составе завода по стабилизации конденсата (ЗСК) и завода по производству моторных топлив (ЗМТ). Причем мощности Сургутского комплекса настолько значительны, что могут обеспечить нефтепродуктами всю Тюменскую область (по состоянию на начало 1998 г. на заводе действовала установка по первичной переработке газового конденсата мощностью 4 млн т в год). Несмотря на это, в Среднем Приобье (ввиду неразвитости транспортной схемы перевозки нефтепродуктов) был создан (или создается) целый ряд мелких и менее эффективных производств по получению моторных топлив:

- в 1996 г. завершено строительство **Няганьского НПЗ** производительностью 200 тыс. т дизельного топлива в год³;

Таблица III.11. **Поставки нефти на НПЗ России в рамках вертикально-интегрированных компаний в 1996 г.**

	Поставщик нефти	Объем поставок, тыс. т	Доля в общем объеме, %
НПЗ «ЛУКойла»	«ЛУКойл»	18 564,3	96,1
НПЗ «ЮКОСа»	«ЮКОС»	14 405,3	80,2
НПЗ «СИДАНКО»	«СИДАНКО»	5 883,4	33,5
Омский НПЗ / «Сибнефть»	«Сибнефть»	8 771,9	55,8
«КИНЕФ» / «Сургутнефтегаз»	«Сургутнефтегаз»	11 723,2	76,7
НПЗ «Славнефти»	«Славнефть»	3 434,9	44,9
Ачинский НПЗ / ВНК	ВНК	4 265,3	73,6
«Татнефтехиминвест»	«Татнефтехиминвест»	4 986,5	99,6
НПЗ «Роснефти»	«Роснефть»	1 231,7	27,5
Орский НПЗ – ОНАКО	«ОНАКО»	777,6	18,0
Рязанский НПЗ / ТНК	ТНК	2 517,7	58,9
Ухтинский НПЗ / «КомитЭК»	«КомитЭК»	2 983,5	76,5
	Всего поставок нефти	84 188,3	65,9

И с т о ч н и к : ИнфоТЭК: статистика, документы, факты. 1997. № 3.

¹ ИнфоТЭК: статистика, документы, факты. 1997. № 3.

² Там же. 1997. № 3.

³ Деловая Сибирь. 1996. 8 мая.

- в сентябре 1997 г. компанией «**ЛУКОЙЛ**» сдан в эксплуатацию **Когалымский НПЗ** мощностью 250 тыс. т в год переработки нефти¹;
- начато сооружение малого НПЗ мощностью 200 тыс. т переработки нефти в г. **Стрежевом Томской области**².

С целью поддержки данной тенденции Правительством РФ 5 июня 1997 г. было принято Постановление № 675 «Об использовании малотоннажных установок в блочно-модульном исполнении по комплексной переработке углеводородного сырья в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях», в котором отмечена необходимость «осуществить финансирование разработки программы развития малотоннажных установок за счет средств Федерального фонда поддержки малого предпринимательства...»³.

В других районах России в той или иной стадии реализации находился ряд проектов по сооружению новых НПЗ малой и средней мощности. В 1997 г. был введен малый НПЗ в **Якутии**. **АО «Татнефть»** выступило соучредителем **АО «Нижекамский НПЗ»** – мощность завода составит 7 млн т нефти в год⁴.

Значительная часть НПЗ, имеющих узкую локальную привязку, была рассчитана на удовлетворение потребностей в нефтепродуктах непосредственно в местах добычи углеводородов. Поэтому подобные НПЗ также должны быть отнесены к первой группе – т. е. к заводам в составе вертикально-интегрированных компаний. Среди проектов по сооружению новых НПЗ и открытые для малых и средних независимых производителей нефти – такие, например, как проекты заводов в Верхотурье (Свердловская область), в пос. Торгили (Тюменская область), в Челябинской области и др.

Нестабильность внутрироссийского рынка нефти приводит к тому, что:

- **независимые НПЗ стремятся войти в состав вертикально-интегрированных компаний;**
- **местные органы власти стремятся стимулировать поставку нефти на переработку на НПЗ, расположенные на их территории.**

Примером первой тенденции является все более усиливающееся стремление **АО «НОРСИ-ойл»** к вхождению в состав одной из нефтяных компаний (в первую очередь, АНК «ЛУКОЙЛ»). Со стороны «НОРСИ-ойл» данное стремление обусловлено желанием преодолеть отсутствие гарантированных поставок сырья – в течение ряда лет компания была не в состоянии достичь нормального порога рентабельности из-за отсутствия необходимых поставок сырья⁵. Не случайно поэтому коммерческий конкурс 1998 г. с инвестиционными условиями, на котором был выставлен 40-процентный пакет акций «НОРСИ», содержал в том числе и обязательство по поставкам нефти (в течение трех лет не менее 30 млн т нефти)⁶.

Примером второй тенденции является решение правительства **Республики Башкортостан** о льготном налогообложении поставщиков нефти на местные нефтеперерабатывающие заводы. Согласно Указу Президента Республики и Постановлению Кабинета Министров компании, поставляющие на уфимские НПЗ сырье, зарегистрировав на территории республики дочерние структуры, получают освобождение от уплаты налогов в местный бюджет и внебюджетные фонды, что позволит им экономить около 100 тыс. руб. с каждой тонны нефти. В результате данных мер заводы рассчитывают повысить рентабельность переработки давальческой нефти с –8 до +16%⁷.

Если первая тенденция ведет к росту стоимости услуг по переработке для независимых поставщиков, то вторая – к ее снижению. Важнейшей особенностью переходного периода является не только наличие свободных мощностей в нефтепереработке (что позволяет независимым производителям нефти даже при отсутствии независимых НПЗ иметь возможность выбора направлений переработки), но также и **использование весьма специфических контрактных форм по линии «добыча – переработка» нефти.**

Российский рынок нефти и услуг по ее переработке отличается беспрецедентно широкое распространение переработки нефти на так называемой «**давальческой**» **основе**. При такой схеме оплата услуг по переработке осуществляется частью поставленного сырья (в 1996–1997 гг. в среднем 32%

¹ Нефть и капитал. 1997. № 10.

² Коммерсантъ-Daily-Сибирь. 1997. 31 янв.

³ Российская газ. 1997. 18 июня.

⁴ Деловой мир. 1997. 29 окт.

⁵ Нефть и капитал. 1997. № 10.

⁶ Коммерсантъ-Daily. 1997. 19 дек.

⁷ Коммерсантъ-Daily. 1997. 17 дек.

сырья оставалось на НПЗ в оплату за переработку при расчетах нефтью), а также не происходит смены собственника поставляемого на переработку сырья. Среди основных причин широкого распространения подобной формы:

- процессы консолидации материальных и финансовых потоков в рамках вертикально-интегрированных компаний;
- инфляция и неплатежеспособность потребителей (особенно при поставках на государственные нужды);
- всеобщее распространение бартерных форм расчета и платежей (с этой точки зрения нефтепродукты – один из самых ликвидных товаров).

В 1996 г. доля переработки давальческой нефти на российских НПЗ составила 65%, а в первом полугодии 1997 г. она приблизилась к 85%¹.

Вместе с тем наличие свободных мощностей по переработке нефти в России вовсе не означает доступность для независимых производителей лучших и наиболее эффективных мощностей. При среднеотраслевых затратах на переработку в размере 23 дол. на тонну в середине 1997 г., например, существовал ряд НПЗ, где они находились в пределах 10–15 дол. на тонну (заводы **АНК «ЮКОС»**, **«КИНЕФ»**, **Ачинский НПЗ**, **Комсомольский НПЗ**). Значительно выше средних были затраты у **АО «Ангарская нефтехимическая компания»** (АНК «СИДАНКО») и у **АО «Салаватнефтеоргсинтез»** (АО «Башнефть»)². Вполне понятно, что возможность доступа независимых производителей на наиболее эффективные НПЗ была значительно ниже, чем на заводы с большими издержками.

Поэтому, как представляется автору, в России при наличии рынка нефти по стране в целом нельзя и невозможно говорить о наличии региональных рынков нефти во многих районах. К числу районов, не имеющих региональных рынков нефти, следует отнести Сибирь, Дальний Восток, Север России. Ситуация, близкая к рыночной, наблюдается в Урало-Поволжье, в Центре и на Юге России.

Отсюда вытекает необходимость присутствия «видимой руки» – государства – с целью регулирования доступа производителей к системе не только магистральных тру-

бопроводов, но и услуг по переработке нефти на приемлемых для независимых производителей условиях.

III.4.2. Нефтепродукто-обеспечение – сфера реальной конкуренции

В числе основных целей трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора российской экономики – формирование конкурентной среды в сфере реализации нефтепродуктов и создание тем самым предпосылок и условий, действующих в направлении снижения уровня цен.

Основным экономическим субъектом преобразований в нефтяном субсекторе России, как мы показали выше, была нефтяная компания, объединяющая все технологические стадии от поисков и разведки до реализации продуктов переработки нефти в сфере розничной торговли – компания «от скважины до бензоколонки».

Практика США и большинства промышленно развитых стран свидетельствует о том, что нефтяные компании непосредственно вовлечены не столько в сферу розничной реализации нефтепродуктов, сколько присутствуют (и доминируют) главным образом на оптовом рынке.

Как показано нами выше (см. п. 1.2.3), в сфере нефтепродуктообеспечения **США** занята почти половина всех работающих в нефтяном субсекторе и данный сегмент субсектора отличается существенным уровнем демополизации. В мировой практике сложилось так, что основные агенты рынка розничного нефтепродуктообеспечения – дилеры, либо имеющие собственные АЗС, либо арендующие их у вертикально-интегрированных нефтяных компаний. Непосредственно вертикально-интегрированные компании приобретают наиболее дорогие земельные участки и строят наиболее современные, крупные и дорогие АЗС, управляют ими самостоятельно и поддерживают при этом на них высокий объем продаж. Общее число подобных станций составляет в США не более 5% от общего количества, но при этом данные станции реализуют 15% нефтепродуктов. Две трети из общего числа АЗС управляется отдельными частными владельцами, которые заключают договоры комиссии с крупными нефтяными компаниями. Распределение компаний по видам владельцев в сфере розничной реализации нефте-

¹ Рынок нефтегазового оборудования. 1997. № 7.

² Рынок нефтегазового оборудования. 1997. № 7.

продуктов в США выглядит следующим образом (*Treat John E. (ed), 1994 [107]*):

	Количество АЗС	Процент продаж
Нефтяные компании	6	15
Арендаторы	28	42
Комиссионеры (отдельные продавцы)	66	43

Такая ситуация на рынке розничной реализации нефтепродуктов сложилась в силу причин, связанных с большей гибкостью мелких владельцев при учете специфических особенностей групп конкретных потребителей в конкретных условиях. Вертикально-интегрированные компании преобладают преимущественно в сфере оптовой торговли нефтепродуктами и, соответственно, в собственности инфраструктурных объектов данного сегмента рынка – нефтебаз, терминалов, продуктопроводов и т. д.

Отличительной особенностью системы распределения нефтепродуктов в рамках **системы централизованного планирования и управления** было, как мы уже отметили выше, отделение данных транзакций от собственно производственной деятельности. Вся деятельность по распределению нефтепродуктов осуществлялась под управлением специального **Государственного комитета по нефтепродуктообеспечению** (Госкомнефтепродукта СССР – до этого в рамках Госснаба СССР находились сбытовые комитеты отдельных республик, такие как Главнефлеснаб РСФСР) и его структурных подразделений на местах. В управлении данного органа находились не только нефтебазы, терминалы, транспортные средства, но и все АЗС. В 1991 г. данный комитет был преобразован в **Государственный концерн «Роснефтепродукт»**.

В дальнейшем, в связи с принятой в ноябре 1992 г. схемой реструктурирования нефтяного субсектора – формированием вертикально-интегрированных компаний, объединяющих весь технологический цикл «от скважины до бензоколонки», концерн был ликвидирован. При этом отдельные территориальные подразделения – республиканские, краевые и областные предприятия нефтепродуктообеспечения – преобразовывались в акционерные общества.

Затем акционерные общества в сфере нефтепродуктообеспечения, в соответствии с принятым подходом к реструктурированию нефтяного субсектора, включались в состав нефтяных компаний (путем передачи в

уставные капиталы формируемых нефтяных компаний контрольных пакетов акций, находившихся в государственной собственности).

Изменения в общей схеме реструктурирования и приватизации были вызваны позицией органов исполнительной власти отдельных субъектов Российской Федерации, которые стремились к сохранению своего влияния в жизненно важной (прежде всего с точки зрения обеспечения функционирования социально-ориентированных секторов региональной экономики) сфере хозяйственной деятельности. К числу подобных примеров относится создание **«Петербургской топливной компании»** (Санкт-Петербург, 1994 г.), **«Центральной топливной компании»** (Москва, 1997 г.), компании **«Уралнефтепродукт»** (Екатеринбург, 1997 г.), а также примеры закрепления в муниципальной собственности отдельных объектов или фрагментов системы нефтепродуктообеспечения. К числу последних можно отнести преобразование в муниципальное предприятие крупнейшей за Уралом **нефтебазы «Красный Яр»** (которая была исключена из состава **АО «Новосибирскнефтепродукт»** в счет погашения задолженности по налогам)¹; сохранение в руках региона контрольного пакета акций **АО «Красноярскнефтепродукт»** (и, таким образом, невхождение данного АО в состав ВНК, что окончательно было утверждено *Постановлением Правительства РФ № 1152 от 10 сентября 1997 г.*)²; передачу Администрацией Санкт-Петербурга в аренду созданной при ее участии «Петербургской топливной компании» более 80% мощностей **нефтебазы «Ручьи»** (формально принадлежащей **АО «Леннефтепродукт»**) и ряд других примеров.

Как правило, сохраняя за собой контроль над компаниями в сфере нефтепродуктообеспечения, региональные органы исполнительной власти стремились прежде всего обеспечить:

- преодоление монопольного положения на региональных рынках тех нефтяных компаний, в сферу деятельности которых попадала при первоначальном распределении территория;
- сохранение своего контроля и влияния за деятельностью систем нефтепродуктообеспечения – прежде всего с целью

¹ Коммерсантъ-Daily-Сибирь. 1996. 2 июля.

² Деловой мир. 1997. 30 сент.

осуществления безвозмездного (или частично возмездного) товарного кредитования экономики региона (путем поставки нефтепродуктов).

Особой остротой отличалась ситуация на территории крупных российских городов-мегаполисов, и прежде всего Москвы, Санкт-Петербурга, Нижнего Новгорода, Екатеринбурга и Новосибирска (*Диденко, Крюков, 1996 [108]*).

Все из вышеперечисленных городов в той или иной форме создали свои собственные компании нефтепродуктообеспечения. Одна из основных причин этого заключается в том, что названные мегаполисы являются одновременно и очень крупными рынками сбыта нефтепродуктов (и, соответственно, со значительным оборотом средств в данной сфере). Последнее обстоятельство способствовало также очень быстрому развитию в данных мегаполисах сетей нефтепродуктообеспечения других нефтяных компаний (с точки зрения первоначального «прикрепления») и становлению достаточно широкой сети альтернативных сбытовых структур. Именно поэтому, например, в **Новосибирской области** по состоянию на середину 1997 г. работало 4 нефтяных компании и более 200 мелких операторов¹.

Важнейшей особенностью процесса нефтепродуктообеспечения является его весьма конкретная региональная привязка. Если относительно нефти можно и имеет смысл говорить об общероссийском нефтяном рынке (ввиду возможностей – реальных или в перспективе), то относительно нефтепродуктов необходимо вести речь о совокупности региональных рынков. Например, можно говорить о региональных рынках в рамках 11 экономических районов либо о 75 локальных рынках (поскольку в последнем случае 14 регионов объединены с соседними в единые локальные рынки). Суммарную емкость данных рынков характеризует, например, выручка от реализации – в 1995 г. по автомобильным бензинам последняя составила около 12 млрд дол.²

С этой точки зрения реструктурирование системы нефтепродуктообеспечения в России путем распределения региональных систем по формируемым вертикально-

интегрированным нефтяным компаниям приводило к тому, что:

- в рамках России в целом складывался конкурентный рынок нефтепродуктов (ни одна компания не имела и не могла иметь доминирующего положения – т. е. доли рынка свыше 35%);
- в границах отдельных экономических районов складывались условно-конкурентные рынки (ввиду доминирования на данных рынках отдельных нефтяных компаний – таких, например, как АНК «Сургутнефтегаз» на рынке Северо-Западного района);
- в пределах большинства локальных территорий (республик, краев, областей, городов) складывались безусловно монопольные рынки (с явным преобладанием какой-либо одной компании).

Так, например, в 1994 г. весь топливный рынок **Санкт-Петербурга** и **Ленинградской области** принадлежал **АНК «Сургутнефтегаз»**, которая в процессе формирования нефтяных компаний получила контрольные пакеты акций всех сбытовых предприятий региона.

Именно поэтому в докладе *Государственного Антимонопольного Комитета (ГКАП) РФ «О развитии конкуренции на рынках РФ»*, подготовленном по итогам 1993–1994 гг., отмечалось, что конкуренция на рынке нефтепродуктов существует, если вести речь о стране в целом, если же рассматривать ситуацию внутри регионов, то конкуренция отсутствует. Главная причина состояла, по мнению авторов доклада, в том, что нефтесбытовым подразделениям вертикально-интегрированных компаний была передана на первоначальном этапе почти вся нефтесбытовая инфраструктура – прежде всего парк нефтехранилищ. Среди причин были названы также высокие барьеры входа – уровень первоначальных капитальных затрат, высокая стоимость выкупа земельных участков под строительство, экологические ограничения. Отрицательное влияние оказало и отсутствие развитой межрайонной транспортной инфраструктуры (прежде всего сети продуктопроводов), что ограничило возможности развития конкуренции между различными НПЗ³.

Вместе с тем включение большей части активов системы нефтепродуктообеспечения в состав вертикально-интегрированных компаний означало лишь создание предпосылок

¹ Российская Азия. 1997. 18–24 июня.

² **Маркетинговые** исследования нефтяного рынка России. Автомобильный бензин. – М.: ИнфоТЭК-Консалт, 1996. Вып. 1. – 147 с.

³ Коммерсантъ. 1995. № 11.

монополизации региональных и тем более локальных рынков.

В числе **причин и факторов, которые противодействовали закреплению монопольных тенденций** на рынках нефтепродуктов, следует отметить:

- принятие регулирующих норм и правил, обеспечивающих вхождение в данную сферу хозяйственной деятельности других участников (помимо нефтяных компаний и существующих предприятий нефтепродуктообеспечения);
- технологическую структуру предприятий по переработке нефти и сбыту нефтепродуктов;
- разделение рынков нефтепродуктов на два основных сегмента – долгосрочных поставок и немедленных прямых (спотовых) поставок нефтепродуктов непосредственным потребителям;
- развитие платежного кризиса и всеобщее распространение форм и способов «зачетной» торговли (высокая ликвидность нефтепродуктов с точки зрения их реализации самым различным группам плательщиков);
- высокая доходность операций по сбыту нефтепродуктов (особенно в случае неисполнения обязательств по выплате налогов и сборов в бюджеты различных уровней);
- слабая степень внутренней консолидации в рамках российских вертикально-интегрированных компаний, а также стремление инсайдеров (менеджеров и отдельных ведущих акционеров) действовать в сугубо личных интересах.

К **основным регулирующим нормам** в сфере нефтепродуктообеспечения относятся такие правительственные документы, как:

- *Постановление Правительства РФ от 6 сентября 1995 г. № 897 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по содержанию и эксплуатации нефтебаз (кроме входящих в топливно-энергетический комплекс РФ) и автозаправочных станций (в том числе передвижных)»;*
- *Постановление Правительства РФ от 3 апреля 1996 г. № 394 «Об утверждении Положения о лицензировании деятельности по хранению нефти и продуктов ее переработки».*

Данные документы определили правила лицензирования соответствующего вида деятельности и при этом не ставили дискриминационных ограничений для новых потенциальных участников рынка нефтепродуктообеспечения (независимо от предшествующего опыта и принадлежности к нефтяным компаниям или действующим предприятиям нефтепродуктообеспечения). Актуальность названных документов была также обусловлена не только необходимостью упорядочения вхождения в данный вид деятельности новых компаний, но и оценкой условий функционирования уже действующих. Практически в рамках каждого локального рынка имелись наряду с объектами специализированных предприятий нефтепродуктообеспечения также и объекты крупных технологических потребителей (заводов, электростанций, предприятий транспорта и др.). Поэтому наиболее очевидный путь становления новых компаний в области нефтепродуктообеспечения на локальных рынках заключался в переводе технологических объектов в статус коммерческих (либо путем сдачи их в аренду другим компаниям, либо путем формирования на этой основе собственной компании по реализации нефтепродуктов).

Технологическая структура предприятий по переработке нефти и сбыту нефтепродуктов отличается тем, что:

- как правило, ориентирована на очень высокий уровень загрузки мощностей по переработке (отсюда весьма значительный уровень так называемых условно-постоянных расходов);
- ей присуща очень высокая степень изношенности основного технологического оборудования.

Ориентация на высокий уровень загрузки оборудования делает нецелесообразным отказ в приеме на переработку (реализацию) нефтепродуктов со стороны – независимо от того, что данная партия может быть предоставлена конкурирующей нефтяной или нефтесбытовой компанией. Эта проблема особенно обострена в условиях возросшей недогрузки мощностей НПЗ (см. выше). В свою очередь, высокая степень изношенности оборудования объектов специализированной инфраструктуры действующих предприятий нефтепродуктообеспечения снижает их конкурентоспособность с вновь вводимыми мощностями.

За период 1990–1995 гг. снижение объемов поставок по автобензину более чем на 70% наблюдается в 17 регионах РФ, на 50–

69% – в 24, на 30–49% – в 23, на 7–29% – в 7 регионах. Поэтому снижение объема поставок моторного топлива негативно сказалось на экономических показателях действующих объектов нефтепродуктообеспечения – прежде всего в части эффективности использования объектов нефтебазового хозяйства.

Данные технологические и «возрастные» факторы действуют в направлении снижения влияния на региональных и локальных рынках монопольного положения вертикально-интегрированных компаний.

Особенностью положения вертикально-интегрированных нефтяных компаний на внутреннем рынке России являлось (и является) выполнение ими **обязательств по долгосрочным контрактам на поставку нефтепродуктов для различных государственных нужд**. Так, например, в 1995 г. поставки по долговременным контрактам на срок от одного года и более составляли примерно 40% от всех поставок автобензинов на внутренний рынок России. По данным «ИнфоТЭК-Консалт», в данном сегменте доминируют прежде всего нефтяные компании. В то же время в 1995 г. на рынке **прямых срочных контрактов** на поставку автомобильного бензина в России было продано 49% от общего объема автобензинов. Отличие данного сегмента рынка в том, что он был сформирован преимущественно независимыми (с точки зрения их принадлежности к вертикально-интегрированным компаниям) сбытовыми компаниями¹.

В целом в России на протяжении 1992–1997 гг. наблюдается **тенденция увеличения доли реализации нефтепродуктов непосредственно потребителям**, минуя подразделения нефтепродуктообеспечения вертикально-интегрированных компаний. В рамках системы централизованного планирования и управления прямые связи составляли в целом по стране: по автобензину – 10–15%, по дизельному топливу – 20–30%. В настоящее время удельный вес подобных форм поставок возрос более чем вдвое.

В 1996 г., согласно данным Госкомстата РФ, только 37% бензина, 33% дизельного топлива, 18% авиакеросина и 7% топочного мазута поставлено на российском рынке потребителям через организации нефтепродуктообеспечения вертикально-интегрированных нефтяных компаний.

Доминирование независимых трейдеров объясняется не только их большей гибкостью, но также и **значительной изменчивостью экономических условий и слабым уровнем внутренней консолидации материальных потоков в рамках нефтяных компаний**. Изменчивость экономических условий, в свою очередь, связана с **низким платежеспособным спросом** на внутреннем рынке и острой нехваткой оборотных средств у значительной части потребителей. Появление в обороте различных форм долговых обязательств (векселей, налоговых освобождений и т. д.) вызвало к жизни большое **разнообразие форм зачетной торговли нефтепродуктами**. Инерция в изменении форм работы в крупных компаниях и на действовавших ранее предприятиях нефтепродуктообеспечения не позволяет им конкурировать в этой сфере с независимыми продавцами.

Платежный кризис является одной из причин высокой доходности транзакций, связанных с реализацией нефтепродуктов независимыми компаниями, а также одним из факторов, противодействующих повышению цен нефтяными компаниями. Объяснение данного явления состоит в том, что зачетные схемы торговли связаны с дисконтным учетом векселей и других долговых обязательств. Это в конечном счете приводит к покупке нефтепродуктов на оптовом рынке по ценам на 15–20 и даже на 50%... ниже цен заводов-изготовителей.

Например, на рынке нефтепродуктов города **Новосибирска** и области одним из крупнейших поставщиков является не АО «Новосибирскнефтепродукт», а ...**Западно-Сибирское управление железной дороги** (рис. III.2 – по данным областного комитета статистики; см. также: *Новосибирские новости*, 1995, 10 июня). Уже в 1994 г. объем поставок управления железной дороги в 2 раза превышал объем поставок по линии АО «Новосибирскнефтепродукт». Экономическую основу такой картины составляет зачетная торговля. В целом объем поставок автомобильного бензина по линии АО «Новосибирскнефтепродукт» сократился за период с 1991 по 1997 г. более чем в 6 раз.

Формирование на территории многих локальных рынков (прежде всего в индустриально-промышленных районах России) большого числа независимых компаний значительно усложнило конкуренцию непосредственно для нефтяных компаний.

¹ **Маркетинговые** исследования нефтяного рынка России. Автомобильный бензин.

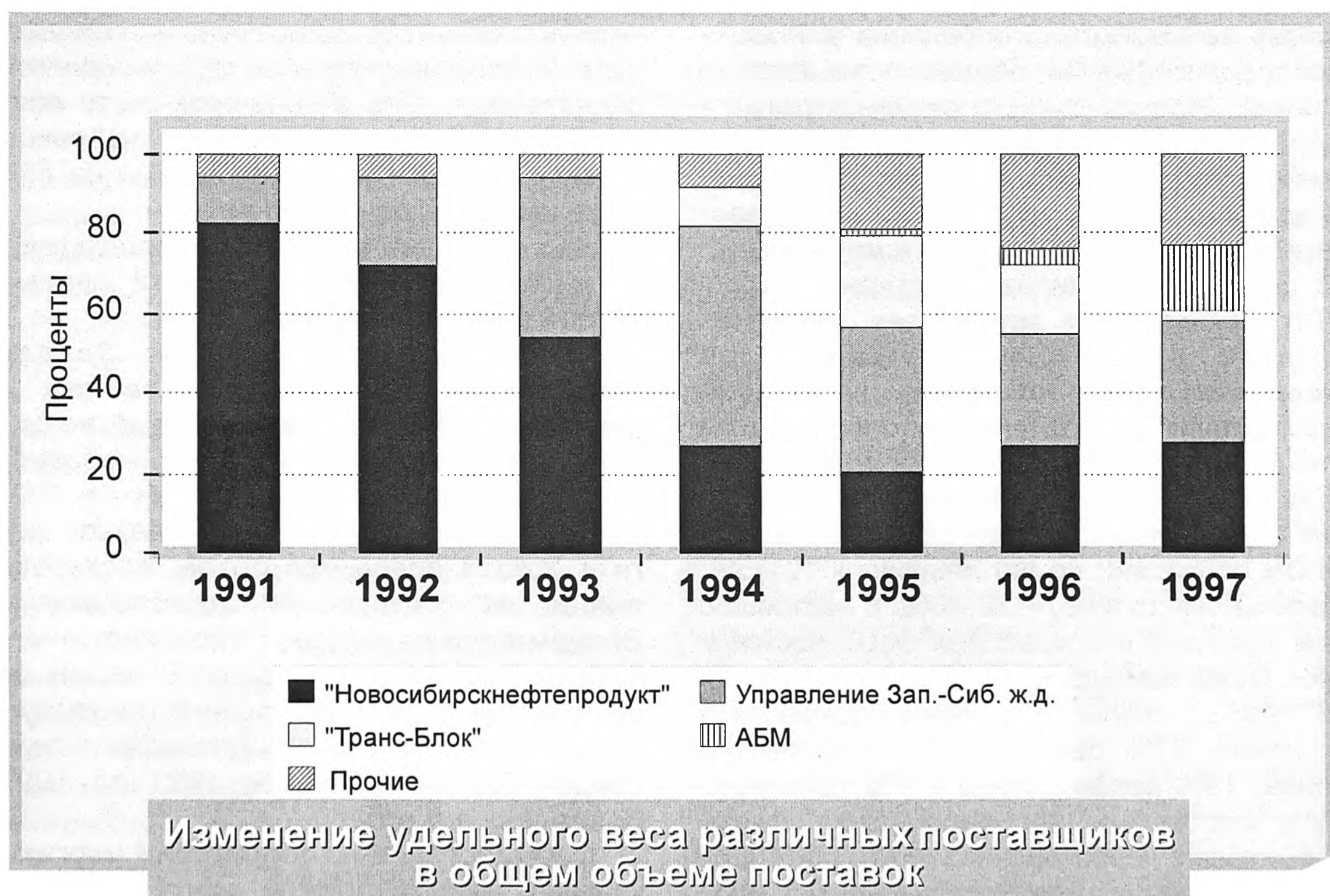
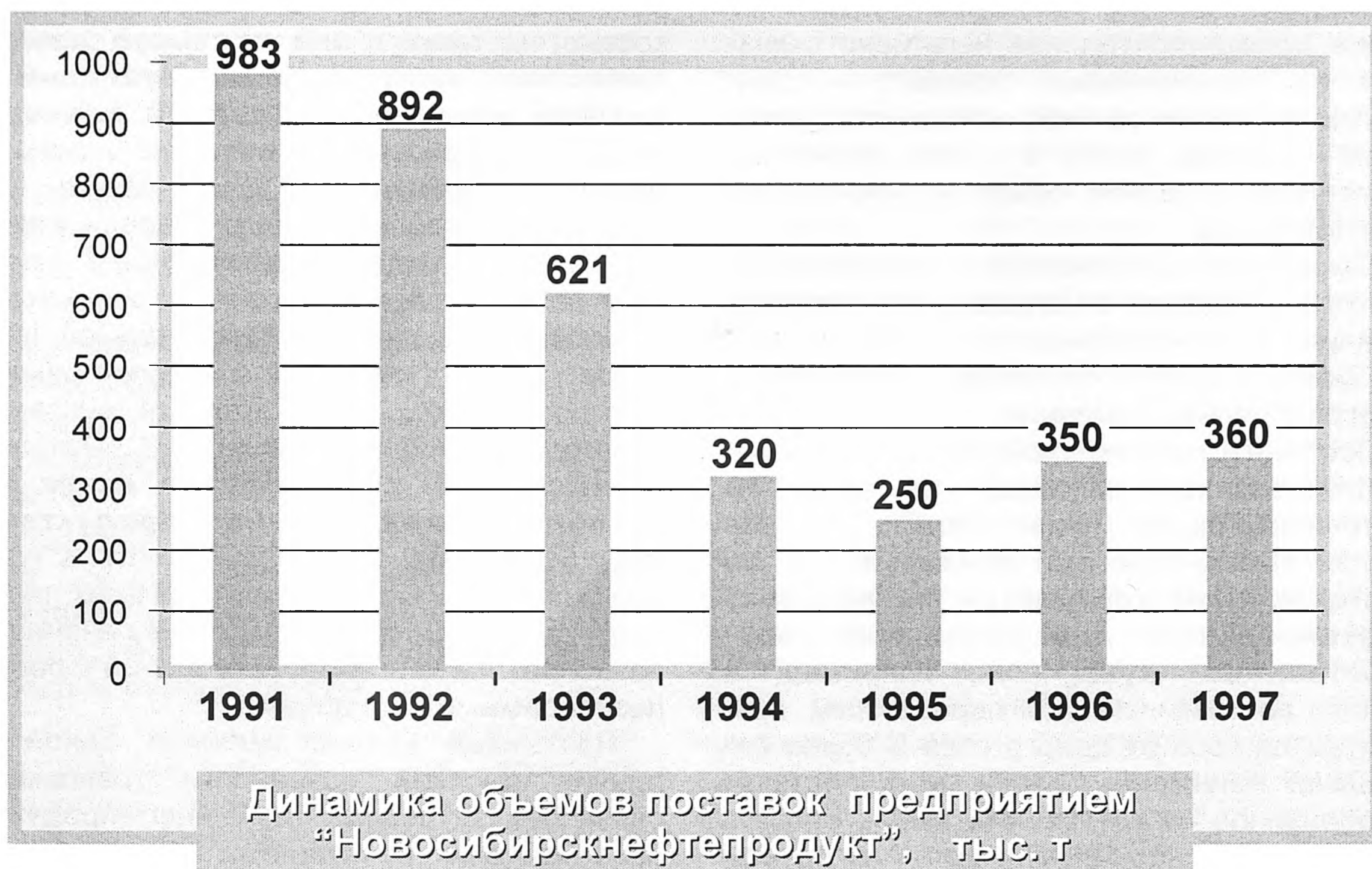


Рис. III.2. Поставки автобензина на территорию Новосибирской области в 1991—1997 гг.
Источник: Данные Областного комитета статистики

Например, **АО «Тюменьнефтепродукт»** было включено в состав **«Тюменской нефтяной компании»** (куда также вошел Рязанский НПЗ). Однако, поскольку транспортные расходы по поставкам нефтепродуктов из Омска в Тюмень в четыре раза ниже, чем с Рязанского НПЗ, это привело к экспансии независимых сбытовых компаний, осуществляющих поставки моторных топлив из Омска. При этом цены в Тюмени в 1996 г. были на 10–15% ниже, чем в Омске (по причинам, отмеченным выше)¹. К середине 1996 г. в Тюмени функционировало свыше 70 независимых сбытовых компаний. Основная проблема АО «Тюменьнефтепродукт» – наличие большого нефтебазового хозяйства, что отрицательно повлияло на его конкурентные позиции. В результате произошло снижение объема реализации через эту сеть и по состоянию на конец 1996 г. у АО «Тюменьнефтепродукт» было только 15–17% от общей реализации по югу области².

При этом произошло (и происходит) **дальнейшее сегментирование рынка нефтепродуктов** – появление в большей степени узкоспециализированных независимых сбытовых компаний, таких как оптовые компании (работающие напрямую с вертикально-интегрированными компаниями), оптово-розничные компании (имеющие нефтехранилища и собственные АЗС), розничные компании (располагающие сетью АЗС) и отдельные АЗС.

Анализ динамики структуры рынка моторного топлива в России свидетельствует о том, что в целом вертикально-интегрированные компании в 1996–1997 гг. обеспечивали не более половины потребности РФ в нефтепродуктах. При этом доля нефтяных компаний на рынке устойчиво снижается. На этом основании рядом российских исследователей делается вывод, что *«самое доходное звено технологической цепочки «от скважины до бензоколонки» – сбыт – постепенно уходит из-под контроля российских нефтяных компаний, оставляя им менее эффективную добычу и нефтепереработку, балансирующую на грани рентабельности»* (Колядов и др., 1997 [109]).

Однако при этом не принимаются во внимание такие обстоятельства, как:

- деление рынка на рынок прямых (срочных) и долгосрочных контрактов;

- деление рынка на оптовый и розничный сегменты.

По мнению автора, наблюдаемая в России тенденция в целом соответствует общепринятой динамике. А именно: нефтяные компании сосредоточивают свое внимание на рынках нефти, оптовых продаж моторных топлив и масел, а также на наиболее эффективных локальных рынках. Отражением данной тенденции является принятое в середине 1997 г. **АНК «ЮКОС»** решение о передаче в долгосрочную аренду в 9 областях России АЗС и нефтехранилищ (не имеющих стратегического значения для компании с точки зрения контроля основных потоков нефтепродуктов на локальных рынках)³.

Помимо уменьшения степени присутствия нефтяных компаний на локальных рынках нефтепродуктов (вызванного и снижением платежеспособного спроса, и конкуренцией со стороны «независимых» сбытовых компаний) происходит проникновение нефтяных компаний на другие локальные рынки – с точки зрения первоначального распределения сфер влияния.

Оценка потоков обеспечения нефтепродуктами регионов, прикрепленных к отдельным нефтяным компаниям, в 1995 г. показывает, что в наибольшей степени, по сравнению с другими АНК, рынок нефтепродуктов был освоен на территории **АНК «ЛУКОЙЛ»** (табл. III.12). Следующие по степени освоения рынка моторных топлив – **«ЮКОС»**, **«ОНАКО»** и **«Славнефть»**. Остальные компании существенного влияния на формирование рынка моторных топлив в «своих» регионах не оказывали.

Кардинальным образом отличается ситуация в крупных мегаполисах и промышленных центрах (являющихся одновременно и крупными центрами потребления нефтепродуктов).

Доля **московского рынка** – 18% рынка всех нефтепродуктов в РФ, что не может не быть притягательным стимулом для проникновения. Если на начало 1993 г. в Москве было 215 автозаправочных станций различного класса и уровня исполнения, то уже на начало 1997 г. – 520; действовало 150 фирм (при этом 44 из них охватывали 70% рынка по объему продаж автомобильного топлива). При этом хотя цены на бензин в Москве номинально свободные, они от заправки к заправке практически не различаются. Вла-

¹ Тюменская правда. 1996. 3 авг.

² Сибирский Посад. 1996. 17–24 сент.

³ Деловой мир. 1997. 22 июля.

Таблица III.12.

Доля поставок нефтепродуктов ведущими нефтяными компаниями России на закрепленные за ними территории в 1995 г., %

	Автобензин			Дизельное топливо		
	Всего	В том числе		Всего	В том числе	
		С. х.	Пром.		С. х.	Пром.
Роснефть	26,7	16,5	35,7	17,3	25,0	12,1
ЛУКОЙЛ	62,5	36,6	78,0	51,0	57,0	44,9
ЮКОС	61,7	44,1	78,7	45,0	43,0	50,7
Сургутнефтегаз	29,5	9,9	32,9	21,0	34,0	16,2
СИДАНКО	37,0	21,5	45,8	26,0	25,0	26,4
ВНК	26,5	22,7	28,5	27,0	26,0	27,8
ОНАКО	52,7	36,9	66,5	38,0	39,0	34,3
ТНК	34,0	31,0	35,4	29,0	36,0	23,0
НОРСИ-ойл	49,5	15,1	68,1	25,0	17,0	36,2
Славнефть	56,1	27,1	69,2	37,0	36,5	37,5
Всего по НК	41,1	27,5	49,2	31,0	36,5	26,6

Источники: Колядов и др., 1997 [109].

дельцы координируют свою ценовую политику через Ассоциацию независимых АЗС¹.

В **Санкт-Петербурге** на середину 1997 г. было 80 частных нефтеторговцев, действовавших в сфере нефтепродуктообеспечения².

Отличительной особенностью столичных рынков является появление и расширение участия иностранных нефтяных компаний – таких как **«Бритиш Петролеум»**, **«Несте»**, **«Аджип»** и др. В **Санкт-Петербурге**, например, по состоянию на середину 1997 г. финская компания **«Несте»** имела сеть из 17 АЗС, компания **«Шелл»** заявила о намерении построить в течение трех лет 25 АЗС и т. д.

На топливном рынке **Краснодарского края** наиболее значительную роль стала играть компания **«Атлас»**. Уже в 1995 г. выручка от реализации продукции и услуг данной компании в 5 раз превышала размеры выручки **АО «Туапсенефтепродукт» (АНК «Роснефть»)**³.

В целом российский рынок нефтепродуктов можно, по мнению автора, охарактеризовать как конкурентный. Об этом свидетельствуют также и результаты опросов крупных групп потребителей. Показательны, например, основные результаты исследования рынка автомобильного

бензина, проведенного Госкомстатом РФ во второй половине 1996 г. в 16 регионах России среди 9 производителей, 58 оптовых предприятий, 190 потребителей:

- к числу наиболее важных факторов, ограничивающих сбыт бензина, отнесены неплатежеспособность покупателей и высокие транспортные тарифы;
- предприятия оптовой торговли в отличие от производителей весьма высоко оценили конкуренцию со стороны независимых сбытовых компаний;
- большинство респондентов отметили практическую свободу в выборе поставщика (положительные ответы дали 77% промышленных предприятий, 70% транспортных и только 40% сельскохозяйственных)⁴.

Обобщенная динамика структуры внутрироссийского рынка нефтепродуктов показывает **стремление нефтяных компаний к достижению значительных и устойчивых объемов реализации – поддержанию высокого уровня оборота** (что позволяет в большей степени обеспечить именно крупная организационная структура). В то время как более **мелкие компании стремятся ориентироваться на поддержание уровня цен** (чему, однако, препятствует конкуренция между ними).

Для данного сегмента нефтяного субсектора в наибольшей степени характерно наличие **конкурентно-ориентированной**

¹ Сегодня. 1997. 15 марта; Капитал. 1996. 18–24 дек.; Нефть и бизнес. 1997. № 4.

² Капитал. 1997. 30 апр. – 6 мая.

³ Эксперт. 1996. № 29.

⁴ Финансовые известия. 1997. 18 марта.

организационной структуры – наряду с крупными компаниями присутствует большое число средних и мелких независимых сбытовых компаний. Вместе с тем определенные результаты в области формирования конкурентной среды – такие как возможность перерабатывать нефть на НПЗ компании-конкурента и затем реализовать нефтепродукты на локальном рынке компании-конкурента – во многом обусловлены незавершенностью процесса внутреннего структурирования российских нефтяных компаний (как в области контроля материальных потоков, так и недостаточно эффективного контроля со стороны аутсайдеров – банков и финансовых институтов). Поэтому, несмотря на достаточно высокий конкурентно-

ориентированный уровень организационной структуры в рамках сегмента нефтепродуктообеспечения в 1995–1997 гг., **сохраняются предпосылки и условия усиления роли и влияния нефтяных компаний**. Результатом этого может стать возрастание уровня монополизации и ужесточение условий функционирования независимых сбытовых компаний. В этой связи проблема формирования регулирующего механизма (как системы норм и правил, так и органов, обеспечивающих их выполнение) – и на федеральном, и на региональном уровнях (в части обеспечения доступа независимых производителей к объектам производственной инфраструктуры, переработки и хранения) – сохраняет свое значение.

Глава III.5.

Итоговые выводы о динамике институциональной структуры нефтяного субсектора экономики России

Приведенный выше анализ динамики институциональной структуры нефтяного субсектора экономики России в периоде с 1987 г. до начала 1998 г. показывает, что за это время практически полностью **осуществлен переход от системы централизованного планирования и управления к системе, основанной на институтах, присущих рыночной системе хозяйства**.

Осуществлено преобразование форм собственности – практически все компании являются частными (устранение участия государства в некоторых из них – вопрос ближайшего будущего), механизмы ценообразования находятся под значительным воздействием рыночных факторов и обстоятельств, финансово-экономические критерии и ориентиры являются определяющими в выборе направлений развития нефтяных компаний и отдельных хозяйственных единиц.

В течение 1993–1997 гг. государство практически полностью ушло из сферы прямого участия в деятельности нефтяных компаний и отдельных хозяйственных единиц. При этом, однако, наблюдалось (и наблюдается до настоящего времени) нарушение синхронности в замещении форм пря-

мого участия формами и механизмами косвенного государственного регулирования нефтяного субсектора экономики.

В политике государственного регулирования преобладали не направления, способствующие формированию эффективной конкурентно-ориентированной производственной структуры, а **подходы, направленные на:**

- ускоренное проведение акционирования и приватизации;
- формирование вертикально-интегрированных компаний (при этом на первом этапе – в 1993–1995 гг. – был ярко выражен примат подхода, направленного на сохранение технологического единства);
- решение фискальных проблем, связанных с получением средств для покрытия государственных расходов и снижения социальной напряженности в переходный период.

Приватизация нефтяного субсектора на первом этапе (1993–1995 гг.) демонстрирует ярко выраженный так называемый феномен **инсайдерского контроля** – де-факто или де-юре захват менеджерами контроля над предприятием и сильное их представительство в процессе принятия корпоративных

стратегических решений (*Корпоративное управление...*, 1997 [98]).

Фактическая приватизация на втором этапе (с конца 1995 г. по 1997 г.) выводит на первый план в большинстве нефтяных компаний **аутсайдеров (внешних акционеров)** – в лице универсальных коммерческих банков, которые начинают играть решающую роль в корпоративном управлении. Относительная слабость российских коммерческих банков (с точки зрения размера их активов

и возможностей привлечения заемных средств) стимулирует **формирование финансово-промышленных альянсов**.

В результате организационная структура нефтяного субсектора все больше приближается к олигополистической – безусловно-му доминированию на внутрироссийском рынке нефти нескольких сверхкрупных по размеру капитала и операций нефтяных компаний (*табл. III.13*).

Таблица III.13. **Добыча и переработка нефти вертикально-интегрированными компаниями в России в 1996 г.**

	Добыча		Переработка	
	млн т	%	млн т	%
ЮКСИ*	65,7	21,9	38,2	20,9
ЛУКОЙЛ	50,9	17,0	19,0	10,4
Сургутнефтегаз	33,3	11,0	12,1	6,6
СИДАНКО	22,8	7,6	19,9	10,9
Тюменская НК	21,5	7,2	7,4	4,0
Роснефть	13,0	4,3	4,9	2,7
Славнефть	12,8	4,3	9,6	5,2
ОНАКО	7,9	2,6	4,4	2,4
КомиТЭК	3,2	1,1	2,7	1,5
Прочие	69,1	23,0	64,8	35,4
Россия – всего	300,2	100,0	183,0	100,0

И с т о ч н и к : Минтопэнерго РФ.
* Включая «ЮКОС», «Сибнефть» и «Восточную НК».

По мере изменения форм собственности происходит переход от командно-распределительных процедур управления и координации к формам взаимодействия, основанным на нормах **гражданского права** (прежде всего – на основе контрактов). Однако попытки российских нефтяных компаний сформировать системы корпоративного управления, основанные на контрактных формах взаимоотношения внутри компаний, в целом потерпели неудачу. Среди основных причин – не только отсутствие навыков контрактных отношений (и обязательности исполнения условий), но также общая нестабильность и незавершенность нормативно-правового пространства. Поэтому в большинстве случаев все российские нефтяные компании формируются как производственно-финансовые холдинги с весьма жестким управлением материальными и финансовыми потоками внутри компаний.

К числу **основных нерешенных проблем** формирования и поддержания эффективной организационной структуры в рамках нефтяного субсектора экономики России следует отнести:

- недооценку роли и места процедур недропользования в регулировании (основное число лицензий на разведку и разработку месторождений углеводородного сырья было выдано без дополнительных условий);
- фискально-ориентированное, негибкое налогообложение операций в нефтяном субсекторе;
- отсутствие мер по стимулированию становления и развития средних и мелких компаний во всех сегментах нефтяного субсектора;
- отсутствие норм, процедур и реальных механизмов, регулирующих использование общерайонных и межрайонных про-

изводственных инфраструктурных объектов (что также сдерживает становление и развитие средних и мелких компаний);

- неясность и противоречивость распределения функций и обязанностей между органами государственного регулирования операций в нефтяном субсекторе российской экономики (что ведет к проявлениям институциональной конкуренции между ними).

Попытки государства нивелировать отрицательные последствия отсутствия регулирующего механизма путем введения института так называемых производственных контрактов¹ противоречат как принятым нормам в сфере недропользования, так и в целом нормам гражданского права (нефтяные компании являются по форме собственности частными со всеми вытекающими отсюда последствиями).

Одним из существенных сдерживающих факторов развития более гибкой и конкурентной среды в нефтяном субсекторе российской экономики является **наличие технико-технологической инфраструктуры, созданной для условий системы централизованного планирования и управления**. Преодолеть ограничения, накладываемые технологической системой, можно только путем формирования специального регулирующего механизма. Однако в период трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора российской экономики основной акцент был сделан на сохранение производственно-технологического единства.

По мере движения «от скважины к бензоколонке» олигопольные тенденции ослабевают и возрастает уровень конкуренции между участниками того или иного сегмента нефтяного субсектора.

При этом исключительная ориентация на формирование крупных вертикально-интегрированных компаний в добыче находится в явном противоречии со структурой вовлекаемых в разработку запасов жидких углеводородов. Резкое уменьшение единичных запасов отдельных месторождений обуславливает необходимость становления и развития средних и мелких компаний.

Это, в свою очередь, вызывает необходимость наличия свободных мощностей нефтеперерабатывающих заводов и права доступа к инфраструктуре в системе нефтепродуктообеспечения.

Весьма высокий уровень конкуренции в сфере оптовой и розничной реализации нефтепродуктов является в значительной мере следствием незавершенности процесса консолидации материальных и финансовых потоков в рамках вертикально-интегрированных нефтяных компаний, а также острого кризиса платежеспособности в экономике России. Поэтому есть основания утверждать, что по мере решения отмеченных выше проблем уровень конкуренции на товарных рынках также будет ослабевать. В этой связи вновь возникает необходимость формирования, поддержания и развития нового регулирующего механизма.

В целом институциональная структура нефтяного субсектора российской экономики (система базовых институтов – формы взаимодействия между хозяйственными единицами – организационная структура) по состоянию на конец 90-х гг. может быть охарактеризована как незавершенная. Проведены преобразования форм собственности, и при этом явно отстало формирование процедур и правил взаимодействия (к числу которых относятся и ограничения, накладываемые новой регулирующей ролью государства) хозяйственных единиц в изменившихся экономических условиях.

¹ Финансовые известия. 1998. 3 февр.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ГАЗОВОГО СУБСЕКТОРА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ – ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ

При рассмотрении проблем институциональных преобразований в газовом субсекторе (который объединяет собственно добычу газа – как природного, так и нефтяного, подготовку газа, магистральный транспорт, систему газоснабжения) естественно возникает вопрос о том, насколько правомерны те общие закономерности и особенности, с которыми приходится сталкиваться в нефтяном субсекторе. Важнейшей особенностью преобразований институциональной структуры газового субсектора экономики России является (что характерно для процесса институциональных преобразований в целом в странах с переходной экономикой) их всеохватывающий характер – изменение всей системы базовых экономических институтов, форм взаимодействия хозяйственных единиц и в результате – всей организационной структуры. При этом по мере изменения степени жесткости бюджетных ограничений и формирования элементов нового регулирующего механизма (и, соответственно, новой роли государства) создаются также условия и предпосылки для перехода к естественной динамике организационной структуры субсектора.

Как мы видели ранее (см. часть I, п. I.5.2), при наличии базовых экономических институтов и базовых форм взаимодействия хозяйствующих субъектов, присущих рыночной системе хозяйства, основные направления трансформации институциональной структуры газового субсектора связаны с либерализацией газового хозяйства – прежде всего с тем, как сделать транспортировку более эффективной (*IEA Natural Gas Security Study, 1995* [61]). Последнее, в свою очередь, предполагает:

- развитие процесса регулирования на национальном уровне и увеличение числа субъектов на газовом рынке (прежде всего числа новых крупных промышленных потребителей);
- усиление роли производителей электроэнергии и развитие сервисных компаний;
- появление прямых контрактов крупных потребителей (либо консорциумов мелких производителей) с производителями на поставку природного газа.

Для того чтобы названные условия стали реальностью, например, в рамках **Европейского Союза** в начале 90-х гг. был принят ряд документов, касающихся либерализации газового рынка:

- о прозрачности бизнеса (1990 г.);
- о транспортировке (1991 г.);
- о доступе третьих сторон (1992 г.) – трубопроводы должны осуществлять транспортировку газа, даже если он им и не принадлежит.

В связи с отмеченным выше необходимо, как представляется автору, разделять **два процесса** (тем не менее тесно связанных):

1) **формирование базовой институциональной структуры** в рамках газового субсектора;

2) **либерализацию** (повышение эффективности транспортировки и распределения природного газа, повышение прозрачности и открытости газового субсектора – с точки зрения осуществления общественного контроля и регулирования).

Опыт ведущих стран мира, имеющих развитое и разветвленное газовое хозяйство, показывает, что **данные процессы**, как правило, **осуществляются последовательно** – сначала формирование исходной структуры, а затем уже ее совершенствование.

Формирование институциональной структуры в значительной степени зависит и определяется исходными историческими, экономическими и естественными условиями становления, функционирования и развития газового субсектора.

Глава IV.1.

Основные факторы и условия, определяющие направления формирования институциональной структуры газового субсектора

К важнейшим факторам и условиям, определяющим направления формирования институциональной структуры, были отнесены (см. часть I, п. I.4.2):

- характеристика активов (что определяет частоту рыночных трансакций и в конечном счете структуру управления);
- исторические условия формирования институциональной структуры в рамках рассматриваемого сектора экономики (прежде всего исходная организационная структура и характер связей с финансово-экономической системой);
- динамика институциональных преобразований в экономике в целом (что определяется в значительной степени социально-политическими приоритетами).

IV.1.1.

Характеристика активов газового субсектора экономики (естественные факторы и условия)

Основными активами газового субсектора экономики являются:

- запасы природного газа;
- технико-технологическая структура субсектора.

Активы газового субсектора **российской экономики** отличает уникальная ресурсно-сырьевая база – с точки зрения как размеров месторождений, так и характеристик запасов по составу углеводородов и параметрам их возможного извлечения. Непосредственно **уникальность ресурсно-сырьевой базы** находит отражение:

- в наличии месторождений с колоссальными запасами природного газа, превышающими несколько триллионов кубо-

метров по каждому объекту в отдельности (например, запасы **Медвежьего** месторождения составляли 1,6 трлн м³, **Уренгойского** – свыше 7 трлн м³, **Ямбургского** – свыше 4 трлн м³ (Grace, 1995 [110, 111]);

- в уникальности горно-геологических характеристик и возможности применения высокоэффективных и высокопроизводительных видов оборудования и технологических решений. Первоначальный дебит эксплуатационных скважин на месторождениях **севера Тюменской области** (где сосредоточены основные уникальные месторождения природного газа) составлял более 1,2 млн м³/сутки;
- в возможности использования весьма простых технологических решений – состав природного газа основных газовых месторождений (прежде всего Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского на севере Тюменской области) отличает отсутствие агрессивных и осложняющих разработку примесей и компонентов (чего, например, нельзя сказать о газовых месторождениях Прикаспийской впадины и Астраханской области);
- в возможности использования на начальном этапе разработки энергии пластового давления для транспортировки, экономия таким образом на сооружении мощных компрессорных станций непосредственно на первых этапах дальней транспортировки.

«...В настоящее время почти 97% запасов сосредоточено в 21 крупнейшем (единичные запасы более 500 млрд м³) и 118 крупных (запасы от 30 до 500 млрд м³) месторождениях, которые обеспечивают почти всю текущую добычу. В многочисленных более

мелких месторождениях заключено лишь 2,3% запасов газа страны» (Стратегия развития..., 1997 [112]).

В течение более чем 25 лет развитие добычи газа шло за счет освоения и ввода в разработку крупнейших месторождений с уникальными характеристиками извлекаемых углеводородов. В результате были созданы сверхкрупные производственно-технологические комплексы по добыче, имеющие очень высокую экономическую эффективность (в силу уникальных природных и технических условий). «Развитие Единой Системы Газоснабжения (ЕСГ) идет в настоящее время за счет использования месторождений-гигантов с запасами, исчисляемыми сотнями миллиардов и триллионами кубометров каждое. По уровням концентрации производства газовая промышленность уже давно занимает одно из ведущих мест в стране, а достигнутый нами уровень концентрации в добыче и транспорте газа существенно выше, чем где бы то ни было в мире» (Стратегия развития..., 1997 [112]). Так, например, по состоянию на 1 января 1993 г. общий фонд газовых скважин, дающих продукцию – т. е. газ и конденсат (или нефть), составлял немногим более 5 тыс. скважин, в том числе в Западной Сибири – немногим более 2300 скважин при добыче газа свыше 550 млрд м³ (Газовая промышленность–1992, 1993 [113]).

Однако при этом для ресурсной базы добычи природного газа в **России** характерна **значительная удаленность основных газовых месторождений от центров потребления** (на расстояния свыше 1500 км).

Сочетание естественных характеристик активов добычи природного газа с институциональной структурой, присущей системе централизованного планирования и управления, привело в России к тому, что:

- сформировалась технологическая структура газовой промышленности, характеризующаяся сверхконцентрацией мощностей по добыче природного газа на нескольких крупнейших месторождениях и с весьма небольшим фондом эксплуатационных скважин;
- преобладающим видом транспорта природного газа стали дальние магистральные трубопроводы большого и сверхбольшого диаметра с высоким рабочим давлением;
- стала преобладать интенсификация отборов газа на сверхкрупных месторождениях

при отставании ввода малых (по российским масштабам) месторождений. При этом ориентация на добычу метанового газа не позволила накопить опыт и навыки работы с «нетрадиционными» месторождениями – такими как газоконденсатные, требующие использования методов поддержания пластового давления, а также месторождений с нефтяными оторочками (Крюков и др., 1988 [114]).

В результате сложилась **уникальная, тесно технологически связанная производственно-технологическая система** (в отличие от нефти и жидких углеводородов вообще большая технологическая связность газового субсектора определяется чрезвычайно ограниченными возможностями по хранению добытого газа – практически весь добытый газ немедленно должен быть направлен потребителям), состоящая из 65 эксплуатируемых газовых и газоконденсатных месторождений, магистральных газопроводов с отводами протяженностью 146,722 тыс. км, 249 компрессорных станций установленной мощностью 40,256 млн кВт, 21 подземного хранилища газа, мощностей по переработке газа в объеме 58,6 млрд м³/год (Rodionov, 1997 [115]).

В конечном счете сформировалась **моноотраслевая монополия естественно-го характера** – естественные условия и предпосылки были во многом усугублены и усилены условиями и особенностями административно-командной системы планирования, управления и принятия решений.

Важнейшим проявлением естественных монополий является экономическая нецелесообразность разукрупнения сложившихся производственно-технологических комплексов. Независимо от мотивации собственников предприятий по добыче природного газа на крупнейших месторождениях, а также от их усилий по рационализации величины и уровня издержек на добычу и транспортировку газа, последние будут иметь примерно один и тот же уровень. Это означает, что трансакционные издержки, связанные с преобразованием существующих систем и комплексов, превысят возможные выгоды за счет рационализации издержек.

В связи с отмеченным выше нельзя не согласиться с таким мнением члена Правления РАО «Газпром» **В. Шеремета**: «...три столпа, на которых стоит «Газпром», – это уникальная сырьевая база, запасов которой хватит России и зарубежным потребителям

на многие десятилетия, это основанный на передовой технологии производственный потенциал и высококвалифицированный персонал и, наконец, это отлаженная система централизованного управления.

...Труба помогла многим понять организационно-экономические особенности «Газпрома» и отказаться от неразумных планов»¹.

IV.1.2. Исходная (накануне трансформации) институциональная структура газового субсектора

В рамках системы централизованного планирования и управления институциональной структуре газового субсектора были присущи те же признаки, что и нефтяному субсектору.

А именно: формы взаимодействия хозяйственных единиц определялись и регламентировались планом и производственными заданиями; собственно производственные и собственно трансакционные функции были разделены (добыча и транспорт от сбыта природного газа – как на внутреннем рынке, так и при поставках на экспорт); организационная структура субсектора отличалась значительной инерционностью – появление новых единиц было обусловлено факторами и условиями производственной управляемости.

Организационная структура была наиболее динамичной составляющей институциональной структуры – при неизменности системы базовых экономических институтов и форм взаимодействия между хозяйственными единицами. В целом **организационная структура** газового субсектора характеризовалась:

- **очень высоким уровнем централизации процесса подготовки и принятия решений по ключевым вопросам развития отрасли** (прежде всего ввода новых месторождений в разработку и утверждения по ним проектных уровней отбора);
- **многозвенностью системы управления** – наличием таких элементов в системе, как: Министерство газовой промышленности – всесоюзное промышленное объединение (ВПО) (на территории

Тюменской области – ВПО «Главтюменьгазпром») – производственное объединение (в Тюменской области – соответственно «Тюменьтрансгаз», «Сургуттрансгаз», «Надымгазпром», «Уренгойгазпром», «Ямбурггаздобыча», буровое объединение «Тюменьбургаз») – цех по добыче, отдельное структурное подразделение, обслуживающее предприятие;

- **преобладанием вертикальных связей над горизонтальными** – привлечение субподрядных организаций, соисполнителей работ сервисного характера, равно как и строительных, осуществлялось на основе заранее согласованных, утвержденных и направленных каждому соисполнителю заданий с верхнего уровня иерархии;
- **жесткостью производственно-технологических связей** – из-за недостатка подземных хранилищ газа, а также затянувшегося более чем на 15 лет развития системы использования природного газа в качестве моторного топлива возможности маневрирования объемами добываемого и потребляемого газа ниже, чем в других странах (более 95% добытого газа должно быть незамедлительно передано по системе магистрального трубопроводного транспорта потребителям).

Именно большая жесткость организационной структуры, более ярко выраженный иерархический характер ее функционирования (особенно в добыче и магистральном транспорте природного газа – во многом в силу влияния естественных факторов и условий, отмеченных выше) составляют особенности газового субсектора, отличающие его от нефтяного.

Соответственно возрастанию сложности решения проблем добычи и транспортировки природного газа происходило изменение и статуса государственного органа, осуществлявшего оперативно-хозяйственное управление. В целом можно выделить следующие **этапы развития организационной системы управления газовой отраслью** (Стратегия развития..., 1997 [112]):

- 1) до 1937 г. – создание отдельных организаций в Донецке, Дагестане, Баку и в Коми АССР, занимающихся вопросами газовой промышленности;
- 2) 1937–1940 гг. – создается и работает «Главгаз» Наркомтяжпрома;
- 3) 1941–1943 гг. – «Главнефтегаз» Наркомата нефтяной промышленности;

¹ Бизнес МН. 1995. 1 февр.

- 4) 1943–1948 гг. – «**Главтоппром**» при Совнарком;е;
- 5) 1948–1956 гг. – «**Главгаз**» при Совмине СССР;
- 6) 1956–1973 гг. – **Миннефтегазпром** (в 1973 г. из его состава был выделен Мингазпром);
- 7) 1973–1989 гг. – **Мингазпром СССР**;
- 8) 1989–1993 гг. – **Государственный газовый концерн (ГГК) «Газпром»**.

В «Главгазе», а затем в Мингазпроме СССР было сосредоточено единое руководство транспортом газа, строительством объектов газовой промышленности, научно-исследовательскими, проектными и конструкторскими работами. Мингазпром СССР также стал объединять все звенья технологической цепи – от добычи газа до его потребления. Вполне очевидно, что в рамках системы централизованного планирования и управления Мингазпром СССР выполнял функции органа государственного управления. К числу основных функций были отнесены: *«руководство добычей, переработкой и транспортировкой газа, газового конденсата, а также снабжение промышленности, сельского хозяйства, городов и других населенных пунктов природным и сжиженным газами»* (Бренц и др., 1975 [116]).

Весьма характерное направление постоянных изменений схемы управления – **изменения соподчинения различных звеньев**. Точно так же, как и в нефтяной промышленности, основным звеном в системе управления в 70-е – первой половине 80-х гг. являлись промышленные объединения (на правах всесоюзных), которые образовывались по территориальному принципу.

Так, в 1973–1974 гг. было образовано 6 всесоюзных промышленных объединений в добыче природного газа: «**Укргазпром**», «**Комигазпром**», «**Оренбурггазпром**», «**Тюменьгазпром**», «**Узбекгазпром**», «**Туркменгазпром**». Кроме того, в Краснодарском, Ставропольском и Красноярском краях и Якутской АССР были созданы в непосредственном подчинении министерству производственные объединения по добыче и транспортировке газа (поскольку они имели сравнительно небольшие объемы добычи).

Непосредственно в состав промышленных объединений входили производственные объединения или отдельные предприятия, которые осуществляли добычу природного газа и газового конденсата, а также занимались бурением газовых скважин. В

состав промышленных объединений входили и предприятия вспомогательного (сервисного) характера – автотранспортные, ремонтные и т. д.

Промышленные объединения, чьи полномочия определялись соответствующими положениями, имели права **«социалистического государственного предприятия»** плюс права **«всесоюзного объединения»** (однако в пределах, установленных Министерством газовой промышленности).

Основное отличие промышленных объединений от производственных заключалось в том, что:

- 1) нормативы отчислений в фонды экономического стимулирования устанавливались для объединения в целом;
- 2) в состав промышленного объединения входило большее число вспомогательных и обслуживающих подразделений.

Входившие в состав промышленного объединения газопромысловые управления, управления буровых работ и т. д. не пользовались правами «социалистического государственного предприятия».

Фактически это означало для данных предприятий невозможность выхода за пределы промышленного объединения без согласования, а также то, что они не могли иметь свои собственные нормативы отчислений в фонды экономического стимулирования.

Ни одна из принципиальных задач – таких как инвестиционная программа, направления реализации добытого природного газа – не решалась на уровне «социалистического государственного предприятия». Поэтому говорить о наличии реальных экономических прав в организационной структуре, а также в рамках процесса подготовки и принятия решений не приходилось. Более того, министерством накладывались дополнительные ограничения на использование весьма ограниченных прав и возможностей, предоставленных статусом «всесоюзного промышленного объединения».

Трансформации схемы управления – особенно появление дополнительных звеньев (таких, например, как ПО «Уренгойгаздобыча» или впоследствии ПО «Ямбурггаздобыча») – **всецело определялись информационно-технологическими потребностями командно-административного управления**. По мере роста добычи и усложнения производственно-технологических связей (а следовательно, и

значительного роста информационных потоков) выделялись новые производственно-технологические звенья.

Очевидно, что **задача** такой **системы управления** (включая все входящие в ее состав производственно-технологические звенья) **заключалась в обеспечении выполнения установленных значений физических (объемных) показателей.**

При этом подчас возникали ситуации, когда в рамках одного уровня иерархии управления различные отделы не представляли себе состояния дел в смежных (но тесно связанных с их деятельностью) направлениях. Например, отдел капитального строительства ничего не знал о состоянии инвестиционных ресурсов объединения, а плановый отдел не имел представления о финансовом состоянии предприятия. Такие ситуации являлись вполне закономерным следствием неэкономической направленности деятельности объединений и входящих в их состав структурных подразделений.

Не случайно поэтому предприятия по добыче и транспорту газа не осуществляли его реализацию конечным потребителям. Данные транзакции были возложены на систему сбытовых организаций – на территории России, например, было около 870 предприятий по газификации, распределению газа и эксплуатации газового хозяйства – по 30 – 40 хозяйств в каждой области (*Стратегия развития...*, 1997 [112]).

IV.1.3. Финансово-экономические аспекты исходной институциональной структуры

Несмотря на то что в целом исходная институциональная структура была ориентирована на достижение определенных значений объемных физических показателей, **вопросы ценообразования также имели в ее рамках определенное значение.** А именно: ценообразование играло определенную роль в **вопросах оценки сравнительной эффективности различных видов ресурсов, соизмерения разнородных видов производственно-хозяйственной деятельности** и др. При этом цены определялись не под влиянием действия рыночных сил, а либо чисто расчетным путем, либо исходя из приоритетности установленных социально-политических целей и задач.

Данный подход в полной мере распространялся на ценообразование и в газовом субсекторе – **цены на природный газ определялись исходя из сравнительной эффективности различных видов топлива, а цены на услуги – на основе издержек.**

Получение субсектором инвестиций, а зачастую и средств на финансирование текущих издержек определялось не по итогам финансово-хозяйственной деятельности, а в соответствии с плановыми заданиями. По мере увеличения добычи природного газа (ввиду ввода в разработку высокоэффективных месторождений на Севере Западной Сибири) возрастала роль последнего не только как высокоэффективного энергоносителя, но и как одного из важнейших (а затем и основного) источников формирования доходной части государственного бюджета.

Особенно явно отмеченное выше обстоятельство следует из анализа системы ценообразования на природный газ в рамках исходной институциональной структуры (*Крюков, 1995 [117]*).

Основы ценообразования на природный газ были заложены реформой цен 1967 г. Ведущим принципом ценообразования на топливо, принятым в рамках данной реформы цен, являлся **принцип единства цен для потребителей на взаимозаменяемые виды топлива.** С 1 июля 1967 г. оптовые цены промышленности на газ были установлены на уровне замыкающих затрат на единицу условного топлива в районах потребления. Разница между уровнями действующих оптовых цен промышленности и фактическими затратами на добычу и транспорт газа в форме так называемых **«рентных платежей»** и **налога с оборота** (аналога современного акциза) изымалась в государственный бюджет. «Рентные платежи» изымались в государственный бюджет посредством системы оптовых цен предприятий на природный газ, установления нормативной рентабельности и уровня фиксированных платежей – без изменения уровня себестоимости. Налог с оборота изымался через систему оптовых цен промышленности и представлял собой разницу между суммой оптовых цен промышленности и суммой внутренних расчетных цен управлений магистральных газопроводов на природный газ.

Изъятие **экономической ренты** в госбюджет осуществлялось, таким образом, в двух формах:

- 1) «рентных платежей», включенных в оптовые цены газодобывающих предприятий;
- 2) налога с оборота, входившего в оптовые цены промышленности на природный газ.

В целом **система оптовых цен** на природный газ была двухуровневой («двухпрейскурантной»):

- 1-й уровень – оптовые цены предприятий на природный газ, обеспечивавшие в основном всем добывающим предприятиям безубыточность текущей хозяйственной деятельности;
- 2-й уровень – оптовые цены на сетевой газ, которые формировались по принципу единства цен на тонну условного топлива в районах топливопотребления.

Построение системы оптовых цен на топливо с ориентацией на худшие условия производства было связано с необходимостью компенсировать в угольной промышленности более высокие затраты на добычу и транспортировку по сравнению с затратами на добычу и транспорт газа, мазута и нефти в общие районы топливопотребления.

Также **оптовые цены промышленности на природный газ были дифференцированы** для перепродавцов («горгазов») и двух групп потребителей газа. К *первой группе* потребителей были отнесены коммунально-бытовые предприятия, предприятия общественного питания и сельскохозяйственные, ко *второй группе* – основные потребители природного газа, а именно промышленные предприятия.

Оптовые цены для коммунально-бытовых потребителей, предприятий общественного питания и сельского хозяйства были существенно ниже (в 70-е гг. более чем на 30%) цен на газ для промышленных потребителей. Также и оптовые цены, по которым газ подлежал реализации городским газовым хозяйствам («горгазам»), были в среднем ниже цен для промышленных потребителей более чем на 15%.

Все отмеченные выше принципы ценообразования на природный газ приводили к весьма значительной дифференциации оптовых цен реализации природного газа в территориальном разрезе (*Обобщение опыта...*, 1971 [118]):

	Средняя цена реализации сетевого газа, руб./1000 м³ в 1971 г.
СССР	15–21
РСФСР	15–91
Северо-Западный	18–30
Центральный	17–28
Волго-Вятский	16–37
Центрально-Черноземный	16–45
Поволжский	16–07
Северо-Кавказский	11–70
Уральский	14–72
Западно-Сибирский	8–00
Восточно-Сибирский	—
Дальневосточный	—

При значительной региональной дифференциации цен на природный газ, отпускаемый конечным потребителям, Госкомитетом цен Совета Министров СССР были установлены единые оптовые цены газодобывающих предприятий на природный газ и газовый конденсат, а также утверждены размеры фиксированных («рентных») платежей. Ставка «рентных платежей» на 1000 м³ газа (при заданных оптовых ценах газодобывающих предприятий) определялась как разность между оптовой ценой предприятия и суммой себестоимости (включая ставку погашения затрат на геолого-разведочные работы), платы за фонды и расчетной прибыли. Поэтому порядок определения и изъятия в госбюджет «рентных» и других фиксированных платежей заключался в доведении ежегодных заданий по ним до предприятий (*табл. IV.1*). При этом Мингазпром не имел права самостоятельно дифференцировать данные платежи.

Из вышесказанного следует, что в рамках исходной институциональной структуры **важнейшими принципами ценообразования** на природный газ были:

- административное установление цен;
- определение оптовых цен промышленности на природный газ исходя из его одинаковой энергетической эффективности со взаимозаменяемыми видами энергоресурсов в районах потребления;
- установление единых оптовых цен предприятий на природный газ;
- изъятие рентной составляющей непосредственно в государственный бюджет (в форме «рентных платежей» и в форме налога с оборота);

Таблица IV.1. Исходные данные для определения ставки «рентных» платежей в 1975 г.

Газодобывающие районы	Средняя оптовая цена предприятия (без налога с оборота), руб.-коп. / 1000 м³	Полная себестоимость, руб.-коп. / 1000 м³
Коми АССР	6-06	3-22
Астраханская обл.	6-00	5-41
Волгоградская обл.	6-00	5-12
Куйбышевская обл.	11-02	7-39
Саратовская обл.	6-02	6-89
Башкирская АССР	9-51	9-98
Краснодарский край	6-00	4-93
Ставропольский край	6-00	3-00
Дагестанская АССР	9-49	8-69
Оренбургская обл.	6-03	3-04
Тюменская обл.	6-07	3-02
Красноярский край	6-00	5-79
Сахалинская обл.	12-07	8-41

И с т о ч н и к : **Средние** оптовые цены, себестоимость и рентабельность производства важнейших видов продукции черной металлургии, угольной, газовой и нефтеперерабатывающей промышленности за 1975 год. – М.: РВЦ ЦСУ РСФСР, 1976. – 101 с.

- существенная региональная дифференциация цен на сетевой газ (непосредственно в районах потребления);
- отсутствие у Мингазпрома прав и полномочий в области установления и изменения цен на природный газ.

В целом, как представляется автору, на основании сказанного выше можно сделать вывод, что в рамках системы централизованного планирования и управления в газовом субсекторе сформировалась институ-

циональная структура, основанная на очень жестких технологических взаимосвязях (нескольких крупнейших месторождений и системы магистральных трубопроводов) и ориентированная не только на поставку энергоносителей, но и на выполнение как достаточно широкого круга социально-ориентированных задач, так и задач, связанных с пополнением доходной части государственного бюджета.

Глава IV.2.

Динамика институциональной структуры газового субсектора экономики России в 90-е гг.

Отмеченные выше особенности исходной институциональной структуры газового субсектора экономики России сыграли, по мнению автора, определяющую роль в выборе направлений трансформации – в фор-

мировании как системы базовых экономических институтов, так и форм взаимодействия хозяйственных единиц и их организации в рамках изменившейся экономической системы.

IV.2.1. Начальные шаги трансформации – от Мингазпрома к государственному газовому концерну «Газпром»

Начальный этап трансформации институциональной структуры (точно так же, как и в рамках нефтяного субсектора) предполагал **прежде всего изменение статуса хозяйственных единиц** – переход от государственной экономики (основанной на общенародной собственности) к экономике, основанной на государственном участии в собственности ведущих секторов экономики (в том числе и нефтегазового сектора в целом). С экономической точки зрения задача состояла в **отделении финансов отдельных предприятий от финансов государства** и в переходе государственных предприятий на самоокупаемость и самофинансирование.

В соответствии с такой логикой проведения радикальной экономической реформы в СССР в 1987–1989 гг. предполагалось изменение как статуса хозяйственных единиц, так и организационной структуры – и в промышленности, и в экономике в целом. Первоначальным шагом стали, как это было неоднократно и ранее, **изменения в системе органов государственного управления**. Данные изменения предполагали реорганизацию высшего и среднего звеньев государственного управления (прежде всего укрупнение смежных министерств) и ликвидацию ряда территориальных управлений (таких как, например, территориальный главк Мингазпрома – «Главтюменьгазпром»). В рамках данных преобразований в 1990 г. было проведено объединение трех министерств – нефтяной, газовой и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности – в единое министерство – **Министерство нефтегазовой промышленности СССР**.

При этом предполагалось сосредоточить усилия укрупненных министерств на решении стратегических проблем развития соответствующих секторов экономики. Решение же текущих, равно как и среднесрочных, проблем предполагалось сосредоточить на уровне вновь созданных **«социалистических концернов»**. При этом образование подобных структур не было подкреплено созданием ни финансовых условий, ни экономических – при введении элементов свободного ценообразования на продукцию

производственно-технического назначения цены на углеводороды продолжали устанавливаться в административном порядке. **Государственный газовый концерн «Газпром»** был создан на базе Мингазпрома СССР в соответствии с *Постановлением Совета Министров СССР от 8 августа 1989 г. № 619 «Об образовании государственного газового концерна (ГГК) «Газпром»*. При этом формально в составе Миннефтегазпрома СССР было образовано **Управление по газовой промышленности**, которое должно было курировать концерн «Газпром», но фактически его роль была сведена к функциям небольшого информационно-аналитического подразделения.

Первостепенную роль в таком развитии событий сыграло наличие сплоченности руководителей бывшего Мингазпрома (как представляется автору, во многом обусловленной особенностями основных активов газового субсектора России – см. выше).

Именно период 1989–1990 гг. был наиболее критическим для «Газпрома» в силу того, что остро стоял вопрос о будущей институциональной модели газового субсектора и о выборе тем самым направлений трансформации.

Важнейшей особенностью трансформации институциональной структуры газового субсектора России является то, что начальным этапом процесса (в отличие от нефтяного субсектора – см. рис. II.2) было проведение реструктурирования субсектора до проведения изменений в системе базовых институтов (прежде всего в формах собственности и формах взаимодействия хозяйственных единиц). При образовании концерна предусматривалось **деление всех предприятий и структурных подразделений**, входивших в состав Мингазпрома СССР, **на две группы** (Селихова, 1989 [119]):

первая – предприятия, которые **непосредственно участвуют в непрерывном технологическом цикле** добычи, переработки, транспортировки и хранения газа, составляющие Единую систему газоснабжения (ЕСГ) СССР;

вторая – предприятия, **обеспечивающие нормальное функционирование ЕСГ СССР** (организации и предприятия, выполняющие научно-исследовательские, проектные, строительные, ремонтные и другие работы и услуги). Сюда были также отнесены объединения, обеспечи-

вающие весь цикл добычи и транспортировки газа, – «Норильскгазпром» и «Якутгазпром».

Этот же принцип в дальнейшем будет установлен и при принятии **«Программы реструктурирования РАО «Газпром»** в 1997 г. (см. ниже).

Данный принцип деления предприятий был также положен в основу принятия решений о возможности перехода на аренду¹. Для предприятий первой группы перевод на аренду не допускался. Тогда же в перечень предприятий, по которым перевод на аренду не допускался, дополнительно были включены объединения «Ямбурггаздобыча» и «Тюменьбурггаз», фирма «Газобезопасность» и Новоуренгойская дирекция по строительству нефтегазохимического комплекса.

Уже здесь прослеживается стремление руководства концерна к сохранению на начальном этапе трансформации жесткой организационной структуры даже и в отношении тех структурных подразделений, которые напрямую никак не были связаны с обеспечением «единого технологического цикла добычи, переработки, транспортировки и хранения газа». Ни ПО «Тюменьбурггаз», ни Новоуренгойская дирекция по строительству нефтегазохимического комплекса (по выпуску полиэтилена, и к тому же в тот период речь шла о финансировании проекта под гарантии правительства) к таким структурным подразделениям никак не могли быть отнесены.

Для данного этапа реструктурирования весьма характерно также представление, будто бы изменение форм экономического взаимодействия хозяйственных единиц – переход от административно устанавливаемых и контролируемых связей к контрактным формам – неизбежно приведет к дезорганизации и нарушению сложившихся технологических связей и к краху организационной системы. Отсюда наиболее приемлемый путь предотвращения подобных нежелательных последствий – сохранение единой формы собственности для всех технологически связанных производств или же объединение их в рамках единой организационно-экономической структуры. Причина принятия такого подхода состоит (в том числе) также в недооценке роли и возможностей контрактных форм взаимодействия (из-за отсутствия эффективной нормативно-

правовой среды) и в неясности и неопределенности направлений трансформации институциональной структуры на государственном уровне.

Для предприятий второй группы перевод на аренду был разрешен *«исходя из возможности»*. Наличие подобных возможностей предполагалось у машиностроительных, буровых, строительных предприятий, автомобильных газонаполнительных станций (АГНКС), совхозов, цехов по производству товаров народного потребления и т. д. Однако перевод на аренду предприятий второй группы под давлением внешних обстоятельств (ценовой политики государства в различных секторах экономики и резкого ухудшения системы материально-технического обеспечения) был практически приостановлен. Уже осенью 1989 г. на заседании Совета концерна отмечалось, что *«нельзя упускать из виду, что трудности с материально-техническими ресурсами, капитальными вложениями, финансовыми ресурсами будут нарастать»*². Поэтому в начале 1990 г. Советом концерна были приняты решения о создании собственных отраслевых баз – в области машиностроения и стройиндустрии³. В том же году «Газпромом» было создано собственное предприятие по строительству трубопроводов – **«Стройтрансгаз»**.

В дальнейшем подобная стратегия реструктурирования становится весьма характерной для концерна (а затем – акционерного общества) «Газпром» на ряд лет – поглощение технологически связанных фирм и производств (при условии обеспечения права решающего голоса в управлении). Возможности реализации подобной стратегии были во многом обусловлены наличием чрезвычайно мягких бюджетных ограничений, а также практическим отсутствием регулирующего механизма со стороны государства.

В рамках ГГК «Газпром» не только закреплялась производственно-технологическая структура, находившаяся в составе Мингазпрома СССР, но также осуществлялся переход к более централизованной структуре управления.

Первым шагом было переподчинение ведущих производственных звеньев напрямую аппарату концерна. Так, например, в течение второй половины 1989 – первой половины

¹ Газовая промышленность. 1990. № 4.

² Газовая промышленность. 1990. № 1.

³ Газовая промышленность. 1990. № 4.

1990 г. количество государственных предприятий в составе ГГК «Газпром» было уменьшено с 306 до 285 – в основном за счет ликвидации промежуточных звеньев управления. В частности, был ликвидирован **«Главтюменьгазпром»** и все его производственные подразделения подчинены напрямую аппарату управления концерном (Вяхирев, 1990 [120]).

Вторым шагом стало изменение статуса ведущих производственных звеньев. В 1991 г. приказом председателя Совета ГГК (в тот период – В. С. Черномырдина) ряд ПО были преобразованы в государственные предприятия с непосредственным подчинением концерну – прежде всего объединения магистрального газопроводного транспорта, такие как **ПО «Тюменьтрансгаз»**¹.

Важнейшим шагом в формировании новой структуры управления газовым субсектором – прежде всего с точки зрения укрепления ее финансово-экономической основы – явилось включение в состав концерна **«Внеэкономического объединения (В/О) «Союзгазэкспорт»**. До этого времени внешняя торговля природным газом находилась в руках Министерства внешней торговли СССР. Совет ГГК «Газпром», понимая важность контроля и управления экспортными финансовыми потоками, создал в 1990 г. собственную внешнеторговую организацию – **В/О «Зарубежгаз»**. Поэтому в определенный момент времени – в 1990 – начале 1991 г. – СССР на внешнем рынке газа представляли две организации, что не могло не создавать значительных сложностей. С включением в 1991 г. В/О «Союзгазэкспорт» в состав «Газпрома» объединенная структура получила название **«Внеэкономическое предприятие (ВЭП) «Газэкспорт»**. В результате экспорт природного газа и, соответственно, контроль и управление финансовыми потоками от экспорта стали подконтрольны организациям собственно газового субсектора (Estrada, Moe, Martinsen, 1996 [121]).

Соответственно изменению организационной структуры ГГК «Газпром» происходило и **изменение его внутренней финансовой системы**. Основными «внешними» причинами явились:

- резкое сокращение централизованных и нецентрализованных вложений в газовом субсекторе;
- переход на кредитное финансирование;

- усиление фискального давления на субсектор (в 1990 г. из 7,6 млрд руб. прибыли концерна в доход бюджета было изъято 5,8 млрд руб., или 76%²);
- сохранение на низком уровне цен на природный газ.

В результате начала образовываться и нарастать **кредиторская задолженность** «Газпрома» широкому кругу предприятий – как поставщиков материально-технических ресурсов, так и предприятий, осуществляющих строительные и монтажные работы.

Во многом под давлением внешних обстоятельств были сделаны выводы о необходимости последующих преобразований:

- централизации средств, а также создания системы внутреннего перераспределения прибыли и амортизационных отчислений в интересах всей системы как единого комплекса;
- аккумуляирования средств на счетах собственного коммерческого банка (Вяхирев, 1990 [120]).

Более детальная аргументация централизации всех средств на уровне концерна состояла в следующем.

1. В условиях единой системы газоснабжения хозрасчет не может быть полностью реализован на каждом отдельном предприятии. Связь газодобывающих и многих транспортных объединений с конкретными заказчиками незначительна, поскольку основной объем газа подается ими в общие системы в виде обезличенного продукта. В единой системе газоснабжения – в силу ее специфики – на уровне отрасли нельзя отделить хозяйственные функции от управленческих и отдать их полностью предприятиям. Поэтому подлинный хозрасчет и самостоятельность возможны только для всей системы.

2. С истощением месторождений у каждого газодобывающего предприятия обязательно наступает период, когда оно становится нерентабельным и показатели его деятельности начинают необратимо ухудшаться. В этом случае есть только два выхода – повышать цены на его продукцию или компенсировать снижающиеся доходы.

Как видно, основной акцент был сделан на невозможности ведения на уровне отдельных (прежде всего добывающих) предприятий коммерческой деятельности, связанной с реализацией добытого природного газа. В условиях низких цен на природный

¹ Рабочая трибуна. 1997. 30 дек.

² Газовая промышленность. 1991. № 4.

газ, невозможности формирования необходимых финансовых ресурсов на уровне отдельных предприятий (из-за того, что они имели худшие экономические показатели и были убыточными), а также в условиях резкого снижения централизованных инвестиций неизбежно возник вопрос об источниках средств на поддержание добычи природного газа.

В качестве такого источника был выбран экспорт газа (организационной основой явилась передача ВО «Союзгазэкспорт» в состав ГГК «Газпром»). В начале 1990 г. было принято решение *Совета Министров СССР* о создании **отраслевого фонда стабилизации для поддержания мощностей по добыче газа и конденсата**. В этот фонд направлялись средства, полученные от экспорта газа (после уплаты налога). При этом для предприятий концерна налог на экспорт был снижен с 40 до 5%. В фонд стабилизации также направлялись отчисления, включенные в состав себестоимости¹.

Реструктурирование газового субсектора (точнее, его важнейших сегментов, связанных с добычей и транспортировкой природного газа) в конце 80 – начале 90-х гг. происходило в направлении **понижения уровня управленческих полномочий** – с уровня правительства и Госплана СССР на уровень концерна с одновременным усилением административных принципов управления. При этом переход на новые формы взаимодействия (прежде всего на контракты по продаже-покупке природного газа) был практически невозможен в их полном виде (подразумевающим контрактный принцип ценообразования) из-за сохранения цен, устанавливаемых государством.

Поэтому по линии взаимоотношений «Газпром» – государство и «Газпром» – потребители газа формируется целая система иерархических торгов по поводу компенсации в различных формах стоимости поставленного газа: в первом случае – налоговых и экспортных преференций, а во втором – компенсации на основе встречных поставок различных товаров и услуг (в форме бартерной торговли).

В целом реструктурирование газового субсектора в 1989–1991 гг. не было связано ни с формированием эффективной организационной структуры, ни с повышением степени открытости и прозрачности газового

субсектора. Скорее, напротив, реструктурирование явилось ответом на ухудшение внешней экономической среды и было направлено на сохранение сложившейся производственно-технологической системы.

IV.2.2. | Поиски направлений акционирования и приватизации

Статус государственного концерна весьма существенно ограничивал не только степень свободы высших менеджеров концерна, но и сужал круг возможных источников привлечения финансовых ресурсов (гарантии государства уже не могли в этот период служить надежным основанием для получения заемных средств на внешних финансовых рынках). В силу данных причин ГГК «Газпром» в числе первых государственных энергетических предприятий приступил к обсуждению направлений преобразования в акционерное общество. Уже в сентябре 1990 г. состоялось заседание Совета концерна, на котором был поставлен вопрос о преобразовании ГГК «Газпром» в акционерное общество и предложена **схема акционирования**²:

- 1) **основные учредители** – государство (Союз ССР) в лице органа, им уполномоченного (Фонд государственного имущества), союзные республики в лице органов, ими уполномоченных, предприятия в лице трудовых коллективов;
- 2) формирование **уставного фонда** акционерного общества путем выпуска акций учредителей на стоимость имущества, находящегося в общесоюзной собственности и собственности республик;
- 3) распределение акций на сумму уставного фонда между учредителями;
- 4) привлечение средств, необходимых для развития отрасли в 1991 г., за счет выпуска акций (простых) на сумму 4 млрд руб. (в ценах того периода – около 6 млрд дол. США).

Собственно основанием для обсуждения схемы преобразования государственного концерна в акционерное общество послужило утверждение *Постановлением СМ СССР от 19 июня 1990 г. № 590 «Положения об акционерных обществах и обществах с огра-*

¹ Газовая промышленность. 1991. № 4.

² Газовая промышленность. 1990. № 10.

нической ответственностью». Из приведенных выше основных положений схемы преобразования ГГК в акционерное общество видно, что превалирующим было стремление решить проблемы финансового обеспечения функционирования и развития компании.

Тем самым фактически начался двухлетний период определения путей и направлений акционирования газового субсектора – в узком понимании, а также формирования основ нового регулирующего механизма в газовом субсекторе – в более широком понимании. При обсуждении данных проблем выявилось несколько точек зрения.

Выразителями основных точек зрения, по мнению автора, являлись:

- **руководители газового субсектора;**
- **руководители федеральных органов исполнительной власти** – прежде всего Минтопэнерго РФ и ведомств, обеспечивавших процесс осуществления трансформации собственности (Госкомимущества и отчасти Министерства экономики РФ);
- **региональные руководители** основных газодобывающих и газопотребляющих территорий – субъектов РФ;
- **специалисты и эксперты** в области управления и регулирования энергетическим сектором экономики.

Количество точек зрения и их выразителей может быть достаточно большим, однако предложенное нами деление дано с учетом выделения основных «актеров» данного процесса.

1. В основе позиции **руководителей газового субсектора** – весьма влиятельной (и, следует добавить, решающей) группы – лежало стремление сохранить производственно-технологическое единство в рамках единого акционерного общества – позиция, во многом схожая с той, что доминировала при выборе путей формирования вертикально-интегрированных компаний в нефтяном субсекторе.

2. Позиция **руководителей Минтопэнерго РФ** во многом определялась тем, кто стоял во главе министерства. В период с октября 1991 г. по май 1992 г. во главе Минтопэнерго стоял **В. М. Лопухин** – сторонник Гайдара и сторонник последовательного проведения курса рыночных реформ. В период с мая 1992 г. по январь 1993 г. обязанности министра по совместительству выпол-

нял вице-премьер **В. С. Черномырдин**. Именно в этот промежуток времени были приняты основные нормативно-правовые акты по акционированию и приватизации газового субсектора.

В дальнейшем позиция министерства по отношению к РАО «Газпром» определялась принципом практически полного невмешательства в дела и проблемы субсектора. При этом вполне объективно Минтопэнерго РФ было заинтересовано в разукрупнении РАО и тем самым в усилении своего влияния на происходящие процессы.

3. **Представители экономического «реформаторского» крыла в правительстве** пользовались наибольшим влиянием в период пребывания у власти и. о. премьер-министра **Е. Т. Гайдара** – в конце 1991 – начале 1993 г. Именно позиция *Госкомимущества РФ* явилась основным препятствием для руководителей ГГК, отстаивавших сохранение единства и неделимости концерна. Точка зрения Госкомимущества заключалась в создании на базе ГГК «Газпром» нескольких независимых газодобывающих акционерных компаний. При этом предполагалось сохранить за РАО задачи и функции газотранспортной компании, осуществляющей транспортировку газа на основе тарифа.

В 1993 г. при активном участии Госкомимущества был подготовлен *проект Указа Президента РФ и Постановление Правительства РФ «О дерегуляции энергетического рынка»*¹. Пакет документов предусматривал выделение из состава РАО «Газпром» независимых компаний по добыче и магистральному транспорту природного газа с дальнейшей приватизацией образовавшихся предприятий. При этом предполагалось ввести трехлетний запрет для добывающих и перерабатывающих компаний на владение акциями компаний магистрального трубопроводного транспорта. Уже в первом полугодии 1994 г. намечалась коренная реорганизация всех систем транспорта электроэнергии и энергоресурсов.

4. Позиция такой влиятельной группы, как **руководители территорий – субъектов Федерации**, в основном определялась стремлением обеспечить:

- собственное влияние на газодобывающие предприятия (там, где они существовали);

¹ Известия. 1993. 13 нояб.

- получение относительно дешевого и эффективного топлива по преференциальным ценам.

Однако если в целом можно говорить о территориях как о влиятельной силе в решении политических и экономических проблем России, то при ближайшем рассмотрении обнаруживается их значительная слабость, в основе которой лежит различие приоритетов и интересов территории, а также сложность их консолидации.

5. Из большого числа мнений, заключений и соображений, высказывавшихся **специалистами, экспертами** в период определения направлений акционирования и приватизации газовой промышленности, следует, на наш взгляд, выделить две точки зрения. Одна представлена **специалистами отрасли**, а другая – **сторонниками быстрых рыночных преобразований** в экономике России.

Первой группой экспертов проанализированы три варианта перехода к рыночным отношениям в газовой промышленности, а именно:

- 1) посредством образования **акционерного общества холдингового типа**, единого для всей ЕСГ в рамках РФ (а возможно, вместе с Украиной и Белоруссией);
- 2) путем создания **ассоциации независимых акционерных компаний**, формируемых на базе газодобывающих регионов;
- 3) путем формирования **единого акционерного общества**, которое по мере развития рыночных отношений трансформируется в ассоциацию независимых акционерных компаний.

Представители первой группы отдали предпочтение последнему варианту. При этом формирование **единого акционерного общества** определялось прежде всего специфическими особенностями активов субсектора. При формировании единого акционерного общества ставка делалась на примат внешней конкуренции над внутренней (поскольку внутренняя конкуренция производителей газа демпфируется колоссальными транспортными издержками). К тому же особенности ЕСГ (ее структура, строение и состав) слишком далеки от рыночно-ориентированных структур, которые сформировались бы в стране, если бы с самого начала развитие газовой промышленности шло в условиях рыночного механизма. Рос-

сийская ЕСГ как объект управления из-за своих свойств содержит в себе предпосылки супермонополизма. Вследствие недостаточной ее диверсификации и неразвитости распределительных систем она не сможет без больших капиталовложений удовлетворить иную структуру газопотребления (Боксерман и др., 1992 [122]).

Вторая группа экспертов предлагала преобразование ГГК «Газпром» в чисто **финансовый государственный холдинг**. При этом газодобывающие предприятия должны были стать самостоятельными акционерными компаниями (с передачей контрольных пакетов акций холдингу). Магистральный транспорт природного газа следовало перевести на выполнение услуг на основе тарифа, а управление ЕСГ (прежде всего диспетчерское управление) – передать под контроль Минтопэнерго РФ. Как не трудно видеть, последняя группа предложений могла быть реализована только при весьма развитой рыночной инфраструктуре (включая и нормативно-правовое обеспечение, и наличие производственных активов с другими характеристиками и условиями функционирования). Тем более что, как показывает опыт рыночных преобразований, управление большими компаниями на основе «чистых» процедур реализации права собственности (в рамках финансового холдинга) в переходной экономике (особенно на начальном этапе) не представляется возможным.

Из всего многообразия мнений и точек зрения **в конечном счете был выбран вариант преобразования ГГК «Газпром» в единое акционерное общество**. При этом другие соображения и аргументы – такие как преобразование в дальнейшем в ассоциацию независимых компаний, построение внутренних связей на основе рыночных механизмов и т. д. – постепенно «утратили» свою актуальность.

IV.2.3. Акционирование и приватизация газового субсектора

Переломным в определении направлений и форм акционирования газового субсектора стал 1992 г., когда вышли в свет (1 июня) Указы Президента РФ, в которых была подчеркнута роль газовой промышленности в экономическом развитии страны:

- № 538 «Об обеспечении деятельности Единой системы газоснабжения страны»¹;
- № 539 «О неотложных мерах по освоению новых крупных газовых месторождений на полуострове Ямал, в Баренцевом море и на шельфе острова Сахалин»².

Хотя данные указы не в состоянии были обеспечить решение тех проблем, которым они были посвящены, тем не менее они подчеркнули государственный статус и приоритет газовой промышленности: «Единая система газоснабжения страны является исключительно федеральной собственностью» (п. 1 Указа № 538), а также: «Считать важнейшей народнохозяйственной задачей дальнейшее ускоренное развитие газовой промышленности, имеющей высокую экономическую эффективность и надежную сырьевую базу» (п. 1 Указа № 539). Такое напоминание предназначалось в большей степени вниманию оппонентов модели акционирования газовой промышленности в форме единого акционерного общества. Указом № 538 была подчеркнута значительная роль Госкомимущества (которую данный комитет в дальнейшем пытался без особого успеха использовать): «...от имени государства представителем собственника в отношении имущества Единой системы газоснабжения страны выступает Государственный комитет Российской Федерации по управлению государственным имуществом» (п. 2 Указа № 538).

С практической точки зрения более важным являлся п. 3 Указа № 539 о том, чтобы «Правительству Российской Федерации и администрации Ямало-Ненецкого автономного округа передать недропользователям в 1992–1993 гг. для разработки газовые, газоконденсатные и газонефтеконденсатные месторождения в Надым-Пур-Тазовском и Ямальском регионах». В результате «Газпром» получал на **бесконкурсной и безаукционной основе** не только разрабатываемые месторождения (как это предусматривалось Законом РФ «О недрах», вступившим в силу в мае 1992 г.), но и **все месторождения в наиболее перспективном районе**. Тем самым государство (точно так же, как это было несколько позже в нефтяном субсекторе, когда было принято Постановление Совета Министров –

Правительства РФ от 1 марта 1993 г. № 180 «Об обеспечении ввода в эксплуатацию новых нефтяных месторождений в 1993–1995 годах»³) **лишило себя возможности использовать процедуры выдачи лицензий с целью регулирования газового субсектора**.

Указ Президента РФ от 5 ноября 1992 г. № 1333 «О преобразовании государственного газового концерна «Газпром» в российское акционерное общество «Газпром»⁴ определил порядок акционирования ГК «Газпром» в форме единого акционерного общества.

В соответствии с данным указом концерн был преобразован в **Российское акционерное общество «Газпром»**. Этим документом также предусматривалось «возложить на Российское акционерное общество «Газпром» ответственность за обеспечение:

надежного газоснабжения потребителей Российской Федерации, а также поставок газа за пределы России по межгосударственным и межправительственным соглашениям;

...контроля за функционированием Единой системы газоснабжения страны;

доступа любого производителя к газотранспортной системе страны пропорционально объему добываемого им на территории Российской Федерации газа при соблюдении единого механизма регулирования цен.

В этих целях установить, что Российское акционерное общество «Газпром» создает единый фонд стабилизации и развития для поддержания и развития мощностей по добыче газа и конденсата (нефти), финансирования общеотраслевых и других затрат за счет отчислений от себестоимости продукции и прибыли, остающейся в распоряжении предприятий Общества».

За РАО «Газпром» закреплялись многие из тех функций, которые ранее выполнял Мингазпром СССР, а затем и концерн «Газпром». Различие состояло прежде всего в **изменении механизма финансирования деятельности РАО** – не за счет централизованных инвестиций (как это было в рамках системы централизованного планирования и управления), а **за счет соб-**

¹ Ведомости Совета Народных Депутатов и Верховного Совета РФ. 1992. № 23. Ст. 1271.

² Ведомости Совета Народных Депутатов и Верховного Совета РФ. 1992. № 23. Ст. 1272.

³ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1993. № 10. Ст. 840.

⁴ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 19. Ст. 1607.

ственных и заемных источников (в том числе – за счет средств «единого фонда стабилизации и развития»). Данный фонд существовал ранее и в рамках ГК «Газпром» (см. выше).

Уступкой **Госкомимуществу** явилось отражение условий по обеспечению доступа любого производителя к газотранспортной системе.

При учреждении РАО «Газпром» его **уставный капитал** был сформирован из:

«100 процентов капитала предприятий, состоящих из имущества Единой системы газоснабжения, находящегося в федеральной собственности; контрольных пакетов акций образуемых акционерных обществ; долей участия (пакетов акций), принадлежавших концерну «Газпром», в имуществе российских и зарубежных предприятий, объединений и организаций».

Определялись принципы управления государственным пакетом акций:

«...в течение трех лет с момента учреждения РАО «Газпром» доля Российской Федерации должна составлять не менее 40 процентов его акций.

В течение 1992–1993 годов:

до 15 процентов акций РАО «Газпром» продается в порядке закрытой подписки членам трудовых коллективов и администрации предприятий на льготных условиях;

не менее 20 процентов акций РАО «Газпром» реализуется гражданам Российской Федерации за приватизационные чеки».

Все **предприятия**, входившие в состав сначала Министерства газовой промышленности, а затем и ГК «Газпром» (как и в случае с решением вопросов о переходе на аренду), **были разделены на две группы:**

- **основные**, обеспечивающие функционирование и надежность Единой системы газоснабжения;
- **вспомогательные**, связанные с выполнением сервисных и обслуживающих функций.

Всего в *первой группе* насчитывалось 36 предприятий – 8 газодобывающих, 13 предприятий магистрального транспорта газа, 2 буровых предприятия, внешнеэкономическое предприятие «Газэкспорт», 2 ведущих научно-исследовательских института, а также предприятия связи и материально-технического снабжения.

В состав РАО «Газпром» не были включены те предприятия по добыче и транспорту природного газа, которые составляли изолированные производственные системы – **ПО «Норильскгазпром»** и **ПО «Якутгазпром»**.

Непосредственно создание РАО «Газпром» предусматривалось *Постановлением Совета Министров – Правительства РФ от 17 февраля 1993 г. № 138 «Об учреждении Российского акционерного общества «Газпром»*¹. Данный документ в том числе утверждал **Устав РАО «Газпром»**, который на первое место среди целей Общества ставил «*надежное снабжение потребителей Российской Федерации на договорной основе газом*».

Устав определял **особый порядок купли-продажи акций** Общества, в частности:

- процедуру предварительного информирования акционером Общества о продаже принадлежащих ему акций;
- устанавливал совокупное ограничение для иностранных участников – не более 9% максимального числа голосов акционеров Общества.

Тем самым Правление РАО «Газпром» получало возможность контроля за сторонними акционерами, а также за движением акционерного капитала (включая и возможность формирования значительного собственного пакета акций – по приобретенным акциям на срок до одного года).

Пик собственно **приватизации** (первичного размещения акций) РАО «Газпром» **пришелся на 1994 г.**, когда на чековый аукцион было выставлено 37,8% акций (при этом 28,7% акций было выставлено на **61 региональном аукционе**, а 9% – на **Владивостокской международной фондовой бирже**)².

Госкомимуществу, несмотря на многократные усилия, так и не удалось добиться вынесения акций РАО «Газпром» на **открытые чековые аукционы**³. Поэтому 33,9% акций должны были быть реализованы на закрытых аукционах **физическим лицам, имеющим постоянную прописку в регионах, где расположены добывающие и транспортные предприятия «Газпрома»** (в том числе 5,2% – **предста-**

¹ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1993. № 9. Ст. 738.

² Коммерсантъ-Daily. 1995. 3 марта.

³ Российский нефтяной бюллетень. 1994. 31 марта.

вителям малочисленных народов Севера в Ямало-Ненецком автономном округе). Согласившись на такую модель приватизации, Правительство РФ фактически поддержало стремление руководства РАО не допустить возможности формирования крупных пакетов акций у внешних инвесторов. При этом «Газпрому» было разрешено выкупить у себя за ваучеры по номиналу 10% уставного фонда.

К началу 1996 г. структура акционерного капитала РАО «Газпром» имела следующий вид¹: 40,0% – акции, закрепленные в федеральной собственности;

33,0% – продано на закрытых чековых аукционах;

0,9% – передано для реализации на Владивостокской международной фондовой бирже;

15,0% – акции, распределенные по подписке среди работников предприятия;

1,1% – передано АО «Росгазификация»;

10,0% – приобретено РАО «Газпром» для последующего размещения за рубежом.

В июне 1996 г. на заседании Правления РАО была рассмотрена и принята *Программа работы по развитию рынка акций РАО*. Одна из причин – низкий уровень капитализации компании (который в тот период был ниже капитализации АНК «ЛУКОЙЛ»)². Поэтому в июне 1997 г. (под влиянием ситуации на фондовом рынке) из Устава компании был исключен пункт о необходимости информирования РАО «Газпром» акционером в случае, если он намерен продать принадлежащие ему акции (независимо от размера пакета).

Начиная с 1996 г. «Газпром» приступил к **размещению своих ценных бумаг на международных финансовых рынках** – на первом этапе было размещено 1,15% акций компании в форме **американских депозитарных акций (ADS)**³.

Отличительной особенностью **рынка ценных бумаг РАО «Газпром»** в течение 1993–1998 гг. являлось его **жесткое регулирование**. На начальном этапе – в 1993–1997 гг. – действовали правила:

- наличие обязательных пропорций распределения;
- необходимость уведомления РАО о продаже принадлежащих акционеру акций;

- определенный перечень регионов и площадей размещения акций;
- разделение рынка акций на два непересекающихся сегмента (внешний рынок и внутренний рынок).

На этапе формирования и развития вторичного рынка – начиная с 1997 г. – правила:

- сохранение ограничения совокупной доли иностранных участников (9%);
- отмена необходимости уведомления о предстоящей продаже акций и отход от разграничения рынка акций на два сегмента (при введении жестких процедур обращения акций);
- сохранение за РАО права преимущественного приобретения акций (до 1 января 1999 г.).

Последние правила были установлены *Указом Президента РФ от 28 мая 1997 г. № 529 «О порядке обращения акций Российского акционерного общества «Газпром» на период закрепления в федеральной собственности акций Российского акционерного общества «Газпром»*⁴.

Основным мотивом дополнений и уточнений порядка обращения акций РАО «Газпром» в 1997 г. явились соображения *«экономической безопасности Российской Федерации, с учетом определяющего значения для экономики страны РАО «Газпром»* (Указ № 529).

Результаты акционирования и приватизации РАО «Газпром» в 1993–1998 гг. подтверждают, по мнению автора, создание предпосылок для установления системы **инсайдерского контроля** (де-факто захват менеджерами контроля над предприятием и сильное их представительство в процессе принятия корпоративных стратегических решений). При этом применение процедур упрощенного государственного регулирования создало условия для практически безграничного контроля со стороны высших менеджеров. Становлению системы инсайдерского контроля во многом способствовало и распределение акций компании между почти 1 млн акционеров (к середине 1998 г. эта тенденция еще более усилилась – число частных лиц-акционеров сократилось до 672 тыс.⁵).

С учетом итогов акционирования и приватизации **РАО «Газпром»** данную компанию по состоянию на середину 1998 г. можно определить как **«квазигосударст-**

¹ Сегодня. 1995. 1 дек.

² Сегодня. 1996. 20 июня.

³ Рабочая трибуна. 1997. 18 июля.

⁴ Российская газ. 1997. 31 мая.

⁵ Рабочая трибуна. 1998. 23 июня.

венную» компанию (с 40-процентом пакетом акций в руках государства) **с очень сильным представительством и контрольными функциями в руках высших менеджеров.**

Акционирование и приватизация газового субсектора включали и **преобразование статуса организаций газового хозяйства.** Соответствующий Указ Президента РФ от 8 декабря 1997 г. № 1559 «О преобразовании в акционерные общества и приватизации государственных предприятий и объединений и организаций газового хозяйства Российской Федерации»¹ предусматривал преобразование **Государственного предприятия** по газификации и газоснабжению **«Росстройгазификация»** в **АО «Росгазификация»** и акционирование обл-, крайгазов и других организаций газоснабжения. По состоянию на начало 1997 г. 59,81% акций АО «Росгазификация» находилось в федеральной собственности, 39,88% принадлежало региональным и территориальным акционерным обществам по газификации и эксплуатации газового хозяйства и только 0,31% – частным владельцам (членам трудовых коллективов). В целом для территориальных АО по газификации и эксплуатации газового хозяйства на этот же период было характерно следующее **соотношение долей различных видов собственности** (*Стратегия развития..., 1997 [112]*):

- федеральная – 25–40%;
- областная (республиканская, краевая) – 3,5–8%;
- муниципальная – 10–15%;
- собственность трудовых коллективов – в большинстве случаев 51%.

IV.2.4. Формирование новых форм взаимодействия хозяйственных единиц в рамках газового субсектора

В рамках процесса трансформации институциональной структуры газового субсектора изменениям формы собственности и всей системы базовых экономических институтов предшествовало **изменение организационной структуры.** Последующие преобразования, связанные с переходом к другой форме собственности, частичной

приватизацией, изменением форм взаимодействия хозяйственных единиц, проводились на основе созданной ранее организационной структуры. Поэтому фактически в рамках реструктурирования, а затем и акционирования и первоначального этапа приватизации (до первой половины 1998 г.) в **газовом субсекторе организационная структура была представлена следующими хозяйственными единицами:**

- **РАО «Газпром»** (добыча, магистральный транспорт и реализация природного газа);
- **АО «Росгазификация»** и система региональных АО (газораспределительных компаний – ГРК) по распределению (реализации) природного газа;
- независимые производители газа – **ПО «Норильскгазпром», ПО «Якутгазпром»; АНК «Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания» («СИБУР»);** отдельные **нефтяные компании**, добывающие нефтяной (попутный) газ.

При этом основную долю российской **добычи** природного газа обеспечивало РАО «Газпром» – около 94–95%, а основную долю **реализации** собственно конечным потребителям – АО «Росгазификация» (на начальном этапе преобразований – свыше 95%).

В этой связи формирование взаимодействия хозяйственных единиц в рамках субсектора необходимо рассматривать, с одной стороны, в рамках компании РАО «Газпром», а с другой – по линии взаимодействия «Газпрома» с внешней средой (в данном случае – с перепродавцами и потребителями газа).

Как мы отмечали выше, при формировании РАО «Газпром» как единого акционерного общества ставка делалась на примат внешней конкуренции над внутренней. Именно в силу данного обстоятельства, а также основных социально-экономических условий (требований) функционирования и были определены формы внутреннего и внешнего взаимодействия.

К **основным социально-экономическим условиям (требованиям)** функционирования РАО «Газпром», и вообще газового субсектора, в условиях переходного периода следует отнести:

- надежность снабжения потребителей РФ газом на договорной основе;
- сдерживание темпов инфляции в экономике (отсюда государственное регулирование цен – см. ниже);

¹ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 25. Ст. 2224.

- формирование доходов государственного бюджета – фискальное налогообложение, ориентированное на изъятие значительной части не только прибыли, но и амортизационных отчислений (см. ниже).

Основным результатом действия отмеченных выше условий (требований) явилось резкое **нарастание неплатежеспособности потребителей** за поставленный газ на внутреннем рынке. С целью **преодоления негативных последствий неплатежеспособности** РАО «Газпром» приняло шаги, направленные на:

- усиление административно-распределительных (неэкономических или властных) форм взаимодействия в рамках компании;
- развитие контрактных (договорных) форм взаимоотношений – сначала с перепродавцами, а затем и с потребителями природного газа.

Основанием для формирования отношений РАО «Газпром» с *предприятиями первой группы* на основе административно-распределительных (властных) форм служило то, что данные предприятия вошли в состав компании всеми своими активами на правах структурных подразделений. Поэтому для определения статуса подобных структурных подразделений был выбран термин **«дочернее предприятие»**. Дочерние предприятия имели статус юридического лица, но не выпускали собственных акций и с этой точки зрения в большей степени подходили под определение **«общества с ограниченной ответственностью»**.

Отношения РАО со структурными подразделениями оформлялись в виде внутренних договоров – таких как, например, *«Договор о закреплении за Предприятием «Надым-газпром» РАО «Газпром» имущества, являющегося собственностью РАО «Газпром»*.

Собственником всего имущества предприятий первой группы являлось РАО «Газпром», а на структурные подразделения возлагались обязанности по использованию данного имущества по назначению, прежде всего для выполнения главной задачи – *«бесперебойной работы предприятия по обеспечению газом потребителей в ЕСГ»*. Вопросы сбыта природного газа, финансирования не только инвестиционных программ, но и текущего функционирования дочернего предприятия – все это в течение 1993–1996 гг. стало прерогативой Правления РАО «Газпром». Дочерние предприятия

в конечном счете были переведены на режим бюджетно-сметного финансирования – в марте 1995 г. Правлением РАО «Газпром» было принято решение о том, чтобы *«для усиления контроля за использованием финансовых и других ресурсов разработать и утвердить сметы затрат по каждому дочернему предприятию...»*¹.

Развитие форм внешнего взаимодействия РАО «Газпром» с газораспределительными компаниями и потребителями **во все большей степени стало осуществляться на основе договорных отношений**. Именно в связи с установлением контрактных форм взаимодействия в сфере реализации природного газа Правительством РФ были утверждены *Правила поставки газа потребителям Российской Федерации (Постановление Правительства РФ от 30 декабря 1994 г. № 1445 «Об утверждении Правил поставки газа потребителям Российской Федерации»*²). Цель принятия данных Правил – регламентация условий типовых договоров (контрактов) на поставку газа газотранспортными предприятиями РАО «Газпром» газораспределительным компаниям, а также типовых договоров между ГРК и конечными потребителями.

Данный документ содержал (в числе прочих) и такие условия:

- приоритетность поставок газа потребителям, не имеющим задолженности по оплате за газ и заключившим договор на условиях предоплаты по текущим (договорным платежам);
- недопустимость поставки газа без его учета и оплаты;
- государственное регулирование оптовых цен промышленности на газ в соответствии с действующим законодательством.

Вместе с тем этот документ не содержал упоминаний о возможности таких крайних мер, как прекращение договора в одностороннем порядке (прекращение поставок природного газа) в случае неоплаты ранее поставленного газа; не предусматривал порядок заключения договоров между покупателями и поставщиками газа в случае, если последние не имеют в своей собственности распределительных сетей, и т. д.

¹ Газ Уренгоя (Новый Уренгой). 1995. 11 марта.

² Собрание Законодательства РФ. 1995. № 2. Ст. 152.

Регламентация контрактных (договорных) отношений с потребителями природного газа, а также с ГРК во многом явилась реакцией РАО «Газпром» на нарастание неплатежеспособности потребителей на внутреннем рынке (при повышении роли последнего), а также на ухудшение финансового состояния компании из-за уменьшения роли экспорта природного газа (прежде всего ввиду роста цен на внутреннем рынке и постепенного сближения внутренних и внешних цен – см. ниже).

В целом главное направление динамики институциональной структуры основной составляющей газового суб-

сектора в 90-е гг. – сначала Государственного газового концерна, а затем Российского акционерного общества «Газпром» – состояло в приспособлении форм рыночной организации к решению задачи сохранения технологической, управленческой и финансово-экономической целостности компании. Однако собственно организационные преобразования не могут дать желаемого результата без наличия адекватного механизма функционирования формируемой структуры. Прежде всего это касается системы финансовых и экономических связей в рамках рассматриваемой системы.

Глава IV.3. || Финансово-экономические инструменты и механизмы трансформации

Цены, подходы к их формированию являются центральным моментом в процессе трансформации институциональной структуры. В рамках исходной институциональной структуры формирование цен на природный газ было направлено на выполнение таких задач (см. п. IV.1.3), как:

- обеспечение эффективности использования альтернативных видов топлива;
- изъятие в госбюджет рентной составляющей, обусловленной уникальными горно-геологическими условиями основных газовых месторождений Севера Западной Сибири (в явном виде);
- компенсация производителям газа издержек на его добычу.

При этом цены устанавливались административным путем исходя из принципа обеспечения рентабельного функционирования всего субсектора (прежде всего добычи природного газа). Отличительной особенностью административного ценообразования являлся периодический пересмотр цен – как правило, каждые 7–10 лет, с целью компенсации повышения издержек на добычу, транспорт и распределение природного газа.

Переходный период – от экономики централизованного планирования и управления к экономике, основанной на рыночных принципах, – обусловил изменения и в подходах к ценообразованию.

IV.3.1. || Цены – ключевое звено преобразований

Как это ни представляется парадоксальным, но при переходе к экономике, основанной на рыночных принципах, **в ценообразовании на природный газ на первом этапе (в 1992–1996 гг.) имело место не изменение принципов ценообразования, а, напротив, ужесточение существовавшей ранее системы.**

Это прежде всего связано с тем, что в 1992–1993 гг. были осуществлены:

- отказ от зональных цен и переход на единые цены на природный газ на всей территории России (независимо от удаленности от источников поставки);
- сохранение дифференциации цен только по различным категориям потребителей (коммунально-бытовой сектор и промышленные потребители);
- установление базовых оптовых цен промышленности на природный газ исходя из рентабельного функционирования ЕСГ в целом;
- переход от эпизодического утверждения цен на природный газ правительством к систематической индексации оптовых цен промышленности на природный газ;
- усиление фискального бремени за счет увеличения доли налоговой составляющей непосредственно в оптовых ценах промышленности на природный газ (особенно в связи с введением акцизных сборов).

На начальном этапе либерализации цены на все основные энергоресурсы были увеличены одинаково – в 5 раз (*Постановление Правительства РФ от 19 декабря 1991 г. № 55 «О мерах по либерализации цен»*¹). При этом сохранялся прежний порядок дифференциации цен.

Дальнейшим шагом явились попытки эпизодического совместного пересмотра уровней цен – как на нефть, так и на природный газ (с тем чтобы сохранить равную эффективность использования). Так, например, *Постановлением Правительства РФ от 18 мая 1992 г. № 318 «О государственном регулировании цен на энергоресурсы, другие виды продукции и услуг»* вводились «государственные регулируемые оптовые цены промышленности на нефть в размере 1800–2200 рублей за 1 тонну и на природный газ – 1100–1600 рублей за 1 тыс. м³ на условиях франко-назначения для всех потребителей, кроме населения...».

Однако начиная с 1993 г. правительство переходит к раздельному регулированию цен на различные виды энергоресурсов. Среди основных причин:

- введение более либерального ценообразования на нефть и нефтепродукты (см. часть II);
- стремление сдержать инфляционные процессы в экономике за счет усиления контроля за наиболее управляемым и более благополучным (с точки зрения состояния производственного аппарата прежде всего) субсектором – в данном случае газовым.

Именно в силу этих причин *Постановлением Правительства РФ от 29 января 1993 г. № 88 «О Государственном регулировании цен на природный газ и другие виды энергоресурсов»*² предусматривалось введение единых цен на природный газ с 1 февраля 1993 г. – оптовых цен промышленности в размере 3600 руб. за 1 тыс. м³ и цен для населения в размере 600 руб. за 1 тыс. м³. В связи с тем что не был ясен принцип изменения цен в условиях высоких темпов инфляции, предполагалось, что «ГГК «Газпром» совместно с Комитетом Российской Федерации по политике цен рассмотрят результаты финансовой деятельности предприятий газовой промышленности за 5 месяцев 1993 г. и при необходимости

представят в Совет Министров – Правительство Российской Федерации предложения об индексации цен на газ с учетом изменения цен и тарифов на потребляемые материальные ресурсы и услуги».

Поэтому вполне логичным **следующим шагом в формировании системы государственно-регулируемых цен стал переход от периодического их пересмотра к постоянной индексации.**

Такой принцип был закреплен постановлением *Правительства РФ от 13 июля 1993 г. № 678 «О государственном регулировании цен на природный газ и другие виды энергоресурсов»*³. Начиная с 15 августа 1993 г. была введена ежемесячная индексация оптовых цен промышленности на природный газ (кроме отпуска газа для населения и жилищно-строительных кооперативов).

Переход на единые оптовые цены промышленности на природный газ в значительной степени был обусловлен особенностями активов газового субсектора (в частности, отсутствием в необходимом количестве замерной аппаратуры и устройств, слабой степенью разветвленности системы магистральных газопроводов и т. д.), отсутствием опыта коммерческой работы по реализации газа в рамках РАО «Газпром» (до этого основная задача состояла в том, чтобы добывать природный газ и осуществлять его поставку на дальние расстояния).

Вполне очевидно, что такие принципы административного регулирования цен на основе индексации (цен, построенных на принципе «**издержки + налоги + рентабельность**») очень быстро вошли в противоречие с требованиями формируемой рыночно-ориентированной экономики. А именно: начали резко увеличиваться неплатежи за поставленный потребителям природный газ. В результате этого задолженность потребителей газа РАО «Газпром» на внутреннем рынке России стала стремительно приближаться к задолженности потребителей перед нефтедобычей.

Поэтому был подготовлен следующий документ – *Указ Президента Российской Федерации от 6 декабря 1993 г. № 2116 «Об обеспечении надежного газоснабжения потребителей Российским акционерным обществом «Газпром» в 1994–1996 годах»*⁴,

¹ Российская газ. 1991. 25 дек.

² Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1993. № 6. Ст. 486.

³ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1993. № 29. Ст. 2690.

⁴ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1993. № 50. Ст. 4860.

который предоставил «Газпрому» право принимать решения по изменению государственных регулируемых цен на газ при наличии договоренности с потребителями внутреннего рынка о срочном погашении ими задолженности и применении авансовых платежей. Данный указ в том числе предусматривал ряд **дополнительных льгот и компенсаций для компании за понесенные на внутреннем рынке убытки**:

- увеличение квоты «Газпрома» на экспорт природного газа в страны дальнего зарубежья до 111,1 млрд м³;
- уравнивание доли нужд газовой промышленности и федеральных государственных нужд в общем объеме экспорта (по квоте до 50%);
- ежемесячную оплату в рублевом исчислении экспортных поставок в счет федеральных нужд из валютной выручки по цене, эквивалентной 30 дол./1000 м³, а также оплату всех расходов, связанных с транспортировкой этого газа по территориям Украины, Беларуси, Молдовы;
- снижение таможенной пошлины на экспорт газа в страны дальнего зарубежья, страны СНГ и Балтии до 0,5 ЭКЮ в расчете на 1 т;
- освобождение от уплаты импортных таможенных пошлин на оборудование, материалы и другие товары, закупаемые для стабилизации и развития газовой промышленности;
- включение в объем реализации РАО выручки от экспорта в страны дальнего зарубежья (предусмотренного для нужд газовой промышленности), а также в страны СНГ и Балтии в рублевом исчислении по оптовым ценам промышленности с отчислением разницы по фактической валютной выручке по действующему курсу Центробанка РФ в единый фонд стабилизации и развития РАО;
- придание указанному фонду целевого назначения и освобождение зачисляемых в данный фонд средств от налогообложения при его формировании и дальнейшем перераспределении между предприятиями отрасли.

В целом политика ценообразования на природный газ в 1993–1996 гг. была связана с периодическим пересмотром базовых уровней цены в связи с изменением ставок акциза. Для периода, например, 1997–1998 гг. более характерны введение элементов контрактного ценообразования – в случае поставок газа промышленным потреби-

телям – и постепенное сближение цен на природный газ, отпускаемый перепродавцам для последующей реализации населению, с оптовыми ценами промышленности для промышленных потребителей.

Кризисная ситуация в экономике России в целом, значительный дефицит федерального бюджета послужили в 1995 г. причиной двукратного увеличения акциза – сначала до 25% от цены реализации (без налога на добавленную стоимость и специального налога) за 1 тыс. м³, а затем – до 30% (*Постановление Правительства РФ от 28 февраля 1995 г. № 208 «О государственном регулировании цен на природный газ»*¹, *Постановление Правительства РФ от 1 сентября 1995 г. № 859 «О ставке акциза на природный газ»*²). Соответственно повышению ставки акциза были увеличены и цены на природный газ, реализуемый конечным потребителям (кроме населения и жилищно-строительных кооперативов), – по *Постановлению Правительства РФ от 27 марта 1995 г. № 296 «О цене на природный газ»*³.

Динамика и уровень оптовых цен промышленности на природный газ во все большей степени стали определяться изменениями в системе налогообложения и принятым подходом к индексации (*рис. IV.1*).

Рассмотрение основных шагов в области **государственного регулирования цен** на природный газ в 1992–1996 гг. показывает, что:

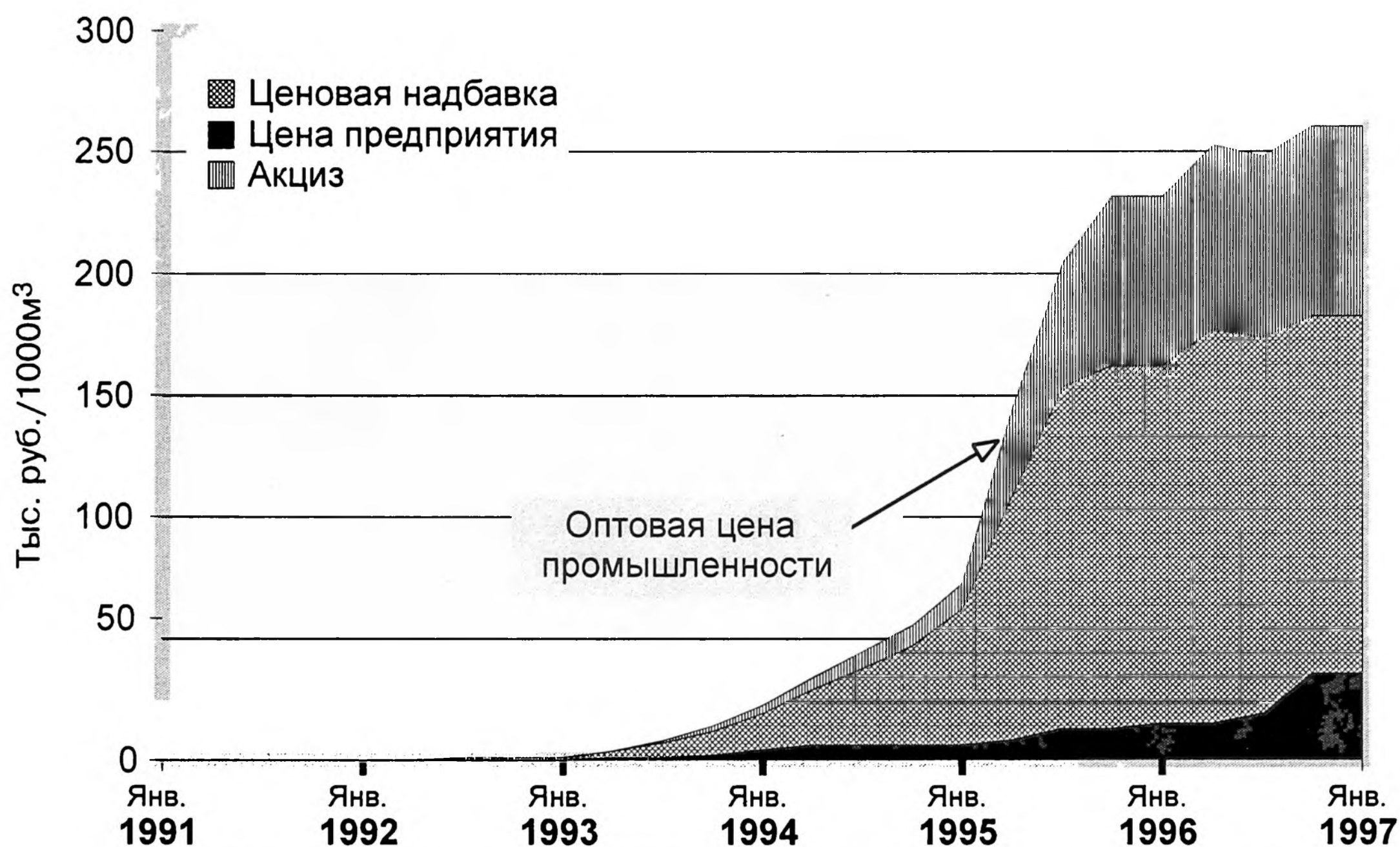
- применялись упрощенные схемы и подходы к регулированию цен на природный газ, основанные на индексации оптовых цен промышленности;
- изменение цен на начальном этапе не принимало во внимание факторы и условия, связанные с динамикой платежеспособного спроса на внутреннем рынке;
- динамика цен определялась такими факторами, как рост издержек в газовом секторе, темпы инфляции в экономике в целом, налоговая политика федерального правительства (особенно в части изменения ставок акцизов).

Вместе с тем подобные шаги позволяли «Газпрому»:

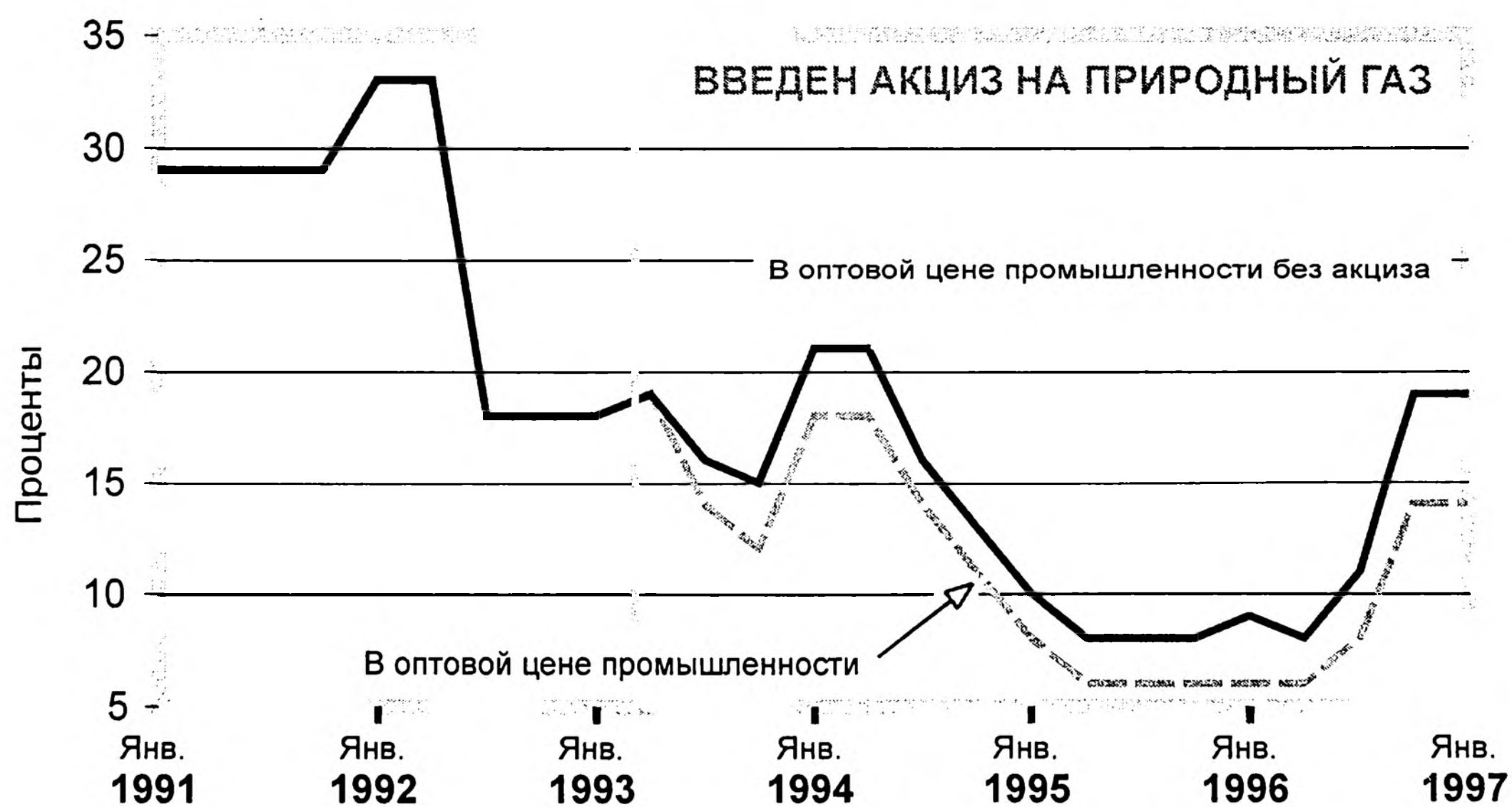
¹ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 17. Ст. 1533.

² Собрание Законодательства РФ. 1995. № 37. Ст. 3608.

³ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 14. Ст. 1249.



Динамика цен и акциза на природный газ



Удельный вес оптовой цены добывающего предприятия

Рис. IV.1. Показатели динамики цен и акциза на природный газ в 1991—1996 гг.

Источник: данные Минтопэнерго РФ.

- сохранять прежний затратный механизм ценообразования;
- обеспечивать формирование централизованных фондов и активно использовать перераспределение финансовых ресурсов в рамках единого акционерного общества (активно используя при этом административные перераспределительные процедуры);
- осуществить в очень сжатые сроки трансформацию Правления РАО из центра оперативно-хозяйственного управления газовой промышленностью в центр прибыли и ведения всей финансово-экономической политики компании (как перспективной, так и, что не менее важно, текущей);
- усилить инсайдерский контроль со стороны менеджеров компании за состоянием финансовых активов.

По мнению автора, рассмотрение ценовых аспектов является чрезвычайно важным, так как позволяет понять и оценить финансово-экономические основания многих решений РАО «Газпром», связанных с диверсификацией активов и политикой по отношению к различным территориям – субъектам Российской Федерации. Немаловажно и то, что становится более ясной роль и значение внешнеэкономической экспансии «Газпрома» (прежде всего на рынках стран со свободно конвертируемой валютой).

IV.3.2. Динамика финансового состояния РАО «Газпром» в 1991–1997 гг.

К решающим экономическим факторам, определяющим финансовое состояние основного хозяйствующего субъекта в газовом субсекторе экономики России – РАО «Газпром», несомненно, относятся:

- **цены** на добываемый и поставляемый потребителям природный газ – и прежде всего соотношение цен на внешнем и внутреннем рынках;
- **динамика платежеспособного спроса** на основных рынках поставки, сбыта природного газа;
- **государственная политика в области налогообложения.**

Здесь мы не рассматриваем факторы и условия, лежащие на стороне активов газового субсектора, – технико-экономические показатели освоения и добычи природного газа, возрастную структуру основных произ-

водственных активов, уровень реализации достижений научно-технического прогресса и т. д.

Важнейшим следствием включения в состав «Газпрома» ВО «Союзгазэкспорт» явилось то, что на начальном этапе преобразований в условиях внутренних низких цен на природный газ и низких цен на производственно-технические ресурсы (прежде всего на материалы и оборудование) поставки природного газа на внешний рынок определяли финансовое состояние компании.

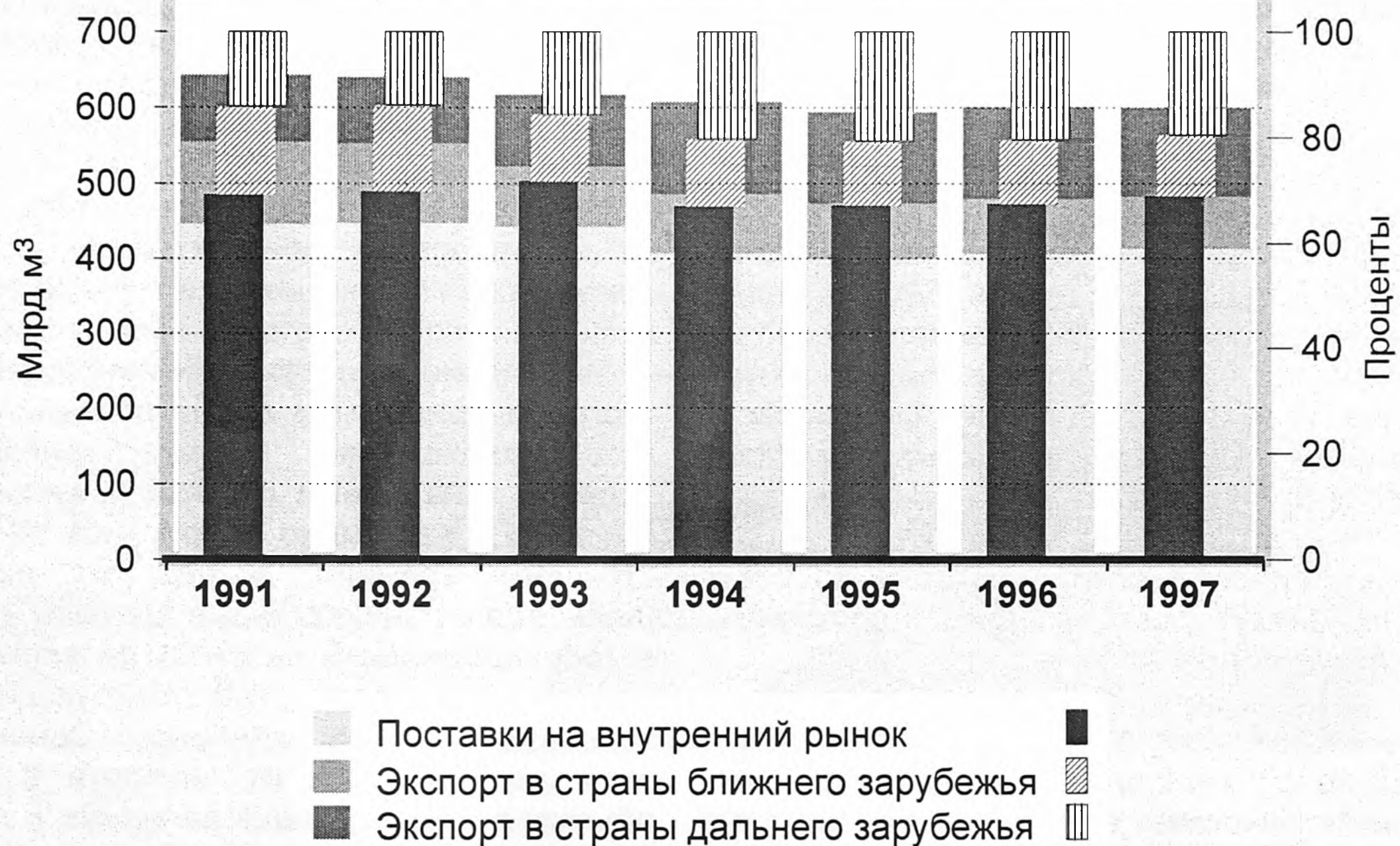
Включение в состав компании внешней торговли природным газом позволило создать необходимый «запас» финансовой прочности на самом первоначальном этапе (рис. IV.2). Как видно из рисунка, и до настоящего времени доходы от экспорта (несмотря на значительные платежи и сборы в государственный бюджет) являются важнейшим фактором, стабилизирующим финансовую систему компании. Однако при этом доля доходов от экспорта в общем объеме доходов, предполагаемых к получению компанией, неуклонно снижается, что заставляет ее больше внимания уделять проблемам платежеспособности потребителей внутреннего рынка за поставляемый природный газ (актуальность данной работы была в полной мере осознана компанией уже в конце 1994 г.). Вместе с тем доля выручки от экспорта газа в общем объеме фактических доходов РАО «Газпром» продолжает оставаться значительной (ввиду неплатежеспособности потребителей на внутреннем рынке): на начало 1993 г. она составляла 49%, в 1994 г. – 55%, в 1995 г. – 57%¹.

Из рис. IV.2 также видно, что приближение цен внутреннего рынка к ценам внешнего рынка значительно увеличило влияние неплатежей за природный газ, поставленный на внутренний рынок, на финансовое состояние компании. Именно поэтому в начале 1995 г. председатель Правления РАО «Газпром» **Р. И. Вяхирев** направил письмо премьер-министру **В. С. Черномырдину**², в котором, в частности, отмечалось, что «на 1 января 1995 года задолженность за газ достигла 16 трлн руб. Потребители России оплатили всего 49 процентов полученного газа...

В результате предприятия газовой промышленности вышли на начало 1995 года с большой задолженностью бюджету – более

¹ По отчетным данным РАО «Газпром».

² Бизнес МН. 1995. № 10.



Динамика физического объема поставок природного газа

Данные РАО "Газпром".



Динамика валового дохода от продажи природного газа

Оценки автора.

Рис. IV.2. Показатели поставок газа и валового дохода РАО "Газпром" в 1991—1997 гг.

1,5 трлн руб., поставщикам – 3 трлн руб., подрядным организациям – 1,7 трлн руб., по заработной плате – 250 млрд руб. В наиболее сложном положении оказались газодобывающие и газотранспортные предприятия северного региона, на долю которых приходится до 80 процентов всей задолженности и 75 процентов поставок газа.

В 1995 году из доходов РАО «Газпром» в бюджет уже дополнительно изъято 4,1 трлн руб. за счет повышения в 4 раза ставки таможенной пошлины и отказа Минфина РФ возмещать затраты, связанные с поставками газа по долгосрочным государственным кредитным соглашениям...».

В течение 1993–1997 гг. уровень оплаты за поставленный на внутренний рынок природный газ находился в интервале от 49 до 60% (включая зачет материальными ресурсами), при этом оплата в денежной форме не превышала 10% (а в отдельные годы, например в 1995 г., составляла около 7%)¹. Вполне понятно поэтому, что в результате имело место устойчивое превышение дебиторской задолженности над кредиторской, т. е. задолженность потребителей над задолженностью РАО «Газпром» смежникам и поставщикам². Если на 1 января 1994 г. данное превышение составляло около 1 трлн руб., то на 1 января 1995 г. – уже свыше 9 трлн руб. Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности сохранялось в 1993–1996 гг. на уровне больше единицы (табл. IV.2):

Таблица IV.2. Показатели финансового состояния РАО «Газпром» в 1993–1996 гг.

	1993	1994	1995	1996
Соотношение дебиторской и кредиторской задолженности	2,2	1,2	2,4	2,2
Доля выручки от экспорта газа в общей сумме выручки, %	49	55	57	Н.д.

Источники: Бизнес МН. 1995. № 4; Рабочая трибуна. 1997. 28 июля (Сводный бухгалтерский баланс РАО «Газпром» на 1 января 1997 г.).

¹ Деловой мир. 1997. 15 апр.
² Итоги работы Минтопэнерго России в 1994 году. – М.: ИнфоТЭК, 1995.

Повышение роли и значения внутреннего рынка для финансового состояния компании явилось внешним фактором, заставившим компанию искать пути и формы повышения уровня оплаты за поставленный природный газ, а также в большей степени учитывать в своей финансовой и экономической политике факторы, лежащие на стороне спроса.

Политика в области налогообложения газового субсектора, как и в рамках предшествующей экономической системы, была (и продолжает оставаться) направлена на изъятие значительной части дохода от реализации газа в государственный бюджет. **Агрегированная структура цены на природный газ** (по состоянию на начало 1998 г.) выглядела таким образом³:

- доход РАО «Газпром» – 13%;
- прямые затраты всех видов – 33%;
- все виды налогов – 54%.

Только в 1996 г. из израсходованной прибыли в сумме 23,9 трлн руб. почти 50% было направлено на уплату пени и штрафов по платежам в бюджет в связи с несвоевременной оплатой поставленного природного газа (см. газету «Рабочая трибуна» от 25 июля 1997 г.).

Поэтому в условиях ужесточения бюджетных ограничений Правление РАО «Газпром» во все большей степени продолжает политику на использование возможностей и преимуществ единой компании. Именно с этой целью проводится дальнейшая концентрация всех финансовых потоков на уровне Правления РАО «Газпром», и данный орган управления превращается в реальный центр прибыли всей компании в целом. Наличие единого финансового центра позволило достаточно гибко осуществлять перераспределение финансовых ресурсов внутри компании. Именно наличием системы перераспределения финансовых ресурсов в рамках компании объясняется то, что, например, за первое полугодие 1995 г. при себестоимости газа в целом по РАО в размере 12 трлн руб. капиталовложения составили 9 трлн руб., социальные расходы – 6,3 трлн, а дополнительные текущие расходы – 11 трлн руб. Размер централизованного стабилизационного фонда за первое полугодие 1995 г. составил 15 трлн руб.⁴

Поэтому, несмотря на значительные неплатежи за поставленный природный газ на

³ Нефтегазовая вертикаль. 1998. № 1.
⁴ Известия. 1995. 4 авг.

внутреннем рынке, «Газпрому» удавалось формировать **финансовые ресурсы, необходимые для поддержания высоких уровней текущей добычи газа**. Однако при этом **финансовые возможности компании не позволили сформировать необходимый объем ресурсов для осуществления крупномасштабных проектов по освоению новых крупных месторождений** – таких как освоение **п-ова Ямал** и ввод в разработку **Заполярного месторождения** (который предполагался на 1997 г.) в Надым-Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

В уже упомянутом нами выше письме председателя Правления РАО Р. И. Вяхирева премьер-министру В. С. Черномырдину также отмечалось, что «в настоящее время основные месторождения (Уренгойское, Медвежье, Оренбургское, Вынгапуровское и другие) находятся в стадии падающей добычи. Для поддержания объемов производства на достигнутом уровне крайне необходим ввод дожимных компрессорных станций на Уренгойском месторождении, ввод новых небольших северных месторождений, строительство и реконструкция газотранспортных систем. Если же учесть, что в последние годы резко сокращались объемы строительства и ввода объектов и за 4 последних года введено всего 6 установок комплексной подготовки газа, 7 дожимных компрессорных станций и 8 тыс. км газопроводов, становится очевидным, что при внешнем благополучии с поставками газа подрываются основы дальнейшего функционирования Единой системы газоснабжения, надежность и стабильность ее работы.

Чтобы частично поправить положение с вводом объектов, требуется, как минимум, освоить в 1995 году 17,6 трлн руб. капитальных вложений. Такими средствами РАО «Газпром» не располагает...

РАО «Газпром» считает, что использование газовой промышленности в качестве «донора» крайне опасно для российской экономики... ».

В этой связи происходит **переоценка компанией роли и места заемных источников**. Если на первоначальном этапе Правление РАО ориентировалось исключительно на использование собственных средств – доля заемного финансирования инвестиционных проектов и программ в 1993–1995 гг. не превышала 5–10%, то уже в 1996 г. уровень зависимости (с выходом на внешний фондовый рынок) начинает увели-

чиваться. Только в течение 1997 г. «Газпромом» было открыто около 7 млрд дол. организованного кредитного финансирования из различных источников (кредиты «Креди Лионнэ», «Дрезднер Банка», «Маннесмана» и др.)¹.

В этом случае компания неизбежно сталкивается с **дилеммой инсайдера** – привлечение внешних ресурсов в значительных объемах (особенно с внешних финансовых рынков) требует определенного уровня прозрачности компании и открытости ее для внешних финансовых институтов. Данная дилемма вступает в явное противоречие с системой внутреннего перекрестного субсидирования и перераспределения финансовых ресурсов внутри компании. Выход из данной ситуации (при сохранении ориентации на привлечение заемных источников) – реструктурирование компании в направлении повышения степени прозрачности внутренних финансовых потоков.

Ужесточение бюджетных ограничений неизбежно приводит Правление РАО «Газпром» и к необходимости решения проблемы платежеспособности потребителей на внутреннем рынке.

В целом усложнение финансового состояния компании (при продолжении государством политики изъятия значительной части дохода от продажи природного газа) требует **повышения внимания к финансово-экономическим аспектам деятельности** – к расширению присутствия на рынке капиталов, вхождению в сферу реализации газа и изысканию форм повышения платежеспособности потребителей за поставленный природный газ. Необходимость решения данных финансово-экономических проблем вызывает необходимость реструктурирования компании (см. ниже главу IV.4).

IV.3.3. От поставок газа – к его реализации (изменение поведения РАО «Газпром» на внутреннем рынке)

Возрастание роли внутреннего рынка в состоянии финансов и решении проблем развития РАО «Газпром» неизбежно вызвало необходимость поиска форм и методов учета особенностей платежеспособного спроса

¹ Финансовые известия. 1997. 25 нояб.

со стороны различных групп потребителей. Направления, в которых происходило **формирование рыночной модели поведения компании на внутрироссийском рынке** природного газа, следующие:

- **регламентация условий поставки** природного газа;
- **стимулирование повышения платежной дисциплины** потребителей;
- **замораживание цен** на природный газ в течение определенных промежутков времени;
- **переход на прямые поставки** природного газа отдельным крупным потребителям;
- **использование гибких форм компенсации неплатежей** за ранее поставленный природный газ;
- **реализация права собственника** природного газа во взаимоотношениях с газораспределительными компаниями.

Регламентация условий поставки природного газа нашла отражение в принятии в конце 1994 г. *Правил поставки газа потребителям Российской Федерации* (Постановление Правительства РФ от 30 декабря 1994 г. № 1445 «Об утверждении Правил поставки газа потребителям Российской Федерации»¹). В данном документе впервые содержались не только и не столько технические аспекты поставки газа, сколько определение основных рамок контрактных условий. Значительный акцент был сделан на контрактные аспекты поставки – своевременность оплаты, недопустимость поставки без учета и оплаты, возможность предоставления скидок к установленным государством ценам в случае предоплаты и др.

Детализация финансово-экономической стороны контрактов на поставку природного газа, а также **повышение гибкости контрактных условий** были обусловлены в первую очередь возрастанием роли и значения внутреннего рынка. Новые контрактные условия были практически апробированы уже в 1994 г. Непосредственно в РАО «Газпром» (под эгидой одного из подразделений аппарата Правления – Главного управления по экономической эффективности) были подписаны соглашения между:

- дочерним предприятием «**Лентрансгаз**» и Пикалевским объединением «Глино-

зем» (г. Пикалево Ленинградской области) о 15-процентном снижении цены на газ – условием снижения цены была определена 20-процентная предоплата²;

- дочерним предприятием «**Севергаз-пром**» и Сыктывкарским лесопромышленным комплексом о снижении цены на 12% – условием было выдвинуто погашение задолженности за ранее поставленный газ³.

Тем самым новые контрактные условия в большей степени начинают учитывать спросовые ограничения и **стимулировать повышение платежной дисциплины со стороны потребителей**. Следует заметить, что при этом не идет речь о полностью контрактных отношениях в общепринятом смысле между потребителем газа и его поставщиком – ввиду того что цены регулируются государством. Поэтому предметом финансово-экономической стороны контракта в рамках переходной экономики становится не цена, а скидки с установленной государством цены.

В течение 1995–1996 гг. предпринимаются попытки **замораживания цен на природный газ** – приостановления их индексации (Постановление Правительства РФ от 12 февраля 1996 г. № 140 «О мерах по ограничению роста цен (тарифов) на продукцию (услуги) естественных монополий»⁴). Однако ожидаемый эффект данные меры не принесли – задолженность потребителей не только не уменьшилась, но даже обнаружила тенденцию к росту. В этой связи во второй половине 1996 г. был осуществлен возврат к ежемесячной индексации оптовых цен промышленности на природный газ для производственных нужд (Постановление Правительства РФ от 17 июля 1996 г. № 869 «О регулировании цен (тарифов) на продукцию (услуги) отраслей естественных монополий во втором полугодии 1996 г.»⁵).

В 1997–1998 гг. контрактные условия на поставку были дополнены важным «недостающим» пунктом – о **возможности прекращения (или) ограничения подачи газа** организациям-потребителям в случае неоплаты ранее произведенных поставок. В декабре 1996 г. Указом Президента РФ было поручено правительству разработать и

² Сегодня. 1994. 23 нояб.

³ Сегодня. 1994. 29 нояб.

⁴ Собрание Законодательства Российской Федерации. 1996. № 8. Ст. 772.

⁵ Собрание Законодательства Российской Федерации. 1996. № 31. Ст. 3733.

¹ Собрание Актов Президента и Правительства РФ. 1995. № 2. Ст.152.

утвердить соответствующие условия прекращения поставок (*Указ Президента РФ от 28 декабря 1996 г. № 1782 «О повышении надежности обеспечения газом потребителей Российской Федерации»*¹), которые и были утверждены в самом начале 1998 г. (*Постановление Правительства Российской Федерации от 5 января 1998 г. «О порядке прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов»*²).

Переход, начиная с 1994 г., РАО «Газпром» к гибким формам оплаты поставляемого потребителям природного газа прежде всего предполагал **изменение системы поставок**.

В рамках предшествующей институциональной структуры ГК «Газпром» и на начальном этапе – РАО «Газпром» поставляли природный газ газораспределительным компаниям. Последние, в свою очередь, осуществляли собственно реализацию природного газа конечным потребителям (как производственным, так и коммунально-бытовым). Соответственно осуществлялось и движение финансовых средств – от потребителя через счета ГРК на счета РАО «Газпром» (или, точнее, на счета уполномоченных дочерних предприятий магистрального транспорта газа). Однако при этом, поскольку доля ГРК в цене конечной реализации составляла 10–12%, ГРК были заинтересованы в получении прежде всего данной суммы. Поступление остальных средств (при гарантированной подаче газа) для ГРК было не столь «актуально» и к тому же сопряжено с огромной дополнительной работой (особенно в случае сложных материальных зачетных схем вне территориальных границ деятельности конкретной ГРК), которую региональные ГРК были не в состоянии осуществлять.

Так, например, в Тульской области реализацией природного газа занимались **АО «Тулаоблгаз»** и **АО «Тулагоргаз»**. Однако при среднем по области уровне оплаты за газ потребителями в 1996 г. на уровне в 62% «Газпрому» перечислялось в среднем не более 6%³.

В этой связи РАО «Газпром» стремится выйти на **прямые контракты с круп-**

ными конечными потребителями на поставку им природного газа. Начиная с 1995 г. все контракты с объемом поставки свыше 100 млн м³ в год рассматриваются и утверждаются Правлением компании. «Газпром», в силу экстерриториального характера его деятельности и больших финансовых возможностей, получает значительную свободу маневра в организации более гибких форм оплаты природного газа (прежде всего в форме материальной компенсации). Так, например, в 1997 г. **ОАО «Череповецкий Азот»** был предоставлен беспроцентный товарный кредит для поддержания мощностей по выпуску удобрений, которые затем должны были быть реализованы в том числе и через систему торговых представительств РАО «Газпром»⁴.

Результатом данных усилий явилось то, что по состоянию на начало 1997 г. доля «Газпрома» на внутрироссийском рынке природного газа, реализуемого конечным потребителям, приблизилась к 15%⁵ (*рис. IV.3*).

Расширение присутствия РАО «Газпром» на внутреннем рынке реализации природного газа потребовало изменения и уточнения форм контрактных отношений не только с потребителями, но и с ГРК. Необходимость данных изменений была связана:

- с обеспечением гарантированного получения средств на счета РАО «Газпром» от реализации природного газа;
- с гарантированным доступом РАО «Газпром» непосредственно к конечным потребителям.

С целью обеспечения гарантированного поступления средств от реализации природного газа на счета «Газпрома» были расширены и дополнены контрактные условия договоров газоснабжения. Было предусмотрено, что начиная с 1997 г. все средства, поступающие на счета ГРК, будут направляться на специальные (так называемые транзитные) счета для того, чтобы в течение суток перечислить деньги на счета владельцев газа (согласно п. 4 Указа Президента РФ № 1782).

Вполне объяснимо стремление «Газпрома» поставить ГРК в положение чисто локальных газотранспортных компаний, обеспечивающих перекачку газа по сетям низкого давления от «трансгазов» к конечным потребителям на основе единых цен

¹ Собрание Законодательства Российской Федерации. 1997. № 1. Ст. 116.

² Российская газ. 1998. 15 янв.

³ Рабочая трибуна. 1994. 24 янв.

⁴ Рабочая трибуна. 1998. 9 янв.

⁵ Красный Север (Салехард). 1997. 24–30 апр.

ПРОИЗВОДИТЕЛИ

ПЕРЕДАЧА

ПОТРЕБИТЕЛИ

Газопроводы
РАО "Газпром"

Распреде-
лительные
сети

Коммунально-
бытовой
сектор

Дочерние предприятия РАО "Газпром"

Прочие

ГАЗОХРАНИЛИЩА

Газохранилища

ГРК

Конечные
потребители

Крупные
промышленные
потребители

Электростанции

Промышленные и
непромышленные
потребители
изолированных локальных
рынков

— Традиционные направления поставок газа
== Формирующиеся направления поставок газа

Рис. IV.3. Природный газ на пути от производителя к потребителю
(схема российского газового рынка)

(транспортных тарифов) на предоставление услуг по перекачке. С этой целью начиная с 1997 г. РАО «Газпром», точнее, выделенное из состава аппарата Правления РАО подразделение по реализации газа – **ООО «Межрегиональная компания по реализации газа» («Межрегионгаз»)** – начало принимать попытки заключения трехсторонних соглашений РАО «Газпром» – ГРК – потребитель с целью урегулирования вопросов доступа к распределительным сетям.

С тем чтобы подобные контракты были выгодны участвующим сторонам, «Газпрому» было предоставлено право устанавливать в 1997 г. более значительные скидки для российских потребителей – в размере более 40% против цены газа (при условии оплаты поставок газа в денежной форме с применением авансовых платежей). Данное право «Газпрому» было предоставлено на основании специального Указа Президента РФ от 19 июня 1997 г. № 628 «О снижении цен на газ для российских потребителей»¹.

Однако препятствием на пути реализации «Газпромом» права собственности на природный газ стало отсутствие в Правилах поставки газа, принятых в 1993 г. (см. выше), определения условий доступа собственников газа к газораспределительным сетям. Возможные выходы из этой ситуации – такие как строительство собственных распределительных сетей или приобретение пакетов акций ГРК (например, в 1997 г. **Ивановский филиал ООО «Межрегионгаз»** стал владельцем 23-процентного пакета акций **АО «Ивановооблгаз»**)² – не всегда оправданы и эффективны. Наиболее эффективный путь – совершенствование контрактных условий на основе нового регулирующего механизма.

В этой связи в 1998 г. была принята новая редакция *Правил поставки газа в Российской Федерации (Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 г. № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации»*)³. Особенность этого документа – регламентация условий заключения договоров «в соответствии с положениями об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе РАО «Газпром» и к газораспределительным сетям».

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что почти все из рассмотренных выше шагов РАО «Газпром» по повышению степени оплаты поставляемого газа на внутренний рынок в той или иной степени закреплены (утверждены) на государственном уровне. Таким образом, трансформируются не только рассмотренные выше контрактные условия поставки газа, но и процедуры иерархического торга между ведущей компанией и органами власти. С целью повышения уровня реальной налогооблагаемой базы государственного бюджета на правительственном уровне происходит изменение нормативно-правового пространства, которое направлено также и на улучшение финансового состояния «Газпрома» в связи с его значительной ролью в формировании доходной базы бюджета и сохраняющимся выполнением социально-ориентированных функций.

При этом если на федеральном уровне определяются рамочные условия повышения степени оплаты за природный газ и компенсации выполнения социальных функций, то более конкретные условия и формы расчетов и компенсации определяются преимущественно на уровне отдельных крупных производственных потребителей (в случае использования газа для производственных нужд) или на уровне отдельных регионов – субъектов Федерации (в случае использования природного газа для коммунально-бытовых и производственных нужд).

Начиная с 1994 г. «Газпром» стал проводить **политику заключения двухсторонних соглашений с региональными органами власти и управления**. Основная направленность соглашений – совместное решение проблем, связанных с оплатой природного газа. Это касалось как ранее выполненных поставок газа, так и создания надежной системы расчетов за газ в будущем. Именно поэтому, например, начиная с 1997 г. РАО «Газпром» стало все более активно включать в виде неопременного условия подобных соглашений переход на заключение на территориях трехсторонних соглашений. Тем самым «Газпром» стремился, в отсутствие норм и правил, гарантирующих компании доступ к газораспределительным сетям, обеспечить себе решение данной проблемы при поддержке региональных органов власти.

Поэтому со стороны РАО «Газпром» **превалирующие направления сотрудничества с регионами** предусматривали получение:

¹ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 25. Ст. 2904.

² Рабочая трибуна. 1998. 16 янв.

³ Российская газ. 1998. 19 февр.

- прямого доступа к крупным потребителям;
- гарантий имущественных прав РАО «Газпром» на предприятия по транспортировке и распределению газа, находящиеся на территории (как правило, закрепление разделения и совместного управления государственным пакетом акций газотранспортных предприятий – например **АО «Газсервис» (Башкирия), РАО «Татстройгазификация» (Татария)**);
- пакетов акций в собственность (или доверительное управление) компаний, технологически связанных с основной производственной деятельностью РАО «Газпром» (таких, например, как предприятия по переработке углеводородов – в случае с **АО «Салаватнефтеоргсинтез» в Башкирии**¹);
- гарантий сохранения правил на использование земельных участков, занятых объектами РАО «Газпром», а также преимущественного рассмотрения заявок на получение лицензий на право разведки и разработки месторождений углеводородов.

В течение 1994–1997 гг. «Газпромом» были подписаны соглашения с такими территориями-должниками (причем с некоторыми из них дважды – в 1995 г. и в 1997 г.), как Башкортостан, Татарстан, Москва, Чувашия, Ингушетия, Владимирская, Оренбургская, Свердловская, Волгоградская, Орловская области и др., – всего свыше 20 соглашений.

В свою очередь, в подобных соглашениях РАО «Газпром» гарантировало обеспечение регионов газом в необходимых объемах и совместное участие в проектах по развитию газификации территорий. Тем самым «Газпром» стремился (и стремится) создать и расширить сеть собственных распределительных газопроводов и одновременно создать предпосылки увеличения потенциальной емкости региональных рынков. Помимо этого РАО «Газпром» в рамках подобных соглашений предусматривало и расширение степени замещения импортных материалов и оборудования для нужд компании (на что, например, особый акцент был сделан в соглашении со **Свердловской областью**²).

Так, в рамках соглашения РАО «Газпром» с правительством **Республики Татарстан** были предусмотрены³:

- передача долгов за поставленный газ в распоряжение Татарстана (для последующего использования данных средств на цели газификации);
- передача в фонд газификации республики дополнительно 15-процентных отчислений от цены реализации газа;
- передача «Газпрому» в доверительное управление республиканской доли в уставном капитале РАО «Татстройгазификация».

Динамика финансово-экономических инструментов трансформации институциональной структуры газового субсектора (и прежде всего РАО «Газпром») была обусловлена такими важнейшими обстоятельствами, как:

- **социальная направленность** (обусловленная такими факторами, как безальтернативность во многих случаях спроса на природный газ, отсутствие альтернативных источников налоговых поступлений для формирования доходной части государственного бюджета);
- **государственное регулирование цен** на природный газ (что, в частности, привело к тому, что по состоянию на начало 1998 г. природный газ являлся самым дешевым видом топлива – в пересчете на тонну условного топлива в 1,6 раза дешевле мазута и в 2 раза дешевле угля; в течение 1992–1998 гг. произошло относительное удешевление природного газа почти на 30% по сравнению с ценами на другие энергоносители);
- **сохранение затратных схем и подходов к формированию цен** на природный газ (по формуле «издержки + рентабельность + налоги») в рамках РАО «Газпром» как единого акционерного общества;
- **усиление жесткости бюджетных ограничений** (прежде всего изменение соотношения между внешним и внутренним рынками поставки газа – возрастание роли и значения последнего).

Под влиянием данных обстоятельств **динамика финансово-экономических инструментов трансформации институциональной структуры происходит в таких направлениях**, как:

- **развитие и расширение форм и способов учета спросовых ограничений** со стороны внутреннего рынка;
- **введение элементов договорного ценообразования** (возврат к системе

¹ Коммерсантъ-Daily. 1998. 21 февр.

² Коммерсантъ-Daily. 1997. 13 мая.

³ Коммерсантъ-Daily. 1995. 9 авг.; Российская газ. 1995. 17 окт.

региональной дифференциации цен – см. ниже);

- **развитие договорных (контрактных) форм взаимодействия** хозяйственных единиц в рамках газового субсектора (создание предпосылок перехода к формам прямого взаимодей-

ствия по линии «поставщик – покупатель» и перевода услуг по транспортировке газа на тарифные условия);

- **рационализация внутренней организационной структуры** (не только создание ООО «Межрегионгаз», но и проведение общей реструктуризации компании).

Глава IV.4.

Формирование нового регулирующего механизма и новой роли государства

Регулирующий механизм в газовом субсекторе призван прежде всего обеспечить прозрачность и ясность всех операций в рамках субсектора (особенно с финансово-экономической точки зрения), а также обеспечить формирование условий и предпосылок становления и развития конкурентной среды (в первую очередь в сфере торговли природным газом, т. е. формирование взаимодействия по линии «поставщик – потребитель» на основе контрактов, отражающих взаимоприемлемые для обеих сторон условия).

В условиях газового субсектора России первостепенное значение в переходном периоде приобрело не столько формирование конкурентной среды (в силу специфических особенностей активов субсектора – см. выше), сколько достижение необходимой степени финансово-экономической прозрачности основного субъекта субсектора – РАО «Газпром». Непрозрачность и неясность данной компании во многом явилась следствием применения государством упрощенного регулирующего механизма в 1992–1997 гг.

IV.4.1.

РАО «Газпром» – финансовые инструменты и организационные меры консолидации

Создание и функционирование РАО «Газпром» в статусе единого акционерного общества, объединяющего стадии разведки, добычи, магистрального транспорта и – частично – распределения природного газа, было бы невозможно без создания адекват-

ных механизмов консолидации и последующей коммерциализации АО.

К числу **важнейших финансово-экономических инструментов консолидации** РАО «Газпром» и становления компании как коммерчески-ориентированной хозяйственной единицы следует, по мнению автора, отнести:

- **выход компании на внешний рынок торговли природным газом;**
- **систему аккумуляирования финансовых ресурсов всей компании на уровне Правления РАО «Газпром»** – создание системы централизованных фондов в рамках компании;
- **систему внутреннего ценообразования.**

Организационными мерами, обеспечивавшими работоспособность финансово-экономических инструментов в 1992–1998 гг., были:

- **понижение статуса основных производственных подразделений**, входящих в состав компании, и повышение не только финансовой, но и в целом экономической роли Правления РАО «Газпром»;
- **создание единой централизованной системы реализации природного газа на внутреннем рынке** (создание в декабре 1996 г. **ООО «Межрегионгаз»**);
- **создание финансово-кредитных учреждений** (прежде всего коммерческих банков – таких как **«Газпромбанк»**, **«Национальный Резервный Банк»**, **«Внешторгбанк»**, **«Империял»**, каждый из которых ориентирован на обслуживание определенного вида операций).

Именно **сочетание финансово-экономических и организационных инструментов позволило и позволяет компании**, несмотря на нестабильное внешнее экономико-правовое пространство

и в целом сложную экономическую ситуацию, **поддерживать стабильно высокие уровни добычи и обеспечивать выполнение долгосрочных контрактов по поставкам природного газа на внешний рынок.** Вместе с тем результатом действия отмеченных выше финансово-экономических инструментов является, по мнению автора, **уменьшение степени внутренней прозрачности компании.**

Финансово-экономическая прозрачность компании означает прежде всего наличие достаточно ясного представления и оценки того, где и какие издержки возникают и, следовательно, какова сравнительная экономическая эффективность различных видов производственно-хозяйственной деятельности.

Роль экспорта и доходов от поставки природного газа на внутренний рынок в обеспечении финансовой устойчивости компании была рассмотрена нами выше. Здесь лишь следует подчеркнуть, что начиная с 1990 г. доходы от экспорта, которые получал сначала ГГК, а затем и РАО «Газпром», направлялись в централизованные (на уровне компании) финансовые фонды. При этом важнейшая особенность перечислений в единый фонд стабилизации и развития РАО «Газпром» (как за счет доходов от экспорта, так и отчислений от себестоимости природного газа) – *«освобождение зачисляемых в данный фонд средств от налогообложения при его формировании и дальнейшем перераспределении между предприятиями отрасли»* (в соответствии с упоминавшимся выше Указом Президента РФ от 6 декабря 1993 г. № 2116).

В целом в рамках газового субсектора в 1993–1995 гг. существовали следующие **внебюджетные фонды:**

- отраслевой внебюджетный фонд НИОКР РАО «Газпром»;
- единый фонд стабилизации и развития РАО «Газпром»;
- единый фонд стабилизации и развития Российского государственного предприятия по организации газификации и газоснабжения «Росстройгазификация».

Единый фонд стабилизации и развития РАО «Газпром» формировался на основе отмеченных выше принципов более трех лет. Сначала были отменены отчисления от себестоимости (по Указу Президента РФ от 1 сентября 1995 г. № 894 «О частичном признании утратившим силу Указа Президента РФ от 5 ноября 1992 г. № 1333»¹), а затем и

перечисления не облагаемой налогами валютной выручки от экспорта (Указ Президента РФ от 1 апреля 1996 г. № 461 «О признании утратившим силу пункта 9 Указа Президента РФ от 6 декабря 1993 г. № 2116»²). Причина отмены – колоссальные размеры внебюджетных фондов в российской экономике в целом (величина фондов стала сравнимой с федеральным бюджетом), что значительно искажало представление о ресурсах бюджетной системы страны. В этой связи Международный Валютный Фонд связал предоставление России в 1996 г. кредита на сумму 10,2 млрд дол. США с консолидацией всех государственных финансов в бюджете.

Тем не менее наличие централизованного фонда стабилизации и развития РАО, сформированного на льготной основе за счет отчислений от себестоимости природного газа и выручки от его экспорта, послужило одним из наиболее сильных финансовых инструментов консолидации всех финансовых потоков на уровне Правления компании. В свою очередь, освобождение средств централизованного фонда стабилизации и развития РАО от налогообложения создало возможности (при перечислении средств фонда в рамках компании) искажения величины реально осуществленных в том или ином месте издержек.



Система внутреннего ценообразования

Наличие централизованных фондов и возможность осуществления льготного перераспределения средств в рамках компании послужили основой формирования **системы внутреннего трансфертного ценообразования.** Формирование данной системы ценообразования в рамках РАО «Газпром» было обусловлено следующими обстоятельствами:

- **наличием единых цен реализации** природного газа всем внешним потребителям;
- **стремлением обеспечить безубыточность функционирования** РАО в целом;
- **наличием в составе компании не только добычи, но и магистрального транспорта газа;**
- **возможностью льготных трансфертов средств** с уровня Правления на уровень отдельных производственных

¹ Собрание Законодательства РФ. 1995. № 36. Ст. 3529.

² Собрание Законодательства РФ. 1996. № 50. Ст. 4860.

звеньев (что было предусмотрено при образовании фонда стабилизации и развития РАО – см. выше).

Используя данные обстоятельства, РАО «Газпром» получало, с одной стороны, возможность увеличения цен на природный газ и постепенного их приближения к уровню контрактных цен на внешнем рынке, а с другой стороны, возможность занижения соотношения оптовых цен газодобывающих предприятий и оптовых цен промышленности (см. рис. IV.1). Особенно резкое изменение данного соотношения произошло в июле 1992 г. (уменьшение с 33 до 18%) и затем в апреле 1995 г. – до 8% (без учета акциза в оптовых ценах промышленности).

Поддержание относительно низкого уровня оптовых цен предприятий обеспечивалось:

- несвоевременной (эпизодической) индексацией данных цен по сравнению с ежемесячной (регулярной) индексацией оптовых цен промышленности (при этом эпизодическую индексацию уже осуществляло Правление РАО «Газпром», исходя из собственных приоритетов);
- участием организационно-производственной структуры магистрального трубопроводного транспорта в формировании базовых оптовых цен промышленности для последующей индексации и обоснования минимально допустимого уровня цены, обеспечивающей безубыточное функционирование РАО «Газпром» в целом (табл. IV.3).

Таблица IV.3. **Схема формирования оптовых цен промышленности на природный газ в 1992–1997 гг.**

	Уровни цен и ставок платежей по состоянию на середину 1994 г.	
	Руб. /1000 м ³	% к итогу
Газодобывающие предприятия – отпускная цена	6125	10,6
НДС	1145	2,0
Цена с НДС	7270	12,6
Газотранспортные предприятия:		0,0
Предприятие 1 – отпускная цена	15627	27,1
НДС	3594	6,2
Цена с НДС	19221	33,3
Предприятие 2 – отпускная цена	35832	62,1
Акциз	5375	9,3
НДС	9478	16,4
Цена с акцизом и НДС	50685	87,8
Оптовая цена промышленности с акцизом и НДС	50685	87,8
В том числе акциз	5375	9,3
Газосбытовая организация – сбытовая надбавка	5738	9,9
НДС	1320	2,3
Цена с НДС	7058	12,2
Цена газа для конечного потребителя	57743	100,0
В том числе НДС	10798	18,7

И с т о ч н и к : данные РАО «Газпром».

Из таблицы видно, что чем больше звеньев системы магистрального транспорта участвует в передаче газа, тем, соответственно, выше оптовая цена промышлен-

ности. Отчетливо видна также **фискальная и инфляционная роль системы налогообложения** – доля налоговой составляющей превышает 50%. При этом **акциз**

начисляется не у источника добычи газа, что вытекает из экономической сути данного налога в *Законе РФ «О недрах»* как налога рентного характера, а при реализации газа после его транспортировки по системе магистральных трубопроводов (!). Также становится ясной **финансово-экономическая роль магистрального трубопроводного транспорта** – не только как **«рент-коллектора»** (rent-collector) – в случае начисления налогов и их изъятия в бюджет, но и как **«прибыль-коллектора»** (profit-collector) – в случае определения нормативного уровня рентабельности (с последующим аккумулярованием значительной части прибыли на уровне Правления РАО «Газпром»).

Данная схема ценообразования стала возможной во многом в силу того, что начиная с 1992 г. был осуществлен переход от формирования оптовых цен промышленности на природный газ исходя из равной эффективности различных видов энергоресурсов в определенных экономических районах к формированию цен по принципу **«издержки + налоги + рентабельность»**.

Занижение уровня оптовых цен предприятий относительно уровня оптовых цен промышленности во многом также обусловлено появлением ряда налогов и платежей, относимых на экономические результаты. К числу важнейших платежей такого рода относятся платежи за пользование недрами и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Поэтому чем меньше экономический результат на стадии добычи газа, тем, соответственно, меньше и размеры данных платежей.

Такая политика и практика ценообразования искажает финансово-экономическую картину внутри компании и делает ее менее прозрачной (что вновь создает проблемы при решении дилеммы инсайдера).

Именно в результате подобных искажений на ведущем предприятии **«Уренгойгазпром»** в 1994 г. затраты на производство продукции и услуг составили 1106 млрд руб., а расходы... 1723,6 млрд руб., превысив стоимость товарной продукции и услуг на 320 млрд руб. Причина – перетоки финансовых ресурсов из фонда стабилизации и развития производства РАО «Газпром»: было получено 793,7 млрд руб., из них 536,7 млрд руб. направлено на финансирование капитальных вложений;

80,6 млрд руб. – на погашение кредитов; 257 млрд руб. – на пополнение оборотных средств¹.

При этом полученные из фонда стабилизации и развития РАО «Газпром» трансферты не учитывались в себестоимости продукции (!), что также позволило Правлению РАО «Газпром» удерживать оптовые цены предприятий на газ на относительно низком уровне.

Занижение себестоимости добычи природного газа не является для РАО «Газпром» новым инструментом. Анализ динамики издержек **ПО «Уренгойгаздобыча»** в 1985–1991 гг. также показал, что себестоимость добычи газа на уровне объединения была заниженной. В себестоимости не учитывалась часть затрат подразделений, которая затем в виде убытков все равно покрывалась, но уже из прибыли – к числу таких подразделений относились 10 из 17 предприятий в составе объединения (Анисова, 1992 [123]).

Выше мы уже отмечали, что **основными организационными мерами**, направленными на консолидацию РАО «Газпром», стали понижение статуса производственных подразделений при возрастании роли центральных органов управления, создание единой централизованной системы реализации природного газа и формирование сети собственных (подконтрольных) кредитно-финансовых учреждений. Рассмотрим эти меры несколько подробнее.

Изменение статуса Правления

Рассмотренные выше финансово-экономические инструменты консолидации РАО «Газпром» в конечном счете были призваны укрепить и усилить роль Правления и обеспечить тем самым становление компании как единого акционерного общества. В феврале 1995 г. данная тенденция была официально закреплена на уровне компании – распоряжением председателя Правления центральный аппарат стал единственным хозяйствующим субъектом в системе «Газпрома»². Поэтому обобщенная схема материальных и финансовых потоков РАО «Газпром» по состоянию на середину 1995 г. имела, как представляется автору, такой вид (*рис. IV.4*).

¹ **Материалы** региональной оперативной комиссии по совершенствованию системы платежей и расчетов в ЯНАО. — Салехард, 1995.

² Коммерсантъ-Daily. 1995. 7 апр.

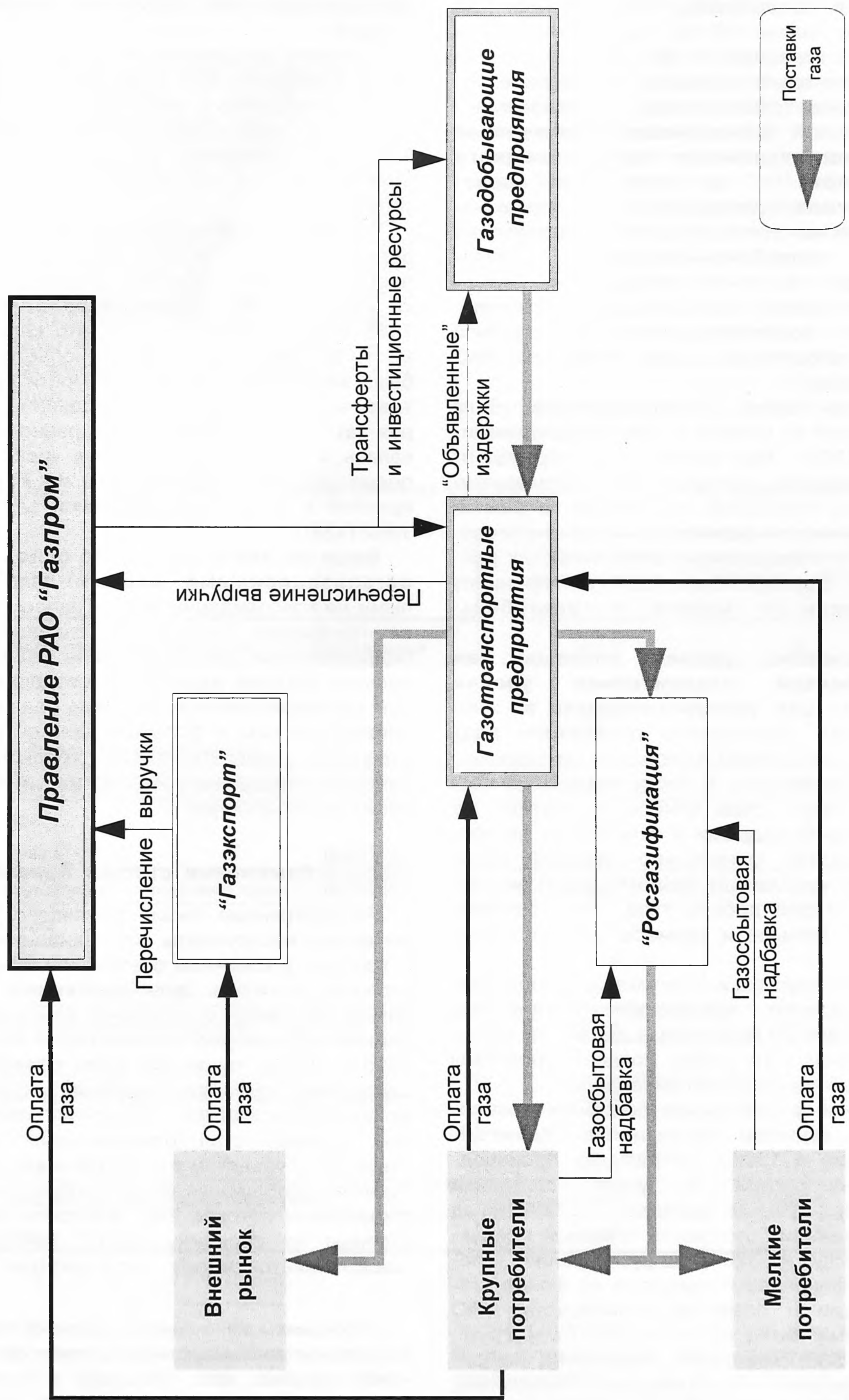


Рис. IV.4. Обобщенная схема материальных и финансовых потоков в рамках РАО "Газпром" (на середину 1995 г.)

Создание единой системы коммерческих банков

Централизация финансовых ресурсов «Газпрома» была начата в 1993 г. сразу вслед за его созданием и преобразованием в акционерное общество. Вначале значительные усилия предпринимались по укреплению позиций компании в банке «**Империял**» (летом 1994 г. председателем Совета банка стал председатель Правления РАО «Газпром» Р. И. Вяхирев). Однако в связи с тем, что среди учредителей банка «Империял» находится также и АНК «ЛУКОЙЛ», было принято решение о переводе значительной части расчетных операций в свой собственный банк – «**Газпромбанк**».

Поэтому в марте 1995 г. на расширенном заседании Правления РАО «Газпром» было принято решение о том, чтобы «в трехмесячный срок перейти на обслуживание в «Газпромбанк»¹.

«Газпромбанк» был призван играть роль не только расчетно-кассового центра компании, но и ее депозитария. В течение 1994–1997 гг. он стал одним из крупнейших коммерческих банков России. Так, по состоянию на 1 января 1998 г. «Газпромбанк» в рейтинге российских банков занимал уже 12-ю позицию². При этом по ряду других важнейших показателей банк занимал более высокие места:

- 7-е – по размеру собственного капитала;
- 3-е – по рентабельности активов;
- 5-е – по рентабельности капитала.

То есть собственный банк РАО «Газпром» стал сопоставимым по размеру с ведущими универсальными банками России. Наиболее быстро рост активов «Газпромбанка» происходил в 1997 г. – увеличение более чем в 2 раза только за девять месяцев³. Именно это обстоятельство предопределило (в числе ряда чисто политических) то, что ни один из российских универсальных банков не стал претендовать на роль «аутсайдера» (внешнего владельца крупного пакета акций компании).

Укрепление «Газпромбанка» явилось шагом не только в создании организационной основы консолидации всех финансовых потоков компании, но и в целом упорядочения взаимосвязей компании с банковской системой. В течение 1992–1995 гг. предприятия и организации «Газпрома» стали учре-

дителями и акционерами **свыше 40 коммерческих банков**. Непосредственно Правление РАО «Газпром» размещало свои средства на счетах в нескольких банках, таких как «**Внешторгбанк**», «**Империял**», «**Национальный Резервный Банк**», «**Совфинтрейд**», «**Газпромбанк**»⁴.

Развитие системы финансовых учреждений компании происходит в направлении **системы специализированных банков, каждый из которых ориентирован на выполнение определенного вида операций** (например, работа со счетами «Газэкспорта» – «Внешторгбанк»; работа с долговыми обязательствами в рамках СНГ – «Национальный Резервный Банк»; расчеты с потребителями за поставленный на внутренний рынок природный газ – «Газпромбанк», а начиная с 1998 г. и «Промстройбанк» и т. д.).

Создание единой системы торговли газом на внутреннем рынке

Создание в системе РАО «Газпром» специализированной компании **ООО «Межрегионгаз»** и ее 62 региональных филиалов преследовало единую стратегическую цель – **централизацию системы расчетов**, а также инвестирование совместно с органами местной власти в сооружение газовых сетей и других объектов газоснабжения.

С созданием «Межрегионгаза» обобщенная схема финансовых и материальных потоков компании приобрела такой вид (рис. IV.5). Фактически при этом речь идет об организационном оформлении системы централизованных расчетов, которая начала формироваться ранее под эгидой непосредственно Правления РАО «Газпром». Создание отдельной компании позволило значительно улучшить ситуацию с платежами за природный газ на внутреннем рынке – впервые, начиная с 1993 г., доля оплаты в денежной форме по итогам 1997 г. превысила 10-процентный рубеж (по сравнению с 2-процентным уровнем в 1996 г.)⁵.

Создание ООО «Межрегионгаз» явилось начальным этапом рационализации внутренней организационной структуры компании. Если в течение 1990–1993 гг. сначала ГГК, а затем РАО «Газпром» стремились к формированию всеохватывающей (самодоста-

¹ Газ Уренгоя (Новый Уренгой). 1995. 11 марта.

² Финансовые известия. 1998. 12 февр.

³ Финансовые известия. 1997. 23 окт.

⁴ Коммерсантъ-Daily. 1996. 25 мая.

⁵ Рабочая трибуна. 1997. 27 дек.

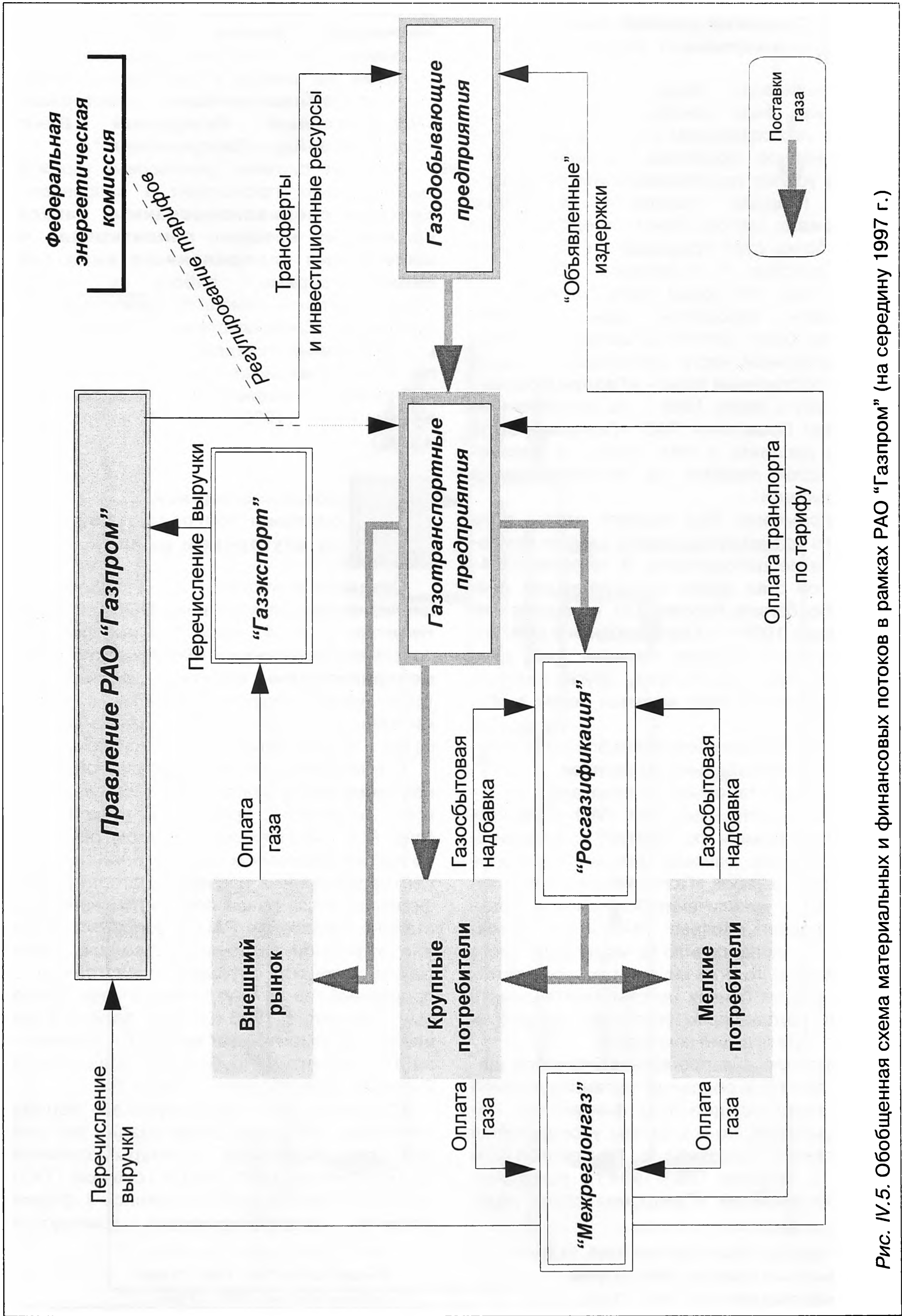


Рис. IV.5. Обобщенная схема материальных и финансовых потоков в рамках РАО "Газпром" (на середину 1997 г.)

точной) структуры, то в дальнейшем под влиянием ужесточения бюджетных ограничений компания вынуждена была приступить к рационализации – исключению из своего состава непрофильных подразделений. Поэтому к концу 1996 г. была подготовлена *Программа реструктуризации РАО «Газпром»*, которая в мае 1997 г. была рассмотрена на заседании Правительства РФ. Она предполагала исключение из состава компании 258 непрофильных организаций, в том числе 58 строительных и 102 подсобных хозяйств; объединение ряда сервисных (например, буровых в рамках компании «Бургаз») предприятий в единые структуры; сокращение численности работников компании с 360 до 250 тыс. человек. В итоге компания должна была быть ясно структурирована по трем направлениям – добыча, магистральный транспорт, реализация природного газа. При этом Правление РАО «Газпром» должно было закрепить за собой функции финансового центра, а также центра принятия и реализации стратегических решений (таких как сооружение газопровода «Ямал – Европа» или раз-

мещение ценных бумаг компании на международных фондовых рынках¹).

IV.4.2.

Основные последствия консолидации РАО «Газпром»

В числе основных **последствий консолидации** РАО «Газпром», по мнению автора, целесообразно выделить **общие последствия** (для самой компании и государства) и **региональные** (для территорий, в границах которых оперируют подразделения компании).

Общие последствия консолидации

Консолидация материальных и финансовых потоков на уровне Правления РАО «Газпром» имеет для компании и государства двоякие последствия – как позитивные, так и негативные (*табл. IV.4*).

Таблица IV.4. Основные общие последствия консолидации РАО «Газпром»

	Плюсы	Минусы
Для компании	Позволяет повысить гибкость компании в распределении финансовых ресурсов, управляемость и в конечном счете стабильность функционирования компании в условиях переходного периода	Ведет к усилению мер и способов административного управления и контроля внутри компании. Создает предпосылки эскалации издержек на уровне отдельных производственных звеньев, оторванных от соприкосновения с рыночной средой. Затрудняет привлечение инвестиционных ресурсов под крупные и сверхкрупные проекты, где суммы необходимых средств исчисляются десятками миллиардов долларов (что требует высокой степени прозрачности компании)
Для государства	Позволяет стабилизировать текущее поступление финансов в государственный бюджет. Облегчает социально-ориентированным категориям потребителей тяжесть экономических последствий быстрого перехода к рыночным условиям	Усиливает непрозрачность компании, что негативно сказывается на формировании государственных финансов в долгосрочном аспекте и затрудняет привлечение инвестиций в российскую экономику (в газовый субсектор). Подрывает финансово-экономические основы развития регионов — производителей природного газа

¹ Деловой мир. 1997. 4 июня.

РАО «Газпром» является не только кредитором регионов – потребителей газа, но и, в свою очередь, **имеет значительные долги перед регионами – производителями природного газа**. К числу таких регионов в первую очередь относится **Ямало-Ненецкий автономный округ** – основной район добычи природного газа (добыча газа превышает 500 млрд м³). К таким регионам относятся также **Ханты-Мансийский автономный округ** и **Республика Коми** – производители газа и территории размещения основных газотранспортных магистралей.

Данные территории, с одной стороны, получали (и продолжают получать) значительные средства на развитие инфраструктуры и поддержание рабочих мест из фондов РАО «Газпром», а с другой стороны, недополучают колоссальные суммы из-за используемого компанией принципа ценообразования.

В 1995 г. органами исполнительной власти Ямало-Ненецкого автономного округа было проведено изучение финансово-экономического состояния дочерних предприятий РАО «Газпром». Результаты работы нашли отражение в документе под названием «Решение региональной оперативной комиссии по совершенствованию системы платежей и расчетов Ямало-Ненецкого автономного округа» (г. Салехард, Администрация округа, май 1995 г.). В данном документе было отмечено:

«1. Задолженность предприятий РАО «Газпром» на территории округа на 1.04.95 г. в государственный бюджет всех уровней составила 1072,3 млрд руб., в том числе в окружной и местный – 295,6 млрд руб., в федеральный – 776,7 млрд руб. Задолженность по отношению к 1.01.95 г. возросла на 24,4% и продолжает расти.

2. Политика РАО «Газпром», направленная на сокращение налоговых выплат, реализуется по... направлениям:

предприятиям – поставщикам ямальского газа выделяются денежные средства централизованно только для выплаты зарплаты и минимальных производственных затрат;

сокращение налогооблагаемой базы путем замораживания цен на продукцию (газ, нефть, конденсат), производимую ямальскими предприятиями и отпускаемую в систему РАО «Газпром» при ежемесячной индекса-

ции оптовой цены промышленности сторонним организациям...

Динамика цен на природный газ свидетельствует о неуклонном снижении внутренней цены по отношению к цене промышленности. Если с 1990 по 1992 год наблюдался их рост, то с мая 1992 года – снижение. Наивысший уровень цены ГП «Уренгой-газпром» и других объединений был в апреле 1992 года и составил 33,3% к оптовой цене промышленности. В настоящее время цена производителя установлена в размере 8,5 тыс. руб./1000 куб. м, что составляет только 5,8% от цены промышленности (т. е. последняя превышает внутреннюю цену в 17 раз).

В результате только в 1994 году на территории ЯНАО РАО «Газпром» вывел из-под налогообложения в результате игры цен почти 1400 млрд руб., и в результате бюджет округа недополучил около 500 млрд руб. ... »

Как видно, властями региона-кредитора были выдвинуты весьма серьезные претензии к РАО «Газпром». При этом необходимо учитывать, что это – регион основных стратегических долгосрочных интересов «Газпрома» в обеспечении добычи природного газа. Именно поэтому в начале 1995 г. было подписано первое *Соглашение между Администрацией Ямало-Ненецкого автономного округа и Российским акционерным обществом «Газпром» о взаимном сотрудничестве*¹.

В то время как в данном соглашении территория стремилась обеспечить решение определенных социально-экономических проблем, РАО «Газпром» стремилось обеспечить «приоритетное рассмотрение заявок предприятий РАО «Газпром» на получение лицензии на разработку месторождений... ». Однако приоритетный порядок рассмотрения заявок на получение прав на разработку месторождений находится в противоречии с законодательством Российской Федерации (в данном случае с Законом РФ «О недрах»).

Второе соглашение РАО «Газпром» с округом было подписано в ноябре 1998 г.² Основная направленность этого соглашения – формы компенсации со стороны РАО «Газпром» задолженности по платежам в региональный бюджет: по 300 млрд руб. ежемесячно в денежной форме – в счет те-

¹ Бизнес МН. 1995. 15 февр.

² Деловой мир. 1997. 12 нояб.; Российская Азия. 1997. 3—9 дек.

кущих платежей, а также 2200 млрд руб. в форме квоты (около 50 млрд м³) на природный газ – для погашения задолженности прошлых лет.

Таким образом, **следствием консолидации РАО «Газпром» на региональном уровне является фактический подрыв экономической основы долгосрочного социально-экономического развития территории.** В обмен на получение доступа к долгосрочным активам (запасам углеводородов) РАО «Газпром» предполагает вернуть то, что определяется текущей ситуацией и основано на заниженной налогооблагаемой базе (Крюков, 1995 [117]).

IV.4.3. Новый регулирующий механизм – проблемы формирования и пути становления

Достаточно детальное рассмотрение финансово-экономических инструментов и организационных мер консолидации РАО «Газпром» в конце 1992 – начале 1997 г. показывает, в каком направлении происходит развитие компании, занимающей монопольное положение в субсекторе и чрезвычайно важное положение в экономике страны в целом, при использовании упрощенных форм и методов государственного регулирования.

Фактически в течение данного периода **из всего набора и арсенала средств и методов регулирования государство использовало только один – регулирование цен на природный газ** (индексация оптовых цен промышленности на газ в соответствии с темпом инфляции и изменение уровня цен по мере изменения ставок акцизов). Налогообложение как инструмент регулирования добычи, направленный поставок и использования газа не использовалось.

Основная цель регулирования состояла в том, чтобы сдерживать темпы инфляции и обеспечить поступление средств в государственный бюджет. Такие цели, как достижение необходимой финансово-экономической прозрачности операций в газовом субсекторе, развитие и поддержание конкурентной среды, в 1992 – начале

1997 г. не ставились и не рассматривались.

Формирование регулирующего механизма, направленного на решение названных задач, фактически было начато в середине 1997 г.

С учетом данных соображений схема трансформации институциональной структуры газового субсектора может быть представлена таким образом (рис. IV.6).

Применение чисто фискальных методов регулирования на наиболее критическом этапе переходного периода не представляется автору губительным или чрезмерным – напротив, оно вполне оправдано и обосновано исходя из общей ситуации в российской экономике и с учетом той роли, которую играет нефтегазовый субсектор в формировании доходов государственного бюджета.

Вместе с тем необоснованным и неоправданным является передача прав на использование основного актива – запасов углеводородов в недрах – на бесконкурсной и безаукционной основе «Газпрому» в 1992–1993 гг. по наиболее крупным из числа неразрабатываемых месторождений (согласно упоминавшемуся выше *Указу Президента РФ от 1 июня 1992 г. № 539*). Причем это было осуществлено в тот период, когда компания (во многом в силу преобладания фискальных методов регулирования) не имела (и не имеет до настоящего времени) собственных средств для разработки крупных месторождений в неосвоенных районах (а условия и нормативно-правовая среда для осуществления портфельных инвестиций и форм заемного финансирования крупных проектов не созданы).

В результате в настоящее время практически все основные запасы сосредоточены в руках одной компании – РАО «Газпром», которой получены лицензии на разработку 81 месторождения с промышленными запасами газа 33,7 трлн м³, что составляет 68,5% разведанных запасов газа в России (*Стратегия развития..., 1997* [112]).

Обратной стороной медали – поддержания добычи газа на высоком уровне и создания для этого благоприятных условий – является не только значительное уменьшение потенциальных возможностей использования такого инструмента государственного регулирования, как лицензионная политика в области недропользования, но и уменьшение степени прозрачности операций в газовом субсекторе.



Повысить степень финансово-экономической прозрачности можно двумя основными путями:

- усилением аутсайдерского контроля** – либо со стороны новых крупных внешних акционеров (при определенном соотношении их участия), либо за счет развития фондового рынка и всей системы внешних (по отношению к газовому субсектору) рыночных институтов;
- формированием и совершенствованием нового регулирующего механизма** при ясном определении роли государства в газовом субсекторе.

Первый путь в современных условиях, по мнению автора, следует признать нереалистичным – контрольный пакет акций РАО «Газпром» сохраняется в руках государства; чрезвычайно силен инсайдерский контроль (со стороны высших менеджеров компании); российский фондовый рынок мал и узок для реальной оценки и котирования акций такой компании, как РАО «Газпром»; влияние иностранных инвесторов ограничено 9-процентным барьером.

Поэтому **наиболее целесообразным является формирование нового регулирующего механизма при ясном определении роли государства.** И в

числе основных направлений – повышение финансово-экономической прозрачности операций в газовом субсекторе. Финансово-экономическая прозрачность – не самоцель, а средство обеспечения общественного (государственного) контроля за состоянием дел в РАО «Газпром» и в газовом субсекторе в целом, который оказывает значительное влияние на государственные финансы и экономику страны (Kryukov, 1998 [124]).

В течение 1992–1997 гг. по отношению к РАО «Газпром» применялся чрезвычайно упрощенный подход в части государственного регулирования деятельности компании (который заключался также в том, что интересы государства в компании представлял председатель Правления с очень широкими полномочиями в данной области). Изменение экономической ситуации в стране – стабилизация основных экономических показателей, а также необходимость формирования условий перехода к экономическому росту – все это обусловило необходимость формирования системы реального государственного регулирования деятельности крупнейших монополистов, и в том числе РАО «Газпром». Федеральными властями в 1997 г. и в начале 1998 г. был принят ряд документов, детализирующих новый подход государства к регулированию субсектора – и прежде всего деятельности РАО «Газпром»:

- *Постановление Правительства РФ от 3 апреля 1997 г. № 389 «О поэтапном прекращении перекрестного субсидирования в отраслях естественных монополий»*¹;
- *Указ Президента РФ от 28 апреля 1997 г. № 426 «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий»*²;
- *Указ Президента РФ от 12 мая 1997 г. № 478 «О мерах по обеспечению государственного управления закрепленными в федеральной собственности акциями РАО «Газпром»*³;
- *Указ Президента РФ от 19 июня 1997 г. № 628 «О снижении цен на газ для российских потребителей»*⁴;
- *Постановление Правительства РФ от 14 июля 1997 г. № 858 «Об обеспечении*

*доступа независимых организаций к газотранспортной системе РАО «Газпром»*⁵;

- *Постановление Правительства РФ от 5 февраля 1998 г. № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации»*⁶.

Основная направленность данных документов состоит:

- в обеспечении необходимой финансово-экономической прозрачности деятельности РАО «Газпром» – прежде всего с точки зрения соответствия цен на природный газ реально обоснованным издержкам на его добычу и транспортировку;
- в формировании условий для становления, поддержания и развития коммерческой деятельности независимых производителей газа (включая и производителей нефтяного газа);
- в создании системы государственных агентств (комиссий), обеспечивающих регулирование газового субсектора.

В Указе № 426 подчеркнуто: «...целью структурной реформы в газовой промышленности является формирование условий для более эффективного газоснабжения потребителей России...». При этом основу нового регулирующего механизма составляет изменение системы ценообразования – постепенный переход от дифференцированных (в зависимости от дальности транспортировки) цен на газ к контрактным ценам (при применении контрактных цен для независимых производителей газа с самого начала).

В этой связи, как подчеркивается в Указе № 426, «реформирование сферы естественной монополии в газовой промышленности направлено, в первую очередь, на формирование в этой сфере системы цен на газ, отвечающих следующим требованиям: обеспечению самофинансирования РАО «Газпром» посредством возмещения обоснованных затрат; стимулированию надежного газоснабжения посредством обеспечения необходимой гибкости цен при предоставлении потребителям права выбора условий своего газоснабжения; соответствию цен условиям равновесия спроса и предложения». При этом также отмечено, что цены добычи газа будут контролироваться в соответствии с антимонопольным законодательством.

¹ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 15. Ст. 1792.

² Собрание Законодательства РФ. 1997. № 18. Ст. 2132.

³ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 20. Ст. 2236.

⁴ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 25. Ст. 2904.

⁵ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 29. Ст. 3525.

⁶ Российская газ. 1998. 19 февр.

Практический **переход к дифференцированным оптовым ценам промышленности на газ** начал осуществляться с 1 февраля 1997 г. – *решением Федеральной энергетической комиссии (ФЭК) России* была введена первоначальная дифференциация (в рамках трех поясов) оптовых цен¹. С 1 декабря 1997 г. была введена большая шкала дифференциации цен – с разрывом цен в 25% в пределах шести поясов².

Дифференциация приближает цены к их реальному наполнению и позволяет более точно определить эффективность различных производственных звеньев. Однако при этом все еще сохраняются возможности завышения цен компанией в пределах выделенных ценовых поясов. Тем самым также сохраняются и возможности получения «Газпромом» доходов чисто рентного характера (разумеется, только в случае полной платежеспособности потребителей).

На взгляд автора, до конца неясен (с учетом изменившейся экономической системы) вопрос обоснования уровня оптовых цен промышленности (а начиная с конца 1997 г. и розничных цен) на газ.

В настоящее время в странах **Западной Европы**, например, цены на природный газ основываются на ценах на альтернативные виды топлива (в роли замыкающего топлива, как правило, выступает котельно-печное топливо (*Austvik, 1996 [125]*). В **СССР** в свое время был принят во многом аналогичный подход к установлению цен на энергоресурсы в различных районах потребления (см. выше п. IV.1.3).

Однако в течение 1992–1997 гг. в России произошел значительный отрыв цен на природный газ от цен на другие виды топлива (в силу антиинфляционной политики правительства) – в итоге по состоянию на начало 1998 г. природный газ был дешевле угля почти в 2 раза и мазута – в 1,6 раза. Поэтому в случае оставления за природным газом функции ценового лидера неминуемо экономическое банкротство угольной промышленности и вытеснение нефти (тяжелых нефтепродуктов) из топливно-энергетического баланса страны. Данные тенденции являются позитивными – прежде всего с точки зрения экологии и экономической эффективности. Однако при этом возрастают расходы государства на реконструкцию угольной

промышленности и топливно-энергетического комплекса в целом. Единственный реальный источник средств для реконструкции – вновь газовый субсектор. Поэтому в рамках переходного периода ценовое лидерство должно смещаться от менее эффективных топливно-энергетических ресурсов к более эффективным по мере проведения реструктурирования топливно-энергетического комплекса в целом. С ценовой точки зрения это означает включение в цены реализации природного газа рентной составляющей (при последующем аккумулировании значительной ее части в государственном бюджете). Отсюда возникает необходимость формирования цен на природный газ не только по принципу **«издержки + налоги + рентабельность»**, но также с учетом эффективности использования альтернативных видов топливно-энергетических ресурсов – по принципу **«издержки + рента»**.

Достаточно ясная локализация издержек в рамках газового субсектора в целом предполагает не только дифференциацию цен в зависимости от дальности транспортировки природного газа, но также и регулирование цен на предоставление услуг, связанных с транспортировкой. В свою очередь, переход к обслуживанию владельцев природного газа в части предоставления услуг на транспортировку на основе транспортного тарифа невозможен без решения вопросов, связанных с обеспечением доступа к системе магистральных трубопроводов и распределительных сетей. Решение данного комплекса проблем одновременно является и формированием условий для становления, поддержания и развития коммерческой деятельности независимых производителей газа.

В Положении об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе РАО «Газпром» (Постановление Правительства РФ № 858) отмечается, что «любая организация на территории Российской Федерации имеет право недискриминированного доступа к газотранспортной системе РАО «Газпром» для транспортировки газа», и при этом «независимые организации по решению Межведомственной комиссии имеют право на использование до 15% технической возможности газотранспортной системы...». Последняя цифра почти втрое превышает долю независимых производителей в российской добыче газа, и поэтому данный рубеж не является для них лимитирующим фактором.

¹ Российская газ. 1997. 24 июля.

² Сегодня. 1997. 28 нояб.; Нефтегазовая вертикаль. 1998. № 1.

Чрезвычайно важным обстоятельством является передача Федеральной энергетической комиссии полномочий по утверждению тарифов на оплату услуг по транспортировке газа, что также создает предпосылки и условия для создания прозрачных финансово-экономических отношений в данной сфере.

Названное выше Положение значительно отличается от действовавшего ранее *Временного положения по обеспечению доступа производителей газа к газотранспортной системе РАО «Газпром»*, утвержденного Правительством РФ 11 февраля 1994 г. Суть ранее действовавшего документа отражал следующий его пункт: «Разрешения на доступ производителей газа к газотранспортной системе РАО выдает ее собственник – РАО «Газпром» по решению Совета Директоров».

Основные подходы нового Положения (1997 г.) были приняты за основу новой редакции *Правил поставки газа в Российской Федерации* (1998 г.). В последних сфера действия Положения расширена – включены также газораспределительные сети.

Непосредственно с целью практического применения новых форм государственного регулирования газового субсектора были уточнены обязанности действующих государственных органов управления и создан ряд новых.

Также были расширены полномочия ранее созданной (в соответствии с *Законом РФ «О естественных монополиях»*) **Федеральной энергетической комиссии** – в вопросах утверждения тарифов на услуги по транспортировке газа для независимых организаций и осуществления контроля за соблюдением утвержденных для независимых организаций тарифов на услуги по транспортировке газа.

В числе **новых государственных регулирующих органов:**

- **Коллегия представителей государства в РАО «Газпром»** (создана согласно Указу № 478);
- **Межведомственная комиссия по рассмотрению вопросов, связанных с доступом независимых организаций к газотранспортной системе РАО «Газпром»** (создана в соответствии со специальным Постановлением Правительства РФ от 30 сентября 1997 г. № 1269 «О межведомственной комиссии по рассмотрению вопросов, связанных с доступом независимых организаций к га-

зотранспортной системе РАО «Газпром»¹).

Коллегией представителей государства в РАО «Газпром» был разработан проект *договора доверительного управления 35% акций РАО «Газпром» из числа акций, закрепленных в федеральной собственности* (Постановление Правительства РФ от 21 октября 1997 г. № 1336 «О договоре доверительного управления 35 процентами акций РАО «Газпром» из числа акций, закрепленных в федеральной собственности»²). Поэтому, несмотря на то, что договор доверительного управления 35% акций РАО «Газпром», закрепленных в федеральной собственности, в 1997 г. был вновь подписан с председателем Правления компании, права «Газпрома» были существенно ограничены. Таким ограничением и стало создание Коллегии представителей государства в компании и необходимость согласования с данным органом всех принципиальных вопросов.

По мнению автора, можно отчетливо видеть **формирование в России основ нового регулирующего механизма в газовом субсекторе** – государство через систему органов управления получает возможность обеспечить финансово-экономическую прозрачность деятельности не только основной хозяйственной единицы – РАО «Газпром», но и всех других независимых производителей и региональных газораспределительных компаний.

Вместе с тем вне поля зрения государственного регулирования по состоянию на начало 1998 г. оказалась одна из наиболее важных сфер деятельности в рамках субсектора – собственно добыча природного газа и обеспечение прозрачности формирования издержек в данном сегменте (государственное регулирование и контроль данной стадии обусловлены возможностью проявления монопольных тенденций в случае обладания правами на ограниченные ресурсы – такие как месторождения полезных ископаемых). Особенно это касается обоснованности уровня издержек на добычу при реализации крупных и крупнейших проектов добычи углеводородного сырья (таких как проекты освоения месторождений **п-ова Ямал, шельфа Баренцева и Карского морей, Заполярного** месторождения

¹ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 40. Ст. 4611.

² Собрание Законодательства РФ. 1997. № 43. Ст. 5003.

и др.). В большинстве стран мира подобные функции и задачи осуществляются региональными органами управления минерально-сырьевыми ресурсами в рамках процессов мониторинга условий лицензионных соглашений (Шафраник, Крюков, 1997 [60]).

В России в 1997 г. имел место прецедент создания органа государственного управления с аналогичными полномочиями – **Комиссии Правительства Российской Федерации по координации деятельности федеральных органов власти и субъектов Российской Федерации по реализации соглашений о разделе продукции** (Указ Президента РФ от 8 июля 1997 г. № 694 «О мерах по реализации Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции»¹, Постановление Правительства РФ от 2 сентября 1997 г. № 1132 «О мерах по обеспечению прав и интересов Российской Федерации при заключении и реализации соглашений о разделе продукции»²). В числе основных задач Комиссии были названы «рассмотрение проектов соглашений о разделе продукции» и «рассмотрение проектов договоров». В практике государственного регулирования освоения и разработки во многих странах мира – не только рассмотрение проектов и предложений, но и рассмотрение и оценка текущего состояния процессов освоения и разработки (в том числе и финансово-бюджетных вопросов и проблем).

Поэтому, основываясь на прецеденте создания названной выше Комиссии, было бы целесообразно расширить данную практику и на крупные и крупнейшие месторождения углеводородов России и вне рамок соглашений о разделе продукции.

Правление РАО «Газпром» в ходе процесса трансформации институциональной структуры газового субсектора сформировалось как финансово-стратегический центр компании. В основе реализации функций финансового центра – осуществление трансфертов и перетоков средств – не всегда явных, недостаточно ясных и неочевидных с точки зрения государства. Во многом именно поэтому *Программа реструктуризации РАО «Газпром» (1996 г.)*, подготовленная специалистами компании и получившая поддержку правительства в мае 1997 г., не затрагивает основной вид производственно-

хозяйственной деятельности компании – добычу газа и финансовую систему, которая ее опосредует (Крюков, 1997 [126]). В результате такой реструктуризации финансовая сторона деятельности «Газпрома» прозрачной в части издержек на добычу не станет. РАО «Газпром» – крупнейшая компания страны, обеспечивающая создание 6–8% валового внутреннего продукта, и крупнейший налогоплательщик в бюджет страны (почти 25% бюджетных поступлений). Поэтому РАО «Газпром» – один из крупнейших финансовых агентов российской экономики, от благополучия и успешного функционирования которого зависит устойчивость российских финансов в целом. Отсюда вытекает первостепенная роль ясности и прозрачности финансовой системы компании для государства в целом.

Неотъемлемым элементом является **переход к прозрачной системе учета всех издержек, связанных с добычей и транспортировкой газа, в разрезе отдельных не только месторождений, но и объектов разработки на крупных и сверхкрупных месторождениях** (особенно в случае многокомпонентного состава добываемого газа, например газа валанжинских залежей и нефтяных оторочек).

Централизация и аккумулялирование средств на осуществление инвестиционных программ в централизованных фондах РАО «Газпром» – важное условие реализации крупных проектов. Однако данные фонды по своей форме должны быть не обезличенными, каким был фонд стабилизации и развития, а связанными с конкретными проектами (такими, например, как Ямальский проект, проект освоения Заполярного месторождения, проект освоения шельфа Баренцева моря). Это позволит сделать потоки инвестиций в РАО «Газпром» более прозрачными и достоверными.

Правление РАО «Газпром» в условиях более ясной системы финансовых потоков должно стать центром принятия стратегических решений, т. е. выполнять в большей мере функции, свойственные головной компании холдинговой структуры, работающей с активами огромной, сложной по составу и по направлениям деятельности компании. Как может выглядеть при этом схема финансовых потоков, показывает *рис. IV.7*. Она сложнее в сравнении с первыми двумя схемами (см. *рис. IV.4* и *IV.5*), чья кажущаяся простота, однако, – следствие того, что все средства идут в «один котел». Представ-

¹ Собрание Законодательства РФ. 1997. № 28. Ст. 3420.

² Собрание Законодательства РФ. 1997. № 36. Ст. 4195.

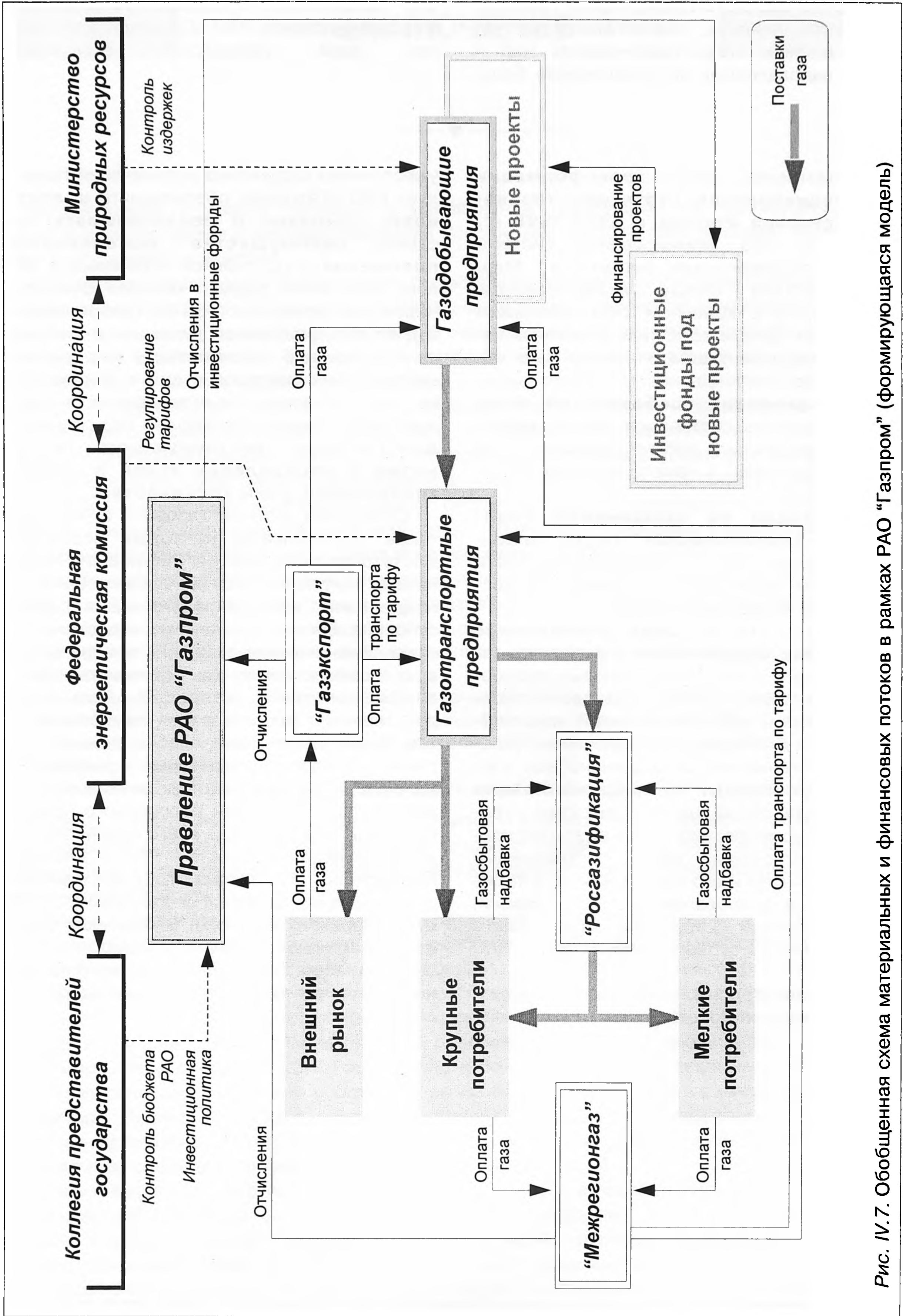


Рис. IV.7. Обобщенная схема материальных и финансовых потоков в рамках РАО "Газпром" (формирующаяся модель)

ляется, что все это в совокупности позволит обеспечить ясность, прозрачность и, что самое важное, непротиворечивость мер и шагов, направленных на обеспечение боль-

шей прозрачности и большей устойчивости функционирования РАО «Газпром» в интересах всей российской экономики.



Рассмотрение и анализ **трансформации институциональной структуры газового субсектора России в 1989–1998 гг.** показывает, что формирование системы базовых экономических институтов, форм взаимодействия между хозяйственными единицами и в конечном счете динамика собственно организационной структуры находятся под решающим влиянием двух обстоятельств:

- **специфических особенностей активов**, которые составляют основу развития прежде всего добычи природного газа и накоплены к началу периода трансформации;
- **ориентации на выполнение социально-экономических задач**, связанных прежде всего со смягчением тяжести проблем переходного периода для российской экономики в целом.

Вместе с тем **по мере ужесточения бюджетных ограничений** (обусловленных прежде всего изменением ценовых пропорций в экономике в целом, переходом к экзогенным ценам, жесткой системой налогообложения, значительным усложнением условий привлечения внешних финансовых вложений) **происходит коммерциализация субсектора**. Последняя находит свое отражение в формировании основ реальных контрактных отношений между поставщиками природного газа и его покупателями, а также в переструктурировании (рационализации) организационной структуры крупнейшего хозяйствующего субъекта субсектора – РАО «Газпром».

С другой стороны, особенность субсектора (прежде всего его активов) даже при

ужесточении бюджетных ограничений позволяет РАО «Газпром» обеспечивать **целостность компании и реализовывать** тем самым **преимущества монопольного положения** в российской экономике в целом. Изменение форм и методов функционирования компании (точнее говоря, переход от индуцированной динамики к динамике естественной, происходящей под влиянием рыночных факторов и сил и основанной на сопоставлении трансакционных издержек) немыслимо и невозможно без создания **действенного регулирующего механизма и определения ясной и непротиворечивой роли государства**.

Специфика активов газового субсектора также обуславливает не только необходимость формирования регулирующего механизма, направленного на формирование и поддержание конкурентной среды в рамках субсектора и на обеспечение и достижение финансово-экономической прозрачности всех коммерческих (и некоммерческих – внутрифирменных) трансакций. Роль государственного регулирования тем больше и тем значительнее, чем слабее развита система внешних рыночных институтов (прежде всего конкурентных рынков капитала и труда). В условиях российского газового субсектора, и прежде всего основного его хозяйствующего субъекта – РАО «Газпром», государство и система государственного регулирования являются фактически формой аутсайдерского контроля. В конечном счете от эффективности форм государственного регулирования будут зависеть и изменения в институциональной структуре газового субсектора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотрение и анализ проблем и направлений трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики России, как представляется автору, приводит к ряду соображений и выводов.

В целом динамика институциональной структуры нефтегазового сектора отвечает основным закономерностям и тенденциям, выявленным в рамках теории экономических институтов. Это означает, что изменение собственно экономических институтов (правил и норм взаимодействия хозяйственных единиц), организационных структур, в рамках которых закрепляются те или иные формы взаимодействия, и, следовательно, организационной структуры в рамках сектора следует направлению минимизации общих издержек (определяемых как сумма собственно производственных издержек и трансакционных издержек, связанных с обеспечением функционирования системы институтов). Аналогичным образом источником изменения институтов также служат меняющиеся относительные цены или предпочтения. Равно как и процесс изменения институциональной системы в рамках нефтегазового сектора носит инкрементарный характер и связан с медленным развитием изменений в формальных и неформальных ограничениях и процедурах и механизмах их соблюдения.

Вместе с тем протекание общих тенденций и закономерностей смены институтов, организаций и организационной структуры в нефтегазовом секторе имеет определенную специфику. Последняя определяется такими обстоятельствами, как:

- специфический (узконаправленный, специально предназначенный) характер активов – так называемый идиосинкразический;
- значительная доля запасов (ресурсов) полезных ископаемых в недрах в составе активов;
- критическая роль ресурсов (запасов) углеводородного сырья для создания условий экономического суверенитета и экономической самостоятельности хозяйства отдельных стран и регионов мира;
- способность сектора аккумулировать значительные объемы финансовых ресурсов.

В свою очередь, имеют место различия активов и в рамках нефтегазового сектора – между нефтяным и газовым субсекторами. Для газового субсектора присуща и характерна гораздо более тесная взаимосвязь технологических стадий и их еще более узкая специализация и направленность.

Общие и специфические особенности нефтегазового сектора в целом и отдельных его субсекторов определяют и отличительные особенности процессов трансформации его институциональной структуры. Важнейшая особенность трансформационных процессов в нефтегазовом секторе определяется значительно большей ролью и участием государства. Роль государства при этом значительно выходит за рамки только принуждения к исполнению контрактов и тем самым обеспечения гарантий реализации основополагающих прав – таких как, например, право собственности. Государство в большинстве стран мира выступает в роли одного из основных участников собственно экономических процессов в рамках нефтегазового сектора. Последнее находит отражение в значительной доле государственной собственности в нефтегазовых секторах большинства стран мира (как с точки зрения числа стран, так и масштабов операций компаний с государственным участием).

Значительная роль нефтегазового сектора в экономике, а также необходимость получения возрастающей отдачи от активов данного сектора определяют и повышенную роль государства в процессах трансформации институциональной структуры. Процесс трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора представляет собой взаимосвязанную последовательность этапов и стадий, направленных на формирование более эффективной

системы институтов и более эффективной организационной структуры. При этом важнейшая особенность состоит в том, что трансформация институциональной структуры не всегда (и вовсе не обязательно) предполагает приватизацию и распродажу активов сектора и смену тем самым собственников. Основная цель – повышение отдачи активов нефтегазового сектора – может быть достигнута и достигается прежде всего за счет и в рамках формирования и поддержания конкурентной среды и повышения степени прозрачности всех операций в рамках сектора (что особенно важно с точки зрения финансовой роли нефтегазового сектора в экономике большинства стран мира). Основным акцент на формирование нового регулирующего механизма и новой регулирующей роли государства в этом случае, как правило, предполагает:

- формирование открытой конкурентной среды в рамках нефтяного субсектора (прежде всего за счет более гибкого и разностороннего применения процедур предоставления недр в пользование, правил вхождения в сектор, гибкого регулирования текущих операций в рамках субсектора);
- повышение степени прозрачности всех операций в рамках газового субсектора при понижении (устранении) высоты барьеров вхождения в него, а также обеспечение доступа независимых производителей к системе магистральных и распределительных трубопроводов (что в конечном счете создает условия для формирования контрактных отношений по линии «производитель – потребитель»).

Чрезвычайно важным условием процесса трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора является синхронизация процесса изменения функций и роли государства – уменьшение форм прямого участия государства в рамках нефтегазового сектора (или за счет продажи части активов, или за счет уменьшения активности во вновь реализуемых проектах) компенсируется (замещается) формированием процедур и механизмов косвенного регулирования и воздействия. Важнейшим инструментом воздействия со стороны государства является гибкое регулирование цен и ценовых пропорций.

В случае появления асинхронности в процессах трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора, т. е. при накоплении значительных изменений в формальных и неформальных ограничениях (институтах) и при отставании изменений в формах взаимодействия и, соответственно, в организационной структуре сектора, процесс приобретает дискретный характер. Последнее означает, что изменения в институциональной структуре приобретают взрывной характер в форме резкой смены правил взаимодействия и, соответственно, организационной структуры.

В мире в рамках нефтяного субсектора наиболее значительные изменения в организационной структуре имели место на рубеже 60–70-х гг. и во второй половине 70-х гг. В первом случае изменения были связаны с изменением состава нефтяных компаний – резким увеличением числа (и, соответственно, доли производства) национальных нефтяных компаний в нефтедобывающих странах (преимущественно с государственным участием), а во втором случае – с рационализацией и усилением специализации нефтяных компаний. И в том, и в другом случае толчком послужили изменения ценовых пропорций: в конце 60 – начале 70-х гг. – резкий рост цен на нефть, а в середине 80-х гг. – напротив, их резкое снижение. В этой связи следует ожидать, например, усиления последней тенденции в связи с аналогичной ситуацией на мировом рынке нефти, проявившейся в 1998 г. Не только изменение институтов (правил или ограничительных рамок) влияет на изменение организационной структуры, но также имеет место и противоположное явление – влияние организационной структуры на институты. В мировом нефтяном субсекторе это, в частности, проявилось в значительном расширении рамок и сферы применения контрактных отношений – вовлечение в сферу последних не только компаний из смежных секторов экономики, но и во все большей степени формирование взаимоотношений по линии «государство – недропользователь (нефтяная или газовая компания)» на контрактной основе. В сферу контрактных отношений во все большей степени вовлекается основная составляющая активов нефтегазового сектора – запасы углеводородов в недрах.

Рассмотрение и анализ особенностей динамики институциональной структуры нефтегазового сектора в мире позволяет более аргументированно и обоснованно подойти к оценке трансформационных процессов в нефтегазовом секторе экономики России, а также к определению возможных направлений трансформации в предстоящие годы.

В процессе как технологических, так и институциональных изменений проявляются черты зависимости от прошлого.

Анализ динамики институциональной структуры нефтегазового сектора в рамках системы централизованного планирования и управления на протяжении почти 70 лет (с 1922 по 1989 г.) показывает, что ее отличали следующие основные черты и особенности:

- практическая неизменность основополагающих экономических институтов и правил взаимодействия хозяйственных единиц;
- отделение собственно производственных функций хозяйственных единиц от трансакционных операций (связанных с реализацией произведенной продукции);
- изменение организационной структуры исключительно под влиянием производственно-технологических факторов и условий;
- формирование в конечном счете производственного аппарата (активов) сектора вне какой-либо взаимосвязи с влиянием рыночных сил;
- наличие значительных диспропорций в рамках организационной структуры нефтегазового сектора, особенно в подготовке эффективных запасов и утилизации непрофильных углеводородов;
- резкое нарастание противоречий в рамках институциональной системы (особенно в условиях резкого ухудшения качества и характеристик осваиваемых и разрабатываемых запасов углеводородного сырья) – отрыв собственно производственной деятельности от трансакционной привел к резкому возрастанию потребностей в инвестициях и инвестиционных ресурсах в конце 80-х гг. (при этом объем потребных инвестиций в нефтегазовый сектор стал сопоставим с общим располагаемым объемом инвестиционных ресурсов в народном хозяйстве в целом).

С целью преодоления накопившихся проблем в 1989–1991 гг. были предприняты первые попытки частичной трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики России. Особенность предпринятых шагов состояла в частичном преодолении барьеров межотраслевого взаимодействия за счет создания межотраслевых государственных концернов. Однако фактически был создан только один подобный государственный концерн – ГК «Газпром» в 1989 г., создание другого – в нефтяном субсекторе – ГК «ЛУКнефтегаз» было осуществлено только незадолго до распада СССР – в конце 1990 г.

К особенностям данного этапа преобразований могут быть отнесены:

- декларирование принципа добровольного вхождения отдельных производственных подразделений в состав межотраслевых концернов;
- стремление сформировать внутренние связи и взаимоотношения в рамках межотраслевых концернов на контрактной основе;
- сохранение отделения собственно производственной деятельности от трансакционной, связанной с реализацией произведенной (добытой) продукции;
- неизменность цен (при незначительном увеличении в 1991 г. сегмента рыночного оборота нефти) и обязательность поставок в рамках государственного заказа;
- фактическая замена среднего звена в системе государственного управления нефтегазовым сектором системой межотраслевых концернов.

Частичные преобразования, связанные с изменением организационной структуры, при сохранении всех основополагающих формальных и неформальных ограничений (прежде всего связанных с системой ценообразования) не дали (и не могли дать) желаемого эффекта – возрастания отдачи (эффективности) новой системы институтов. Более того, в основу трансформации институциональной структуры были положены такие важнейшие принципы, как:

- сохранение производственно-технологических связей;
- приведение в соответствие организационной структуре системы формируемых (в процессе так называемых индуцируемых изменений) институтов (правил или формальных ограничений).

Наращение экономических проблем в рамках нефтегазового сектора (и экономики в целом), обусловленное значительным диспаритетом цен на продукцию нефтегазового сектора экономики и материально-технические ресурсы, а также резкое снижение финансово-экономических возможностей государства в инвестиционной сфере – эти и ряд других причин обусловили необходимость осуществления более радикальных дискретных преобразований (трансформации) институциональной структуры нефтегазового сектора российской экономики.

Начиная с 1992 г. в основу трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора были положены:

- одновременное проведение изменений отношений собственности, изменений организационной структуры и переход на систему новых относительных цен;
- формирование вертикально-интегрированных нефтяных компаний как основы будущей организационной структуры нефтяного субсектора;
- сохранение неизменной организационной структуры в газовом субсекторе при изменении статуса собственности.

Значительное влияние на выбор направлений и темпов трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора оказала ключевая роль последнего в формировании доходной части государственного бюджета. В этой связи нефтегазовому сектору в процессе трансформации институциональной структуры экономики России в целом была отведена роль финансового донора.

При этом если нефтяной субсектор в значительной мере обеспечивал формирование доходов государственного бюджета преимущественно в денежной форме (или в форме поставок нефти и нефтепродуктов для госнужд), то газовый субсектор (наряду с формированием денежной составляющей доходов государственного бюджета) в значительных объемах осуществлял кредитование экономики России в форме практически безвозмездных товарных субсидий – в виде не оплачиваемых потребителями поставок природного газа.

Для процесса трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора российской экономики характерна значительная асинхронность этапов и стадий трансформации. Наиболее значительным проявлением асинхронности явилось (и является до настоящего времени) значительное отставание в формировании нового регулирующего механизма и новой регулирующей роли государства в рамках сектора. Фактически государство в процессе трансформации значительно ослабило выполнение функций по гарантии прав собственности, а также принуждения к исполнению условий контрактов и соглашений в экономической сфере.

Ослабление влияния государства было компенсировано значительным усилением инсайдерского контроля со стороны администрации вновь образованных нефтяных компаний, а также формированием системы приоритетов и предпочтений, противоречащих критериям роста общественного благосостояния и целям повышения отдачи от полученных в процессе приватизации активов. Вместе с тем усиление роли и позиций инсайдеров во вновь образованных компаниях (при ужесточении бюджетных ограничений) обострило так называемую дилемму инсайдера – проблему выбора между продолжением политики неэффективного использования активов и привлечением необходимых инвестиционных ресурсов (что предполагает финансово-экономическую прозрачность компании для внешних инвесторов).

Государством на начальном этапе трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора практически не было уделено внимания основным целям процесса преобразований – формированию конкурентной среды в рамках сектора и повышению степени прозрачности сформированных компаний (особенно занимающих монопольное положение в рамках сектора – таких как РАО «Газпром» и ОАО «Транснефть»).

Ужесточение бюджетных ограничений (прежде всего исчерпание возможностей включения инфляционных ожиданий и заведомо неоправданных расходов в цены реализации углеводородов и продуктов их переработки), а также полное разгосударствление и приватизация создали в течение 1995–1996 гг. предпосылки для проведения трансформации внутренней структуры нефтяных компаний – с точки зрения как изменения системы внутренних связей и взаимоотношений, так и изменения внутренней организационной структуры компаний.

Особенности процесса внутренних преобразований на уровне отдельных нефтяных компаний состояли в формировании:

- централизованного управления материальными и финансовыми потоками на уровне головной компании (что, в частности, вновь привело к отделению транзакционных функций от производственных);
- системы планирования и управления с целью решения не только перспективных проблем, но и вопросов текущей производственно-коммерческой деятельности всех основных производственных подразделений;
- органов производственно-финансового управления на основе органов управления головными компаниями (в отличие от предполагавшегося на начальном этапе выполнения функций чисто финансового холдинга).

Функции внешнего (аутсайдерского) контроля при значительном ослаблении контроля со стороны государства, а также при недостаточном уровне развития всей системы рыночных институтов (таких как фондовый и финансовый рынки, рынки труда и др.) в процессе итоговой приватизации нефтяного субсектора экономики России перешли в ряде ведущих нефтяных компаний к универсальным банкам. Усиление позиций банков в российских нефтяных компаниях создало условия и предпосылки для реструктурирования компаний (прежде всего за счет привлечения кадров более квалифицированных специалистов), но вместе с тем лишь отчасти решило проблему преобладания инсайдерского контроля. Банки (точно так же, как и инсайдеры) при отсутствии развитой системы институтов внешнего контроля (включая и государственный контроль) имеют свои определенные цели и приоритеты, которые не всегда и не во всех случаях совпадают с реализацией целей, направленных на повышение отдачи от активов нефтяных компаний.

Отсутствие удовлетворительного (по мнению автора) решения проблемы внешнего контроля является одной из ключевых проблем трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики России. При этом речь идет не только и не столько о выполнении государством функций контроля за исполнением принятых норм и правил, сколько о недостаточной определенности норм и правил, обеспечивающих формирование и поддержание эффективной конкурентной среды в рамках нефтяного субсектора. Необходима иерархическая система правил, которая бы не только отражала иерархию (соподчинение норм) в рамках общегосударственного экономико-правового пространства, но и учитывала в достаточной мере особенности государственного устройства России. К числу таких важнейших особенностей (в контексте рассматриваемой проблемы) относится декларируемое Конституцией РФ федеративное устройство государства. Как при проведении процесса трансформации институциональной структуры (прежде всего на начальном этапе – в 1992–1993 гг.), так и в дальнейшем – при формировании фрагментов нового регулирующего механизма мало внимания было уделено формированию региональной системы норм и правил регулирования – в рамках не только отдельных субъектов Федерации, но и отдельных районов проведения нефтегазовых операций. В итоге в процессе трансформации институциональной структуры в рамках нефтяного субсектора на уровне страны в целом сформировалась олигополия в составе шести-семи нефтяных компаний, а на уровне отдельных регионов каждая из данных компаний по-прежнему занимает монопольное положение (что во многом также вытекает из ранее широко применявшегося территориально-производственного принципа организации промышленности).

Ориентация только на создание крупных вертикально-интегрированных компаний в нефтяном субсекторе экономики России не только не отвечает целям роста общественного бла-

госостояния и повышения отдачи от активов, находящихся в распоряжении компаний, но и не соответствует изменившейся структуре вовлекаемых в разработку месторождений углеводородов. Значительное уменьшение размеров запасов вовлекаемых в освоение и разработку месторождений, как показывает опыт других стран и нефтегазоносных провинций, усиливает конкурентные позиции и роль мелких и средних компаний. Однако в рамках процесса трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора экономики России формированию условий и предпосылок становления и развития мелких и средних компаний не было уделено должного внимания. Напротив, динамика количества компаний, начиная с 1996 г., свидетельствует об их неуклонном уменьшении и сокращении добычи нефти данными компаниями.

Достаточно узкая направленность трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора экономики России – формирование вертикально-интегрированных компаний и их последующая приватизация и изменение относительных цен (при сохранении, по существу, прежнего принципа затратного ценообразования из-за высокой доли налогов на базе дохода) – все это явилось результатом ярко выраженной фискальной направленности реальной экономической политики.

Фискальная направленность, в свою очередь, привела к значительному видоизменению механизма иерархического торга между сформированными компаниями и государством. В обмен на тяжелое налоговое бремя и необходимость безвозмездных (или символически возмездных) поставок топливно-энергетических ресурсов для обеспечения общегосударственных нужд и для поддержания социально-экономической стабильности в обществе государство стало применять либо весьма упрощенные механизмы регулирования, либо вовсе не использовать имеющиеся возможности.

В наибольшей степени данный упрощенный подход к регулированию нефтегазового сектора проявился по отношению к газовому субсектору. При преобразовании ГК «Газпром» в акционерное общество в качестве основной задачи последнего была определена бесперебойность поставок природного газа (безотносительно к уровню платежеспособности потребителей на внутреннем рынке). Поэтому невмешательство государства в дела компании стало в определенном смысле компенсацией за повышенное фискальное бремя и безвозмездную поставку газа значительной части потребителей на внутреннем рынке (доля оплаченного газа в течение 1993–1997 гг. устойчиво держалась около 50-процентной отметки).

В основу формирования РАО «Газпром» был положен принцип примата внешней конкуренции над внутренней, иными словами, априори было задано, что трансакционные издержки, связанные с рыночными трансакциями вне «Газпрома», превышают издержки, связанные с обеспечением функционирования компании как единого многопрофильного конгломерата. Вместе с тем данное предположение в полной мере справедливо только применительно к основной производственной деятельности – добыче и магистральному транспорту природного газа на действующих месторождениях (ввиду уникальных свойств и характеристик данных активов).

Основой консолидации (реструктурирования) газового субсектора (прежде всего добычи природного газа и дальнего магистрального транспорта) и выработки специфических формальных ограничений (институтов) послужили изменения в уровне относительных цен на природный газ. Особенности изменения цен состояли:

- в отказе от системы зональной дифференциации цен;
- в формировании базовых уровней цен на основе предположения о необходимости компенсации всех издержек во всех звеньях добычи и магистрального транспорта газа;
- в ежемесячной индексации цен в зависимости от темпов инфляции в народном хозяйстве;
- в применении процедур внутреннего (трансфертного) ценообразования в рамках компании – РАО «Газпром».

Система ценообразования, построенная на таких принципах, позволила, с одной стороны, очень быстро трансформировать органы оперативно-производственного управления бывшего министерства в органы финансово-экономического управления и учета, а с другой

стороны, данный принцип ценообразования уже в конце 1994 г. вошел в резкое противоречие с уровнем платежеспособного спроса на внутреннем рынке. Роль демпфера при переходе к новой системе экономических институтов в рамках нефтегазового сектора в целом сыграл (и продолжает играть) внешний рынок – в 1992–1996 гг. за счет более высокой прибыльности операций, а начиная с 1997 г. за счет стабильности оплаты поставок продукции.

В конечном счете изменение внутренних относительных цен на природный газ (при снижении доходности экспорта) с точки зрения их приближения к ценам внешнего рынка усилило роль и значение операций на российском рынке. Именно это обстоятельство послужило толчком к более активному проведению трансформации институциональной структуры газового субсектора.

В числе важнейших направлений:

- переход сначала на зональные цены (точнее, возврат к системе зональных цен), а затем и на контрактные цены;
- реализация принципа свободного доступа независимых производителей к системе магистральных и распределительных трубопроводов;
- обеспечение прозрачности всех операций в добыче, транспортировке и распределении природного газа;
- переход от поставок природного газа к его реальной продаже на основе реальных контрактных условий.

Изменение относительных цен вызвало необходимость формирования системы реального государственного регулирования газового субсектора, адекватной изменившейся системе экономических институтов в экономике страны в целом. Переход на новые относительные (более гибкие) цены на природный газ был обусловлен ужесточением бюджетных ограничений и исчерпанием возможностей формирования цен с учетом инфляционных ожиданий и неоправданно высоких издержек (прежде всего в сервисном секторе – обслуживании добычи газа, а также произвольном установлении затрат на его транспортировку). Ужесточение бюджетных ограничений вызвало необходимость перехода и на новые относительные цены и в конечном счете необходимость перехода к новой институциональной структуре, основанной на расширении сферы и рамок контрактных отношений – как в продаже природного газа, так и в выполнении сервисных и подрядных услуг. Последнее предопределило изменение организационной структуры РАО «Газпром» – выделение в самостоятельное подразделение сферы торговли природным газом на внутреннем рынке, а также рационализацию системы вспомогательных и обслуживающих компаний.

Рассмотрение проблем и направлений трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора российской экономики позволяет, как представляется автору, сделать ряд более общих выводов и заключений:

- особенности трансформации нефтегазового сектора во многом определяются его уникальной ролью в экономике страны;
- значительную роль играет особенность созданных и накопленных к началу преобразований активов нефтегазового сектора, которые весьма далеки от структуры активов компаний, оперирующих в условиях экономики рыночного типа;
- в процессе трансформации не была определена и реализована новая роль государства в регулировании сектора, не были определены и закреплены формы и способы эффективного государственного регулирования;
- значительный приоритет был отдан формам и методам фискального регулирования;
- проведение всеохватывающей приватизации не решает задачу формирования в нефтегазовом секторе эффективной системы экономических институтов.

По состоянию на середину 1998 г. можно говорить только о наличии элементов системы новой институциональной структуры в нефтегазовом секторе российской экономики.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Olson Mancur**. Development Depends On Insitution. – Maryland, U.S., 1994. – 45 p.
2. **Капелюшников Р. И.** Рональд Коуз, или сотворение рынков// Мировая экономика и международные отношения. 1993. № 12. – с. 15–24.
3. **Козлова К. Б.** Институционализм в американской политэкономии. – М.: Наука, 1987. – 215 с.
4. **Kochevrin Y., Filatochev I., Bradshaw R.** Institutional transformation in Russia: a transaction cost approach// Economics of Transition. 1994. Vol. 2(3). – P. 373–390.
5. **Capelik V. E.** Should Monopoly be regulated in Russia?// Communist Economies & Economic Transformation. 1994. Vol. 6. № 1. – P. 19–32.
6. **Starodubrovskaya I.** The Nature of Monopoly and barriers to Entry in Russia// Communist Economies & Economic Transformation. 1994. Vol. 6. № 1. – P. 3–19.
7. **Тамбовцев В.** Теоретические вопросы институционального проектирования// Вопр. экономики. 1997. № 3. – С. 82–94.
8. **Веблен Т.** Теория праздного класса/ Пер. с англ. – М., 1984. – 204 с.
9. **North Douglas C.** Institutions, Institutional Change and Economic Performance. – Cambridge, U. K.: Camdrige University Press, 1990. – 152 p.
10. **Менар Клод.** Экономика организаций. – М.: Инфра-М, 1996. – 160 с.
11. **Уильямсон Оливер Итон.** Экономические институты капитализма: Фирмы, рынки, «отношенческая» контрактация/ Пер. с англ. – СПб.: Лениздат, CEV Press, 1996. – 702 с.
12. **Schleifer A.** Establishing Property Rights// Proceedings of the World Bank Annual Conference on Development Economics, 1994 – P. 93–117.
13. **Hodson Geoffrey M.** Economics and Institutions (A Manifesto for a Modern Institutional Economics). – Oxford, U. K.: Polity Press, 1988.
14. **Balcerovich Leszek.** Economics of Transition: How to integrate it into the study of insitutions// Dispatch from Berlin. 1996. №. 12.
15. **Coase Ronald H.** The Nature of the Firm// Economica. 1937. № 4 (Nov.). – P. 386–405.
16. **Williamson Oliver.** Transaction-Cost Economics. The Governance of Contractual Relations// Journal of Law and Economics. 1979. №. 22. – Chicago, U.S.: University of Chicago Press. – P. 233–261.
17. **Blair J.** Economic Concentration. – New York, U.S., 1972.
18. **Buck T., Cole J.** Modern Soviet Economic Performance. – Oxford, U.K.: Blackwell, 1987.
19. **Mayhew K., Seabright P.** Incentives and the Management of Enterprise in Economic Transition: Capital Markets are not Enough// Oxford Review of Economic Policy. 1992. №. 8. – P. 105–129.
20. **Корнау Я.** Дефицит/ Пер. с венг. – М.: Наука, 1990. – 607 с.
21. **Bromley Daniel W.** Economic Interests and Institutions (The Conceptual Foundations of Public Policy). – Oxford, U.K., Blackwell. – 1989. – 270 p.
22. **Murrel Peter.** Evolution in Economics and in the Economic Reform of the Centrally Planned Economies// The Emergence of Market Economies in Eastern Europe/ Eds. Christopher Clague, Gordon C. Rausser. – Oxford, U.K., Blackwell. – 1992.
23. **Корнау Я.** Как избавиться от экономики дефицита/ Пер. с англ.// ЭКО. 1996. № 6. – С. 117–144.
24. **Brada Josef C.** The Transformation from Communism to Capitalism: How Far? How Fast?// Post-Soviet Affairs. 1993. № 9 (2). – P. 87–110.
25. **Ericson Richard E.** The Classical Soviet-Type Economy: Nature of the System and Implications for the Reform// Journal of Economic Perspectives. 1991. №. 5 (4). – P. 11–28.
26. **Murrel Peter.** Conservative Political Philosophy and the Strategy of Economic Transition/ Eastern European Politics and Societies. – IRIS Reprint, №. 13. 1992.
27. **Murrel Peter, Olson Mancur.** The Devolution of Centrally Planned Economies// Journal of Comparative Economics. 1991. №. 15 (2). – P. 239–265.

28. **Bienkowski Wojciech.** The Bermuda Triangle: Why Self-Governed Firms Work for Their Own Destruction// Journal of Comparative Economics. 1992. № 16 (4). – P. 750–762.
29. **Промышленно-экономический** и юридический семинар/ Альянс Би-Пи/Статойл. – Москва; Тюмень; Иркутск; Алма-Ата, 1991. – 160 с.
30. **NESTE Corporation/** Annual Report, 1991. – 60 p.
31. **Louisiana Land and Exploration/** Nineteen Ninety Report, 1989. – 48 p.
32. **Блази Дж. Р., Круз Д. Л.** Новые собственники (наемные работники – массовые собственники акционерных компаний)/ Пер. с англ. – М.: Дело Лтд., 1995. – 320 с.
33. **Norwegian Petroleum** Activity. 1997 Fact Sheet. – Oslo: The Royal Ministry of Petroleum and Energy, 1997. – 136 p.
34. **Saga Petroleum.** 1990's Annual Report . – Oslo, 1990.
35. **Roncaglia Alessandro.** The International Oil Market. A Case of Trilateral Oligopoly. London, U. K.: The MacMillan Press Ltd., 1985. – 180 p.
36. **The Role of State** Oil Companies. State Oil Companies have Major Role In Oil World// Oil&Gas Journal. 1993. Aug.16.
37. **Middle East Oil** and Gas. – Paris: International Energy Agency, 1995. – 412 p.
38. **Petroleum Industry** in Norwegian Society/ Royal Norwegian Ministry of Finance. – Parliamentary Report № 25, 1973–1974. – 103 p.
39. **Sampson Anthony.** The Seven Sisters. The Great Oil Companies and the World They Made. – Coronet Books, Hodder and Stoughton. Edition 1988. – 370 p.
40. **Frankel Paul.** The Essentials of Petroleum: A Key to Oil Economics. – New ed. London: Frank Cass, 1969.
41. **Adelman M. A.** The World Petroleum Market. – Baltimore, U.S.: John Hopkins University Press, 1972. – 196 p.
42. **Barrera-Rey F.** The Effect of Vertical Integration on Oil Company Performance. – Oxford Institute for Energy Studies, October 1995. – 55 p.
43. **Payne Mark.** World Oil Companies: A review of strategy and financial performance. – FT Energy Publishing, 1995. – 130 p.
44. **Hailwood Paul C.** Foreign Ownership and Industrial Organization in the Scottish Offshore Oil-Supply Industry// The Journal of Energy and Development. 1991. Vol.14. №.2. – P. 221–236.
45. **Felis Ian, Lucas Nigel.** UK Energy Policy – Post Privatisation. – Glasgow: Scott Stern Associates, 1991. – 110 p.
46. **National Energy** Strategy – Powerful Ideas for America/ Executive Summary. First Edition, 1991/1992.
47. **Lerberg B. E.** Norwegian experience in developing petroleum policies and administration. – Oslo: Ministry of Petroleum and Energy, Apr. 1997. – 25 p.
48. **Teplitz-Sembitzky W.** Regulation, deregulation, or re-regulation – what is needed in the LDCs power sector?// OPEC Bulletin, Febr. 1991. – P. 13–15.
49. **Norwegian Petroleum** Activity. 1995 Fact Sheet. – Oslo: The Royal Ministry of Petroleum and Energy, 1995.
50. **Okogu Bright E.** Sharing out downstream barrel: imbalance may impact investment // OPEC Bulletin, May 1995. – P. 4–12.
51. **Petroleum Taxation** and the Incentives for Exploration and Development. – Oslo: Ministry of Finance, 1983. – 110 p.
52. **The Norwegian Continental** Shelf. 1988 Fact Sheet. – Oslo:The Royal Ministry of Petroleum and Energy, 1988.
53. **Acreage, Laws & Tax.** Reference Volume. North Europe. – London: Petroconsultants, 1992. – 242 p.
54. **OSO.** Oil and Gas Information. – London, 1994. – 42 p.
55. **Alberta Oil and Gas** Tenure/ Alberta Energy. – Edmonton: Mineral Resources Division, 1987. – 31 p.
56. **Alberta Energy.** Annual Report 1988–1989. – Edmonton: Office of the Minister, 1990. – 32 p.
57. **Noreng Oystein.** Governments and Their National Oil Companies – The Problems of Interaction and Coexistence. – Oslo: Norwegian School of Management, 1991. – 204 p.

58. **Krapelis Edward N.** Controlling Oil: British Oil Policy and the British National Oil Corporation. – Washington, U. S.: Senate Committee on Energy and Natural Resources, 1977. – 135 p.
59. **Симония А. А.** Нефть и газ в странах Юго-Восточной Азии. – М.: Наука, 1983. – 238 с.
60. **Шафраник Ю. К., Крюков В. А.** Нефтегазовые ресурсы в круге проблем. – М.: Недра, 1997. – 266 с.
61. **The IEA Natural Gas** Security Study. – Paris: International Energy Agency, 1995. – 565 p.
62. **Stanislaw Joseph A.** Emerging Global Energy Companies: Eye on the 21st Century. – Massachusetts, Cambridge, U. S., 1995. – 14 p.
63. **Wiig Wibecke.** Organizing operations for offshore petroleum fields/ Report № 119. – Bergen, Norway: The Institute of Industrial Economics, December 1989. – 76 p.
64. **Dahl Carol, Yucel Mine.** Testing Alternative Hypotheses of Oil Producer Behavior// The Energy Journal. 1994. Vol. 12. № 4. – P. 117–138.
65. **Lynch Michael C.** Shoulder Against Shoulder: The Evolution of Oil Industry Strategy// The Journal of Energy and Development. 1995. Vol. 19. № 1. – P. 15–56.
66. **Noreng O.** National oil companies and their government owners: the politics of interaction and control// The Journal of Energy and Development. 1996. Vol. 19. № 2. – P. 197–226.
67. **The Guide** to World Energy Privatisation. – London: The Petroleum Economist Ltd., 1995. – 172 p.
68. **Deregulation** or Re-regulation? Regulatory Reform in Europe and the United States/ Ed. G.Majone. – London: Printers Publishers, 1990. – 262 p.
69. **Webb Michael G.** Energy policy and the privatization of the UK energy industries// Energy Policy. 1985. Febr. – P. 27–36.
70. Oil&Gas Journal. 1994. Apr. 4.
71. **Privatisation of Oil Companies** in Latin America// Oxford Energy Forum. 1995. May.
72. **The Guide to World** Energy Privatisation. – London: The Petroleum Economist Ltd., 1995. – 172 p.
73. **Трифонов В. А.** К вопросу о взаимоотношениях синдикатов с трестами (опыт полугодовой работы Всероссийского нефтяного синдиката)// В.С.Н.Х., Торгово-Промышленная Газета. – М.: Вся Россия, 1923. – 36 с.
74. **Устав** нефтяного синдиката Союза ССР (Нефтесиндиката). – М., 1924. – 31 с.
75. **Лацис О.** Выйти из квадрата. – М.: Политиздат, 1989. – 324 с.
76. **Мизес Л. фон.** Бюрократия. Запланированный хаос. Антикапиталистическая ментальность. – М.: Дело, 1993. – 232 с.
77. **Мальцев Н. А., Игrevский В. И., Вадецкий Ю. В.** Нефтяная промышленность России в послевоенные годы. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 307 с.
78. **Макаров П. Н.** Роль В. Д. Шашина в решении проблем управления нефтяным комплексом// В. Д. Шашин – выдающийся деятель нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – С. 159–162.
79. **Левин С. М.** Творческий вклад В. Д. Шашина в развитие отраслевой экономики// В. Д. Шашин – выдающийся деятель нефтяной промышленности. – С. 148–158.
80. **Генеральная** схема управления нефтяной промышленностью. – М.: ВНИИОЭНГ, 1974. – 47 с.
81. **Sagers M. J., Kryukov V. A., Schmat V. V.** The Extraction and Distribution of Resource Rent From Oil and Gas Sector in the Russian Economy// Post-Soviet Geography. 1995. Vol. 36. № 6. – P. 389–425.
82. **Авен П., Широнин В.** Реформа хозяйственного механизма: реальность намеченных преобразований// Известия СО АН СССР. Сер. Экономика и прикладная социология. 1987. № 3. – С. 32–41.
83. **Nove A.** The Soviet Economic System. – London: Allen & Unwin, 1982.
84. **В. Д. Шашин** – выдающийся деятель нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – 230 с.
85. **Петраков Н. Я.** Экономика и государство// Не смей командовать! – М.: Экономика, 1989. – С. 211–232.
86. **О совершенствовании** управления нефтяной и газовой промышленностью. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 53 с.

87. **Развитие** экономических методов управления в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 105 с.
88. **Топуридзе А. М.** Нефтяная промышленность: вчера, сегодня, завтра. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – 164 с.
89. **Крюков В. А., Севастьянова А. Е., Шмат В. В.** Нефтегазовые территории: как распорядиться богатством? – Новосибирск; Тюмень, 1995. – 368 с.
90. **Топливо** и энергетика России: Справочник специалиста топливно-энергетического комплекса. – М.: ВНИИКТЭП, 1993. – 418 с.
91. **Крюков В. А.** Роль и значение для экономического развития Сибири перехода к новым принципам недропользования. Препринт. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1993. – 45 с.
92. **Крюков В. А., Шмат В. В.** Механизмы реализации Федеральной целевой программы развития экономики Сибири// Долговременные принципы развития экономики Сибири. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1996. – С. 19–40.
93. **Дзуреченский В. А.** Нефтяная промышленность России на пороге XXI века// Минеральные ресурсы России. 1996. № 2. – С. 7–11.
94. **Крюков В. А., Токарев А. Н.** Проблемы ремонта и восстановления скважин// Актуальные проблемы развития нефтяной промышленности Сибири. – Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 1993. – С. 133–144.
95. **Брагинский О., Сибилев С., Эльяшев Е.** Рынок нефти в России (итоги 1996 г.)// Нефть и бизнес. 1997. № 2. – С. 6–10.
96. **Ежов С.** Мировой и отечественный опыт регулирования отношений недропользования в нефтяной отрасли// Нефтегазовая вертикаль. 1998. № 2. – С. 52–54.
97. **Крюков В. А., Шмат В. В.** Вертикально-интегрированные компании – обратная сторона медали// ЭКО. 1995. № 2. – С. 103–117.
98. **Корпоративное** управление в переходных экономиках: Инсайдерский контроль и роль банков/ Под ред. Масахико Аоки и Хьюнг Ки Кима. – СПб.: Лениздат, 1997. – 558 с.
99. **Крюков В. А.** Регионы и нефтяной сектор – новые грани «старых» проблем?// Регион: экономика и социология. 1995. № 1. – С. 25–50.
100. **Kryukov V., Moe A.** The Changing Role of the Banks in the Russian Oil Sector. – London: Royal Institute of International Affairs, 1998. – 40 p.
101. **Крюков В. А.** Не надо рубить сплеча (о формах и способах протекционизма в нефтегазовом секторе России)// ЭКО. 1995. № 8. – С. 103–115.
102. **Методические** указания к разработке государственных планов экономического и социального развития СССР. – М.: Экономика, 1980. – 776 с.
103. **Kryukov V., Gorst I.** New kids on the block// Petroleum Economist. 1993. Vol. 60, № 8. – P. 5–6.
104. **Лавровский И.** Нефтяная промышленность: новая структура и старые проблемы// Бизнес МН. 1995. 20 сент.
105. **Перчик А.** Возрастание значимости малых нефтедобывающих компаний// Нефть и бизнес. 1997. № 4. – С. 9–11.
106. **Салманов Ф. К.** ТЭК России в период реформ// Финансовые известия. 1996. № 71.
107. **Treat John E.** (ed.) Creating the High Performance International Petroleum Company: Dinosaur Can Fly. – PennWell Publishing Company, 1994.
108. **Диденко И. А., Крюков В. А.** Нужна ли нефтяная политика не нефтяной области?// Финансы в Сибири. 1996. № 9. – С. 35–39.
109. **Колядов Л. В., Митрофанов Л. В., Ахриев Ю. К.** Как осваивают российские нефтяные компании внутренний рынок нефтепродуктов// Нефть и бизнес. 1997. № 3. – С. 2–26.
110. **Grace John D.** Russian gas resources base large, overstated, costly to maintain// Oil&Gas Journal. 1995. Febr. 6. – P. 71–74.
111. **Grace John D.** Cost Russia's biggest challenge in maintaining gas supplies// Oil&Gas Journal. 1995. Febr. 13. – P. 79–81.
112. **Стратегия** развития газовой промышленности России/ Под ред. Боксермана Ю. И. и др. – М.: Энергоатомиздат, 1997. – 344 с.
113. **Газовая** промышленность–1992. – М.: ИРЦ РАО «Газпром», 1993.

114. **Крюков В. А., Максимов Ю. И., Орлов Б. П.** Куда газует Мингазпром?// ЭКО. 1988. № 7. – С. 130–136.
115. **Rodionov P.** Largest Integrated Gas Company in the World/ Presented at the Conference «Reform in the Gas Industry». – London, 1997. Nov. 20–21.
116. **Бренц А. Д., Гандкин В. Я., Уринсон Г. С.** Экономика газодобывающей промышленности. – М.: Недра, 1975. – 248 с.
117. **Крюков В. А.** РАО «Газпром» и сибирские финансы – кто кому должен?// Финансы в Сибири. 1995. № 8. – С. 3–7.
118. **Обобщение** опыта применения новых оптовых цен и разработка рекомендаций по дальнейшему совершенствованию оптовых цен на природный газ, газовый конденсат и продукцию газоперерабатывающих заводов. – М.: ВНИИЭГазпром, 1971. – 125 с.
119. **Селихова Е. К.** Концерн «Газпром» – самостоятельный хозяйственный комплекс// Газовая промышленность. 1989. № 9. – С. 2–4.
120. **Вяхурев Р. И.** Новые принципы, а не смена вывески// Газовая промышленность. 1990. № 6. – С. 2–6.
121. **Estrada Javier, Moe Ariid, Martinsen Kare Dahl.** The Development of European Gas Markets. – John Wiley & Sons, 1996. – 375 p.
122. **Боксерман Ю. И., Смирнов В. А., Омельченко А. И., Вольский Э. Л.** Концепция функционирования и развития ЕСГ в условиях перехода к рыночным отношениям// Газовая промышленность. 1992. № 3. – С. 1–10.
123. **Анусова Н. А.** Формирование себестоимости и регулирование цен в газодобывающей промышленности Западной Сибири// Регион: экономика и социология. 1992. № 3. – С. 10–13.
124. **Kryukov V. A.** Financial Flows and Management: The Need for Internal Transparency/ Presented at the Conference «Reform in the Russian Gas Industry». – London: Royal Institute of International Affairs, 1998.
125. **Austvik O. G.** Pricing of European Gas: Effects of Liberalization and Petroleum Excise Taxes/ Presented at Conference «Global Energy Transitions». – Budapest, 1996.
126. **Крюков В. А.** «Газпром» рассчитывает провести реконструкцию по собственному сценарию// Финансы в Сибири. 1997. № 6. – С. 6–11.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Введение	5
Часть I. ДИНАМИКА ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА	10
Глава I.1. Институты, институциональная структура, институциональные преобразования	—
I.1.1. Основополагающие понятия, термины и определения	—
I.1.2. Проблемы и задачи изучения институциональной структуры экономики	12
I.1.3. Анализ институциональной структуры – от анализа явлений к анализу причин	13
I.1.4. Контрактные формы и способы взаимодействия хозяйственных единиц	15
Глава I.2. Организационная структура	17
I.2.1. Число, размеры и типы организаций	—
I.2.2. Государство и его роль в формировании организационной структуры	—
I.2.3. Институциональная структура системы централизованного планирования и управления	18
Глава I.3. Динамика институциональной структуры – факторы и определяющие ее условия	21
I.3.1. Динамика организаций	—
I.3.2. Динамика системы институциональной структуры в условиях поступательного (эволюционного) развития	22
I.3.3. Динамика институциональной структуры при изменении экономической системы	23
Глава I.4. Нефтегазовый сектор экономики – особенности институциональной структуры	26
I.4.1. Важнейшие особенности нефтегазового сектора экономики	—
I.4.2. Типы, формы собственности и структура организаций в нефтегазовом секторе	27
I.4.3. Вертикальная интеграция в нефтегазовом секторе – закономерности и общие особенности	33
I.4.4. Виды организаций нефтегазового сектора	35
I.4.5. Общая характеристика нефтяного рынка	48
Глава I.5. Особенности динамики институциональной структуры нефтегазового сектора	52
I.5.1. Естественная динамика институциональной структуры нефтегазового сектора	—

1.5.2. Индуцированная динамика институциональной структуры нефтегазового сектора	56
1.5.3. Особенности процесса трансформации институциональной структуры нефтегазового сектора в различных странах	61
1.5.4. Трансформация газового субсектора	64
1.5.5. Трансформация институциональной структуры нефтегазового сектора при изменении системы базовых экономических институтов	65
Часть II. ТРАНСФОРМАЦИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЕ- ГАЗОВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ РОССИИ	68
Глава II.1. Изменение институциональной структуры нефтегазового сектора в СССР	—
II.1.1. Основные черты и особенности исходной институциональной структуры	—
II.1.2. Особенности организационной структуры нефтегазового сектора	70
II.1.3. Динамика организационной структуры нефтегазового сектора СССР	74
II.1.4. Формы взаимоотношений хозяйственных единиц в нефтяном субсекторе экономики СССР	79
II.1.5. Организационная структура нефтегазового сектора экономики	82
Глава II.2. Подходы к трансформации институциональной структуры нефтяного субсектора во второй половине 80 – начале 90-х гг.	—
II.2.1. Радикальная экономическая реформа 1987 г. – последняя попытка частичных изменений институциональной структуры	83
II.2.2. Преобразования 1989–1991 гг. – от предприятий к концернам .	85
II.2.3. Характеристика активов нефтяного субсектора в рамках исходного институционального устройства	87
II.2.4. Основные экономические аспекты функционирования нефтяного субсектора в рамках исходной институциональной структуры	88
Глава II.3. Акционирование и приватизация нефтяного субсектора в 90-е гг. – выбор направления	94
II.3.1. От изменений структуры управления к изменению основополагающих экономических институтов	95
II.3.2. Поиски форм реструктурирования и коммерциализации предприятий нефтяного субсектора	96
II.3.3. Выбор основного организационного элемента формирования новых компаний	98
Глава II.4. Законодательные основы акционирования и приватизации предприятий нефтяного субсектора	100
II.4.1. Общие законодательные основы акционирования и приватизации	—
II.4.2. Основные положения принятой схемы акционирования и реорганизации нефтяного субсектора	102
II.4.3. Акционирование и реструктурирование нефтяного субсектора в 1993–1995 гг.	103
II.4.4. Первичное распределение собственности в акционерных обществах нефтяного субсектора	107

Глава II.5. В поисках новой роли государства и нового регулирующего механизма.....	111
II.5.1. Проблемы формирования системы защиты прав собственности.....	112
II.5.2. Формирование системы недропользования.....	113
II.5.3. Создание условий недискриминированного доступа	118
II.5.4. Обеспечение права собственности на добытые углеводороды .	120
II.5.5. Новая роль государства – разрозненные шаги или целенаправленная стратегия?	123
Глава II.6. Ценообразование и налогообложение – ключевые направления трансформации	129
II.6.1. Особенности либерализации ценообразования в нефтяном субсекторе	—
II.6.2. Налоговая политика государства – решающий фактор изменения цен.....	133
II.6.3. Происходит ли ужесточение бюджетных ограничений?.....	137
Глава II.7. Изменение экономического поведения и реструктурирование.....	139
II.7.1. Динамика экономического поведения.....	—
II.7.2. Реструктурирование нефтяных компаний.....	147
Часть III. ВТОРАЯ ПОЛОВИНА 90-Х ГГ. – ФОРМИРОВАНИЕ КОНТУРОВ НОВОЙ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ НЕФТЯНОГО СУБСЕКТОРА	154
Глава III.1. Становление финансовых институтов в России в 1991–1995 гг.....	155
III.1.1. Становление финансовых институтов в нефтяном субсекторе в 1991–1993 гг.	156
III.1.2. Пути становления и развития отдельных финансовых институтов	160
III.1.3. Место финансовых институтов в нефтяном субсекторе в 1993–1995 гг.	161
Глава III.2. Формирование взаимосвязей нефтяных компаний и банков на этапе полного разгосударствления и приватизации	162
III.2.1. Альянсы ведущих нефтяных компаний и банков	—
III.2.2. Универсальные коммерческие банки – от роли финансовых агентов к роли собственников (1995 – начало 1998 г.)	164
III.2.3. Полное разгосударствление и приватизация в 1995 – начале 1998 г.	166
III.2.4. Приватизация без проведения залоговых аукционов	176
III.2.5. Особенности формирования финансово-промышленных альянсов в нефтяном субсекторе	178
Глава III.3. Независимые участники нефтяного субсектора – формы, пути и проблемы становления и функционирования	182
III.3.1. Совместные предприятия с участием иностранного капитала .	183
III.3.2. Геологодобывающие компании	188
III.3.3. Независимые нефтедобывающие компании	194
Глава III.4. Переработка нефти и реализация нефтепродуктов – больше возможностей для становления независимых компаний.....	200
III.4.1. Нефтепереработка – есть ли доступ для независимых производителей нефти?	—
III.4.2. Нефтепродуктообеспечение – сфера реальной конкуренции	203

Глава III.5. Итоговые выводы о динамике институциональной структуры неф- тяного субсектора экономики России	211
Часть IV. ТРАНСФОРМАЦИЯ ИНСТИТУЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ ГАЗОВО- ГО СУБСЕКТОРА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ – ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ	214
Глава IV.1. Основные факторы и условия, определяющие направления форми- рования институциональной структуры газового субсектора	215
IV.1.1. Характеристика активов газового субсектора экономики (естественные факторы и условия)	—
IV.1.2 Исходная (накануне трансформации) институциональная структура газового субсектора	217
IV.1.3. Финансово-экономические аспекты исходной институцио- нальной структуры	219
Глава IV.2. Динамика институциональной структуры газового субсектора эко- номики России в 90-е гг.	221
IV.2.1. Начальные шаги трансформации – от Мингазпрома к госу- дарственному газовому концерну «Газпром»	222
IV.2.2. Поиски направлений акционирования и приватизации	225
IV.2.3. Акционирование и приватизация газового субсектора	227
IV.2.4. Формирование новых форм взаимодействия хозяйственных единиц в рамках газового субсектора	231
Глава IV.3. Финансово-экономические инструменты и механизмы трансфор- мации	233
IV.3.1. Цены – ключевое звено преобразований	—
IV.3.2. Динамика финансового состояния РАО «Газпром» в 1991– 1997 гг.	237
IV.3.3. От поставок газа – к его реализации (изменение поведения РАО «Газпром» на внутреннем рынке)	240
Глава IV.4. Формирование нового регулирующего механизма и новой роли го- сударства	246
IV.4.1. РАО «Газпром» – финансовые инструменты и организацион- ные меры консолидации	—
IV.4.2. Основные последствия консолидации РАО «Газпром»	253
IV.4.3. Новый регулирующий механизм – проблемы формирования и пути становления	255
Заключение	263
Литература	270

В. А. Крюков

**ИНСТИТУЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА:
ПРОБЛЕМЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ**

Редактор И. Г. Зыкова

Корректор Р. А. Земцова

Художественный редактор В. В. Шмат

Технический редактор Г. М. Жвакина

Художник обложки В. В. Шмат

Компьютерная обработка графиков Б. П. Гургуцы

Компьютерная верстка Г. М. Жвакиной

ЛР №020892 от 30.05.94. Подписано к печати 01.07.98. Формат бумаги 60x84 ¹/₈ .

Офсетная печать. Гарнитура «Гельветика».

Объем 35 п. л. Усл. печ. л. 32,6. Уч.-изд. л. 35. Тираж 700 экз. Заказ № 155. Цена договорная.

Участок оперативной полиграфии Института экономики и организации промышленного производства СО РАН.
630090. Новосибирск, 90, просп. Академика Лаврентьева, 17.

*В. А. Крюков является соавтором следующих работ
по проблемам нефтегазового сектора экономики России,
опубликованных в последние годы:*

«НЕФТЕГАЗОВЫЕ ТЕРРИТОРИИ: КАК РАСПОРЯДИТЬСЯ БОГАТСТВОМ?»

(Текущие проблемы и формирование условий долговременного
устойчивого социально-экономического развития»
(соавторы А. Севастьянова, В. Шмат). – Новосибирск – Тюмень:
ИЭиОПП СО РАН, 1995. – 368 с.

«УТОПИЧЕСКАЯ ИДЕЯ ИЛИ РЕАЛЬНАЯ НАДЕЖДА?»

(Оценка возможностей для создания и деятельности специальных
финансовых фондов сырьевых территорий в России
и анализ зарубежного опыта)»
(соавторы А. Севастьянова, В. Шмат). – Новосибирск: Ассоциация
«Банки России», 1996. – 94 с.

«НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕСУРСЫ В КРУГЕ ПРОБЛЕМ.

(О формировании комплексной системы недропользования
при вовлечении в оборот ресурсов углеводородного сырья
в условиях переходного периода)» (соавтор Ю. Шафраник). –
М.: Недра, 1997. – 266 с.
