

**ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ
ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА**

НАУЧНЫЕ ТРУДЫ
№ 35Р

Ю.Н. Бобылев

**РЕФОРМИРОВАНИЕ
НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ
МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО
СЕКТОРА**

**Москва
2001**

Институт экономики переходного периода

Работа посвящена определению и обоснованию основных направлений реформирования системы налогообложения минерально-сырьевого сектора российской экономики. В работе проанализированы мировой опыт налогообложения минерально-сырьевого сектора, действующая российская система налогообложения, разработаны предложения по ее реформированию. Основное внимание в работе уделено нефтегазовому сектору экономики, обеспечивающему подавляющую часть налоговых платежей при добыче минеральных ресурсов.

Выпускающий редактор: Н. Главацкая
Компьютерный дизайн: А. Астахов

Настоящее издание подготовлено по материалам исследовательского Проекта Института экономики переходного периода, выполненного в рамках гранта, предоставленного Агентством международного развития США

ISBN 5-93255-058-9

Лицензия на издательскую деятельность Серия ИД № 0279 от 19 июня 2000 г.

103918, Москва, Газетный пер., 5

Тел. (095) 229–6413, FAX (095) 203–8816

E-MAIL – root @iet.ru, **WEB Site** – <http://www.iet.ru>

© **Институт экономики переходного периода 2001**

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 5 |
| 1. НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ: МИРОВОЙ ОПЫТ | 9 |
| 1.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ЭЛЕМЕНТЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА | 9 |
| 1.2. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СИСТЕМ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАНАХ | 23 |
| 2. НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ В РОССИИ | 38 |
| 2.1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА | 38 |
| 2.2. НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК ИНСТРУМЕНТ ИЗЪЯТИЯ СВЕРХПРИБЫЛИ..... | 65 |
| 3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РЕФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА | 76 |
| 3.1. ПЛАТЕЖИ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ НЕДРАМИ (РОЯЛТИ) | 76 |
| 3.2. ОТЧИСЛЕНИЯ НА ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ | 81 |
| 3.3. АКЦИЗЫ И ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ | 89 |

| | |
|---|-----|
| 3.4. НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ | 99 |
| 3.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ НАЛОГОВЫЕ РЕЖИМЫ | 106 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 110 |
| БИБЛИОГРАФИЯ | 120 |

ВВЕДЕНИЕ

В обществе, права собственности на недра в котором принадлежат государству, последнее должно играть, по меньшей мере, двойную роль. Во-первых, государство должно выступать в качестве собственника ресурсов и преследовать цель максимизации доходов от права собственности на богатства недр, которые все общество передало ему в доверительное управление. Выступая в качестве собственника ресурсов, государство получает платежи за использование этого фактора производства. Эти платежи, часто обозначаемые термином «роялти», являются платежами собственнику ресурса за право разработки запасов. Во-вторых, государство должно собирать налоги с дохода на капитал (или труд), использованный при производстве ресурсов. Государство, таким образом, одновременно должно выступать и как собственник ресурсов, и как сборщик налогов. Обе эти функции связаны как со значительными выгодами, так и со значительными рисками. Именно поэтому страны, обладающие необходимыми природными ресурсами, создают специальные системы раздела продукции и распределения доходов при добыче минерального сырья в целях наиболее полного извлечения генерируемой в данном секторе экономики ресурсной ренты. Такие системы должны обеспечивать как получение государством соответствующих доходов, так и достаточные стимулы для инвестиций в данный сектор производства. Главная цель налоговой системы для минерально-сырьевого сектора, таким образом, состоит в обеспечении того, чтобы государство получало соответствующую плату за свои природные ресурсы и распределяло доходы от их эксплуатации так, чтобы содействовать устойчивому экономическому росту и получению долгосрочной прибыли.

Страны с развивающейся экономикой, в том числе Россия, часто зависят от минеральных ресурсов как основного источника доходов в иностранной валюте. В этих условиях реальный обменный курс может подвергаться влиянию колебаний мировых цен на ограниченный ряд экспортных товаров. Такая недиверсифицированная экспортная база может существовать в течение определенного времени, но эта проблема должна быть решена в долгосрочном плане. Важно координировать налоговую и ресурсную политику для того, чтобы страна смогла произвести изменения в составе общих доходов. В частности, налоги на добывающую промышленность и платежи по соглашениям о разделе продукции должны быть эла-

стичными по отношению к мировым ценам на минеральные ресурсы. Рост цен на минеральные ресурсы может привести к росту обменного курса, что, в свою очередь, ведет к падению экспорта товаров и услуг, не относящихся к минеральным ресурсам, и, соответственно, снижению налоговых доходов, получаемых из других секторов. С другой стороны, экспорт иных товаров и услуг возрастет в случае, если обменный курс понизится в результате девальвации, порожденной падением цен на минеральные ресурсы. Налоги, получаемые из таких секторов, будут расти, и, следовательно, частично компенсировать падение доходов в добывающем секторе. Таким образом, в переходный период важно проводить такую политику в области минерального сырья, которая обеспечивала бы адекватный уровень дохода и позволяла бы компенсировать риски, которые несет государство, и влияние других факторов, например, обменного курса на другие доходы. В то же время доля доходов от природных ресурсов в общей сумме доходов государства постепенно должна снижаться. Экономика будет становиться все более диверсифицированной, доходы будут возрастать. Оба эти фактора должны понизить относительное значение минеральных ресурсов по мере экономического роста.

Для России, относящейся к числу крупнейших мировых производителей минеральных ресурсов, чрезвычайно актуальной является проблема построения эффективной налоговой системы, обеспечивающей изъятие в пользу государства генерируемой при добыче минеральных ресурсов сверхприбыли, или ресурсной ренты. Налогообложение минерально-сырьевого сектора, с одной стороны, должно обеспечить значительные и стабильные налоговые поступления в государственный бюджет, с другой – сохранять достаточные стимулы для инвестиций в данный сектор экономики. Как показывает анализ, сформировавшаяся в России система налогообложения минерально-сырьевого сектора не является достаточно эффективной с точки зрения достижения указанных целей. Это обуславливает несомненную актуальность, научную и практическую значимость решения данной проблемы применительно к условиям современной российской экономики.

Основной целью настоящей работы в связи с этим являлась разработка концептуальных и законодательных предложений, направленных на повышение эффективности системы налогообложения минерально-сырьевого сектора в условиях современной российской экономики, обеспечивающих изъятие в пользу государства ресурсной ренты, генерируемой при добыче минеральных ресурсов, и улучшение условий для инвестиций. Основное

внимание в работе уделено нефтегазовому сектору российской экономики, обеспечивающему подавляющую часть налоговых платежей при добыче минеральных ресурсов.

Представленное в данной работе исследование проблемы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики основывается на детальном анализе мирового опыта в этой области, включая сравнительный анализ систем налогообложения нефтегазового сектора экономики различных стран, в том числе стран ОПЕК и ведущих промышленно развитых стран, таких как США, Канада, Великобритания и Норвегия. С позиций лучшего мирового опыта в работе проанализирована действующая российская система налогообложения минерально-сырьевого сектора, а также существующие предложения по ее совершенствованию. В работе выявлены недостатки действующей налоговой системы, проанализированы возможные альтернативные схемы налогообложения, определены основные направления и разработаны практические рекомендации по реформированию налогообложения данного сектора экономики.

Первый раздел работы посвящен анализу мирового опыта налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики. В нем рассматриваются основные принципы и элементы налогообложения минерально-сырьевого сектора, проводится сравнительный анализ систем налогообложения крупнейших нефтедобывающих стран. Второй раздел работы посвящен анализу действующей системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики в России, а также предлагаемого к введению налога на дополнительный доход от добычи углеводородов. Третий раздел посвящен определению и обоснованию основных направлений реформирования системы налогообложения минерально-сырьевого сектора, включая платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акцизы, таможенные пошлины, налог на дополнительный доход от добычи углеводородов и специальные налоговые режимы. По результатам исследования в заключение работы формулируются основные выводы и предложения по реформированию действующей системы налогообложения минерально-сырьевого сектора. В библиографии приводится список нормативно-правовых актов, регулирующих налогообложение минерально-сырьевого сектора, российских и зарубежных литературных источников, использованных в работе.

Результатом работы является определение и обоснование основных направлений реформирования системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики: переход к применению для целей исчисле-

ния налогов рыночных цен на нефть, позволяющий преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования; сохранение функции роялти как платежа собственнику ресурсов (государству) за право пользования недрами; изменение пропорций распределения роялти между бюджетами разного уровня в пользу федерального бюджета; разработка и принятие соответствующей нормативной базы для применения льгот по уплате роялти в отношении истощенных и трудноизвлекаемых запасов; отмена отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и внедрение общепринятых в мировой практике механизмов компенсации затрат на геолого-разведочные работы; применение экспортной пошлины на нефть в течение периода, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть, в перспективе – ее отмена; введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородов при разработке новых месторождений. В работе обоснована необходимость перехода к системе налогообложения минерально-сырьевого сектора, основанной на трех основных составляющих: роялти, налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов и налоге на прибыль. Также определены направления совершенствования системы соглашений о разделе продукции.

Практическое применение результатов работы позволяет усовершенствовать законодательную базу налогообложения минерально-сырьевого сектора, повысить эффективность налоговой системы, обеспечить дополнительные поступления в государственный бюджет и создать благоприятные условия для инвестиций.

Автор выражает признательность М. Алексееву, Е. Гайдару, Р. Конраду, В. Мау, С. Синельникову-Мурылеву и С. Шаталову за помощь и ценные замечания, сделанные в ходе подготовки данной работы.

1. НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ: МИРОВОЙ ОПЫТ

1.1. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И ЭЛЕМЕНТЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА

Государство играет двойственную фискальную роль в отношении минерально-сырьевого сектора: оно является высшей налоговой властью и собственником природных ресурсов. Налоговая система, конструируемая так, чтобы отразить эту двойственность, должна сочетать получение государством соответствующих доходов и адекватные стимулы для потенциальных инвесторов, обеспечивающие экономическую эффективность проектов в данном секторе экономики. Главная фундаментальная цель налоговой системы для минерально-сырьевого сектора состоит в обеспечении того, чтобы государство получало соответствующую плату за свои природные ресурсы и распределяло доходы от их эксплуатации так, чтобы содействовать устойчивому экономическому росту и получению долгосрочной прибыли. Для достижения этой цели налоговая система и налоговое администрирование должны быть простыми и прозрачными, основанными на легко доступных данных и легко контролируемые. Для государства важно не подвергать бюджет чрезмерной изменчивости доходов в течение процесса реформирования и обеспечить стабильность налоговых поступлений. Соответствующее распределение доходов между федеральным и региональным уровнями власти и гармонизация с другими налогами должны сделать такую систему политически приемлемой. Наконец, налоговая реформа должна создавать режим, конкурентоспособный на международном уровне.

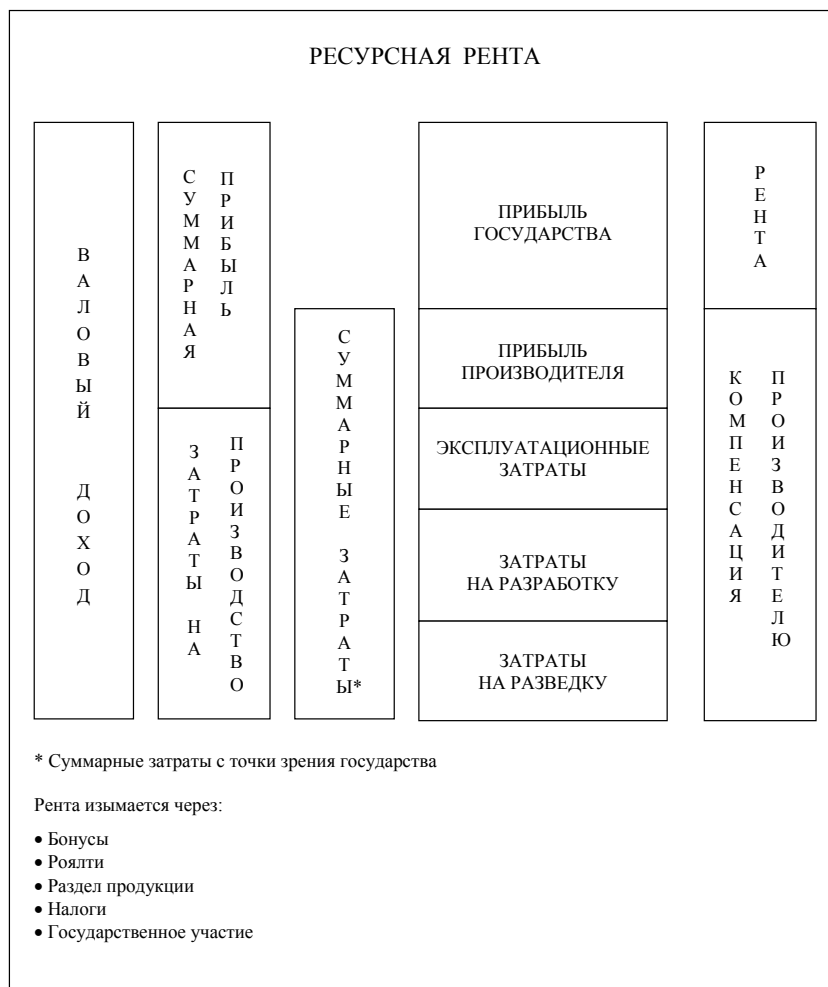
Очевидно, не может быть одной налоговой системы или одного набора налогов, которые доминировали бы над всеми остальными, т.е. были бы

предпочтительнее всех остальных, для всех инвесторов и всех государств, обладающих природными ресурсами. Поэтому необходим систематический анализ существующих средств налогообложения производства минеральных ресурсов, который должен вести к созданию более эффективных фискальных структур.

Необходимость применения специальных налоговых инструментов при налогообложении минерально-сырьевого сектора обусловлена ограниченностью и невозобновляемостью минеральных ресурсов. В той степени, в какой ресурс является ограниченным и незаменимым, его цена может включать некоторую сумму сверх минимальной цены, по которой этот ресурс будет произведен; эта минимальная цена включает в себя производственные затраты плюс некоторый уровень прибыли, который является достаточным, чтобы сделать инвестиции привлекательными. Дополнительная стоимость ресурса сверх этой минимальной цены известна как экономическая, или ресурсная, рента. Эта рента может рассматриваться как стоимость самого ресурса, которая целиком принадлежит обществу. Если компания получила прибыль, которая достаточна, чтобы побудить ее инвестировать, то для государства является возможным изъять полученную производителем сверхприбыль, или ренту, без ограничения инвестиций. Такое изъятие обеспечит нации ее долю прибыли, получаемой от разработки принадлежащих ей природных ресурсов. Средства, которые использует государство для изъятия ренты, представлены на рис. 1.1.1.

Основными видами платежей в мировой добывающей промышленности являются бонусы, рента, роялти и налоги. Бонусы, являясь разовыми платежами, не служат значительным (по сравнению с налогами и роялти) источником финансовых поступлений для государства и поэтому могут рассматриваться лишь в качестве дополнительной статьи увеличения государственных доходов. В то же время они являются хронологически первым, хотя и несистематическим, видом платежа. Поэтому, оговаривая в соглашении систему бонусов, государство может изымать денежные средства у производителя не только до начала получения им чистого дохода (после чего поступления в бюджет начинают обеспечивать налоги) или до начала добычи (после чего начинает действовать система роялти), но и до начала его инвестиционной деятельности. Бонусы могут быть приурочены к различным этапам реализации проекта. В ряде стран выплата бонусов закреплена в законодательном порядке, но чаще и количество, и размер разовых платежей являются предметом переговоров.

Рис. 1.1.1



Источник: Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa, 1994, p. 7.

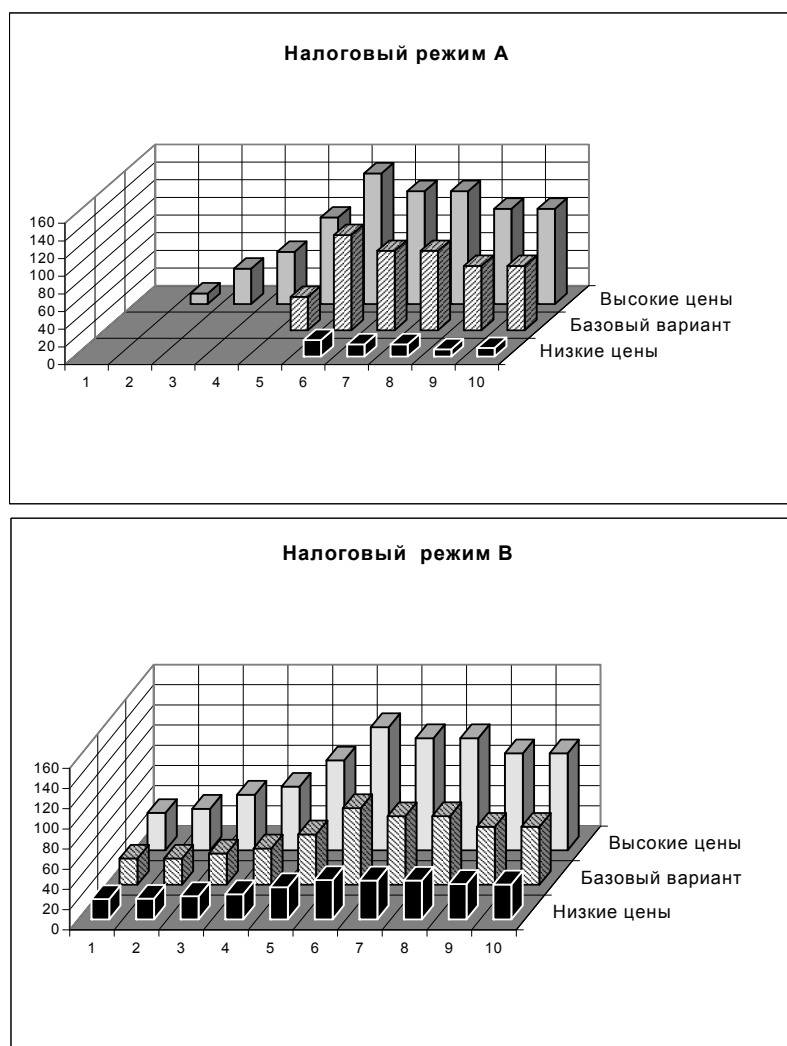
Ренталс (арендная плата) является вторым видом платежей производителя, не зависящим от наличия добычи или прибыльности производства, т.е. дающим государству возможность получать систематический (в отли-

чие от бонусов) доход с момента заключения соглашения. Размер арендной платы, как правило, невелик и может быть установлен как за всю законтрактованную территорию, так и за единицу ее площади. В целях побуждения производителя к скорейшему освоению законтрактованной территории государство может устанавливать прогрессивные ставки арендной платы, увеличивающиеся с течением времени, с размером этой территории, или же смешанного типа. Арендная плата может быть установлена в соглашении на ограниченный период (например, до начала добычи).

Роялти, рассчитываемые как процент валового дохода производителя, являются весьма распространенной формой выплат государству из-за ее административной простоты. Фиксированная доля стоимости произведенной продукции взимается государством-собственником природных ресурсов за право разработки запасов. Этот платеж легко администрируется и обеспечивает ранний и гарантированный доход государству. В нефтяной промышленности величина роялти колеблется от 0 (например, в Великобритании) до 50-51% (Мьянма, Египет), но в большинстве стран равна 12,5-20% стоимости добытой нефти. Весьма распространенными ставками являются 12,5% (1/8) и 16,67% (1/6). По расчетам А.Конопляника, основанным на данных по 130 капиталистическим и развивающимся государствам, в середине восьмидесятых годов максимальная ставка роялти составила: средневзвешенная по числу стран - 12,2%, средневзвешенная по объему добычи - 17,2%. Несмотря на то, что большую часть расходов государства, как правило, обеспечивают налоги, роялти может рассматриваться как базисный вид систематического платежа, обеспечивающий более раннее по времени и более стабильные финансовые поступления государству, чем платежи с доходов. Роялти фактически гарантируют государству определенный минимум доходов от эксплуатации месторождения, что не всегда обеспечивает система налогообложения: если минимальная величина роялти всегда больше нуля, то налоговые отчисления в течение нескольких первых лет эксплуатации месторождения могут вообще не поступать.

Налоговый режим, который основывается не только на подоходном налогообложении, но и на роялти, генерирует относительно более стабильные и более равномерно распределенные во времени налоговые поступления. Рис. 1.1.2 иллюстрирует результаты применения двух различных налоговых режимов на примере гипотетического проекта разработки месторождения минеральных ресурсов. Режим А основан на применении налога на доход, взимаемого по ставке 35%, при обеспечении ускоренного возмещения капитальных затрат. Режим В включает налог на доход и роялти.

Рис. 1.1.2 АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ НАЛОГОВЫЕ РЕЖИМЫ



Источник: International Monetary Fund.

Налог на доход взимается по ставке 20% и не предусматривает ускоренного возмещения капитальных затрат. Ставка роялти составляет 7,5%

стоимости реализованной продукции. Доходы государства по каждому налоговому режиму рассчитаны при трех сценариях: базовом и при высоких и низких ценах на минеральные ресурсы.

Оба налоговых режима генерируют доходы, которые значительно различаются при более высоких и более низких ценах, но налоговый режим А является значительно более рискованным, чем режим В. При режиме А налоговые доходы не поступают вплоть до пятого года с начала добычи в базовом варианте и до шестого года с начала добычи при низких ценах на минеральные ресурсы. При высоких ценах налоговый режим А приносит, однако, более высокие доходы, чем альтернативный налоговый режим. При режиме В доход поступает государству в течение всего периода реализации проекта независимо от уровня цен, и вариация налоговых поступлений меньше, чем при альтернативном налоговом режиме.

В восьмидесятые-девяностые годы наметилась тенденция к установлению прогрессивных ставок роялти, т.е. к их исчислению по скользящей шкале в зависимости от определенных факторов, например, уровня добычи или глубины воды над морскими месторождениями. Так, в нефтегазовом секторе Китая ставка роялти варьирует от 0 до 12,5% в зависимости от уровня добычи. В Нигерии для офшорных нефтяных месторождений, расположенных на глубине свыше 1000 м, ставка роялти равна 0 и увеличивается до 16,67% для месторождений, расположенных на глубине менее 200 м. Расчет роялти по скользящей шкале фактически служит целям изъятия у производителя части ресурсной ренты. С другой стороны, изменением ставки роялти государство создает для компаний финансовые стимулы для работы в нужном для страны направлении. Так, зависимость ставки роялти от уровня добычи в определенной степени может удерживать компании от форсирования разработки запасов, зависимость ставки от глубины воды над морскими месторождениями побуждает компании к освоению глубоководных месторождений, зависимость ставки от плотности нефти стимулирует освоение месторождений тяжелой нефти и т.д.

В налогообложении добычи минеральных ресурсов применяются как обычный налог на прибыль корпораций, так и специальные виды налогов, такие как рентный налог на природные ресурсы. Ставки обычного налога на прибыль корпораций колеблются от 0 до почти 70%, ставки налога на прибыль нефтяных компаний, как правило, от 50% до 85% (в большинстве стран ОПЕК). Более высокие налоги на прибыль в нефтяном секторе фактически служат инструментом изъятия получаемой здесь ресурсной ренты. Так, чрезвычайно высокий уровень налогообложения нефтяных компаний

в странах ОПЕК, очевидно, объясняется крайне низкими затратами на добычу нефти, и, соответственно, высоким уровнем экономической ренты.

Зависимость основных налоговых платежей в добывающей промышленности от цены продукции стимулирует производителей к занижению цены ее реализации с целью минимизации своих налоговых обязательств. В связи с этим в большинстве стран при налогообложении добывающей промышленности для определения налоговой базы используются не фактические цены сделок (или не только фактические цены сделок), а специальные справочные (рыночные) цены, определяемые тем или иным образом. В развивающихся нефтедобывающих странах в этих целях часто используют цены на котированные на мировом рынке сорта нефти (с определенными поправками). В большинстве развитых стран при налогообложении добычи нефти применяются цены сделок, совершаемых на принципах независимости сторон (принцип независимости сторон предполагает отсутствие взаимозависимости между продавцом и покупателем и отсутствие взаимосвязи между продажей продукции и какими-либо другими сделками).

Число фискальных систем, регулирующих отношения с нефтедобывающими компаниями, больше, чем число нефтедобывающих стран, так как в одной и той же стране подрядчики могут работать на совершенно разных условиях. А поскольку фискальные системы эволюционируют, в каждый данный момент во многих странах существует значительное разнообразие договорных условий. Некоторые страны в периоды перехода к новым фискальным режимам используют сразу несколько различных форм. Бывает, что одновременно применяются и концессионные соглашения, и сервисные контракты, и соглашения о разделе продукции (например, в Перу). Но независимо от используемой правовой схемы ведущими остаются финансовые аспекты соглашения, а именно порядок возмещения расходов и распределения прибыли. Ключевым понятием здесь является концепция экономической ренты.

В нефтедобывающей промышленности экономическая рента представляет собой разницу между стоимостью произведенной продукции и затратами на ее добычу. В состав затрат входят издержки добычи нефти, расходы на геологоразведку и освоение месторождений, а также отраслевая норма прибыли. Остальная часть валового дохода может быть определена как экономическая (ресурсная) рента, или сверхприбыль. Правительства стремятся присвоить себе как можно большую часть этой сверхприбыли, для чего используются различные налоги, сборы, роялти и бонусы.

На рис. 1.1.1 показано распределение поступлений от добычи нефти и газа между разными видами затрат и прибылью. Доходы государства от добычи нефти равны разнице между валовой выручкой и совокупными затратами. При этом прибыль, извлекаемая подрядчиком, для государства является частью издержек на добычу. Точно так же рассматриваются издержки на разведку, освоение и эксплуатацию месторождений, поскольку подрядчик возмещает соответствующие затраты из валовых поступлений. Если государство эффективно организывает дело, оно получает все остальное, то есть экономическую ренту.

Цель государства заключается в разработке такой фискальной системы, в которой права на разведку и освоение месторождений достаются тем подрядчикам, которые готовы за эти права больше заплатить. На эффективных рынках достижению этой цели способствуют конкурсные торги. При наличии конкуренции сам рынок помогает определить условия, приемлемые для отрасли, и тогда прибыль оказывается распределенной вполне разумно. При отсутствии конкуренции распределение прибыли зависит только от качества фискальных условий. И здесь не всегда удается достичь эффективного распределения.

В момент передачи прав на разработку месторождений государства пытаются присвоить экономическую ренту с помощью разового платежа (бонуса) за подписание соглашения, а в ходе эксплуатации – через механизм налогов, раздела продукции и роялти. Предельным примером того, как государство присваивает экономическую ренту в момент передачи прав, является простой бонус за право разработки, не сопровождаемый взиманием налогов или роялти. Противоположностью простой разовой платы за право разработки запасов является простое налогообложение чистого дохода нефтяной компании. Это более реалистичный подход. Чистый доход все в большей степени становится объектом налогообложения.

Важно, как именно государство изымает экономическую ренту. Нефтяные компании особенно чувствительны к платежам, не привязанным к прибыли, таким как роялти и бонусы. Особое внимание уделяется роялти, поскольку их ставку обычно привязывают к валовому доходу компаний. Сборы, не привязанные к величине прибыли, такие как роялти и бонусы, регрессивны, то есть чем ниже прибыльность проекта, тем относительно выше уровень этих выплат. Чем в меньшей степени сборы привязаны к валовому доходу компаний, тем прогрессивней система. И такая ситуация становится все более типичной. Государства повышают налог на чистый доход и отказываются от взимания роялти. В этом случае в выигрыше ока-

зывается и государство, и нефтяная промышленность. Однако всегда будут существовать страны, предпочитающие взимать роялти. Взимание роялти дает государству гарантию, что оно получит доходы уже на ранних стадиях добычи. Кроме того, данный платеж, в отличие от налогов на доход, достаточно легко администрируется.

Государство стремится максимизировать доход от использования природных ресурсов посредством стимулирования работ по разведке и освоению месторождений. Для достижения этих целей нужна фискальная система, которая обеспечивала бы приемлемый доход для государства и для нефтяных компаний, предотвращение чрезмерных спекуляций, сокращение излишнего административного давления, достаточную гибкость, здоровую конкуренцию и рыночную эффективность.

Правительства и компании проводят переговоры в рамках одной из двух основных систем – концессионной и контрактной. Главным различием между ними является отношение к вопросу о собственности на минеральные ресурсы. Концессии предполагают частную собственность на минеральные ресурсы. Эта концепция собственности рассматривается некоторыми экспертами как порождение англосаксонской правовой традиции. США являются примером системы, в которой отдельные лица могут обладать правом собственности на минеральные ресурсы. В большинстве стран все минеральные ресурсы принадлежат государству, но в рамках концессионных договоров права на месторождения передаются добывающим компаниям. В этом случае компания должна платить роялти и налоги.

В рамках контрактной системы право собственности на месторождения минеральных ресурсов сохраняется за государством. Нефтяные компании в соответствии с договором о разделе продукции или сервисным контрактом получают право только на часть добываемого сырья или доходов от продажи углеводородов. Контрактные соглашения делятся на сервисные контракты и соглашения о разделе продукции. Различие между ними определяется способом оплаты услуг подрядчика: получает ли он возмещение деньгами или частью продукции (сырой нефтью). Это различие не слишком значительно, поэтому оба вида контрактов обычно обозначают как соглашения о разделе продукции или контракты о разделе продукции.

Различие между сервисными контрактами с риском и без риска (чистыми) связано с тем, зависит ли получаемое подрядчиком вознаграждение от прибыли. Чистые контракты достаточно редки. В этом случае подрядчик выполняет работы по разведке и (или) освоению месторождений за определенное вознаграждение. Весь риск принимает на себя государство. Такие

контракты характерны для стран Среднего Востока, где государства располагают значительными средствами и нуждаются только в привлечении знаний и (или) технологий. Число соглашений о разделе продукции значительно больше, чем число сервисных контрактов. Так, в 1994 г. 44 страны использовали соглашения о разделе продукции и только 9 стран – сервисные контракты.

Стандартными становятся контракты с гибкими условиями. Такие контракты создают немало преимуществ как для принимающих государств, так и для подрядчиков. Чаще всего для обеспечения гибкости используют скользящие шкалы. Большинство систем со скользящими шкалами реагируют на уровень добычи. С ростом уровня добычи доля государства тем или иным образом растет. Теоретически это создает равные условия для разработки как крупных, так и мелких месторождений. В некоторых контрактах гибкость достигается за счет использования прогрессивной шкалы налоговых ставок. В других могут использоваться несколько переменных со скользящими шкалами, например, роялти, предел возмещения затрат, раздел прибыльной нефти. В таблице 1.1.1 приведены элементы контрактов, которые бывают привязаны к скользящим шкалам, и факторы, которые обуславливают изменение этих элементов по скользящей шкале.

ТАБЛИЦА 1.1.1. УСЛОВИЯ И КРИТЕРИИ КОНТРАКТОВ С ГИБКИМИ УСЛОВИЯМИ

| Показатели, в отношении которых используются гибкие шкалы | Факторы и условия, приводящие в движение скользящие шкалы |
|--|---|
| (1) Раздел прибыльной нефти | (1) Уровень добычи |
| (1) Роялти | (2) Глубина шельфа |
| (1) Бонусы | (2) Накопленная добыча (объем нефти, извлеченной с начала добычи) |
| (2) Пределы возмещения затрат | (2) Цены на нефть |
| (2) Налоговые ставки | (2) Возраст или глубина резервуаров |
| (3) Аплифт | (2) Суша или шельф |
| | (2) Р-факторы |
| | (2) Местоположение (отдаленность) |
| | (3) Нефть или газ |
| | (3) Качество (плотность) нефти |
| | (3) Период времени (история) |
| | (3) Расстояние от берега |
| | (3) Норма прибыли |

Обозначения: (1) – наиболее распространенные; (2) – менее распространенные; (3) – редко используемые.

Системы со скользящими шкалами используют для того, чтобы при росте прибыльности доля государства росла. Большинство фискальных систем таковы, что прибыльность прямо зависит от доли государства. В то же время, как правило, для обеих сторон выгоднее, если, наоборот, доля государства является функцией прибыльности, то есть с ростом прибыльности доля государства растет. Это и есть главная цель систем, ориентированных на внутреннюю доходность. Негибкие системы с высокими ставками роялти могут действовать в прямо противоположном направлении. Заранее зафиксированная, не подлежащая согласованию величина роялти есть противоположность гибкости. Даже прогрессивная шкала значений роялти может оказаться регрессивной. Именно потому, что ставка роялти растет параллельно с ростом какого-либо псевдоизмерителя прибыльности, например, уровня добычи, величина роялти может быть настолько регрессивной, что на большинстве небольших месторождений доля государства оказывается неизменно завышенной. Это свойство извращенной гибкости демонстрируют многие фискальные системы.

Многие страны разработали прогрессивные шкалы налогов или правила раздела продукции, основанные на уровне доходности проекта. Получаемая государством доля растет по мере того как растет внутренняя доходность проекта. Чтобы обеспечить прогрессивность скользящим шкалам налогов и другим инструментам повышения гибкости, они должны быть ориентированы на показатель прибыльности, а не на уровень добычи. Большинство контрактов содержит прогрессивные элементы, но обычно они бывают ориентированы на уровень добычи, а не на показатели прибыльности. Прибыльность связана с уровнем добычи, но на прибыльность проектов влияют и многие другие факторы, например, цены на продукцию, издержки, время добычи.

Системы, ориентированные на внутреннюю доходность, характеризуются умеренными ставками роялти и других налогов. Государство не получает доходов, пока нефтяная компания не возместит свои первоначальные вложения и не обеспечит некоторую прибыльность. Теоретически норма прибыли подрядчика определяет минимальный уровень этой прибыльности, который нужен для привлечения инвестиций. Для расчета доли государства складывают чистые результаты подрядчика за каждый год (на этапе разведки и освоения, когда осуществляются капиталовложения и нет поступлений от реализации нефти, эти результаты отрицательны), начисляя каждый год сложные проценты по ставке, соответствующей нормативной величине внутренней доходности. Когда сумма результатов за несколько лет делается положительной (то есть расходы подрядчика возмещены и достигнуто норма-

тивный уровень прибыли), его доходы облагаются дополнительными налогами, но при этом подрядчик все еще продолжает получать некоторую прибыль сверх установленного контрактом нормативного уровня. Эти дополнительные налоги, с помощью которых изымается часть ресурсной ренты, обычно называют ресурсными рентными налогами (resource rent taxes).

В некоторых странах, например, в Венесуэле, Колумбии, Перу, Тунисе и Малайзии, в качестве показателя доходности используется так называемый Р-фактор (R-factor). В частности, в Тунисе и Перу используют практически идентичные определения Р-фактора, который исчисляется как отношение накопленного чистого дохода к накопленным суммарным затратам. В Тунисе величины роялти для нефти и газа, налогов и государственного участия основаны на значении Р-фактора, который определяется следующим образом:

$$R = X / Y ,$$

где:

X – накопленный чистый доход, полученный подрядчиком, равный валовому доходу за все годы, когда выплачивались налоги, минус сумма выплаченных налогов;

Y – суммарные накопленные затраты на разведку, освоение и разработку месторождения, понесенные подрядчиком с момента подписания контракта.

Ставка налога на доход определяется значением Р-фактора и изменяется по скользящей шкале следующим образом:

| Р-фактор | Ставка налога на доход, % |
|-----------------|----------------------------------|
| Менее 1,5 | 50 |
| 1,5 – 2,0 | 55 |
| 2,0 – 2,5 | 60 |
| 2,5 – 3,0 | 65 |
| 3,0 – 3,5 | 70 |
| Более 3,5 | 75 |

В таком контракте Р-фактор основан на доходе на капиталовложения. После того как подрядчик возместил свои затраты и получил прибыль в размере 50%, ставка налога увеличивается с 50 до 55%. В определенном отношении это похоже на то, как устроен контракт, ориентированный на норму прибыли.

В Колумбии в 1994 г. был внедрен другой вариант Р-фактора, который определяется следующим образом:

$$R = X / (ID + A - B + (a * C) + GO),$$

где:

X – накопленный доход подрядчика;

(ID + A – B + (a * C) + GO) – сумма накопленных капитальных затрат и издержек подрядчика;

ID – 50% накопленных валовых затрат на освоение месторождения;

A – накопленные валовые затраты на успешные поисковые работы;

B – накопленные затраты на успешные поисковые работы, возмещенные национальной компанией ESCOPETROL (участие 50%);

C – накопленные затраты на безуспешные поисковые работы;

a – возмещаемая компанией ESCOPETROL доля затрат на “сухие” скважины (предмет переговоров, максимум 50%);

GO – накопленные чистые эксплуатационные затраты подрядчика, включая выплаты военного налога и импортных пошлин.

Доля подрядчика определяется значением R-фактора и изменяется следующим образом:

| R-фактор | Участие подрядчика, % |
|-----------------|------------------------------|
| Менее 1,0 | 50 |
| 1,0 – 2,0 | 50/R |
| Более 2,0 | 25 |

Доля подрядчика после выплаты роялти равна 50% до тех пор, пока он не возместит затраты. Если R = 1,5, то доля подрядчика становится равной 33,3% и продолжает понижаться до тех пор, пока вложения не будут возмещены в двойном размере и его доля не сократится до 25%.

Таким образом, R-фактор связан со всеми переменными, влияющими на экономику проекта. Цены и затраты являются самыми существенными факторами. При наличии R-фактора их изменения учитываются одновременно. При росте цен на продукцию норма прибыли подрядчика ограничивается, но точно так же ограничиваются его потери при падении цен. Аналогичная ситуация с затратами. Если они оказываются сравнительно более высокими, R-фактор смягчает их отрицательное воздействие на эффективность проекта. Если же издержки ниже, выигрывает и подрядчик, и государство.

Общий уровень налоговой нагрузки (уровень налоговых изъятий) в нефтяном секторе экономики страны характеризуется долей государства в доходах от добычи нефти. Этот показатель рассчитывается как отношение всех поступлений государству (от роялти, налогов, бонусов, раздела продук-

ции, государственного участия) к доходу от основной деятельности, который определяется как совокупный валовой доход за вычетом совокупных валовых издержек за весь период реализации проекта (период эксплуатации месторождения). Как правило, доля государства выше в странах с лучшими условиями добычи (более высокой доходностью проектов). Данные по доле государства в доходах от добычи нефти в различных странах представлены в таблице 1.1.2.

ТАБЛИЦА 1.1.2. ДОЛЯ ГОСУДАРСТВА В ДОХОДАХ ОТ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РАЗЛИЧНЫХ СТРАНАХ

| | Доля государства, % | Среднее значение |
|---|---------------------|------------------|
| Азия | | |
| Объединенные Арабские Эмираты – Абу-Даби (условия ОПЕК) | 88-91 | 89,5 |
| Индонезия | 87-89 | 88,0 |
| Малайзия | 81-86 | 83,5 |
| Китай | 59-62 | 60,5 |
| Африка | | |
| Нигерия | 82-90 | 86,0 |
| Ангола | 82-88 | 85,0 |
| Габон | 75-80 | 77,5 |
| Америка | | |
| Колумбия | 63-70 | 66,5 |
| США | 47-58 | 52,5 |
| Европа | | |
| Норвегия | 82 | 82,0 |
| Великобритания | 33* | 33,0* |

* Для месторождений с добычей до 1 млн. т в год. В противном случае применяется специальный налог на нефтяные доходы, взимаемый с чистого дохода по ставке 75% после возмещения капитальных затрат (в этом случае доля государства в доходах превышает 80%).

Источник: Daniel Johnston & Co. Inc.

Относительная налоговая нагрузка на нефтяной сектор экономики может быть охарактеризована отношением доли сектора в суммарных госу-

дарственных доходах к доле сектора в ВВП. Значения данного показателя для различных стран приведены в таблице 1.1.3.

ТАБЛИЦА 1.1.3. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА В НЕФТЯНОМ СЕКТОРЕ ЭКОНОМИКИ РАЗЛИЧНЫХ СТРАН

| Налоговая нагрузка на добычу нефти | |
|---|------|
| Россия | 1,29 |
| Венесуэла | 2,11 |
| Индонезия | 3,48 |
| Нигерия | 3,64 |
| Кувейт | 1,96 |
| Саудовская Аравия | 2,11 |
| ОАЭ | 2,31 |

Источник: International Monetary Fund.

1.2. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СИСТЕМ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СТРАНАХ

В систематизированном виде структура налоговых систем ряда крупных нефтедобывающих стран (Индонезия, Нигерия, США, Великобритания, Норвегия, Канада, Китай, Казахстан) отражена в таблицах 1.2.1-1.2.9. Как показывает мировой опыт, существует большое разнообразие в том, как изымаются доходы от добычи нефти. Например, в США для этого применяются только два относительно простых налога:

обычный роялти в размере 16,67% для офшорных месторождений и стандартный налог на прибыль корпораций. В то же время США, как известно, изымают значительную часть экономической ренты с разрабатываемых месторождений, когда эти два платежа сочетаются с конкурентными торгами за лицензии. Налоговые системы могут существенно различаться в пределах одной страны. Так, провинции Канады обладают правом собственности на минеральные ресурсы в пределах их границ и применяют свои собственные фискальные режимы при налогообложении добычи нефти и газа (таблица 1.2.7).

Некоторые страны применяют специальные рентные налоги на природные ресурсы. Ресурсный рентный налог был первоначально разработан в Австралии. Исчисление налога предусматривало весьма значительное увеличение произведенных затрат, невозмещенных в текущем году. Ряд других стран имеет сходные подходы, даже если они не называются ресурсными рентными налогами. Например, индонезийские контракты с разделом продукции (модель, используемая многими странами) предусматривают полное возмещение затрат инвестора без какой-либо индексации. Доля государства поступает только после полного возмещения производителю всех издержек. Фактически это эквивалентно ресурсному рентному налогу с постоянной ставкой. К группе ресурсных рентных налогов могут быть отнесены налог на доход нефтяных компаний в Великобритании и налог на добычу углеводородов в Норвегии.

Достаточно широкое распространение получили контракты на добычу нефти с разделом произведенной продукции, первый из которых был заключен в Индонезии в 1966 г. Произведенные затраты в таких контрактах компенсируются компании частью добытой на данном месторождении нефти, так называемой компенсационной нефтью. Доля компенсационной нефти в добыче оговаривается в контракте. В первых индонезийских контрактах с разделом продукции максимальная доля компенсационной нефти в добыче не должна была превышать 40%. В настоящее время в большинстве стран, применяющих данный тип соглашений, эта доля обычно колеблется в пределах 20-50%, хотя в некоторых из них может выходить за эти пределы. При этом доля компенсационной нефти, как правило, выше в районах с более сложными природно-геологическими условиями и может быть поставлена в зависимость от уровня добычи.

ТАБЛИЦА 1.2.1. ИНДОНЕЗИЯ

| Тип платежа | Описание | |
|---|---|----------------|
| Бонус | Подпись | 1,5 млн. долл. |
| | Начало добычи | 3,0 млн. долл. |
| | Достижение уровня добычи 50 тыс. барр. в день | 3,0 млн. долл. |
| | Достижение уровня добычи 100 тыс. барр. в день | 3,0 млн. долл. |
| Ренталс и сборы | Нет | |
| Роялти | 20% валовой добычи. Делится между производителем и Pertamina (индонезийская государственная нефтяная компания) в пропорции, соответствующей их относительным долям | |
| Налог на прибыль корпораций | 48% (всего) | |
| Компенсационная нефть | Никаких ограничений на компенсационную нефть в течение периода реализации проекта. Существует ежегодное ограничение в размере 80% дохода с момента начала добычи. Эксплуатационные затраты вычитаются немедленно. Норма амортизации колеблется от 10% до 25%. | |
| Прибыльная нефть | 71,1538% прибыли идет государству | |
| Государственное участие | Минимум 10% и может колебаться до 50%. | |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Нет | |
| Примечания | Каждое месторождение и контракт огорожены. От производителей требуется направлять часть нефти (иногда 25%) на внутренний рынок, которая может оцениваться по более низким ценам, чем мировые | |

Источник: Barrows. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.
 Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.

ТАБЛИЦА 1.2.2. НИГЕРИЯ

| Тип платежа | Описание |
|---|--|
| Бонус | Подпись: 0,5 млн. долл. Добыча: 1,0 млн. долл. при достижении добычи 10 000 барр. в день 2,0 млн. долл. при достижении добычи 50 000 барр. в день |
| Ренталс и сборы | Земельная рента 750 найр за 1 кв. км территории |
| Роялти | До 20% валового дохода для некоторых месторождений. Скользкая шкала для офшорных месторождений: 0% если глубина больше 1000 м 4% если глубина от 800 до 1000 м 8% если глубина от 500 до 800 м 12% если глубина от 200 до 500 м 16,67% если глубина меньше 200 м |
| Налог на прибыль корпораций | Налог на прибыль нефтяных компаний 50%. Инвестиционный налоговый кредит, равный 50% капитальных затрат. |
| Компенсационная нефть | Никаких ограничений на компенсационную нефть в течение периода действия контракта. Может быть ограничена 40% дохода в год. |
| Прибыльная нефть | Государство получает 52% прибыльной нефти. Прибыльная нефть равна доходу за вычетом затрат, роялти и налоговой нефти. |
| Государственное участие | Нет |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Нет |
| Примечания | Все налоговые условия могут быть предметом переговоров |

Источник: Barrows. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.
Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.

ТАБЛИЦА 1.2.3. США, АЛЯСКА (ОФШОРНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

| Тип платежа | Описание |
|---|---|
| Бонус | Существуют торги за участки, и таким образом предложенная покупателем цена является бонусом, который уплачивается победившим участником торгов. |
| Ренталс и сборы | 741 долл. за 1 кв. км в течение первых пяти лет и 1235 долл за 1 кв. км после пяти лет. |
| Роялти | Адвалорный платеж в размере 16,67%, который уплачивается федеральному правительству. Налог на добычу для штата Аляска, если месторождение дает более 300 000 барр. в день. Ставка равна 12,15% от стоимости продукции. |
| Налог на прибыль корпораций | Федеральная ставка 35%, ставка штата 9,4% |
| Компенсационная нефть | Нет |
| Прибыльная нефть | Нет |
| Государственное участие | Нет |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Нет |
| Примечания | Все условия фиксированы, за исключением заявочного бонуса, который подлежит конкурентным торгам. Существует 2% налог на имущество корпораций по оцененной стоимости капитала. Существует также сбор на проливы нефти для финансирования фонда ликвидации загрязнений, составляющий 0,05 долл. за баррель. |

Источник: Barrows. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.

ТАБЛИЦА 1.2.4 США, АЛЯСКА (СУША)

| Тип платежа | Описание |
|---|---|
| Бонус | Существуют торги за участки на государственных и индейских землях. Таким образом, предложенная покупателем цена является бонусом и варьирует по участкам. |
| Ренталс и сборы | 741 долл. за 1 кв. км в течение первых пяти лет и 1 235 долл за 1 кв. км после пяти лет. |
| Роялти | Адвалорная ставка 12,5%. Ставки могут варьировать в зависимости от участка, геологических условий и характеристик нефти. Наиболее высокие ставки находятся в пределах 20%. Налог на добычу 12,25%, если месторождение дает свыше 300 000 барр. в день. |
| Налог на прибыль корпораций | Федеральная ставка 35%, ставка штата 9,4%. |
| Компенсационная нефть | Нет |
| Прибыльная нефть | Нет |
| Государственное участие | Нет |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Распределение прибыли возможно в зависимости от участка и природы собственности (частная, штата, индейские земли). |
| Примечания | Существует 2% налог на имущество корпораций по оцененной стоимости капитала. |

Источник: Barrows. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.

ТАБЛИЦА 1.2.5. ВЕЛИКОБРИТАНИЯ (ПОСЛЕ 1985 Г.)

| Тип платежа | Описание |
|---|--|
| Бонус | Нет |
| Ренталс и сборы | Нет |
| Роялти | Нет |
| Налог на прибыль корпораций | 35% |
| Компенсационная нефть | Нет |
| Прибыльная нефть | Нет |
| Государственное участие | Нет |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Налог на доход нефтяных компаний: 75% чистого дохода с различными дополнительными скидками; применяется после того, как все капитальные затраты возмещены. Налог не применяется, если добыча меньше чем 20 000 барр. в день. |
| Примечания | В нормах были произведены различные изменения. С начала девяностых годов нормы стабильны. |

Источник: Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.

ТАБЛИЦА 1.2.6. НОРВЕГИЯ

| Тип платежа | Описание |
|---|---|
| Бонус | Нет |
| Ренталс и сборы | Нет |
| Роялти | Нет после 1986 г. |
| Налог на прибыль корпораций | 28% |
| Компенсационная нефть | Нет |
| Прибыльная нефть | Нет |
| Государственное участие | Некоторое участие является возможным и колеблется до 30% в зависимости от контракта. Участие начинается на начальной стадии разведки. Участие Statoil, норвежской государственной нефтяной компании, может достигать 80%. |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Налог на добычу углеводородов (специальный налог) в размере 30%, основанный на потоке наличности. Налог на добычу углеводородов не вычитается при расчете налога на прибыль корпораций. |
| Примечания | Все условия фиксированы и не подлежат переговорам. Существует налог на имущество корпораций, равный 0,7% стоимости активов. |

Источник: Barrows. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.
Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.

ТАБЛИЦА 1.2.7 КАНАДА

| | Альберта | Британская Колумбия | Манитоба | Саскачеван |
|----------------------------|---|--|--|---|
| Ставки роялти для нефти | 10% (базовая ставка) – 40% (максимум) | 0 – 40% | 0 – 45% | 10 – 45% |
| Структура роялти для нефти | Налагается на посважинной основе. Ставка зависит от цены, уровня добычи, времени открытия и других экономических или геологических факторов | Налагается на посважинной основе. Ставка варьирует в зависимости от продуктивности скважины и добычи нефти | Налагается на посважинной основе. Ставка варьирует в зависимости от продуктивности скважины и добычи нефти | Налагается на посважинной основе. Ставка варьирует в зависимости от продуктивности скважины, цены на нефть и добычи нефти |
| Специальные ставки | Более низкие ставки для новых скважин и низкопродуктивных скважин, максимальные ставки для нефти, которая может быть добыта с помощью горизонтальных скважин, корректирующие коэффициенты для нефти, добываемой из горизонтальных скважин | Более низкие ставки для низкопродуктивных скважин | Более низкие ставки для низкопродуктивных скважин | Никаких роялти для скважин, добыча на которых ниже определенного порогового уровня |
| Ставки роялти для газа | 15 – 35% | Природный газ: 15 – 25%; попутный газ: 8 – 15%. | 12,5% месячных продаж | 15 – 45% |
| Структура роялти для газа | Ставки варьируют в зависимости от продуктивности скважин, добычи газа и цены. | Ставки варьируют в зависимости от цены и вида газа | Единая ставка, не зависящая от продуктивности, добычи или цены | Ставки варьируют в зависимости от продуктивности скважин, добычи газа и цены |
| Специальные ставки | Пониженные ставки 5% для низкопродуктивных скважин | Нет | Нет | Нет |

ОКОНЧАНИЕ ТАБЛИЦЫ 1.2.7 КАНАДА

| | Альберта | Британская Колумбия | Манитоба | Саскачеван |
|----------------------------|--|---------------------|----------|------------|
| Налог на доходы корпораций | 15,5% (постепенное снижение до 8% к 2004 г.) | 16,5% | 17% | 17% |

Источник: World Petroleum Arrangements, 1997, Vol. 1. NY: Barrows, 1997; Pinney M. Western Canada Fiscal Regimes. Oil & Gas Journal. Feb. 5, 2001.

ТАБЛИЦА 1.2.8 КИТАЙ (ОФШОРНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

| Тип платежа | Описание |
|---|--|
| Роялти | Скользкая шкала ставки роялти: 0% при добыче нефти до 20 000 барр. в день 4% при добыче нефти 20 001-30 000 барр. в день 6% при добыче нефти 30 001-40 000 барр. в день 8% при добыче нефти 40 001-60 000 барр. в день 10% при добыче нефти 60 001-80 000 барр. в день 12,5% при добыче нефти 80 001 и более барр. в день Псевдороялти: 5% консолидированный промышленный и коммерческий налог, базирующийся на валовом доходе. |
| Налог на прибыль корпораций | Налог на прибыль – 30% (в провинции Хайнань – 15%); местный налог на прибыль – 3%; добавочный налог – 10% |
| Компенсационная нефть | Предел возмещения издержек - 50% - 62,5% (в год). |
| Прибыльная нефть | Доля государства зависит от размера добычи: 10% при добыче нефти до 10 000 барр. в день 20% при добыче нефти 10 000 – 20 000 барр. в день 30% при добыче нефти 20 000 – 40 000 барр. в день 40% при добыче нефти 40 000 – 60 000 барр. в день 50% при добыче нефти 60 000 – 100 000 барр. в день 60% при добыче нефти свыше 100 000 барр. в день. Пороговые уровни добычи могут быть предметом переговоров. |
| Государственное участие | До 51% |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Нет |
| Примечания | Каждый контракт огорожен (для возмещения издержек, но не для целей налогообложения прибыли). |

Источник: Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.

ТАБЛИЦА 1.2.9 КАЗАХСТАН

| Тип платежа | Описание |
|---|---|
| Бонус | Варьирует в зависимости от контракта |
| Ренталс и сборы | Нет |
| Роялти | Адвалорный платеж, основанный на справочных ценах и объеме добычи. Ставка регулируется в зависимости от затрат и качества |
| Налог на прибыль корпораций | 30% |
| Компенсационная нефть | Нет |
| Прибыльная нефть | Нет |
| Государственное участие | Нет |
| Распределение прибыли (налог на сверхприбыль) | Прогрессивные ставки, основанные на внутренней норме прибыли (IRR): 0% если IRR меньше чем 20% 4% если IRR больше чем 20%, но меньше чем 22% 8% если IRR больше чем 22%, но меньше чем 24% 12% если IRR больше чем 24%, но меньше чем 26% 18% если IRR больше чем 26%, но меньше чем 28% 24% если IRR больше чем 28%, но меньше чем 30% 30% если IRR больше чем 30% Налог на сверхприбыль вычитается при расчете налога на прибыль корпораций |

Источник: Barrows. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994. Government of Kazakhstan. On Taxes and Other Mandatory Payments to Revenue (The Tax Code).

Оставшаяся часть продукции, так называемая распределяемая (прибыльная) нефть, подлежит разделу между государством и компанией-подрядчиком. Раздел производится в сугубо индивидуальных пропорциях в каждой стране. При этом в большинстве нефтедобывающих стран, практикующих заключение таких контрактов, пропорции раздела с ростом добычи изменяются в пользу государства. Принадлежащая компании-подрядчику доля распределяемой нефти является объектом налогообложения. В ряде стран в соглашения о разделе продукции также включаются обязательства по уплате роялти.

Описанный механизм раздела продукции относится к наиболее часто встречаемой разновидности контрактов этого рода - с разделом добычи после вычета (компенсации) издержек компании-производителя (см. рис. 1.2.3). При другой разновидности этих контрактов – с прямым разделом добычи, -

последняя делится непосредственно на долю государства и долю производителя, т.е. минуя стадию выделения компенсационной нефти. При традиционном разделе принадлежащая компании доля распределяемой нефти облагается, как правило, обычным налогом на прибыль. Изъятие же сверхприбыли осуществляется самой процедурой раздела продукции. При втором варианте осуществляется прямой раздел всей добычи без налогообложения доли, выделенной подрядчику. Такая система действует, например, в Ливии, где доля продукции, принадлежащая государству, установлена в 81%, а доля компании-подрядчика – в 19% при условии освобождения ее от налогов. В этом случае раздел продукции заменяет собой все виды налогов на производителя.

В мировой практике существует значительный разброс в отношении того, какие параметры могут быть предметом переговоров при заключении контрактов. Большие политически стабильные экономики, такие как экономика США, Великобритании и Австралии, вообще не имеют контрактов с разделом продукции. Все охватывается законодательством, и ничто не подлежит переговорам.

Меньшие, более бедные и менее стабильные экономики склонны иметь больше условий, подлежащих переговорам. Иногда утверждается, что такая свобода действий необходима для того, чтобы учесть специфические характеристики месторождения. С другой точки зрения свобода действий необходима, поскольку политическая система нестабильна. В этом случае инвесторы могут рассчитывать на соблюдение в основном условий контракта, даже если правительство меняет общий налоговый режим. Существует и весьма скептическая точка зрения, согласно которой свобода действий рассматривается как путь для коррумпированных чиновников вести переговоры с инвесторами.

Таким образом, главная цель налоговой системы применительно к нефтегазовому сектору экономики состоит в обеспечении того, чтобы государство получало соответствующую плату за свои природные ресурсы и распределяло доходы от их эксплуатации так, чтобы содействовать устойчивому экономическому росту и получению долгосрочной прибыли. Для достижения этой цели налоговая система и налоговое администрирование должны быть простыми и прозрачными, основанными на легко доступных данных и легко контролируемые. Соответствующее распределение доходов между федеральным и региональным уровнями власти и гармонизация с другими налогами должны сделать такую систему политически приемлемой. Наконец, налоговая реформа должна создавать режим, конкурентоспособный на международном уровне.

Рис. 1.2.3



Источник: International Monetary Fund

Основными видами платежей в мировой нефтегазовой промышленности являются бонусы, рента, роялти и налоги. Бонусы, являясь разовыми платежами, не служат значительным (по сравнению с налогами и роялти) источником финансовых поступлений для государства и поэтому могут рассматриваться лишь в качестве дополнительной статьи увеличения госу-

дарственных доходов. В то же время они являются хронологически первым, хотя и несистематическим, видом платежа. Поэтому, оговаривая в соглашении систему бонусов, государство может изымать денежные средства у производителя не только до начала получения им чистого дохода или до начала добычи, но и до начала его инвестиционной деятельности. Бонусы могут быть приурочены к различным этапам реализации проекта. В ряде стран выплата бонусов закреплена в законодательном порядке, но чаще и количество, и размер разовых платежей являются предметом переговоров.

Ренталс (арендная плата) является вторым видом платежей производителя, не зависящим от наличия добычи или прибыльности производства, т.е. дающим государству возможность получать систематический (в отличие от бонусов) доход с момента заключения соглашения. Размер арендной платы, как правило, невелик и может быть установлен как за всю законтрактованную территорию, так и за единицу ее площади. Государство может устанавливать прогрессивные ставки арендной платы, увеличивающиеся с течением времени, с размером территории, или же смешанного типа. Арендная плата может быть установлена в соглашении на ограниченный период времени (например, до начала добычи).

Роялти являются достаточно распространенной формой выплат государству из-за ее административной простоты. Фиксированная доля стоимости произведенной продукции взимается государством-собственником природных ресурсов за право разработки запасов. Этот платеж легко администрируется и обеспечивает ранний и гарантированный доход государству. Роялти может рассматриваться как базисный вид систематического платежа, обеспечивающий более ранние по времени и более стабильные финансовые поступления государству, чем платежи с доходов.

В налогообложении доходов от добычи углеводородов применяются как обычный налог на прибыль корпораций, так и специальные виды налогов, такие как рентный налог на природные ресурсы. Как показывает мировой опыт, существует большое разнообразие в том, как изымаются доходы от добычи нефти. Например, в США для этого применяются только два относительно простых налога: обычный роялти и стандартный налог на прибыль корпораций. В то же время США изымают значительную часть экономической ренты, сочетая два этих платежа с конкурентными торгами за лицензии. Ряд стран применяют специальные рентные налоги на природные ресурсы. В частности, к этой группе платежей могут быть отнесены

налог на доход нефтяных компаний в Великобритании и налог на добычу углеводородов в Норвегии.

Зависимость основных налоговых платежей в нефтяной промышленности от цены продукции стимулирует производителей к занижению цены реализации нефти с целью минимизации своих налоговых обязательств. В связи с этим в большинстве стран при налогообложении нефтяной промышленности для определения налоговой базы используются не фактические цены сделок (или не только фактические цены сделок), а специальные справочные (рыночные) цены. В развивающихся странах в этих целях часто используют цены на котируемые на мировом рынке сорта нефти (с определенными поправками). В большинстве развитых стран при налогообложении добычи нефти применяются цены сделок, совершаемых на принципах независимости сторон.

Достаточно широкое распространение в мировой практике получили контракты на добычу нефти с разделом произведенной продукции. Произведенные затраты в таких контрактах компенсируются компании частью добытой нефти. Доля компенсационной нефти в добыче оговаривается в контракте. Оставшаяся часть продукции подлежит разделу между государством и компанией-подрядчиком. Раздел производится в сугубо индивидуальных пропорциях в каждой стране. При этом в большинстве нефтедобывающих стран, практикующих заключение таких контрактов, пропорции раздела с ростом добычи изменяются в пользу государства. Принадлежащая компании-подрядчику доля распределяемой нефти, как правило, является объектом налогообложения. Во многих ряде странах в соглашениях о разделе продукции также включаются обязательства по уплате роялти.

2. НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ В РОССИИ

2.1. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА

При плановой системе хозяйствования механизмы изъятия рентных доходов минерально-сырьевого сектора были весьма специфичными и по большей части завуалированными. Так, во внутриэкономическом обороте изъятие нефтяной ренты осуществлялось на основе значительной дифференциации цен на сырую нефть и продукты ее переработки. В середине восьмидесятых годов соотношение средних оптовых цен на сырую нефть и розничных цен на высокооктановый бензин составляло примерно 1:17, а на обычный бензин – 1:13. Доля косвенных налогов (налога с оборота), с помощью которых изымалась нефтяная рента, в цене этих продуктов составляла около 80%. Во внешнеэкономическом обороте изъятие ренты происходило за счет присвоения государством разницы между экспортными и внутренними ценами на нефть. Издержки добычи нефти в СССР (с учетом транспортных затрат) не превышали 40 долл./т, и, таким образом, экспорт каждой тонны нефти в первой половине восьмидесятых годов приносил государству потенциальный чистый доход в размере 150-200 долл. Реальные доходы, однако, были существенно меньше, поскольку большая часть экспорта нефти и нефтепродуктов приходилась на страны СЭВ, поставки энергоресурсов в которые осуществлялись по ценам ниже мировых (таким образом СССР фактически делился частью рентных доходов с другими социалистическими странами).

Часть ренты изымалась в неявном (завуалированном) виде. За счет искусственно заниженных цен на энергоресурсы государство фактически дотирировало многие отрасли экономики, включая сельское хозяйство, большую часть обрабатывающей промышленности и ВПК. В этом случае процесс изъятия ренты по существу совпадал с процессом ее использования. Часть ренты, однако, возвращалась государству в виде налогов от дотируемых секторов экономики, а также косвенных налогов на потребительские товары.

С началом рыночных реформ в механизмах изъятия ресурсной ренты произошли радикальные изменения. Законом РФ от 27 декабря 1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» были законодательно закреплены основы новой налоговой системы России, включая платежи за пользование недрами (в тот момент еще не определенные законодательно) и налоги на нефтепродукты (акциз на бензин и налог на реализацию горюче-смазочных материалов).

Основным правовым актом, установившим новые, соответствующие условиям рыночной экономики, отношения в минерально-сырьевом секторе явился Закон РФ от 21.02.92 N2395-1 «О недрах». Наиболее важными положениями данного закона явились разграничение сфер компетенции Федерации и ее субъектов в вопросах недропользования, введение лицензирования прав на пользование недрами на конкурсной или аукционной основе, определение сроков пользования недрами (5 лет при проведении геологоразведочных работ, 20 – при разработке месторождений и 25 лет – при их совмещении), установление системы платежей при добыче полезных ископаемых, состоящей из акцизов на отдельные виды минерального сырья, платежей за пользование недрами (роялти) и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Таким образом, в 1992 г. было положено начало формированию новой, отвечающей условиям рыночной экономики, системы налогообложения добычи минеральных ресурсов. Данная система включила в себя как налоги общего применения, так и специальные ресурсные налоги, ориентированные на изъятие ресурсной ренты: акцизы, платежи за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и экспортные пошлины на минеральное сырье.

Согласно Закону РФ «О недрах» (ст. 46) акцизы на отдельные виды минерального сырья, добываемого из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками, могут вводиться Правительством РФ в соответствии с Законом РФ «Об акцизах». Акциз на нефть был введен в сентябре 1992 г. Первоначально его средняя ставка составляла 18% стоимости нефти (без НДС) при колебаниях по отдельным производителям от 0 до 30%. В июле 1993 г. средняя ставка акциза была увеличена до 24%. Затем, в мае 1994 г. акциз на нефть был установлен в абсолютных показателях. Его средняя ставка составила 14 750 руб./т, по отдельным производителям она колебалась от 0 до 36 000 руб./т. При этом ставка акциза подлежала ежемесячной индексации в соответствии с изменением обменного курса рубля по отношению к

доллару. С 1 апреля 1995 г. для компенсации снижения экспортной пошлины на нефть акциз был увеличен до 39 200 руб./т. С 1 апреля 1996 г., одновременно со снижением экспортной пошлины с 20 до 10 экю/т, средняя ставка акциза была увеличена до 55 000 руб./т, а с 1 июля, после отмены экспортной пошлины, – до 70 000 руб./т.

По Постановлению Правительства РФ от 08.04.97 N408 «О дифференцированных ставках акциза на нефть, включая газовый конденсат, добываемую на территории Российской Федерации» с 21 января 1997 г. средняя ставка акциза была установлена на уровне 55 000 руб./т. При этом ежемесячная индексация ставок акциза была отменена. С начала 2000 г. был осуществлен переход к единой (недифференцированной) ставке акциза на нефть в размере 55 руб./т. С начала 2001 г. ставка акциза на нефть была повышена до 66 руб./т.

Платежи за пользование недрами (роялти) были введены в середине 1992 г. В нефтяном секторе ставка роялти варьирует от 6 до 16% в зависимости от характеристик конкретных месторождений и фиксируется в лицензии. В среднем ставка роялти в настоящее время составляет 8,2% от стоимости добытой нефти.

Ставка отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, предназначенных для целевого финансирования поисковых и геологоразведочных работ, была установлена на уровне 10% цены нефти в пункте добычи и на протяжении рассматриваемого периода не менялась (при этом 6% подлежало перечислению в бюджет, а 4% оставалось в распоряжении предприятий).

Экспортная пошлина на нефть была введена в начале 1992 г. Первоначально ее ставка составляла 26 экю за 1 тонну экспортируемой нефти, однако уже в июне 1992 г. ставка была повышена до 38 экю за тонну. В ноябре 1993 г. ставка пошлины была установлена на уровне 30 экю/т. Как показывает анализ, именно экспортная пошлина в первые годы реформ являлась основным инструментом изъятия сверхприбыли в нефтяном секторе. С либерализацией цен на нефть в начале 1995 г. экспортная пошлина была снижена до 23 экю/т, а затем, с апреля 1995 г., до 20 экю/т. В апреле 1996 г. экспортная пошлина была уменьшена до 10 экю/т, а с 1 июля 1996 г. – отменена. Одновременно для компенсации выпадающих налоговых поступлений были повышены ставки акциза.

В начале 1999 г. экспортные пошлины, однако, были восстановлены. При этом ставка пошлины была привязана к мировой цене на нефть: при мировой цене российской нефти от 9,8 до 12,3 долл./барр. ставка пошлины

составляла 2,5 евро за тонну, при цене свыше 12,3 долл./барр. - 5 евро за тонну. В условиях роста мировых цен на нефть ставка экспортной пошлины неоднократно повышалась и к концу 2000 г. достигла 34 евро за тонну.

Таким образом, на начало 2001 г. в России сформировалась достаточно специфическая система налогообложения нефтегазового сектора, включающая в себя следующие компоненты:

- Акциз на нефть, уплачиваемый с каждой тонны добытой нефти. В 1997-1999 гг. ставка акциза дифференцировалась по предприятиям и составляла от 0 до 85 рублей за тонну, среднее значение акциза составляло 55 рублей за тонну. В 2000 г. установлена единая ставка акциза в размере 55 рублей за тонну, с начала 2001 г. – 66 руб./т.

- Акциз на газ, составляющий 15% стоимости реализованного природного газа (без НДС) при его реализации на территории России и в страны СНГ и 30% стоимости реализованного газа (без НДС) при его поставках за пределы СНГ.

- Плата за пользование недрами, представляющая собой адвалорный налог, основанный на ценах в пунктах добычи до обложения акцизом. Эта плата фиксируется во время выдачи лицензии в пределах от 6 до 16 процентов и является производной от предполагаемых геологических условий. В среднем величина этой платы составляет 8,2%.

- Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, представляющие собой адвалорный налог, основанный на ценах в пунктах добычи и взимаемый по ставке 10%. Данный налог не применяется в отношении нефти, добываемой на новых месторождениях, разведанных за счет собственных средств пользователей недр.

- Экспортная пошлина на нефть, устанавливаемая правительством в зависимости от уровня мировых цен на нефть. На начало 2001 г. ставка экспортной пошлины составляла 34 евро за тонну.

- Экспортная пошлина на газ, установленная в размере 5% таможенной стоимости.

- Налог на прибыль предприятий, взимаемый по ставке 35%.

- Другие налоги (налог на имущество предприятий, социальный налог, налог на пользователей автодорог, платежи за пользование природными ресурсами и др.), менее значительные по размеру, но в своей совокупности, однако, оказывающие существенное влияние.

То обстоятельство, что в существующей системе налогообложения основная роль принадлежит налогам на объемы добычи и валовой доход, оказывает регрессивное воздействие. Основная часть налоговых платежей

в этих условиях фактически не зависит от финансовых результатов деятельности компаний. Негативные последствия регрессивной налоговой структуры становятся особенно очевидными при падении цен на нефть. Именно такая ситуация наблюдалась в 1998 г., характеризовавшимся резким падением мировых цен на нефть. В таблице 2.1.1 показано, каким образом существующая структура налогообложения приводит к появлению неприемлемых результатов в условиях снижения цен на нефть. В таблице приведены результаты оценочных расчетов Всемирного банка для 1997 и 1998 гг. Для целей иллюстрации и в том, и в другом году в расчетах использован преддевальвационный валютный курс рубля – 6,3 руб. за 1 долл. Для постдевальвационного сценария использован курс 15 руб. за 1 долл. Как видно из приведенных данных, при резком падении рентабельности производства уровень налоговых изъятий увеличился с 81 до 99% чистого дохода. При этом положение нефтепроизводителей было еще более осложнено значительными размерами их обязательств по взятым ранее иностранным кредитам.

ТАБЛИЦА 2.1.1. ВЛИЯНИЕ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ И ДЕВАЛЬВАЦИИ РУБЛЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТИ, РУБ./Т

| | 1997 | 1998 (до девальвации) | 1998 (после девальвации) |
|---|-------|--------------------------|-----------------------------|
| Цена на мировом рынке, долл./барр. | 17,00 | 12,50 | 12,50 |
| Транспортные расходы | 138 | 138 | 153 |
| Экспортная цена в точке добычи | 644 | 437 | 1216 |
| Внутренняя цена в точке добычи | 405 | 385 | 360 |
| Средняя цена в точке добычи (30% - экспорт, 70% - поставки на внутренний рынок) | 477 | 401 | 617 |
| Эксплуатационные затраты (включая амортизацию) | 241 | 241 | 325 |
| Расходы на выплату процентов | 15 | 15 | 34 |
| Чистый доход | 221 | 145 | 258 |

ТАБЛИЦА 2.1.1. (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

| | 1997 | 1998 (до девальвации) | 1998 (после девальвации) |
|--|------|--------------------------|-----------------------------|
| Акциз | 55 | 55 | 55 |
| Плата за пользование недрами (10%) | 42 | 35 | 56 |
| Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы (10%) | 42 | 35 | 56 |
| Возмещение отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (4%) | 17 | 14 | 22 |
| Налог на пользователей автодорог (2%) | 8 | 7 | 11 |
| Прочие налоги, не связанные с доходами | 25 | 25 | 25 |
| Итого | 156 | 143 | 181 |
| Прибыль до налогообложения | 65 | 3 | 77 |
| Налог на прибыль предприятий (35%) | 23 | 1 | 27 |
| Прибыль после налогообложения | 42 | 2 | 50 |
| Обслуживание долга: | | | |
| внешний долг | 41 | 41 | 99 |
| внутренний долг | 5 | 5 | 5 |
| Итого | 46 | 46 | 104 |
| Амортизация | 60 | 60 | 60 |
| Чистый поток наличности (до инвестиций) | 56 | 15 | 6 |
| Налоговое изъятие, % от чистого дохода | 81 | 99 | 81 |

Источник: оценки Всемирного банка.

В условиях падения мировых цен весьма наглядно проявился регрессивный характер акциза. По нашим оценкам, при падении доли прибыли в цене экспортируемой нефти с 23,2% в декабре 1997 г. до 3,6% в июле 1998 г. удельный вес акциза в цене повысился с 8,5 до 13,2% (табл. 2.1.2, рис. 2.1.1). В результате девальвации рубля и обусловленного этим значительного увеличения разрыва между затратами на производство и выручкой от реализации продукции на внешнем рынке прибыльность экспорта резко возросла. По нашим оценкам, в сентябре 1998 г. чистая прибыль от экспорта нефти достигла 29,8 долл./т, а к концу года под влиянием падения мировых цен снизилась до 20,2 долл./т (т.е. составляла 34-40% от цены экспортируемой нефти). Величина же акциза в условиях девальвации сократилась как в абсолютном, так и в относительном выражении. Если в июле 1998 г. акциз составлял 8,8 долл./т, то в декабре 1998 г. – лишь 2,8 долл./т, или 4,7% цены экспорта. В этих условиях основным инструментом изъятия получаемой экспортёрами сверхприбыли фактически стал налог на прибыль, который увеличился с 0,8 долл./т (1,2% от цены) в июле до 11-16 долл./т (18-21% от цены) в сентябре-декабре 1998 г.

ТАБЛИЦА 2.1.2. ВЛИЯНИЕ ПАДЕНИЯ МИРОВЫХ ЦЕН И ДЕВАЛЬВАЦИЯ РУБЛЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭКСПОРТА НЕФТИ И НАЛОГОВЫЕ ИЗЪЯТИЯ В 1998 Г., ДОЛЛ./Т

| | 1997 декабрь | 1998 январь | 1998 февр. | 1998 март | 1998 апрель | 1998 май | 1998 июнь |
|---|-----------------|----------------|---------------|--------------|----------------|-------------|--------------|
| Цена экспорта нефти в страны вне СНГ | 109,8 | 96,2 | 84,6 | 79,5 | 79,0 | 84,7 | 66,3 |
| Затраты: себестоимость, акциз, расходы на экспорт | 84,3 | 84,2 | 82,4 | 78,7 | 74,7 | 72,6 | 66,8 |
| в том числе: | | | | | | | |
| акциз | 9,3 | 9,2 | 9,1 | 9,0 | 9,0 | 8,9 | 8,9 |
| Прибыль от экспорта | 25,5 | 12,0 | 2,2 | 0,8 | 4,3 | 12,1 | -0,5 |
| Налог на прибыль | 8,9 | 4,2 | 0,8 | 0,3 | 1,5 | 4,2 | 0 |
| Чистая прибыль | 16,6 | 7,8 | 1,4 | 0,5 | 2,8 | 7,9 | -0,5 |
| Чистая прибыль в % к цене | 15,1 | 8,1 | 1,7 | 0,6 | 3,5 | 9,3 | -0,8 |
| Акциз в % к цене | 8,5 | 9,6 | 10,8 | 11,3 | 11,4 | 10,5 | 13,4 |
| Налог на прибыль в % к цене | 8,1 | 4,4 | 0,9 | 0,4 | 1,9 | 5,0 | 0 |

ОКОНЧАНИЕ ТАБЛИЦЫ 2.1.2

| | 1998 июль | 1998 август | 1998 сен- тябрь | 1998 октябрь | 1998 ноябрь | 1998 декабрь |
|---|--------------|----------------|-----------------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Цена экспорта нефти в страны вне СНГ | 66.7 | 72.3 | 75.3 | 72.0 | 69.7 | 59.9 |
| Затраты: себестоимость, акциз, расходы на экспорт | 64.3 | 52.6 | 29.5 | 30.8 | 30.7 | 28.8 |
| в том числе: | | | | | | |
| акциз | 8,8 | 8,1 | 3,8 | 3,5 | 3,3 | 2,8 |
| Прибыль от экспорта | 2.4 | 19.7 | 45.8 | 41.2 | 39.0 | 31.1 |
| Налог на прибыль | 0,8 | 6,9 | 16,0 | 14,4 | 13,7 | 10,9 |
| Чистая прибыль | 1.6 | 12.8 | 29.8 | 26.8 | 25.4 | 20.2 |
| Чистая прибыль в % к цене | 2,4 | 17,7 | 39,6 | 37,2 | 36,4 | 33,7 |
| Акциз в % к цене | 13,2 | 11,2 | 5,0 | 4,9 | 4,7 | 4,7 |
| Налог на прибыль в % к цене | 1,2 | 9,5 | 21,2 | 20,0 | 19,7 | 18,2 |

Источник: расчеты автора по данным Госкомстата России и Минтопэнерго России.

Девальвация рубля актуализировала вопрос об изъятии сверхприбыли в нефтяном секторе, получаемой в результате значительного увеличения разрыва между ценами реализации нефти на внешнем рынке и реальными затратами на производство. Одним из возможных решений проблемы в этих условиях могло стать существенное повышение (индексация) акциза на нефть. Такое повышение неизбежно привело бы, однако, к росту внутренних цен на нефть (по крайней мере на величину увеличения акциза), что могло бы негативно повлиять на экономическую динамику и стимулировать инфляционные процессы в экономике. Стремясь избежать негативного эффекта повышения акциза, правительством было принято решение восстановить отдельный режим налогообложения для продаж нефти на внутреннем и внешнем рынках: ставка акциза осталась неизменной, а на экспортируемую нефть в феврале 1999 г. были введены вывозные таможенные пошлины. Ставка таможенной пошлины на сырую нефть устанавливалась в зависимости от цены российской нефти Urals на европейском рынке: при цене от 9,8 до 12,3 долл. за баррель – 2,5 евро за тонну, при цене свыше 12,3 долл. за баррель – 5 евро за тонну. Затем, в условиях роста мировых цен на нефть ставка таможенной пошлины неодно-

кратно повышалась и к концу 2000 г. достигла 34 евро за тонну (таблица 2.1.3).

ТАБЛИЦА 2.1.3. ЭКСПОРТНЫЕ ПОШЛИНЫ НА НЕФТЬ В 1992-2000 ГГ.

| Период | Ставка пошлины за 1 тонну |
|--|---------------------------|
| 01 января 1992 г. – 31 мая 1992 г. | 26 эю |
| 01 июня 1992 г. – 10 ноября 1993 г. | 38 эю |
| 11 ноября 1993 г. – 31 декабря 1994 г. | 30 эю |
| 01 января 1995 г. – 31 марта 1995 г. | 23 эю |
| 01 апреля 1995 г. – 31 марта 1996 г. | 20 эю |
| 01 апреля 1996 г. – 30 июня 1996 г. | 10 эю |
| 01 июля 1996 г. – 03 февраля 1999 г. | 0 |
| 04 февраля 1999 г. – 23 марта 1999 г. | 2,5 евро |
| 24 марта 1999 г. – 22 апреля 1999 г. | 0 |
| 23 апреля 1999 г. – 22 сентября 1999 г. | 5 евро |
| 23 сентября 1999 г. – 07 декабря 1999 г. | 7,5 евро |
| 08 декабря 1999 г. – 06 апреля 2000 г. | 15 евро |
| 07 апреля 2000 г. – 01 августа 2000 г. | 20 евро |
| 02 августа 2000 г. – 04 ноября 2000 г. | 27 евро |
| 05 ноября 2000 г. – 31 декабря 2000 г. | 34 евро |

Источник: Постановления Правительства РФ.

Можно привести ряд соображений в пользу сохранения в краткосрочной перспективе экспортных пошлин на нефть. Во-первых, добыча нефти неэластична. Экспорт нефти ограничен техническими возможностями существующей транспортной системы, использование мощностей которой на экспортных направлениях в настоящее время вплотную приблизилось к пределу ее пропускной способности. Поэтому включение экспортной пошлины в цену нефти (через акциз) приведет не только к росту внутренних цен на нефть, но и, в условиях ограниченного платежеспособного спроса на внутреннем рынке, к необходимости сокращения производства нефти, выводу из эксплуатации и консервации части нефтяных скважин. Данный процесс будет иметь ряд негативных последствий: принудительное сверты-

вание добычи ведет к потере максимально возможной добычи нефти на месторождении, снижению уровня конечного нефтеизвлечения; последующая же расконсервация нефтяных скважин (в условиях роста платежеспособного спроса) потребует значительных капитальных затрат; наконец, свертывание нефтедобычи в районах, полностью зависящих от нефтяной промышленности, неизбежно связано с негативными социальными последствиями.

Во-вторых, можно говорить об определенной заинтересованности правительства в сохранении экспортной пошлины, поскольку установление ее ставки, в отличие от ставки акциза, устанавливаемой парламентом, полностью находится в его компетенции. В связи с этим экспортная пошлина фактически является одним из подконтрольных правительству инструментов, позволяющим последнему оказывать действенное влияние как на наполнение доходной части государственного бюджета, так и на нефтяные компании.

В то же время в долгосрочном плане сохранение экспортной пошлины на нефть вряд ли можно считать оправданным. Раздельный режим налогообложения для экспортируемой и поставляемой на внутренний рынок нефти не соответствует мировой практике и не отвечает задачам повышения экономической эффективности, поскольку поддерживает более низкий, по сравнению с мировым, уровень внутренних цен на нефть. Субсидирование же промышленности и других секторов национальной экономики с помощью низких цен на энергоресурсы неизбежно ведет к их расточительному использованию и консервации неэффективной структуры экономики.

Серьезную проблему в условиях действующей налоговой системы представляет широкое использование трансфертного ценообразования, в результате которого цена нефти, которая используется для исчисления налогов, существенно отличается от ее реальной рыночной цены. Основу российской нефтяной промышленности составляют 13 вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), объединяющих предприятия по добыче и переработке нефти и реализации нефти и нефтепродуктов. На долю ВИНК приходится 86,6% всей добычи нефти в стране и 87,7% ее переработки. Фактически в настоящее время можно говорить о 10 ВИНК, поскольку часть небольших ВИНК полностью контролируется крупными нефтяными компаниями. Только 2 ВИНК в настоящее время находятся в государственной собственности (на их долю приходится 8% добычи нефти и 9,6% ее переработки). Наряду с интегрированными нефтяными компаниями действует 113 мелких независимых нефтяных компаний, на долю ко-

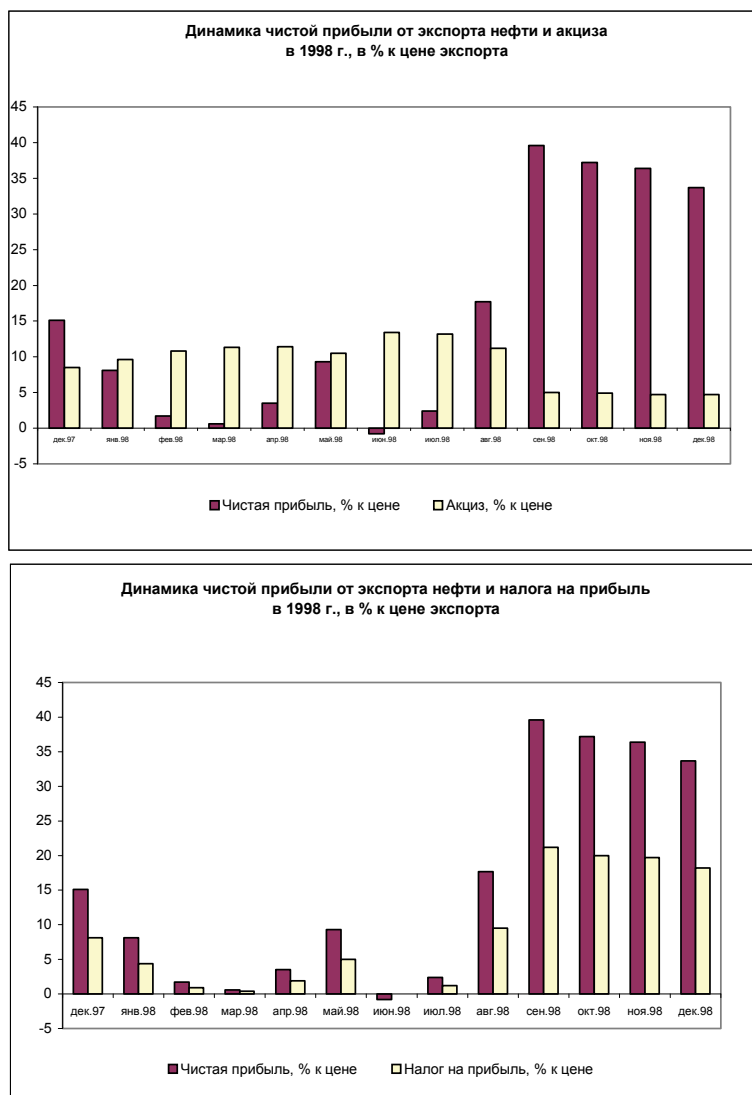
торых приходится 10,2% добычи нефти (в том числе 6,9% нефти добывается совместными предприятиями). «Газпром», полностью доминирующий в газовом секторе, добывает около 3,2% российской нефти.

Механизм трансфертного ценообразования заключается в следующем: ВИНК покупают нефть у своих дочерних нефтедобывающих предприятий по внутрикорпоративной (трансфертной) цене и часть нефти реализуют на экспорт, а оставшуюся часть перерабатывают на давальческой основе на российских нефтеперерабатывающих заводах с последующей реализацией нефтепродуктов как на внутреннем рынке, так и на экспорт. Трансфертная цена, как правило, устанавливается исходя из целей минимизации налогообложения, но на уровне не ниже текущих затрат предприятия. В результате в 1999-2000 гг. цена нефти, по которой начислялись налоги в нефтедобыче (роялти, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, налог на пользователей автодорог, налог на содержание жилищно-коммунального хозяйства, налог на прибыль) оказалась значительно ниже экспортной цены и существенно ниже рыночной цены нефти на внутреннем рынке.

Государство до сих пор не создало работоспособной нормативной базы, позволяющей четко определять базу налогообложения при сделках между взаимозависимыми лицами. Прежде всего, следует отметить, что гражданское законодательство (статья 424 Гражданского кодекса РФ) не ставит никаких ограничений при определении цены реализации, кроме случаев, специально регулируемых законодательством (естественные монополии). Теоретически существует опасность признания совершенной с использованием заниженных цен сделки ничтожной в соответствии со статьями 169 "Недействительность сделок, совершенных с целью противной основам правопорядка и нравственности" и 170 Гражданского кодекса "Недействительность мнимой и притворной сделок". Однако до настоящего времени эти положения Гражданского кодекса фактически не применялись для доначисления налогов.

С 1 января 1999 г. вступила в действие первая часть Налогового кодекса РФ, в статье 40 которого устанавливаются принципы определения рыночных цен и случаи, когда налоговые органы вправе контролировать правильность применения цен. Однако анализ данной статьи показывает, что при необходимости налогоплательщик может использовать удобную ему цену на продукцию, не опасаясь санкций налоговых органов.

Рис. 2.1.1



Источник: расчеты автора.

Первый способ заключается в избегании случаев, когда сделка может подпадать под особый контроль налоговых органов (пункт 2 статьи 40 Налогового кодекса). Рассмотрим перечень таких случаев.

1) Сделки между взаимозависимыми лицами. В соответствии со статьей 20 Налогового кодекса организации являются взаимозависимыми при условии 20% прямого и/или косвенного участия одной организации в другой. В остальных случаях лишь суд может принять решение о взаимозависимости лиц. Однако нетрудно предвидеть проблемы, которые возникнут у судов при определении взаимозависимости лиц, совершающих сделки (даже при условии четкой трактовки этого понятия в нормативных документах, которое на сегодняшний момент отсутствует).

2) Сделки по товарообменным (бартерным) операциям. Товарообменные (бартерные) операции на сегодня практически не используются в чистом виде и заменены операциями с использованием зачетов или векселей, имеющими то же экономическое содержание, но не квалифицируемые как бартерные.

3) Внешнеторговые сделки. Такие сделки, как правило, не осуществляются напрямую производителем, а проводятся с использованием цепочки посредников, последний из которых осуществляет внешнеторговую операцию.

4) Сделки, осуществляемые по ценам, отклоняющимся более чем на 20 процентов в сторону повышения или в сторону понижения от уровня цен, применяемых налогоплательщиком по идентичным (однородным) товарам (работам, услугам) в пределах непродолжительного периода времени. Такое отклонение может быть допущено налогоплательщиком лишь сознательно.

Таким образом, при достаточно квалифицированном управлении компания имеет возможность избежать повода для контроля за ценой реализации, что позволяет ей произвольно устанавливать цену на свою продукцию, так как во всех остальных случаях "для целей налогообложения принимается цена товаров, работ или услуг, указанная сторонами сделки. Пока не доказано обратное, предполагается, что эта цена соответствует уровню рыночных цен" (пункт 1 статьи 40 Налогового кодекса).

Однако даже в случае попадания цены реализации под контроль налоговых органов (например, в случае прямой продажи нефти дочерним обществом материнской компании по трансфертной цене), налоговым органам весьма сложно, пользуясь статьей 40 Налогового кодекса, доказать занижение используемой трансфертной цены по сравнению с рыночной ценой,

определение которой в Кодексе дается следующим образом: "Рыночной ценой товара... признается цена, сложившаяся при взаимодействии спроса и предложения на рынке идентичных (а при их отсутствии - однородных) товаров... в сопоставимых экономических (коммерческих) условиях" (пункт 4 статьи 40). Являясь практически монополистами в регионах добычи, нефтяные компании доказывают, что используемая ими трансфертная цена и является той ценой, по которой может быть реализована добываемая нефть.

Отличительной особенностью российского налогового законодательства является отсутствие норм, устанавливающих, по какой цене должна заключаться сделка в тех случаях, когда она может контролироваться. Таким образом, налогоплательщик, реализуя товары по удобной ему заниженной цене, не совершает налогового нарушения, так как налоговое законодательство не предписывает ему использовать рыночную или какую-либо другую цену. Даже в случае выявления налоговым органом занижения цены, налоговый орган может лишь доначислить налоги до уровня, соответствующего рыночным ценам, и взыскать недоимку и пеню.

В 1999 г. средняя трансфертная цена нефти, по которой осуществлялась реализация нефти внутри вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) и которая являлась базой налогообложения, составила 24 долл./т. При этом средняя экспортная цена (ФОБ при поставках на средиземноморский и роттердамский рынки) составила 110,5 долл./т, а средняя цена независимых продаж (продаж сторонним потребителям) составила более 85 долл./т. Однако в существующих условиях было бы неправильно использовать цену независимых продаж в качестве рыночной цены, так как независимые продажи нефти носят маргинальный характер и, по оценкам, составляют менее 2% от общего объема добываемой нефти. В условиях повышенного спроса на нефть и нефтепродукты со стороны как внешнего, так и внутреннего рынка, нефть стала дефицитным товаром и сформировался четко выраженный рынок продавцов. Соответственно, цена независимых продаж установилась на уровне, значительно превышающем реальную рыночную цену нефти.

Рыночную цену нефти следует определять исходя из стоимости корзины нефтепродуктов (на нефтепродукты, в отличие от нефти, возможно с некоторой степенью приближения определить рыночные цены) за вычетом стоимости переработки и транспортировки нефти. По расчетам Топливоэнергетического независимого института (ТЭНИ) в условиях 1999 г. средняя цена нефти, определенная на основе отпускных цен НПЗ за вычетом

стоимости переработки и транспортировки нефти и без НДС, составила 44,5 долл./т.

С использованием этой цены ТЭНИ были сделаны расчеты по определению рентного дохода при поставках нефти на внутренний рынок (см. табл. 2.1.4). Средневзвешенная по поставкам на внутренний рынок и на экспорт выручка от реализации нефти в 1999 г. составила 69,2 долл./т. Очевидно, что данная величина будет одинаковой как в случае использования трансфертного ценообразования, так и без него, поскольку доходы от конечной реализации нефтяного сырья и полученных из него нефтепродуктов не уменьшаются от того, что оно оказывается проданным в рамках холдинговой компании по заниженной трансфертной цене. Однако величина налогов, причитающихся к уплате в бюджет, при использовании трансфертного ценообразования ощутимо ниже, чем в случае использования рыночных цен. Так, в условиях 1999 г. величина налогов при использовании трансфертного ценообразования составила 16,6 долл./т, что соответствует оценке реально собранных налогов. В случае же применения рыночных цен эта величина оказывается существенно выше – 27,9 долл./т.

Заметим, что применение рыночных цен при налогообложении соответствует мировой практике, поскольку при применении трансфертных цен величина налогов оказывается не определенной законодательно, а зависит от решений руководства интегрированных компаний.

По расчетам ТЭНИ, в 1999 г. вследствие применения трансфертных цен нефтяные компании в качестве налогов выплатили лишь около 46% общей величины рентного дохода. Это означает, что более половины рентного дохода осталось у нефтяных компаний. В то же время при использовании расчетных рыночных цен налоги составили бы 77% рентного дохода. В 2000 г., по оценкам ТЭНИ, нефтяные компании выплатили в виде налогов 56,4% рентного дохода, в то время как при применении рыночных цен уровень налоговых изъятий должен был бы составить 81,6%.

Действующая налоговая система является негибкой по отношению к изменению экономических условий. По расчетам ТЭНИ, в 1993-1997 гг. номинальная налоговая нагрузка превышала возможности нефтедобывающих предприятий примерно на 10 долл./т, а номинальный денежный поток был отрицательным (под номинальным денежным потоком в данном случае понимается разность между выручкой от реализации продукции и эксплуатационными и капитальными затратами и всеми видами налогов). В результате до 1998 г. нефтяной комплекс не мог существовать без недежных форм расчетов и накопления кредиторской задолженности. Капи-

тальные вложения в комплекс в этот период уменьшались, а привлечение иностранных инвесторов обеспечивалось за счет предоставления налоговых льгот и преимуществ в доступе к экспортным нефтепроводам.

С 1999 г. в результате резкого роста мировых цен и девальвации рубля сложилась диаметрально противоположная ситуация. Номинальный положительный денежный поток у ВИНК в 2000 г. после уплаты налогов и осуществления инвестиций составил почти 30 долл./т добытой нефти (с учетом дохода от реализации нефти и нефтепродуктов на экспорт). По оценкам ТЭНИ, в 2000 г. государство получало около 56% общей величины рентного дохода от добычи нефти. В значительной степени это увеличение было достигнуто за счет существенного повышения экспортных пошлин.

Величина дополнительных "нефтяных" налогов (включая роялти, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акциз на нефть и таможенную пошлину) практически никак не зависит от индивидуальной прибыльности конкретных проектов по разработке месторождений. Несмотря на очень высокую среднюю прибыльность добычи нефти, повышение доли государства в рентном доходе путем увеличения ставок акциза на нефть и таможенной пошлины возможно лишь до определенного предела, поскольку это неизбежно создаст проблемы с точки зрения возможности реализации высокочрезвычайных проектов в нефтедобыче.

ТАБЛИЦА 2.1.4 НАЛОГОВАЯ НАГРУЗКА НА ДОБЫЧУ НЕФТИ, ДОЛЛ. НА ТОННУ

| Показатели | 1999 г. | | 2000 г. | |
|--|---------------|-------------------|---------------|-------------------|
| | Рыночные цены | Трансфертные цены | Рыночные цены | Трансфертные цены |
| | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Поставка на экспорт, % к добытой нефти | 37,5% | 37,5% | 39,0% | 39,0% |
| Цена реализации на экспорт | 110,5 | 110,5 | 177,9 | 177,9 |
| Экспортная пошлина | 4,8 | 4,8 | 20,9 | 20,9 |
| Таможенный сбор | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,2 |
| Транспорт на экспорт | 13,7 | 13,7 | 14,2 | 14,2 |
| Цена франко – предприятие | 91,9 | 91,9 | 142,6 | 142,6 |

ТАБЛИЦА 2.1.4(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

| | 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|-------------|-------------------|-------------|-------------|
| Поставка на внутренний рынок, % к добытой нефти | 62,5% | 62,5% | 61,0% | 61,0% |
| Цена реализации на внутренний рынок без НДС франко узел учета нефти | 44,5 | 27,1 | 67,1 | 43,8 |
| Средняя цена для расчета нало- гов без НДС, тарифов и транс- порта | 62,2 | 27,1 | 96,5 | 43,8 |
| Акциз на нефть | 2,2 | 2,2 | 2,0 | 2,0 |
| Средняя цена для расчета налогов без НДС, тарифов, акциза и транспорта | 60,0 | 24,9 | 94,6 | 41,8 |
| Плата за пользование недрами (роялти) | 5,2 | 2,1 | 8,1 | 3,6 |
| Отчисления на воспроизводство МСБ | 6,0 | 2,5 | 9,5 | 4,2 |
| Налог на пользователей автодо- рог | 1,6 | 0,6 | 2,5 | 1,0 |
| Оплата труда | 3,0 | 3,0 | 6,0 | 6,0 |
| Амортизация | 2,5 | 2,5 | 2,4 | 2,4 |
| Затраты в добыче | 6,2 | 6,2 | 9,3 | 9,3 |
| Отчисления в социальные вне- бюджетные фонды | 1,2 | 1,2 | 2,3 | 2,3 |
| Налог на содержание ЖКХ | 1,0 | 0,6 | 1,5 | 1,0 |
| Прочие налоги | 0,5 | 0,5 | 0,7 | 0,7 |
| Прибыль от реализации | 32,9 | 5,6 | 52,2 | 11,2 |
| Налог на прибыль | 8,3 | 5,0 ¹⁾ | 12,3 | 9,5* |
| Капитальные вложения (кроме ВМСБ) | 7,6 | 7,6 | 13,5 | 13,5 |

ТАБЛИЦА 2.1.4(ПРОДОЛЖЕНИЕ)

| | 1 | 2 | 3 | 4 |
|---|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Расчет рентного дохода | | | | |
| Выручка (включая налоги) | 69,2 | 69,2 | 110,3 | 110,3 |
| Затраты предприятий (включая капиталовложения, исключая налоги и амортизацию) | 21,9 | 21,9 | 34,3 | 34,3 |
| Доход на капитал | 11,1 | 11,1 | 18,2 | 18,2 |
| Рентный доход всего | 36,2 | 36,2 | 57,8 | 57,8 |
| Налоги | 27,9 | 16,6 | 47,2 | 32,6 |
| Доход, остающийся в распоряжении предприятий | 8,3 | 19,5 | 10,6 | 25,2 |
| Доля налогов в рентном доходе | 77,0% | 46,0% | 81,6% | 56,4% |

* с учетом налога на прибыль, фактически начисленного материнской и прочими связанными компаниями (по данным консолидированной отчетности, 2000 г. – прогноз)

Источник: Топливо-энергетический независимый институт.

Соглашения о разделе продукции. При выполнении соглашений о разделе продукции налогообложение добычи нефти имеет весьма существенные особенности. Соглашение о разделе продукции (СРП) является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет инвестору на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку и добычу минерального сырья на определенном участке недр и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск. Соглашение определяет все необходимые условия, связанные с использованием недрами, в том числе условия и порядок раздела произведенной продукции между сторонами, а также уплаты налогов и платежей.

Заключение СРП позволяет обеспечить инвестору стабильный законодательный и налоговый режим в течение всего срока реализации инвестиционного проекта. В условиях нестабильности налогового и инвестиционного законодательства в России соглашения о разделе продукции в ближайшие годы могут рассматриваться в качестве основного механизма привлечения крупных прямых иностранных инвестиций в минерально-

сырьевой сектор экономики. В отдельных случаях режим СРП может применяться при добыче полезных ископаемых на месторождениях, разработка которых при общем налоговом режиме является неэффективной.

Недостатки системы СРП связаны прежде всего с индивидуализацией условий соглашений по конкретным проектам. При проведении переговоров и заключении СРП допускается относительно большая свобода действий государственных чиновников. В условиях их неопытности и коррупции это может приводить к получению инвестором необоснованно выгодных условий реализации проекта и, как следствие, потере государством определенной части доходов от разработки находящихся в его собственности природных ресурсов.

Правовую основу режима СРП составляет Федеральный закон “О соглашениях о разделе продукции” № 225-ФЗ, подписанный Президентом Российской Федерации 30 декабря 1995 г. и вступивший в силу 11 февраля 1996 г. Данный закон регулирует отношения в области недропользования и инвестиционной деятельности, устанавливает правовые основы отношений, возникающих в процессе осуществления российских и иностранных инвестиций в поиски, разведку и добычу минерального сырья на территории Российской Федерации, а также на континентальном шельфе и в пределах исключительной экономической зоны Российской Федерации на условиях соглашений о разделе продукции.

В начале 1999 г. были приняты два дополнительных закона: “О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон “О соглашениях о разделе продукции” от 07.01.1999 г. N 19-ФЗ и “О внесении в законодательные акты Российской Федерации изменений и дополнений, вытекающих из Федерального закона “О соглашениях о разделе продукции” от 10.02.1999 г. N 32-ФЗ. Последним законом были внесены необходимые поправки в двенадцать федеральных законов, направленные на их приведение в соответствие с основными положениями базового закона о разделе продукции. Положения этих федеральных законов, в свою очередь, составили основу для разработки и принятия новых, а также корректировки действующих нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти, субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления.

Система налогообложения при выполнении СРП может быть определена как специальный налоговый режим, при котором устанавливается особый порядок уплаты налогов и платежей, а взимание ряда налогов и платежей заменяется разделом произведенной продукции между государством и инвестором.

В режиме СРП инвестор уплачивает государству следующие **платежи за пользование недрами**:

– разовые платежи (бонусы) при заключении соглашения и (или) по достижении определенного результата, установленные в соответствии с условиями соглашения;

– ежегодные платежи за проведение поисковых и разведочных работ (ренталс), установленные за единицу площади использованного участка недр в зависимости от экономико-географических условий, размера участка, вида полезного ископаемого, продолжительности работ, степени геологической изученности участка и степени риска;

– регулярные платежи за пользование недрами (роялти), установленные в процентном отношении от объема добычи минерального сырья или от стоимости произведенной продукции и уплачиваемые инвестором в денежной форме или в виде части добытого минерального сырья.

Налог на прибыль при реализации СРП уплачивается инвестором с учетом определенных особенностей. Объектом обложения этим налогом является определяемая в соответствии с условиями соглашения стоимость части прибыльной продукции, принадлежащей инвестору по условиям соглашения. При этом такая стоимость уменьшается на сумму платежей инвестора за пользование заемными средствами, разовых платежей при пользовании недрами, а также на сумму других не возмещаемых инвестору в соответствии с условиями соглашения затрат, состав и порядок учета которых при определении объекта обложения налогом на прибыль устанавливается соглашением.

Уплата налога на прибыль инвестора при выполнении работ по соглашению производится обособленно от уплаты налога на прибыль по другим видам деятельности. При этом применяется ставка налога на прибыль, действующая на дату подписания соглашения.

При исчислении **НДС** при реализации инвестором принадлежащей ему в соответствии с условиями соглашения произведенной продукции из подлежащей взносу в бюджет в соответствующем периоде суммы указанного налога вычитаются все суммы НДС, уплаченные инвестором в этом периоде по приобретенным им для выполнения работ товарно-материальным ценностям, а также по работам и услугам.

Разница, возникающая в случае превышения сумм указанного налога, уплаченного инвестором поставщикам за приобретенные товарно-материальные ценности, над суммами указанного налога, исчисленными при реализации произведенной продукции, являющейся собственностью

инвестора, подлежит возмещению инвестору с уточнением суммы этой разницы, исходя из ставок рефинансирования Банка России, действовавших в соответствующем периоде.

После начала добычи минерального сырья уточненная сумма указанной разницы, не возмещенная инвестору из бюджета к соответствующему дню, возмещается ему за счет уменьшения принадлежащей государству в соответствии с условиями соглашения части произведенной продукции.

Инвестор осуществляет также обязательные платежи по социальному и медицинскому страхованию своих работников – граждан Российской Федерации, а также платежи в Государственный фонд занятости населения и в Пенсионный фонд.

За исключением платежей за пользование недрами, налога на прибыль, НДС и социальных платежей, инвестор в течение срока действия соглашения освобождается от взимания налогов и других обязательных платежей, предусмотренных законодательством. Взимание указанных налогов и платежей заменяется **разделом продукции** на условиях соглашения. При этом предполагается, что чем выше доходность деятельности инвестора, тем больше доля произведенной продукции, получаемой государством при ее разделе. Определение параметров и условий раздела продукции, обеспечивающих государству изъятие ресурсной ренты, а инвестору – приемлемую норму прибыли, является одним из ключевых вопросов переговоров по заключению СРП.

В случае если законами и иными нормативными правовыми актами субъектов Российской Федерации и правовыми актами органов местного самоуправления не предусмотрено освобождение инвестора от взимания налогов и других обязательных платежей в бюджеты субъектов Российской Федерации и местные бюджеты, часть прибыльной продукции, являющаяся долей инвестора, подлежит увеличению за счет соответствующего уменьшения доли государства на величину, эквивалентную сумме фактически уплаченных в территориальные бюджеты налогов и других обязательных платежей.

В настоящее время в России заключены четыре соглашения о разделе продукции: “Сахалин-1”, “Сахалин-2” (Сахалинская область), Харьягинское (Ненецкий АО) и Самотлорское (Ханты-Мансийский АО). Все четыре соглашения заключены по месторождениям углеводородов. Соглашения “Сахалин-1”, “Сахалин-2” и Харьягинское заключены до вступления в силу Федерального закона “О соглашениях о разделе продукции”, Самотлорское - после вступления в силу указанного закона. Согла-

шения по другим месторождениям полезных ископаемых, включенным в перечни участков недр, разработку которых планируется осуществлять на условиях раздела продукции, не заключены.

Фактически в настоящее время в России действуют три соглашения о разделе продукции - “Сахалин-1”, “Сахалин-2” и Харьягинское, поскольку реализация Самотлорского соглашения еще не началась. Основные технико-экономические показатели действующих проектов, реализуемых на условиях СРП, приведены в таблице 2.1.4.

ТАБЛИЦА 2.1.4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТОВ “САХАЛИН-1”, “САХАЛИН-2” И ХАРЬЯГИНСКИЙ ЗА ПЕРИОД 1996-2020 ГГ.

| | “Сахалин-1” | “Сахалин-2” | Харьягинский |
|-----------------------------------|-------------|-------------|--------------|
| Добыча нефти и конденсата, млн. т | 277,5 | 90,8 | 40,3 |
| Добыча газа, млрд. куб. м | 112,0 | 172,0 | - |
| Капитальные затраты, млн. долл. | 21043 | 11386 | 1086 |
| Выручка от реализации, млн. долл. | 72492 | 36467 | 6490 |

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации.

Достаточно полное представление об особенностях налогового режима СРП позволяет получить рассмотрение финансовых условий реализации крупнейшего из проектов, осуществляемых в России на условиях СРП, - проекта “Сахалин-1”.

Соглашение “Сахалин-1” было заключено 30 июня 1995 г. и вступило в силу 10 июня 1996 г. Инвестором по данному соглашению выступает консорциум в составе “Эксон Нефтегаз Лимитед” с долей участия 30%, “Сахалин Ойл Девелопмент Корпорейшн Лтд.” с долей участия 30%, ЗАО “Сахалинморнефтегаз-Шельф” с долей участия 23% и ЗАО “Роснефть-Сахалин” с долей участия 17%. Оператором соглашения является компания “Эксон Нефтегаз Лимитед”.

Согласно основным технико-экономическим показателям СРП “Сахалин-1” суммарные извлекаемые запасы нефти категорий А, В и С1 составляют 323,4 млн. т, суммарные извлекаемые запасы газа – 424 млрд. куб. м. Максимальный годовой уровень добычи нефти – 24 млн. т, газа – 19,7 млрд. куб. м.

Соглашением «Сахалин-1» предусмотрены следующие условия раздела произведенной продукции и обязательства инвестора по уплате налогов, сборов и других обязательных платежей.

А. Платежи за договорную акваторию и пользование недрами.

А.1. Платежи за договорную акваторию и платежи за право пользования недрами взимаются следующим образом:

– годовые платежи за договорную акваторию в течение срока действия соглашения;

– годовые платежи за права на геологическое изучение недр в течение периода геологического изучения недр;

– роялти в течение периода обустройства и добычи.

А.2. Инвестор осуществляет платежи за квадратный километр договорной акватории в долларах США следующим образом:

| Контрактный год | Договорная акватория | Права на геологическое изучение недр |
|-----------------------|----------------------|--------------------------------------|
| Первый | 50 | 150 |
| Второй | 50 | 150 |
| Третий | 50 | 150 |
| Четвертый | 50 | 150 |
| Пятый | 50 | 150 |
| Шестой | 75 | 225 |
| Седьмой | 75 | 225 |
| Восьмой и последующие | 400 | 0 |

А.3. Платежи за договорную акваторию и права на геологическое изучение недр не включаются в состав возмещаемых затрат.

А.4. Платежи за договорную акваторию и права на геологическое изучение недр распределяются между бюджетами следующим образом:

Бюджет Российской Федерации - 40%;

Бюджет Сахалинской области - 60%.

А.5. Государство получает роялти в размере 8% от суммы реализации углеводородов. Роялти распределяется между бюджетами следующим образом:

Бюджет Российской Федерации - 40%;

Бюджет Сахалинской области - 60%.

В. Возмещение затрат и раздел продукции.

В.1. Предельный уровень компенсационной продукции – 85%.

В.2. Раздел прибыльной продукции (углеводородов для раздела) в каждом календарном году осуществляется в зависимости от достигнутого

значения внутренней нормы прибыли (IRR) инвестора в реальном выражении на конец предшествующего года по следующей шкале:

| Внутренняя норма прибыли инвестора | Доля инвестора в углеводородах для раздела |
|---|---|
| До 17,5% | 85% |
| Более 17,5% до 28,0% | 50% |
| Более 28,0% | 30% |

С. Налоги и другие обязательные платежи.

С.1. Налог на прибыль. Налог на прибыль уплачивается по ставке 35% со следующей налоговой базы:

- выручка от реализации углеводородов, причитающихся инвестору, минус
- возмещаемые затраты (капитальные затраты вычитаются по норме 33 1/3% в год, остальные затраты вычитаются по норме 100% в год), минус
- не возмещаемые затраты (за исключением роялти и налога на прибыль), минус
- фактические затраты на финансирование.

Налог на прибыль распределяется между бюджетами следующим образом:

- Бюджет Российской Федерации - 13%;
- Бюджет Сахалинской области - 22%.

С.2. Платежи за договорную акваторию и за право пользования недрами. Уплачиваются в соответствии с пунктом А.

С.3. Налог на добавленную стоимость. НДС уплачивается за предоставленные услуги и товары, проданные и переданные инвестору на территории Российской Федерации. Инвестор имеет право на возврат НДС в течение пяти рабочих дней после подачи ежемесячной налоговой декларации.

С.4. Взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд занятости, Фонды социального и медицинского страхования. Взносы уплачиваются по ставкам в соответствии с действующим законодательством.

С.5. Прочие налоги (в пределах суммы 500 тыс. долл. США в год):

- регистрационные, лицензионные сборы, сборы за осуществление юридических действий;

- федеральный и местный налоги на реализацию горюче-смазочных материалов;
- налог с владельцев транспортных средств;
- плата за пользование землей;
- плата за пользование водой из общественных источников;
- лесной сбор и платежи на восстановление.

С.6. Бонусы и взносы в Фонд развития Сахалина.

Бонус на дату вступления соглашения в силу. Инвестор выплачивает государству общий бонус в размере 15 млн. долл. США на дату вступления соглашения в силу (бонус выплачивают только иностранные участники консорциума-инвестора).

Бонус распределяется между бюджетами следующим образом:

- Бюджет Российской Федерации - 5 млн. долл. США;
- Бюджет Сахалинской области - 10 млн. долл. США.

Сумма бонуса не включается в состав возмещаемых затрат.

Бонусы на начало реализации углеводородов. Уплачиваются не позднее тридцати дней с даты начала реализации углеводородов:

- с месторождения Чайво - 15 млн долл. США;
- с месторождения Аркутун-Даги - 20 млн. долл. США;
- с месторождения Одопту - 10 млн. долл. США.

Суммы бонусов не включаются в состав возмещаемых затрат.

Бонусы распределяется между бюджетами следующим образом:

- Бюджет Российской Федерации - 40%;
- Бюджет Сахалинской области - 60%.

Взносы в Фонд развития Сахалина. Общая сумма взносов составляет 100 млн. долл. США. Инвестор делает взносы ежегодно равными частями по 20 млн. долл. США на протяжении первых пяти лет, начиная с тридцатого дня после одобрения первой программы работ и сметы расходов по обустройству и добыче.

Взносы поступают в бюджет Сахалинской области.

С.7. Возмещение прошлых затрат государства. Инвестор возмещает российские затраты на геологическое изучение недр договорной акватории до даты вступления соглашения в силу в размере 71 млн. долл. США. Возмещение осуществляется следующим образом:

- начиная с даты начала реализации углеводородов ежеквартально 1,775 млн. долл. США до тех пор, пока не будут выплачены 50% общей суммы;

- оставшиеся 50% общей суммы возмещаются из имеющейся в наличии компенсационной продукции после полного возмещения капитальных затрат на обустройство и добычу.

Выплаты поступают ОАО «Сахалинморнефтегаз».

В соглашении «Сахалин-2», подписанном 22 июля 1994 г. и вступившем в силу 15 июня 1996 г., и **Харьягинском**, подписанном в декабре 1995 г. и вступившем в силу 1 января 1999 г., применяется аналогичный налоговый режим, имеющий, однако, определенные специфические особенности применительно к каждому проекту. Так, в отличие от соглашения «Сахалин-1» в соглашении «Сахалин-2» ставка роялти установлена на уровне 6% от стоимости произведенной продукции, а по Харьягинскому месторождению ставка данного платежа изменяется в зависимости от количества нефти, добытой с начала коммерческой добычи:

| Добыча нефти | Роялти |
|-----------------|--------|
| 0 – 10 млн. т | 6% |
| 10 – 20 млн. т | 7% |
| 20 – 30 млн. т | 9% |
| Более 30 млн. т | 11% |

Предельный уровень компенсационной продукции в соглашениях «Сахалин-2» и Харьягинском установлен в размере 100% (по проекту «Сахалин-1» - 85%). Столь высокий уровень возмещения затрат, несомненно, резко ограничивает текущую бюджетную эффективность рассматриваемых проектов и является объектом острой критики. В проектах «Сахалин-2» и Харьягинском это приводит к тому, что вся добываемая продукция, остающаяся после уплаты роялти, в течение длительного периода полностью уходит на возмещение затрат инвестора, а размер прибыльной продукции равен нулю. Соответственно, в течение этого периода, а именно вплоть до полной компенсации осуществленных инвестором капитальных затрат, отсутствует и доля государства в добываемой нефти, и поступающий государству налог на прибыль, взимаемый с доли прибыльной продукции, принадлежащей инвестору.

Суммарные расчетные поступления государству и количественное соотношение выплат по различным видам налогов и платежей при реализации проектов «Сахалин-1», «Сахалин-2» и Харьягинского за период 1996-2020 гг. характеризуются цифрами, приведенными в таблице 2.1.5. Как

видно из приведенных данных, основные поступления государству от рассматриваемых СРП обеспечиваются налогом на прибыль, платежами за пользование недрами (роялти) и государственной долей прибыльной продукции. На них приходится 85% всех прямых поступлений государству. Кроме прямых поступлений от реализации СРП, государство получает также косвенные доходы за счет налоговых поступлений и платежей от исполнителей подрядных работ по проектам.

ТАБЛИЦА 2.1.5. РАСЧЕТНЫЕ ПОСТУПЛЕНИЯ В ГОСУДАРСТВЕННЫЙ БЮДЖЕТ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ “САХАЛИН-1”, “САХАЛИН-2” И ХАРЬЯГИНСКИЙ ЗА ПЕРИОД 1996-2020 ГГ., МЛН. ДОЛЛ.

| | Поступления государству, всего | Бюджет Российской Федерации | Бюджет субъекта РФ | Внебюд- жетные фонды |
|---|--------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------------|
| Поступления, всего | 29587 | 12269 | 15694 | 1624 |
| в том числе: | | | | |
| Роялти | 8530 | 3412 | 5118 | 0 |
| Прибыльная продукция | 6472 | 3236 | 3236 | 0 |
| Ренталс, плата за дого- ворную акваторию | 14 | 4 | 10 | 0 |
| Бонусы | 113 | 35 | 78 | 0 |
| Платежи с фонда зара- ботной платы | 1624 | 0 | 0 | 1624 |
| Взносы в Фонд развития субъектов РФ | 208 | 0 | 208 | 0 |
| Возмещение историче- ских затрат государства на геолого-разведочные работы | 98 | 47 | 51 | 0 |
| Прочие налоги | 10,5 | 1,1 | 9,4 | 0 |
| Налог на прибыль | 10320 | 3666 | 6654 | 0 |
| НДС с реализации на внутреннем рынке | 2197 | 1868 | 329 | 0 |

Источник: Министерство энергетики Российской Федерации.

Анализ хода выполнения действующих в России СРП свидетельствует о достаточно сложной ситуации, сложившейся с реализацией рассматриваемых проектов. С точки зрения интересов государства, по существу, можно говорить о ситуации кризиса, сложившейся с реализацией СРП в России.

Привлечение инвестиций по заключенным СРП идет очень медленными темпами по сравнению с прогнозировавшимися сроками и объемами. Доходы федерального бюджета от реализуемых СРП крайне низки. Существующий механизм СРП стимулирует инвесторов к завышению издержек при выполнении работ и фактически не предусматривает ответственности инвестора за объемы ресурсов, привлекаемых в проект. Финансовые и правовые условия заключенных соглашений не обеспечивают должной защиты прав и интересов Российской Федерации. Переговоры же по заключению новых соглашений идут крайне медленно.

2.2. НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК ИНСТРУМЕНТ ИЗЪЯТИЯ СВЕРХПРИБЫЛИ

Принципиально новым элементом российской системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики может стать налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД), предложенный к введению вместо акциза на нефть. Концепция НДД была разработана в Топливо-энергетическом независимом институте. В оформленном виде она была включена в состав проекта части второй Налогового кодекса, внесенного Правительством РФ на рассмотрение в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 30 апреля 1997 г. В данной версии НДД предлагалось распространить на все месторождения углеводородов на территории страны, при этом переход на НДД предусматривал добровольность, то есть должен был осуществляться по желанию налогоплательщика. Подлежащие вычетам в отчетном налоговом периоде затраты на производство ограничивались стоимостью добытых углеводородов, то есть предел возмещения затрат составлял 100% стоимости углеводородов. Ставка налога определялась значением Р-фактора, равного отношению накопленного дохода к накопленным затратам. Шкала налога включала 14 градаций, ставка колебалась от 10% (при значении Р-фактора меньше 1,00) до 90% (при Р-факторе больше 3,00).

В несколько измененном виде концепция НДД получила отражение в следующей версии проекта Налогового кодекса, внесенного Правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 31 января 1998 г. и принятого Государственной Думой в первом чтении 16 апреля 1998 г. В данном проекте предусматривалось распространение НДД только на новые месторождения. Переход на НДД должен был осуществляться

добровольно. Предел подлежащих вычетам затрат устанавливался на уровне 100% стоимости добытых углеводородов. Число градаций шкалы налога было сокращено с 14 до 7, ставки налога изменялись от 0% (при Р-факторе меньше 1,00) до 60% (при Р-факторе больше 2,00).

Поскольку вторая часть Налогового кодекса в тот период не была принята Государственной Думой, идея НДС была оформлена в виде отдельного законопроекта - Федерального закона "О налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов". Проект данного закона был внесен в Государственную Думу от имени группы депутатов (С.Э.Дон и другие). Основное отличие предложенного законопроекта от версии Налогового кодекса - распространение НДС не только на новые, но и на разрабатываемые (старые) месторождения. В ноябре 1998 г. законопроект получил одобрение Комитета по бюджету, налогам, банкам и финансам Государственной Думы, однако самой Государственной Думой законопроект рассмотрен не был.

Рассмотрим содержание предлагаемого подхода на основе последнего из подготовленных законопроектов - федерального закона "О налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов". Согласно проекту данного закона плательщиками НДС являются предприятия, приобретшие в установленном порядке лицензии на право поиска, разведки и добычи углеводородов на территории Российской Федерации и осуществляющие такую деятельность. Предприятия, производящие поиск, разведку и добычу углеводородов на нескольких лицензионных участках вправе определять налоговое обязательство по результатам: а) деятельности на всех без исключения лицензионных участках (в целом), на которых на дату вступления в силу данного закона осуществляется промышленная добыча; б) деятельности на каждом лицензионном участке в отдельности; в) деятельности на некоторых лицензионных участках (в отдельности) и на всех остальных лицензионных участках (в целом). Предприятия обязаны вести отдельный учет доходов и расходов и определять налоговое обязательство отдельно по каждому лицензионному участку, права на пользование которым получены или промышленная добыча на котором начата после даты вступления в силу данного закона.

Налоговая база применительно к каждому лицензионному участку или совокупности участков определяется как стоимость добытых и реализованных углеводородов, уменьшенная на подлежащие вычетам затраты. Стоимость добытых и реализованных углеводородов рассчитывается исходя из фактических объемов и цен реализации. При этом в указанные цены

не включаются НДС и расходы на транспортировку до покупателя. Если налогоплательщик реализует добытые им углеводороды взаимосвязанным покупателям, использует их для дальнейшей переработки либо передает их на переработку на давальческой основе, то стоимость добытых углеводородов определяется исходя из их рыночной цены без НДС и расходов на транспортировку до покупателя. При реализации на экспорт стоимость углеводородов определяется исходя из цены реализации на экспорт за вычетом расходов на экспорт, включая транспортировку.

Расчетные вычитаемые затраты определяются как сумма затрат по производству и реализации продукции (за вычетом амортизации, расходов на транспортировку до покупателя и расходов на экспорт), производственных капитальных вложений, налогов, относимых на финансовые результаты деятельности предприятия, и расчетных вычитаемых затрат предыдущего налогового периода, вычет которых перенесен на следующий год, умноженных на средний индекс цен производителей на промышленную продукцию (по данным федерального органа по статистике).

Подлежащие вычетам затраты определяются как расчетные вычитаемые затраты данного периода, но в размере не более 70% от стоимости углеводородов при налогообложении деятельности на нескольких лицензионных участках в целом и 90% от стоимости углеводородов при налогообложении деятельности по отдельным лицензионным участкам. По лицензионным участкам, по которым с даты выдачи лицензии ведется отдельный учет доходов и затрат, подлежащие вычетам затраты устанавливаются в размере не более 100% от стоимости углеводородов. Если годовые расчетные вычитаемые затраты превышают величину подлежащих вычетам затрат за этот год, то такое превышение переносится на следующий год.

Налоговые ставки устанавливаются на каждый год применительно к каждому лицензионному участку (совокупности участков). Размеры налоговых ставок определяются значением Р-фактора на предшествующий год. Р-фактор определяется как отношение a / b , где a - накопленный доход, b - накопленные затраты. Величина "а" на 1998 г. определяется как сумма годовых величин стоимости добытых и реализованных углеводородов за период с года начала оценки по 1998 г. с поправкой на средний индекс цен производителей на промышленную продукцию. При суммировании величина стоимости добытых и реализованных углеводородов каждого года умножается на индекс данного года, равный произведению соответствующих годовых индексов за период с данного года по 1998 г. Год начала оценки устанавливается как 1994 г. либо как год получения соответствующей лицензии, если этот год позже 1994 г.

Величина “а” на годы, начиная с 1999 г., определяется как сумма величин стоимости добытых и реализованных углеводородов за данный год и величины “а” на предыдущий год, умноженной на средний индекс цен производителей на промышленную продукцию. При определении “а” стоимость углеводородов уменьшается на суммы НДС и налога на прибыль предприятий, подлежащих уплате за соответствующий период.

Величина “b” на 1998 г. определяется как сумма годовых величин затрат за период с года начала оценки с поправкой на средний индекс цен производителей на промышленную продукцию. В состав затрат включаются затраты по производству и реализации продукции (за вычетом амортизации, расходов на транспортировку до покупателя и расходов на экспорт), производственные капитальные вложения и сумма начисленных налогов, относимых на финансовые результаты деятельности предприятия. Величина “b” на годы, начиная с 1999 г., определяется как сумма величины затрат за данный год и величины “b” на предыдущий год, умноженной на средний индекс цен производителей на промышленную продукцию.

Налоговые ставки определяются значением Р-фактора за предыдущий год и составляют от 0% (для лицензионных участков, по которым с даты выдачи лицензии ведется отдельный учет доходов и затрат, при величине Р-фактора меньше 1,00) до 60% (при величине Р-фактора больше 2,00).

Формально предложенная схема расчета НДС может быть описана следующим образом.

1. Определение налоговой базы

$$\text{ДД}(t) = \text{СУВ}(t) - \text{ПВЗ}(t)$$

$$\text{СУВ}(t) = \text{Ц}(t) * \text{V}(t)$$

$$\text{РВЗ}(t) = (\text{ЗПР}(t) - \text{А}(t)) + \text{КВ}(t) + \text{Н.РВЗ}(t-1) * k(t)$$

$$\text{ПВЗ}(t) = \text{РВЗ}(t) \quad \text{при } \text{РВЗ}(t) \leq \text{Пр.ПВЗ}(t)$$

$$\text{ПВЗ}(t) = \text{Пр.ПВЗ}(t) \quad \text{при } \text{РВЗ}(t) > \text{Пр.ПВЗ}(t)$$

$$\text{Пр.ПВЗ}(t) = 70 \% \text{ СУВ}(t) \quad \text{при налогообложении по нескольким лицензионным участкам}$$

$$\text{Пр.ПВЗ}(t) = 90 \% \text{ СУВ}(t) \quad \text{при налогообложении отдельного лицензионного участка}$$

$$\text{Пр.ПВЗ}(t) = 100 \% \text{ СУВ}(t) \quad \text{по лицензионным участкам, по которым с даты выдачи лицензии ведется отдельный учет доходов и затрат}$$

$$\text{Н.РВЗ}(t) = \text{РВЗ}(t) - \text{ПВЗ}(t) \quad (\text{при } \text{РВЗ} > \text{Пр.ПВЗ})$$

2. Определение налоговых ставок

$$\text{Р-фактор}(t-1) = a(t-1) / b(t-1)$$

а - накопленный доход
 b - накопленные затраты
 $a(t-1) = a(t-2) * k(t-1) + СУВ(t-1) - НДД(t-1) - НП(t-1)$
 $b(t-1) = b(t-2) * k(t-1) + З(t-1)$
 $З(t-1) = (ЗПР(t-1) - А(t-1)) + КВ(t-1)$
 Р-фактор (t-1) → Ст. (t)
 Шкала налога:

| | Р-фактор (t-1) | Ст.(t), % |
|----|-----------------------|------------------|
| до | 1,00 | 10* |
| | свыше 1,00 до 1,20 | 15 |
| | свыше 1,20 до 1,30 | 20 |
| | свыше 1,30 до 1,40 | 30 |
| | свыше 1,40 до 1,50 | 40 |
| | свыше 1,50 до 2,00 | 50 |
| | свыше 2,00 | 60 |

*Для лицензионных участков, по которым с даты выдачи лицензии ведется отдельный учет доходов и затрат, налоговая ставка при величине Р-фактора до 1,00 устанавливается в размере 0%.

$$НДД(t) = ДД(t) * Ст.(t)$$

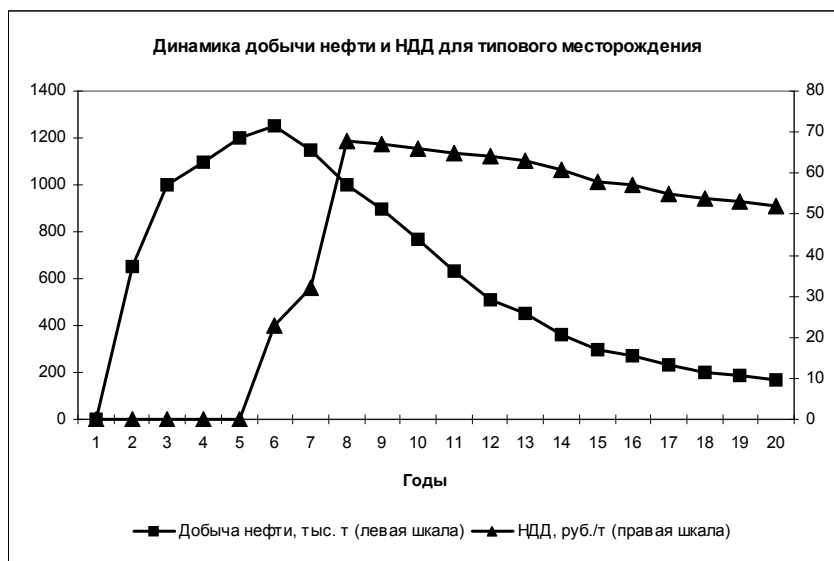
Обозначения:

ДД - дополнительный доход
 СУВ - стоимость углеводородов
 Ц - цена нефти (без НДС, расходов на транспортировку до покупателя и затрат на экспорт)
 V - объем добычи нефти
 РВЗ - расчетные вычитаемые затраты
 ЗПР - затраты на производство и реализацию
 А - амортизация
 КВ - капитальные вложения
 Н.РВЗ - невозмещенные расчетные вычитаемые затраты
 ПВЗ - подлежащие вычетам затраты
 Пр. ПВЗ - предельные подлежащие вычетам затраты
 k - индекс цен производителей
 НДД - налог на дополнительный доход

- НП - налог на прибыль
- З - затраты
- Ст. - ставка налога
- t - время (год, квартал)

НДД имеет ряд достаточно явно выраженных преимуществ по сравнению с российским акцизом. Во-первых, автоматизм расчета данного налога существенно повышает его объективность. НДД учитывает горно-геологические и экономические условия добычи углеводородов, так как напрямую связан с показателями прибыльности месторождения (дополнительным доходом и Р-фактором). Во-вторых, НДД стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений (нулевой налог в первые годы добычи, когда осуществляются основные капиталовложения, рис. 2.2.1).

Рис. 2.2.1



Источник: расчеты Крюкова В., Токарева А. Нефтегазовая вертикаль, 1998, №9-10.

В-третьих, НДС учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения, т.е. его истощение (по мере истощения месторождения налог снижается). В-четвертых, НДС реагирует на изменение внешних экономических условий производства - мировых цен (чем ниже цены реализации, тем ниже налог, и наоборот). В-пятых, НДС позволяет достаточно точно прогнозировать эффективность инвестиционных проектов, поскольку является расчетной величиной (изменение же акциза фактически труднопредсказуемо).

Вместе с тем позиции различных структур в отношении предложенного законопроекта о введении НДС существенно различаются. Министерство топлива и энергетики РФ, а также нефтяные компании, полностью поддерживали разработанный законопроект. В то же время официальные представители Министерства финансов, Министерства по налогам и сборам и Министерства экономики РФ выступали против принятия данного закона, по крайней мере против распространения НДС не только на новые, но и на все разрабатываемые месторождения. Основной причиной являлись опасения значительного снижения налоговых поступлений в государственный бюджет. По оценкам Комитета Государственной Думы по бюджету, налогам, банкам и финансам, замена акциза на нефть налогом на дополнительный доход в расчете на 1999 г. вела к снижению налоговых начислений в нефтедобывающей промышленности на 5,2 млрд.руб. Без учета отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, которые используются целевым образом и в значительной степени возвращаются нефтедобывающим предприятиям, данное снижение составляет 6,9 млрд.руб., или примерно 0,3% ВВП. Существуют, однако, и значительно более пессимистические оценки.

Схема, основанная на применении НДС, является существенно более сложной с точки зрения как проведения налоговых расчетов, так и практического контроля за их достоверностью. Это создает потенциальные возможности занижения производителями своих налоговых обязательств и, как следствие, уменьшения доходов государственного бюджета. Именно с этим связаны опасения неконтролируемого снижения налоговых поступлений в результате введения данного налога.

Следует также указать на необходимость доработки подготовленных законопроектов по введению НДС, имеющих, на наш взгляд, ряд существенных недостатков.

1. Как в проекте Налогового кодекса, принятом в первом чтении, так и в проекте закона о НДС производители газа, реализующие газ по государ-

ственным регулируемым ценам, не являются плательщиками НДС, если доля такой реализации во всей реализации предприятия не ниже 80%. По этому критерию под НДС подпадает почти все производство газа в России. Если в США и Западной Европе производство природного газа рассредоточено по многим нефтегазовым компаниям и составляет значительную долю в производимой ими продукции (таблица 2.2.1), то в России добыча газа характеризуется чрезвычайно высокой концентрацией. Основным производителем газа является РАО Газпром, на долю которого приходится 94% общероссийской добычи. Около 5% газа добывается нефтяными компаниями (как правило, это так называемый нефтяной газ, добыча которого сопутствует производству нефти). Еще 1% приходится на прочих газопроизводителей.

ТАБЛИЦА 2.2.1. Доля газа в добыче углеводородов крупнейшими нефтяными компаниями США, Западной Европы и России (в пересчете на нефтяной эквивалент, %)

| Западные компании | Доля газа, 1996 г. | Российские компании | Доля газа, 1997 г. |
|--------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|
| Royal Dutch-Shell | 40.1 | ЛУКОЙЛ | 4.5 |
| Exxon | 44.4 | ЮКОС | 3.0 |
| British Petroleum | 18.6 | Сургутнефтегаз | 21.1 |
| Chevron | 30.5 | Татнефть | 2.7 |
| Mobil | 50.0 | Тюменская нефтяная компания | 7.9 |

Источник: расчеты автора по данным Oil & Gas Journal и Минтопэнерго России.

РАО Газпром экспортирует около 35% производимого газа. С учетом более высоких цен реализации на внешнем рынке доля реализации газа по свободным (нерегулируемым государством) ценам составляет 60-70% всей выручки от продажи газа. Другими словами, для РАО Газпром доля реализации газа по регулируемым ценам составляет лишь 30-40%, и в соответствии с предложенным в законопроектах критерием Газпром от акциза должен перейти на НДС. По словам авторов законопроекта это изначально не входило в планы разработчиков. Предложенный ими критерий ориентирован на реализацию газа на внутреннем рынке, т.е. не отражает реальную структуру продаж, и, таким образом, должен быть изменен. При этом для Газпрома, на наш взгляд, нет оснований радикально менять систему нало-

гообложения, т.е. следует сохранить существующую схему, основанную на акцизе.

Выделение одного Газпрома из числа плательщиков НДС не будет, однако, достаточным. Если исключить Газпром из числа плательщиков НДС, но оставить возможность перехода на этот налог для независимых производителей газа, то последние окажутся в более выгодных условиях по сравнению с Газпромом, по крайней мере при реализации новых капиталоемких проектов. Это будет означать, во-первых, создание неравных условий конкуренции, во-вторых, сам Газпром будет стремиться к выделению дочерних и вновь создаваемых структур в формально независимые предприятия, которые имели бы более выгодные условия работы (прежде всего при освоении новых месторождений).

Поэтому, на наш взгляд, целесообразно ограничить применение НДС только добычей жидких углеводородов, т.е. нефти и газового конденсата. Для этого нужно ввести критерий, позволяющий отделить нефтяные проекты (к которым применяется НДС) от газовых, при реализации которых может также добываться некоторое количество нефти или газового конденсата. Для новых месторождений выделение нефтяных проектов возможно на основе имеющихся данных геологической оценки лицензионного участка. В качестве критерия здесь можно принять долю запасов нефти и газового конденсата в общих запасах углеводородов, сосредоточенных на данном лицензионном участке. Например, доля запасов нефти и газового конденсата в общих запасах углеводородов лицензионного участка (в пересчете на нефтяной эквивалент) должна составлять не менее 70%.

В то же время при реализации нефтяных проектов может добываться и определенное количество природного газа, если его запасы присутствуют на данном лицензионном участке. В этом случае доходы от реализации газа должны учитываться при расчете дополнительного дохода, и все добытые углеводороды должны облагаться НДС. Но по газу также платится акциз, который должен учитываться в затратах при расчете дополнительного дохода.

При условии распространения НДС не только на новые, но и на разрабатываемые месторождения, такое выделение может быть произведено как на основе структуры производимых углеводородов (в пересчете на нефтяной эквивалент), так и на основе структуры выручки от их реализации. Например, если выручка от реализации газа в общей выручке превышает 50%, то добыча углеводородов на данном лицензионном участке (совокупности лицензионных участков) не подпадает под НДС. В этом случае все

производители газа, кроме нефтяных компаний, оказываются за рамками применения данного налога.

2. Часть 1 статьи 466 проекта Налогового кодекса, принятого в первом чтении, ограничивает применимость НДС новыми лицензионными участками. В проекте не определено, что понимается под новыми лицензионными участками, но предположительно этот термин относится к лицензиям, выданным после того, как глава о НДС вступит в действие. В то же время по большинству месторождений России лицензии уже выданы. Многие месторождения, для которых лицензии еще не выданы, в настоящее время фактически экономически неэффективны. Поэтому ограничение НДС только новыми лицензиями может фактически свести к нулю данный налог. В то же время распространение НДС на старые месторождения может иметь неблагоприятные последствия для бюджета. Кроме того, если цель НДС заключается в поощрении новых инвестиций, то необязательно распространять НДС на старые месторождения, так как капиталовложения уже сделаны. Поэтому целесообразно ограничить применение НДС новыми инвестициями в нефтедобычу, но более широко, чем только по лицензиям, выданным после того, как НДС вступит в действие.

3. Часть 6 статьи 466 проекта Налогового кодекса, принятого в первом чтении, разрешает налогоплательщикам объединять лицензионные участки при определении налоговых обязательств по уплате НДС. Это создает значительные возможности для ухода от налога. Дело в том, что при владении большим количеством лицензий и последовательной разработке лицензионных участков дополнительный доход и налоговые обязательства, возникающие на введенном в разработку лицензионном участке после возмещения произведенных капитальных затрат, будут погашаться инвестициями в новые месторождения, что может приводить к длительной отсрочке налоговых выплат. Возможности собрать НДС были бы повышены, если бы от каждого производителя требовалось определять налоговые обязательства по каждому лицензионному участку отдельно.

4. В состав расчетных вычитаемых затрат в проекте Налогового кодекса, принятом в первом чтении, включаются затраты, принимаемые к вычету в соответствии с параграфом 4 главы 30 проекта Кодекса, в которые входят проценты, выплачиваемые по кредитам и займам, полученным на цели, непосредственно связанные с производством и реализацией продукции (ст. 468, часть 3, пункт 1; ст. 289, 291, 302). Расходы на выплату процентов не должны, однако, вычитаться при расчете налоговой базы НДС, если только заемные средства не включаются в доход, а выплаты по зай-

мам не включаются в качестве затрат. В противном случае расходы будут завышены.

5. Расчетные вычитаемые затраты, возмещение которых переносится на следующий налоговый период, не корректируются с учетом инфляции (см. ст. 468, часть 3, пункт 3 проекта Налогового кодекса, принятого в первом чтении). В периоды высокой инфляции это будет приводить к быстрому обесценению невозмещенных в отчетном налоговом периоде затрат и завышению налоговой базы.

6. Накопленный доход, на основе которого определяется значение Р-фактора и ставки налога, не должен уменьшаться на величину НДС. В противном случае значение Р-фактора будет занижено. В то же время все остальные налоги и обязательные платежи, включая роялти и налог на прибыль, при расчете накопленного дохода должны вычитаться.

7. Предлагаемый механизм определения и применения налоговых ставок (налоговые ставки, определяемые значением Р-фактора, применяются ко всей налоговой базе) создает возможность предельного уровня налогообложения прироста дополнительного дохода, который может превышать 100%. Например, предположим, что в данный налоговый период налоговая база (дополнительный доход) равна 20 и компоненты Р-фактора следующие: $a=150$, $b=100$. Это означает, что ставка налога равна 40%, а налоговое обязательство равно 8. Предположим теперь, что «а» было бы равно 151. Тогда ставка налога была бы 50%, а налоговое обязательство было бы равно 10. Заметим, что одна единица увеличения «а» привела к увеличению налогового обязательства на две единицы. Таким образом, небольшое увеличение «а» приводит к потенциально значительному увеличению налогового обязательства, потому что новая более высокая ставка применяется ко всей налоговой базе. Это создает сильные стимулы к завышению расходов и занижению доходов около пороговых значений Р-фактора.

8. Распространение НДС не только на новые, но и на старые месторождения является проблематичным, так как сложно обеспечить достаточно точный учет доходов и затрат, особенно по лицензионным участкам, за предыдущие налоговые периоды. Кроме того, проект закона о НДС позволяет консолидацию лицензионных участков (применительно к старым месторождениям консолидация неизбежна, так как по большинству из них не ведется отдельный учет доходов и затрат), что создает возможности для занижения производителями своих налоговых обязательств.

3. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РЕФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОГО СЕКТОРА

3.1. ПЛАТЕЖИ ЗА ПОЛЬЗОВАНИЕ НЕДРАМИ (РОЯЛТИ)

Роялти должны сохранить свою функцию платежа собственнику ресурсов (государству) за право пользования недрами. Они являются базовым видом платежа, обеспечивающим определенную стабильность налоговых поступлений. Вместе с тем следует пересмотреть установленные пропорции распределения роялти между бюджетами разного уровня. Согласно Закону «О недрах» при добыче углеводородов 40% данных платежей направляется в федеральный бюджет и 60% - в территориальные, в том числе 30% - в бюджет субъекта РФ и 30% - в местный бюджет. В то же время при добыче углеводородов на территории автономного округа, входящего в состав области или края, роялти поступают в бюджет данной области или края за счет половины суммы платежей, поступающих в федеральный бюджет, то есть федеральная доля в этом случае составляет 20%. Поскольку большая часть нефти (73,3% в 1999 г.) добывается именно в таких автономных округах, прежде всего в Ханты-Мансийском, средне-взвешенная федеральная доля роялти составляет лишь 25,3%.

В связи с этим целесообразно значительно увеличить федеральную долю в платежах за пользование недрами, а именно 60% данных платежей направлять в федеральный бюджет, а 40% - в территориальные. При добыче нефти на территории автономного округа, входящего в состав области или края, роялти могут поступать в бюджет данной области или края за счет уменьшения федеральной доли до 50%. В этом случае 50% суммы платежей за пользование недрами будет поступать в федеральный бюджет и 50% - в территориальные (40% - в бюджеты автономного округа и 10% - в бюджет области или края). Именно по такой паритетной схеме будет распределяться большая часть данных платежей. Средневзвешенная федеральная доля роялти при таком распределении составит 52,7% (табл. 3.1.1).

ТАБЛИЦА 3.1.1. РАСЧЕТ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ФЕДЕРАЛЬНОЙ ДОЛИ РОЯЛТИ
(ПО УСЛОВИЯМ 1999 Г.)

| | Добыча нефти и газового конденсата в 1999г., млн. т | Удельный вес в общей добыче нефти и газоконденсата, % | Федеральная доля роялти при действующей системе распределения, % | Федеральная доля роялти 60 % | Федеральная доля роялти 75 % |
|--|---|---|--|------------------------------|------------------------------|
| 1. Автономные округа в составе области, края | 223,5 | 73,3 | 20,0 | 50,0 | 70,0 |
| в том числе: | 170,0 | 55,7 | 20,0 | 50,0 | 70,0 |
| Ханты-Мансийский АО (Тюменская обл.) | | | | | |
| Ямало-Ненецкий АО (Тюменская обл.) | 30,0 | 9,8 | 20,0 | 50,0 | 70,0 |
| Эвенкийский АО (Красноярский край) | 21,6 | 7,1 | 20,0 | 50,0 | 70,0 |
| Ненецкий АО (Архангельская обл.) | 1,9 | 0,6 | 20,0 | 50,0 | 70,0 |
| 2. Остальные регионы | 81,5 | 26,7 | 40,0 | 60,0 | 75,0 |
| Средневзвешенная федеральная доля роялти | | | 25,3 | 52,7 | 71,3 |

Следует совершенствовать механизм установления ставок роялти. Необходимы разработка и принятие соответствующей нормативной базы для применения льгот по уплате роялти в отношении истощенных и трудноизвлекаемых запасов. Возможность снижения ставки роялти по мере истощения запасов, или предоставления скидки за истощение недр, предусмотрена действующим законодательством, однако до сих пор не реализована. Ставка роялти может быть поставлена в зависимость от степени истощения месторождения. Например, при выработанности начальных извлекаемых запасов нефти от 76% до 90% ставка роялти снижается наполовину, при выработанности свыше 90% роялти не взимаются (ставка рав-

на нулю). В качестве показателя истощенности месторождения может также использоваться показатель обводненности продукции.

Возможно также изменение ставок роялти в зависимости от уровня мировых цен на нефть, то есть введение скользящей ставки роялти: ставка увеличивается при превышении определенного уровня цены. В этом случае роялти обеспечивали бы учет не только горно-геологических и экономико-географических условий конкретных месторождений, но и изменения мировых цен на нефть.

В целях стимулирования инвестиций в разработку новых месторождений возможно освобождение производителей от уплаты роялти в первые один-два года с момента начала промышленной добычи нефти (“каникулы” роялти).

Действующая система налогообложения позволяет вертикально интегрированным нефтяным компаниям минимизировать свои налоговые обязательства по ресурсным платежам, в частности, по роялти, путем реализации добытой нефти в рамках самой компании по внутрикорпоративным (трансфертным) ценам, значительно заниженным по сравнению с ее реальной рыночной стоимостью. В связи с этим основой реформирования системы налогообложения нефтяного сектора должен быть переход к применению для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть, который позволил бы преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования.

Рыночные цены на нефть должны определяться на основе ее мировой цены, скорректированной с учетом разницы в качестве нефти и величины транспортных затрат. В этом случае, как показывают расчеты, проведенные по условиям 1999 г., увеличение налоговых поступлений от роялти превысило бы поступления от роялти, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза при действующей налоговой системе (см. табл. 3.1.2).

Основным методом занижения налоговых обязательств по ресурсным платежам является применение трансфертных цен. Кроме того, получила распространение практика реализации нефти на экспорт специально созданным за рубежом подконтрольным структурам по заниженным ценам. В связи с этим необходима разработка специальной методики определения рыночных цен на нефть для целей исчисления налогов. Такие цены, на наш взгляд, должны определяться на основе мировых цен. В качестве временного решения по поставкам нефти на внутренний рынок может быть разработана и введена методика определения рыночной цены нефти на основе

розничных цен реализации нефтепродуктов. Применение таких методов определения рыночной цены нефти предполагает внесение поправок в статью 40 Налогового кодекса РФ.

ТАБЛИЦА 3.1.2. РАСЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ НАЛОГОВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ К РЫНОЧНЫМ ЦЕНАМ (ПО УСЛОВИЯМ 1999 Г.)

| Действующая налоговая система: расчет налогов от внутренней цены нефти (внутренняя цена 23,6 долл./т) | Расчет налогов от рыночной (скорректированной мировой) цены нефти (рыночная цена 81,1 долл./т) | Увеличение налоговой нагрузки, долл./т |
|--|---|---|
| Роялти (средняя ставка 8%): $23,6 \times 0,08 = 1,89$ долл./т | Роялти (средняя ставка 8%): $81,1 \times 0,08 = 6,49$ долл./т | 4,60 |
| Федеральная доля роялти (средневзвешенная доля 25,3%): $1,89 \times 0,253 = 0,48$ долл./т | Федеральная доля роялти (52,7%): 3,42 долл./т в том числе: федеральные отчисления на ВМСБ (13,7% от федеральной доли роялти) 0,47 долл./т федеральная доля роялти без отчислений на ВМСБ: 2,95 долл./т | 2,94 - |
| Отчисления на ВМСБ (отчисления в бюджеты - 4%): $23,6 \times 0,04 = 0,94$ долл./т | - | -0,94 |
| Федеральная доля отчислений на ВМСБ (2%): $23,6 \times 0,02 = 0,47$ долл./т | - | -0,47 |
| Роялти + отчисления на ВМСБ: $1,89 + 0,94 = 2,83$ долл./т | Роялти: 6,49 долл./т | 3,66 |
| Федеральная доля роялти и отчислений на ВМСБ: $0,48 + 0,47 = 0,95$ долл./т | Федеральная доля роялти: 3,42 долл./т | 2,47 |

Таким образом, для преодоления негативных налоговых последствий трансфертного ценообразования для целей исчисления налогов на добычу нефти должны применяться рыночные цены на нефть, определяемые по специальной методике. Такая методика, на наш взгляд, должна основываться на следующих основных положениях.

Рыночная цена на нефть, применяемая для целей исчисления налогов, должна определяться на основе расчетных рыночных цен реализации нефти на внутреннем и на внешнем рынке.

Для нефти, реализуемой на внутреннем рынке, рыночная цена нефти в пункте добычи должна определяться методом обратного счета на основе розничной цены реализации нефтепродуктов.

На основе розничной цены реализации нефтепродуктов путем ее уменьшения на величину нормальных затрат и прибыли розничной торговли определяется отпускная оптовая цена нефтепродуктов (отпускная цена оптовой торговли).

На основе отпускной оптовой цены путем ее уменьшения на величину нормальных затрат и прибыли оптовой торговли определяется отпускная цена нефтеперерабатывающего завода (НПЗ).

На основе отпускной цены НПЗ путем ее уменьшения на величину затрат на переработку и прибыли НПЗ, а также средних затрат на транспортировку нефти, определяется цена нефти в пункте добычи (расчетная рыночная цена внутреннего рынка).

Для нефти, реализуемой на внешнем рынке (на экспорт), рыночная цена нефти в пункте добычи определяется на основе мировой цены на нефть путем ее уменьшения на величину затрат на экспорт, включая транспортировку.

Рыночная цена на нефть для целей налогообложения определяется на основе расчетных рыночных цен реализации нефти на внутреннем и на внешнем рынке как средневзвешенная по объемам поставок на внутренний и на внешний рынок (на экспорт).

Рыночные цены на нефть должны определяться по основным нефтегазовым провинциям (регионам) страны на основе обобщенных (усредненных) данных о затратах и прибыли при транспортировке и переработке нефти и реализации нефтепродуктов.

Расчет рыночных цен на нефть должен производиться ежемесячно с учетом изменения значений основных исходных показателей, в частности, мировых цен на нефть.

Возможным вариантом реформирования налогообложения минерально-сырьевого сектора является установление повышенной единой ставки роялти, обеспечивающей налоговые поступления государству на уровне, соответствующем суммарной величине уплачиваемых в настоящее время ресурсных платежей. В этом случае в нефтяном секторе роялти заменяет три действующих в настоящее время платежа: плату за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть. Порядок исчисления и уплаты данного налога может основываться на действующем порядке исчисления платы за пользование недрами при

добыче полезных ископаемых. Налоговая ставка должна устанавливаться в процентах от стоимости добытой нефти. В то же время на период отладки механизма применения рыночных цен может быть установлена специфическая налоговая ставка (в рублях за тонну). В этом случае ставку налога целесообразно корректировать с учетом уровня мировых цен на нефть и изменения валютного курса рубля. Для истощенных месторождений (со степенью выработанности начальных извлекаемых запасов нефти более 80-85%) к базовой ставке налога целесообразно применение дополнительного понижающего коэффициента.

Реализация такого подхода позволит упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой. Установление же специфической налоговой ставки на период отладки механизма применения рыночных цен позволит преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования.

3.2. ОТЧИСЛЕНИЯ НА ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

Переход к применению рыночной цены нефти для целей исчисления налогов позволяет отменить отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, поскольку это не ведет к снижению налоговых поступлений в бюджет. Основная часть работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы при этом будет осуществляться за счет средств самих предприятий. Это предполагает внедрение общепринятых в мировой практике механизмов компенсации затрат на геолого-разведочные работы. Затраты на них должны быть признаны затратами производственного характера и относиться на себестоимость производимой продукции. Федеральная же доля указанных отчислений может быть компенсирована за счет федеральной части поступлений от уплаты роялти. Данные средства должны направляться на реализацию государственных программ геологического изучения недр.

В пользу отмены отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы существует ряд аргументов. В настоящее время в России создан значительный задел по разведанным запасам нефти, в принципе превосходящий нужды текущего и среднесрочного развития отрасли. По зарубежным данным, обеспеченность доказанными запасами нефти в России составляет 22 года. В то же время в промышленно развитых нефтедобывающих странах обеспеченность запасами значительно ниже: в США она составляет 10 лет, Канаде и Норвегии – 9,3 года, Великобритании – 5

лет. При этом такой уровень обеспеченности запасами, например, в США, фактически сохраняется на протяжении последних нескольких десятилетий, то есть является нормальным для рыночной экономики.

В этих условиях существование специальных отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы создает для российских нефтяных компаний излишнюю налоговую нагрузку и фактически вынуждает их поддерживать искусственно высокий уровень геолого-разведочных работ (или под их видом осуществлять другие затраты, например, показывать эксплуатационное бурение в качестве разведочного). Основная часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, а именно средства, остающиеся в распоряжении нефтедобывающих предприятий и поступающие в бюджеты субъектов Федерации, на территории которых расположены данные предприятия, используется по месту их возникновения и уплаты, то есть направляется на финансирование геолого-разведочных работ в хорошо разведанных регионах добычи, что обуславливает крайне низкую эффективность таких работ. Значительная часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, централизуемых в бюджетах разного уровня, используется не по целевому назначению. Наконец, нельзя не отметить, что применение такого налога не соответствует мировой практике.

В случае сохранения отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы в качестве самостоятельного ресурсного платежа, на наш взгляд, необходимо уменьшение ставки данных отчислений до размеров части, перечисляемой в федеральный бюджет (например, до 2%) с одновременным внедрением общепринятых в мировой практике механизмов компенсации затрат на геолого-разведочные работы (путем их списания на затраты по добыче нефти).

Как показывают расчеты, проведенные нами по условиям 2001 г., применение в качестве рыночных цен скорректированных мировых цен на нефть обеспечивает увеличение поступлений в государственный бюджет даже при полной отмене отчислений на воспроизводство-минерально-сырьевой базы. Если при действующей налоговой системе (в условиях применения трансфертных цен) поступления в консолидированный бюджет от ресурсных платежей (роялти, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза) составляют 10 долл./т (в том числе от роялти – 4,5 долл./т), то при применении рыночных (скорректированных мировых) цен поступления от роялти и акциза составят 10,6 долл./т (в том числе от роялти – 8,4 долл./т), а с учетом прироста налога на прибыль в

результате отмены отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы – 11,8 долл./т.

Влияние введения рыночных цен на нефть в случае их определения на основе расчетных рыночных цен реализации нефти на внутреннем и внешнем рынке, увеличения федеральной доли роялти и отмены отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы на бюджетные поступления от ресурсных платежей при добыче нефти характеризуется данными, приведенными в таблицах 3.2.1 и 3.2.2. Расчет производился по условиям 2001 г. с использованием данных, заложенных в проект федерального бюджета на данный год. Расчет производился при разном уровне мировых цен на нефть по четырем вариантам:

1. Действующая налоговая система: трансфертные цены, федеральная доля в платежах за пользование недрами (роялти) – 40% (федеральная доля при добыче нефти на территории автономного округа, входящего в состав области или края, - 20%, средневзвешенная федеральная доля - 25,3%).

2. Применение рыночных цен на нефть для целей исчисления налогов в условиях действующей налоговой системы.

3. Применение рыночных цен на нефть с одновременным увеличением федеральной доли роялти до 60% (федеральная доля при добыче нефти на территории автономного округа, входящего в состав области или края, - 50%, средневзвешенная федеральная доля – 52,7%) и отменой отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

4. Применение рыночных цен на нефть с увеличением федеральной доли роялти до 75% (федеральная доля при добыче нефти на территории автономного округа, входящего в состав области или края, - 70%, средневзвешенная федеральная доля – 71,3%) и отменой отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Рыночная цена на нефть определялась как средневзвешенная на основе расчетных рыночных цен реализации нефти на внутреннем и на внешнем рынке. По нефти, реализуемой на внутреннем рынке, рыночная цена определялась методом обратного счета на основе цен реализации нефтепродуктов, по нефти, реализуемой на внешнем рынке, - на основе мировой цены, скорректированной на величину затрат на экспорт, включая транспортировку.

Расчеты по указанным вариантам проводились при уровне мировых (экспортных) цен на нефть 18 долл. за баррель и 21 долл. за баррель. Результаты расчетов приведены в таблицах 3.2.1 и 3.2.2.

Как показывают расчеты, применение рыночных цен в условиях действующей налоговой системы позволяет увеличить поступления в консолидированный бюджет от роялти и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы при мировой цене на нефть 18 долл./барр. на 38,9 млрд. руб., или 1,3 млрд. долл., при мировой цене 21 долл./барр. – на 49,6 млрд. руб., или 1,7 млрд. долл. (данные цифры могут служить оценкой потерь бюджета от применения трансфертных цен). Почти две трети прироста поступлений от применения рыночных цен в условиях действующей налоговой системы приходится на территориальные бюджеты.

Отмена отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы при мировой цене нефти 18 долл./барр. ведет к некоторому снижению прямых поступлений от ресурсных платежей в консолидированный бюджет (на 4,6 млрд. руб., или 0,6 долл./т). Следует, однако, отметить, что с учетом прироста налога на прибыль в результате отмены отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы поступления в консолидированный бюджет возрастают (с 10 до 10,6 долл./т). Прямые же поступления в федеральный бюджет увеличиваются за счет повышения федеральной доли роялти.

При мировой цене нефти 21 долл./барр. отмена отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы не ведет к снижению прямых поступлений в консолидированный бюджет. Напротив, в результате применения рыночных цен прямые поступления в него даже при отмене отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы увеличиваются на 1,6 млрд. руб. При этом повышение федеральной доли роялти позволяет существенно увеличить поступления от ресурсных платежей в федеральный бюджет.

Например, при мировой цене нефти 21 долл./барр. применение рыночных цен и повышение федеральной доли роялти до 75% (при одновременной отмене отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы) позволяют увеличить поступления в федеральный бюджет от ресурсных платежей с 41,3 до 65,4 млрд. руб., или на 24,1 млрд. руб. (0,8 млрд. долл.).

ТАБЛИЦА 3.2.1. РАСЧЕТ ПОСТУПЛЕНИЙ В ГОСУДАРСТВЕННЫЙ БЮДЖЕТ ОТ РЕСУРСНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ (ПО УСЛОВИЯМ 2001 Г.)

| Расчет № 1 (мировая цена 18 \$/барр.) | 1-й вариант | | | 2-й вариант | | |
|--|--------------------------|--------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------|
| | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты |
| Экспортная цена, \$ за тонну | 131,4 | | | 131,4 | | |
| Трансфертная цена, \$ за тонну | 55 | | | 55 | | |
| Рыночная цена, \$ за тонну | 88,4 | | | 88,4 | | |
| Распределение роялти, % | 100,0% | 25,3% | 74,7% | 100,0% | 25,3% | 74,7% |
| Ставка роялти, % | 8,2% | 2,1% | 6,1% | 8,2% | 2,1% | 6,1% |
| Распределение ВМСБ, % | 100,0% | 50,0% | 50,0% | 100,0% | 50,0% | 50,0% |
| Ставка ВМСБ (отчисления в бюджет), % | 6% | 3% | 3% | 6% | 3% | 3% |
| Ставка акциза, руб. за тонну | 66 | 66 | 0 | 66 | 66 | 0 |
| Роялти, \$ на тонну | 4,5 | 1,1 | 3,4 | 7,2 | 1,8 | 5,4 |
| Отчисления на ВМСБ, \$ на тонну | 3,3 | 1,7 | 1,7 | 5,3 | 2,7 | 2,7 |
| Роялти+ВМСБ, \$ на тонну | 7,8 | 2,8 | 5,0 | 12,5 | 4,5 | 8,0 |
| Акциз на нефть, \$ на тонну | 2,2 | 2,2 | 0,0 | 2,2 | 2,2 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, \$ на тонну | 10,0 | 5,0 | 5,0 | 14,7 | 6,7 | 8,0 |
| Роялти, млн. руб. | 37342,8 | 9447,7 | 27895,1 | 59616,0 | 15082,8 | 44533,2 |
| Отчисления на ВМСБ, млн. руб. | 27324,0 | 13662,0 | 13662,0 | 43917,1 | 21958,6 | 21958,6 |
| Роялти+ВМСБ, млн. руб. | 64666,8 | 23109,7 | 41557,1 | 103533,1 | 37041,4 | 66491,7 |
| Акциз на нефть, млн. руб. | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, млн. руб. | 82882,8 | 41325,7 | 41557,1 | 121749,1 | 55257,4 | 66491,7 |

ОКОНЧАНИЕ ТАБЛИЦЫ 3.2.1

| Расчет № 1 (мировая цена 18 \$/барр.) | 3-й вариант | | | 4-й вариант | | |
|--|--------------------------|--------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------|
| | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты |
| Экспортная цена, \$ за тонну | 131,4 | | | 131,4 | | |
| Трансфертная цена, \$ за тонну | 55 | | | 55 | | |
| Рыночная цена, \$ за тонну | 88,4 | | | 88,4 | | |
| Распределение роялти, % | 100,0% | 52,7% | 47,3% | 100,0% | 71,3% | 28,7% |
| Ставка роялти, % | 8,2% | 4,3% | 3,9% | 8,2% | 5,8% | 2,4% |
| Распределение ВМСБ, % | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Ставка ВМСБ (отчисления в бюджет), % | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Ставка акциза, руб. за тонну | 66 | 66 | 0 | 66 | 66 | 0 |
| Роялти, \$ на тонну | 7,2 | 3,8 | 3,4 | 7,2 | 5,2 | 2,1 |
| Отчисления на ВМСБ, \$ на тонну | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Роялти+ВМСБ, \$ на тонну | 7,2 | 3,8 | 3,4 | 7,2 | 5,2 | 2,1 |
| Акциз на нефть, \$ на тонну | 2,2 | 2,2 | 0,0 | 2,2 | 2,2 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, \$ на тонну | 9,4 | 6,0 | 3,4 | 9,4 | 7,4 | 2,1 |
| Роялти, млн. руб. | 60020,1 | 31630,6 | 28389,5 | 60020,1 | 42794,3 | 17225,8 |
| Отчисления на ВМСБ, млн. руб. | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Роялти+ВМСБ, млн. руб. | 60020,1 | 31630,6 | 28389,5 | 60020,1 | 42794,3 | 17225,8 |
| Акциз на нефть, млн. руб. | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, млн. руб. | 78236,1 | 49846,6 | 28389,5 | 78236,1 | 61010,3 | 17225,8 |

ТАБЛИЦА 3.2.2. РАСЧЕТ ПОСТУПЛЕНИЙ В ГОСУДАРСТВЕННЫЙ БЮДЖЕТ ОТ РЕСУРСНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ (ПО УСЛОВИЯМ 2001 Г.)

| Расчет № 2 (мировая цена 21 \$/барр.) | 1-й вариант | | | 2-й вариант | | |
|--|--------------------------|--------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------|
| | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты |
| Экспортная цена, \$ за тонну | 153,3 | | | 153,3 | | |
| Трансфертная цена, \$ за тонну | 55 | | | 55 | | |
| Рыночная цена, \$ за тонну | 97,2 | | | 97,2 | | |
| Распределение роялти, % | 100,0% | 25,3% | 74,7% | 100,0% | 25,3% | 74,7% |
| Ставка роялти, % | 8,2% | 2,1% | 6,1% | 8,2% | 2,1% | 6,1% |
| Распределение ВМСБ, % | 100,0% | 50,0% | 50,0% | 100,0% | 50,0% | 50,0% |
| Ставка ВМСБ (отчисления в бюджет), % | 6% | 3% | 3% | 6% | 3% | 3% |
| Ставка акциза, руб. за тонну | 66 | 66 | 0 | 66 | 66 | 0 |
| Роялти, \$ на тонну | 4,5 | 1,1 | 3,4 | 8,0 | 2,0 | 6,0 |
| Отчисления на ВМСБ, \$ на тонну | 3,3 | 1,7 | 1,7 | 5,8 | 2,9 | 2,9 |
| Роялти+ВМСБ, \$ на тонну | 7,8 | 2,8 | 5,0 | 13,8 | 4,9 | 8,9 |
| Акциз на нефть, \$ на тонну | 2,2 | 2,2 | 0,0 | 2,2 | 2,2 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, \$ на тонну | 10,0 | 5,0 | 5,0 | 16,0 | 7,1 | 8,9 |
| Роялти, млн. руб. | 37342,8 | 9447,7 | 27895,1 | 66240,0 | 16758,7 | 49481,3 |
| Отчисления на ВМСБ, млн. руб. | 27324,0 | 13662,0 | 13662,0 | 48024,0 | 24012,0 | 24012,0 |
| Роялти+ВМСБ, млн. руб. | 64666,8 | 23109,7 | 41557,1 | 114264,0 | 40770,7 | 73493,3 |
| Акциз на нефть, млн. руб. | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, млн. руб. | 82882,8 | 41325,7 | 41557,1 | 132480,0 | 58986,7 | 73493,3 |

ОКОНЧАНИЕ ТАБЛИЦЫ 3.2.2

| Расчет № 2 (мировая цена 21 \$/барр.) | 3-й вариант | | | 4-й вариант | | |
|--|--------------------------|--------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------|-------------------------|
| | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты | Консолидированный бюджет | Федеральный бюджет | Территориальные бюджеты |
| Экспортная цена, \$ за тонну | 153,3 | | | 153,3 | | |
| Трансфертная цена, \$ за тонну | 55 | | | 55 | | |
| Рыночная цена, \$ за тонну | 97,2 | | | 97,2 | | |
| Распределение роялти, % | 100,0% | 52,7% | 47,3% | 100,0% | 71,3% | 28,7% |
| Ставка роялти, % | 8,2% | 4,3% | 3,9% | 8,2% | 5,8% | 2,4% |
| Распределение ВМСБ, % | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Ставка ВМСБ (отчисления в бюджет), % | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Ставка акциза, руб. за тонну | 66 | 66 | 0 | 66 | 66 | 0 |
| Роялти, \$ на тонну | 8,0 | 4,2 | 3,8 | 8,0 | 5,7 | 2,3 |
| Отчисления на ВМСБ, \$ на тонну | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Роялти+ВМСБ, \$ на тонну | 8,0 | 4,2 | 3,8 | 8,0 | 5,7 | 2,3 |
| Акциз на нефть, \$ на тонну | 2,2 | 2,2 | 0,0 | 2,2 | 2,2 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, \$ на тонну | 10,2 | 6,4 | 3,8 | 10,2 | 7,9 | 2,3 |
| Роялти, млн. руб. | 66240,0 | 34908,5 | 31331,5 | 66240,0 | 47229,1 | 19010,9 |
| Отчисления на ВМСБ, млн. руб. | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| Роялти+ВМСБ, млн. руб. | 66240,0 | 34908,5 | 31331,5 | 66240,0 | 47229,1 | 19010,9 |
| Акциз на нефть, млн. руб. | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 | 18216,0 | 18216,0 | 0,0 |
| ВСЕГО ресурсных платежей, млн. руб. | 84456,0 | 53124,5 | 31331,5 | 84456,0 | 65445,1 | 19010,9 |

3.3. АКЦИЗЫ И ТАМОЖЕННЫЕ ПОШЛИНЫ

Акциз на нефть, ставка которого дифференцируется по отдельным производителям в зависимости от горно-геологических и экономико-географических условий добычи нефти, имеет весьма серьезные недостатки. Данный налог, во-первых, носит явно выраженный регрессивный характер (при снижении прибыльности добычи доля государства в чистом доходе увеличивается, и наоборот); во-вторых, не имеет под собой достаточного объективного механизма учета горно-геологических и экономических условий добычи, что допускает значительный субъективизм при установлении ставок (потенциально это создает вполне определенные предпосылки к коррупции); в-третьих, не стимулирует инвестиции; в-четвертых, не реагирует на изменение горно-геологических условий в процессе эксплуатации месторождения (истощение); в-пятых, не реагирует на изменение внешних экономических условий производства (мировых цен); в-шестых, затрудняет прогнозирование эффективности инвестиционных проектов (изменение акциза фактически труднопредсказуемо).

Для преодоления некоторых из указанных недостатков в 1997 г. была предпринята попытка разработки специальной методики дифференциации ставки акциза на нефть, которая учитывала бы горно-геологические и экономико-географические условия разработки конкретных нефтяных месторождений. Методика была разработана в Топливо-энергетическом независимом институте при участии специалистов Министерства топлива и энергетики РФ, Министерства экономики РФ, а также нефтяных компаний. Рассмотрим более подробно предложенный методический подход.

Согласно разработанной «Методике дифференциации ставок акциза на нефть, включая стабилизированный газовый конденсат, по отдельным месторождениям в зависимости от их горно-геологических и экономико-географических условий», дифференциация средневзвешенной ставки акциза на нефть по отдельным месторождениям осуществляется на основе ряда объективных горно-геологических и экономико-географических факторов. В качестве факторов, характеризующих горно-геологические и экономико-географические условия месторождений, приняты:

- коэффициент извлечения нефти (КИН);
- накопленный отбор нефти от начальных извлекаемых запасов (Кист);
- обводненность добываемой продукции (В);
- районный коэффициент к заработной плате (Р);

– расчетная ставка транспортного тарифа (Т).

Ставка акциза A_k (в рублях за 1 тонну) для конкретного (к - того) месторождения рассчитывается, исходя из системы уравнений:

$$A_k = A_{cp} + O1_k + O2_k + O3_k + E \left(1 + \frac{D_k}{\Sigma D_k}\right),$$

$$A_{cp} = \frac{\Sigma (A_k * D_k)}{\Sigma D_k}$$

где:

1) A_{cp} - средневзвешенная ставка акциза, установленная Федеральным законом "Об акцизах" (рублей за 1 тонну);

2) D_k - количество добытой и реализованной с к-того месторождения нефти (тонн);

3) E - поправка для выхода на средневзвешенную ставку акциза (рублей за 1 тонну);

4) $O1_k$ - отклонения, обусловленные горно-геологическими особенностями объектов разработки (рублей за 1 тонну):

а) для месторождений, разрабатываемых не более 5 лет с начала промышленной разработки, и аномальных месторождений (месторождения с начальными извлекаемыми запасами нефти не более 2 млн. тонн, месторождения с глубиной залегания основных объектов разработки более 3,5 км, месторождения с расстоянием до нефтепровода более 30 км и др.):

$O1_k = -27,09 - 0,1/KIN_k$, где KIN_k - коэффициент извлечения нефти по к-тому месторождению (по государственному балансу);

б) для месторождений, разрабатываемых более 5 лет с начала промышленной разработки:

$O1_k = -3,526 + 51,09 KIN_k - 4,72 Kист.к - 19 Вк$, где $Kист.к$ - накопленный отбор от начальных извлекаемых запасов по к-тому месторождению (по государственному балансу) и $Вк$ - обводненность добываемой продукции по к-тому месторождению (по государственному балансу),

в том числе:

– для истощенных месторождений удельный вес накопленного отбора от начальных извлекаемых запасов при $Kист.к > 0,81$ и удельный вес обводненности при $Вк > 0,91$ применяются с повышающим коэффициентом, равным 2;

– для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти удельный вес коэффициента извлечения нефти при $KIN_k < 0,21$ применяется с понижающим коэффициентом, равным 0,8;

в) для месторождений, разрабатываемых с использованием тепловых методов, ставка акциза равна нулю;

5) О_{2к} – отклонения, обусловленные региональными различиями в заработной плате (рублей за 1 тонну);

6) О_{3к} – отклонения, обусловленные различиями в транспортном тарифе (рублей за 1 тонну).

Предложенная методика имеет ряд серьезных недостатков. Во-первых, она не учитывает всех факторов, влияющих на величину ресурсной ренты, например, продуктивности месторождения (чем больше продуктивность, тем меньше эксплуатационные затраты на тонну добытой нефти и тем больше дополнительная прибыль), которая зависит не только от обводненности, но и от пластового давления и других факторов. Во-вторых, расчет отклонений, позволяющих дифференцировать ставку акциза, осуществляется на основе статистически усредненных коэффициентов, отражающих усредненное влияние того или иного фактора. Фактическое же значение отклонения для конкретного месторождения всегда отличается от теоретического (рассчитанного по уравнению регрессии), что неизбежно будет приводить к выигрышу для одних нефтяных компаний и к потерям, возможно, весьма значительным, - для других.

Видимо, именно вследствие указанных недостатков предложенная методика оценивается специалистами как неадекватная. Более того, построение достаточно адекватной методики, применимой ко всем месторождениям, ведущими специалистами считается в принципе невозможным. Условия каждого конкретного месторождения достаточно уникальны, число влияющих факторов достаточно велико. Это не позволяет построить сколько-нибудь приемлемую методику определения величины ресурсной ренты, применимую ко всем месторождениям. Очевидно, именно поэтому «Методика дифференциации ставок акциза на нефть», утвержденная специальным постановлением Правительства РФ № 165 от 2 февраля 1998 г., так и не была применена на практике.

В проекте Федерального закона «О плате за пользование недрами», подготовленном депутатами Государственной Думы Ю.Теном и С.Доном при участии специалистов ТЭНИ в 1999 г., предложен другой подход. Ставка акциза устанавливается отдельно по каждому месторождению в зависимости от степени истощенности запасов и некоторых других факторов. Законопроектом предлагается установить следующие ставки акциза:

| <u>Степень истощенности запасов в процентах на 1 января очередного календарного</u> | <u>Ставка акциза в рублях за тонну</u> |
|---|--|
|---|--|

| года | |
|---------------------------------|----|
| Более 90 | 0 |
| Более 80, но менее или равно 90 | 20 |
| или | |
| Менее 5 | |
| Более 50, но менее или равно 80 | 55 |
| или | |
| Более 5, но менее или равно 20 | |
| Более 20, но менее или равно 50 | 80 |

Для месторождений, на которых среднее содержание воды в извлекаемой жидкости превышает 95% или вся извлекаемая нефть добывается с помощью термических методов, а также изолированных месторождений, ставка акциза равна 0. Для месторождений, на которых среднее содержание воды в извлекаемой жидкости превышает 90%, ставки акциза предлагается устанавливать в размере 20 руб. за тонну.

Такой подход имеет определенные преимущества по сравнению с рассмотренным выше. Проблема, однако, на наш взгляд, заключается в теоретической несостоятельности самого такого налога, как «дифференцированный акциз», то есть акциз, дифференцированный по отдельным производителям или месторождениям в зависимости от горно-геологических и экономико-географических условий добычи нефти. Такой налог фактически является дублирующим по отношению к уже существующему рентному платежу – роялти и в этом смысле является избыточным.

В то же время представляется возможным сохранение в переходный период акциза на нефть как единого (унифицированного) для всех производителей налога, ставка которого не зависит от горно-геологических и экономических условий добычи нефти на конкретных месторождениях (учет таких условий – функция роялти). Ставка акциза должна устанавливаться в рублях за тонну добытой нефти и индексироваться с учетом инфляции. Применение адвалорной ставки акциза в условиях преобладания трансфертных цен представляется неоправданным.

Такой налог является легко администрируемым инструментом обеспечения государственных доходов, в определенной степени позволяющим преодолеть негативные налоговые последствия применения трансфертных

цен (акциз может рассматриваться как налог, компенсирующий государству недополучение роялти в результате занижения цен реализации). Следует, однако, отметить, что акциз на нефть фактически является не налогом на потребление, а налогом на производство, поэтому сам термин «акциз» в данном случае должен быть заменен. На наш взгляд, вместо термина «акциз на нефть» следует использовать термин «налог на добычу нефти».

Существуют определенные варианты замены акциза на нефть другими налогами. Например, акциз и экспортная пошлина на нефть могут быть заменены специальным адвалорным налогом на добычу нефти. При этом по ряду причин данный налог, с нашей точки зрения, следует рассчитывать не на основе фактической цены реализации нефти, а на основе ее мировой цены. Такой подход диктуется как теоретическими, так и практическими соображениями.

Во-первых, мировые цены – основной фактор, определяющий финансовое положение нефтяной промышленности. По нашим оценкам, более 70% прибыли от реализации нефти российские производители получают за счет экспорта.

Во-вторых, внутренняя цена на нефть, как правило, занижена. Поскольку в стране отсутствуют развитые механизмы биржевой торговли нефтью, постольку внутренние биржевые цены, как правило, не отражают реальных рыночных цен (фактически они отражают лишь цены разовых сделок) и не могут поэтому служить основой для определения налоговых обязательств нефтепроизводителей.

В то же время, поскольку основная часть нефти добывается вертикально интегрированными нефтяными компаниями (ВИНК) и поставляется на переработку фактически по внутрикорпоративным (трансфертным) ценам, постольку существует реальная возможность занижения компаниями цен реализации нефти, и, соответственно, своих налоговых обязательств. Неизбежное в этих условиях различие размеров налоговых платежей для ВИНК и независимых производителей означает также создание в нефтяном секторе неравных условий конкуренции.

В-третьих, данный подход обеспечивает привязку налоговых платежей к доллару. В результате размер налоговых сборов в долларовом выражении не будет зависеть от курса рубля. В противном случае с падением курса рубля налоговые сборы в долларовом выражении будут снижаться.

В качестве мировой цены нефти, на наш взгляд, следует использовать цену добываемой в Северном море нефти Brent. Во-первых, Brent фактически является эталонным сортом нефти при определении цен на россий-

скую экспортную нефть. Во-вторых, по Brent существуют отлаженные механизмы биржевой торговли, и ее котировки, например, на Международной нефтяной бирже в Лондоне, объективно отражают конъюнктуру мирового нефтяного рынка.

Если исходить из предпосылки сохранения текущего уровня налоговых начислений, размер ставки налога на добычу нефти может быть определен на основе существующих ставок акциза и экспортной пошлины на нефть. Оценка величины ставки налога при различном уровне мировых цен на нефть и курсах валют на 1 декабря 1999 г. (1 долл.=26,53 руб., 1 евро=1,007 долл.) приведена в таблице 3.3.1.

ТАБЛИЦА 3.3.1. ОЦЕНКА СТАВКИ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ НЕФТИ ПРИ СОХРАНЕНИИ ТЕКУЩЕГО УРОВНЯ НАЛОГОВЫХ НАЧИСЛЕНИЙ

| | Цена нефти Brent, долл./барр. | | | |
|--|-------------------------------|-------|-------|-------|
| | 10,00 | 15,00 | 20,00 | 25,00 |
| Акциз, долл./барр. | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Экспортная пошлина, евро/т | 2,5 | 5,0 | 7,5 | 15,0 |
| Экспортная пошлина*, долл./барр. | 0,14 | 0,28 | 0,41 | 0,83 |
| Акциз + экспортная пошлина*, долл./барр. | 0,42 | 0,56 | 0,69 | 1,11 |
| Акциз + экспортная пошлина*, % к цене Brent | 4,2 | 3,7 | 3,5 | 4,4 |

* В пересчете на всю добытую нефть.

Как показывают расчеты, средняя ставка налога, эквивалентная существовавшим в 1999 г. ставкам акциза и экспортной пошлины (в пересчете на всю добываемую нефть) составляет ровно 4% от цены нефти Brent. С учетом же вероятного снижения собираемости экспортной пошлины (например, до 80%) ставка данного налога, обеспечивающая сохранение уровня налоговых поступлений, должна быть установлена на уровне 4,5% от цены нефти Brent.

Преимуществами такого подхода являются, во-первых, простота и прозрачность расчета. Как результат, на стороне государства практически полностью отсутствуют возможности для субъективизма и коррупции, на стороне нефтепроизводителей – возможности ухода от налогообложения. Во-вторых, повышение гибкости налогообложения, так как данный налог, в отличие от акциза, непосредственно реагирует на изменение мировых цен. Чем ниже це-

ны, тем ниже налог в абсолютном выражении, как следствие, облегчается положение нефтепроизводителей. При повышении цен налог увеличивается, соответственно, увеличиваются и поступления государству. В-третьих, введение данного налога не будет сопровождаться снижением налоговых поступлений, поскольку его ставка может быть установлена на основе текущих ставок акциза и экспортной пошлины на нефть (с учетом возможного снижения ее собираемости).

Ставка налога может быть прогрессивной, то есть может повышаться с ростом мировой цены на нефть. При цене нефти Brent меньше 10 долл. за баррель ставка налога должна быть равна нулю. Данная идея фактически реализована при установлении ставок экспортных пошлин.

Недостатки данного налога заключаются в том, что он не учитывает горно-геологические и экономико-географические условия конкретных месторождений, а также их изменение в процессе эксплуатации. Указанные недостатки, однако, преодолеваются применением другого нефтяного рентного платежа – роялти, основной функцией которого и является учет горно-геологических и экономико-географических условий разработки конкретных месторождений. В этом смысле роялти выступает как взаимодополняющий налог к предлагаемому налогу на добычу нефти. В то же время введение последнего актуализирует необходимость совершенствования механизма установления ставок роялти.

Еще одним теоретически возможным способом замены акциза является дополнительное налогообложение прибыли нефтяных компаний, то есть введение специальной ставки налога на прибыль в нефтяном секторе. Такой подход имеет существенные преимущества по сравнению с акцизом. Данный налог, во-первых, непосредственно связан с экономической прибылью месторождения, т.е. учитывает горно-геологические и экономико-географические условия разработки; во-вторых, учитывает изменение горно-геологических условий в процессе эксплуатации месторождения (налог снижается по мере истощения месторождения и падения прибыли); в-третьих, реагирует на изменение внешних экономических условий - мировых цен (чем ниже цены реализации, тем ниже налог, и наоборот); в-четвертых, позволяет достаточно точно прогнозировать эффективность инвестиционных проектов (поскольку является расчетной величиной).

Данный подход, однако, также не лишен недостатков. Недостатком данного налога по сравнению с НДС является отсутствие механизма прогрессивности и его нейтральность по отношению к инвестициям. Главное, однако, заключается в возможности занижения налоговых обязательств нефтепроиз-

водителями, так как от этого налога в принципе можно уйти. Дело в том, что достаточно широкое распространение в России получили финансовые схемы, основанные на формировании «центров прибыли» за пределами собственно нефтяных компаний (как правило, в полностью подконтрольных структурах, часто расположенных во «внутренних офшорах»). Как результат, прибыль нефтяных компаний зависит не столько от характеристик располагаемой сырьевой базы и производственно-технологического аппарата, сколько от финансовой стратегии руководства компаний. Это достаточно наглядно просматривается при сравнении финансовых результатов деятельности российских нефтяных компаний за один и тот же промежуток времени, то есть при одних и тех же внешних по отношению к компаниям условиях производства (таблица 3.3.2).

ТАБЛИЦА 3.3.2. ПОКАЗАТЕЛИ ПРИБЫЛИ И РЕНТАБЕЛЬНОСТИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ, 1998 г.

| | Балансовая прибыль, млн. долл. | Рентабельность (отношение прибыли к объему реализации), % | Балансовая прибыль на 1 тонну добытой нефти, долл./т | Балансовая прибыль на 1 работающего, тыс.долл./чел. |
|--------------------------------|-----------------------------------|---|--|---|
| ЛУКОЙЛ | 207,6 | 2,5 | 3,9 | 2,0 |
| ЮКОС | -196,3 | -7,9 | -5,8 | -2,1 |
| Сургутнефтегаз | 738,8 | 23,7 | 21,0 | 9,5 |
| Тюменская нефтяная компания | -170,9 | -9,8 | -8,7 | -4,3 |
| Сибнефть | 76,9 | 3,7 | 4,4 | 1,6 |
| Восточная нефтяная компания | 10,9 | 3,1 | 1,0 | 0,3 |
| Роснефть | -346,5 | -22,7 | -27,5 | -6,2 |
| Славнефть | 7,0 | 0,4 | 0,6 | 0,3 |
| ОНАКО | 26,7 | 3,5 | 3,4 | 1,0 |
| Центральная топливная компания | 115,4 | 24,2 | - | 19,2 |

Источник: «Эксперт», Минтопэнерго России, расчеты автора.

В таких условиях введение специальной ставки налога на прибыль в нефтяном секторе будет только стимулировать выведение прибыли за пределы компаний с целью уплаты налога на прибыль по обычной ставке, либо с целью ухода

от налогообложения вообще. Это является серьезным сдерживающим фактором в отношении реализации данного подхода.

Как показывают расчеты, проведенные по фактическим условиям 1999 г., переход к рыночным ценам (если в их качестве используются скорректированные мировые цены) с одновременным увеличением федеральной доли роялти до 60% в принципе позволяет отменить не только отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, но и акциз, поскольку федеральные поступления от роялти в этом случае будут соответствовать поступлениям в федеральный бюджет за счет роялти, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза при действующей налоговой системе. Для сохранения текущего уровня федеральных расходов на воспроизводство минерально-сырьевой базы на финансирование государственных программ геологического изучения недр в этом случае должно быть направлено 13,7% от федеральной части платежей за пользование недрами.

Таким образом, переход к рыночным (скорректированным мировым) ценам для целей исчисления налогов и увеличение федеральной доли роялти до 60% позволяют вместо трех применяемых в настоящее время налогов (роялти, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза) оставить один (роялти). Это позволяет существенно упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой.

До перехода к рыночным ценам для исчисления налогов акциз на нефть должен быть сохранен как легко администрируемый инструмент обеспечения государственных доходов, в определенной степени компенсирующий негативные налоговые последствия применения трансфертных цен. Ставка акциза должна быть единой для всех нефтепроизводителей. Дифференцированный акциз фактически является дублирующим налогом по отношению к роялти и не имеет под собой достаточно объективного механизма учета горно-геологических и экономико-географических условий добычи нефти, что делает его применение неоправданным.

Существенной особенностью переходной российской экономики является значительно более низкий уровень внутренних цен на основные виды энергоресурсов по сравнению с их ценами на мировом рынке. Внутренние цены на нефть оставались в сфере государственного регулирования вплоть до начала 1995 г. Их рост ограничивался либо непосредственным установлением предельного уровня цены (на первых этапах реформы), либо установлением предельного уровня рентабельности (нормы прибыли). В результате внутренние цены на нефть, хотя и имели тенденцию к росту в долларовом выражении, оставались существенно ниже мирового уровня (таблица 3.3.3). К концу 1994 г. внутренняя цена на нефть

составляла лишь 27% мировой цены. Быстрое сближение с ценами мирового рынка началось лишь в 1995 г., т.е. после либерализации цен на нефть и отмены квот и лицензий на ее экспорт.

В 1996-1997 гг. внутренние цены на нефть стабилизировались на уровне 63-64 долл./т. В декабре 1997 г. внутренняя цена на нефть соответствовала примерно 60% мировой цены. Внутренняя цена на автомобильный бензин в этот период достигала 75% от мировой. В 1998 г. в результате девальвации рубля внутренние цены на нефть в долларовом выражении резко снизились (до 15,5-16 долл./т). В 1999-2000 гг. наблюдалось постепенное восстановление внутренних цен на нефть в долларовом выражении и их приближение к предкризисному уровню. В то же время из-за чрезвычайно высоких мировых цен внутренняя цена на нефть не превышала 33% от мировой.

Таким образом, несмотря на либерализацию внутренних цен на нефть, их уровень и динамика существенно отличаются от мировых. В значительной степени низкий уровень внутренних цен на нефть в России является следствием ограниченного экспорта, обусловленного недостаточным развитием системы транспортировки нефти, и относительно большого объема поставок на внутренний рынок, поддерживаемого политикой правительства.

*ТАБЛИЦА 3.3.3. ВНУТРЕННИЕ ЦЕНЫ НА НЕФТЬ, НЕФТЕПРОДУКТЫ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ В ДОЛЛАРОВОМ ВЫРАЖЕНИИ (СРЕДНИЕ ОПТОВЫЕ ЦЕНЫ ПРЕДПРИЯТИЙ НА КОНЕЦ ГОДА, ДОЛЛ./Т)**

| | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 |
|--|-------|------|-------|-------|-------|-------|------|-------|-------|
| Нефть | 15,2 | 25,1 | 28,2 | 60,8 | 63,9 | 63,1 | 16,4 | 37,0 | 54,9 |
| Бензин автомобильный | 44,1 | 81,1 | 71,3 | 162,9 | 164,0 | 169,6 | 63,4 | 171,9 | 199,3 |
| Дизельное топливо | 38,6 | 73,9 | 62,0 | 137,3 | 153,8 | 170,0 | 52,9 | 125,0 | 185,0 |
| Топочный мазут | 20,0 | 24,7 | 30,7 | 62,5 | 71,2 | 73,8 | 22,0 | 46,1 | 79,7 |
| Газ, долл./тыс. куб. м | 0,5 | 1,4 | 1,9 | 3,8 | 6,9 | 6,6 | 2,1 | 2,2 | 3,1 |
| Мировая цена на нефть** | 114,4 | 85,5 | 106,3 | 118,0 | 158,5 | 104,4 | 60,1 | 168,4 | 166,6 |
| Внутренняя цена на нефть в % к мировой | 13,3 | 29,4 | 26,5 | 51,5 | 40,3 | 60,4 | 27,3 | 22,0 | 33,0 |

* В пересчете по внутреннему официальному курсу доллара США по отношению к рублю.

** Цена нефти, импортируемой в США.

Источник: рассчитано по данным Госкомстата России и Министерства энергетики США.

Применение экспортной пошлины на нефть оправданно лишь в течение периода, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних

и мировых цен на нефть. В перспективе же экспортная пошлина должна быть отменена. Раздельный режим налогообложения для экспортируемой и поставляемой на внутренний рынок нефти не соответствует мировой практике и не отвечает задачам повышения экономической эффективности, поскольку поддерживает более низкий, по сравнению с мировым, уровень внутренних цен на нефть. Субсидирование же промышленности и других секторов национальной экономики с помощью низких цен на энергоресурсы неизбежно ведет к их расточительному использованию и консервации неэффективной структуры экономики. Вступление России в ВТО также предполагает отмену экспортной пошлины.

3.4. НАЛОГ НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

На основе анализа, проведенного в разделе 2.2 настоящей работы, можно сделать следующие основные выводы.

1. Целесообразно введение НДС для новых месторождений. При этом под новыми месторождениями следует понимать все месторождения, разработка и добыча нефти на которых будут начаты после принятия закона о НДС. Поскольку на большую часть неосвоенных месторождений лицензии уже выданы, не следует ограничивать применение НДС только месторождениями, лицензии на разработку которых будут выданы после введения закона в действие. Налоговые обязательства по уплате НДС по каждому лицензионному участку должны определяться отдельно.

Применение НДС будет стимулировать инвестиции за счет фактического освобождения инвесторов от налога вплоть до полного возмещения капитальных затрат. В то же время снижение общих налоговых поступлений от нефтяного сектора будет незначительным, так как удельный вес новых месторождений в общей добыче нефти в России достаточно мал. Так, в 1998 г. доля новых месторождений (месторождений, введенных в эксплуатацию в течение последних пяти лет) в общей добыче нефти составила лишь 5-6%, а месторождений, введенных непосредственно в 1998 г. – менее 1%.

2. Целесообразно ограничить область применения НДС добычей только жидких углеводородов, т.е. нефти и газового конденсата. Для этого необходимо ввести критерий, позволяющий отделить нефтяные инвестиционные проекты от газовых. Для новых месторождений выделение нефтяных проектов возможно на основе имеющихся данных геологической оценки лицензионного участка. В качестве критерия здесь можно принять

долю запасов нефти и газового конденсата в общих запасах углеводородов, сосредоточенных на данном лицензионном участке (например, их доля должна составлять не менее 70%).

3. Целесообразно сокращение числа градаций шкалы НДС. Большое число градаций данной шкалы создает дополнительные стимулы к завышению расходов и занижению доходов, так как в результате не только уменьшается налоговая база, но и снижается ставка налога (из-за уменьшения значения Р-фактора). Кроме того, создаются стимулы к завышению расходов и занижению доходов около пороговых значений Р-фактора, так как небольшое увеличение Р-фактора приводит к значительному увеличению налогового обязательства. Единая налоговая ставка, в отличие от прогрессивной, не создает таких стимулов, однако она не позволяет учесть разнообразие горно-геологических и экономико-географических условий освоения российских нефтяных месторождений, то есть различия в экономической эффективности проектов (в случае высокоэффективных проектов это будет приводить к недополучению государством значительной части ресурсной ренты). Оптимальным решением, на наш взгляд, является введение шкалы НДС, состоящей из трех-четырех градаций, например, в вариантах, представленных в таблицах 3.4.1 и 3.4.2 (при величине Р-фактора до 1,00 ставка налога во всех вариантах равна 0).

ТАБЛИЦА 3.4.1. СТАВКИ НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

| Р-фактор (t – 1) | Ставка (t), % |
|-------------------------|----------------------|
| Свыше 1,00 до 1,30 | 20 |
| Свыше 1,30 до 2,00 | 40 |
| Свыше 2,00 | 60 |

ТАБЛИЦА 3.4.2. СТАВКИ НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД
ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

| Р-фактор (t – 1) | Ставка (t), % |
|-------------------------|----------------------|
| Свыше 1,00 до 1,20 | 15 |
| Свыше 1,20 до 1,50 | 30 |
| Свыше 1,50 до 2,00 | 45 |
| Свыше 2,00 | 60 |

Следует, однако, отметить, что при применении ступенчатой шкалы ставки НДД возникает нежелательный затратный эффект, связанный со скачкообразным изменением ставки налога. В этих условиях недропользователю может оказаться выгоднее сделать дополнительные инвестиции (то есть любым способом увеличить затраты), чем платить налог по значительно более высокой ставке. В целях избежания такого эффекта для расчета ставки налога целесообразно использовать непрерывную зависимость ставки налога от Р-фактора, описываемую той или иной формулой. В этих целях, на наш взгляд, может быть использована формула, представленная в таблице 3.4.3.

ТАБЛИЦА 3.4.3. СТАВКИ НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД
ОТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

| Р-фактор (t – 1) | Ставка (t), % |
|-------------------------|----------------------|
| Свыше 1,00 до 2,00 | $100 - 100/P$ |
| Свыше 2,00 | 60 |

Предлагаемая формула достаточно проста и легко интерпретируема: величина $100/P$ в данной формуле соответствует доле инвестора в дополнительном доходе (данная доля обратно пропорциональна значению Р-фактора), величина $100 - 100/P$ – доле государства. Получаемые по данной формуле значения ставки налога достаточно близки к предложенным таб-

личным значениям. Например, при значении Р-фактора 1,20 ставка налога равна 16,7%, при Р-факторе 1,50 – 33,3%, при Р-факторе от 1,80 до 2,00 – 44,4-50%.

Следует, однако, отметить, что и в этом случае сохраняются определенные стимулы к увеличению затрат (увеличение затрат ведет к снижению значения Р-фактора и, соответственно, ставки налога). С другой стороны, это может стимулировать дополнительные инвестиции в более углубленную разработку эксплуатируемого месторождения, в частности, применение различных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

4. При определении дополнительного дохода расчетные вычитаемые затраты, невозмещенные в текущем налоговом периоде, должны индексироваться с учетом инфляции, а расходы на выплату процентов, выплачиваемые по кредитам и займам, полученным на цели, связанные с производством и реализацией продукции, не должны вычитаться при расчете налоговой базы НДС.

5. Накопленный доход, на основе которого определяется значение Р-фактора и ставки налога, не должен уменьшаться на величину НДС. В то же время все остальные налоги и обязательные платежи, включая роялти и налог на прибыль, при расчете накопленного дохода должны вычитаться.

Проектом закона «О налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов» предлагается распространить данный налог не только на новые, но и на разрабатываемые месторождения. Годом начала оценки, то есть годом, начиная с которого будут рассчитываться накопленные доходы и накопленные затраты для определения значения Р-фактора и ставки налога, предлагается считать 1994 г., год завершения формирования российских нефтяных компаний.

Поскольку основные капиталовложения в разведку и разработку старых месторождений были сделаны в прошлом, до 1994 г., то теоретически, во-первых, налоговая база должна быть достаточно велика (для старых месторождений она фактически равна разности между текущими доходами и эксплуатационными затратами), во-вторых, налоговая ставка должна быть достаточно высока (т.к. значение Р-фактора будет велико). То есть теоретически государство должно получать достаточно значительные налоги от добычи на старых месторождениях. Кроме того, можно говорить о некотором стимулирующем эффекте для инвестиций в повышение нефтеотдачи, так как при их осуществлении уменьшается налоговая база и ставка НДС.

Основная проблема, однако, при этом заключается в теоретической возможности завышения производителями своих расходов и занижения

доходов, т.е. ухода от налогообложения с соответствующим снижением налоговых поступлений государству. Поэтому, чтобы не исчезла налоговая база, в законопроект введены ограничения на размер вычитаемых затрат: 70% СУВ при определении налоговых обязательств по нескольким лицензионным участкам и 90% СУВ при определении налоговых обязательств по отдельному лицензионному участку. Кроме того, предусмотрено «огораживание» налоговой базы по новым месторождениям, то есть запрет на консолидацию новых и старых лицензионных участков, чтобы налоговые обязательства по действующим месторождениям не погашались инвестициями в новые месторождения (ст. 1, п. 6).

Данная схема, несомненно, теоретически является более предпочтительной по сравнению со схемой «дифференцированного акциза». В то же время, однако, она является и наиболее сложной по сравнению со всеми остальными с точки зрения как проведения налоговых расчетов, так и практического контроля за их достоверностью. Это создает потенциальные возможности занижения производителями своих налоговых обязательств и, как следствие, уменьшения доходов государственного бюджета.

Проведенный анализ позволяет сделать вывод о том, что для изъятия сверхприбыли и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно ввести налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД), который должен уплачиваться недропользователями при разработке новых месторождений вместо акциза на нефть. НДД имеет ряд существенных преимуществ. Автоматизм расчета данного налога существенно повышает объективность налогообложения. НДД учитывает горно-геологические и экономические условия добычи нефти, так как напрямую связан с показателями прибыльности месторождения. В случае высокоэффективных проектов его применение обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства. НДД учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения и реагирует на изменение внешних экономических условий производства (мировых цен).

НДД стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений за счет фактического освобождения инвесторов от налога вплоть до полного возмещения капитальных затрат. При этом НДД позволяет достаточно точно прогнозировать эффективность инвестиционных проектов, поскольку является расчетной величиной (изменение же акциза фактически трудно предсказуемо).

Предлагаемая нами модернизированная схема расчета НДС может быть описана следующим образом.

1. Определение налоговой базы

$$\text{ДД}(t) = \text{СУВ}(t) - \text{ПВЗ}(t)$$

$$\text{СУВ}(t) = \text{Ц}(t) * \text{V}(t)$$

$$\text{РВЗ}(t) = (\text{ЗПР}(t) - \text{A}(t)) + \text{КВ}(t) + \text{Н.РВЗ}(t-1) * k(t)$$

$$\text{ПВЗ}(t) = \text{РВЗ}(t) \quad \text{при } \text{РВЗ}(t) \leq \text{СУВ}(t)$$

$$\text{ПВЗ}(t) = \text{СУВ}(t) \quad \text{при } \text{РВЗ}(t) > \text{СУВ}(t)$$

$$\text{Н.РВЗ}(t) = \text{РВЗ}(t) - \text{ПВЗ}(t) \quad (\text{при } \text{РВЗ}(t) > \text{СУВ}(t))$$

2. Определение налоговых ставок

$$\text{P-фактор}(t-1) = a(t-1) / b(t-1)$$

a - накопленный доход

b - накопленные затраты

$$a(t-1) = a(t-2) * k(t-1) + \text{СУВ}(t-1) - \text{Н}(t-1) \text{ кр.НДД}$$

$$b(t-1) = b(t-2) * k(t-1) + \text{З}(t-1)$$

$$\text{З}(t-1) = (\text{ЗПР}(t-1) - \text{A}(t-1)) + \text{КВ}(t-1)$$

$$\text{P-фактор}(t-1) \rightarrow \text{Ст.}(t)$$

Шкала налога:

| Р-фактор (t – 1) | Ставка (t), % |
|-------------------------|------------------------|
| Свыше 1,00 до 1,30 | 20 |
| Свыше 1,30 до 2,00 | 40 |
| Свыше 2,00 | 60 |
| или | |
| Р-фактор (t – 1) | Ставка (t), % |
| Свыше 1,00 до 2,00 | 100 – 100/P |
| Свыше 2,00 | 60 |

При величине R-фактора до 1,00 ставка налога равна 0.

$$\text{НДД}(t) = \text{ДД}(t) * \text{Ст.}(t) / 100$$

Обозначения:

| | |
|-----------|---|
| ДД | - дополнительный доход |
| СУВ | - стоимость углеводородов |
| Ц | - цена нефти (без НДС, расходов на транспортировку до покупателя и затрат на экспорт) |
| V | - объем добычи нефти |
| РВЗ | - расчетные вычитаемые затраты |
| ЗПР | - затраты на производство и реализацию |
| А | - амортизация |
| КВ | - капитальные вложения |
| Н.РВЗ | - невозмещенные расчетные вычитаемые затраты |
| ПВЗ | - подлежащие вычетам затраты |
| k | - индекс цен производителей |
| НДД | - налог на дополнительный доход |
| Н кр.НДД- | все налоги и обязательные платежи, кроме НДД |
| З | - затраты |
| Ст. | - ставка налога |
| t | - время (год, квартал) |

В случае введения повышенной единой ставки роялти (налога на добычу) налог на дополнительный доход от добычи углеводородов может быть введен для новых месторождений взамен части роялти (например, при применении НДД роялти уплачиваются с коэффициентом 0,2). Такая система является более прогрессивной, поскольку в значительно большей степени основана на налогообложении доходов.

Таким образом, в налогообложении добычи нефти необходимо перейти к налоговой системе, основанной на трех основных составляющих: роялти (в форме налога на пользование недрами или налога на добычу), налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов и налоге на прибыль. Такая система позволит обеспечить как адекватные поступления государству, так и устойчивое развитие нефтяного сектора экономики. Переход к такой системе означал бы создание в российской нефтяной промышленности налогового режима, благоприятного для долгосрочных инвестиций и конкурентоспособного на международном уровне.

3.5. СПЕЦИАЛЬНЫЕ НАЛОГОВЫЕ РЕЖИМЫ

Совершенствование системы СРП в России должно быть направлено на решение целого ряда назревших проблем. К числу наиболее серьезных можно отнести проблему возмещения затрат при выполнении соглашений. В настоящее время перечень затрат, которые могут быть компенсированы инвестору за счет компенсационной продукции определен постановлением Правительства РФ от 03.07.1999г. № 740. Однако этот перечень является открытым, то есть управляющему комитету проекта, состоящему из представителей как государства, так и инвестора, дано право принимать решения об отнесении на затраты практически любых издержек, понесенных инвестором. В связи с этим представляется необходимым установление исчерпывающего перечня затрат на уровне нормативно-правового регулирования. В крайнем случае, формирование такого перечня должно осуществляться на стадии заключения соглашения.

Представляется целесообразным использование в СРП механизма “cost-stop”, который будет ограничивать уровень возмещения затрат инвестора и гарантировать наличие определенного уровня прибыльной продукции уже на ранних стадиях реализации проекта. Данный принцип должен быть введен в практику СРП вплоть до законодательного закрепления предельного годового уровня компенсации затрат. На наш взгляд, такой предел мог бы быть установлен на уровне 60-80%, что соответствует мировой практике.

Кроме того, управляющий комитет не должен иметь права одобрять издержки инвестора при их существенном отклонении от сметы (например, более 20% от определенного соглашением уровня). Существенные отклонения от сметы должны предполагать более сложную процедуру согласования и одобрения (вплоть до принятия соответствующего постановления правительства). Целесообразно также нормативное установление предельного уровня затрат на административно-управленческий аппарат, которые могут быть компенсированы инвестору за счет компенсационной продукции. В противном случае затраты по проекту могут завышаться за счет списания на них таких фактически не контролируемых российской стороной видов расходов, как расходы головных офисов, расположенных за рубежом.

Целесообразно и установление определенных ограничений на компенсацию затрат инвестора по подготовке и заключению СРП. Западные компании уже на этапе переговоров привлекают к работе крупнейшие консалтинговые, юридические и аудиторские фирмы. Расходы западных

компаний на ведение переговоров и осуществляемые в связи с ними различные экспертизы после заключения соглашения могут быть возмещены за счет компенсационной продукции, что ведет к соответствующему снижению размера прибыльной продукции от проекта.

Необходимо введение ограничения на сроки переговоров по заключению соглашений. Если за установленный срок соглашение не будет заключено, месторождение должно изыматься из перечня участков недр, разработка которых разрешена на условиях раздела продукции. С одной стороны, это будет стимулировать работу по заключению новых соглашений, с другой – позволит включить в перечень месторождений, разработка которых разрешена на условиях СРП, новые, более привлекательные участки.

Для повышения инвестиционной привлекательности проектов СРП высказываются предложения о возможности установления в соглашениях нулевых ставок роялти. На наш взгляд, данные предложения являются в принципе неприемлемыми. С экономической точки зрения роялти есть естественная форма платы собственнику ресурсов (государству) за право разработки запасов, один из основных инструментов изъятия ресурсной ренты. Взимание роялти позволяет государству получать достаточно стабильный доход уже с самого начала реализации проекта. С юридической точки зрения отказ от принципа платности пользования недрами для режима СРП создал бы опасный прецедент. Наконец, с практической точки зрения существует опасность того, что инвесторы в процессе переговоров почти всегда сумеют “продать” минимальную (нулевую) ставку роялти.

Как и при общем налоговом режиме, при исполнении СРП существует проблема занижения цен на продукцию, используемых инвестором при определении налоговых обязательств. Поэтому уже в ближайшей перспективе следует разрешить проблему уплаты налогов и платежей при исполнении СРП в натуральной форме, то есть в виде определенной части добытого минерального сырья (в настоящее время натуральная форма уплаты налогов не предусмотрена действующим налоговым законодательством).

Действующую в России трехступенчатую схему раздела продукции следует дополнить более простой, двухступенчатой схемой, также используемой в мировой практике. По этой схеме раздел продукции между государством и инвестором будет производиться не после вычитания из объема произведенной продукции величины роялти и затрат, как при действующей схеме, а минуя стадию выделения компенсационной продукции. Издержки инвестора в этом случае будут учитываться непосредственно в параметрах

раздела продукции на стадии подготовки соглашения. В настоящее время в Государственную Думу уже внесен законопроект, содержащий соответствующие поправки в Федеральный закон “О соглашениях о разделе продукции” (проект Ю. Маслюкова, А. Михайлова, Г. Райкова).

Один из наиболее серьезных вопросов, касающийся перспектив развития СРП в России, - вопрос количественного ограничения масштабов применения режима СРП. В настоящее время законодательно установлено, что на условиях раздела продукции может разрабатываться не более 30% разведанных запасов полезных ископаемых. По данным Министерства природных ресурсов РФ в целом по стране на условиях раздела продукции предполагается предоставить 38 объектов, в том числе 27 месторождений нефти, 2 - природного газа, 5 – золота, 2 – железных руд, 1 – горючих сланцев и 1 – олова. Доля разведанных запасов, приходящаяся на объекты, включенные в утвержденные федеральными законами перечни участков недр для разработки на условиях СРП или подготовленные к включению, по основным видам полезных ископаемых характеризуется следующими цифрами: нефть - 26,5%, природный газ - 11,2%, золото - 13,4%, железные руды - 9,5%, олово - 6,2%, горючие сланцы - 22,1%.

Таким образом, в нефтяном секторе, наиболее привлекательном для российских и иностранных инвесторов, степень использования установленной квоты в относительно короткой перспективе приблизится к своему предельному значению. Это резко активизировало усилия сторонников форсированного расширения сферы применения режима СРП по отмене установленных количественных ограничений. Принципиально важно, однако, что по подавляющему большинству объектов, включенных в законодательно утвержденные перечни или подготовленных к включению, соглашения пока не заключены (в настоящее время заключено лишь четыре соглашения по месторождениям углеводородов).

Наконец, не следует забывать и об общих процессах улучшения макроэкономической и политической ситуации в России, совершенствования налогового законодательства и политической стабилизации. Чем далее будут развиваться эти процессы, тем шире будут возможности привлечения прямых иностранных инвестиций на общих основаниях и тем менее нужным будет сам механизм СРП.

Поэтому в настоящее время представляется необходимым сохранение установленной 30-процентной квоты по запасам, по крайней мере до тех пор, пока по большинству из выделенных объектов соглашения не будут достигнуты и не будет отлажен механизм государственного регулирования

процесса подготовки, заключения и выполнения СРП. Это будет служить ограничителем против опасности быстрой раздачи участков под СРП без реальных соглашений и без реальной работы.

Существуют также предложения по отмене установленных количественных требований по обязательному использованию отечественного оборудования, материалов и национальных кадров при реализации СРП (70% по оборудованию и материалам и 80% по численности персонала). Данный вопрос, однако, не является критически важным. Сами инвесторы подтверждают, что эти нормы в принципе являются приемлемыми для них, если в качестве этих норм выступают итоговые средние показатели за все время реализации проекта. Поэтому, на наш взгляд, указанные нормы должны быть сохранены, поскольку это будет способствовать получению сопряженных эффектов от СРП (росту доходов, производства и занятости в сопряженных отраслях промышленности).

Таким образом, необходимо усиление внимания правительства к бюджетной эффективности проектов, большая централизация и формализация процесса заключения соглашений. Не следует идти на форсированное расширение сферы применения режима СРП. В первую очередь внимание правительства должно быть сосредоточено на совершенствовании системы государственного регулирования и завершении ведущейся подготовительной работы по участкам недр, уже выделенным под разработку на условиях раздела продукции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для России, относящейся к числу крупнейших мировых производителей минеральных ресурсов, чрезвычайно актуальной является проблема формирования эффективной системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики. Такая система должна обеспечивать, с одной стороны, изъятие в пользу государства ресурсной ренты, генерируемой при добыче минеральных ресурсов, а следовательно – значительные и стабильные поступления в государственный бюджет, с другой стороны – сохранять достаточные стимулы для инвестиций в данный сектор экономики. Как показывает анализ, сформировавшаяся в России система налогообложения минерально-сырьевого сектора не является достаточно эффективной с точки зрения достижения указанных целей. Это обуславливает необходимость достаточно кардинального реформирования данной системы, которое должно идти по следующим основным направлениям.

1. Применение рыночных цен для целей исчисления налогов. Действующая система налогообложения позволяет вертикально интегрированным нефтяным компаниям минимизировать свои налоговые обязательства путем реализации добытой нефти в рамках самой компании по внутрикорпоративным (трансфертным) ценам, значительно заниженным по сравнению с ее реальной рыночной стоимостью. В связи этим основой реформирования системы налогообложения нефтяного сектора должен быть переход к применению для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть, который позволил бы преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Рыночные цены на нефть должны определяться на основе ее мировой цены, скорректированной с учетом разницы в качестве нефти и величины транспортных затрат. В переходный период, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть, рыночные цены могут определяться как средневзвешенные на основе расчетных рыночных цен по поставкам нефти на внутренний и внешний рынок. При этом расчетные рыночные цены по поставкам нефти на внутренний рынок должны определяться на основе розничных цен реализации нефтепродуктов, а по поставкам нефти на экспорт – на основе мировых цен. Рыночные цены должны определяться по основным нефтегазовым провинциям (регионам) страны на основе обобщенных данных о затратах и прибыли при транспортировке и переработке нефти и реализации нефтепродуктов.

2. Платежи за пользование недрами (роялти). Роялти должны сохранить свою функцию платежа собственнику ресурсов (государству) за право пользования недрами. Они являются базовым видом платежа, обеспечивающим определенную стабильность налоговых поступлений. Вместе с тем следует пересмотреть установленные пропорции распределения роялти между бюджетами разного уровня. Согласно закону «О недрах» при добыче углеводородов 40% данных платежей направляется в федеральный бюджет и 60% - в территориальные, в том числе 30% - в бюджет субъекта РФ и 30% - в местный бюджет. В то же время при добыче углеводородов на территории автономного округа, входящего в состав области или края, роялти поступают в бюджет данной области или края за счет половины суммы платежей, поступающих в федеральный бюджет, то есть федеральная доля в этом случае составляет 20%. Поскольку большая часть нефти (73,3% в 1999 г.) добывается именно в таких автономных округах, прежде всего в Ханты-Мансийском, средневзвешенная федеральная доля роялти составляет в настоящее время лишь около 25%.

В связи с этим целесообразно значительно увеличить федеральную долю в платежах за пользование недрами, а именно 60% данных платежей направлять в федеральный бюджет, а 40% - в территориальные. При добыче нефти на территории автономного округа, входящего в состав области или края, роялти могут поступать в бюджет данной области или края за счет уменьшения федеральной доли до 50%. В этом случае 50% суммы платежей за пользование недрами будет поступать в федеральный бюджет и 50% - в территориальные (40% - в бюджеты автономного округа и 10% - в бюджет области или края). Аналогично должны распределяться роялти при добыче других видов полезных ископаемых (кроме общераспространенных).

Следует совершенствовать механизм установления ставок роялти. Необходимы разработка и принятие соответствующей нормативной базы для применения льгот по уплате роялти в отношении истощенных и трудноизвлекаемых запасов. Возможность снижения ставки роялти по мере истощения запасов, или предоставления скидки за истощение недр, предусмотрена действующим законодательством, однако до сих пор не реализована. Ставка роялти может быть поставлена в зависимость от степени истощения месторождения. Например, при выработанности начальных извлекаемых запасов нефти от 80% до 90% роялти уплачиваются с коэффициентом 0,75, при выработанности свыше 90% - с коэффициентом 0,5. В качестве показателей истощенности месторождения могут также использо-

ваться показатели обводненности продукции и среднего дебита нефтяных скважин.

3. Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Переход к применению рыночных цен на нефть для целей исчисления налогов позволяет отменить отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, поскольку это не ведет к снижению налоговых поступлений в бюджет. Основная часть работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы должна осуществляться за счет средств самих предприятий. Это предполагает внедрение общепринятых в мировой практике механизмов компенсации затрат на геолого-разведочные работы. Затраты на них должны быть признаны затратами производственного характера и относиться на себестоимость производимой продукции. Федеральная же доля указанных отчислений может быть компенсирована за счет федеральной части поступлений от уплаты роялти. Данные средства должны направляться на реализацию государственных программ геологического изучения недр. Использование части роялти на эти цели отвечает природе данного платежа как платежа, базой которого является доход на капитал в форме природных ресурсов, часть которого может направляться на воспроизводство данных ресурсов.

В пользу отмены отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы существует ряд аргументов. В настоящее время в России создан значительный задел по разведанным запасам нефти, в принципе превосходящий нужды текущего и среднесрочного развития отрасли. По зарубежным данным, обеспеченность доказанными запасами нефти в России составляет 22 года. В то же время в промышленно развитых нефтедобывающих странах обеспеченность запасами значительно ниже: в США она составляет 10 лет, Канаде и Норвегии – 9,3 года, Великобритании – 5 лет. При этом такой уровень обеспеченности запасами, например, в США, фактически сохраняется на протяжении последних нескольких десятилетий, то есть является нормальным для рыночной экономики.

В этих условиях существование специальных отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы создает для российских нефтяных компаний излишнюю налоговую нагрузку и фактически вынуждает их поддерживать искусственно высокий уровень геолого-разведочных работ (или под их видом осуществлять другие затраты). Кроме того, основная часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы направляется на финансирование геолого-разведочных работ в хорошо разведанных регионах добычи, что обуславливает крайне низкую эффективность таких

работ. Значительная часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, централизуемых в бюджетах разного уровня, используется не по целевому назначению. Наконец, нельзя не отметить, что применение такого налога не соответствует мировой практике.

Отмена отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы позволит упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой.

4. Акциз. Акциз на нефть, ставка которого в долларовом выражении значительно снизилась в результате девальвации рубля, на первом этапе реформы может быть сохранен как легко администрируемый инструмент обеспечения государственных доходов, в определенной степени компенсирующий негативные налоговые последствия применения трансфертных цен. Ставка акциза должна быть единой для всех нефтепроизводителей. Дифференцированный акциз фактически является дублирующим налогом по отношению к роялти и не имеет под собой достаточно объективного механизма учета горно-геологических и экономико-географических условий добычи нефти, что делает его применение неоправданным. В перспективе акциз на нефть может быть отменен.

5. Таможенная пошлина. Применение экспортной пошлины на нефть целесообразно в течение периода, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть. В перспективе экспортная пошлина должна быть отменена. Раздельный режим налогообложения для экспортируемой и поставляемой на внутренний рынок нефти не соответствует мировой практике и не отвечает задачам повышения экономической эффективности, поскольку поддерживает более низкий, по сравнению с мировым, уровень внутренних цен на нефть. Субсидирование же промышленности и других секторов национальной экономики с помощью низких цен на энергоресурсы неизбежно ведет к их расточительному использованию и консервации неэффективной структуры экономики.

6. Налог на дополнительный доход. Для изъятия сверхприбыли и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно ввести налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД), который должен уплачиваться недропользователями при разработке новых месторождений вместо акциза на нефть. НДД имеет ряд существенных преимуществ. Автоматизм расчета данного налога существенно повышает объективность налогообложения. НДД учитывает геолого-экономические условия добычи углеводородов, так как напрямую связан с показателями прибыльности месторождения. В случае высокоэффективных проектов его

применение обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства. Одновременно улучшаются условия реализации низкоэффективных проектов. НДС учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения и реагирует на изменение внешних экономических условий производства (мировых цен). НДС стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений и позволяет достаточно точно прогнозировать эффективность инвестиционных проектов, поскольку является расчетной величиной (изменение же акциза фактически трудно предсказуемо). Для исчисления налога целесообразно применение модифицированной схемы расчета НДС, предложенной в данной работе.

7. Устранение или ограничение возможностей занижения налоговых обязательств. Основным методом занижения налоговых обязательств по ресурсным платежам является применение трансфертных цен. Кроме того, получила распространение практика реализации нефти на экспорт специально созданным за рубежом подконтрольным структурам по заниженным ценам. В связи с этим необходимы разработка и применение специальной методики определения рыночных цен на нефть для целей исчисления налогов. Такие цены, на наш взгляд, должны определяться на основе мировых цен. В качестве временного решения для поставок нефти на внутренний рынок может быть разработана и введена методика определения рыночной цены нефти на основе розничных цен реализации нефтепродуктов.

Другим методом уменьшения налоговых выплат является использование нефтяными компаниями зон льготного налогообложения (ЗАО и др.). В частности, получила распространение практика реализации продукции нефтедобывающими или нефтеперерабатывающими организациями по заниженным ценам подконтрольным структурам, расположенным в зонах льготного налогообложения, осуществляющим ее последующую перепродажу. В связи с этим необходимо совершенствование федерального законодательства в части регламентации налоговых льгот, предоставляемых ЗАО и другими территориальными единицами с льготным режимом налогообложения.

8. Введение повышенной единой ставки роялти (налога на добычу). Возможным вариантом реформирования налогообложения минерально-сырьевого сектора является установление повышенной единой ставки роялти, обеспечивающей налоговые поступления государству на уровне, соответствующем суммарной величине уплачиваемых в настоящее время ресурсных платежей. В этом случае в нефтяном секторе роялти заменяет

три действующих в настоящее время платежей: плату за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть. Порядок исчисления и уплаты данного налога может основываться на действующем порядке исчисления платы за пользование недрами при добыче полезных ископаемых. Налоговая ставка должна устанавливаться в процентах от стоимости добытой нефти. В то же время на период отладки механизма применения рыночных цен может быть установлена специфическая налоговая ставка (в рублях за тонну). В этом случае ставку налога целесообразно корректировать с учетом уровня мировых цен на нефть и изменения валютного курса рубля. Для истощенных месторождений к базовой ставке налога целесообразно применение дополнительного понижающего коэффициента.

Реализация такого подхода позволит упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой. Установление же специфической налоговой ставки на период отладки механизма применения рыночных цен позволит преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования.

При таком варианте реформирования налог на дополнительный доход от добычи углеводородов может быть введен для новых месторождений взамен части роялти (например, при применении НДС роялти уплачиваются с коэффициентом 0,2). Такая система является более прогрессивной, поскольку в значительно большей степени основана на налогообложении доходов.

9. Режим СПП. В настоящее время некоторые российские экономисты и некоторые представители органов государственной власти активно выступают за форсированное расширение применения в нефтяной промышленности режима СПП, позволяющего обеспечить инвестору стабильные экономические и правовые условия деятельности в течение всего периода реализации инвестиционного проекта. Нельзя, однако, не учитывать серьезные недостатки системы СПП, связанные прежде всего с индивидуализацией условий соглашений по конкретным проектам. При проведении переговоров и заключении СПП допускается относительно большая свобода действий государственных чиновников. В условиях их неопытности и коррупции это может приводить к получению инвестором необоснованно выгодных условий реализации проекта и, как следствие, потере государством определенной части доходов от разработки находящихся в его собственности природных ресурсов.

Анализ текущей ситуации свидетельствует, по существу, о ситуации кризиса, сложившейся с реализацией СРП в России. Привлечение инвестиций по заключенным СРП идет очень медленными темпами по сравнению с прогнозированными сроками и объемами. Доходы федерального бюджета от реализуемых СРП крайне низки. Существующий механизм СРП стимулирует инвесторов к завышению издержек при выполнении работ и фактически не предусматривает ответственности инвестора за объемы ресурсов, привлекаемых в проект. Переговоры же по заключению новых соглашений идут крайне медленно.

Для обеспечения интересов государства при применении режима СРП необходимо установление определенных ограничений.

9.1. Возмещение затрат. В настоящее время перечень затрат, которые могут быть компенсированы инвестору за счет компенсационной продукции определен постановлением Правительства РФ от 03.07.1999г № 740. Однако этот перечень является открытым, то есть управляющий комитет проекта может принимать решения об отнесении на затраты практически любых издержек, понесенных инвестором. В связи с этим целесообразно формирование исчерпывающего перечня затрат на уровне нормативно-правового регулирования. В крайнем случае, формирование такого перечня необходимо осуществлять на стадии заключения соглашения.

Ограничение уровня возмещения затрат. Целесообразно использование в СРП принципа «cost-stop», который будет гарантировать наличие некоторого определенного уровня прибыльной продукции уже на ранних стадиях реализации проекта. В противном случае в течение достаточно длительного периода времени, а именно вплоть до полного возмещения понесенных инвестором капитальных затрат, поступления государству от реализации проекта будут ограничиваться лишь суммой роялти. Например, в соглашениях «Сахалин-2» и Харьягинском предельный уровень компенсационной продукции установлен в размере 100%, что, несомненно, резко ограничивает текущую бюджетную эффективность данных проектов. При таких условиях вся добываемая продукция, остающаяся после уплаты роялти, в течение длительного периода полностью уходит на возмещение затрат инвестора, а размер прибыльной продукции равен нулю. Соответственно, в течение этого периода отсутствует и доля государства в добываемой нефти, и поступающий государству налог на прибыль, взимаемый с доли прибыльной продукции, принадлежащей инвестору.

В связи с этим представляется целесообразным законодательное установление предельного годового уровня компенсации затрат при реализации

СРП (например, на уровне 60-80%, что соответствует мировой практике). Кроме того, управляющий комитет не должен иметь права одобрять издержки по проекту при их существенном отклонении от сметы (например, более 20% от определенного соглашением уровня). Существенные отклонения от сметы должны предполагать более сложную процедуру согласования и одобрения (вплоть до принятия соответствующего постановления правительства). Целесообразно также установление предельного уровня затрат на административно-управленческий аппарат, которые могут быть компенсированы инвестору за счет компенсационной продукции, и введение определенных ограничений на компенсацию затрат инвестора на проведение переговоров по заключению СРП.

9.2. Роялти. Для повышения инвестиционной привлекательности проектов высказываются предложения о возможности использования нулевых ставок роялти. Данный подход представляется в принципе недопустимым. С экономической точки зрения роялти есть естественная форма платы собственнику ресурсов (государству) за право разработки запасов, один из основных инструментов изъятия ресурсной ренты. Взимание роялти позволяет государству получать достаточно стабильный доход уже с самого начала реализации проекта. С юридической точки зрения отказ от принципа платности пользования недрами для режима СРП создал бы опасный прецедент. Наконец, с практической точки зрения существует опасность того, что инвесторы в процессе переговоров почти всегда сумеют “продать” минимальную (нулевую) ставку роялти. Поэтому отказ от действующих минимальных ставок роялти применительно к СРП представляется нецелесообразным.

9.3. Уплата налогов в натуральной форме. Как и при общем налоговом режиме, при выполнении СРП существует проблема занижения цен на продукцию, используемых инвестором при определении налоговых обязательств. Поэтому следует решить проблему уплаты налогов и платежей при выполнении СРП в натуральной форме, то есть в виде определенной части добытого минерального сырья (в настоящее время натуральная форма уплаты налогов не предусмотрена действующим налоговым законодательством).

9.4. Масштабы применения режима СРП. В настоящее время законодательно установлено, что на условиях раздела продукции может разрабатываться не более 30% разведанных запасов полезных ископаемых. По данным Минприроды России в целом по стране на условиях раздела продукции предполагается предоставить 38 объектов, в том числе 27 место-

рождений нефти. Доля разведанных запасов, приходящаяся на объекты, включенные в утвержденные федеральными законами перечни участков недр для разработки на условиях СРП или подготовленные к включению, по нефти достигла 26,5%. Таким образом, в нефтяном секторе степень использования установленной квоты в относительно короткой перспективе приблизится к своему предельному значению. Это резко активизировало усилия сторонников форсированного расширения сферы применения режима СРП по отмене установленных количественных ограничений.

Принципиально важно, однако, что по подавляющему большинству объектов, включенных в законодательно утвержденные перечни или подготовленных к включению, соглашения пока не заключены (в настоящее время заключено лишь четыре соглашения по месторождениям углеводородов). Следует учитывать и общие процессы улучшения макроэкономической и политической ситуации в России, совершенствования налогового законодательства и политической стабилизации. Чем далее будут развиваться эти процессы, тем шире будут возможности привлечения прямых иностранных инвестиций на общих основаниях и тем менее нужным будет сам механизм СРП.

Поэтому в ближайшей перспективе представляется целесообразным сохранение установленного ограничения для применения режима СРП (30% разведанных запасов), по крайней мере до тех пор, пока по большинству из выделенных объектов соглашения не будут достигнуты и не будет отлажена система государственного регулирования процесса подготовки, заключения и выполнения СРП.

9.5. Квоты по оборудованию и рабочей силе. В настоящее время установлены количественные требования обязательного использования отечественного оборудования, материалов и национальных кадров при реализации СРП (70% по оборудованию и материалам и 80% по численности персонала). Вопрос об отмене этой нормы периодически ставится иностранными инвесторами и некоторыми российскими экономистами, однако, он не является критически важным. Сами инвесторы подтверждают, что эти нормы в принципе являются приемлемыми для них, если в их качестве выступают итоговые средние показатели за все время реализации проекта. Поэтому представляется целесообразным сохранение указанных норм, поскольку это будет способствовать получению сопряженных эффектов от СРП (росту доходов, производства и занятости в сопряженных отраслях промышленности).

* * *

Таким образом, реформирование системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики должно идти по следующим основным направлениям. Необходимо осуществить переход к применению для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть, который позволил бы преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Платежи за пользование недрами (роялти) должны сохранить свою функцию платежа собственнику ресурсов (государству) за право пользования недрами (при этом возможно введение повышенной единой ставки роялти). Пропорции распределения роялти между бюджетами разного уровня должны быть изменены в пользу федерального бюджета. Необходимы разработка и принятие соответствующей нормативной базы для применения льгот по уплате роялти в отношении истощенных и трудноизвлекаемых запасов. Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы должны быть отменены, а основная часть работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы должна осуществляться за счет средств самих предприятий, что предполагает внедрение общепринятых в мировой практике механизмов компенсации затрат на геолого-разведочные работы. Применение экспортной пошлины на нефть целесообразно в течение периода, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть. Для изъятия сверхприбыли и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно ввести налог на дополнительный доход от добычи углеводородов, который должен уплачиваться недропользователями при разработке новых месторождений.

В перспективе в налогообложении добычи нефти необходимо перейти к налоговой системе, основанной на трех основных составляющих: роялти, налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов и налоге на прибыль. Аналогично должна строиться и система налогообложения добычи газа. Общая система налогообложения должна дополняться специальным налоговым режимом при выполнении соглашений о разделе продукции. Такая налоговая система позволит обеспечить как адекватные поступления государству, так и устойчивое развитие нефтегазового сектора экономики. Переход к такой системе будет означать создание налогового режима, благоприятного для долгосрочных инвестиций и конкурентоспособного на международном уровне.

БИБЛИОГРАФИЯ

Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть первая. 31.07.98 N 146-ФЗ. Принят Государственной Думой 16.07.98, одобрен Советом Федерации 17.07.98.

Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. 05.08.2000 N117-ФЗ. Принят Государственной Думой 19.07.2000, одобрен Советом Федерации 26.07.2000.

Закон РФ от 27.12.91 N2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» (в ред. Федерального закона от 08.07.99 N 142-ФЗ).

Федеральный закон от 06.12.91 N1993-1 «Об акцизах» (в ред. Федеральных законов от 07.03.96 N23-ФЗ, от 10.01.97 N12-ФЗ, от 14.02.98 N29-ФЗ, от 23.07.98 N118-ФЗ, от 29.12.98 N192-ФЗ, от 10.02.99 N32-ФЗ, от 02.01.2000 N 2-ФЗ).

Закон РФ от 21.02.92 N2395-1 «О недрах» (в ред. Федеральных законов от 03.03.95 N27-ФЗ, от 02.01. 2000 N 20-ФЗ).

Федеральный закон от 30.11.95 N187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» (в ред. Федерального закона от 10.02.1999 N 32-ФЗ).

Федеральный закон от 30.12.95 N224-ФЗ «О ставках отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы».

Федеральный закон от 30.12.95 N225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (в ред. Федерального закона от 07.01.99 N 19-ФЗ).

Федеральный закон от 31.07.98 N147-ФЗ «О введении в действие части первой Налогового кодекса Российской Федерации» (в ред. Федерального закона от 09.07.99 N 155-ФЗ).

Федеральный закон от 05.08.2000 N 118-ФЗ «О введении в действие части второй Налогового кодекса Российской Федерации и внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации о налогах».

Постановление Правительства РФ от 28.10.92 N828 «Об утверждении положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна» (в ред. от 22.08.98).

Постановление Правительства РФ от 17.05.96 N597 «О порядке использования отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и освобождения пользователей недр от указанных отчислений».

Постановление Правительства РФ от 15.01.97 N30 «Об установлении дифференцированных ставок акциза на нефть, добываемую на территории Российской Федерации» (в ред. от 08.04.97).

Постановление Правительства РФ от 08.04.97 N408 «О дифференцированных ставках акциза на нефть, включая газовый конденсат, добываемую на территории Российской Федерации» (в ред. от 06.09.98).

Постановление Правительства РФ от 02.02.98 N165 «Об утверждении методики дифференциации ставок акциза на нефть, включая стабилизированный газовый конденсат» (в ред. от 06.09.98).

Постановление Правительства РФ от 22.01.99 N81 «О ставках акциза на природный газ» (в ред. от 04.04.2000).

Постановление Правительства РФ от 23.01.99 N83 «Об утверждении ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и нефтепродукты сырые, вывозимые с территории Российской Федерации».

Постановление Правительства РФ от 10.09.99 N1036 «Об утверждении ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и нефтепродукты сырые, вывозимые с территории Российской Федерации за пределы государств-участников соглашений о Таможенном союзе».

Постановление Правительства РФ от 01.11.99 N1213 «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях» (в ред. от 02.03.2000).

Постановление Правительства РФ от 06.12.99 N1351 «Об утверждении ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и нефтепродукты сырые, вывозимые с территории Российской Федерации за пределы государств-участников соглашений о Таможенном союзе».

Постановление Правительства РФ от 17.12.99 N1403 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 12 июля 1999 г. № 798».

Постановление Правительства РФ от 02.03.2000 N 185 «Об утверждении ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и нефтепродукты,

вывозимые с территории Российской Федерации за пределы государств – участников соглашений о Таможенном союзе».

Постановление Правительства РФ от 30.06.2000 N 485 “О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 2 марта 2000 г. № 185».

Постановление Правительства РФ от 30.09.2000 N 732 “О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 30 июня 2000 г. № 485».

Постановление Правительства РФ от 22.02.2000 N 148 “О таможенном тарифе Российской Федерации – Своде ставок ввозных таможенных пошлин и товарной номенклатуре, применяемой при осуществлении внешнеэкономической деятельности” (в ред. от 03.08.2000).

Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. Специальная часть. Проект. Внесен Правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 31 января 1998 г. Принят Государственной Думой Федерального Собрания РФ в первом чтении 16 апреля 1998 г.

Налоговый кодекс Российской Федерации: Проект. Внесен Правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 30 апреля 1997 г.

Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. Проект. Внесен в Государственную Думу Федерального Собрания РФ депутатской фракцией «Единство» в марте 2000 г.

Федеральный закон «О налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов»: Проект. Внесен депутатами Государственной Думы С.Доном, С.Орловой, Л.Маркеловым и др., 1998 г.

Федеральный закон «О плате за пользование недрами»: Проект. Внесен депутатами Государственной Думы Ю.Теном и С.Доном 06.09.99.

Волынская Н., Газеев М., Ежов С. Спецэффекты Налогового кодекса: Акциз или налог на сверхприбыль – есть из чего выбрать. – Нефть и капитал, 1997, N 7-8, с. 12-15.

Ежов С. Особенности налоговой системы в нефтяном секторе экономики. – М.: Изд-во «А и Б», 1999.

Конопляник А., Субботин М. Государство и инвестор: об искусстве договариваться (концессионное законодательство в России). М.: ЭПИцентр, 1996.

Крюков В., Токарев А. Какие налоги позволят добывать нефть? Сравнительная оценка вариантов налогообложения разработки средних нефтяных месторождений Западной Сибири. – Нефтегазовая вертикаль, 1998, N 9-10, с. 36-40.

Нефтяной комплекс России и его роль в воспроизводственном процессе. Научный доклад. М.: Журнал «Эксперт», Топливо-энергетический независимый институт, 2000.

Проблемы налоговой системы России: теория, опыт, реформа. М.: Институт экономики переходного периода, 2000.

Проблемы налогообложения в нефтяном секторе России. М.: Бюро экономического анализа, 1998.

Barrows. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.

Conrad R., Shalizi Z., Syme J. Risk Sharing and Rankings of Alternative Contract Instruments. 1991.

Conrad R., Shalizi Z. A Framework for the Analysis of Mineral Tax Policy in Sub-Saharan Africa. World Bank, 1988.

Due J. Excise Taxes: The World Bank Policy Research Working Paper. Washington, Febr. 1994.

Foley M., Guissis G. Tax & Fiscal Regimes: A Comparative Analysis. Oil & Gas Production-Sharing Contracts, Concessions and New Petroleum Ventures in the Asia-Pacific Basin, Conference Proceedings. Houston: Institute for International Research, 1993.

Garnaut R., Clunies Ross A. Taxation of Mineral Rents. Oxford: Clarendon Press, 1983.

Goss Chr. Petroleum and Mining Taxation. Gower, 1986.

Gray D. Evaluation of Taxes and Revenues from the Energy Sector in the Baltics, Russia and Other Former Soviet Union Countries. IMF Working Paper, 1998.

Johnston D. Current Status of Petroleum Fiscal Systems in the World Oil & Gas Industry. Production Sharing Contracts Conference Proceedings, AIC Conference. Houston, 1994.

Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.

Khartukov E. Changing Tax System Challenges Producers and Refiners In Russia. – Oil&Gas Journal, Mar. 25, 1996, p. 41-46.

Measures to Revitalize the Russian Oil Sector: Tax and Related Reforms. World Bank, Oct. 8, 1998.

Nellor D. Taxation of Mineral and Petroleum Resources. – Tax Policy: Handbook. Washington: IMF, 1995, p. 237-241.

Nellor D., Sunley E. Fiscal Regimes for Natural Resource Producing Developing Countries. IMF Paper on Policy Analysis and Assessment, 1994.

Pinney M. Western Canada Fiscal Regimes. – Oil & Gas Journal, Feb. 5, 2001.

Smith D. Comparison of Fiscal Terms in the Far East, South America, North Africa and C.I.S. Oil & Gas Production-Sharing Contracts, Concessions and New Petroleum Ventures in the Asia-Pacific Basin, Conference Proceedings. Houston: Institute for International Research, 1993.

Sunley E., Lane Chr., Nellor D. The Russian Federation: Taxation of the Oil and Gas Sectors. IMF, Dec. 19, 1994.

Taxing Energy: Why and How. OECD/International Energy Agency, 1993.

World Petroleum Arrangements, 1997. Vol. 1. New York: Barrows, 1997.

ИНСТИТУТ ЭКОНОМИКИ ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА

**В серии «Научные труды» вышли в свет
(на русском языке) следующие работы:**

- № 34Р *«Эконометрический анализ динамических рядов основных макроэкономических показателей»*, 2001.
- № 33Р С. Цухло *«Анализ факторов, определяющих реальное финансово-экономическое состояние российских промышленных предприятий»*, 2001.
- № 32Р С.Жаворонков, В.Мау, Д.Черный, К.Яновский *«Дерегулирование российской экономики»*, 2001.
- № 31Р *«Проблемы становления новой институциональной структуры в переходных странах»*, Сборник статей, 2001.
- № 30Р В.А. Бессонов *«Трансформационный спад и структурные изменения в российском промышленном производстве»*, 2001.
- № 29Р Е.Г.Потапчик, С.К.Салахутдинова, С.В.Шишкин *«Бюджетное финансирование федеральных учреждений здравоохранения»*, 2001.
- № 28Р *«Некоторые проблемы денежно-кредитной политики в переходной экономике»*, Сборник статей, 2001.
- № 27Р С. Дробышевский, А. Золотарева, П. Кадочников, С. Синельников *«Перспективы создания стабилизационного фонда в РФ»*, 2001.
- № 26Р *«Посткоммунистическая Россия в контексте мирового социально-экономического развития. Материалы международной конференции»*, 2001.
- № 25Р С. Шишкин *"Реформа финансирования российского здравоохранения"*, 2000.
- № 24Р *"Совершенствование межбюджетных отношений в России"*, 2000
- № 23Р М. Матовников *"Функционирование банковской системы России в условиях макроэкономической нестабильности"*, 2000.
- № 22Р Эндрю Добсон *"Долг и инвестиции для субъектов Российской Федерации"*, 2000.
- № 21Р Л. Михайлов, Л. Сычева, Е. Тимофеев *"Банковский кризис 1998 года в России и его последствия"*, 2000.
- № 20Р *"Некоторые актуальные вопросы аграрной политики в России"*, 2000.
- № 19Р *"Проблемы налоговой системы России: теория, опыт, реформа"* (в 2-х томах), 2000.

- № 18Р *Материалы научной конференции "Финансовый кризис: причины и последствия", 2000.*
- № 17Р С. Дробышевский *«Анализ рынка ГКО на основе изучения временной структуры процентных ставок», 1999.*
- № 16Р *«Государственное регулирование экономики: опыт пяти стран», 1999.*
- № 15Р *«Некоторые политэкономические проблемы современной России», 1999.*
- № 14Р С. Дробышевский *«Обзор современной теории временной структуры процентных ставок. Основные гипотезы и модели», 1999.*
- № 13Р Е. Гайдар *«Наследие социалистической экономики: макро- и микроэкономические последствия мягких бюджетных ограничений», 1999.*
- № 12Р А. Радыгин, Р. Энтов *«Институциональные проблемы развития корпоративного сектора: собственность, контроль, рынок ценных бумаг», 1999.*
- № 11Р *«Реформирование некоторых отраслей социальной сферы России», 1999.*
- № 10Р *«Коммунистическое правительство в посткоммунистической России: первые итоги и возможные перспективы», 1999.*
- № 9-1Р В. Мау *"ЭКОНОМИКА И ПРАВО" Конституционные проблемы экономической реформы посткоммунистической России, 1998.*
- № 9Р *«Средний класс в России» Сборник докладов, 1998.*
- № 8Р *«Политические проблемы экономических реформ: сравнительный анализ» Сборник докладов, 1998.*
- № 7Р С.Г. Синельников-Мурылев, А.Б. Золотарева *«Роль Правительства и Парламента в проводимой бюджетной политике в постсоветской России», 1998.*
- № 6 *«Финансово-экономические проблемы военного строительства и пути их решения» (Материалы научно-практической конференции), 1998.*
- № 5Р А.П. Вавилов, Г.Ю. Трофимов *«Стабилизация и управление государственным долгом России», 1997.*
- № 4Р *«Либерализация и стабилизация - пять лет спустя» Сборник докладов, 1997.*
- № 3Р *«Пять лет реформ» Сборник статей, 1997.*
- № 2Р *«Посткоммунистическая трансформация: опыт пяти лет» Сборник докладов, 1996.*

№ 1Р В. Мау, С. Синельников-Мурылев, Г. Трофимов *«Макроэкономическая стабилизация, тенденции и альтернативы экономической политики России», 1996.*