

**Институт экономической политики  
имени Е.Т. Гайдара**

---

Научные труды № 140Р

**Бобылев Ю.Н., Турунцева М.Ю.**

**Налогообложение минерально-сырьевого  
сектора экономики**

Москва  
Институт Гайдара  
2010

УДК 336.221:[338.45:622](470+571)  
ББК 65.261.411.15(2Рос)

Бобылев, Юрий Николаевич

**Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики** / Бобылев Ю.Н., Турунцева М.Ю. М.: Ин-т Гайдара, 2010. – 200 с. (Научные труды / Ин-т экон. политики им. Е.Т. Гайдара; № 140Р). – ISBN 978-5-93255-293-3.

И. Турунцева, Марина Юрьевна.

*Агентство СІР РГБ*

В работе рассматриваются актуальные проблемы налогообложения минерально-сырьевого сектора, который является базовым для экономики России и вносит основной вклад в формирование доходов государственного бюджета страны. Проанализированы результаты проведенной реформы налогообложения минерально-сырьевого сектора, обоснованы направления дальнейшего совершенствования системы налогообложения нефтегазового сектора и предложения по государственной налоговой политике.

Работа подготовлена Ю. Бобылевым; разделы 1.4, 2.3–2.5, 3.2 выполнены совместно с М. Турунцевой.

Bobylev Yu. N., Turuntseva M.Yu.

### **Taxation of the mineral sector**

This publication addresses urgent issues of taxation in the mineral sector which lays foundation for Russia's economy and makes main contribution in the revenues of the state budget. The authors have analyzed the outcome of the implementation of tax reform in the mineral sector, and developed ways for further improvements to be implemented in the taxation system in the oil and gas sector and drafted tax policy proposals.

*JEL Classification:* E62, H20, L71.

***Настоящее издание подготовлено и напечатано по материалам исследовательского проекта Института Гайдара в рамках гранта, предоставленного Агентством США по международному развитию (АМР США). Ответственность за содержание несет Институт Гайдара, и мнение автора, выраженное в данном издании, может не совпадать с мнением АМР США или правительства США.***

УДК 336.221:[338.45:622](470+571)  
ББК 65.261.411.15(2Рос)

ISBN 978-5-93255-293-3

© Институт Гайдара, 2010

# Оглавление

<b>Введение</b> .....	5
<b>1. Налоговая реформа в минерально-сырьевом секторе экономики России</b> .....	7
1.1. Особенности налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики .....	7
1.2. Предпосылки и содержание налоговой реформы в минерально-сырьевом секторе .....	13
1.3. Результаты реформирования налогообложения минерально-сырьевого сектора .....	38
1.4. Результаты реформирования налогообложения нефтяного сектора .....	72
<b>2. Направления совершенствования налогообложения нефтегазового сектора</b> .....	91
2.1. Снижение ставки НДС при добыче нефти за счет изменения формулы расчета коэффициента, учитывающего динамику мировых цен на нефть .....	93
2.2. Расширение возможностей применения льготы по НДС при добыче нефти на месторождениях с высокой степенью выработанности запасов .....	96
2.3. Расширение применения механизма налоговых каникул по НДС при добыче нефти .....	99
2.4. Применение понижающих коэффициентов к ставке НДС при добыче нефти для отдельных регионов и континентального шельфа .....	104
2.5. Применение понижающих коэффициентов к ставке НДС для отдельных категорий месторождений с повышенными затратами на разработку .....	107
2.6. Применение адвалорной ставки НДС при добыче нефти .....	109

2.7. Применение вывозной таможенной пошлины на нефть.....	115
2.8. Совершенствование налогообложения добычи природного газа .....	124
<b>3. Раздел продукции и налогообложение дополнительного дохода при добыче углеводородов.....</b>	<b>142</b>
3.1. Применение соглашений о разделе продукции .....	142
3.2. Возможности введения налога на дополнительный доход .....	152
<b>Заключение.....</b>	<b>171</b>
<b>Библиография .....</b>	<b>185</b>

## Введение

Минерально-сырьевой сектор является базовым для экономики России, он вносит основной вклад в формирование доходов государственного бюджета страны. В связи с этим чрезвычайно важное значение имеет построение эффективной системы налогообложения минерально-сырьевого сектора, которая должна, с одной стороны, обеспечивать получение государством природной ренты, генерируемой при добыче минерального сырья, а также других налогов, с другой – соответствовать потребностям долгосрочного развития, сохранять достаточные стимулы для инвестиций в данный сектор. Проведенная в 2001–2007 гг. реформа системы налогообложения минерально-сырьевого сектора позволила существенно повысить бюджетную эффективность налоговой системы, однако ряд серьезных проблем остается нерешенным. Установление баланса между налоговыми изъятиями и инвестиционными потребностями добывающей промышленности, создание благоприятных условий для инвестиций требуют дальнейшего совершенствования системы налогообложения.

Основной целью данной работы являлось определение направлений совершенствования системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики России и разработка предложений в области государственной налоговой политики, обеспечивающих как изъятие в пользу государства природной ренты, генерируемой при добыче минерального сырья, так и создание благоприятных условий для инвестиций в добывающую промышленность.

В первом разделе работы – «Налоговая реформа в минерально-сырьевом секторе экономики России» – анализируются особенности налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики, предпосылки и содержание налоговой реформы в российском минерально-сырьевом секторе, результаты реформирования налогообложения минерально-сырьевого сектора, включая количественный анализ результатов реформирования налогообложения

нефтяного сектора экономики на основе разработанной имитационной модели.

Во втором разделе – «Направления совершенствования налогообложения нефтегазового сектора» – проводится анализ возможностей дальнейшего совершенствования налогообложения нефтегазового сектора экономики, дифференциации налоговой нагрузки в зависимости от горно-геологических и географических факторов, перехода к адвалорной ставке НДС в нефтяном секторе, снижения экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты, а также совершенствования налогообложения добычи газа.

В третьем разделе – «Раздел продукции и налогообложение дополнительного дохода при добыче углеводородов» – анализируются вопросы применения соглашений о разделе продукции и возможности введения специального налога на дополнительный доход при добыче углеводородов.

В заключении сформулированы основные выводы проведенного исследования и предложения по государственной налоговой политике.

Результаты работы могут быть использованы органами государственной власти Российской Федерации в работе по совершенствованию налоговой системы страны.

Авторы выражают признательность С.Г. Синельникову-Мурылеву за ценные рекомендации, сделанные в ходе выполнения данной работы.

# **1. Налоговая реформа в минерально-сырьевом секторе экономики России**

## **1.1. Особенности налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики**

Налоговая политика государства по отношению к минерально-сырьевому сектору экономики оказывает значительное влияние на распределение доходов от добычи минерально-сырьевых ресурсов и принятие решений об инвестициях. При этом, как показывает мировой опыт, создание эффективной системы налогообложения минерально-сырьевого сектора является весьма сложной задачей. Система налогообложения данного сектора, как правило, рассматривается как концептуально отличная от системы налогообложения в других секторах экономики, поскольку в ней формируются значительные рентные доходы и существуют повышенные инвестиционные риски. Рентные платежи при добыче минерально-сырьевых ресурсов, как правило, определяются дополнительным доходом с месторождения после того, как все производственные издержки, включая «нормальную» норму прибыли с капиталовложений, возмещены. Основной принцип здесь состоит в том, что собственник природных ресурсов (чаще всего государство) должен получать большую часть этого дополнительного дохода. В то же время добывающей промышленности присущи определенные риски, несколько отличные по размеру и характеру от рисков в других секторах экономики, связанные с проведением поисково-разведочных работ, высоким уровнем капиталоемкости, большим временным разрывом между осуществлением затрат и производством, а также со значительными колебаниями цен на минеральное сырье.

Государства, как правило, стремятся создать налоговые системы, которые соответствуют следующим основным требованиям: обеспечивают поступление государству большей части рентных доходов, генерируемых в минерально-сырьевом секторе, особен-

но в периоды высоких цен на его продукцию; могут эффективно администрироваться, требуют небольших затрат на сбор налогов и предоставляют минимум возможностей для уклонения от их уплаты; максимизируют реальный объем поступающих государству доходов путем обеспечения поступлений уже в первые годы производства; изымают сверхприбыли при реализации проектов, характеризующихся чрезвычайно низкими затратами; являются нейтральными и стимулируют экономическую эффективность. В то же время мировая практика еще не выявила идеального, применимого во всех случаях налогового режима для минерально-сырьевого сектора, поэтому, основываясь на некоторых общих принципах, налоговая политика государства по отношению к данному сектору в каждой конкретной стране учитывает ее особенности, превалирующие социально-экономические цели и существующие ограничения.

В работах, посвященных мировому опыту налогообложения минерально-сырьевого сектора<sup>1</sup>, выделяются следующие основные особенности, теоретические и практические преимущества и недостатки различных налоговых инструментов, используемых при налогообложении данного сектора экономики.

Наиболее распространенной формой налогообложения добычи минерального сырья являются роялти или аналогичные им нало-

---

<sup>1</sup> См.: Garnaut R., Clunies Ross A. Taxation of Mineral Rents. Oxford: Clarendon Press, 1983; Goss Chr. Petroleum and Mining Taxation. Gower, 1986; Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994; Nellor D. Taxation of Mineral and Petroleum Resources. Tax Policy: Handbook. Washington: IMF, 1995. P. 237–241; World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994; World Petroleum Arrangements, 1997. New York: Barrows, 1997; Baunsgaard Th. A Primer on Mineral Taxation. Washington: IMF, 2001; Otto J., Andrews C., Cawood F., Doggett M., Guj P., Stermole F., Stermole J., Tilton J. Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society. Washington: The World Bank, 2006; Tordo S. Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues. Washington: The World Bank, 2007; Johnston D., Johnston D., Rogers T. International Petroleum Taxation for the Independent Petroleum Association of America. Washington: IPAA, 2008; Taxation along the Oil and Gas Supply Chain. Brussels: Energy Charter Secretariat, 2008; Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции. М.: Олимп-Бизнес, 2003; Бобылев Ю. Опыт стран СНГ в налогообложении добывающей промышленности. В кн.: Социально-экономическая трансформация в странах СНГ: достижения и проблемы. М.: ИЭПП, 2004. С. 431–450.



ги на добычу. В своей стандартной форме роялти, как правило, взимаются по адвалорной ставке, устанавливаемой в процентах к стоимости добытого полезного ископаемого. Роялти, вообще говоря, более согласуются с целями государства, чем с задачами инвесторов. С точки зрения государства роялти обеспечивают следующие преимущества: во-первых, они легко администрируются и характеризуются низкими издержками на сбор налога; во-вторых, обеспечивают постоянное и относительно стабильное поступление доходов от проекта в течение всего срока эксплуатации месторождения; в-третьих, могут рассматриваться как обложение на основе ресурсной ренты месторождения.

Однако роялти имеют ряд недостатков: во-первых, если роялти не сконструированы особым образом, они не чувствительны к изменениям цен и реализованным уровням прибыли; во-вторых, роялти могут исказить эффективные операционные решения таким образом, что это приведет к изменению профиля добычи, качественного выбора и уровня извлечения запасов; в-третьих, роялти могут препятствовать инвестициям в менее экономически эффективные месторождения.

Реальная важность последних двух недостатков зависит от ставки роялти и от того, как они встроены в общую систему налогообложения. В своем обычном применении в качестве инструмента, гарантирующего получение некоторых базовых доходов в начальные и низкодоходные годы, экономически искажающие эффекты от применения роялти являются достаточно ограниченными.

С точки зрения интересов недропользователей (инвесторов) можно указать на следующие недостатки роялти: во-первых, нечувствительность к прибыльности и к потребности в укороченных сроках окупаемости инвестиций; во-вторых, возможное искажение принимаемых решений в отношении эффективной добычи и инвестиций; в-третьих, часто чрезмерное, не нейтральное к экономическим решениям, принимаемым в различных условиях, налоговое бремя.

В отличие от роялти, основанных на показателях валового дохода, системы пропорционального подоходного налога в большей степени соответствуют требуемым стандартам и отвечают целям государства и инвесторов. Важными вопросами здесь являются установление ставки налогообложения и определение налогооблагаемого дохода. В общем случае, когда горнодобывающая деятельность облагается по тем же ставкам и правилам определения дохода, все основные стандарты и интересы соблюдаются.

Прогрессивные налоговые системы, включая ресурснорентные налоги (РРН), в целом служат интересам государства в деле изъятия ресурсной ренты и непредвиденно высоких доходов. РРН не существуют в своей чистой, или отдельной, форме, поскольку они в слишком большой степени перекалывают риск и неопределенность на государство. При применении РРН налогообложение в чистом виде откладывается до момента, когда все расходы возмещены и проект стал приносить определенную норму прибыли на капиталовложения. После этого в отношении всех последующих операционных доходов применяется очень высокая предельная ставка налога. На начальном же этапе проекту фактически предоставляются налоговые льготы по сравнению с обычным налоговым режимом.

С концептуальной точки зрения РРН являются лучшей по сравнению с другими формой налогообложения добычи минеральных ресурсов, нацеленной на изъятие большей части ресурсной ренты и максимизацию капиталовложений даже в маргинальные месторождения. Ее преимущества включают способность автоматически реагировать на широкий диапазон получаемых результатов как для маргинальных, так и для высокоприбыльных месторождений. Эта форма налогообложения является строго нейтральной и эффективной с точки зрения изъятия ресурсной ренты. Большое значение, однако, здесь имеет способность правительства эффективно администрировать применение данного налога.

В течение последних десятилетий в налогообложении минерально-сырьевого сектора наблюдается тенденция к сокращению

применения налоговых систем, основанных на роялти, и к расширению применения систем, которые опираются на налоги, основанные на полученной прибыли. Ряд стран полностью исключили из своей практики применение роялти на минеральные ресурсы либо уменьшили их значение. В то же время многие страны продолжают применять роялти.

Основными элементами налоговых систем, применяемых в нефтегазовом секторе экономики зарубежных стран, являются бонусы, роялти, налог на прибыль корпораций, налоги на ресурсную ренту и раздел продукции. Бонусы являются разовыми платежами, выплата которых может быть приурочена к различным этапам реализации проекта. Они 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. С помощью бонусов государство может изымать денежные средства у производителя не только до начала добычи или до начала получения им чистого дохода, но и до начала его инвестиционной деятельности. В ряде стран выплата бонусов закреплена в законодательном порядке, но чаще и количество, и размер разовых платежей являются предметом переговоров.

При применении роялти фиксированная доля стоимости произведенной продукции взимается государством или другим собственником природных ресурсов за предоставленное право разработки запасов. Этот платеж легко администрируется и обеспечивает ранний и гарантированный доход государству. В некоторых странах величина роялти весьма значительна, но в большинстве стран она равна 12,5–20% стоимости продукции. При том, что большую часть доходов государства, как правило, обеспечивают другие налоги, роялти может рассматриваться как базисный вид систематического платежа, обеспечивающий более ранние по времени и более стабильные финансовые поступления государству, чем платежи с доходов. Налоговый режим, который основыв-

вается не только на подходящем налогообложении, но и на роялти, генерирует относительно более стабильные и более равномерно распределенные во времени налоговые поступления. В 1980–1990-е гг. наметилась тенденция к установлению прогрессивных ставок роялти, то есть к их исчислению по скользящей шкале в зависимости от определенных факторов, например, от уровня добычи, глубины воды над морскими месторождениями, цен на нефть.

В налогообложении нефтегазового сектора применяются как обычный налог на прибыль корпораций, так и специальные виды налогов, такие как ресурсно-рентный налог. При этом для нефтяного сектора могут устанавливаться более высокие ставки налога на прибыль, которые служат инструментом изъятия получаемой здесь ресурсной 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 добычи нефти для расчета 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 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.

Важно, как именно государство изымает экономическую ренту. Нефтяные компании особенно чувствительны к платежам, не привязанным к прибыли, таким как роялти и бонусы. Такие платежи являются регрессивными, то есть чем ниже прибыльность проекта, тем относительно выше уровень этих выплат. Чем в меньшей степени платежи привязаны к валовому доходу компаний, тем более гибкой является налоговая система. Повышению гибкости налоговой системы способствует применение скользя-

щих шкал. Большинство систем со скользящими шкалами реагируют на уровень добычи. С ростом уровня добычи доля государства тем или иным образом растет.

В одних системах гибкость достигается за счет использования прогрессивной шкалы налоговых ставок, в других могут использоваться несколько переменных со скользящими шкалами (например, роялти, бонусы, раздел прибыльной нефти). В мировой нефтяной промышленности наиболее распространенными факторами, которые обуславливают изменение тех или иных элементов налоговых систем по скользящей шкале, являются уровень добычи, глубина шельфа, накопленная добыча (объем нефти, извлеченной с начала добычи), цены на нефть, Р-фактор и норма прибыли.

Многие страны разработали прогрессивные шкалы налогов или правила раздела продукции, основанные на уровне доходности проекта. Получаемая государством доля растет вместе с внутренней доходностью. Системы, ориентированные на внутреннюю доходность, характеризуются умеренными ставками роялти и других налогов.

Изменения в системе налогообложения минерально-сырьевого сектора, произведенные в России в рамках налоговой реформы, в целом находятся в русле мировых тенденций, однако имеют и весьма существенные особенности.

## **1.2. Предпосылки и содержание налоговой реформы в минерально-сырьевом секторе**

Реформа налогообложения минерально-сырьевого сектора российской экономики, проведенная в начале осуществления рыночных экономических реформ, была направлена на формирование новой структуры налоговой системы, которая бы, с одной стороны, обеспечивала получение государством природной ренты, генерируемой в минерально-сырьевом секторе, а с другой – сохраняла достаточные стимулы для инвестиций в данный сектор. Однако вплоть до 2002 г. сформированная налоговая система

с точки зрения достижения названных целей не была эффективной.

Действовавшая до 2002 г. система налогообложения минерально-сырьевого сектора основывалась на четырех специальных налогах, предназначенных для изъятия природной ренты, – это платежи за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акцизы и экспортные пошлины на минеральное сырье.

В нефтяном секторе, на который приходится основная часть налоговых платежей добывающей промышленности, при применении широко используемых в мировой практике стандартных адвалорных налогов, основанных на цене реализации нефти, столкнулись с проблемой трансфертного ценообразования. В ходе рыночных реформ в России сформировались 13 вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), объединяющих предприятия по добыче и переработке нефти и реализации нефти и нефтепродуктов. Впоследствии число ВИНК фактически сократилось до 9, поскольку небольшие компании перешли под контроль более крупных. На долю ВИНК приходится около 90% всей добычи и переработки нефти в стране. В результате применения нефтяными компаниями трансфертных (внутрикорпоративных) цен цена нефти, которая использовалась для исчисления налогов при добыче нефти, существенно отличалась от ее реальной рыночной цены.

Трансфертная цена, по которой ВИНК покупали нефть у своих дочерних нефтедобывающих предприятий, как правило, устанавливалась исходя из целей минимизации налогообложения на уровне, близком к уровню текущих затрат добывающего предприятия. В результате цена, по которой исчислялись и уплачивались налоги в нефтедобыче (платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, налог на прибыль и др.), оказывалась значительно ниже и экспортной цены, и рыночной цены нефти на внутреннем рынке. В 2000–2001 гг. трансфертные цены, по оценкам, составляли примерно 50–60% реальных рыночных цен на нефть. В то же время в стране

отсутствовали работоспособная правовая система, позволяющая четко определять базу налогообложения в случае применения трансфертных цен, и развитые механизмы биржевой торговли, цены которой могли бы служить базой для налогообложения.

В результате применения трансфертных цен налоговые платежи при добыче нефти существенно занижались. Так, по оценкам Топливо-энергетического независимого института (ТЭНИ), в 2000 г. уровень налоговых изъятий при применении рыночных цен на нефть должен был составить 82%, в то время как вследствие применения трансфертных цен нефтяные компании выплатили в виде налогов лишь 56% рентного дохода<sup>1</sup>.

Преобладание в действовавшей системе налогообложения налогов на объемы добычи и валовой доход оказывало сильное регрессивное воздействие. Основная часть налоговых платежей в этих условиях фактически не зависела от финансовых результатов деятельности предприятий. Негативные последствия регрессивной налоговой структуры становились особенно очевидными при падении мировых цен на минеральное сырье. Именно такая ситуация наблюдалась в 1998 г., когда произошло резкое падение мировых цен на нефть. По расчетам Всемирного банка, в 1998 г. (в период до девальвации рубля) при резком снижении мировых цен на нефть и падении рентабельности производства уровень налоговых изъятий в нефтяном секторе увеличился с 81 до 99% чистого дохода<sup>2</sup>.

Порядок, условия взимания и критерии определения ставок платежей за пользование недрами были установлены постановлением Правительства РФ от 28 октября 1992 г. № 828 «Об утверждении Положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна». Объектом налогообложения при пользовании недрами в целях добычи полезных ископаемых являлась стоимость добы-

---

<sup>1</sup> Нефтяной комплекс России и его роль в воспроизводственном процессе. Научный доклад. М.: Журнал «Эксперт», Топливо-энергетический независимый институт, 2000.

<sup>2</sup> Measures to Revitalize the Russian Oil Sector: Tax and Related Reforms. The World Bank. Oct. 8, 1998.

тых полезных ископаемых и сверхнормативных потерь при добыче, а также стоимость использованных отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств.

Предельные уровни регулярных платежей за пользование недрами были установлены постановлениями Правительства РФ от 28 октября 1992 г. № 828 «Об утверждении Положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна» и от 3 ноября 1994 г. № 1212 «Об изменении предельного уровня регулярных платежей за право на добычу угля» (табл. 1.2.1).

Таблица 1.2.1

**Предельные уровни регулярных платежей за право на добычу основных видов полезных ископаемых**

	<b>Уровни платежей, % стоимости добытого минерального сырья</b>
Нефть, конденсат и природный газ	6–16
Уголь, горючие сланцы и торф	3–6
Черные металлы (железо, марганец, хром, ванадий)	1–5
Цветные и редкие металлы (медь, свинец, цинк, олово, никель и др.)	2–6
Благородные металлы (золото, платиноиды, серебро)	4–10
Алмазы и драгоценные камни	4–8
Радиоактивное сырье	2–6
Горно-химическое сырье (апатит, фосфорит, поваренная, калийные, магниевые, каменные и борные соли и др.)	1–5
Горнорудное сырье и нерудное сырье для металлургии	2–5
Нерудные строительные материалы	2–4

*Источник:* Постановление Правительства РФ от 28 октября 1992 г. № 828 (в ред. постановлений Правительства РФ от 3 ноября 1994 г. № 1212, от 26 августа 1996 г. № 1007).

Конкретные размеры регулярных платежей определялись в установленном порядке при лицензировании пользования недрами. Платежи за добычу полезных ископаемых в объемах сверхнормативных потерь взимались в двойном размере. Размеры платежей за пользование недрами при разработке месторождений общерас-



пространенных полезных ископаемых и минеральной воды устанавливали субъекты Российской Федерации.

В нефтяном секторе ставка роялти варьировала от 6 до 16% цены нефти в зависимости от характеристик конкретных месторождений и фиксировалась в лицензии. В среднем величина этой платы в нефтяном секторе в 2000 г. составляла 8,2%.

Величина отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы определялась на основе стоимости первого товарного продукта, полученного и реализованного из фактически добытых полезных ископаемых, без акциза и налога на добавленную стоимость. К первому товарному продукту относились: собственно полезные ископаемые (нефть, природный газ и газовый конденсат, уголь и горючие сланцы, товарные руды, подземные воды, прошедшие первичную обработку, слюда, асбест, сырье для производства строительных материалов, нерудное сырье для металлургии); концентраты черных, цветных, редких и радиоактивных металлов, горнохимическое сырье; благородные металлы – химически чистый металл в песке, руде или концентрате; алмазы – необработанные отсортированные камни; по другим полезным ископаемым – минеральное сырье, прошедшее первичную обработку.

Ставки отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы первоначально были установлены постановлением Комитета цен при Министерстве экономики РФ от 18 мая 1992 г. № 4 «Об утверждении ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы». В 1993 г. данные ставки были утверждены постановлением Верховного Совета РФ от 25 февраля 1993 г. № 4546-1. В законодательном порядке ставки отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы были установлены Федеральным законом от 30 декабря 1995 г. № 224-ФЗ (*табл. 1.2.2*).

**Ставки отчислений на воспроизводство  
минерально-сырьевой базы по основным видам  
полезных ископаемых**

	<b>Ставка отчислений, %</b>
Нефть, газ и конденсат	10,0
Уголь	5,0
Торф	3,0
Радиоактивное сырье	3,0
Железные и хромовые руды	3,7
Цветные и редкие металлы	8,2
Благородные металлы	7,8
Алмазы	3,5
Апатиты и фосфориты	3,1
Калийные соли	1,7
Другие полезные ископаемые	5,0

*Источник:* Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 224-ФЗ.

Часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (в среднем 40–50%) оставалась в распоряжении добывающих предприятий для целевого использования на выполнение согласованных с государственными органами (Министерством природных ресурсов РФ и его территориальными подразделениями) программ геологоразведочных работ.

Для нефти ставка отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы была установлена на уровне 10% цены нефти. При этом 5–6% данных отчислений подлежало перечислению в государственный бюджет, а 4–5% оставалось в распоряжении предприятий на выполнение согласованных с государственными органами программ геологоразведочных работ.

Акцизы на минеральное сырье были установлены для нефти и природного газа. 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 США. С 1 апреля 1995 г. была установлена средневзвешенная ставка акциза на нефть в размере 39 200 руб. за 1 т с последующей ежемесячной индексацией этой ставки.

Для компенсации бюджетных доходов, выпадающих из-за снижения и отмены экспортных пошлин на нефть, с 1 апреля 1996 г. была установлена средневзвешенная ставка акциза на нефть в размере 55 000 руб. за 1 т, а с 1 июля 1996 г. – в размере 70 000 руб. за 1 т с последующей ежемесячной индексацией этой ставки в соответствии с изменением курса рубля по отношению к доллару за предыдущий месяц. В январе 1997 г. средняя ставка акциза была установлена на уровне 55 000 руб./т, а 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.

Ставка акциза на природный газ впервые была установлена в июле 1993 г. в размере 15% стоимости реализованного газа. С марта 1995 г. ставка акциза была установлена в размере 25%, а с сентября 1995 г. – в размере 30%. При исчислении акциза объектом налогообложения являлась стоимость реализованного природного газа организациям и непосредственно потребителям исходя из государственной регулируемой оптовой цены промышленности. С 1 марта 1996 г. акциз при экспорте природного газа уплачивался исходя из стоимости реализованного газа в иностранной валюте за вычетом экспортной таможенной пошлины, таможенных сборов за таможенное оформление и расходов в иностранной валюте на оплату услуг за транспортировку газа. С 1 января 2001 г. ставка акциза на природный газ была установлена в размере 15% стоимости реализованного природного газа (без НДС) при его реализации на территории Российской Федерации и в страны СНГ и 30% стоимости реализованного газа (без НДС) при его поставках за пределы СНГ (табл. 1.2.3).

С 1 января 2001 г. со вступлением в силу главы 22 «Акцизы» части второй Налогового кодекса Российской Федерации ставки, порядок исчисления и уплаты акцизов на углеводородное сырье стали регулироваться Налоговым кодексом Российской Федерации.

*Таблица 1.2.3*

**Ставки акцизов на нефть и природный газ, 2001 г.**

	<b>Ставка акциза</b>
Нефть и стабильный газовый конденсат	66 руб. за 1 т
Природный газ, реализуемый (переданный) на территории Российской Федерации	15%
Природный газ, реализуемый в государства – участники Содружества Независимых Государств	15%
Природный газ, реализуемый (переданный) за пределы территории Российской Федерации (за исключением государств – участников Содружества Независимых Государств)	30%

*Источник:* Федеральный закон от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ.

Экспортная пошлина на нефть была введена в начале 1992 г. Первоначально ее ставка составляла 26 экю за 1 т экспортируемой нефти, однако уже в июне 1992 г. ставка была повышена до 38 экю за 1 т. В ноябре 1993 г. ставка пошлины была установлена на уровне 30 экю/т. 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 увязывалась с мировой ценой 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. Таким образом, в отличие от ситуации первых лет реформ, когда ставка экспортной пошлины на нефть не менялась иногда в течение года и более, с 1999 г.

ставка экспортной пошлины стала устанавливаться с учетом цены российской нефти на мировом (европейском) рынке и достаточно часто пересматривалась. В то же время какие-либо регламентированные механизмы привязки величины экспортной пошлины к уровню мировых цен на нефть отсутствовали. Экспортная пошлина на газ в 1999 г. была установлена в размере 5% таможенной стоимости.

Повышение эффективности системы налогообложения минерально-сырьевого сектора и ее приведение в соответствие с мировой практикой требовали достаточно кардинального реформирования данной системы. Основным содержанием налоговой реформы в минерально-сырьевом секторе российской экономики явилось введение с начала 2002 г. налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), который заменил действовавшие до этого платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть и газовый конденсат.

Концепция налога на добычу полезных ископаемых заключалась в введении единой (недифференцированной) повышенной ставки роялти, обеспечивающей налоговые поступления государству на уровне, соответствующем суммарной величине уплачиваемых ресурсных платежей (плата за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть). Данная концепция нашла выражение в Федеральном законе от 8 августа 2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации», который содержал комплекс мер по радикальному реформированию системы налогообложения минерально-сырьевого сектора.

Федеральным законом № 126-ФЗ вторая часть Налогового кодекса РФ была дополнена главой 26 «Налог на добычу полезных ископаемых», а также внесены соответствующие поправки, связанные с введением этого налога, в другие законодательные акты

Российской Федерации. Данным законом в налоговую систему Российской Федерации с 1 января 2002 г. был введен новый налог – налог на добычу полезных ископаемых, который заменил три действовавших в 1992–2001 гг. платежа: плату за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть. Объектом налогообложения по данному налогу признаются добытые полезные ископаемые, а налоговой базой – стоимость добытых полезных ископаемых. Налоговые ставки установлены по видам полезных ископаемых в процентах от стоимости добытых полезных ископаемых (табл. 1.2.4). Установленные налоговые ставки определены на основе средних фактических ставок платежей за пользование недрами и половины действовавших ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы. По нефти утвержденная ставка налога учитывает также величину акциза.

Таблица 1.2.4

**Ставки налога на добычу полезных ископаемых по основным видам полезных ископаемых, 2008 г.**

<b>Виды полезных ископаемых</b>	<b>Ставка налога</b>
Нефть сырая, руб. за 1 т	419
Газ горючий природный, руб. за 1000 куб.м	147
Газовый конденсат, %	17,5
Кондиционные руды цветных металлов (за исключением нефелинов и бокситов), %	8,0
Природные алмазы и другие драгоценные камни, %	8,0
Концентраты и другие полупродукты, содержащие драгоценные металлы (за исключением золота), %	6,5
Концентраты и другие полупродукты, содержащие золото, %	6,0
Сырье радиоактивных металлов, %	5,5
Нефелины, бокситы, %	5,5
Кондиционные руды черных металлов, %	4,8
Апатит-нефелиновые, апатитовые и фосфоритовые руды, %	4,0
Уголь, антрацит, %	4,0

*Источник:* Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая).

Для добычи нефти на 2002–2006 гг. в качестве налоговой базы был установлен объем продукции в натуральном выражении, а

налоговая ставка была установлена в абсолютном выражении (в 2002–2003 гг. – 340 руб. за 1 т, в 2004 г. – 347 руб., с 2005 г. – 419 руб.). Первоначальная величина ставки была рассчитана на основе средневзвешенной цены реализации нефти на внутреннем и на внешнем рынках, то есть ее величина учитывала не получаемые до этого бюджетом ресурсные платежи с экспортируемой нефти (точнее, с части цены экспортируемой нефти, превышающей трансфертную цену реализации нефти).

Специфическая ставка налога по нефти корректируется с учетом уровня мировых цен на нефть и изменения валютного курса рубля. Для этого применяется специальный коэффициент, который в 2002–2004 гг. рассчитывался по следующей формуле:

$$K_u = (C - 8) P / 252,$$

где  $K_u$  – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$C$  – средний за налоговый период уровень цен нефти сорта «Юралс», долл./ барр.;

$P$  – среднее за налоговый период значение курса доллара США к рублю Российской Федерации, устанавливаемое Центральным банком Российской Федерации.

Налог на добычу, таким образом, взимался лишь при мировой цене российской нефти более 8 долл. за баррель.

Поправочный коэффициент  $K_u$  фактически отражает не только динамику (а точнее – уровень) мировых цен на нефть, как это определено в тексте закона, но и изменение курса доллара. С ростом курса доллара налоговая ставка в долларовом выражении снижается, но одновременно увеличивается поправочный коэффициент. Применение поправочного коэффициента обеспечивает прогрессивность налога на добычу нефти, ставка которого установлена в абсолютном выражении (в рублях за тонну).

Федеральным законом от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ «О внесении изменений в статью 3 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» и в статью 5 Федерального закона «О внесении

изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых отдельных актов законодательства Российской Федерации» (статья 2) с 1 января 2005 г. базовая ставка НДС для нефти установлена в размере 419 руб. за 1 т (т.е. повышена на 20,7% по сравнению с 2004 г.), а коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть, стал определяться по следующей формуле:

$$K_{\text{ц}} = (C - 9) P / 261.$$

Новая формула расчета ставки НДС несколько снизила налоговую нагрузку на добычу нефти при цене нефти «Юралс» до 18 долл./барр. по сравнению с действовавшей формулой расчета, однако при цене нефти более 18 долл./барр. реальная ставка НДС повысилась. В соответствии с новой формулой налог применяется при мировой цене нефти выше 9 долл./барр. Таким образом, с момента введения величина и порядок расчета ставки НДС при добыче нефти изменялись следующим образом (табл. 1.2.5).

Таблица 1.2.5

**Ставка НДС при добыче нефти в 2002–2008 гг.**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Базовая ставка НДС при добыче нефти, руб./т	340	340	347	419	419	419	419
Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ( $K_{\text{ц}}$ )	$(C - 8) P / 252$			$(C - 9) P / 261$			

**Обозначения:**  $C$  – средний за налоговый период уровень цен на нефть сорта «Юралс», долл./барр.;  $P$  – среднее за налоговый период значение курса доллара США к рублю, устанавливаемое Центральным банком Российской Федерации.

**Источник:** Налоговый кодекс РФ, Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ, Федеральный закон от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ, Федеральный закон от 8 августа 2001 г. № 126-ФЗ.



Федеральным законом от 7 июля 2003 г. № 117-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие законодательные акты Российской Федерации, а также признании утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации» в систему налогообложения добычи полезных ископаемых были внесены следующие изменения, вступившие в действие с 1 января 2004 г.: ставка НДС при добыче газового конденсата установлена в размере 17,5%; установлена специфическая ставка НДС при добыче природного газа, равная 107 руб. за 1000 куб. м (вместо адвалорной ставки 16,5% и акциза на газ), налоговая база при добыче природного газа определена как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении; отменен акциз на природный газ.

Таким образом, с 2004 г. была установлена специфическая ставка НДС при добыче природного газа и отменен акциз на природный газ. С отменой акциза на газ были устранены сохранявшиеся различия в системах налогообложения добычи природного газа и других видов полезных ископаемых. С 2005 г. ставка НДС для природного газа была увеличена до 135 руб. за 1 тыс. куб.м газа (на 26,2% по сравнению с 2004 г.), а с 2006 г. – до 147 руб. за 1 тыс. куб. м.

Введение НДС позволило значительно повысить бюджетную эффективность налоговой системы, нейтрализовать негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования, приблизить российскую систему налогообложения к мировым стандартам.

В то же время введенная единая специфическая ставка НДС рассчитана преимущественно на применение в средних условиях и не учитывает объективных различий в добыче нефти, обусловленных характеристиками месторождений, их расположением, а также стадией разработки. В результате ухудшается экономика добычи нефти на месторождениях с повышенными затратами, стимулируется выборочный отбор наиболее эффективных запасов и досрочное прекращение разработки истощенных месторож-

дений, происходит потеря нефти в недрах. Одновременно осложняется ввод в разработку новых месторождений, особенно в неосвоенных регионах с неразвитой инфраструктурой. Более высокие капитальные, эксплуатационные и транспортные затраты приводят к тому, что реализация многих проектов разработки месторождений с повышенными затратами в условиях общего налогового режима не обеспечивает необходимой доходности инвестиций.

Недостатки единой ставки НДСП обусловили поиск вариантов дифференциации ставки налога в зависимости от горно-геологических и географических факторов, характеризующих реальные условия добычи нефти<sup>1</sup>.

В 2006 г. Федеральным законом от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ система налогообложения добычи нефти была дополнена новыми элементами. Основными изменениями, вступившими в силу с 1 января 2007 г., явились следующие.

1. Введен понижающий коэффициент  $K_6$ , применяемый к базовой ставке НДСП, который характеризует степень выработанности запасов нефти на участке недр. Коэффициент  $K_6$  применяется при степени выработанности запасов участка недр от 0,8 до 1, рассчитывается по определенной формуле и изменяется от 1 (при степени выработанности 0,8) до 0,3 (при степени выработанности 1 и более).

Принята следующая формула расчета данного коэффициента:

$$K_6 = 3,8 - 3,5 N / V,$$

где  $N$  – накопленная добыча нефти на участке недр;

$V$  – начальные извлекаемые запасы нефти категорий А, В, С1 и С2 на участке недр.

---

<sup>1</sup> См., например: Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 11, 2004; Батурин Ю.Е. Методика дифференциации налога на добычу полезных ископаемых. Минеральные ресурсы России, № 1, 2005; Иршинская Л.И. На основе консенсуса: Росэнерго выработало проект дифференциации НДСП для нефтедобычи. Нефть и капитал, № 10, 2005.

2. При разработке нефтяных месторождений Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области и Красноярского края установлена нулевая ставка НДС до достижения накопленного объема добычи нефти 25 млн т на участке недр при непревышении срока разработки запасов 10 лет либо в течение 10 лет для лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи и 15 лет для лицензии на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи с даты государственной регистрации лицензии.

Нулевая налоговая ставка на период до достижения накопленного объема добычи нефти 25 млн т на участке недр при непревышении срока разработки запасов 10 лет или срок 10 лет, исчисляемый с 1 января 2007 г., применяется и к уже разрабатываемым месторождениям данных регионов, если степень выработанности запасов на лицензионном участке не превышает 0,05.

3. Установлена нулевая ставка НДС при разработке месторождений сверхвязкой нефти.

4. Положения, устанавливающие специфическую ставку НДС при добыче нефти и порядок ее применения, внесены непосредственно в Налоговый кодекс РФ (глава 26). До этого применение при добыче нефти специфической ставки НДС и коэффициента  $K_u$ , характеризующего динамику мировых цен на нефть, было установлено Федеральными законами от 8 августа 2001 г. № 126-ФЗ и от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ на срок до 31 декабря 2006 г.

Принятые изменения направлены на стимулирование разработки истощенных и новых нефтяных месторождений. Дифференциация НДС с учетом выработанности запасов позволяет продлить сроки разработки истощенных месторождений и повысить уровень нефтеизвлечения. Продление эксплуатации истощенных месторождений обеспечивает дополнительные поступления как НДС (взимаемого по пониженной ставке), так и других налогов (налог на прибыль, экспортная пошлина и т.д.). Снижение ставки НДС для новых нефтяных месторождений позво-

лило стимулировать освоение Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции, создать базу для будущих доходов государственного бюджета.

Принятые поправки предусматривали, что льготы по НДС на новых и выработанных месторождениях могут быть получены лишь при применении прямого метода учета количества добытой нефти на участке недр, то есть учета добытой нефти на отдельном лицензионном участке с помощью специальных измерительных приборов (средств, устройств). Применительно к выработанным месторождениям данное положение существенно ограничивало область применения налоговой льготы, поскольку на большинстве выработанных месторождений (лицензионных участков) не существует прямого учета добычи нефти (учет добытой нефти осуществляется на специальном коммерческом узле учета на выходе из установки подготовки нефти, куда поступает нефть с нескольких лицензионных участков).

С 2002 г. были законодательно установлены предельные размеры вывозных таможенных пошлин на нефть и сам механизм определения ставки экспортной пошлины в зависимости от уровня мировых цен на нефть. Поправками к Закону Российской Федерации «О таможенном тарифе», утвержденными Федеральным законом № 126-ФЗ, были впервые законодательно установлены предельные размеры вывозных таможенных пошлин на углеводороды, изменяющиеся в зависимости от уровня мировых цен. По нефти экспортная пошлина была установлена в размере 0% при сложившейся за два предшествующих месяца средней цене нефти «Юралс» на мировых рынках до 109,5 долл./т; при мировой цене нефти от 109,5 до 182,5 долл./т ставка экспортной пошлины должна устанавливаться в размере, не превышающем 35% разницы между фактической средней ценой нефти за два предшествующих месяца и 109,5 долл.; при мировой цене нефти более 182,5 долл./т ставка экспортной пошлины устанавливается в размере, не превышающем 25,53 долл. и 40% разницы между фактической средней ценой нефти за два предшествующих месяца и

182,5 долл. Введение данного механизма обеспечило как необходимую гибкость, так и предсказуемость налоговой нагрузки.

Федеральным законом от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ «О внесении изменений в статью 3 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» и в статью 5 Федерального закона «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых отдельных актов законодательства Российской Федерации» был изменен порядок расчета предельной (максимальной) ставки экспортной пошлины на нефть. С 1 августа 2004 г. установлена более прогрессивная шкала для расчета предельной ставки экспортной пошлины на нефть (табл. 1.2.6).

Таблица 1.2.6

**Предельные ставки экспортной пошлины на нефть,  
2002–2008 гг.**

Мировая цена на нефть сорта «Юралс»	Ставка, долл./т	
	2002 г. – 31 июля 2004 г.	1 августа 2004 г. – 2008 г.
До 15 долл./барр.	0	0
От 15 до 20 долл./барр.	$0,35 \times (Ц - 15) \times 7,3$	$0,35 \times (Ц - 15) \times 7,3$
От 20 до 25 долл./барр.	$0,35 \times (Ц - 15) \times 7,3$	$12,78 + 0,45 \times (Ц - 20) \times 7,3$
Свыше 25 долл./барр.	$25,53 + 0,4 \times (Ц - 25) \times 7,3$	$29,2 + 0,65 \times (Ц - 25) \times 7,3$

Экспортная пошлина на нефть взимается, таким образом, при мировой цене российской нефти более 15 долл./барр., при этом с ростом мировой цены на нефть доля налоговых изъятий прогрессивно растет (до 65% с каждого дополнительного доллара экспортной выручки при цене свыше 25 долл./барр.).

В соответствии с установленным порядком периодом мониторинга цен на нефть на мировых рынках являлись каждые два календарных месяца (начиная с 1 ноября 2001 г.). Ставка экспортной пошлины устанавливалась на срок два календарных месяца. Новая ставка экспортной пошлины на нефть вводилась в действие с 1-го числа второго календарного месяца, следующего за окончанием периода мониторинга.

Постановлением Правительства РФ от 19 августа 2003 г. № 507 с 1 января 2004 г. была установлена ставка вывозной таможенной пошлины на природный газ, вывозимый за пределы государств – участников соглашений о Таможенном союзе, в размере 30% таможенной стоимости.

**Соглашения о разделе продукции.** 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. Определение параметров и условий раздела продукции, обеспечивающих государству изъятие природной ренты, а инвестору – приемлемую норму прибыли, является ключевым вопросом переговоров по заключению СРП. Режим СРП позволяет обеспечить инвестору стабильный налоговый режим в течение всего периода реализации инвестиционного проекта, а также индивидуальный подход к проектам разработки конкретных месторождений полезных ископаемых.

Российская система налогообложения была дополнена режимом СРП в середине девяностых годов. В условиях нестабильности налогового и инвестиционного законодательства в стране, отсутствия достаточно длительной положительной инвестиционной истории соглашения о разделе продукции рассматривались правительством прежде всего в качестве механизма привлечения крупных прямых иностранных инвестиций в минерально-сырьевой сектор экономики.

Базовым законодательным актом, регулирующим применение режима СРП, явился Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции». В начале 1999 г. были приняты два дополнительных закона: от 7 января 1999 г. № 19-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции» и от 10 февраля 1999 г. № 32-ФЗ «О внесении в законодательные акты Российской Федерации изменений и дополнений, вытекающих из Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции». По-

следним законом были внесены необходимые поправки в 12 федеральных законов, направленные на их приведение в соответствие с основными положениями базового закона о разделе продукции. В 2001 г. Федеральным законом от 18 июня 2001 г. № 75-ФЗ Закон «О соглашениях о разделе продукции» был дополнен схемой «прямого» раздела произведенной продукции (пункт 2 статьи 8 Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции»).

Согласно российскому Закону «О соглашениях о разделе продукции» на условиях раздела продукции разрешается предоставление не более 30% разведанных и учтенных государственным балансом запасов полезных ископаемых. Перечни участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции, устанавливаются федеральными законами при условии наличия соответствующих обоснований правительства Российской Федерации. В отдельных случаях перечни участков недр, право пользования которыми может быть предоставлено на условиях раздела продукции, могут устанавливаться на основании решения правительства Российской Федерации и решения органа государственной власти соответствующего субъекта Российской Федерации без утверждения федеральными законами (например, если указанные участки недр включают месторождения нефти, извлекаемые запасы которых составляют до 25 млн т, или месторождения газа, запасы которых составляют до 250 млрд куб.м).

Соглашения заключаются государством с победителем конкурса или аукциона, которые проводятся в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, и в сроки, согласованные сторонами, но не позднее чем через год со дня объявления результатов конкурса или аукциона. В отдельных случаях по совместному решению правительства Российской Федерации и органа исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации соглашения могут заключаться без проведения конкурсов или аукционов (например, если интересы обороны и безопасности государства требуют заключения соглашения с

конкретным инвестором или объявленный конкурс или аукцион признан несостоявшимся в связи с участием в нем только одного инвестора). В последнем случае соглашение может быть заключено с этим инвестором на условиях конкурса или аукциона.

В настоящее время в России действуют три соглашения о разделе продукции: «Сахалин-1», «Сахалин-2» (Сахалинская область) и Харьягинское (Ненецкий АО). Все три соглашения относятся к месторождениям углеводородов и заключены еще до вступления в силу Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции» и принятия главы 26.4 Налогового кодекса РФ «Система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции», то есть реализуются на условиях, предусмотренных самими соглашениями. Ряд месторождений был включен в утвержденные федеральными законами перечни участков недр, разработка полезных ископаемых на которых разрешена на условиях раздела продукции, однако соглашения по ним не были заключены.

Наиболее крупным проектом, реализуемым в России на условиях СРП, является «Сахалин-1». Соглашение о разделе продукции «Сахалин-1» было подписано в 1995 г. с международным консорциумом, в состав которого входили: оператор проекта – «Эксон Нефтегаз Лимитед» – 30% (дочерняя компания корпорации «Эксон Мобил», США), ОАО НК «Роснефть» – 17% (Россия), ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» – 23% (Россия), СО-ДЕКО – 30% (Япония). В 2001 г. было подписано соглашение об участии в реализации проекта индийской компании ОНГК «Видеш Лимитед», дочерней компании «Индиан Нэшнл Ойл Компани» («Роснефть» переуступила индийской компании половину из 40%-й доли российского участия в проекте). В рамках проекта разрабатываются три нефтегазоконденсатных месторождения: Чайво, Аркутун-Даги и Одопту, расположенные на северо-восточном шельфе острова Сахалин.

Проект «Сахалин-2» включает разработку двух месторождений сахалинского шельфа: Пильтун-Астохского (нефтяного) и Лунского (газового). Оператором проекта является компания



«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд», учрежденная американской компанией «Марафон» (37,5% участия), английской компанией «Шелл» (25%) и японскими компаниями «Мицуи» (25%) и «Мицубиси» (12,5%). В результате последующего перераспределения долей участия доля «Шелл» увеличилась до 55%, а доли «Мицуи» и «Мицубиси» составили соответственно 25 и 20%. В декабре 2006 г. контрольный пакет акций в проекте (50% + 1 акция) приобрел «Газпром». В рамках проекта «Сахалин-2» осуществляется подпроект по производству сжиженного природного газа, основанный на разработке запасов природного газа Лунского нефтегазоконденсатного месторождения.

По проекту освоения Харьягинского месторождения в Ненецком автономном округе оператором выступает компания «Тоталь» (Франция, доля участия 50%), совладельцами являются компания «НорскГидро» (Норвегия, 40%) и «Ненецкая нефтяная компания», учрежденная администрацией Ненецкого автономного округа (10%).

При общности принципиальных подходов к налогообложению финансовые условия реализации действующих в России проектов СПП имеют существенные особенности. Параметры и условия раздела продукции в действующих в России проектах СПП приведены в *табл. 1.2.7.*

Соглашение «Сахалин-1» было заключено 30 июня 1995 г. и вступило в силу 10 июня 1996 г. По данному соглашению государство получает роялти в размере 8% от суммы реализации углеводородов, предельный уровень компенсационной продукции установлен в размере 85%, а раздел прибыльной продукции в каждом календарном году осуществляется в зависимости от достигнутого значения внутренней нормы прибыли (IRR) инвестора в реальном выражении на конец предшествующего года. При внутренней норме прибыли до 17,5% доля инвестора в прибыльной продукции составляет 85%, при норме прибыли более 17,5 до 28,0% – 50%, при норме прибыли более 28,0% – 30%.

Таблица 1.2.7

**Раздел прибыльной нефти по соглашениям  
о разделе продукции**

«Сахалин-1»		«Сахалин-2»		Харьягинское месторождение	
Внутренняя норма прибыли	Доля государства	Внутренняя норма прибыли	Доля государства	Внутренняя норма прибыли	Доля государства
Менее 17,5%	15%	Менее 17,5%	10%	Менее 17,5%	47,7%
17,5– 28,0%	50%	17,5– 24,0%	50%	17,5– 20,0%	52,9%
Более 28,0%	70%	Более 24,0%	70%	20,0– 25,0%	63,4%
				Более 25,0%	73,8%

Источник: Минэнерго России.

В соглашении «Сахалин-2», подписанном 22 июля 1994 г. и вступившем в силу 15 июня 1996 г., и по Харьягинскому месторождению, 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 стоимости произведенной продукции, а по Харьягинскому месторождению ставка данного платежа изменяется в зависимости от количества нефти, добытой с начала коммерческой добычи (табл. 1.2.8).

Таблица 1.2.8

**Ставка роялти для Харьягинского месторождения**

Добыча нефти, млн т	Ставка роялти, %
0 – 10	6
10 – 20	7
20 – 30	9
Более 30	11

Предельный уровень компенсационной продукции в соглашениях «Сахалин-2» и по Харьягинскому месторождению установлен в размере 100% (по проекту «Сахалин-1» – 85%). Столь высокий уровень возмещения затрат резко ограничивает текущую

бюджетную эффективность данных проектов. В проектах «Сахалин-2» и по Харьягинскому месторождению 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, отсутствуют и доля государства в добываемой нефти, и поступающий государству налог на прибыль, взимаемый с доли прибыльной продукции, принадлежащей инвестору.

Доходы государства от реализации данных проектов в настоящее время весьма ограничены. Следует, однако, учитывать, что ни по одному проекту еще не достигнута окупаемость инвестиций и ни один из них еще не вышел на проектную мощность (например, добыча по проекту «Сахалин-1» начата только в октябре 2005 г.).

Вопросы налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции вплоть до 2004 г. регулировались Федеральным законом № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции», а также законодательными актами Российской Федерации по налогам и сборам (при этом положения (статьи), регулирующие особенности исчисления и уплаты отдельных налогов при выполнении СРП, были включены в состав соответствующих глав Налогового кодекса). Нормы, установленные указанными законодательными актами, не в полной мере соответствовали нормам Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции». В связи с этим возникла необходимость включения в состав Налогового кодекса РФ специальной главы по системе налогообложения при выполнении СРП с целью полного и четкого определения особенностей налогообложения в данном режиме, обеспечения соблюдения интересов государства и создания стабильных условий работы для инвесторов.

Федеральным законом от 6 июня 2003 г. № 65-ФЗ во вторую часть Налогового кодекса РФ была введена глава 26.4 «Система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продук-

ции», законодательно установившая все особенности налогообложения добычи полезных ископаемых в режиме СРП. Определенный данной главой специальный налоговый режим предусматривает замену уплаты совокупности налогов и сборов, установленных законодательством Российской Федерации о налогах и сборах, разделом произведенной продукции в соответствии с условиями соглашения, за исключением НДС, налога на прибыль организаций, единого социального налога, НДСП, платежей за пользование природными ресурсами, платы за негативное воздействие на окружающую среду, платы за пользование водными объектами, государственной пошлины, таможенных сборов, земельного налога и акциза. При применении схемы «прямого» раздела продукции уплате инвестором по соглашению подлежат НДС, единый социальный налог, государственная пошлина, таможенные сборы и плата за негативное воздействие на окружающую среду.

В числе основных особенностей налогообложения, определенных данной главой и направленных на соблюдение интересов государства при заключении и выполнении СРП, следует отметить установление максимально предельного уровня годового возмещения затрат (предельного уровня компенсационной продукции): компенсационная продукция не должна превышать 75% общего количества произведенной продукции, а при добыче на континентальном шельфе – 90%. Такое ограничение гарантирует наличие определенного уровня прибыльной продукции и соответствующих поступлений государству уже на ранних стадиях реализации проекта (сверх налога на добычу полезных ископаемых, уплачиваемого при реализации СРП с коэффициентом 0,5). В конкретных соглашениях о разделе продукции предел возмещения затрат может устанавливаться ниже максимально допустимого уровня (определение такого предела является предметом переговоров).

При применении схемы «прямого» раздела продукции доля государства в общем объеме произведенной продукции должна

составлять не менее 32% общего количества произведенной продукции.

Применяемая для определения объема компенсационной продукции, для раздела прибыльной продукции в стоимостном выражении, а также для определения прибыли, цена нефти не должна быть ниже среднего за отчетный период уровня мировой цены на нефть марки «Юралс».

Соглашения должны предусматривать увеличение доли государства в прибыльной продукции в случае улучшения показателей инвестиционной эффективности для инвестора при выполнении соглашения.

Предусмотрено также, что в случае если соглашением установлен предельный уровень коммерческой добычи нефти, при его достижении ставка НДС применяется с коэффициентом 1.

В целом можно сказать, что система СРП в России не получила сколько-нибудь существенного развития. В настоящее время действуют лишь три СРП, заключенных еще в середине девяностых годов – до вступления в силу Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции». Доходы федерального бюджета от реализуемых СРП весьма ограничены, что в определенной степени связано с экономическими недостатками данных соглашений. Добыча нефти по проектам, реализуемым на условиях СРП, в 2008 г. составила лишь 2,5% общероссийской добычи (табл. 1.2.9).

Таблица 1.2.9

**Добыча нефти по соглашениям о разделе продукции, млн т**

	2000	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Россия, всего	323,2	421,0	458,8	470,0	480,5	491,3	488,5
СРП, всего	2,2	2,1	2,4	2,8	5,1	13,8	12,0
Удельный вес СРП в общей добыче, %	0,7	0,5	0,5	0,6	1,1	2,8	2,5

Источник: Минэнерго России.

### **1.3. Результаты реформирования налогообложения минерально-сырьевого сектора**

С точки зрения структуры налоговой системы основным результатом налоговой реформы в минерально-сырьевом секторе экономики явилось введение с начала 2002 г. налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), который заменил действовавшие до этого платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть, и установление применительно к нефти специфической ставки данного налога, корректируемой с учетом уровня мировых цен на нефть и валютного курса рубля. Введение НДПИ позволило упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой. Установление же для нефти специфической ставки налога на добычу в условиях отсутствия механизма определения и применения рыночных цен для целей исчисления налогов позволило преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Преимуществами такого подхода являются простота и прозрачность расчета, а также повышение гибкости налогообложения, так как данный налог, в отличие от акциза и адвалорных налогов, которые, как правило, уплачивались с внутренней трансфертной цены нефти, непосредственно реагирует на изменение мировых цен на нефть, уровень которых определяет основные доходы нефтепроизводителей. Важным элементом реформирования налогообложения добывающей промышленности явилось также законодательное установление предельных размеров вывозных таможенных пошлин на нефть, изменяющихся в зависимости от уровня мировых цен. С 2004 г. установлена специфическая ставка НДПИ при добыче природного газа и отменен акциз на природный газ. Тем самым были унифицированы принципы налогообложения добычи природного газа и других видов полезных ископаемых. В дополнение к общей системе налогообложения в России созданы основы применения специальных налоговых режимов в форме соглашений о разделе продукции.

Замена трех действовавших до 2002 г. платежей (плата за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минераль-

но-сырьевой базы и акциз на нефть и газовый конденсат) одним налогом на добычу полезных ископаемых теоретически и практически является вполне оправданной. С точки зрения мировой практики введенный налог фактически выполняет функции роялти (платежа собственнику ресурсов за право разработки запасов). Применение единой ставки налога на добычу достаточно распространено в мировой практике (например, в США на находящихся в федеральной собственности офшорных месторождениях применяется единая ставка роялти в размере 16,67%) в отличие от применения таких налогов, как отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз. Основная часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы направлялась на финансирование геологоразведочных работ в регионах функционирования добывающих предприятий, уплачивающих и использующих данные отчисления, то есть в хорошо разведанных регионах добычи, что обуславливало крайне низкую эффективность таких работ. Значительная часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, централизовавшихся в бюджетах разного уровня, использовалась не по целевому назначению. В рыночной экономике основная часть работ по воспроизводству минерально-сырьевой базы должна осуществляться за счет средств самих предприятий, затраты же предприятий на проведение геологоразведочных работ должны компенсироваться на основе общепринятых в мировой практике механизмов.

Реформа налогообложения, рост мировых цен на углеводороды, увеличение объемов добычи и экспорта нефти привели к значительному росту налоговых платежей добывающей промышленности. Доля НДС в доходах консолидированного бюджета повысилась с 4,9% в 2001 г. до 10,7% в 2008 г., а в ВВП – с 1,5% в 2001 г. до 4,1% в 2008 г. (табл. 1.3.1). Добыча нефти и природного газа обеспечивает основную часть поступлений НДС. В 2008 г. на нефть пришлось 92% поступлений НДС, на природный газ – 5,3%, на другие полезные ископаемые – 2,7%.

Таблица 1.3.1

**Поступление налога на добычу полезных ископаемых  
в 2001–2008 гг.**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Налог на добычу полезных ископаемых, всего, млрд руб.	130,65	275,05	330,87	510,05	859,90	1162,29	1197,40	1708,01
В том числе: углеводородное сырье	111,68	262,45	316,91	491,14	839,02	1135,82	1166,68	1670,85
Налог на добычу полезных ископаемых, всего, млрд руб. в ценах 2008 г.	288,32	527,35	566,41	781,68	1188,32	1473,58	1356,65	1708,01
В том числе: углеводородное сырье	246,46	503,19	542,51	752,70	1159,47	1440,03	1321,85	1670,85
Доля НДС в доходах консолидированного бюджета, %	4,9	7,8	8,0	9,4	11,3	12,3	9,0	10,7
В том числе: углеводородное сырье	4,2	7,5	7,7	9,0	11,0	12,0	8,8	10,4
Доля НДС в ВВП, %	1,5	2,5	2,5	3,0	4,0	4,3	3,6	4,1
В том числе: углеводородное сырье	1,2	2,4	2,4	2,9	3,9	4,2	3,5	4,0
<i>Справочно:</i>								
Регулярные платежи за добычу полезных ископаемых (роялти) при исполнении СРП	0,39	0,62	0,68	1,08	1,58	2,59	14,48	19,31

**Примечание.** Для 2001 г. по НДС приведены суммарные значения платежей за пользование недрами при добыче полезных ископаемых, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, аккумулируемых в бюджете, и акциза на нефть.

*Источник:* Минфин России, расчеты авторов.

Как показывает сравнительный анализ, в международной практике существует большое разнообразие в том, как изымают-



ся 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. Сам рынок, таким образом, определяет приемлемый для производителей размер совокупных выплат государству при освоении конкретного месторождения. Налоговые системы могут существенно различаться в пределах одной страны. Так, провинции Канады обладают правом собственности на минеральные ресурсы в пределах своих границ и применяют собственные фискальные режимы при налогообложении добычи нефти и газа. Некоторые страны применяют специальные рентные налоги на природные ресурсы. К этой группе налогов могут быть отнесены налог на доход нефтяных компаний в Великобритании и специальный налог на добычу углеводородов в Норвегии.

**Развитые страны.** Крупными нефтедобывающими странами являются США, Канада, Норвегия и Великобритания. В США на находящихся в федеральной собственности офшорных месторождениях Аляски в качестве базового платежа при добыче нефти применяется роялти в размере 16,67%, который уплачивается федеральному правительству. На крупных месторождениях, дающих более 300 тыс. барр. нефти в сутки, дополнительно применяется налог на добычу для штата Аляска в размере 12,15% стоимости продукции. На месторождениях Аляски, находящихся на суше, обычно применяется ставка роялти в размере 12,5%. В то же время ставка может варьировать в зависимости от участка, геологических условий и характеристик нефти. Наиболее высокие ставки находятся в пределах 20%. Как и на офшорных месторождениях, при уровне добычи более 300 тыс. барр. в сутки взимается дополнительный налог на добычу в размере 12,25%. Кроме того, добывающие компании на Аляске уплачивают налог на прибыль: федеральная ставка налога составляет 35%, ставка штата – 9,4%. Важно отметить существование конкурентных торгов

за участки. Предложенная покупателем цена фактически является бонусом, который уплачивается победившим участником торгов.

Налоговые системы Великобритании и Норвегии представляют собой пример систем, полностью основанных на налогообложении доходов. В Великобритании роялти отменены с 1982 г. (по месторождениям, разрешение на разработку которых было получено до 1982 г., роялти выплачиваются по ставке 12,5%). Налог на прибыль корпораций в Великобритании в настоящее время составляет 30%. Кроме того, существует специальный налог на доход нефтяных компаний, который составляет 75% чистого дохода и применяется после того, как все капитальные затраты возмещены. Налог не применяется при уровне добычи менее 20 тыс. барр. в сутки. С 1993 г. ставка данного налога снижена с 75 до 50%. На месторождениях, разрешение на разработку которых было получено после марта 1993 г., налог не применяется. Таким образом, на новых нефтяных месторождениях при налогообложении добычи нефти применяется только налог на прибыль.

В Норвегии роялти не применяются с 1986 г. (до 1986 г. ставка роялти составляла здесь 8–14%). Налог на прибыль корпораций в Норвегии составляет 28%. Кроме того, применяется специальный налог на добычу углеводородов, основанный на чистом доходе и взимаемый по ставке 50%.

Взимается также налог на имущество корпораций, ставка которого, например, в США равна 2% оцененной стоимости капитала, в Великобритании – 0,7%. В США на офшорных месторождениях с каждого барреля добытой нефти взимается также сбор на проливы нефти для финансирования фонда ликвидации загрязнений.

Все условия налогообложения фиксированы и не подлежат переговорам, за исключением заявочного бонуса в США, который подлежит конкурентным торгам.

Основные элементы налоговых систем США, Норвегии и Великобритании отражены в *табл. 1.3.2.*

Таблица 1.3.2

**Основные элементы систем налогообложения нефтегазового сектора в США, Норвегии и Великобритании**

	<b>Бонус</b>	<b>Роялти</b>	<b>Налог на прибыль корпораций</b>	<b>Налог на сверхприбыль</b>	<b>Государственное участие</b>
США, Аляска: офшорные месторождения	Существуют торги за участки; таким образом, предложенная покупателем цена является бонусом, который уплачивается победившим участником торгов.	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% стоимости продукции.	Федеральная ставка 35%, ставка штата 9,4%	Нет	Нет
США, Аляска: суша	Существуют торги за участки на государственных и индейских землях. Таким образом, предложенная покупателем цена является бонусом и варьирует по участкам.	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 месторожде-	Федеральная ставка 35%, ставка штата 9,4%.	Применение возможно в зависимости от участка и природы собственности (частная, штата, индейские земли).	Нет

## Налогообложение минерально-сырьевого сектора...

	Бонус	Роялти	Налог на прибыль корпораций	Налог на сверхприбыль	Государственное участие
		ние даст свыше 300 000 барр. в день.			
Норвегия	Нет	Нет с 1986 г.	28%	Налог на добычу углеводородов (специальный налог) в размере 50%, основанный на чистом доходе. При расчете налога на прибыль корпораций налог на добычу углеводородов не вычитается.	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%.
Великобритания	Нет	Нет с 1982 г.	30%	Налог на доход нефтяных компаний: 75% чистого дохода с различными дополнительными скидками; применяется после того, как все капитальные затраты возмещены. С 1993 г. ставка налога составляет 50%. На месторождениях,	Нет

Бонус	Роялти	Налог на прибыль корпораций	Налог на сверхприбыль	Государственное участие
			разрешение на разработку которых получено после марта 1993 г., налог не применяется.	

*Источник:* Kunce M., Gerking S., Morgan W., Maddux R. State Taxation, Exploration and Production in the U.S. Oil Industry. 2002; Noreng O. The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation. Sandvika: Center for Energy Studies, BI Norwegian School of Management, 1998; Global Oil and Gas Tax Guide 2009. Ernst & Young, 2009.

В Канаде минеральные ресурсы находятся в собственности провинций, которые устанавливают собственные режимы налогообложения. Применяемые здесь при налогообложении добычи нефти ставки роялти колеблются от 0 до 40–45%. Максимальные ставки в размере 40% применяются в Альберте и Британской Колумбии, 45% – в Манитобе и Саскачеване. При этом роялти налагаются на поскважинной основе, а величина ставки зависит от продуктивности скважины, уровня добычи, цены на нефть. Более низкие ставки роялти устанавливаются для низкопродуктивных скважин, в некоторых случаях – для новых скважин. Ставки роялти для газа в Канаде варьируют в диапазоне от 12,5 до 45%. В большинстве случаев ставки зависят от продуктивности скважины, добычи газа и цены. В Альберте для низкопродуктивных газовых скважин применяются пониженные ставки роялти в размере 5%. Дополнительно взимается налог на доходы корпораций, составляющий от 15,5 до 17% (табл. 1.3.3).

В основном нефтедобывающем регионе Канады – провинции Альберта – система взимания роялти включает расчетные формулы, которые являются гибкими и учитывают различия в экономике и технологии добычи нефти и газа, изменение цен на нефть, уровень добычи (продуктивность скважин), время открытия месторождения (этап освоения нефтегазовых ресурсов), различия в качестве добываемой нефти. Ставка роялти увеличивается, если

растут нефтяные цены и продуктивность скважин. Ставка роялти изменяется вместе с ценами в заданных пределах (существуют минимальные и максимальные ставки). Формулы расчета ставки роялти также учитывают инфляцию: ставка увеличивается по мере роста общего уровня цен. Ставка роялти, рассчитанная на основе цены, адаптируется с учетом достигнутых уровней добычи. Для крупных месторождений характерны более высокие уровни добычи и прибыльности, поскольку средние затраты относительно низки. Мелкие месторождения дают существенно меньшую добычу и, как правило, более низкую прибыль. По мере отработки запасов месторождения дебиты скважин снижаются. Пониженные ставки роялти на поздних стадиях разработки позволяют продлить срок эксплуатации скважин и избежать потерь ресурсов в недрах.

Как правило, наиболее крупные, самые продуктивные и прибыльные месторождения открываются и вводятся в разработку первыми. В связи с этим канадская система взимания роялти содержит механизмы, учитывающие, что затраты на поиск и разработку месторождений в настоящее время больше, чем в прошлом. Формулы расчета роялти учитывают три категории нефти: «старая», «новая» и «третичная». Продукция, добытая из месторождений, открытых до 1972 г., облагается по самым высоким ставкам, после 1972 г. – по более низким, а нефть, открытая после 1 октября 1992 г., – по самым низким ставкам. Формулы для расчета роялти настроены таким образом, что включают базовую (минимальную) ставку, которая гарантирует минимальные поступления в бюджет провинции, а также максимальную. Максимальная ставка различна для разных категорий нефти. Самая высокая ставка установлена для «старой» нефти. Ставки роялти чувствительны также к качеству добытой нефти. По всем трем категориям нефти для определения ставки роялти отдельно устанавливаются справочные цены для обычной и тяжелой нефти. Цены и ставки роялти для тяжелой нефти ниже, чем для обычной.

В Альберте применяются также специальные скидки по роялти, связанные с особыми ситуациями. Так, для повышения при-

влекательности инвестиций в высокочрезвычайные проекты применяются скидки для разведочных скважин на «третичную» нефть и льготы для глубоких газовых скважин, для поощрения новых технологий – льготы для горизонтальных скважин, для продления срока эксплуатации зрелых месторождений – скидки по роялти при использовании методов увеличения нефтеотдачи пластов, налоговые каникулы для восстановленных скважин, скидки для малодобитных нефтяных скважин.

Одним из примеров такого подхода является формула для расчета роялти, используемая в Альберте, которая имеет следующий вид:

$$R = S (1 + k (1 - B/A)),$$

где  $R$  – месячный размер роялти в расчете на баррель нефти с данного месторождения;

$S$  – базовый размер роялти, который рассчитывается как  $S = (\text{Добыча})^2/8000$ , если объем производства не превышает 1200 барр. нефти в месяц, и  $S = 180 + 0,25(\text{Добыча} - 1200)$  при добыче свыше 1200 барр. в месяц;

$k$  – «коэффициент роялти», который зависит от того, «старая» или «новая» нефть добывается на рассматриваемом месторождении. Для «новой» нефти данный коэффициент составляет 0,546, для «старой» нефти значение коэффициента намного выше;

$A$  – цена продажи;

$B$  – «справочная (выборочная) цена», уровень которой намного ниже рыночной.

Как видно из данной формулы, размер роялти зависит одновременно от объема производства, цены нефти и времени разработки месторождения. Данная схема позволяет изымать ренту, порождаемую высокими уровнями добычи и высоким уровнем цен на нефть.

Основные элементы налоговых систем, применяемых в провинциях Канады, отражены в *табл. 1.3.3.*

Таблица 1.3.3

**Основные элементы систем налогообложения нефтегазового сектора в провинциях Канады**

	Роялти для нефти	Специальные ставки	Роялти для газа	Специальные ставки	Налог на доходы корпораций
1	2	3	4	5	6
Альберта	Ставки: 10% (базовая ставка) – 40% (максимум). Структура: налагается на поскважинной основе; ставка зависит от цены, уровня добычи, времени открытия и других экономических или геологических факторов	Более низкие ставки роялти для новых скважин и низкопродуктивных скважин; корректирующие коэффициенты для нефти, добываемой из горизонтальных скважин	Ставки: 15–35%. Структура: ставки варьируют в зависимости от продуктивности скважин, добычи газа и цены	Пониженные ставки роялти 5% для низкопродуктивных скважин	15,5%
Британская Колумбия	Ставки: 0–40%. Структура: налагается на поскважинной основе; ставка варьирует в зависимости от продуктивности скважины и добычи нефти	Более низкие ставки для низкопродуктивных скважин	Ставки: природный газ: 15–25%; попутный газ: 8–15%. Структура: ставки варьируют в зависимости от цены и вида газа	Нет	16,5%



*Продление таблицы 1.3.3*

1	2	3	4	5	6
Манитоба	Ставки: 0–45%. Структура: налагается на поквацин- ной основе; ставка варь- ирует в зависимости от продук- тивности скважины и добычи нефти	Более низкие ставки для низкопро- дуктивных скважин	Ставки: 12,5%. Структура: единая став- ка, не зави- сящая от продуктив- ности, добы- чи или цены	Нет	17%
Саскачеван	Ставки: 10–45%. Структура: налагается на поквацин- ной основе; ставка варь- ирует в зависимости от продук- тивности скважины, цены на нефть и добычи нефти	Нет роялти для скважин, добыча на которых ниже опре- деленного порогового уровня	Ставки: 15–45%. Структура: ставки варь- ируют в зависимости от продук- тивности скважин, добычи газа и цены	Нет	17%

*Источник:* Oil and Gas Fiscal Regimes: Western Canadian Provinces and Territories. Edmonton: Alberta Department of Energy, 2006; Pinney M. Western Canada Fiscal Regimes. Oil & Gas Journal, Feb. 5, 2001; Global Oil and Gas Tax Guide 2009. Ernst & Young, 2009.

**Страны с переходной экономикой.** В направлении сближения с международной практикой эволюционируют налоговые системы стран с переходной экономикой. В то же время системы налогообложения в этих странах имеют свои особенности. Так, на Украине налогообложение нефтегазового сектора основывается на специальных рентных платежах за нефть, природный газ и газовый конденсат. При этом до 2005 г. применялись единые (не

дифференцированные) специфические ставки рентных платежей, первоначально устанавливаемые в долларах США, а затем в гривнах за 1 тонну (для нефти и газового конденсата) и в гривнах за 1 тыс. куб.м (для природного газа). С 2005 г. осуществлен переход к дифференцированным адвалорным ставкам рентных платежей. Налоговой базой для данных платежей является стоимость добытой нефти, природного газа и газового конденсата, определяемая по ценам их реализации, но не ниже средних рыночных цен в отчетном налоговом периоде. При этом учитываются горно-геологические условия добычи углеводородов на конкретных месторождениях. Величина рентного платежа при добыче нефти, газа и газового конденсата устанавливается с учетом средней глубины скважин на месторождении и среднего по месторождению дебита одной эксплуатационной скважины (*табл. 1.3.4*). От уплаты рентных платежей освобождаются нефть, газ и газовый конденсат, добытые на морских месторождениях; из месторождений, расположенных на глубине более 5000 м; а также сверх базового объема из месторождений с трудноизвлекаемыми и истощенными запасами. Дополнительно с добывающих предприятий взимаются специальные отчисления на геологоразведочные работы. При этом предприятия, разрабатывающие месторождения с трудноизвлекаемыми и истощенными запасами, освобождаются от отчислений на геологоразведочные работы сроком на 10 лет. Предусмотрено также применение специальных налоговых режимов в форме соглашений о разделе продукции.

В Белоруссии в налогообложении добычи нефти и газа применяется специальный налог за пользование природными ресурсами (экологический налог). Ставки налога являются специфическими, установлены в рублях за единицу измерения (за 1 т или 1 тыс. куб. м). Базой налога является фактический объем добытых углеводородов. Данным налогом облагаются также объемы переработанных нефти и нефтепродуктов. В этом случае налог уплачивается нефтеперерабатывающими предприятиями исходя из объемов переработанных нефти и нефтепродуктов.

Таблица 1.3.4

## Ставки рентного платежа при добыче нефти на Украине, %

Средняя глубина скважин на месторождении, м	Средний по месторождению дебит по нефти одной эксплуатационной скважины, т/сут. (Д)			
	До 5	От 5 до 25	От 25 до 100	Больше 100
До 2000	3,6 Д	18 + 0,35 (Д - 5)	25 + 0,067 (Д - 25)	30
От 2000 до 3000	2,6 Д	13 + 0,3 (Д - 5)	19 + 0,053 (Д - 25)	23
От 3000 до 4000	1,8 Д	9 + 0,25 (Д - 5)	14 + 0,040 (Д - 25)	17
От 4000 до 4500	1,1 Д	5,5 + 0,18 (Д - 5)	9 + 0,027 (Д - 27)	11
От 4500 до 5000	0,5 Д	2,5 + 0,08 (Д - 5)	4 + 0,013 (Д - 25)	5

Источник: Закон Украины от 05.02.2004 № 1456-IV «О рентных платежах за нефть, природный газ и газовый конденсат».

В Казахстане налогообложение нефтегазового сектора основано на налоге на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и специальном налоге на сверхприбыль. В качестве дополнительного налога на добычу может применяться акциз на сырую нефть. Применяемый в Казахстане НДПИ аналогичен стандартному роялти, ставка налога устанавливается по единой шкале в зависимости от объема накопленной добычи нефти за каждый отдельный год деятельности. Ставки НДПИ при добыче нефти в 2009 г. составляли от 5 до 18% (табл. 1.3.5). Для природного газа применяются следующие ставки: если газ экспортируется, то применяется единая ставка в размере 10%; если газ реализуется на внутреннем рынке, то в зависимости от годового объема добычи ставка составляет от 0,5 до 1,5%.

При расчете НДПИ используются справочные (мировые) цены на стандартные сорта углеводородов. Мировая цена нефти определяется как среднее арифметическое ежедневных котировок сортов нефти «Юралс» (в Средиземноморье) и «Брент» за налоговый период на базе информации, публикуемой агентством Platts.

**Ставки НДС при добыче нефти в Казахстане**

Объем добычи нефти, включая газовый конденсат, тыс. т/год	Ставка, %
До 250 включительно	5
До 500 включительно	7
До 1000 включительно	8
До 2000 включительно	9
До 3000 включительно	10
До 4000 включительно	11
До 5000 включительно	12
До 7000 включительно	13
До 10 000 включительно	15
Более 10 000	18

Источник: Global Oil and Gas Tax Guide 2009. Ernst & Young, 2009.

Все добывающие предприятия (за исключением работающих по контрактам о разделе продукции) в Казахстане облагаются специальным налогом на сверхприбыль. Налог на сверхприбыль рассчитывается раз в год. Налоговая база определяется как часть дохода, которая после уплаты налога на прибыль корпораций превышает 125% суммы налоговых вычетов. Вычетами в данном случае являются расходы, учитываемые при обложении налогом на прибыль, а также некоторые модификации (например, право применения ускоренной амортизации основных средств). Налог рассчитывается путем применения приведенных ниже ставок к траншам дополнительной прибыли, каждый транш определяется путем применения к вычетам приведенного ниже соотношения и вычитания из полученной величины предыдущего транша, пока не будет достигнут предел налогооблагаемого дохода (табл. 1.3.6).

Таблица 1.3.6

**Ставки налога на сверхприбыль в Казахстане**

Отношение суммарного дохода к суммарным затратам	Ставка, %
Меньше или равно 1,25	0
Свыше 1,25 до 1,3	10
Свыше 1,3 до 1,4	20
Свыше 1,4 до 1,5	30
Свыше 1,5 до 1,6	40
Свыше 1,6 до 1,7	50
Свыше 1,7	60

Источник: Global Oil and Gas Tax Guide 2009. Ernst & Young, 2009.

В 2003 г. в систему налогообложения добычи полезных ископаемых в Казахстане введен новый налог – рентный налог на экспортируемую нефть. Ставка налога изменяется по скользящей шкале в зависимости от уровня мировых цен на нефть от 0 при цене на нефть до 40 долл. за баррель до 32% при цене более 190 долл. за баррель. Базой налога является стоимость нефти, исчисляемая исходя из фактического объема экспорта нефти и ее мировой цены, определяемой так же, как при расчете НДС. Применение при исчислении налога сложившихся мировых цен на нефть (а не фактических цен реализации) позволяет избежать занижения налоговых обязательств путем применения заниженных (трансфертных) цен при экспорте нефти.

При налогообложении добычи полезных ископаемых в Казахстане применяются также контракты о разделе продукции, в которых уплата ряда налогов (акциза, налога на сверхприбыль, земельного налога и налога на имущество) заменяется разделом произведенной продукции.

В Азербайджане за добычу полезных ископаемых, в том числе на шельфовых месторождениях, находящихся в принадлежащем Азербайджану секторе Каспийского моря, взимается промысловый налог. Ставки налога установлены в процентах от стоимости добытых полезных ископаемых. Для нефти ставка налога состав-

ляет 26%, для природного газа – 20%, по другим видам полезных ископаемых ставка налога варьирует от 3 до 10% (табл. 1.3.7). Также применяются специальные налоговые режимы в форме соглашений о разделе продукции. Доля государства при разделе продукции по нефтяным соглашениям составляет 45–65% в зависимости от достигнутой нормы прибыли. Применяется также государственное участие в проектах. В нефтяном секторе доля государства в капитале предприятия составляет 7,5–20%.

Таблица 1.3.7

**Ставки промыслового налога по отдельным видам полезных ископаемых в Азербайджане**

Виды полезных ископаемых	Ставки налога, %
Сырая нефть	26
Природный газ	20
Черные металлы	3
Цветные металлы (медь, свинец, цинк, глинозем, молибден, кобальт)	4
Благородные металлы (золото, серебро)	8
Драгоценные камни	5

Источник: Бобоев М.Р., Мамбеталиев Н.Т., Тютюрюков Н.Н. Налоги и налогообложение в СНГ. М., 2004.

В Туркменистане при налогообложении добычи полезных ископаемых применяется специальный налог за пользование недрами. Для углеводородов установлены следующие ставки налога: нефть – 10%, природный газ – 22%. Налоговой базой является выручка от реализации продукции (без НДС). Для других полезных ископаемых базой налога является прибыль от реализации продукции, превышающая пороговый уровень рентабельности. Ставка налога изменяется по прогрессивной шкале в зависимости от уровня рентабельности. Рентабельность исчисляется как процентное отношение прибыли от реализации продукции к ее себестоимости. Максимальная ставка налога (при рентабельности более 25%) составляет 50%. При рентабельности менее 15% ставка налога равна 0. Таким образом, налог за пользование недрами в Туркменистане применительно к углеводородам сконструирован

как стандартный роялти, а применительно к другим видам полезных ископаемых – как налог на сверхприбыль. Применяются также соглашения о разделе продукции.

В Узбекистане при налогообложении добычи полезных ископаемых применяется налог за пользование недрами, сконструированный как стандартный роялти. Применяются также соглашения о разделе продукции и государственное участие в проектах.

В Таджикистане при налогообложении добычи полезных ископаемых применяются роялти и налог на сверхприбыль. Ставки роялти устанавливаются в контрактах на недропользование. Объектом обложения налогом на сверхприбыль является сумма чистой прибыли недропользователя за отчетный год, по которому получена внутренняя норма прибыли выше 20%. Ставка налога на сверхприбыль определяется в зависимости от достигнутого уровня внутренней нормы прибыли на конец отчетного года и составляет от 4 до 30% (табл. 1.3.8). Применяются также соглашения о разделе продукции.

Таблица 1.3.8

### Ставки налога на сверхприбыль в Таджикистане

Внутренняя норма прибыли, %	Ставка налога, % от чистой прибыли за отчетный год
До 20	0
От 20 до 22	4
От 22 до 24	8
От 24 до 26	12
От 26 до 28	18
От 28 до 30	24
От 30	30

Источник: Бобоев М.Р., Мамбеталиев Н.Т., Тютюрюков Н.Н. Налоги и налогообложение в СНГ. М., 2004.

В Грузии налогообложение добывающей промышленности основано на налоге на пользование природными ресурсами, аналогичном стандартному роялти. При этом нормативно установлены предельные (минимальная и максимальная) ставки налога (например, по нефти и газу диапазон возможной ставки налога составляет 5–10%).

В Кыргызстане добывающие предприятия наряду с роялти уплачивают отчисления на развитие и воспроизводство минерально-сырьевой базы, ставки которых установлены в процентах от стоимости товарной продукции.

В странах Восточной Европы при налогообложении добывающей промышленности применяются роялти, взимаемые по достаточно умеренным ставкам, а также специальные налоговые режимы в форме концессий. В некоторых странах применяются дополнительные налоги. Например, в Румынии применяется специальный налог на нефтяные операции в размере 3% стоимости валовой продукции предприятия (псевдороялти). В Венгрии решением государственных органов стандартная ставка роялти может быть снижена, а за нефть, добытую с применением усовершенствованных добывающих технологий, роялти не взимается. В Литве для нефти и газа установлены прогрессивные ставки налога на добычу.

Основные элементы систем налогообложения добычи полезных ископаемых в России и отдельных странах СНГ представлены в сравнительной таблице (*табл. 1.3.9*). Как показывает анализ, системы налогообложения добычи полезных ископаемых в странах с переходной экономикой имеют как определенные общие черты, так и существенные особенности. Так, все страны с переходной экономикой применяют роялти на полезные ископаемые (или налоги на добычу, аналогичные роялти). Данный платеж легко администрируется и обеспечивает ранний и гарантированный доход государству от разработки месторождений полезных ископаемых. Чаще всего применяются адвалорные ставки роялти. Более высокие ставки роялти применяются в отношении нефти и газа, добыча которых характеризуется более высоким уровнем ренты, более низкие – в отношении твердых полезных ископаемых. Более низкие ставки роялти применяются также при наличии в системе налогообложения добывающей промышленности страны других налогов (например, налога на сверхприбыль). В некоторых странах в целях преодоления негативных налоговых последствий трансфертного ценообразования для отдельных ви-



дов полезных ископаемых применяются специфические ставки роялти или налога на добычу.

Таблица 1.3.9

**Основные элементы систем налогообложения добывающей промышленности в странах СНГ**

Страна	Роялти, налог на добычу	Особенности роялти, налога на добычу	Дополнительные налоги на добычу	Налог на сверхприбыль	Налог на экспорт
Россия (1992–2001 гг.)	Плата за пользование недрами	Плата за пользование недрами аналогична стандартному роялти. Ставки дифференцируются по лицензионным участкам в зависимости от горно-геологических и экономико-географических условий добычи.	Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Акцизы на нефть и природный газ	Нет	Экспортная пошлина
Россия (2002–2003 гг.)	Налог на добычу полезных ископаемых	Специфическая ставка НДС для нефти; корректируется с учетом уровня мировых цен на нефть. Для других видов полезных ископаемых налог аналогичен стандартному роялти. Ставки не дифференцируются.	Акциз на природный газ	Нет	Экспортная пошлина
Россия (2004–2006 гг.)	Налог на добычу полезных ископаемых	Специфическая ставка НДС для нефти; корректируется с учетом уровня мировых цен на нефть. Специфическая ставка НДС для газа; ставка не дифференцируется. Для других видов полезных ископаемых налог аналогичен стандартному роялти; ставки не дифференцируются.	Нет	Нет	Экспортная пошлина
Россия (с 2007 г.)	Налог на добычу полезных ископаемых	Нефть: специфическая ставка НДС для нефти; корректируется с учетом уровня мировых цен на нефть. Понижающий коэффициент для месторождений с высокой степенью выработанности запасов. Налоговые каникулы для новых месторождений в Восточно-Сибирской провинции. Газ: специфическая ставка НДС для газа; ставка не дифференцируется. Другие виды полезных ископаемых	Нет	Нет	Экспортная пошлина

## Налогообложение минерально-сырьевого сектора...

Страна	Роялти, налог на добычу	Особенности роялти, налога на добычу	Дополнительные налоги на добычу	Налог на сверхприбыль	Налог на экспорт
		ных: налог аналогичен стандартному роялти; ставки не дифференцируются.			
Украина	Рентная плата за нефть, природный газ и газовый конденсат	С 2005 г. установлены дифференцированные адвалорные ставки. Величина рентной платы устанавливается с учетом средней глубины и среднего дебита скважин. От уплаты рентных платежей освобождаются нефть и газ, добытые на морских месторождениях, на месторождениях, расположенных на глубине более 5000 м, а также сверх базового объема из месторождений с трудноизвлекаемыми и истощенными запасами.	Отчисления на геолого-разведочные работы	Нет	Нет
Белоруссия	Налог за пользование природными ресурсами (экологический налог)	Ставки являются специфическими, не дифференцируются.	Нет	Нет	Экспортная пошлина
Казахстан	Налог на добычу полезных ископаемых	Ставки являются адвалорными, налог аналогичен стандартному роялти. По углеводородам ставка налога устанавливается по скользящей шкале в зависимости от объемов добычи. По другим видам полезных ископаемых ставка устанавливается в контракте в зависимости от экономических показателей проекта. По общераспространенным полезным ископаемым ставки не дифференцируются. По углеводородам налог рассчитывается на основе средних мировых (справочных) цен; по золоту, серебру и платине – на основе средней цены на Лондонской бирже металлов	Акциз на нефть и другие полезные ископаемые	Налог на сверхприбыль: ставки от 0 до 60% в зависимости от отношения суммарного дохода к затратам	Рентный экспорт нефти: ставки от 0 до 32% в зависимости от мировой цены на нефть
Азербайджан	Промысловый налог	Ставки являются адвалорными, налог аналогичен стандартному роялти.	Нет	Нет	Нет

## Налоговая реформа в минерально сырьевом...

Страна	Роялти, налог на добычу	Особенности роялти, налога на добычу	Дополнительные налоги на добычу	Налог на сверхприбыль	Налог на экспорт
Туркменистан	Налог за пользование недрами	Ставки являются адвалорными. Для углеводородов налог аналогичен стандартному роялти. Для других видов полезных ископаемых базой налога является прибыль от реализации, превышающая пороговый уровень рентабельности, а ставка налога изменяется по прогрессивной шкале в зависимости от уровня рентабельности.	Нет	Налог за пользование недрами для твердых полезных ископаемых сконструирован как налог на сверхприбыль.	
Узбекистан	Налог за пользование недрами	Ставки являются адвалорными, налог аналогичен стандартному роялти.	Нет	Нет	Нет
Таджикистан	Роялти	Ставки устанавливаются в контрактах на недропользование.	Нет	Налог на сверхприбыль: ставки от 4 до 30% в зависимости от достигнутого уровня внутренней нормы прибыли.	Нет

*Источник:* Налоговый кодекс РФ (ред. 2000–2009 гг.); Бобылев Ю. Опыт стран СНГ в налогообложении добывающей промышленности. Социально-экономическая трансформация в странах СНГ: достижения и проблемы. М., 2004. Бобоев М.Р., Мамбеталиев Н.Т., Тютюрюков Н.Н. Налоги и налогообложение в СНГ. М., 2004; Global Oil and Gas Tax Guide 2009. Ernst & Young, 2009.

С точки зрения государства роялти предоставляют следующие преимущества: во-первых, обеспечивают постоянное и достаточное стабильное поступление доходов в течение всего периода экс-

плуатации месторождения; во-вторых, предоставляют сравнительную легкость в администрировании и низкие издержки на сбор налога. Роялти может рассматриваться как базовый платеж, обеспечивающий более ранние по времени и более стабильные финансовые поступления государству, чем платежи с доходов. 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.

Поскольку такие платежи, как роялти, не связаны непосредственно с показателями доходности, в своей стандартной форме они являются регрессивными. Чем ниже прибыльность проекта, тем относительно выше уровень этих выплат, и, наоборот, с ростом прибыльности относительный уровень выплат снижается. Поэтому многие страны тем или иным способом пытаются повысить гибкость налоговой системы, основанной на роялти. В последние десятилетия в мировой практике все большее распространение приобретает установление прогрессивных ставок роялти, то есть их исчисление по скользящей шкале или по некоторой формуле в зависимости от определенных факторов, например, от уровня добычи или цены. Такой подход применяется и в ряде стран с переходной экономикой (Россия, Казахстан, Туркменистан, Литва). В некоторых странах в отдельных случаях применяются пониженные и нулевые ставки роялти.

Некоторые страны применяют специальные налоги на природную ренту, или сверхприбыль, рассчитываемые на основе показателей доходности проекта (Казахстан, Туркменистан, Таджикистан). С концептуальной точки зрения налог на природную ренту является лучшей по сравнению с другими формой налогообложения, позволяющей изъять большую часть ресурсной ренты и максимизировать капиталовложения даже в маргинальные месторождения. При его применении автоматически учитываются как доходы, так и затраты на разработку каждого конкретного месторождения. В то же время такие налоги, как правило, не применяются в своей чистой форме, поскольку они в слишком

большой степени перекладывают риск и неопределенность на государство. Следует отметить, что налог на природную ренту является сравнительно сложным инструментом налогообложения, поэтому большое значение имеет способность правительства эффективно администрировать данный налог.

В отдельных странах применяются дополнительные налоги на добычу (например, акциз в Казахстане, отчисления на развитие и воспроизводство минерально-сырьевой базы в Кыргызстане, налог на нефтяные операции в Румынии). В целом, однако, дополнительные налоги на добычу применяются редко. Так же редко в налогообложении полезных ископаемых применяются экспортные пошлины. Это относится как к странам с переходной экономикой, так и к международной практике в целом. Среди стран с переходной экономикой налоги на экспорт применяются только в России, Белоруссии и Казахстане.

Почти во всех странах с переходной экономикой применяются специальные налоговые режимы в форме соглашений о разделе продукции или концессий. Применение таких режимов, как правило, ориентировано на привлечение в минерально-сырьевой сектор дополнительных, главным образом иностранных, инвестиций, поскольку это позволяет обеспечить инвестору стабильность налоговых условий в течение всего периода действия соглашения и учесть специфические характеристики конкретных месторождений. В связи с этим сравнительно большее распространение специальные налоговые режимы получили в странах, испытывающих значительную потребность в привлечении иностранных инвестиций для развития собственной добывающей промышленности (например, Азербайджан и Казахстан).

В некоторых странах (Азербайджан, Узбекистан) применяется инструмент государственного участия в проектах по добыче полезных ископаемых. Большинство стран, однако, не использует право на получение доли акций в проектах, что частично объясняется жесткими требованиями по выполнению финансовых обязательств. В мировой практике государственное участие в проектах по добыче нефти и газа применяется редко.

Таким образом, в ходе налоговых реформ в странах СНГ и Восточной Европы сформировались новые, соответствующие рыночным условиям системы налогообложения добычи полезных ископаемых. Данные системы имеют как определенные общие черты, так и существенные особенности. Все страны с переходной экономикой применяют роялти на полезные ископаемые (или налоги на добычу, аналогичные роялти). Чаще всего применяются адвалорные ставки роялти; в некоторых странах в целях преодоления негативных налоговых последствий трансфертного ценообразования для отдельных видов полезных ископаемых применяются специфические ставки. Роялти обеспечивают постоянное и достаточно стабильное поступление доходов в течение всего периода эксплуатации месторождений полезных ископаемых, а также характеризуются сравнительной простотой администрирования. Повышению гибкости налоговой системы, основанной на роялти, способствует применение прогрессивных ставок налога. В ряде стран в отдельных случаях применяются пониженные ставки роялти.

Некоторые страны в налогообложении добычи полезных ископаемых применяют специальные налоги на природную ренту, или сверхприбыль, рассчитываемые на основе показателей доходности проекта. Теоретически такие налоги имеют существенные преимущества по сравнению с другими формами налогообложения, позволяя государству изъять большую часть ресурсной ренты и стимулировать инвестиции. В то же время такие налоги являются сравнительно сложным инструментом налогообложения, поэтому на практике большое значение имеет способность правительства эффективно администрировать данный налог.

В ряде стран при налогообложении добычи полезных ископаемых для расчета налоговой базы используются специальные справочные (рыночные) цены, определяемые тем или иным образом. Дополнительные налоги на добычу полезных ископаемых и налоги на экспорт применяются редко. В то же время почти во всех странах с переходной экономикой применяются специаль-

ные налоговые режимы в форме соглашений о разделе продукции или концессий.

**Развивающиеся страны.** В *табл. 1.3.10* представлены обобщенные данные по налоговым системам развивающихся стран, которые отражают многообразие налоговых режимов, применяемых при налогообложении добычи полезных ископаемых.

Налоговые режимы, применяемые в отношении добычи полезных ископаемых, существенно варьируют по различным странам. Несмотря на это, можно выделить их общие особенности. Многие развивающиеся страны применяют роялти на полезные ископаемые, которые гарантируют поступление минимальных доходов уже на начальной стадии эксплуатации месторождений. Чаще всего применяются адвалорные ставки роялти, их фактическая величина варьирует в пределах от 2 до 30%.

В нефтедобывающем секторе достаточно часто применяются соглашения о разделе продукции – для 2/3 стран от их общего количества этот налоговый инструмент лежит в основе всей налоговой системы, применяемой в отношении данного сектора экономики. Достаточно распространена формульная система определения налоговой ставки, при которой ставка для прибыльной нефти зависит от объема добычи. В некоторых странах доля прибыльной нефти определяется на основе нормы доходности.

В тех странах, где не применяются соглашения о разделе продукции, ставка налога на доходы для минерально-сырьевого сектора чаще всего устанавливается на более высоком уровне, чем для остальных секторов экономики. Более того, если для добычи нефти и остальных полезных ископаемых применяются различные фискальные режимы, то налоговое бремя в нефтяном секторе также оказывается большим, отражая более высокий уровень ренты в нефтяной отрасли. Некоторые страны одновременно используют налог на прибыль корпораций и налоги на ресурсную ренту, размер которых рассчитывается на основе нормы доходности проекта, тогда как в других странах применяется повышенная ставка налога на прибыль, если цена сырья превышает некоторый базовый уровень.

Достаточно часто применяются различные инвестиционные льготы. Например, затраты на проведение разведочных работ и (или) освоение месторождения разрешается вычитать в период их осуществления. Кроме того, могут применяться ускоренная амортизация или инвестиционные налоговые кредиты. Режимы налоговых каникул или снижение ставок налогов распространены в меньшей степени, однако в некоторых странах они применяются в отношении небольших проектов или инвестиций в наименее разведанные географические области.

Таблица 1.3.10

**Основные элементы систем налогообложения добывающей промышленности в развивающихся странах**

Страна <sup>1</sup>	Роялти	Раздел продукции <sup>2</sup>	Ставка налога на доходы	Налог на ресурсную ренту	Налоговые льготы <sup>3</sup>	Государственное участие <sup>4</sup>
1	2	3	4	5	6	7
<b>Страны Африки</b>						
Ангола (Н)	16–20%	50–90% (V)	50%	Не применяется	Применяются (E)	25%
Ангола (Т)	2–5%	Не применяется	35%	Не применяется	Не применяются	...
Бенин (Н)	12,5%	55%	Не применяется	Не применяется	Применяются (E, U)	15% (C)
Ботсвана (Т)	Применяются	Не применяется	25%	Не применяется	Применяются (E, U)	Не применяется
Камерун (Н)	Предмет переговоров	Не применяется	57,5%	Не применяется	Применяется (O)	50% (C)
Центрально-Африканская Республика (Н)	12,5%	Не применяется	50%	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Чад (Н)	12,5%	Не применяется	50%	Не применяется	Не применяются	10%
Кот-д'Ивуар (Н)	Не применяется	60–90%	Не применяется	Не применяется	Применяются (O)	10–20%
Кот-д'Ивуар (Т)	2,5–3%	Не применяется	35%	Налог на сверхприбыль	Применяется (A, I, H)	10% (C)



Налоговая реформа в минерально сырьевом...

Продолжение таблицы 1.3.10

1	2	3	4	5	6	7
Эфиопия (Н)	Не применяются	15–75% (V)	50%	Не применяется	Применяются (E)	10%
Эфиопия (Т)	Не применяются	Не применяется	35%	Не применяется	...	...
Габон (Н)	10%	65–85% (V)	Не применяется	Не применяется	Применяются (E)	15% (C)
Гана (Т)	3–12%	Не применяется	35%	25%	Применяются (A, U, I)	10–30%
Гана (Н)	12,5%	Не применяется	50%	12–28%	...	25%
Мозамбик (Н)	15%	10–50%	Не применяется	Не применяется	Применяются (E)	Не применяется
Намибия (Н)	12,5%	Не применяется	42%	Формула	Применяются (E, U, I)	Не применяется
Намибия (Т)	...	Не применяется	Формула	25–45%	Применяются (E, U, I)	Не применяется
Нигер (Н)	12,5%	Не применяется	50%	Не применяется	Применяются (E)	...
Нигерия (Н)	0–20%	20–65%	85%	Не применяется	Применяются (E, Cr)	Варьирует
Сенегал (Н)	5–12,5%	0–50% (P)	35%	Применяется	...	5–20%
Южная Африка (Н)	2–5%	Не применяется	30%	40%	Применяются (O, U, I)	20% (C)
Южная Африка (Т)	Не применяются	Не применяется	Формула	Прогрессивная ставка	Применяются (E, U, I)	Не применяется
Судан (Н)	...	60–80%	Не применяется	Не применяется	...	Не применяется
Танзания (Н)	20%	45–72,5%	Не применяется	25–35%	...	15% (C)
Танзания (Т)	3–5%	Не применяется	30%	Не применяется	Применяются (E, I, U)	Не применяется
Уганда (Н)	Не применяются	Не применяется	30%	0–80%	Применяются (E, U)	25%
Замбия (Н)	10%	0–25% (P)	Контракт	Применяется	Применяются (E, I, U)	10%
Замбия (Т)	2%	Не применяется	35%	Не применяется	Применяются (E, I, U)	Не применяется

Налогообложение минерально-сырьевого сектора...

*Продолжение таблицы 1.3.10*

1	2	3	4	5	6	7
Зимбабве (Т)	Не применяются	Не применяется	37,5%	Не применяется	Применяются (Е, О)	Не применяется
<b>Страны Азиатско-Тихоокеанского региона</b>						
Бангладеш (Н)	Не применяются	60–70% (V)	Не применяется	Не применяется	Применяются (I)	Не применяется
Бруней (Н)	...	Не применяется	55%	Не применяется	Применяются (А)	50%
Камбоджа (Н, Т)	5–12,5%	40–65% (V)	30%	Не применяется	Применяются (Е)	Не применяется
Индонезия (Н)	...	80–90% (V)	35%	Не применяется	Применяются (I, А, Сг)	10%
Индонезия (Т)	Не применяются	Не применяется	30%	Не применяется	Применяются (I, Е)	Не применяется
Малайзия (Н)	10%	50–70%	38%	70%	Применяются (А, Е, U)	25%
Монголия (Н)	12,5%	35–60%	40%	Не применяется	Применяются (I)	Не применяется
Папуа–Новая Гвинея (Н)	2%	Не применяется	45%	20–25%	Применяются (I, Сг)	22,5% (С)
Папуа–Новая Гвинея (Т)	2%	Не применяется	30%	20–25%	Применяются (I, Сг)	30%
Филиппины (Н)	Не применяются	60%	32%	Не применяется	Применяются (Е)	Не применяется
Филиппины (Т)	3%	Не применяется	32%	Налог на сверхприбыль	Применяются (I, Н, А, Е)	Не применяется
Соломоновы Острова	Не применяются	Не применяется	35%	Применяется	Применяются (Сг)	Не применяется
Таиланд (Н)	12,5%	Не применяется	50%	Не применяется	Применяются (Е)	Не применяется
Вьетнам (Н)	6–25%	65–70%	50%	Формула	Применяются (Н)	15%

*Продолжение таблицы 1.3.10*

1	2	3	4	5	6	7
<b>Страны Европы</b>						
Болгария (Н)	12,5–17,5%	50%	40%	Не применяется	Применяются (СН)	Не применяется
Польша (Т)	2–10%	Не применяется	30%	Не применяется	Применяются (О)	Не применяется
Турция (Н)	12,5%	Не применяется	25%	Не применяется	Применяются (Е)	Не применяется
<b>Страны Латинской Америки</b>						
Антигуа (Н)	5%	30–50% (Т)	Не применяется	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Аргентина (Н)	12%	Не применяется	30%	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Аргентина (Т)	До 3%	...	35%	Не применяется	Применяются (Е, Н, А, I)	Не применяется
Аруба (Н)	Не применяются	79–89,5% (V)	39%	Не применяется	Применяются (Е, U)	Не применяется
Барбадос (Н)	12,5%	50–70% (V)	Не применяется	Не применяется	Применяются (Е, U)	Не применяется
Белиз (Н)	7,5%	5–15% (V)	25%	Не применяется	Применяются (U)	5%
Боливия (Н)	31%	Не применяется	25%	25%	Применяются (Е, U)	Не применяется
Боливия (Т)	1–7%	Не применяется	25%	25%	Применяются (U)	Не применяется
Чили (Н)	Формула	Не применяется	15%	Не применяется	Применяются (А)	35%
Чили (Т)	Не применяются	Не применяется	15%	Не применяется	Применяются (А, U)	Не применяется
Колумбия (Н)	20%	Не применяется	12,5%	Не применяется	Не применяются	50% (С)
Коста-Рика (Н)	1–15%	Не применяется	30%	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Доминиканская Республика	17–30%	Не применяется	25%	Не применяется	Применяются (I)	Не применяется
Эквадор (Н)	12,5–18,5%	Не применяется	25–44,4%	Формула	...	Не применяется
Гватемала (Н)	20%	30–70% (V)	31%	Не применяется	Применяются (Е, U, I)	Не применяется
Гватемала (Т)	5%	Не применяется	27,5%	Не применяется	Применяются (Е)	Не применяется

Налогообложение минерально-сырьевого сектора...

Окончание таблицы 1.3.10

1	2	3	4	5	6	7
Гайана	Не применяются	50–70% (V)	35%	Не применяется	Применяются (E)	Не применяется
Гондурас (H)	1–15%	Не применяется	25%	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Мексика	Не применяются	Не применяется	35%	Не применяется	Применяются (E, I)	Не применяется
Перу (H)	Предмет переговоров	Не применяется	20%	Не применяется	Применяется (E, A, I)	Не применяется
Перу (T)	Не применяются	Не применяется	20%	Не применяется	Применяются (E, A)	Не применяется
Тринидад и Табаго (H)	...	Варьирует	50%	0–45%	Применяются (A, H, I)	Не применяется
Венесуэла (H)	16,7%	Не применяется	67,7%	Не применяется	Применяются (E, Cr)	0–35%
<b>Страны Ближнего Востока</b>						
Абу-Даби (H)	12,5–20%	Не применяется	55–85%	Не применяется	Не применяются	60% (C)
Алжир (H)	10–20%	50–85%	Не применяется	Не применяется	Не применяются	51%
Бахрейн (H)	Не применяются	70%	50%	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Дубай (H)	12,5–20%	Не применяется	55–85%	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Египет	10%	70–87% (V)	40,55%	Не применяется	Применяются (I)	Не применяется
Ливия (H)	16,67%	Применяется (P)	65%	Не применяется	...	...
Марокко (H)	...	Не применяется	39,6%	Применяется	Применяются (A, I)	35%
Оман (H)	Не применяются	80%	55%	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Катар (H)	...	80–90%	Не применяется	Не применяется	Не применяются	Не применяется
Тунис (H)	...	Не применяется	50–75%	Применяется	Применяются (E, U, I)	Предмет переговоров
Йемен (H)	3–10%	70–80%	Не применяется	Не применяется	Применяются (E, U)	Не применяется

<sup>1</sup> Раздельные налоговые режимы для нефти (H) и твердых полезных ископаемых (T).

<sup>2</sup> Раздел продукции производится в зависимости от физического объема продукции (V), срока производства (T) или реализованной прибыльности (P).

<sup>3</sup> Инвестиционные льготы: налоговые каникулы (Н), ускоренная амортизация (А), налоговый кредит (Сг), налоговый вычет для текущих затрат на разведку и/или освоение месторождения (Е), налоговый вычет на импортируемое оборудование и капитальные активы (П), неограниченный перенос убытков на будущие периоды (U) и другие (O).

<sup>4</sup> Максимальная доля в капитале, которая принадлежит государству, часто на безвозмездной основе (С).

*Источник:* Baungsaard T. A Primer on Mineral Taxation. Washington: IMF, 2001; Otto J., Andrews C., Cawood F., Doggett M., Guj P., Stermole F., Stermole J., Tilton J. Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society. Washington: The World Bank, 2006; Global Oil and Gas Tax Guide 2009. Ernst & Young, 2009.

Таким образом, основным результатом налоговой реформы в минерально-сырьевом секторе российской экономики явилось введение с начала 2002 г. налога на добычу полезных ископаемых, который заменил действовавшие до этого платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть, и установление применительно к нефти специфической ставки данного налога, корректируемой с учетом уровня мировых цен на нефть и валютного курса рубля. Введение НДСП позволило упростить налоговую систему и приблизить ее к мировым стандартам. Установление же для нефти специфической ставки налога на добычу в условиях отсутствия механизма определения и применения рыночных цен для целей исчисления налогов позволило преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Преимуществами такого подхода являются простота и прозрачность расчета, а также повышение гибкости налогообложения, так как ставка данного налога непосредственно зависит от уровня мировых цен на нефть, который определяет основные доходы нефтепроизводителей. Важным элементом реформирования налогообложения нефтегазового сектора явилось также законодательное установление предельных размеров вывозных таможенных пошлин на нефть, изменяющихся в зависимости от уровня мировых цен. С 2004 г. установлена специфическая ставка НДСП при добыче природного газа и отменен акциз на природный газ. В дополнение к общей системе налогообложения были созданы основы применения специальных налоговых режимов в форме соглашений о разделе продукции. Система СРП, однако, не получила в России сколько-

нибудь существенного развития, что обусловлено определенными недостатками данной системы, связанными с индивидуализацией условий соглашений по конкретным проектам.

Анализ структурных изменений в налоговой системе в результате реформы свидетельствует о приближении российской системы налогообложения минерально-сырьевого сектора к современным международным стандартам. С точки зрения международной практики введенный в России налог на добычу полезных ископаемых выполняет функции роялти – платежа собственнику ресурсов (государству) за право разработки запасов. Роялти является весьма распространенной формой налогообложения добычи полезных ископаемых. 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 то же время фиксированная ставка роялти является достаточно негибким налоговым инструментом. С целью повышения гибкости налогообложения в мировой практике используются скользящие шкалы роялти, а также специальные формулы расчета роялти, позволяющие при установлении налоговой ставки учесть влияние определенных факторов.

Наиболее распространенными факторами, которые обуславливают изменение тех или иных элементов налоговых систем по скользящей шкале, в мировой нефтяной промышленности являются уровень добычи, глубина шельфа, накопленная добыча (объем нефти, извлеченной с начала добычи), цены на нефть, R-фактор и норма прибыли. Более тонкие механизмы взимания роялти позволяют существенно снизить регрессивность такого налога или обеспечить его прогрессивность.

Наиболее существенным отличием российской системы налогообложения минерально-сырьевого сектора с точки зрения международной практики является наличие экспортных пошлин. Другими существенными особенностями российской системы налогообложения является то, что ставка НДС для нефти явля-

ется специфической, а ее дифференциация в зависимости от условий добычи носит крайне ограниченный характер. В 2007–2008 гг. дифференциация ставки данного налога ограничивалась режимом налоговых каникул для месторождений Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции и применением понижающего коэффициента на месторождениях с высокой степенью выработанности, где применение данной льготы было серьезно ограничено требованием прямого учета добычи нефти на соответствующем участке недр.

Как показывает количественный анализ результатов реформы налогообложения нефтяного сектора экономики, проведенный с использованием разработанной имитационной модели нефтяного сектора, период 2001–2008 гг. характеризуется значительным ростом налоговых платежей нефтяного сектора, которые увеличились с 14,9 млрд долл. в 2000 г. до 201,9 млрд долл. в 2008 г. Такой рост налоговых платежей был обусловлен как реформой налогообложения, так и значительным ростом объемов производства и экспорта нефти и нефтепродуктов и повышением мировых цен на нефть. Доля налогов в валовом доходе нефтяного сектора повысилась с 28,1% в 2000 г. до 63,1% в 2008 г. Доля налогов в чистом доходе, равном валовому доходу за вычетом капитальных, эксплуатационных и транспортных затрат, повысилась с 54,4% в 2000 г. до 85,3% в 2008 г.

Меры, реализованные в России в ходе реформы налогообложения минерально-сырьевого сектора, позволили повысить бюджетную эффективность налоговой системы, преодолеть ее регрессивность, нейтрализовать негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования, приблизить российскую систему налогообложения к мировым стандартам.

В то же время, как показывает микроэкономический анализ, действующая система налогообложения нефтяного сектора рассчитана преимущественно на применение в средних условиях разработки в освоенных регионах с развитой инфраструктурой. Дополнительные же капитальные, эксплуатационные и транспортные затраты приводят к тому, что реализация большинства

проектов разработки месторождений в новых нефтедобывающих регионах при общем налоговом режиме не обеспечивает необходимой доходности инвестиций.

Реализация таких проектов может быть осуществлена только при относительном смягчении условий налогообложения или применении более гибких налоговых механизмов, учитывающих реальные затраты на разработку конкретных месторождений.

#### **1.4. Результаты реформирования налогообложения нефтяного сектора**

Оценка влияния налоговой реформы на распределение доходов и налоговую нагрузку в нефтяном секторе российской экономики может быть произведена на основе разработанной в ИЭПП имитационной модели финансовых потоков данного сектора. Под нефтяным сектором в данной работе понимается совокупность нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности и части торговли и сбыта, которая занимается экспортом нефти и нефтепродуктов и сбытом нефтепродуктов на территории Российской Федерации. Расчеты проводились с учетом деления нефтяного сектора на нефтедобывающее, нефтеперерабатывающее подразделения и управляющую компанию (холдинг). Данное деление отражает фактическую структуру типичной вертикально-интегрированной компании нефтяного сектора. Для расчетов была построена имитационная модель, состоящая из трех блоков, соответствующих указанному делению сектора, и блока расчета сводных показателей.

Деятельность компаний нефтяного сектора можно описать с помощью следующей принципиальной схемы: добыча нефти, включая газовый конденсат и попутный газ, транспортировка нефти до нефтеперерабатывающих заводов или экспорт нефти как сырья, переработка нефти и реализация продуктов нефтепереработки на территории РФ или их поставка на экспорт. Данная схема включает следующие основные элементы:

- добыча нефти → транспортировка и сбыт нефти на экспорт в виде сырья для дальнейшей переработки;



- добыча нефти → поставка нефти на переработку на зарубежные НПЗ → переработка нефти → сбыт нефтепродуктов за рубежом;
- добыча нефти → поставка нефти на переработку на НПЗ России → переработка нефти → транспортировка нефтепродуктов → сбыт нефтепродуктов на внутреннем рынке;
- добыча нефти → поставка нефти на переработку на НПЗ России → переработка нефти → экспорт нефтепродуктов → сбыт нефтепродуктов за рубежом;
- добыча нефти → поставка нефти на переработку на НПЗ России → производство мазута → экспорт мазута → переработка мазута с извлечением легких фракций за рубежом → сбыт получаемых нефтепродуктов за рубежом.

Схема товарно-финансовых потоков нефтяного сектора, положенная в основу имитационной модели, представлена на *рис. 1*.

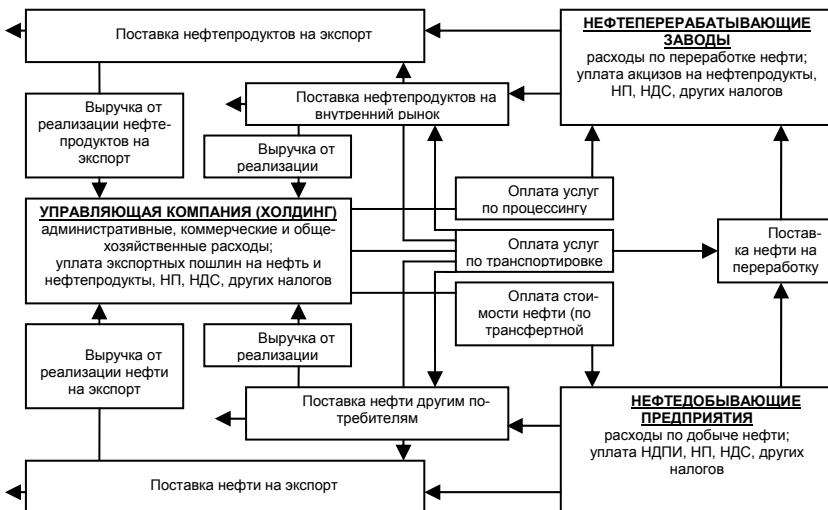


Рис. 1. Схема товарно-финансовых потоков нефтяного сектора

Входящие параметры имитационной модели нефтяного сектора включают:

- отраслевые факторы, к которым отнесены объемы добычи нефти, затраты на добычу, объемы переработки нефти, затраты на переработку, объемы транспортировки нефти и нефтепродуктов различными видами транспорта, объемы реализации нефти и нефтепродуктов на внутреннем и на внешнем рынках, основные фонды, инвестиции, коммерческие, административные и общехозяйственные расходы;
- ценовые факторы: мировые и внутренние цены на нефть и нефтепродукты;
- транспортные тарифы: тарифы на транспортировку нефти и нефтепродуктов внутри страны, в ближнее и дальнее зарубежье систем трубопроводов «Транснефть» и «Транснефтепродукт», железнодорожного, морского и речного транспорта;
- налоговые факторы, включающие ставки основных налогов и другие параметры налоговой системы, определяющие налоговые платежи нефтяного сектора.

Основные соотношения имитационной модели нефтяного сектора приведены ниже.

*Основные соотношения модели нефтяного сектора*

Блок 1. Нефтедобывающий сектор:

$$VAT_{2SI} = R_{SI} Rt_{VAT}$$

$$R_{SI} = V_1 P_{OMI}$$

$$MET = Rt_{MET} V_{MET}$$

$$Rt_{MET} = (Rt_{MET1} V_{MET1} + Rt_{MET2} V_{MET2}) / V_{MET}$$

$$Rt_{MET1} = Rt_{MET0} I_P$$

$$I_P = (P_{UR} - 15) ERt / 261$$

$$Rt_{MET2} = Rt_{MET1} I_D$$

$$V_{MET.L} = V_1 - V_{GC} - V_{PSA} - V_{H1} - V_{H2} - V_{H3} - V_{H4} - V_{SV}$$

$$V_{MET} = V_{MET.L} - V_{TL}$$

$$V_{MET1} = V_{MET} - V_{MET2}$$

$$PT_{SI} = FA_{SI} Rt_{PT}$$

$$OT_{SI} = PT_{SI} + UST_{SI}$$

$$\begin{aligned}
 EXP_{S1} &= V_1 CPU_1 \\
 C_{LS1} &= EMP_{S1} W_{S1} \\
 UST_{S1} &= C_{LS1} Rt_{UST} \\
 VAT_{1S1} &= (EXP_{S1} - C_{LS1} - UST_{S1} - A_{S1}) Rt_{VAT} \\
 INC_{S1} &= R_{S1} - MET - PT_{S1} - EXP_{S1} - UST_{S1} \\
 IT_{S1} &= \begin{cases} INC_{S1} Rt_{IT}, & INC_{S1} > 0, \\ 0, & INC_{S1} \leq 0. \end{cases}
 \end{aligned}$$

Блок 2. Нефтеперерабатывающий сектор:

$$\begin{aligned}
 VAT_{2S2} &= R_{S2} Rt_{VAT} \\
 R_{S2} &= V_2 CPU_2 \\
 E &= G_{1MI} Rt_{EG1} + G_{2MI} Rt_{EG2} + D_{MI} Rt_{ED} + L_{MI} Rt_{EL} \\
 PT_{S2} &= FA_{S2} Rt_{PT} \\
 OT_{S2} &= PT_{S2} + UST_{S2} \\
 EXP_{S2} &= V_2 CPU_2 \\
 C_{LS2} &= EMP_{S2} W_{S2} \\
 UST_{S2} &= C_{LS2} Rt_{UST} \\
 VAT_{1S2} &= (EXP_{S2} - C_{LS2} - UST_{S2} - A_{S2}) Rt_{VAT} \\
 INC_{S2} &= R_{S2} - E - PT_{S2} - EXP_{S2} - UST_{S2} \\
 IT_{S2} &= \begin{cases} INC_{S2} Rt_{IT}, & INC_{S2} > 0, \\ 0, & INC_{S2} \leq 0. \end{cases}
 \end{aligned}$$

Блок 3. Управляющая компания (холдинг):

$$\begin{aligned}
 VAT_{2S3} &= R_{S3} Rt_{VAT} \\
 R_{S3} &= R_{PM1} + R_{M2U} \\
 R_{PM1} &= G_{M1} P_{GM1} + JF_{M1} P_{JFM1} + D_{M1} P_{DM1} + FO_{M1} P_{FOM1} + L_{M1} P_{LM1} + \\
 &+ OP_{M1} P_{OPM1} \\
 R_{M2U} &= O_{M2U} P_{OM2U} \\
 ED_O &= (O_{M2} - O_{M2U} - O_{M2PSA}) Rt_{ED} + O_{M2B} Rt_{EDB} \\
 ED_{P1} &= (G_{M2} + JF_{M2} + D_{M2}) Rt_{EDP1} \\
 ED_{P2} &= (FO_{M2} + OP_{M2}) Rt_{EDP2} \\
 ED_P &= ED_{P1} + ED_{P2} \\
 ED &= ED_O + ED_P \\
 PT_{S3} &= FA_{S3} Rt_{PT} \\
 OT_{S3} &= PT_{S3} + UST_{S3}
 \end{aligned}$$

$$EXP_{S3} = CS_1 + CS_2 + CS_{TR} + C_{GA} = R_{S1} + R_{S2} + CPU_{TR} V_{TR} + C_{GA}$$

$$UST_{S3} = C_{LS3} Rt_{UST}$$

$$VAT_{IS3} = (EXP_{S3} - C_{LS3} - UST_{S3} - A_{S3}) Rt_{VAT}$$

$$INC_{S3} = R_{S3} + R_{M2} - ED - PT_{S3} - EXP_{S3} - UST_{S3}$$

$$IT_{S3} = \begin{cases} INC_{S3} Rt_{IT}, & INC_{S3} > 0, \\ 0, & INC_{S3} \leq 0. \end{cases}$$

Блок 4. Сводные показатели:

$$IT = IT_{S1} + IT_{S2} + IT_{S3}$$

$$VAT_1 = VAT_{IS1} + VAT_{IS2} + VAT_{IS3}$$

$$VAT_2 = VAT_{2S1} + VAT_{2S2} + VAT_{2S3}$$

$$VAT = VAT_2 - VAT_1$$

$$OT = OT_{S1} + OT_{S2} + OT_{S3}$$

$$UST = UST_{S1} + UST_{S2} + UST_{S3}$$

$$PT = PT_{S1} + PT_{S2} + PT_{S3}$$

$$T = MET + E + VAT + ED + UST + PT + IT$$

$$ST = MET + ED + E$$

$$R = R_{M1} + R_{M2}$$

$$R_{M1} = R_{OM1} + R_{PM1}$$

$$R_{M2} = R_{OM2} + R_{PM2}$$

$$R_{OM2} = O_{M2} P_{OM2}$$

$$R_{PM2} = G_{M2} P_{GM2} + JF_{M2} P_{JFM2} + D_{M2} P_{DM2} + FO_{M2} P_{FOM2} + OP_{M2} P_{OPM2}$$

$$SF = R - EXP - T$$

$$NI = R - EXP_A - CAPEX$$

$$EXP = C_{S1} + C_{S2} + C_{TR} + C_{CAG}$$

$$EXP_A = EXP - A_{S1} - A_{S2} - A_{S3}$$

$$NIED = NI - T$$

Обозначения:

$A_{Si}$  – амортизационные отчисления в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$C_{CAG}$  – коммерческие, административные и общехозяйственные расходы;

$C_{GA}$  – общехозяйственные и административные расходы;

$C_{LSi}$  – расходы на оплату труда в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли (заработная плата);

$C_{S1}$  – расходы на добычу нефти;

$C_{S2}$  – расходы на переработку нефти;

$C_{TR}$  – расходы на транспортировку нефти;

$CAPEX$  – капитальные затраты нефтяного сектора;

$CPU_1$  – удельные затраты на добычу 1 тонны нефти, долл.;

$CPU_2$  – удельные затраты на переработку 1 тонны нефти, долл.;

$CPU_{TR}$  – тариф на транспортировку на внутреннем рынке (по тарифам «Транснефти»);

$CS_1$  – оплата услуг по добыче нефти;

$CS_2$  – оплата услуг по переработке нефти;

$CS_{TR}$  – оплата услуг по транспортировке;

$D_{M1}$  – реализация дизельного топлива на внутреннем рынке, млн т;

$D_{M2}$  – объем экспорта дизельного топлива (без учета поставок в страны Таможенного союза), млн т;

$E$  – акцизы, всего;

$ED$  – экспортная пошлина, всего;

$ED_O$  – экспортная пошлина на нефть;

$ED_P$  – экспортная пошлина на нефтепродукты;

$ED_{P1}$  – экспортная пошлина на светлые нефтепродукты;

$ED_{P2}$  – экспортная пошлина на темные нефтепродукты;

$EMP_{Si}$  – среднегодовая численность занятых в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$ERt$  – средний официальный курс доллара США по отношению к рублю;

$EXP$  – затраты нефтяного сектора, всего;

$EXP_A$  – затраты нефтяного сектора без учета амортизации;

$EXP_{Si}$  – затраты в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$FA_{Si}$  – основные фонды в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$FO_{M1}$  – реализация мазута на внутреннем рынке, млн т;

$FO_{M2}$  – объем экспорта мазута (без учета поставок в страны Таможенного союза), млн т;

- $G_{M1}$  – реализация бензина на внутреннем рынке, млн т;  
 $G_{1M1}$  – реализация бензина с октановым числом до 80 на внутреннем рынке, млн т;  
 $G_{2M1}$  – реализация бензина с октановым числом свыше 80 на внутреннем рынке, млн т;  
 $G_{M2}$  – объем экспорта бензина (без учета поставок в страны Таможенного союза), млн т;  
 $I_D$  – среднее значение коэффициента  $K_b$ ;  
 $I_P$  – коэффициент, учитывающий динамику мировых цен на нефть;  
 $INC_{Si}$  – объем прибыли в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;  
 $IT$  – налог на прибыль, всего;  
 $IT_{Si}$  – налог на прибыль в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;  
 $JF_{M1}$  – реализация керосина авиационного на внутреннем рынке, млн т;  
 $JF_{M2}$  – объем экспорта керосина авиационного (без учета поставок в страны Таможенного союза), млн т;  
 $L_{M1}$  – реализация смазочных масел на внутреннем рынке, млн т;  
 $MET$  – налог на добычу полезных ископаемых;  
 $NI$  – чистый доход нефтяного сектора;  
 $NIED$  – чистый доход нефтяного сектора, остающийся в распоряжении предприятий;  
 $O_{M2}$  – объем экспорта нефти, млн т;  
 $O_{M2B}$  – объем экспорта нефти в Белоруссию, млн т;  
 $O_{M2PSA}$  – объем экспорта нефти по соглашениям о разделе продукции, млн т;  
 $O_{M2U}$  – объем экспорта нефти в страны Таможенного союза, млн т;  
 $OP_{M1}$  – реализация прочих нефтепродуктов на внутреннем рынке, млн т;  
 $OP_{M2}$  – объем экспорта прочих нефтепродуктов (без учета поставок в страны Таможенного союза), млн т;  
 $OT$  – прочие налоги, всего;  
 $OT_{Si}$  – прочие налоги в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$P_{DMI}$  – цена реализации дизельного топлива на внутреннем рынке;

$P_{FOM1}$  – цена реализации мазута на внутреннем рынке;

$P_{GM1}$  – цена реализации бензина на внутреннем рынке, руб./т;

$P_{JFM1}$  – цена реализации керосина авиационного на внутреннем рынке;

$P_{LM1}$  – цена реализации смазочных масел на внутреннем рынке;

$P_{OM1}$  – внутренняя цена на нефть;

$P_{OPM1}$  – цена реализации прочих нефтепродуктов на внутреннем рынке;

$P_{DM2}$  – цена дизельного топлива при реализации на экспорт, долл./т;

$P_{FOM2}$  – цена мазута при реализации на экспорт, долл./т;

$P_{GM2}$  – цена бензина при реализации на экспорт, долл./т;

$P_{JFM2}$  – цена керосина авиационного при реализации на экспорт, долл./т;

$P_{OM2}$  – цена нефти при реализации на экспорт, долл./т;

$P_{OM2U}$  – цена нефти при экспорте в страны Таможенного союза, долл./т;

$P_{OPM2}$  – средняя цена прочих нефтепродуктов при реализации на экспорт, долл./т;

$P_{UR}$  – цена нефти марки «Юралс», долл./барр.;

$PT$  – налог на имущество, всего;

$PT_{Si}$  – налог на имущество в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$R$  – выручка нефтяного сектора, всего;

$R_{MI}$  – выручка от реализации нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке;

$R_{M2}$  – выручка от экспорта нефти и нефтепродуктов;

$R_{M2U}$  – выручка от экспорта в страны Таможенного союза;

$R_{OM1}$  – выручка от реализации нефти на внутреннем рынке;

$R_{OM2}$  – выручка от экспорта нефти;

$R_{PM1}$  – выручка от реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке;

$R_{PM2}$  – выручка от экспорта нефтепродуктов;

- $R_{Si}$  – выручка от реализации в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;
- $Rt_{ED}$  – ставка акциза на дизельное топливо;
- $Rt_{EDB}$  – ставка экспортной пошлины на нефть, поставляемую в Белоруссию;
- $Rt_{EDO}$  – ставка экспортной пошлины на нефть;
- $Rt_{EDP1}$  – ставка экспортной пошлины на светлые нефтепродукты;
- $Rt_{EDP2}$  – ставка экспортной пошлины на темные нефтепродукты;
- $Rt_{EG1}$  – ставка акциза на бензин с октановым числом до 80;
- $Rt_{EG2}$  – ставка акциза на бензин с октановым числом свыше 80;
- $Rt_{EL}$  – ставка акциза на смазочные масла;
- $Rt_{IT}$  – ставка налога на прибыль;
- $Rt_{MET}$  – средневзвешенная ставка НДС;
- $Rt_{MET0}$  – базовая ставка НДС, руб./т;
- $Rt_{MET1}$  – ставка НДС по действующей формуле;
- $Rt_{MET2}$  – средняя ставка НДС на выработанных месторождениях;
- $Rt_{PT}$  – ставка налога на имущество;
- $Rt_{UST}$  – ставка ЕСН;
- $Rt_{VAT}$  – ставка НДС;
- $Si$  –  $i$ -й сектор нефтяной отрасли:
- $i = 1$  – добыча нефти,
- $i = 2$  – переработка нефти,
- $i = 3$  – управляющая компания (холдинг);
- $SF$  – средства предприятий нефтяного сектора;
- $ST$  – специальные налоги нефтяного сектора;
- $T$  – налоговые платежи нефтяного сектора, всего;
- $UST$  – единый социальный налог, всего;
- $UST_{Si}$  – единый социальный налог в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;
- $V_1$  – объем добычи нефти, включая газовый конденсат, всего;
- $V_2$  – объем переработки нефти, млн т;
- $V_{GC}$  – объем добычи газового конденсата;



$V_{H1}$  – объем добычи нефти в Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции (Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край) в режиме налоговых каникул;

$V_{H2}$  – добыча в Тимано-Печорской нефтегазовой провинции (Ненецкий АО) и на полуострове Ямал в режиме налоговых каникул;

$V_{H3}$  – объем добычи нефти в Каспийском и Азовском морях в режиме налоговых каникул;

$V_{H4}$  – объем добычи на континентальном шельфе РФ севернее Северного полярного круга в режиме налоговых каникул;

$V_{MET}$  – объем добычи нефти, облагаемый НДС;

$V_{MET1}$  – объем добычи нефти, облагаемый НДС по полной ставке;

$V_{MET2}$  – объем добычи нефти, облагаемый НДС, на выработанных месторождениях (месторождения с выработанностью запасов более 80%);

$V_{MET.L}$  – объем добычи нефти, облагаемый НДС, включая потери;

$V_{PSA}$  – объем добычи нефти по соглашениям о разделе продукции;

$V_{SV}$  – объем добычи сверхвязкой нефти;

$V_{TL}$  – нормативные потери нефти;

$V_{TR}$  – объем транспортировки нефти внутри страны (по системе «Транснефти»);

$VAT$  – уплачиваемый НДС;

$VAT_1$  – НДС поставщикам, всего;

$VAT_{1Si}$  – НДС поставщикам в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$VAT_2$  – налог на добавленную стоимость, всего;

$VAT_{2Si}$  – налог на добавленную стоимость в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли;

$W_{Si}$  – средняя заработная плата в  $i$ -м секторе нефтяной отрасли.

В качестве входящих данных имитационной модели нефтяного сектора использованы данные Федеральной службы государственной статистики РФ, Федеральной таможенной службы РФ,

Министерства энергетики РФ, специализированных агентств «Петролеум-Аргус», «Кортес», «Росбизнесконсалтинг», отчетов компаний нефтяного сектора ОАО «НК «Роснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ТНК-ВР», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Татнефть», ОАО «НГК «Славнефть», АК «Транснефть», АК «Транснефтепродукт», а также расчетные показатели. Значения отдельных показателей, использованных в расчетах, приведены в *табл. 1.4.1.*

*Таблица 1.4.1*

**Входящие данные для расчета налоговой нагрузки на нефтяной сектор (отдельные показатели)**

	2000	2001	2002	2003	2004
Объем добычи нефти, млн т	323,2	348,1	379,6	421,4	458,8
Объем переработки нефти, млн т	174,0	179,0	185,0	190,0	195,0
Экспорт нефти, млн т	144,5	159,7	187,5	223,5	257,4
Экспорт нефтепродуктов, млн т	61,9	70,8	75,0	78,4	82,1
Внутренняя цена на нефть, долл./т	45,5	54,5	52,1	62,6	92,5
Цена нефти марки «Юралс», долл./барр.	26,7	23,0	24,0	27,1	34,5
Цена нефти марки «Юралс», долл./т	194,5	167,9	174,8	197,5	251,9
Курс доллара, руб./долл.	28,1	29,2	31,4	30,6	28,7
Ставка НДС, %	20,0	20,0	20,0	20,0	18,0
Ставка налога на прибыль, %	30,0	35,0	24,0	24,0	24,0
Ставка НДСИ, долл./т	8,0	9,5	10,8	11,1	12,1
Коэффициент $K_{\text{и}}$	–	–	2,0	2,3	3,0
Ставка НДСИ с учетом коэффициента, долл./т	8,0	9,5	21,5	25,7	36,5
Ставка акциза на бензин (окт. число до 80), долл./т	16,2	51,8	48,2	49,4	76,3
Ставка акциза на бензин (окт. число свыше 80), долл./т	20,8	71,0	66,1	67,7	104,5
Ставка акциза на дизельное топливо, долл./т		21,1	19,6	20,1	31,0
Ставка акциза на моторные масла, долл./т		57,6	53,6	54,9	85,0
Ставка экспортной пошлины на нефть, долл./т	20,9	26,8	22,9	31,5	62,0
Ставка экспортной пошлины на нефтепродукты, долл./т	18,8	24,1	20,6	28,4	38,4

Продолжение таблицы 1.4.1

	2005	2006	2007	2008	2009
Объем добычи нефти, млн т	470,0	480,5	491,3	488,5	494,2
Объем переработки, млн т	207,0	220,0	229,0	236,0	236,0
Экспорт нефти, млн т	252,5	248,4	258,4	243,1	247,4
Экспорт нефтепродуктов, млн т	97,0	103,5	111,8	117,9	124,4
Внутренняя цена на нефть, долл./т	153,7	194,9	216,7	282,3	174,5
Цена нефти марки «Юралс», долл./барр.	50,5	61,3	69,4	94,5	61,0
Цена нефти марки «Юралс», долл./т	368,7	447,3	506,5	690,0	445,3
Курс доллара, руб./долл.	28,2	27,1	25,6	24,8	31,7
Ставка НДС, %	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
Ставка налога на прибыль, %	24,0	24,0	24,0	24,0	20,0
Ставка НДС, долл./т	14,9	15,5	16,4	16,9	13,2
Коэффициент $K_n$	4,5	5,4	5,9	8,1	5,6
Ставка НДС с учетом коэффициента, долл./т	66,6	83,9	95,7	137,3	72,3
Ставка акциза на бензин (окт. число до 80), долл./т	87,2	90,8	103,9	107,1	83,9
Ставка акциза на бензин (окт. число свыше 80), долл./т	119,1	124,0	141,9	146,3	114,6
Ставка акциза на дизельное топливо, долл./т	35,5	36,9	42,2	43,5	34,1
Ставка акциза на моторные масла, долл./т	96,9	100,8	115,4	118,9	93,2
Ставка экспортной пошлины на нефть, долл./т	130,3	197,0	206,5	355,2	179,3
Ставка экспортной пошлины на светлые нефтепродукты, долл./т	107,8	140,5	151,5	251,6	133,0
Ставка экспортной пошлины на темные нефтепродукты, долл./т	58,0	75,7	81,6	135,6	71,8

Источники: Федеральная служба государственной статистики РФ, Федеральная таможенная служба РФ, Министерство энергетики РФ, Налоговый кодекс РФ, расчеты авторов.

Оценка налоговой нагрузки на нефтяной сектор произведена нами с помощью модели, в которой рассчитывается движение финансовых средств в отрасли во взаимосвязке с расчетом налогов. Для учета того что нефтедобыча, нефтепереработка и сбыт осуществляются самостоятельными предприятиями, входящими в состав вертикально-интегрированных нефтяных компаний, предприятия отрасли разделены на три группы: нефтедобыча, нефтепереработка и холдинг (управляющая компания). Это позволило также учесть такие аспекты, как работа нефтеперерабатывающих предприятий на давальческой основе с образованием

основной части прибыли непосредственно на стадии реализации нефти и нефтепродуктов.

Сводные результаты расчета налоговой нагрузки на нефтяной сектор в 2000–2009 гг., проведенного с использованием имитационной модели нефтяного сектора, приведены в *табл. 1.4.2*. Доля налогов в валовом доходе нефтяного сектора, по нашим расчетам, повысилась с 28,1% в 2000 г. до 63,1% в 2008 г. При этом доля налогов в чистом доходе, определяемом как валовой доход за вычетом капитальных, операционных и транспортных затрат, повысилась с 54,4% в 2000 г. до 85,3 % в 2008 г. Соответственно доля предприятий нефтяного сектора в чистом доходе в рассматриваемый период сократилась с 45,6 до 14,7%.

*Таблица 1.4.2*

**Основные показатели налоговой нагрузки  
на нефтяной сектор в 2000–2009 гг.**

	2000	2001	2002	2003	2004
Выручка, млрд долл.	53,1	54,2	60,0	77,6	106,8
Чистый доход, млрд долл.	27,4	24,2	26,9	37,8	62,5
Налоги, млрд долл.	14,9	16,8	21,1	28,2	46,9
Специальные налоги, млрд долл.	6,9	11,1	15,6	21,4	37,6
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, млрд долл.	12,5	7,4	5,8	9,6	15,6
Налоги на 1 тонну нефти, долл./т	46,1	48,3	55,7	66,9	102,1
Отношение чистого дохода к выручке, %	51,6%	44,6%	44,8%	48,7%	58,5%
Отношение налогов к выручке, %	28,1%	31,0%	35,2%	36,3%	43,9%
Отношение налогов к чистому доходу, %	54,4%	69,4%	78,6%	74,6%	75,0%
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, % к выручке	23,6%	13,6%	9,6%	12,3%	14,6%
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, % к чистому доходу	45,6%	30,6%	21,4%	25,4%	25,0%
Средства предприятий, всего, млрд долл.	18,0	14,6	12,5	17,8	23,8
Средства предприятий, направленные на финансирование капвложений, млрд долл.	5,5	7,2	6,7	8,2	8,2
Чистый доход, остающийся с распоряжении предприятий, млрд долл.	12,5	7,4	5,8	9,6	15,6
Средства предприятий, всего, % к выручке	33,9%	26,9%	20,8%	22,9%	22,3%
Средства предприятий, направленные на финансирование капвложений, % к выручке	10,4%	13,3%	11,2%	10,6%	7,6%
Операционные и транспортные затраты, млрд долл.	20,2	22,8	26,4	31,6	36,2
Операционные и транспортные затраты, % к выручке	38,0%	42,1%	44,0%	40,8%	33,9%

Продолжение таблицы 1.4.2

	2005	2006	2007	2008	2009
Выручка, млрд долл.	154,9	198,8	232,7	320,2	203,8
Чистый доход, млрд долл.	105,1	142,0	165,3	236,7	130,7
Налоги, млрд долл.	85,4	117,6	136,9	201,9	107,2
Специальные налоги, млрд долл.	72,3	98,9	112,4	171,5	91,8
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, млрд долл.	19,7	24,4	28,3	34,8	23,5
Налоги на 1 т нефти, долл./т	181,8	244,7	278,7	413,3	217,0
Отношение чистого дохода к выручке, %	67,9%	71,4%	71,0%	73,9%	64,1%
Отношение налогов к выручке, %	55,2%	59,1%	58,8%	63,1%	52,6%
Отношение налогов к чистому доходу, %	81,3%	82,8%	82,9%	85,3%	82,0%
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, % к выручке	12,7%	12,3%	12,2%	10,9%	11,5%
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, % к чистому доходу	18,7%	17,2%	17,1%	14,7%	18,0%
Средства предприятий, всего, млрд долл.	29,5	37,9	47,1	57,8	44,8
Средства предприятий, направленные на финансирование капвложений, млрд долл.	9,8	13,4	18,7	22,9	21,3
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, млрд долл.	19,7	24,4	28,3	34,8	23,5
Средства предприятий, всего, % к выручке	19,1%	19,0%	20,2%	18,0%	22,0%
Средства предприятий, направленные на финансирование капвложений, % к выручке	6,3%	6,8%	8,1%	7,2%	10,5%
Операционные и транспортные затраты, млрд долл.	39,9	43,3	48,7	60,6	51,8
Операционные и транспортные затраты, % к выручке	25,8%	21,8%	20,9%	18,9%	25,4%

Источник: расчеты авторов.

В табл. 1.4.3 приведены сводные результаты расчета налоговых платежей нефтяного сектора. Как видно из приведенных данных, период 2001–2008 гг. характеризуется значительным ростом налоговых платежей нефтяного сектора, которые увеличились с 14,9 млрд долл. в 2000 г. до 201,9 млрд долл. в 2008 г. При этом размер специальных налогов, то есть налогов, уплачиваемых только предприятиями нефтяного сектора, увеличился за этот период с 6,9 млрд до 171,5 млрд долл. Такой рост налоговых платежей был обусловлен как проведенной в этот период реформой налогообложения, так и значительным ростом объемов производства и экспорта нефти и нефтепродуктов и повышением мировых цен на нефть.

В структуре налоговых платежей нефтяного сектора резко повысилась роль НДСП и экспортных пошлин: удельный вес НДСП (до 2002 г. – платежей за пользование недрами, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза на нефть) в налоговой структуре повысился с 16,7% в 2000 г. до 32–37% в 2002–2008 гг., удельный вес экспортных пошлин – с 26,3% в 2000 г. до 49,7% в 2008 г. В то же время наблюдалось падение роли налога на прибыль, снижение удельного веса акцизов и прочих налогов. В целом удельный вес специальных налогов (НДСП, экспортная пошлина на нефть и нефтепродукты, акцизы на нефтепродукты) в структуре налоговых платежей нефтяного сектора повысился с 46,1% в 2000 г. до 85,0% в 2008 г. Доля других видов налогов сократилась с 53,9 до 15,0%.

Таблица 1.4.3

**Структура налоговых платежей нефтяного сектора  
в 2000–2009 гг.**

	2000	2001	2002	2003	2004
Налоги, всего, млрд долл.	14,9	16,8	21,1	28,2	46,9
Налог на прибыль, млрд долл.	3,2	3,0	3,6	5,1	7,1
НДСП, млрд долл.	2,5	3,2	7,9	10,5	16,2
Экспортная пошлина, млрд долл.	3,9	5,6	5,5	8,7	17,8
НДС, млрд долл.	7,3	9,0	9,1	11,6	14,9
НДС поставщикам, млрд долл.	6,6	8,4	9,2	11,55	14,4
НДС к уплате, млрд долл.	0,7	0,6	-0,1	0,0	0,5
Акцизы, млрд долл.	0,5	2,3	2,2	2,3	3,7
Прочие налоги, млрд долл.	4,1	2,1	2,2	1,7	1,7
Налог на прибыль, %	21,4%	17,6%	16,8%	18,0%	15,1%
НДСП, %	16,7%	19,0%	37,3%	37,1%	34,5%
Экспортная пошлина, %	26,3%	33,4%	25,8%	30,8%	37,9%
НДС, %	4,6%	3,8%	-0,5%	0,0%	1,1%
Акцизы, %	3,1%	13,6%	10,4%	8,2%	7,8%
Прочие налоги, %	27,9%	12,5%	10,2%	5,9%	3,7%

	2005	2006	2007	2008	2009
1	2	3	4	5	6
Налоги, всего, млрд долл.	85,4	117,6	136,9	201,9	107,2
Налог на прибыль, млрд долл.	9,1	12,2	16,1	19,5	9,3
НДСП, млрд долл.	30,2	38,7	45,5	65,2	34,9
Экспортная пошлина, млрд долл.	37,6	55,2	61,0	100,4	52,5
НДС, млрд долл.	22,9	29,8	34,9	44,9	29,3

Продолжение таблицы 1.4.3

1	2	3	4	5	6
НДС поставщикам, млрд долл.	20,6	25,2	28,5	36,3	25,2
НДС к уплате, млрд долл.	2,3	4,7	6,4	8,5	4,0
Акцизы, млрд долл.	4,4	4,9	5,9	6,0	4,4
Прочие налоги, млрд долл.	1,8	1,9	2,2	2,3	2,0
Налог на прибыль, %	10,6%	10,4%	11,7%	9,7%	8,7%
НДПИ, %	35,3%	32,9%	33,2%	32,3%	32,5%
Экспортная пошлина, %	44,0%	47,0%	44,5%	49,7%	49,0%
НДС, %	2,7%	4,0%	4,6%	4,2%	3,8%
Акцизы, %	5,2%	4,2%	4,3%	3,0%	4,1%
Прочие налоги, %	2,1%	1,6%	1,6%	1,2%	1,9%

Источник: расчеты авторов.

Как показывают расчеты по имитационной модели нефтяного сектора, в результате налоговой реформы произошло заметное сокращение доли предприятий сектора в валовом доходе. Общие средства предприятий сократились с 33,9% в 2000 г. до 18–20% валового дохода в 2005–2008 гг., а чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, уменьшился с 23,6 до 10,9% от выручки (табл. 1.4.2, 1.4.4). При этом в абсолютном выражении в отличие от первых лет реформы (2001–2002 гг.) размер средств предприятий и располагаемого ими чистого дохода в 2005–2008 гг. устойчиво повышался, что позволяло им увеличивать инвестиции и осуществлять выплату дивидендов.

Таблица 1.4.4

**Распределение валового дохода нефтяного сектора  
в 2000–2009 гг.**

	2000	2001	2002	2003	2004
Выручка, всего, млрд долл.	53,1	54,2	60,0	77,6	106,8
Капитальные, операционные и транспортные затраты, млрд долл.	25,7	30,0	33,1	39,8	44,3
Налоги, всего, млрд долл.	14,9	16,8	21,1	28,2	46,9
НДПИ, млрд долл.	2,5	3,2	7,9	10,5	16,2
Экспортная пошлина, млрд долл.	3,9	5,6	5,5	8,7	17,8
Другие налоги, млрд долл.	8,5	8,0	7,8	9,1	13,0
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, млрд долл.	12,5	7,4	5,8	9,6	15,6
Капитальные, операционные и транспортные затраты, % к выручке	48,4%	55,4%	55,2%	51,3%	41,5%
Налоги, % к выручке	28,1%	31,0%	35,2%	36,3%	43,9%
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, % к выручке	23,6%	13,6%	9,6%	12,3%	14,6%

*Продолжение таблицы 1.4.4*

	2005	2006	2007	2008	2009
Выручка, всего, млрд долл.	154,9	198,8	232,7	320,2	203,8
Капитальные, операционные и транспортные затраты, млрд долл.	49,7	56,8	67,4	83,5	73,1
Налоги, всего, млрд долл.	85,4	117,6	136,9	201,9	107,2
НДПИ, млрд долл.	30,2	38,7	45,5	65,2	34,9
Экспортная пошлина, млрд долл.	37,6	55,2	61,0	100,4	52,5
Другие налоги, млрд долл.	17,6	23,6	30,4	36,4	19,8
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, млрд долл.	19,7	24,4	28,3	34,8	23,5
Капитальные, операционные и транспортные затраты, % к выручке	32,1%	28,6%	29,0%	26,1%	35,9%
Налоги, % к выручке	55,2%	59,1%	58,8%	63,1%	52,6%
Чистый доход, остающийся в распоряжении предприятий, % к выручке	12,7%	12,3%	12,2%	10,9%	11,5%

*Источник:* расчеты авторов.

С ростом мировых цен на нефть действующая система налогообложения обеспечивает более чем пропорциональный рост налоговых платежей предприятий нефтяного сектора и соответствующее увеличение государственных доходов. Как показывают расчеты по имитационной модели, с ростом мировых цен на нефть возрастает как абсолютная величина налоговых платежей, так и доля налоговых изъятий в общем доходе.

Реформа налогообложения нефтяного сектора привела к значительному повышению бюджетной эффективности налоговой системы и увеличению доли сектора в доходах государственного бюджета. Доля нефтяного сектора в доходах консолидированного бюджета повысилась с 18,5% в 2001 г. до 31,0% в 2008 г., по отношению к ВВП размер налоговых платежей нефтяного сектора увеличился с 5,5 до 12,1% (табл. 1.4.5).

В 2009 г. в результате снижения мировых цен на нефть значительно сократились как доходы нефтяного сектора, так и размер налоговых платежей (как было показано выше, основные налоги на нефтяной сектор привязаны к мировой цене на нефть). Сокращение размера налоговых платежей было связано также с введением с начала 2009 г. мер по снижению налоговой нагрузки на нефтяной сектор (изменение формулы расчета НДПИ, снижение ставки налога на прибыль, увеличение размера амортизационной



премии и др.). Определенное влияние оказало также отставание повышения ставок экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты от динамики мировых цен на нефть. Поддержанию доходов предприятий способствовало также значительное снижение валютного курса рубля, в результате чего капитальные и операционные затраты в долларовом выражении существенно снизились. Как показывают расчеты по имитационной модели нефтяного сектора, доля налогов в валовом доходе сектора в 2009 г. снизилась до 52,6%, а в чистом доходе – до 82,0%. Соответственно доля чистого дохода, остающегося в распоряжении предприятий, в 2009 г. повысилась до 18,0%.

Таблица 1.4.5

**Доля нефтяного сектора в доходах консолидированного бюджета в 2001–2009 гг.**

	2001	2002	2003	2004
Налоговые доходы консолидированного бюджета, млрд долл.	80,0	100,0	121,6	172,0
Доходы консолидированного бюджета, млрд долл.	90,9	112,2	135,1	189,1
ВВП, млрд долл.	306,6	345,5	432,6	594,0
Налоговые платежи нефтяной отрасли, млрд долл.	16,8	21,1	28,2	46,9
Доля нефтяной отрасли в налоговых доходах консолидированного бюджета, %	21,0%	21,1%	23,2%	27,2%
Доля нефтяной отрасли в доходах консолидированного бюджета, %	18,5%	18,8%	20,9%	24,8%
Налоговые платежи нефтяного сектора в % к ВВП	5,5%	6,1%	6,5%	7,9%

	2005	2006	2007	2008	2009
Налоговые доходы консолидированного бюджета, млрд долл.	249,8	319,4	472,5	596,0	377,6
Доходы консолидированного бюджета, млрд долл.	304,2	392,1	522,8	651,7	423,6
ВВП, млрд долл.	766,8	992,7	1294,6	1662,9	1231,6
Налоговые платежи нефтяной отрасли, млрд долл.	85,4	117,6	136,9	201,9	107,2
Доля нефтяной отрасли в налоговых доходах консолидированного бюджета, %	34,2%	36,8%	29,0%	33,9%	28,4%
Доля нефтяной отрасли в доходах консолидированного бюджета, %	28,1%	30,0%	26,2%	31,0%	25,3%
Налоговые платежи нефтяного сектора в % к ВВП	11,1%	11,8%	10,6%	12,1%	8,7%

Источник: расчеты авторов.

В результате в 2009 г. при сокращении выручки на 36,4% по сравнению с 2008 г. суммарные средства предприятий сократились лишь на 22,5%. Таким образом, уменьшение налоговой нагрузки и снижение валютного курса рубля обеспечили получение предприятиями нефтяного сектора достаточно высоких доходов даже в условиях значительного снижения мировых цен на нефть.

Таким образом, меры, реализованные в России в ходе реформы налогообложения нефтяной промышленности, позволили преодолеть регрессивность налоговой системы, нейтрализовать негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования, исключить возможности для субъективизма, коррупции и манипулирования при установлении налоговых ставок, а также приблизить российскую систему налогообложения к мировым стандартам. Все это резко повысило бюджетную эффективность налоговой системы и привело к радикальному перераспределению доходов, генерируемых в нефтяном секторе, в пользу государства.

## **2. Направления совершенствования налогообложения нефтегазового сектора**

Проведенная реформа системы налогообложения нефтяного сектора экономики позволила значительно повысить бюджетную эффективность налоговой системы и приблизить российскую систему налогообложения к мировым стандартам. Вместе с тем всех проблем построения эффективной системы налогообложения нефтяного сектора произведенные изменения не решили. Введенная налоговая система, основанная на единой специфической ставке НДС, не учитывала объективных различий в условиях добычи нефти, обусловленных горно-геологическими характеристиками месторождений, их расположением, а также стадией разработки. В результате ухудшалась экономика добычи нефти на месторождениях с повышенными затратами, стимулировались выборочный отбор наиболее эффективных запасов и досрочное прекращение разработки истощенных месторождений. Одновременно осложнился ввод в разработку новых месторождений с повышенными затратами, особенно в неосвоенных регионах с отсутствующей инфраструктурой.

При этом во второй половине 2000-х гг. темпы роста добычи нефти существенно снизились. Если в 2002–2004 гг. прирост добычи нефти, включая газовый конденсат, достигал 8,9–11% в год, то в 2005–2007 гг. он составлял лишь 2,1–2,2% в год (*табл. 1.2.1*). При этом в 2007 г. прирост добычи нефти в России был обеспечен в основном значительным ростом добычи нефти по проектам, реализуемым на условиях СРП, на которые пришлось 80,6% всего прироста. Добыча нефти в России без учета добычи по проектам СРП увеличилась в 2007 г. лишь на 0,4%. В 2008 г. впервые за последние годы в России наблюдалось снижение добычи нефти (на 0,6% по сравнению с предыдущим годом).

Таблица 2.1

**Динамика добычи нефти в 2000–2008 гг.,  
в % к предыдущему году**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Нефть, включая газовый конденсат	106,0	107,7	109,0	111,0	108,9	102,2	102,1	102,1	99,4

*Источник:* Росстат.

Рост производства и экспорта нефти в перспективе возможен лишь при условии углубленной разработки эксплуатируемых нефтяных месторождений и активном освоении новых месторождений, разработка которых в большинстве случаев сопряжена с повышенными капитальными, эксплуатационными и транспортными затратами. Вовлечение таких месторождений в разработку требует совершенствования действующей системы налогообложения, проведения специальной налоговой политики, обеспечивающей необходимые стимулы для инвестиций в добычу нефти.

Ухудшение условий добычи обуславливает необходимость снижения налоговой нагрузки при освоении новых нефтяных месторождений с повышенными затратами, применения на них льготных либо более гибких налоговых режимов. Это позволит вовлечь такие месторождения в разработку, что обеспечит дополнительную добычу нефти и дополнительные налоговые поступления.

В газовом секторе экономики система налогообложения продолжает базироваться на единой специфической ставке НДС, которая, в отличие от нефтяного сектора, не корректируется применением каких-либо коэффициентов, отражающих уровень цен или условия добычи. При этом с 2006 г., несмотря на инфляцию и значительный рост цен на газ на внутреннем рынке, ставка НДС при добыче газа не менялась, что привело к ее существенному снижению как в реальном, так и в относительном выражении (в процентах к цене).

Рассмотрим возможные направления совершенствования системы налогообложения нефтегазового сектора.

## **2.1. Снижение ставки НДС при добыче нефти за счет изменения формулы расчета коэффициента, учитывающего динамику мировых цен на нефть**

Стимулировать развитие нефтяного сектора позволяет снижение общей ставки НДС при добыче нефти. В условиях роста затрат на добычу целесообразно повышение необлагаемого НДС ценового минимума в формуле расчета коэффициента  $K_{ц}$ , учитывающего динамику мировых цен на нефть. Это ведет к относительному снижению величины коэффициента  $K_{ц}$  и соответственно применяемой ставки налога. Кроме того, сохранение базовой ставки НДС на неизменном уровне (419 руб./т) в условиях наблюдающейся достаточно значительной инфляции обеспечивает снижение ставки НДС в реальном выражении. В 2008 г. было принято решение об изменении с начала 2009 г. формулы расчета коэффициента  $K_{ц}$  за счет повышения необлагаемого НДС ценового минимума с 9 до 15 долл./барр. Как показывают расчеты, за счет изменения формулы расчета коэффициента  $K_{ц}$  применяемая ставка НДС в 2009 г. снизилась на 305 руб./т, или примерно на 12% (табл. 2.1.1). Такое снижение ставки НДС уменьшает налоговую нагрузку на нефтяной сектор, позволяет нефтяным компаниям получить в свое распоряжение дополнительные финансовые ресурсы, повышает доходность инвестиций в освоение новых месторождений, стимулирует более углубленную разработку истощенных месторождений.

Дополнительное (по сравнению с реализованным) снижение ставки НДС целесообразно осуществлять лишь в тех случаях, когда это необходимо, а именно лишь для отдельных регионов и отдельных категорий месторождений, характеризующихся повышенными затратами на разработку.

В рамках дискуссии по снижению налоговой нагрузки на нефтяной сектор экономики высказываются утверждения, что снижение общей ставки НДС в предложенных размерах не окажет стимулирующего влияния на разработку низкорентабельных месторождений, поэтому ставку НДС надо снижать более значительно (например, снизить базовую ставку НДС с 419 до 200

руб. за тонну или увеличить необлагаемый НДСИ ценовой минимум с 9 до 40–45 долл./барр.).

Таблица 2.1.1

**Влияние изменения формулы расчета коэффициента  $K_u$  на ставку НДСИ при добыче нефти в условиях 2009 г.**

	Цена «Юралс», долл./барр.							
	30	40	50	60	70	80	90	100
Базовая ставка НДСИ, руб./т	419	419	419	419	419	419	419	419
Коэффициент $K_u$ по действовавшей формуле: $K_u = (C - 9) P / 261$	2,55	3,76	4,98	6,19	7,40	8,62	9,83	11,05
Ставка НДСИ при действовавшей формуле расчета $K_u$ , руб./т	1068	1577	2085	2594	3102	3611	4119	4628
Коэффициент $K_u$ по новой формуле: $K_u = (C - 15) P / 261$	1,82	3,03	4,25	5,46	6,68	7,89	9,10	10,32
Ставка НДСИ при новой формуле расчета $K_u$ , руб./т	763	1271	1780	2289	2797	3306	3814	4323
Снижение ставки НДСИ при применении новой формулы расчета $K_u$ , руб./т	305	305	305	305	305	305	305	305
Снижение ставки НДСИ при применении новой формулы расчета $K_u$ , %	28,6	19,4	14,6	11,8	9,8	8,5	7,4	6,6

Источник: расчеты авторов.

Произведенное снижение ставки НДСИ действительно не решает проблемы по всем месторождениям, но это не означает, что нужно резко снижать общую ставку налога. Снижение ставки НДСИ должно быть дифференцированным, то есть разным для разных категорий месторождений.

Основная часть добычи нефти в России осуществляется на вполне прибыльных уже эксплуатируемых месторождениях (капиталовложения на них уже осуществлены, а поздняя стадия добычи еще не наступила). В настоящее время нет явных оснований

для дополнительного значительного снижения налоговой нагрузки на эти месторождения.

Необходимость дополнительного снижения ставки НДСП яв-но существует лишь на выработанных и значительной части новых месторождений, освоение которых требует повышенных капитальных, эксплуатационных и транспортных затрат.

Применительно к выработанным месторождениям проблема должна быть решена путем распространения применения понижающего коэффициента  $K_g$  на все выработанные месторождения (за счет отмены требования «прямого учета» добычи нефти).

Применительно к новым месторождениям проблема может быть решена путем введения налоговых каникул или понижающих коэффициентов к ставке НДСП для определенных регионов (в том числе континентального шельфа) и для определенных категорий месторождений (мелкие месторождения).

Решение же всех проблем путем радикального снижения общей ставки НДСП приведет к неоправданному снижению налоговой нагрузки на прибыльных эксплуатируемых месторождениях и резкому сокращению налоговых поступлений.

На наш взгляд, набор необходимых мер по группам месторождений должен быть следующим (табл. 2.1.2).

Таблица 2.1.2

Эксплуатируемые месторождения (выработанность запасов до 80%)	Выработанные месторождения (выработанность запасов более 80%)	Новые месторождения
1	2	3
1. Снижение общей ставки НДСП при добыче нефти путем изменения формулы расчета коэффициента $K_n$ за счет увеличения необлагаемого НДСП ценового минимума с 9 до 15 долл./барр.	2. Обеспечение возможности применения понижающего коэффициента к ставке НДСП ( $K_g$ ) на всех выработанных месторождениях за счет отмены требования «прямого учета»	2. Применение механизмов налоговых каникул или понижающих коэффициентов к ставке НДСП для определенных регионов и континентального шельфа

*Продолжение таблицы 2.1.2*

1	2	3
	<p>3. Рассмотрение вопроса о снижении коэффициента <math>K_e</math> (например, для месторождений с выработанностью запасов более 100% установить величину данного коэффициента равной 0)</p>	<p>3. Применение механизма налоговых каникул или понижающих коэффициентов к ставке НДС для определенных категорий месторождений (мелкие месторождения)</p> <p>4. Применение в экспериментальном порядке (на отдельных новых месторождениях) налога на дополнительный доход или другой формы налогообложения чистого дохода</p> <p>5. Введение на новых месторождениях налога на дополнительный доход или другой формы налогообложения чистого дохода</p>

**2.2. Расширение возможностей применения льготы по НДС при добыче нефти на месторождениях с высокой степенью выработанности запасов**

Возможности применения льгот по НДС, введенных в 2007 г., прежде всего понижающего коэффициента к ставке НДС на выработанных месторождениях, были существенно ограничены требованием применения прямого метода определения (учета) количества добытой нефти на участке недр. Реализация технических мероприятий по обеспечению прямого учета добычи нефти на выработанных месторождениях в большинстве случаев экономически неэффективна, что не позволяло применять на них установленную льготу по НДС, вело к преждевременному прекращению эксплуатации месторождений и потере нефти в недрах.

Проблема прямого учета добытой нефти на отдельном лицензионном участке с помощью специальных измерительных приборов (средств, устройств) приобрела актуальность в связи с вступ-



лением в действие с начала 2007 г. поправок в главу 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» Налогового кодекса РФ по льготам по НДС (Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ). Данными поправками установлены налоговые льготы для истощенных и новых нефтяных месторождений, а их получение недропользователями обусловлено требованием прямого учета добываемой нефти на соответствующем лицензионном участке.

Принятыми поправками для истощенных месторождений со степенью выработанности более 80% предусмотрено применение понижающего коэффициента к ставке НДС –  $K_6$ , рассчитываемого по определенной формуле и изменяющегося от 1,0 до 0,3 в зависимости от степени выработанности месторождения. Льгота для новых месторождений предусмотрена для Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области и Красноярского края. Данная льгота предусматривает применение нулевой ставки НДС до достижения определенного объема накопленной добычи нефти на участке недр (25 млн т) и в течение определенного периода времени (10 или 15 лет в зависимости от вида лицензии на пользование недрами).

В России, однако, в настоящее время в большинстве случаев нет прямого учета добычи нефти по отдельным лицензионным участкам. В предыдущие годы необходимость прямого учета добытой нефти по лицензионным участкам отсутствовала, поэтому такой учет принимаемыми техническими решениями не предусматривался (в этой связи можно отметить, что основная часть эксплуатируемых в настоящее время систем добычи и транспортировки нефти была создана еще во времена СССР). Учет добытой нефти осуществляется на специальном коммерческом узле учета на выходе из установки подготовки нефти, куда поступает нефть с нескольких лицензионных участков.

Таким образом, прямым методом учитывается нефть, добытая на нескольких лицензионных участках и прошедшая первичную обработку, то есть обезвоженная и очищенная от примесей. Объем добычи нефти по отдельным лицензионным участкам факти-

чески определяется косвенным методом (расчетным путем с использованием данных замеров на различных стадиях движения добытой нефти (нефте содержащей жидкости) от скважины до коммерческого узла учета).

Организация прямого учета нефти непосредственно на лицензионном участке технически возможна, однако требует достаточно значительных затрат. На старых месторождениях при реализации технических мероприятий по организации прямого учета добычи нефти дополнительные доходы от получения льготы по НДС для истощенных месторождений в большинстве случаев либо незначительно превышают необходимые для организации такого учета затраты, либо не покрывают их. Поэтому нефтяные компании, как правило, на это не шли. В результате получение льготы оказывалось возможным лишь в единичных случаях. В частности, льготу для истощенных месторождений получила нефтяная компания «Татнефть» для крупного Ромашкинского месторождения, где был организован прямой учет добычи нефти.

В 2007 г. объем добычи нефти на месторождениях со степенью выработанности запасов более 80% составил 15% всего объема добытой нефти, облагаемого НДС. В то же время объем добытой нефти, облагаемый НДС с применением понижающего коэффициента  $K_8$ , составил лишь 28,4% всего объема добычи нефти на таких месторождениях. При этом основная часть льготированной нефти приходилась на месторождения Республики Татарстан (табл. 2.2.1).

Отмена требования прямого учета добытой нефти и предоставление возможности применения льгот по НДС на основе использования действующей системы определения (учета) количества добытой нефти по отдельным участкам недр позволит распространить данные льготы на все выработанные месторождения, что обеспечит продление сроков их эксплуатации, дополнительную добычу нефти и дополнительные налоговые поступления.

Таблица 2.2.1

**Структура добычи нефти на месторождениях с высокой степенью выработанности запасов в 2007 г.**

	В % к объему нефти, добытой на месторождениях с выработанностью более 80%	В % к объему добытой нефти, облагаемой НДСИ
Объем нефти, добытой на месторождениях с выработанностью более 80%	100,0	14,9
Объем добытой нефти, облагаемой НДСИ с применением коэффициента $K_e$	28,4	4,2
Объем добытой нефти, облагаемой НДСИ с применением коэффициента $K_e$ , в Республике Татарстан	22,1	3,3

*Источник:* расчеты авторов.

Это позволит также обеспечить применение льготы по НДСИ (налоговые каникулы) на новых мелких месторождениях Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции и других регионов (освоение таких месторождений при отсутствии льгот по НДСИ в большинстве случаев экономически неэффективно).

Вместе с тем необходимо отметить, что при использовании в налоговых целях действующей системы учета количества добытой нефти у нефтедобывающих предприятий возникают определенные стимулы к максимизации размера получаемой льготы путем манипулирования при распределении объема добытой нефти по отдельным лицензионным участкам. В связи с этим важной задачей государственных органов должно стать обеспечение необходимого контроля за достоверностью такого учета.

### **2.3. Расширение применения механизма налоговых каникул по НДСИ при добыче нефти**

Для стимулирования освоения новых нефтяных месторождений был выбран механизм налоговых каникул по НДСИ, который первоначально был распространен на месторождения Восточно-

Сибирской нефтегазовой провинции в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области и Красноярского края. При этом установлены два критерия предоставления льготы по НДС: объем накопленной добычи нефти (25 млн т) и определенный временной период (10 или 15 лет в зависимости от вида лицензии на пользование недрами).

Установление двух критериев предоставления льготы по НДС имеет определенные основания. Если в качестве критерия предоставления льготы установить только объем добычи, то на небольших месторождениях льгота может распространяться на весьма длительный период времени (вплоть до применения льготы по НДС в течение всего периода разработки – для мелких месторождений).

Если же в качестве критерия установить только срок применения нулевой ставки, то это создаст сильные стимулы к форсированию добычи нефти в первые годы разработки с целью освобождения от налога максимального количества добытой нефти, что будет приводить к снижению уровня конечного нефтеизвлечения. Установление же «потолка» накопленной добычи нефти в размере 25 млн т, при достижении которого действие налоговой льготы прекращается, не создает стимулов к форсированию добычи на достаточно крупных месторождениях.

В то же время на относительно небольших месторождениях, добыча нефти на которых в первые 10 лет при нормальных темпах разработки будет существенно меньше 25 млн т, наличие таких критериев создает сильные стимулы к форсированию их разработки с целью освобождения от налога максимального количества добываемой нефти. В результате сокращаются налоговые поступления государству и снижается уровень конечного нефтеизвлечения.

Как показывают расчеты на основе разработанной в ИЭПП имитационной модели разработки типового нефтяного месторождения в Восточной Сибири, введение налоговых каникул и применение коэффициента  $K_v$  позволяют обеспечить необходимую доходность инвестиций в освоение месторождений региона:

при долгосрочной мировой цене нефти сорта «Юралс» 60 долл./барр. (в реальном выражении) и выше внутренняя норма доходности инвестиций превышает 20% (табл. 2.3.1).

Таблица 2.3.1

**Внутренняя норма доходности инвестиций при разработке типового нефтяного месторождения в Восточной Сибири, %**

Налоговые режимы	Цена нефти «Юралс», долл./барр.			
	40	60	80	100
1. Действующая налоговая система при отсутствии льгот по НДС	4	11	16	22
2. Действующая налоговая система с учетом налоговых каникул и коэффициента $K_6$	11	23	33	44

Источник: расчеты ИЭПП.

Кроме Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции в России существуют другие регионы, освоение нефтяных месторождений в которых связано с повышенными производственными затратами. К таким регионам относится, в частности, Тимано-Печорская нефтегазовая провинция.

Как показывают расчеты на основе имитационной модели разработки типового нефтяного месторождения, снижение ставки НДС за счет увеличения необлагаемого НДС ценового минимума с 9 до 15 долл./барр. повышает доходность проектов разработки месторождений в Тимано-Печорской провинции, однако является недостаточным для обеспечения необходимой доходности инвестиций. Для этого требуется применение дополнительных мер налогового стимулирования в форме налоговых каникул по НДС или применение понижающего коэффициента к ставке налога. Результаты расчета внутренней нормы доходности инвестиций при разработке типового нефтяного месторождения в Тимано-Печорской провинции приведены в табл. 2.3.2.

Таблица 2.3.2

**Внутренняя норма доходности инвестиций при разработке типового нефтяного месторождения в Тимано-Печорской провинции, %**

Налоговые режимы	Цена нефти «Юралс», долл./барр.			
	40	60	80	100
1. Действующая налоговая система при отсутствии льгот по НДС	5	10	13	17
2. Налоговые каникулы по НДС:				
5 лет	8	17	26	34
6 лет	11	22	33	45
7 лет	13	27	40	52
3. Понижающий коэффициент к ставке НДС:				
0,7	10	17	24	29
0,6	11	20	28	34
0,5	13	23	31	38

Источник: расчеты ИЭПП.

По нашим расчетам, необходимая доходность инвестиций в разработку месторождений Тимано-Печорской провинции при долгосрочной цене нефти «Юралс» 60 долл./барр. (в реальном выражении) обеспечивается при продолжительности налоговых каникул по НДС в размере 6 лет с момента начала добычи нефти либо при применении понижающего коэффициента к ставке НДС, равной 0,6.

С учетом того что минимально необходимый период для осуществления первоначальных инвестиций и подготовки месторождения к добыче составляет 1 год, продолжительность налоговых каникул для месторождений Тимано-Печорской провинции должна быть установлена в размере 7 лет с даты государственной регистрации лицензии на право пользования недрами для целей разведки и добычи полезных ископаемых.

Применительно к лицензиям на право пользования недрами одновременно для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи полезных ископаемых продолжительность налоговых

каникул должна быть установлена в размере 12 лет с даты государственной регистрации лицензии.

Следует, однако, заметить, что затраты на разработку конкретного месторождения существенно зависят от объема его запасов. На мелких месторождениях суммарные затраты на разработку в расчете на тонну добытой нефти, как правило, значительно выше, чем на средних и крупных. В результате доходность инвестиций в разработку месторождения существенно зависит от размера его запасов.

Необходимый размер льготы по НДС также существенно зависит от размера запасов месторождения. По нашим расчетам, для нефтяного месторождения в Тимано-Печорской провинции с запасами 25 млн т необходимая продолжительность налоговых каникул составляет 4–5 лет с момента начала добычи нефти, а необходимая величина понижающего коэффициента к ставке НДС – 0,8. В то же время для мелкого месторождения при цене нефти «Юралс» 60 долл./барр. внутренняя норма доходности 15% достигается лишь при продолжительности налоговых каникул в размере 9 лет с момента начала добычи и понижающем коэффициенте к ставке НДС в размере 0,2.

Таким образом, необходимый размер льготы по НДС является разным для различных категорий месторождений, что в рамках принятой в настоящее время схемы налоговых каникул не учитывается (льгота по НДС не дифференцируется по категориям месторождений, а устанавливается в целом по региону, ее размер определяется на основе средних характеристик нефтяных месторождений соответствующего региона).

Механизм налоговых каникул, таким образом, является достаточно несовершенным: для всех месторождений определенного региона применяется единый усредненный подход, который не учитывает фактических значительных различий в характеристиках конкретных месторождений данного региона. В связи с этим доходность разработки наиболее эффективных месторождений при таком подходе оказывается избыточно высокой, тогда как

наиболее высокозатратные месторождения могут остаться неразработанными.

#### **2.4. Применение понижающих коэффициентов к ставке НДС при добыче нефти для отдельных регионов и континентального шельфа**

Альтернативой налоговым каникулам может быть введение понижающего коэффициента к ставке НДС, применяемого при разработке новых месторождений определенных регионов и континентального шельфа в течение всего периода их разработки.

Значение такого коэффициента может быть определено расчетным путем исходя из требования обеспечения необходимой доходности инвестиций в освоение нефтяных месторождений соответствующей территории (зоны шельфа). Например, для Тимано-Печорской провинции величина данного коэффициента, как было показано выше, может составлять 0,6. Освоение месторождений континентального шельфа требует установления существенно более низкой ставки налога (вплоть до нулевой).

Применение понижающего коэффициента к ставке НДС имеет ряд существенных преимуществ по сравнению со схемой налоговых каникул, в большей степени ориентировано на соблюдение интересов государства.

Во-первых, уплата НДС при таком подходе осуществляется с самого начала добычи нефти, а не носит отложенный характер. При пересмотре в течение срока реализации проекта общей ставки НДС в сторону понижения (например, путем дальнейшего увеличения необлагаемого ценового минимума) снижение налоговых поступлений государству в целом за период реализации проекта при применении понижающего коэффициента будет относительно меньшим, чем при применении налоговых каникул, поскольку в первом случае в течение первых лет добычи налог уплачивается по «полной» ставке, во втором же случае снижение ставки может распространяться на все платежи по данному налогу (если пересмотр ставки произведен в период действия налоговых каникул).



Во-вторых, такой подход не создает стимулов к форсированию добычи нефти в первые годы разработки месторождений с целью освобождения от налога максимального количества добытой нефти. Таким образом, он не оказывает искажающего влияния на поведение недропользователей, профиль добычи и уровень нефтеизвлечения.

В-третьих, при таком подходе стимулируется более углубленная разработка месторождений, поскольку величина НДС на поздних стадиях добычи здесь оказывается меньше, чем при применении схемы налоговых каникул.

В-четвертых, по сравнению со схемой налоговых каникул такой подход предоставляет меньший выигрыш инвестору и больший выигрыш государству при росте цен на нефть.

Например, для типового месторождения в Тимано-Печорской провинции при цене нефти 100 долл./барр. доходность инвестиций при применении механизма налоговых каникул повышается до 45%, тогда как при применении понижающего коэффициента – лишь до 34% (табл. 2.4.1).

Таблица 2.4.1

**Сравнение изменения внутренней нормы доходности при применении механизма налоговых каникул и понижающего коэффициента к ставке НДС при разработке типового нефтяного месторождения в Тимано-Печорской провинции**

	Цена нефти «Юралс», долл./барр.			
	40	60	80	100
Налоговые каникулы 6 лет	11	22	33	45
Понижающий коэффициент 0,6	11	20	28	34

Источник: расчеты авторов.

В-пятых, такой подход технически проще: налоговые каникулы задаются тремя параметрами (два срока действия налоговых каникул в зависимости от вида лицензии на пользование недрами и дополнительное ограничение на объем накопленной добычи нефти), а понижающий коэффициент – одним (величина коэффициента).

Такой коэффициент применим для всех видов лицензий (как для лицензий на разведку и добычу, так и для лицензий на геологическое изучение и добычу) и для месторождений на разной стадии освоения (как для месторождений, подготовленных к разработке или находящихся на начальной стадии добычи, так и для месторождений, не подготовленных к разработке).

Для месторождений континентального шельфа, разработка которых отличается наиболее высокими капитальными и эксплуатационными затратами в расчете на тонну добытой нефти, ставка НДС должна быть минимальной. В ряде случаев, однако, даже нулевая ставка НДС не обеспечивает необходимой доходности инвестиций. Так, как показывают расчеты по имитационной модели разработки типового нефтяного месторождения на северном континентальном шельфе, для расположенных здесь месторождений применение даже нулевой ставки НДС при цене нефти 60 долл./барр. позволяет обеспечить доходность лишь на уровне 10% (табл. 2.4.2).

Обеспечить эффективную разработку таких месторождений позволяет лишь установление для добываемой на них нефти нулевой ставки экспортной пошлины. В этом случае разработка таких месторождений эффективна даже при применении НДС с понижающим коэффициентом 0,5.

Таблица 2.4.2

**Внутренняя норма доходности инвестиций при применении понижающих коэффициентов к ставке НДС при разработке нефтяного месторождения на континентальном шельфе, %**

Налоговые режимы	Цена нефти «Юралс», долл./барр.			
	40	60	80	100
1. Действующая налоговая система с учетом коэффициента $K_c$		1,3	5,4	8,4
2. НДС = 0	4,1	10,4	15,1	19,0
3. НДС с коэффициентом 0,5 с учетом коэффициента $K_c$ ; экспортная пошлина = 0	12,9	21,6	28,1	33,4

Источник: расчеты авторов.

## **2.5. Применение понижающих коэффициентов к ставке НДС для отдельных категорий месторождений с повышенными затратами на разработку**

Наряду с территориальными понижающими коэффициентами целесообразно введение понижающих коэффициентов к ставке НДС для отдельных категорий месторождений, разработка которых сопряжена с повышенными производственными затратами. К таким месторождениям относятся мелкие нефтяные месторождения, разработка которых, как правило, характеризуется повышенными капитальными и эксплуатационными затратами в расчете на тонну добытой нефти и при общем налоговом режиме экономически неэффективна.

Как показывают расчеты, если для Тимано-Печорской провинции продолжительность налоговых каникул в среднем должна составлять 6 лет с момента начала добычи нефти, а понижающий коэффициент к ставке НДС – 0,6, то для мелкого месторождения при цене нефти «Юралс» 60 долл./барр. внутренняя норма доходности 15% достигается лишь при продолжительности налоговых каникул в размере 9 лет с момента начала добычи и понижающем коэффициенте к ставке НДС в размере 0,2. Внутренняя же норма доходности в размере 20% при цене нефти 60 долл./барр. достигается лишь при нулевой ставке НДС (*табл. 2.5.1*).

Введение понижающего коэффициента к ставке НДС для мелких месторождений на первом этапе может быть осуществлено для ограниченного круга таких месторождений (например, для месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти до 5 млн т) и в определенных географических границах (например, для регионов на территории Волго-Уральской нефтегазовой провинции, характеризующейся истощением запасов крупных и средних месторождений).

Данная мера позволит вовлечь в разработку мелкие месторождения, что обеспечит дополнительную добычу нефти и дополнительные налоговые поступления. В «старых» нефтедобывающих

регионах вовлечение в эксплуатацию таких месторождений позволит также поддержать занятость.

Таблица 2.5.1

**Внутренняя норма доходности инвестиций при разработке  
мелкого нефтяного месторождения  
в Тимано-Печорской провинции, %**

Налоговые режимы	Цена «Юралс», долл./барр.			
	40	60	80	100
1. Налоговые каникулы по НДС:				
6 лет		3	15	25
7 лет		8	21	31
8 лет		12	25	36
9 лет		15	27	38
10 лет		16	29	39
2. Понижающий коэффициент к ставке НДС:				
0,6		5	13	19
0,5		8	16	23
0,4		10	19	26
0,3		13	22	30
0,2	1	15	25	34
0,1	3	17	28	37
3. Нулевая ставка НДС				
	5	20	31	41

Источник: расчеты авторов.

Предоставление налоговых льгот в форме налоговых каникул для мелких месторождений не вполне целесообразно. Налоговые каникулы создают у недропользователей стимулы к форсированию добычи в первые годы разработки месторождений с целью освобождения от налогообложения максимального количества добытой нефти, в результате чего снижаются налоговые поступления в бюджет и уровень нефтеизвлечения; налог на добычу в течение значительного периода времени не уплачивается.

Более целесообразно предоставление налоговых льгот в форме применения понижающего коэффициента к ставке НДС. В от-

личие от налоговых каникул такой подход не создает стимулов к форсированию добычи в первые годы разработки месторождений, то есть не оказывает искажающего влияния на поведение недропользователей, профиль добычи и уровень нефтеизвлечения. Уплата НДС при таком подходе осуществляется с самого начала добычи, а не носит отложенный характер. При этом стимулируется более углубленная разработка месторождений, поскольку величина НДС на поздних стадиях добычи здесь оказывается меньше, чем при применении налоговых каникул.

Важен вопрос определения категории мелких месторождений. Применение льгот (понижающего коэффициента) к месторождениям с запасами до 5 млн т представляется вполне оправданным: разработка таких месторождений высокочрезвычайно затратна и, как правило, неэффективна при действующем налоговом режиме; доля таких месторождений в общих запасах нефти невелика. При включении же в категорию мелких месторождений всех месторождений с запасами до 15 млн т (согласно действующему определению Минприроды России) под действие льготы подпадает значительно большее число месторождений, а погрешность усредненного подхода возрастает (например, месторождения с запасами 1 млн т и 14 млн т, очевидно, различаются больше, чем месторождения с запасами 1 млн т и 4 млн т).

## **2.6. Применение адвалорной ставки НДС при добыче нефти**

Адвалорная ставка НДС является более гибким налоговым инструментом по сравнению со специфической ставкой налога. Налоговой базой при применении адвалорной ставки НДС является цена нефти в пункте добычи, то есть цена реализации нефти за вычетом транспортных расходов по ее доставке. Это позволяет учесть при налогообложении различия в транспортных затратах нефтепроизводителей, обусловленные их географическим положением, а также разницу в ценах реализации нефти, обусловленную ее качеством и направлением поставок. Высокие транспортные затраты являются одним из существенных факто-

ров, удорожающих разработку месторождений в перспективных регионах (например, в Восточной Сибири). Кроме того, рост тарифов «Транснефти» в этом случае компенсируется нефтепроизводителям снижением налоговых платежей, поскольку расходы на транспортировку исключаются из налоговой базы.

В своей первоначальной редакции, действовавшей в 2002–2006 гг., глава 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» Налогового кодекса РФ предусматривала применение при налогообложении добычи нефти единой адвалорной ставки НДС в размере 16,5%. Можно также отметить, что использование при налогообложении добычи нефти именно адвалорной ставки налога соответствует международной практике. Фактически же в России с 2002 г. применяется специфическая ставка НДС, правила определения которой были установлены статьей 5 Федерального закона от 8 августа 2001 г. № 126-ФЗ. При принятии этого закона формула для определения специфической ставки НДС была установлена исходя из соответствия налоговой нагрузки при применении этой формулы адвалорной ставке 16,5% при цене нефти «Юралс» 18 долл./барр. При этом возможный рост цен на нефть во внимание не принимался. Применение специфической ставки налога первоначально было ограничено периодом 2002–2004 гг., который впоследствии был продлен до конца 2006 г. В 2007 г. вступили в действие поправки в Налоговый кодекс РФ, предусматривающие применение при налогообложении добычи нефти специфической ставки НДС.

Адвалорная ставка НДС имеет ряд преимуществ по сравнению со специфической ставкой налога. Ее применение на практике связано, однако, с определенными проблемами. При переходе на стандартную адвалорную ставку НДС меняется действующая прогрессивная зависимость ставки НДС от цены нефти «Юралс». Как показывают расчеты, при высоких ценах на нефть результатом применения адвалорной ставки 16,5% будет двукратное снижение налоговых поступлений государству. Для того чтобы поступления при применении адвалорной ставки сравнялись с поступлениями при действующей налоговой системе, тре-

буется более чем двукратное увеличение этой ставки. При применении ставки 35% налоговые поступления при цене «Юралс» свыше 50 долл./барр. примерно равны поступлениям при действующей налоговой системе.

Следует, однако, учитывать, что при применении такой ставки в условиях низкой цены на нефть налоговое бремя повысится в два раза, что является нежелательным. Это окажет негативное влияние на разработку месторождений с повышенными затратами, в том числе на разработку истощенных месторождений. Ставка 35% является весьма высокой и с точки зрения международной практики. В большинстве нефтедобывающих стран ставки роялти (налогов на добычу) находятся в диапазоне 12,5–20%.

Очевидно, что любая фиксированная адвалорная ставка НДСИ будет приводить к результатам, отличающимся от получаемых при применении установленной формулы расчета специфической ставки НДСИ. Чтобы сохранить существующий уровень налоговых поступлений и оправдывающий себя механизм прогрессивной зависимости налоговой нагрузки от мировой цены на нефть, целесообразно ввести прогрессивную зависимость адвалорной ставки налога от цены «Юралс».

Для обеспечения прогрессивности адвалорной ставки могут быть применены различные подходы. Во-первых, прогрессивная зависимость налоговой ставки от уровня мировой цены на нефть может быть задана в табличной форме (аналогично действующему порядку определения экспортной пошлины на нефть). Во-вторых, в этих целях может применяться определенная формула, устанавливающая прогрессивную зависимость налоговой ставки от цены на нефть.

Применение такого подхода позволяет, с одной стороны, сохранить прогрессивную зависимость ставки НДСИ от цены на нефть, а с другой – использовать преимущества адвалорной ставки. Единая специфическая ставка не учитывает различия в транспортных затратах нефтепроизводителей, обусловленные их географическим положением, а также разницу в цене реализации нефти, обусловленную качеством нефти и направлением поста-

вок. При применении адвалорной ставки сумма налога зависит от фактической цены реализации товара и расположения месторождения, то есть оказывается более обоснованной с экономической точки зрения.

Применение адвалорной ставки налога требует, однако, решения проблемы трансфертных цен, то есть определения и использования для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть. В противном случае применение адвалорной ставки неэффективно, поскольку при этом создаются возможности для занижения налогоплательщиками своих налоговых обязательств путем реализации добытой нефти по заниженным ценам. Определение и применение рыночных цен для целей исчисления налогов связано, однако, с рядом серьезных проблем, обусловленных особенностями нефтяного сектора российской экономики и отсутствием развитой инфраструктуры рынка.

Сложившаяся структура нефтяного сектора, неразвитость внутреннего рынка нефти и неготовность государственных органов к решению проблемы трансфертных цен на основе использования методов, применяемых в зарубежной практике, обуславливают целесообразность сохранения в нефтяном секторе – по крайней мере, в ближайшей перспективе – специфической ставки НДС, не связанной с уровнем внутренних цен на нефть.

В то же время до формирования в стране развитого рынка сырой нефти для целей исчисления налогов, на наш взгляд, могли бы применяться справочные (расчетные) рыночные цены на нефть, определяемые по специальной методике на основе мировых цен на нефть. С учетом того что цена на нефть на свободном внутреннем рынке фактически определяется ее мировой ценой, справочная рыночная цена нефти для целей налогообложения может рассчитываться на основе цены российской нефти «Юралс» на мировом (европейском) рынке за вычетом действующей таможенной пошлины на нефть и затрат на транспортировку нефти на экспорт. Расчетные рыночные цены на нефть для целей налогообложения должны определяться по основным неф-



тегазовым провинциям (регионам) страны. Расчет таких цен должен производиться ежемесячно.

Более совершенная налоговая конструкция может быть создана, если при применении адвалорной ставки НДС в качестве налоговой базы будет выступать не валовая стоимость добытой нефти, а чистый доход. Такой подход применяется в некоторых странах (например, в США) при расчете роялти. Чистый доход в этом случае определяется как стоимость нефти на устье скважины за вычетом эксплуатационных расходов на ее извлечение (подъем), а именно:

$$NI = P_W - AC,$$

где  $NI$  – чистый доход при добыче нефти;

$P_W$  – стоимость нефти на устье скважины;

$AC$  – средние эксплуатационные расходы на добычу нефти.

Стоимость нефти на устье скважины ( $P_W$ ) обычно определяется обратным счетом, путем расчета чистой цены, поскольку рыночные (независимые) сделки с нефтью на устье скважины не производятся. Чистая цена обычно рассчитывается по формуле:

$$P_W = P_B - T - K,$$

где  $P_B$  – базовая цена или определяемая рынком цена независимых сделок в некотором определенном месте на определенную дату;

$T$  – транспортные расходы по доставке нефти от пункта добычи до места, где определяется базовая цена;

$K$  – остальные производственные затраты (обезвоживание, сепарация и т.д.).

Средние эксплуатационные расходы на добычу нефти ( $AC$ ) по своей концепции представляют собой то же самое, что и любые операционные расходы (или затраты на производство реализованных товаров) в промышленном производстве. Суть концепции

заключается в определении величины затрат, непосредственно относящихся к производству (добыче).

Адвалорный налог, основанный на цене нефти на устье скважины за вычетом определенных эксплуатационных расходов, позволяет учесть при налогообложении реальные условия добычи нефти, поскольку все горно-геологические и географические характеристики месторождения в конечном счете отражаются в получаемом при его разработке доходе. Такая схема налогообложения учитывает как получаемые доходы, так и затраты на добычу нефти на конкретном месторождении.

Следует, однако, отметить, что эффективная реализация такого подхода на практике в современных российских условиях достаточно затруднительна, поскольку требует решения ряда административных, методических и технических проблем, включая проблемы определения и применения для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть и организации учета и контроля доходов и затрат при добыче нефти в разрезе лицензионных участков.

В современных российских условиях применению достаточно «тонких» механизмов, используемых для решения проблемы трансфертных цен в развитых зарубежных странах, препятствует неготовность государственных органов к использованию таких методов (данная работа требует соответствующего организационного, кадрового и финансового обеспечения). При сложившейся структуре нефтяного сектора и неразвитости внутреннего рынка нефти это делает применение общепринятого в зарубежной практике принципа «вытянутой руки» достаточно затруднительным. При этом неблагоприятная для налогоплательщиков правоприменительная практика повышает риски нефтяных компаний при использовании этого принципа.

Это дает основания для применения альтернативных подходов к решению проблемы трансфертных цен, например, для использования для налогообложения справочных цен на нефть, устанавливаемых государством. Предприятиям при этом следует предоставить возможность использования по выбору либо системы

справочных цен, либо принципа «вытянутой руки». Такой выбор должен осуществляться ими на весь налоговый период (в противном случае предприятия смогут использовать в целях налогообложения наименьшую из разрешенных для применения цен).

Не исключено, что для снижения налоговых рисков большинство предприятий предпочтет применение системы справочных цен. Справочные цены четко определены для любого момента времени, тогда как применение принципа «вытянутой руки» связано с риском пересмотра использованных для расчета налогов цен налоговыми органами.

## **2.7. Применение вывозной таможенной пошлины на нефть**

Вывозные таможенные пошлины, устанавливаемые на товары, произведенные на территории страны и вывозимые за ее пределы, в основном применяются в следующих целях: для пополнения доходной части бюджета страны; поддержания на внутреннем рынке более низких цен на производимые товары по сравнению с ценами мирового рынка; ограничения вывоза за пределы страны товаров, необходимых для национальной экономики, для более полного насыщения внутреннего рынка, защиты экономической безопасности страны; сдерживания вывоза сырьевых товаров и продуктов первичной обработки и стимулирования экспорта высокотехнологичных товаров, продуктов высокой степени обработки. В настоящее время экспортные пошлины в том или ином виде применяют около 40 стран, которые относятся к категории развивающихся или стран с переходной экономикой. Примерно в половине указанных стран экспортные пошлины действуют в отношении всего двух-трех товаров, имеющих принципиальное значение для национальной экономики.

В России экспортные пошлины являются одним из важнейших источников доходов государственного бюджета, их фискальная роль чрезвычайно велика. Применение экспортных пошлин позволяет также поддерживать на внутрисоссийском рынке более низкий уровень цен на топливно-энергетические товары по срав-

нению с ценами мирового рынка. Кроме этого, применение экспортных пошлин является составной частью концепции таможенно-тарифного регулирования в сфере внешней торговли. Регулирующая роль экспортных пошлин заключается, во-первых, во влиянии на объемы вывоза сырья и полуфабрикатов (в том числе нефти) с целью обеспечения потребностей внутреннего рынка, во-вторых, в стимулировании переработки (обработки) указанной продукции на территории России и последующего экспорта товаров с высокой долей добавленной стоимости.

ВТО, основная цель которой заключается в создании системы беспошлинной торговли путем последовательного снижения таможенных тарифов, отказывается от практики применения экспортных пошлин как препятствующей свободному развитию международной торговли. Применение экспортных пошлин фактически означает установление дифференцированных цен для отечественных и зарубежных потребителей. Поскольку экспортные пошлины распространяются прежде всего на топливо, сырье и материалы (то есть на продукцию производственно-технического назначения), их использование тождественно скрытому субсидированию потребляющих эту продукцию отраслей национальной экономики, которое подпадает под определение «специфические субсидии».

Согласно достигнутым к настоящему времени договоренностям с членами ВТО после вступления России в эту организацию ряд экспортных пошлин должен быть ликвидирован сразу, часть – после определенного переходного периода, еще часть – снижены или сохранены. Экспортные пошлины на энергоносители предполагается сохранить. При этом Россия готова взять на себя обязательство не изменять порядок установления экспортных пошлин на нефть и газ, то есть после присоединения к ВТО Россия не будет менять механизмы установления пошлин на эти товары. Конечные обязательства России по данной проблеме будут определяться общими итогами переговоров по присоединению России к ВТО по системным вопросам, а также макроэконо-

мической ситуацией в стране и состоянием отдельных отраслей экономики России.

Существенным недостатком порядка установления экспортной пошлины на нефть, действовавшего вплоть до декабря 2008 г., являлся значительный временной разрыв в динамике мировой цены на нефть и в динамике ставки экспортной пошлины. Фактически применявшаяся в каждый данный момент ставка пошлины отражала уровень мировой цены на нефть, сложившийся в среднем 3 месяца назад (разница между серединой периода, на который устанавливалась ставка пошлины, и серединой соответствующего периода мониторинга мировой цены на нефть составляла 3 месяца).

В результате наблюдались существенные колебания в уровне налоговой нагрузки на экспорт нефти. Так, если в среднем за период 2005–2007 гг. величина экспортной пошлины составляла 40,1% по отношению к мировой цене на нефть (*табл. 2.7.1*), то месячные значения данного показателя колебались в диапазоне от 23,9% в марте 2005 г. до 58,6% в октябре 2006 г. (*табл. 2.7.2*). При этом особенно высокая налоговая нагрузка складывалась в условиях падения мировых цен на нефть, когда цены на нефть и выручка нефтяных компаний снижались, но продолжала действовать ставка пошлины, установленная на основе наблюдавшихся за несколько месяцев до этого высоких мировых цен на нефть.

Такая ситуация имела место, например, в условиях снижения мировых цен на нефть осенью 2006 г., когда ставка экспортной пошлины достигла уровня 58–59% по отношению к цене на нефть. Аналогичная ситуация сложилась и в условиях значительного снижения мировых цен на нефть осенью 2008 г. Для корректировки сложившейся ситуации уже утвержденная ставка экспортной пошлины на нефть на октябрь–ноябрь 2008 г., установленная на основе мониторинга мировых цен за июль–август 2008 г., была снижена правительством до уровня, соответствующего среднему уровню мировой цены на нефть в период 1–17 сентября 2008 г.

Таблица 2.7.1

**Мировая цена на нефть и ставка экспортной пошлины на нефть в 2005–2008 гг. (среднегодовые значения)**

	2005	2006	2007	2008
Цена нефти «Юралс», долл./барр.	50,47	61,27	69,39	94,5
Экспортная пошлина на нефть, долл./т	130,33	196,84	206,49	355,2
Экспортная пошлина на нефть, долл./барр.	17,85	26,96	28,29	48,7
Экспортная пошлина на нефть, % к цене «Юралс»	35,4	44,0	40,8	51,5

Источник: МЭА, постановления правительства РФ.

Таблица 2.7.2

**Мировая цена на нефть и ставка экспортной пошлины на нефть в 2005–2007 гг.**

	Янв.	Февр.	Март	Апр.	Май	Июнь	Июль	Авг.	Сент.	Окт.	Нояб.	Дек.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>2005 г.:</b>												
Цена «Юралс», долл./барр.	39,69	40,95	47,66	47,77	45,48	51,39	54,76	58,48	58,38	55,23	51,82	53,98
Экспортная пошлина на нефть, долл./т	101,0	83,0	83,0	102,6	102,6	136,2	136,2	140,0	140,0	179,9	179,9	179,6
Экспортная пошлина на нефть, долл./барр.	13,84	11,37	11,37	14,05	14,05	18,66	18,66	19,18	19,18	24,64	24,64	24,60
Экспортная пошлина на нефть, % к цене «Юралс»	34,9	27,8	23,9	29,4	30,9	36,3	34,1	32,8	32,9	44,6	47,6	45,6
<b>2006 г.:</b>												
Цена «Юралс», долл./барр.	59,53	57,07	57,99	64,92	65,03	64,43	69,2	68,73	59,36	55,49	55,73	57,72

Направления совершенствования...

*Продолжение таблицы 2.7.2*

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Экспортная пошлина на нефть, долл./т	179,6	160,8	160,8	186,4	186,4	199,8	199,8	216,4	216,4	237,5	237,5	180,7
Экспортная пошлина на нефть, долл./барр.	24,60	22,03	22,03	25,53	25,53	27,37	27,37	29,64	29,64	32,53	32,53	24,75
Экспортная пошлина на нефть, % к цене	41,3	38,6	38,0	39,3	39,3	42,5	39,6	43,1	49,9	58,6	58,4	42,9
<b>«Юралс»</b>												
<b>2007 г.:</b>												
Цена «Юралс», долл./барр.	50,00	54,06	58,84	63,81	64,02	67,66	73,88	69,04	73,65	79,47	89,98	88,28
Экспортная пошлина на нефть, долл./т	180,7	179,7	179,7	156,4	156,4	200,6	200,6	223,9	223,9	250,3	250,3	275,4
Экспортная пошлина на нефть, долл./барр.	24,75	24,62	24,62	21,42	21,42	27,48	27,48	30,67	30,67	34,29	34,29	37,73
Экспортная пошлина на нефть, % к цене	49,5	45,5	41,8	33,6	33,5	40,6	37,2	44,4	41,6	43,1	38,1	42,7
<b>«Юралс»</b>												

*Источник:* МЭА, постановления правительства РФ.

Таким образом, при действовавшем порядке установления ставки экспортной пошлины на нефть изменение налоговой нагрузки существенно отставало от изменения доходов нефтяных компаний, а в условиях резкого снижения цен налоговая нагрузка оказывалась чрезмерно высокой.

Для придания большей гибкости такому налогу, как экспортная пошлина на нефть, в конце 2008 г. был осуществлен переход к установлению ставки данной пошлины не один раз в два месяца, а ежемесячно. Это сократило лаг между изменением цены на нефть и изменением ставки пошлины, синхронизировало изменение доходов нефтяных компаний и налоговой нагрузки.

В отдельных случаях введение налоговых каникул, понижающего коэффициента к ставке НДС или установление нулевой ставки НДС не позволяют обеспечить необходимую экономическую эффективность проектов по добыче нефти. В частности, это относится к месторождениям на северном континентальном шельфе и месторождениям сверхвязкой нефти. По нашим оценкам, на месторождениях северного континентального шельфа даже применение нулевой ставки НДС не обеспечивает необходимой доходности инвестиций (табл. 2.7.3).

Таблица 2.7.3

**Внутренняя норма доходности инвестиций при разработке нефтяного месторождения на континентальном шельфе, %**

	Цена нефти «Юралс», долл./барр.			
	40	60	80	100
1. Действующая налоговая система при отсутствии льгот по НДС		1,3	5,4	8,4
2. НДС = 0	4,1	10,4	15,1	19,0

Источник: расчеты авторов.

Для таких случаев следует рассмотреть вопрос о снижении или установлении нулевой ставки экспортной пошлины на нефть применительно к объемам добычи нефти по таким проектам. Данное решение позволит обеспечить экономическую эффективность таких проектов. В то же время оно не окажет влияния на уровень внутренних цен на нефть, поскольку будет распространяться на относительно небольшие (в масштабах страны) объемы добытой нефти.

В дальнейшем представляется целесообразным проведение реформы системы экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты. Речь идет о чрезвычайно серьезной экономической мере, требующей комплексного подхода, оценки макроэкономических и микроэкономических последствий таких решений. Действующие в настоящее время экспортные пошлины поддерживают разрыв между внутренними и мировыми ценами на нефть и нефтепродукты. В случае отмены экспортных пошлин следует ожидать,



что внутренние цены на нефть и нефтепродукты повысятся на величину отменяемых пошлин, то есть до уровня мировая цена минус средние затраты на транспортировку на экспорт, поскольку именно этот уровень внутренних цен будет обеспечивать равную эффективность поставок на внутренний и на внешний рынок.

Повышение внутренних цен на нефть и нефтепродукты, которое станет результатом реформы экспортных пошлин, создаст дополнительные стимулы к повышению эффективности их использования, что будет способствовать снижению энергоемкости российской экономики, позволит высвободить дополнительные ресурсы нефти для экспорта и получить экологический эффект.

Основная проблема заключается в том, что неизбежный в результате реформы экспортных пошлин рост внутренних цен на нефть и нефтепродукты окажет негативное влияние на потребителей (промышленность, транспорт, сельское хозяйство, население), приведет к снижению конкурентоспособности отдельных секторов и, возможно, к повышению социальной напряженности (прежде всего вследствие повышения цен на бензин). Повышение внутренних цен на нефтепродукты может негативно отразиться на экономическом росте, привести к снижению прибыльности и падению активности в отдельных секторах экономики, что приведет к сокращению налоговых поступлений от этих секторов.

Для нефтеперерабатывающей промышленности, характеризующейся чрезвычайно низким технологическим уровнем, негативный эффект отмены экспортных пошлин заключается в том, что при росте внутренней цены на нефть на величину таможенной пошлины не обеспечивается приемлемая экономическая эффективность подотрасли. Сохранение положительной рентабельности нефтепереработки требует поддержания внутренних цен на нефть на уровне ниже мировых, что обеспечивается применением экспортной пошлины на нефть.

Как показывают расчеты, при повышении цен внутреннего рынка на нефть и нефтепродукты на величину отменяемых таможенных пошлин прибыль в сегменте нефтепереработки снижает-

ся до нуля (табл. 2.7.4). Для того чтобы при отмене экспортных пошлин на нефтепродукты обеспечить приемлемую рентабельность российской нефтепереработки, экспортная пошлина на нефть, по предварительной оценке, должна составлять примерно 40–50% действующей.

Таблица 2.7.4

**Сравнение экономической эффективности нефтеперерабатывающей промышленности при действующих ценах и в случае отмены экспортных пошлин\***

	Производство, млн т	Производство, %	Цена внутреннего, долл./т	Таможенная пошлина, долл./т	Цена внутреннего + пошлина, долл./т
Бензин автомобильный	31,968	15,4	329,1	92,9	422,0
Бензин прямогонный	12,307	5,9	289,7	92,9	382,6
Авиакеросин	8,075	3,9	437,4	92,9	530,3
Дизельное топливо	60,086	29,0	391,1	92,9	484,0
Топливо печное бытовое	1,102	0,5	399,9	92,9	492,8
СУГ	2,2	1,1	210,9	92,9	303,8
Мазут топочный	56,726	27,3	123,1	55,3	178,4
Масла смазочные	2,707	1,3	394,6	55,3	449,9
Прочие	17,743	8,6	172,3	70,3	242,7
Потери и собственное использование	14,520	7,0	0,0		
Всего: объем переработки, цена	207,434	100,0	256,2		329,9
Себестоимость переработки, долл./т			15,0		15,0
Стоимость транспортировки, долл./т			5,7		5,7
Максимальная цена нефти, долл./т			235,4		309,1
Цена нефти на «свободном» рынке, долл./т			178,7	130,3	309,0
Чистая прибыль, долл./т			56,7		0,1
Рентабельность нефтепереработки, %			28,4		0,0

\* В условиях 2005 г.

Источник: ТЭНИ.

Правда, как отмечалось ранее, российский нефтяной сектор характеризуется высокой концентрацией добычи и переработки

нефти в рамках ВИНК, которые имеют возможность перераспределять финансовые потоки между входящими в них предприятиями и теоретически компенсировать для себя негативные последствия полной отмены экспортных пошлин. Следует, однако, учитывать два обстоятельства.

Во-первых, при полной отмене экспортных пошлин создание в рамках нефтяного сектора нерентабельного сегмента (нефтепереработки) приведет к переориентации с экспорта нефтепродуктов, на которые в настоящее время приходится треть нефтяного экспорта, на экспорт сырой нефти как более эффективный, то есть программная задача увеличения переработки нефти внутри страны и увеличения экспорта нефтепродуктов не будет решена. В настоящее время более низкие пошлины на нефтепродукты по сравнению с пошлинами на нефть стимулируют рост переработки нефти внутри страны и экспорт нефтепродуктов.

Во-вторых, в нефтяном секторе существуют не входящие в ВИНК независимые НПЗ (Московский, Хабаровский) и НПЗ, не обеспеченные полностью собственной добычей (башкирские НПЗ), которые закупают нефть на внутреннем рынке по свободным ценам, формирующимся по принципу нет-бэк на основе мировых цен. При полной отмене экспортных пошлин производство на таких заводах станет неэффективным.

При отмене экспортных пошлин возможен также негативный эффект для нефтедобывающей промышленности. Если компенсация выпадающих доходов государственного бюджета будет производиться только за счет НДС, это приведет к значительному повышению ставки данного налога, что ухудшит условия разработки месторождений с повышенными затратами (новых и истощенных).

В связи с этим компенсацию снижения или отмены экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты целесообразно частично осуществлять за счет повышения ставки НДС, а частично – за счет повышения акцизов на нефтепродукты. Например, ставка НДС при добыче нефти повышается в размере, компенсирующем снижение экспортной пошлины на нефть, а ставки акцизов

на нефтепродукты – в размере, компенсирующем отмену экспортной пошлины на нефтепродукты.

Таким образом, более предпочтительным представляется поэтапное реформирование экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты: на первом этапе осуществляются снижение экспортной пошлины на нефть и отмена экспортной пошлины на нефтепродукты; на втором этапе – по завершении в основном модернизации российской нефтеперерабатывающей промышленности – экспортная пошлина на нефть отменяется.

## **2.8. Совершенствование налогообложения добычи природного газа**

НДПИ при добыче природного газа был введен с начала 2002 г. со вступлением в действие главы 26 «Налог на добычу полезных ископаемых» Налогового кодекса РФ. Данный налог заменил действовавшие до этого регулярные платежи за пользование недрами и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, производившиеся при добыче природного газа. При введении НДПИ для природного газа была установлена адвалорная ставка налога в размере 16,5%. При этом в налоговой системе сохранялся акциз на природный газ. С 2004 г. для природного газа была установлена специфическая ставка НДПИ (аналогично НДПИ при добыче нефти) в размере 107 руб./тыс. куб.м, а акциз на природный газ был отменен. С 2005 г. ставка НДПИ при добыче газа была повышена до 135 руб./тыс. куб.м, а с 2006 г. – до 147 руб./тыс. куб.м. В отличие от нефти ставка НДПИ на газ не корректируется с применением каких-либо коэффициентов, отражающих уровень цен и условия добычи.

Определение необходимых мер по совершенствованию налогообложения добычи природного газа предполагает проведение анализа возможностей повышения ставки НДПИ для газа, возможностей корректировки данной ставки в зависимости от уровня мировых и внутренних цен на газ, а также возможностей дифференциации ставки налога в зависимости от условий добычи газа. Рассмотрим решения, которые могут быть здесь применены.

**Возможности повышения ставки НДС при добыче газа.**

Ряд данных свидетельствует о более низком уровне налоговой нагрузки на газовый сектор российской экономики по сравнению с нефтяным. По расчетам ИЭПП и ТЭНИ, если в нефтяном секторе доля всех видов налогов в выручке в 2006 г. составила 59,1%, то в газовом секторе – 38%. Доля налогов в чистом доходе в нефтяном секторе в 2006 г. составила 82,8%, а в газовом секторе – лишь 59%. В последующие годы наблюдалось заметное снижение налоговой нагрузки на газовый сектор – до 29,6% по отношению к выручке в 2009 г. (табл. 2.8.1). При этом, поскольку в газовом секторе в отличие от нефтяного применяемые налоги не являются прогрессивными, тенденция к снижению налоговой нагрузки на сектор сохранялась даже в 2008 г., когда наблюдалось резкое повышение мировых цен на газ. По сравнению с нефтяным сектором в газовом секторе НДС играет значительно меньшую роль. Например, в 2008 г. доля НДС в налоговых платежах нефтяного сектора составила 32,3%, в то время как в газовом секторе – лишь 8,6% (табл. 2.8.2).

Таблица 2.8.1

**Доля налогов в выручке в нефтяном и газовом секторах в 2006–2009 гг., %**

	2006	2007	2008	2009
Нефтяной сектор	59,1	58,8	63,1	52,6
Газовый сектор	38,0	35,1	35,0	29,6

Источник: ИЭПП, ТЭНИ.

Таблица 2.8.2

**Структура налоговых платежей в нефтяном и газовом секторах в 2008 г., %**

	Нефтяной сектор	Газовый сектор
Налоги, всего	100,0	100,0
НДС	32,3	8,6
Экспортная пошлина	49,7	49,9
Налог на прибыль	9,7	28,7
Другие налоги	8,3	12,8

Источник: ИЭПП, ТЭНИ.

Сопоставление налоговой нагрузки на нефтяной и газовый сектора экономики и высокие показатели прибыли от деятельно-

сти по добыче, транспортировке и реализации газа ОАО «Газпром» свидетельствуют о возможности и целесообразности повышения ставки НДС при добыче газа. Аргументом против такого повышения является значительная потребность в капитальных вложениях на реализацию новых проектов по добыче и транспортировке газа, а также значительная задолженность ОАО «Газпром» перед кредиторами. Повышение ставки налога может также осложнить положение некоторых независимых производителей газа, разрабатывающих месторождения с повышенными затратами.

Поскольку увеличение ставки НДС напрямую отражается на величине финансовых средств, необходимых для инвестиций и обслуживания и возврата долга «Газпрома», вопрос изменения ставки НДС не может быть решен исходя только из оценки степени налогообложения доходов от добычи газа. Однако в условиях роста цен на газ снижение доли налогов в выручке от реализации представляется неоправданным. В последние же годы в условиях достаточно высокой инфляции и значительного роста цен на газ (только в 2007–2008 гг. цена на газ на внутреннем рынке увеличилась на 45%) произошло существенное снижение ставки НДС на газ как в реальном, так и в относительном выражении (в % к цене).

Таблица 2.8.3

**Ставка НДС при добыче газа в реальном и относительном выражениях в 2006–2009 гг.**

	2006	2007	2008	2009
Цена на газ на внутреннем рынке, руб./тыс. куб. м	1332,9	1535,4	1935,9	2170,7
Ставка НДС на газ, руб./тыс. куб. м	147,0	147,0	147,0	147,0
Ставка НДС на газ в реальном выражении (в ценах 2006 г.), руб./тыс. куб. м	147,0	130,2	114,9	101,7
Ставка НДС на газ в % к цене на газ на внутреннем рынке	11,0	9,6	7,6	6,8

Источник: ИЭПП, ТЭНИ.

Как показывают расчеты, за период 2007–2009 гг. ставка НДС на газ в реальном выражении (в ценах 2006 г.) снизилась со 147 до 101,7 руб./тыс. куб. м, а в относительном (в % к цене на газ на внутреннем рынке) – с 11,0 до 6,8% (табл. 2.8.3). По отношению к выручке от реализации газа доля НДС сократилась с 5,9% в 2004 г. (год введения специфической ставки) до 3,1% в 2009 г. (табл. 2.8.4).

Таблица 2.8.4

**Доля НДС в выручке от реализации газа  
в 2004–2009 гг.**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Выручка от реализации газа, руб./тыс. куб. м	1808	2395	3023	3207	4599	4680
Ставка НДС при добыче газа, руб./тыс. куб. м	107,0	135,0	147,0	147,0	147,0	147,0
Доля НДС в выручке, %	5,9	5,6	4,9	4,6	3,2	3,1

Источник: ТЭНИ.

В связи с этим, на наш взгляд, следует обеспечить индексацию ставки НДС в соответствии с ростом цены на газ. В случае введения новой ставки НДС на газ с 2010 г. должна быть обеспечена индексация действующей ставки налога за период 2007–2010 гг. При индексации действующей ставки НДС в соответствии с ростом внутренней цены на газ вводимая ставка НДС должна составить 296 руб./тыс. куб. м (табл. 2.8.5). Для сравнения можно отметить, что в случае индексации ставки НДС на газ в соответствии с инфляцией (индексом потребительских цен) ее величина в 2010 г. должна составить 234 руб./тыс. куб. м.

Целесообразно законодательно регламентировать определенные механизмы, обеспечивающие автоматическую корректировку ставки НДС на природный газ в зависимости от основных факторов, определяющих доходность газодобычи.

Таблица 2.8.5

**Индексация ставки НДС при добыче газа**

	2007	2008	2009	2010
Индекс цены на газ на внутреннем рынке по отношению к 2006 г.	1,152	1,452	1,629	2,011
Ставка НДС: 2007–2009 гг. – фактическая, 2010 г. – индексированная в соответствии с ростом цены на газ за период 2007–2010 гг., руб./тыс. куб. м	147	147	147	296
Индекс инфляции (индекс потребительских цен) по отношению к 2006 г.	1,129	1,279	1,445	1,590
Ставка НДС: 2007–2009 гг. – фактическая, 2010 г. – индексированная в соответствии с инфляцией за период 2007–2010 гг., руб./тыс. куб. м	147	147	147	234

Источник: МЭР, расчеты авторов.

**Возможности корректировки ставки НДС при добыче газа в зависимости от уровня цен на газ.** Формирование цен на газ на мировом и внутреннем рынках имеет существенные особенности. Цены на газ на мировом (европейском) рынке, как правило, определяются на основе цен на альтернативные газу энергоносители, главным образом газойль/дизтопливо и мазут, цены на которые зависят от уровня мировых цен на нефть. Внутренние же цены на газ остаются в сфере государственного регулирования и устанавливаются правительством. Цена на нефть на свободном внутреннем рынке (сегмент рынка, на котором нефть реализуется не по трансфертным ценам) в последние годы фактически формируется на основе ее мировой цены за вычетом вывозной таможенной пошлины и дополнительных транспортных затрат на экспорт.

Несмотря на заметный рост в последние годы, внутренние цены на газ в России по-прежнему остаются существенно ниже мировых. Соотношение мировых и внутренних цен на нефть и природный газ отражено в *табл. 2.8.6*. Как видно из приведенных данных, цена нефти на внутреннем рынке в последние годы составляла 47–63% мировой цены, внутренняя же цена природного газа – 19–25% цены газа на европейском рынке. В среднем за по-



следние три года (2006–2008 гг.) цена на газ на внутреннем рынке составила лишь 21% мировой.

Таблица 2.8.6

**Соотношение мировых и внутренних цен на нефть  
и природный газ в 2005–2008 гг.**

	2005	2006	2007	2008
Мировая цена на нефть (цена нефти «Юралс»), долл./барр.	50,5	61,3	69,4	94,5
Мировая цена на нефть (цена нефти «Юралс»), долл./т	368,7	447,5	506,6	689,9
Мировая цена на газ (цена российского газа в Германии), долл./тыс. куб. м	212,9	295,7	293,1	473,0
Внутренняя цена на нефть (цена приобретения промышленными предприятиями), долл./т	216,6	274,7	320,9	327,3
Внутренняя цена на нефть (цена производителей), долл./т	158,3	201,5	227,6	259,1
Внутренняя цена на газ (цена приобретения промышленными предприятиями), долл./тыс. куб. м	49,6	58,2	72,2	91,4
Внутренняя цена на газ (цена производителей), долл./тыс. куб.м	11,9	14,5	17,0	19,8
Внутренняя цена на нефть (цена приобретения), % к мировой цене	58,7	61,4	63,3	47,4
Внутренняя цена на газ (цена приобретения), % к мировой цене	23,3	19,7	24,6	19,3

*Источник:* МВФ, Росстат, расчеты авторов.

В ближайшие годы предполагается поэтапное повышение внутренних цен на газ до уровня, обеспечивающего равную доходность его реализации на внутреннем и внешнем рынках. Разрыв между мировыми и внутренними ценами на газ в этом случае существенно сократится, в то же время внутренние цены на газ

будут оставаться ниже мировых (на величину экспортной пошлины и затрат на транспортировку на экспорт).

Существенно различаются и соотношения цен на нефть и природный газ на внешнем и внутреннем рынках. Как видно из данных, приведенных в *табл. 2.8.7*, если на европейском рынке цена на газ в расчете на тонну нефтяного эквивалента составляет 0,52–0,62 цены на нефть, то на российском рынке данное соотношение составляет лишь 0,19–0,25.

*Таблица 2.8.7*

**Соотношение цен на нефть и газ на внешнем и внутреннем рынках в 2005–2008 гг.**

	2005	2006	2007	2008
Цена на нефть в Европе (цена нефти «Юралс»), долл./т	368,7	447,5	506,6	689,9
Цена на газ в Европе (цена российского газа в Германии), долл./тыс. куб. м	212,9	295,7	293,1	473,0
Цена на газ в Европе (цена российского газа в Германии), долл./т н.э.	191,6	266,1	263,8	425,7
Отношение цены на газ к цене на нефть в Европе (в расчете на тонну н.э.)	0,52	0,59	0,52	0,62
Цена на нефть в России (цена приобретения), долл./т	216,6	274,7	320,9	327,3
Цена на газ в России (цена приобретения), долл./тыс. куб. м	49,6	58,2	72,2	91,4
Цена на газ в России (цена приобретения), долл./т н.э.	44,6	52,4	65,0	82,3
Отношение цены на газ к цене на нефть в России (в расчете на тонну н.э.)	0,21	0,19	0,20	0,25

*Источник:* МВФ, Росстат, расчеты авторов.

Цена на уголь в России составляет примерно 45% его мировой цены (цены на европейском рынке). При этом по отношению к цене на нефть цена угля в расчете на тонну нефтяного эквивалента на европейском рынке, по нашим расчетам, составляет 0,3. В России данное соотношение в 2008 г. составило 0,2.

Таким образом, в 2008 г. на европейском рынке соотношение цен на нефть, газ и уголь в расчете на тонну нефтяного эквивалента составило 1:0,6:0,3, на российском рынке – 1:0,25:0,2. В Европе, таким образом, цены на газ существенно выше, чем в России, по отношению и к нефти, и к углю.

Данные сопоставления свидетельствуют о том, что цены на газ на российском внутреннем рынке в настоящее время являются чрезвычайно низкими по отношению как к мировым ценам, так и к ценам на другие виды энергоресурсов, а следовательно, имеют значительный потенциал роста.

Программными документами правительства предусматривается поэтапное повышение внутренних цен на газ до уровня, обеспечивающего равную эффективность поставок газа на внутренний рынок и на экспорт. Такое повышение внутренних цен на газ резко увеличит доходы предприятий газового сектора экономики.

В то же время в налоговой системе отсутствуют автоматические регуляторы, которые обеспечивали бы адекватный рост налоговых платежей газового сектора. В отличие от нефтяных налогов, в газовом секторе вопрос фактически решается в «ручном режиме», то есть путем периодического пересмотра ставки НДС. При этом с 2006 г. ставка НДС при добыче газа не меняется.

В сложившихся условиях логичным решением является введение индексации ставки НДС на добытый газ в зависимости от цен на газ. Такой подход аналогичен принятому при налогообложении добычи нефти, где ставка НДС индексируется в зависимости от котировок российской экспортной смеси «Юралс» на европейском рынке.

В 2007 г. МЭР и Минфин России подготовили предложения по установлению ставки НДС на природный газ, в соответствии с которыми ставку налога предлагалось устанавливать по специальной формуле в зависимости как от внутренних, так и от внешних цен на природный газ. Применение формулы МЭР ведет к резкому повышению ставки НДС на газ. Например, в условиях 2009 г. ставка НДС при добыче газа, рассчитанная по формуле

МЭР, составляет 797 руб./тыс. куб. м, что в 5,4 раза превышает существующий уровень. При этом по отношению к цене на газ величина ставки НДСИ повышается с 13% в 2006 г. до 38,5% в 2009 г. В связи с этим возникает опасность негативного влияния такого повышения ставки налога на обеспечение необходимого уровня инвестиций в газодобычу и на экономику новых проектов по добыче газа.

Недостатком предложенного МЭР подхода, на наш взгляд, является также использование экспортных цен на газ при расчете ставки НДСИ. Такой подход нецелесообразен по ряду причин.

В соответствии с Федеральным законом «О естественных монополиях» все производители нефти имеют право на равный доступ к экспортным мощностям магистрального трубопроводного транспорта пропорционально объему добычи нефти. В последние годы доля экспорта нефти превышает 50% объема ее добычи. В связи с этим использование котировок европейского рынка оправдано с той точки зрения, что более половины нефти поставляется ее производителями на экспорт. Кроме того, цены свободного российского рынка начиная с середины 2005 г. фактически соответствуют ценам европейского рынка (за вычетом таможенной пошлины и затрат на транспортировку на экспорт). С учетом экспорта нефтепродуктов доля экспорта нефти в сыром и переработанном виде составляет более 73% ее добычи. При этом цены мирового рынка являются основным фактором, определяющим внутрироссийские цены на нефтепродукты.

Следует также отметить, что отсутствие развитого внутреннего рынка нефти и подходящих для целей налогообложения источников котировок на нем не позволяет в настоящее время использовать цены внутреннего рынка при установлении ставки НДСИ на нефть. В таких условиях налогообложение добычи нефти на основе котировок европейского рынка выглядит вполне обоснованным.

В отличие от нефтяного сектора, в газовом секторе доля экспорта составляет менее 30% объема добычи (табл. 2.8.8).

Таблица 2.8.8

**Доля экспорта продукции в нефтяном и газовом секторах  
в 2006–2008 гг., %**

	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>
Чистый экспорт нефти и нефтепродуктов, % к добыче нефти	72,7	74,7	73,3
Чистый экспорт нефти, % к добыче нефти	51,2	52,0	49,3
Чистый экспорт газа, % к добыче газа	29,8	28,2	28,3

*Источник:* рассчитано по данным Росстата и ФТС России.

Следует также учитывать, что в отличие от нефтяного рынка при реализации российского газа европейским потребителям отсутствуют общепризнанные независимые ценовые индикаторы, аналогичные нефтяным котировкам Platt's и Argus. Основными источниками информации о ценах на газ являются ОАО «Газпром» и ФТС России.

Еще одной важной особенностью, отличающей газовый сектор от нефтяного, является монопольное положение ОАО «Газпром» как экспортера газа. Независимые производители газа не имеют возможности его экспортировать. В таких условиях установление ставки НДС для газа в зависимости от его экспортной цены будет дискриминировать независимых газопроизводителей.

Вместе с тем отсутствуют какие-либо проблемы с определением цен на газ, по которым осуществляются его продажи на внутреннем рынке. В настоящее время эти цены устанавливаются ФСТ России.

В случае доведения внутренних цен на газ до уровня мировых (то есть до цены европейского рынка за вычетом вывозной таможенной пошлины и дополнительных затрат на транспортировку, связанных с поставкой газа на экспорт) мировые цены будут отражаться на уровне внутренних цен на газ и через них автоматически учитываться при определении ставки НДС.

Можно также отметить, что наличие вывозной таможенной пошлины на газ будет автоматически обеспечивать поддержание внутренних цен на газ на уровне ниже мировых, поскольку оди-

наковая доходность поставок газа на внутренний рынок и на экспорт будет обеспечиваться при внутренней цене газа, равной мировой цене за вычетом экспортной пошлины и дополнительных затрат на транспортировку газа при его реализации на экспорт.

Таким образом, особенности реализации газа на внутреннем и внешнем рынках позволяют сделать вывод о том, что более обоснованной является индексация ставки НДС на добытый газ в зависимости от цен внутреннего рынка, а не в зависимости от экспортных цен на газ.

Для индексации ставки НДС на газ в зависимости от цены на газ на внутреннем рынке могут быть использованы различные подходы. Если исходить из предположения, что при цене газа до 500 руб./тыс. куб.м НДС взиматься не должен, то есть ставка налога должна быть равна 0, а при цене 4000 руб./тыс. куб. м ставка НДС должна составить 800 руб./тыс. куб. м, или 20% цены газа, то зависимость ставки НДС от внутренней цены на газ может быть описана следующей формулой:

$$C_{\text{мНДС}} = (8 C_{\text{ен}} - 4000) / 35,$$

где  $C_{\text{мНДС}}$  – ставка НДС на природный газ, руб./тыс. куб. м;

$C_{\text{ен}}$  – цена на газ на внутреннем рынке, руб./тыс. куб. м.

В отличие от формулы МЭР ставка НДС в предлагаемой формуле не зависит от цены на газ на внешнем рынке. Ставка налога при применении данной формулы повышается в меньшей степени, при этом рост ставки налога происходит постепенно. Значение ставки НДС в 2009 г. при применении данной формулы составляет 359 руб./тыс. куб. м, что составляет 17,3% цены на газ. Таким образом, в 2009 г. ставка НДС повышается в 2,4 раза по сравнению с существующим уровнем. В дальнейшем с ростом внутренней цены на газ обеспечивается повышение ставки налога как в абсолютном, так и в относительном выражении (в % к цене). По отношению к цене на газ ставка налога повышается с 13% в 2006 г. до 20,1% в 2020 г.

Предлагаемая формула может быть скорректирована в зависимости от задаваемых параметров налогообложения. Например,

при установлении ставки НДС при внутренней цене газа 4000 руб./тыс. куб. м на уровне 1000 руб./тыс. куб. м, или 25% цены, формула расчета ставки налога принимает следующий вид:

$$CтНДС = (10 C_{вн} - 5000) / 35.$$

Применение такой формулы обеспечивает более высокий уровень налоговых изъятий по сравнению с предыдущим вариантом. В условиях 2009 г. определяемая по ней ставка НДС составляет 448 руб./тыс. куб. м, то есть повышается в 3 раза по отношению к действующей ставке. По отношению к цене на газ ставка налога повышается с 13% в 2006 г. до 25,1% в 2020 г.

Индексация ставки НДС на газ может быть построена и по аналогии с индексацией ставки НДС на нефть. Можно исходить из того, что 20 долл./тыс. куб. м является минимальной ценой, с которой должно начинаться взимание НДС, поскольку при более низких ценах отсутствует источник для выплат налога. Соответственно ставка НДС должна быть равна 0 при цене газа ниже 20 долл./тыс. куб. м (аналогично необлагаемому ценовому минимуму в формуле индексации ставки НДС на нефть). В этом случае корректирующий коэффициент должен вычисляться по следующей формуле:

$$K_c = (C_{вн} - 20 P) / 1555,$$

где  $K_c$  – коэффициент, отражающий рост внутренних цен на газ;  
 $C_{вн}$  – цена на газ на внутреннем рынке (без НДС), руб./тыс. куб. м;

$P$  – курс рубля по отношению к доллару США, руб./долл.

В условиях 2009 г. коэффициент  $K_c$  равен 1.

Ставка НДС при добыче газа при таком подходе рассчитывается по следующей формуле:

$$CтНДС = CтНДС_{газ} K_c,$$

где  $St_{НДПИ}_{газ}$  – базовая ставка НДС при добыче газа, руб./тыс. куб. м.

При применении данной формулы с ростом цены на газ ставка НДС повышается в меньшей степени, чем при использовании предыдущей формулы. В то же время ставка налога повышается в большей степени, чем при простой индексации ставки НДС в соответствии с индексом внутренних цен на газ.

Предложенные формулы позволяют обеспечить автоматическую индексацию ставки НДС при росте внутренней цены на газ.

**Возможности дифференциации ставки НДС при добыче газа.** НДС, введенный в налоговую систему с начала 2002 г., заменил собой регулярные платежи за пользование недрами, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на отдельные виды минерального сырья. Из указанных трех платежей фактически дифференцированным был только один платеж – регулярные платежи за пользование недрами. Ставка данного платежа при добыче нефти и газа устанавливалась в диапазоне 6–16%. Законом РФ «О недрах» допускалось также использование скидки за истощение недр для снижения регулярных платежей за пользование недрами ниже 6% (на практике, однако, данное положение фактически не применялось). Законом «О недрах» предусматривалось также дифференцированное установление акцизного сбора (акциза на отдельные виды минерального сырья), который должен был устанавливаться по отношению к минеральному сырью, добываемому «из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими условиями». Но дифференциация акциза на газ по месторождениям не была реализована.

При предусмотренном законодательством диапазоне допустимых ставок регулярных платежей за пользование недрами от 6 до 16%, дифференциация ставок данных платежей осуществлялась в отсутствие методических документов, регламентирующих порядок определения конкретных ставок платежей по объектам ли-



цензирования. Лицензии на добычу газа на месторождениях, которые на тот момент уже находились в пользовании предприятий, были выданы в соответствии с п. 16 Положения «О порядке лицензирования пользования недрами», утвержденного постановлением Верховного Совета РФ 15 июля 1992 г. Для основных газовых месторождений ставка регулярных платежей за пользование недрами, как правило, устанавливалась на уровне максимальной ставки 16%. При этом ставка платежей за добытую нефть, как правило, устанавливалась на более низком уровне (средняя ставка составляла около 8,5%).

В 1990-е годы была осуществлена попытка установить порядок определения дифференцированных ставок платежей при добыче газа. В 1997 г. ООО «НИИгазэкономика» был разработан проект «Временного порядка определения конкретных размеров регулярных платежей за добычу природного газа и газового конденсата». Проектом предусматривалось установление понижающих коэффициентов к ставке регулярных платежей за пользование недрами (см. *табл. 2.8.9*). Суммарный понижающий коэффициент предлагалось вычислять как произведение коэффициентов, отражающих роль каждого фактора.

Предложенный порядок определения ставок платежей весьма сложен для администрирования, поскольку в настоящее время основные факторы дифференциации не контролируются в такой степени, которая необходима в налоговом администрировании. С другой стороны, в соответствии с проектом большинство факторов влияет на ставку платежей незначительно. В результате существенное усложнение налоговой системы приводит к сравнительно небольшой дифференциации. Исключение представляет фактор дебита газовых скважин, скидка по которому может достигать 67%, именно этот фактор обеспечивает «глубину» дифференциации. Однако использование дебита в качестве фактора дифференциации имеет как положительные, так и отрицательные стороны.

Таблица 2.8.9

**Влияние факторов дифференциации на размеры регулярных платежей при добыче газа**

<b>Фактор дифференциации</b>	<b>Диапазон влияния на размеры платежей за добытый газ</b>
1. Величина начальных запасов газа категорий А, В, С <sub>1</sub> , С <sub>2</sub> (с учетом подтверждаемости С <sub>2</sub> )	1–0,92
2. Средний дебит газовых скважин по объекту разработки	1–0,33
3. Средневзвешенная глубина продуктивных пластов объекта разработки (в интервале до 4000 м):	1–0,7
- для дебитов менее 50 тыс. м <sup>3</sup> /сут./скв	1–0,9
- для дебитов более 300 тыс. м <sup>3</sup> /сут./скв.	
4. Удаленность от магистральных газопроводов до 300 км	1–0,9
5. Климатические зоны расположения месторождений	1–0,95
6. Содержание сероводорода в газе	1–0,7 (0,5)
7. Содержание конденсата в газе	1–0,9 (0,85)
8. Сложность строения месторождения	0,9
- доля С <sub>2</sub> в запасах объекта разработки менее 70%	1–0,95
- доля С <sub>2</sub> в запасах объекта разработки менее 20%	

Источник: НИИгазэкономика.

К отрицательным сторонам использования дебита скважин как фактора дифференциации следует отнести дестимулирующее влияние на эффективность разработки. Предприятию будет невыгодно повышать дебит скважин, поскольку это приведет к увеличению налоговых обязательств. Кроме того, фактор дебита не действует независимо от других факторов. Снижение дебита скважин в Западной Сибири означает снижение давления. Эксплуатация таких месторождений требует значительных дополнительных затрат на компремирование (сжатие) газа для подачи в газопроводы высокого давления. Продолжение же эксплуатации скважин аналогичного дебита в районах потребления газа не ведет к дополнительным затратам. Проблему представляет также точное определение значения дебита, поскольку это требует налогового контроля как за добычей на каждом месторождении (лицензионном участке), так и за количеством отработанных

скважино-дней. Определенные проблемы возникают и с использованием других факторов.

Следует также иметь в виду, что представленный проект был разработан с учетом действовавшего в 1990-х годах законодательства, предусматривавшего диапазон дифференциации 6–16%. Таким образом, проект разрабатывался исходя из необходимости обеспечить установление ставок роялти в диапазоне 6–16%, чтобы размеры платежей за добычу полезных ископаемых определялись «с учетом вида полезного ископаемого, количества и качества его запасов, природно-географических, горно-технических и экономических условий освоения и разработки месторождения, степени риска» (ст. 41 Закона РФ «О недрах»).

Действующее законодательство не содержит подобных требований, поэтому с учетом всего вышеизложенного представляется, что применение предложенного порядка определения ставки регулярных платежей за пользование недрами к ставке НДС на газ не является целесообразным. Кроме того, возникает вопрос: с какой целью следует предоставлять налоговые льготы при добыче газа на предложенных категориях месторождений? Маловероятно, что предоставление льгот в размере 5% ставки НДС для разрабатываемых месторождений, расположенных в неблагоприятных климатических условиях, приведет к заметному изменению объемов добычи. Соответственно предоставление таких льгот трудно поддается обоснованию, поскольку оно не окажет реального влияния на деятельность газодобывающих предприятий, но усложнит администрирование НДС.

Дифференциация ставки НДС на природный газ в зависимости от условий добычи газа должна осуществляться по итогам тщательного анализа экономических условий деятельности газовой отрасли с целью определения себестоимости газа, добываемого в различных условиях, и доходности от его реализации. При этом должно выполняться требование минимизации административных проблем при дифференциации.

Представляется, что при дифференциации ставки НДС на добытый газ следует рассмотреть возможность предоставления льгот по НДС для следующих категорий месторождений:

новые месторождения, разработка которых предусмотрена Энергетической стратегией и другими перспективными документами, но которые при действующей налоговой системе не могут быть вовлечены в освоение;

разрабатываемые месторождения, продолжение добычи газа на которых при действующей налоговой системе будет нерентабельно.

В первую очередь к категориям месторождений, для которых могут быть предусмотрены льготы по НДС, должны быть отнесены следующие:

месторождения на арктическом континентальном шельфе и месторождения в районах с отсутствующей инфраструктурой;

выработанные месторождения в Западной Сибири, обладающие ресурсами низконапорного газа.

Данные категории месторождений в целом соответствуют тем участкам недр, для которых предоставляются льготы по НДС при добыче нефти: льготная ставка НДС на добытую нефть установлена для участков недр с выработанностью запасов более 80%, а налоговые каникулы по НДС – для новых месторождений в Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции и отдельных неосвоенных регионах.

В рамках решения задачи дифференциации ставки НДС на природный газ целесообразно рассмотреть возможность реализации следующих мер:

установление понижающего коэффициента к ставке НДС на газ, добываемый на газовых месторождениях с выработанностью запасов более 80%;

установление территориальных понижающих коэффициентов к ставке НДС на газ для новых месторождений, расположенных на севере Западной Сибири, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и на континентальном шельфе.

Применение территориальных понижающих коэффициентов к ставке НДСПИ представляется более предпочтительным по сравнению с применяемой в настоящее время в нефтяном секторе схемой налоговых каникул (преимущества такого подхода рассмотрены в разделе 2.4).

Значения таких коэффициентов могут быть определены расчетным путем исходя из требования обеспечения необходимой доходности инвестиций в освоение газовых месторождений соответствующей территории (зоны шельфа).

## **3. Раздел продукции и налогообложение дополнительного дохода при добыче углеводородов**

### **3.1. Применение соглашений о разделе продукции**

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. Применение СРП позволяет обеспечить инвестору стабильный налоговый режим в течение всего периода реализации инвестиционного проекта, а также индивидуальный подход к проектам разработки конкретных месторождений полезных ископаемых. В то же время система СРП в России не получила сколько-нибудь существенного развития. В настоящее время действуют, как говорилось выше, лишь три СРП, заключенных еще в середине девяностых годов, до вступления в силу Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции». Доходы федерального бюджета от реализуемых СРП достаточно ограничены, что в определенной степени связано с экономическими недостатками данных соглашений. Добыча нефти по проектам, реализуемым на условиях СРП, составляет лишь 2,5% общероссийской добычи.

Ограниченное развитие системы СРП в России, на наш взгляд, обусловлено определенными недостатками, присущими данной системе. Недостатки системы СРП связаны прежде всего с индивидуализацией условий соглашений по конкретным проектам. В условиях неопытности и коррупции государственных чиновников это может приводить к получению инвестором необоснованно выгодных условий реализации проекта и, как следствие, к потере государством определенной части доходов от разработки месторождений полезных ископаемых.

Рассмотрим наиболее существенные элементы действующей налоговой конструкции СРП и возможные пути совершенствования налогообложения при данном налоговом режиме.

**Возмещение затрат при реализации СРП.** Система СРП как налоговая система, основанная на определении прибыльной продукции и налогооблагаемого дохода, потенциально может стимулировать инвестора к завышению затрат при реализации проекта. При повышении затрат сокращается размер прибыльной продукции и налогооблагаемого дохода, что ведет к сокращению налоговых обязательств инвестора по отчуждаемой в пользу государства прибыльной продукции и налогу на прибыль. Кроме того, снижается также значение внутренней нормы прибыли по проекту и соответственно относительно меньше доля государства в прибыльной продукции.

Увеличение затрат может быть достигнуто разными способами. Например, при реализации проекта может быть организована поставка оборудования и материалов для проекта через формально независимую от инвестора структуру, в которой происходит завышение цен на них. В этом случае формируется центр прибыли за рамками проекта, а именно в данной структуре, поставляющей оборудование и материалы, а налоговые обязательства по проекту уменьшаются. Прибыль, формирующаяся в этой структуре в результате завышения цен на поставляемые оборудование и материалы, облагается обычным налогом на прибыль и не облагается дополнительными налогами, взимаемыми при добыче. Такая схема может быть организована и с участием нескольких структур. Ситуация осложняется тем, что оборудование, поставляемое в рамках крупных проектов по добыче углеводородов, особенно на континентальном шельфе, часто является уникальным, поэтому эффективный контроль за ценами на такое оборудование затруднен или же фактически невозможен (поскольку для такого оборудования отсутствуют аналоги и рыночные цены). Даже небольшое (и соответственно трудновыявляемое) завышение цен на поставляемые оборудование и материалы в рамках крупных проектов по добыче углеводородов может приводить к существенному (в абсолютном выражении) сокращению налоговых платежей.

В условиях существования стимулов к завышению затрат при реализации проектов СРП уровень затрат по проекту требует специального контроля со стороны государства, что существенно усложняет налоговое администрирование по сравнению с общим налоговым режимом. Большое значение здесь приобретают квалификация государственного контроля за затратами параметрами реализации СРП и его объективность. Последнее возможно лишь при отсутствии коррупции, а также возможностей влияния инвестора на представителей государства, осуществляющих такой контроль, по административным каналам.

Следует также отметить, что контроль государства за затратами иностранных компаний, осуществляемыми за рубежом, реально затруднен или же фактически невозможен.

В то же время при реализации СРП существуют определенные механизмы, препятствующие политике завышения затрат. При росте затрат меньше получает не только государство, но и инвестор, поскольку стороны делят прибыльную продукцию. У каждого инвестора есть свои акционеры, у которых, в свою очередь, имеются широкие возможности контроля через бюджетные комитеты при советах директоров компаний. Рост затрат означает для акционеров сокращение их дивидендов от проекта.

Государство имеет возможность осуществлять контроль за инвестором посредством утверждения годовых программ работ по соглашению и отчета об их исполнении (при обычной лицензионной системе такой порядок отсутствует).

При выполнении СРП за проведением работ обычно наблюдает государственное предприятие или объединенный управляющий комитет, то есть в отличие от лицензионного порядка государство имеет своих представителей в управляющих комитетах, которые утверждают смету затрат. Орган надзора рассматривает и одобряет ежегодные рабочие программы, соответствующие бюджетам и отдельные планы по разработке, которые представляются ему оператором.

Для получения более объективной картины по проектам СРП государство может привлекать независимых аудиторов.



Следует также учитывать, что во многих проектах, реализуемых на условиях СРП, действуют пулы компаний из разных стран, которые достаточно тщательно контролируют друг друга. СРП является формой проектного финансирования, поэтому свой контроль над затратами осуществляют и кредиторы.

При работе на условиях раздела продукции учет по проекту ведется обособленно от всех других операций компании, действует закрепленный в законе «О соглашениях о разделе продукции» принцип «налоговой ограды» (ring fence), и бухгалтерия, которую ведет оператор соглашения, делает финансовые операции достаточно прозрачными.

Принцип «налоговой ограды» требует ведения обособленного учета расходов по каждому соглашению и компенсации расходов на разработку в рамках соглашения только за счет доходов от этого соглашения. Инвестор не имеет права уменьшать налогооблагаемую прибыль за счет убытков от реализации неудачных проектов. Использование принципа «налоговой ограды» препятствует уменьшению налогооблагаемой прибыли инвесторов за счет неэффективных операций (типичным примером таких операций в добывающих отраслях является осуществление геологоразведочных работ, не приведших к открытию коммерчески эффективного месторождения).

В то же время целесообразно сохранение в налоговом законодательстве применительно к режиму СРП принципа «кост-стоп» (cost-stop), то есть ограничения на уровень возмещения затрат, которое будет гарантировать наличие определенного уровня прибыльной продукции и соответствующих поступлений государству 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 НДС.

Ограничение на возмещение затрат существует во многих нефтедобывающих странах и обычно не превышает 40–60%, хотя в некоторых странах может выходить за эти пределы (например,

в Индонезии и Казахстане предел возмещения затрат по СРП составляет 80%).

Вместе с тем целесообразно исключить из налогового законодательства дифференциацию уровня возмещения затрат по принципу «суша – шельф» (предельный уровень компенсационной продукции – соответственно 75 и 90%), так как во многих случаях разработка месторождений на суше не является более экономически эффективной, чем на шельфе.

На наш взгляд, предельный размер компенсационной продукции для всех видов месторождений мог бы быть установлен на уровне 80–85%, что соответствует мировой практике и, вообще говоря, является достаточно мягким ограничением. В конкретных соглашениях о разделе продукции предел возмещения затрат может устанавливаться ниже максимально допустимого уровня (определение такого предела будет являться предметом переговоров).

Применение аплифта к сумме не возмещенных инвестору расходов, несомненно, отвечает интересам инвесторов, однако ведет к увеличению общей суммы компенсируемых затрат и соответственно к уменьшению размера прибыльной продукции и доходов государства. В мировой практике применение аплифта не всегда является обязательным элементом СРП. Поэтому с точки зрения интересов государства применение данного механизма в режиме СРП нецелесообразно.

**Налог на добычу полезных ископаемых в системе СРП.** Особое значение для инвесторов имеет проблема взимания налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Сама по себе замена роялти на НДПИ для инвесторов СРП не является вполне равноценной, несмотря на положение о том, что налоговые ставки при выполнении СРП применяются с коэффициентом 0,5 и не изменяются в течение всего срока действия соглашений. Ставка роялти могла устанавливаться в соглашении в диапазоне 6–16%, а ставка налога на добычу является единой независимо от горно-геологических условий добычи нефти. Для высокзатратных,

сложных проектов даже половинная ставка НДС может носить запретительный характер, препятствовать их реализации.

Принципиально важное значение для экономики проектов имеет уровень НДС. Чем ниже уровень НДС, тем больше месторождений может быть вовлечено в разработку. Поэтому было бы оправданно установить диапазон ставки НДС для режима СРП, например, 10–50% применяемой при общем налоговом режиме и определять уровень НДС в зависимости от горно-геологических и географических характеристик месторождения. Уровень НДС для конкретного проекта можно было бы определять при подготовке условий торгов на право пользования недрами на условиях СРП.

Законодательная фиксация ставки НДС существенно ограничивает возможности разработки многих месторождений со сложной горно-геологической структурой, удаленных, истощенных и т.п. Если обратиться к мировому опыту взимания роялти (поскольку НДС фактически выступает в его качестве), то одни страны используют роялти, другие обходятся без этого платежа; используется фиксированная ставка роялти или шкала роялти; критерии для определения ставки роялти также различаются, то есть роялти варьируют в зависимости от того, находятся месторождения на суше или на шельфе, от уровня добычи, от нормы прибыли, в некоторых странах существуют «каникулы роялти», когда в первые годы реализации проекта роялти не взимается.

Применение в особых условиях пониженных или нулевых ставок роялти достаточно распространено в мировой практике. Например, в США для увеличения производства нефти, поддержки разработки нерентабельных или низкорентабельных при обычной практике месторождений (глубоководных, с истощенными запасами и т.д.) применяется снижение ставки роялти. Снижение роялти внесло существенный вклад в разработку глубоководных участков недр в Мексиканском заливе. В Норвегии и Великобритании, ведущих разработку месторождений в Северном море, от взимания роялти отказались еще в 1980-х годах. Налоговые сис-

темы этих стран представляют собой пример систем, полностью основанных на налогообложении дохода (прибыли).

В то же время, на наш взгляд, не следует допускать возможности использования в соглашениях нулевых ставок НДС. С экономической точки зрения НДС выполняет функции роялти, то есть является естественной формой платы собственнику ресурсов (государству) за право разработки запасов, одним из основных инструментов изъятия ресурсной ренты. Взимание НДС позволяет государству получать достаточно стабильный доход уже с самого начала реализации проекта. С практической точки зрения потенциальная возможность использования в соглашении нулевой ставки НДС может стимулировать активность инвесторов к получению в процессе переговоров именно минимальной (нулевой) ставки налога. Поэтому полный отказ от взимания НДС применительно к СРП представляется нецелесообразным.

**Другие налоги и ограничения.** Важным является также вопрос об общем количестве налогов. В соответствии с действующим законодательством инвестор должен уплачивать 11 видов различных налогов и сборов, а именно: налог на добавленную стоимость, налог на прибыль организаций, единый социальный налог, налог на добычу полезных ископаемых, платежи за пользование природными ресурсами, плату за негативное воздействие на окружающую среду, плату за пользование водными объектами, государственную пошлину, таможенные сборы, земельный налог, акциз.

Большое число налогов вносит элемент нестабильности: чем больше налогов, тем больше рисков, так как отдельные налоги могут быть повышены, что увеличит общую налоговую нагрузку и сделает менее гибким сам фискальный режим СРП.

При реализации СРП цена нефти законодательно привязана к мировой цене нефти сорта «Юралс». Однако потенциальные инвесторы СРП, как и другие недропользователи, имеют равный доступ к системам транспорта нефти и во многих случаях смогут экспортировать не более 40–50% добытой нефти. Между тем внутренняя цена на нефть существенно ниже уровня цен на ми-

ровом рынке, соответственно финансовые результаты деятельности инвестора должны рассчитываться исходя из реальных цен внутреннего и мирового рынков.

Главой 26.4 Налогового кодекса РФ установлено, что цена нефти, применяемая для определения объема компенсационной продукции, для раздела прибыльной продукции в стоимостном выражении, а также для определения прибыли, не должна быть ниже среднего за отчетный период уровня мировой цены на нефть марки «Юралс».

Такой подход не учитывает, что часть нефти, добываемой в рамках СРП, может продаваться на внутреннем рынке, цены на котором значительно ниже экспортных. Цены на нефть на свободном внутреннем рынке (сегмент рынка, на котором нефть реализуется не по трансфертным ценам) всегда ниже мировых, поскольку формируются как разность между мировой ценой на нефть и величиной вывозной таможенной пошлины на нефть и затрат на транспортировку нефти на экспорт.

Кроме того, на многих российских месторождениях нефть по качеству существенно хуже сорта нефти «Юралс», поэтому реальная цена ее реализации также будет ниже.

В таких случаях использование цены нефти марки «Юралс» при определении доходов для расчета налоговой базы по налогу на прибыль приведет к значительной разнице между реальными доходами, полученными инвестором, и доходами, учитываемыми для целей исчисления налога на прибыль.

В связи с этим целесообразно отказаться от принципа использования для определения экономических параметров СРП цены реализации продукции не ниже цены нефти марки «Юралс».

В настоящее время законодательно установлено количественное требование обязательного использования отечественного оборудования и материалов при реализации СРП в размере не менее 70%. В соответствии с принятой поправкой в Закон «О соглашениях о разделе продукции» «оборудование, технические средства и материалы считаются российского происхождения при условии, что они изготовлены из узлов, деталей и комплектую-

щих, не менее чем на 50% в стоимостном выражении произведенных на территории РФ». Если условие о 70%-м российском участии будет нарушено, инвестор теряет право компенсировать приобретение такого оборудования из прибыльной продукции.

Нормы об участии российских подрядчиков вступают, однако, в противоречие с положением Закона «О соглашениях о разделе продукции» относительно выбора таких подрядчиков по итогам соответствующих тендеров.

Кроме того, законодательно определен и срок, в течение которого инвестор должен привлечь российских подрядчиков: оборудование и материалы российского происхождения должны составлять не менее 70% общей стоимости приобретенных в каждом календарном году для выполнения работ по соглашению оборудования и материалов. Более обоснованным и предпочтительным для инвесторов было бы установление такого ограничения по итоговым результатам деятельности по проекту.

Основная проблема в применении режима СРП заключается в том, что в условиях неопытности и коррумпированности государственных чиновников индивидуализация параметров конкретных соглашений может приводить к получению инвестором необоснованно выгодных условий реализации проекта и, как следствие, к потере государством определенной части доходов от разработки месторождений. Коррупция и недостаточный уровень квалификации государственных служащих, принимающих участие как в процессе переговоров по заключению СРП, так и в процессе контроля за реализацией данных проектов, могут серьезно снижать эффективность применения режима СРП с точки зрения получения государством адекватных налоговых поступлений.

Риск снижения налоговых поступлений в бюджет по сравнению с потенциально возможными возникает и в том случае, когда подрядчиком по соглашению о разделе продукции выступает крупная государственная компания, имеющая серьезные возможности административного влияния на принятие решений по заключению и реализации соглашения. Следует учитывать, что именно такие компании будут являться разработчиками место-

рождений на континентальном шельфе, на которых потенциально возможно применение режима СРП.

Как показывает мировой опыт, система СРП получила распространение в развивающихся странах и некоторых странах с переходной экономикой, не обладающих необходимыми финансовыми ресурсами и заинтересованных в привлечении значительных иностранных инвестиций в нефтегазовый сектор. В политически нестабильных странах при заключении СРП инвесторы могут рассчитывать на стабильность налогового режима своей деятельности в течение всего периода реализации проекта.

В развитых нефтедобывающих странах – таких, как США, Канада, Норвегия, Великобритания и Австралия – соглашения о разделе продукции не применяются. Все параметры налогообложения устанавливаются законодательством и не являются предметом переговоров.

Не применяются СРП и в основных нефтедобывающих странах региона Персидского залива, обладающих достаточными финансовыми ресурсами для разработки собственных месторождений. Привлечение иностранных компаний здесь осуществляется не на условиях СРП, а на основе сервисных контрактов, предусматривающих выполнение подрядчиками определенного объема работ за вознаграждение в денежной форме.

Как показала практика последних лет, рост объемов инвестиций в российском нефтегазовом секторе может быть обеспечен за счет внутренних источников финансирования и привлечения внешних кредитов. При этом некоторые иностранные компании продемонстрировали готовность инвестировать в российский нефтегазовый сектор и в условиях общей налоговой системы.

В связи с этим в решении проблемы стимулирования инвестиций в добычу нефти российское правительство пошло по пути предоставления неиндивидуализированных налоговых льгот, таких как налоговые каникулы по НДС для новых нефтегазовых провинций и снижение ставки НДС на поздних стадиях разработки месторождений.

Задача обеспечения инвестиционной привлекательности новых проектов по добыче нефти может быть решена и с использованием других налоговых инструментов. Речь идет о переходе от относительно простых инструментов, таких как различные формы снижения ставки НДС, к более сложным формам налогообложения, основанным на показателях чистого дохода и учитывающим реальные затраты на разработку конкретных месторождений.

На наш взгляд, российскую систему налогообложения нефтегазового сектора следует развивать в направлении ее сближения с налоговыми системами развитых стран (США, Канады, Великобритании, Норвегии), а не развивающихся стран и стран с переходной экономикой, применяющих соглашения о разделе продукции.

Более предпочтительным для стимулирования инвестиций в освоение новых месторождений представляется применение механизмов, отличных от механизма налогообложения при реализации СПП.

### **3.2. Возможности введения налога на дополнительный доход**

Принципиально новым элементом российской системы налогообложения нефтегазового сектора может стать налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД). НДД является формой специального налога на природную (ресурсную) ренту, который в последние десятилетия получил распространение в зарубежных странах, включая такие страны, как Великобритания, Норвегия, Австралия.

В России концепция НДД впервые была оформлена в виде специальной главы в составе проекта части второй Налогового кодекса РФ, внесенного правительством РФ на рассмотрение в Государственную Думу Федерального Собрания РФ в 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. В несколько измененном виде концепция НДС получила отражение в следующей версии проекта Налогового кодекса, внесенного правительством РФ в Государственную Думу в январе 1998 г. и принятого Государственной Думой в первом чтении в апреле 1998 г. В данном проекте предусматривалось распространение НДС только на новые месторождения.

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», который был внесен в Государственную Думу от имени группы депутатов. Основное отличие данного законопроекта от версии Налогового кодекса заключалось в распространении НДС не только на новые, но и на разрабатываемые месторождения. Государственной Думой данный законопроект рассмотрен не был.

В последующие годы проект главы Налогового кодекса о налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов был доработан (последняя версия правительственного проекта данной главы датируется 2002 г.), однако на рассмотрение Государственной Думой правительством не вносился. Основной причиной фактического отказа от введения НДС, на наш взгляд, является сложность эффективного администрирования данного налога по сравнению с другими, более простыми инструментами налогообложения. В результате предпочтение было отдано более простым налогам – акцизу на нефть, действовавшему вплоть до начала 2002 г., и НДСП.

НДС, однако, имеет ряд явно выраженных преимуществ по сравнению с НДСП. В отличие от налога на добычу, НДС основан на показателях дополнительного дохода и R-фактора, объективно отражающих реальную экономическую эффективность разработки конкретного месторождения. НДС непосредственно учитывает горно-геологические и географические условия добычи углеводородов, так как напрямую связан с показателями прибыльности месторождения (с дополнительным доходом

и Р-фактором). НДД учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения, то есть его истощение (по мере истощения месторождения снижаются дополнительный доход и размер налога). НДД стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, поскольку налог не взимается вплоть до полной окупаемости капитальных затрат, а последующее налогообложение соответствует показателям доходности. В случае высокоэффективных проектов применение НДД обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства; одновременно создаются условия для реализации низкоэффективных проектов.

Применение НДД будет стимулировать инвестиции за счет фактического освобождения инвесторов от налога вплоть до полного возмещения капитальных затрат. Выплаты НДД фактически носят отсроченный характер, однако после возмещения капитальных затрат уплата налога осуществляется по достаточно высокой ставке. В то же время возникающее в результате такой отсрочки снижение общих налоговых поступлений от нефтяного сектора будет относительно незначительным, так как удельный вес новых месторождений в общей добыче нефти в России достаточно мал. Доля новых месторождений (месторождений, введенных в эксплуатацию в течение последних пяти лет) в общей добыче нефти в России составляет около 5%.

Вместе с тем необходимо отметить, что схема налогообложения, основанная на применении НДД, 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.

Система НДД как налоговая система, основанная на определении дополнительного дохода и Р-фактора, рассчитываемого как отношение накопленного дохода от добычи и реализации углеводородов к накопленным капитальным и эксплуатационным затратам на их добычу, потенциально может стимулировать инвестора

к завышению затрат при реализации проекта. При повышении затрат сокращается размер налогооблагаемого дохода, что ведет к сокращению налоговых обязательств инвестора. Снижаются также значение Р-фактора и соответственно применяемая ставка налога.

Большое значение в связи с этим имеют квалифицированность государственного контроля за затратными параметрами реализации проекта и его объективность (отсутствие коррупции).

Введение и порядок исчисления НДС, на наш взгляд, должны соответствовать следующим основным принципам.

Введение НДС целесообразно только для новых месторождений. На старых (разрабатываемых) месторождениях, как правило, отсутствует необходимый для применения НДС учет доходов и затрат в разрезе отдельных лицензионных участков с момента начала их разработки. Кроме того, на разрабатываемых месторождениях инвестиции в большинстве случаев уже осуществлены, поэтому нет необходимости их налогового стимулирования. Под новыми месторождениями следует понимать все месторождения, разработка и добыча нефти на которых будут начаты после принятия главы Налогового кодекса 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.

На первом этапе целесообразно ограничить область применения НДС добычей только жидких углеводородов, то есть нефти и газового конденсата. Для этого необходимо ввести критерий, позволяющий отделить нефтяные инвестиционные проекты от газовых. Выделение нефтяных проектов возможно на основе имеющихся данных геологической оценки лицензионного участка. В качестве критерия 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%).

Налоговая база НДД должна определяться как стоимость добытых и реализованных углеводородов, уменьшенная на величину затрат по производству и реализации продукции (за вычетом амортизации), производственных капитальных вложений и невозмещенных затрат предыдущего налогового периода. Расчетные вычитаемые затраты, не возмещенные в предыдущем 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 НДД.

Налоговая ставка должна определяться значением Р-фактора, рассчитываемого как отношение накопленного дохода от добычи и реализации углеводородов к накопленным капитальным и эксплуатационным затратам на их добычу. Накопленный доход, на основе которого определяется значение Р-фактора, не должен уменьшаться на величину НДД. В то же время все остальные налоги и обязательные платежи, включая НДС и налог на прибыль, при расчете накопленного дохода должны вычитаться.

Целесообразно сокращение числа градаций шкалы НДД. В правительственном проекте главы Налогового кодекса по налогу на дополнительный доход от добычи углеводородов предложена шкала налога, состоящая из шести градаций (*табл. 3.2.1*). Большое число градаций данной шкалы создает дополнительные стимулы к завышению расходов, так как в результате не только уменьшается налоговая база, но и снижается ставка налога (из-за уменьшения значения Р-фактора). Особенно сильные стимулы к завышению расходов создаются около пороговых значений Р-фактора, так как небольшое увеличение Р-фактора приводит здесь к значительному увеличению налогового обязательства.

Таблица 3.2.1

**Ставки налога на дополнительный доход от добычи углеводородов**

<b>Р-фактор (t – 1)</b>	<b>Ставка (t), %</b>
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

*Источник:* проект главы Налогового кодекса РФ.

Единая налоговая ставка, в отличие от прогрессивной, не создает таких стимулов, однако она не позволяет учесть разнообразие горно-геологических и географических условий разработки российских нефтяных месторождений, то есть значительные различия в экономической эффективности проектов (в случае высокоэффективных проектов это будет приводить к недополучению государством определенной части ресурсной ренты).

Возможным решением, на наш взгляд, может быть введение шкалы НДД, состоящей из четырех градаций, например, в варианте, представленном в *табл. 3.2.2*.

Таблица 3.2.2

**Ставки налога на дополнительный доход от добычи углеводородов**

<b>Р-фактор (t – 1)</b>	<b>Ставка (t), %</b>
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 любой 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 бо-

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 *табл. 3.2.3*.

Таблица 3.2.3

**Ставки налога на дополнительный доход от добычи углеводородов**

<b>Р-фактор (t – 1)</b>	<b>Ставка (t), %</b>
Свыше 1,00 до 2,00	$100 - 100/P(t - 1)$
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 табличным 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%.

Однако и в этом случае сохраняются определенные стимулы к увеличению затрат, поскольку их рост ведет к снижению значения Р-фактора и соответственно ставки налога. С другой стороны, это может стимулировать дополнительные инвестиции в более углубленную разработку эксплуатируемых месторождений, в частности, применение различных методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Таким образом, в целях избежания нежелательного затратного эффекта, связанного со скачкообразным изменением ставки налога при использовании ступенчатой шкалы ставки НДД, для расчета ставки налога целесообразно использовать непрерывную зависимость данной ставки от Р-фактора.

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

1. Определение налоговой базы:

$$ДД(t) = СУВ(t) - ПВЗ(t)$$

$$СУВ(t) = Ц(t) V(t)$$

$$РВЗ(t) = (ЗПР(t) - A(t)) + KB(t) + НРВЗ(t-1) k(t)$$

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

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

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

2. Определение налоговой ставки:

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

$$a(t-1) = a(t-2) k(t-1) + СУВ(t-1) - H(t-1)$$

$$b(t-1) = b(t-2) k(t-1) + З(t-1)$$

$$З(t-1) = (ЗПР(t-1) - A(t-1)) + KB(t-1)$$

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

<b>Р-фактор (t-1)</b>	<b>Ставка (t), %</b>
Свыше 1,00 до 2,00	$100 - 100 / P(t-1)$
Свыше 2,00	60

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

$$НДД(t) = ДД(t) Cm(t) / 100$$

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;

A – амортизация;

KB – капитальные вложения;

НРВЗ – невозмещенные расчетные вычитаемые затраты;

ПВЗ – подлежащие вычетам затраты;

k – индекс цен производителей;

*НДД* – налог на дополнительный доход;

*N* – все налоги и обязательные платежи, кроме НДД;

*Z* – затраты;

*Ст* – ставка налога;

*a* – накопленный доход;

*b* – накопленные затраты;

*t* – время (год, квартал).

Налогообложение рентного дохода с помощью НДД теоретически является более предпочтительным по сравнению со схемой, основанной на НДС. В то же время схема НДД является и значительно более сложной с точки зрения как проведения налоговых расчетов, так и практического контроля за их достоверностью, что создает потенциальные возможности занижения производителями своих налоговых обязательств и, как следствие, уменьшения доходов государственного бюджета. В связи с этим целесообразно сохранение налога на добычу полезных ископаемых в качестве минимального налога, гарантирующего государству определенный уровень налоговых поступлений от реализации проекта (причем уже на ранних стадиях добычи). Налог на добычу полезных ископаемых при применении НДД должен, однако, взиматься по достаточно низкой ставке (например, с коэффициентом 0,1–0,3).

Таким образом, для изъятия природной ренты и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно введение налога на дополнительный доход от добычи углеводородов, который должен уплачиваться недропользователями при разработке новых месторождений вместо части налога на добычу полезных ископаемых. Такая система является более прогрессивной, поскольку в значительно большей степени основана на налогообложении доходов. НДД учитывает горно-геологические и географические условия добычи углеводородов, стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений. В случае высокоэффективных проектов его применение обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства. Одновременно улучшаются условия реализации низкоэффективных проектов.



Например, как показывают расчеты по модели разработки типового месторождения в Восточной Сибири, применение НДД позволяет создать необходимые стимулы для инвестиций в добычу нефти в данном регионе. При этом необходимая доходность инвестиций достигается и при сохранении НДС, взимаемом по пониженной ставке, например, при применении адвалорной ставки НДС в размере 5% (табл. 3.2.4). Сочетание НДД и НДС представляется более предпочтительным по сравнению со схемой, основанной только на применении НДД, поскольку такой подход обеспечивает определенные налоговые поступления при любой ценовой конъюнктуре и поступление налоговых платежей начинается с самого начала добычи.

Таблица 3.2.4

**Основные показатели применения различных налоговых режимов к проекту разработки типового нефтяного месторождения в Восточной Сибири**

	Цена нефти, долл./барр.			
	40	60	80	100
<b>1. Действующая налоговая система при отсутствии льгот по НДС</b>				
Внутренняя норма доходности, %	3,8	10,6	16,3	21,5
Доля государства в чистом доходе, %	92,6	86,2	84,1	83,0
Доля государства в выручке, %	59,3	65,8	69,2	71,3
<b>2. Налог на дополнительный доход (НДД, 2002 г.)</b>				
Внутренняя норма доходности, %	13,9	21,2	28,0	36,1
Доля государства в чистом доходе, %	74,3	78,3	80,2	80,7
Доля государства в выручке, %	47,6	59,7	66,0	69,3
<b>3. НДС 5% + НДД</b>				
Внутренняя норма доходности, %	11,8	19,8	26,8	34,8
Доля государства в чистом доходе, %	75,2	78,7	81,0	81,6
Доля государства в выручке, %	48,2	60,0	66,7	70,1

*Источник:* расчеты авторов.

Вместе с тем необходимо отметить, что по сравнению с НДС схема налогообложения, основанная на применении НДД, является существенно более сложной с точки зрения налогового администрирования.

Применение НДС предполагает использование для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть (в противном случае применение НДС неэффективно, поскольку при этом создаются возможности для занижения налогоплательщиками своих налоговых обязательств путем реализации добытой нефти по заниженным ценам). Определение рыночных цен на нефть связано, однако, с рядом серьезных проблем, обусловленных особенностями нефтяного сектора российской экономики и отсутствием развитой инфраструктуры рынка. Российский рынок сырой нефти характеризуется высокой концентрацией добычи и переработки нефти в рамках вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), на которые приходится более 90% добычи и переработки нефти в стране, непрозрачностью и ограниченным числом участников, большинство из которых интегрировано или связано с ВИНК. Транспортные ограничения делают рынок сырой нефти еще менее конкурентным. В результате на внутрисекторном рынке нефти доминируют трансфертные (внутрикорпоративные) цены, устанавливаемые руководством ВИНК, которые не могут служить базой для налогообложения.

В то же время до формирования в стране развитого рынка сырой нефти для целей исчисления налогов, на наш взгляд, могут применяться справочные (расчетные) рыночные цены на нефть, определяемые по специальной методике на основе мировых цен на нефть и расчетных внутренних цен на нефть. Расчетную внутреннюю цену нефти для целей налогообложения можно определять обратным счетом на основе розничных цен реализации нефтепродуктов на внутреннем рынке. В отличие от рынка сырой нефти внутренний рынок нефтепродуктов достаточно хорошо развит, характеризуется большим количеством участников и числом сделок, большей прозрачностью и конкурентностью.

Более простым способом определения справочных (расчетных) рыночных цен на нефть может быть их расчет по специальной методике на основе мировых цен на нефть. Учитывая, что цена на нефть на свободном внутреннем рынке (сегмент рынка, на котором нефть реализуется не по трансфертным ценам) фак-

тически определяется ее мировой ценой, справочная цена нефти для целей налогообложения может рассчитываться на основе цены российской нефти «Юралс» на мировом (европейском) рынке за вычетом действующей таможенной пошлины на нефть и затрат на транспортировку нефти на экспорт.

В качестве специального налогового режима, отличного от общей системы налогообложения, НДД может быть применен на месторождениях континентального шельфа. Освоение таких месторождений характеризуется чрезвычайно высокими затратами и не может быть осуществлено в условиях действующей налоговой системы. Как показывают расчеты по имитационной модели разработки типового нефтяного месторождения на северном континентальном шельфе (*табл. 3.2.5*), при действующей налоговой системе не обеспечивается необходимая доходность инвестиций в разработку таких месторождений (при мировой цене на нефть 60–80 долл./барр. внутренняя норма доходности составляет 1–5%). При этом снижение ставки НДС (вплоть до 0) не позволяет сделать такой проект инвестиционно привлекательным. Замена НДС на НДД (при ставках НДД, соответствующих версии проекта 2002 г.) также не позволяет обеспечить необходимую доходность инвестиций в разработку месторождений на континентальном шельфе.

Обеспечить необходимую доходность инвестиций при разработке месторождений на континентальном шельфе позволяет отмена экспортной пошлины на нефть. В этом случае необходимая доходность инвестиций достигается как при применении понижающего коэффициента к ставке НДС (например, 0,5), так и при замене НДС на НДД. Применение НДД, как существенно более гибкого налога по сравнению с НДС, предпочтительнее. НДД, в отличие от НДС, обеспечивает необходимую дифференциацию налоговой нагрузки для различных месторождений континентального шельфа, ее соответствие конкретным условиям разработки.

Таким образом, применение НДД позволяет создать необходимые экономические условия для освоения месторождений кон-

тинентального шельфа. При этом НДС на континентальном шельфе должен вводиться вместо двух налогов: НДС и экспортной пошлины.

Таблица 3.2.5

**Основные показатели применения различных налоговых режимов к проекту разработки нефтяного месторождения на континентальном шельфе**

	Цена нефти «Юралс», долл./барр.			
	40	60	80	100
<b>1. Действующая налоговая система при отсутствии льгот по НДС</b>				
Внутренняя норма доходности, %		1,3	5,4	8,4
Доля государства в чистом доходе, %	121,6	96,7	89,9	86,9
Доля государства в выручке, %	58,4	63,7	67,1	69,3
<b>2. НДС = 0</b>				
Внутренняя норма доходности, %	4,1	10,4	15,1	19,0
Доля государства в чистом доходе, %	77,9	67,0	63,6	61,9
Доля государства в выручке, %	37,4	44,2	47,5	49,4
<b>3. НДС с коэффициентом 0,5 с учетом коэффициента К<sub>в</sub>; экспортная пошлина = 0</b>				
Внутренняя норма доходности, %	12,9	21,6	28,1	33,4
Доля государства в чистом доходе, %	40,1	35,8	34,3	33,5
Доля государства в выручке, %	24,0	26,7	27,9	28,6
<b>4. Налог на дополнительный доход (2002 г.)</b>				
Внутренняя норма доходности, %	5,5	10,5	13,8	16,0
Доля государства в чистом доходе, %	79,6	76,1	77,0	79,4
Доля государства в выручке, %	38,2	50,1	57,5	63,3
<b>5. Налог на дополнительный доход (2002 г.); экспортная пошлина = 0</b>				
Внутренняя норма доходности, %	13,4	19,6	24,2	28,0
Доля государства в чистом доходе, %	55,4	61,7	64,3	65,6
Доля государства в выручке, %	33,2	46,0	52,3	56,0

Источник: расчеты авторов.

Переход к налогообложению дополнительного дохода требует решения ряда административных, методических и технических проблем, включая проблемы определения и применения для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть и организации учета и контроля доходов и затрат при добыче нефти в разрезе

месторождений (лицензионных участков). В то же время с точки зрения интересов долгосрочного развития отрасли такое усложнение налоговой системы представляется оправданным.

Возможной альтернативой действующей налоговой системе и НДД является применение механизма соглашений о разделе продукции (СРП). Построение шкалы раздела продукции в зависимости от рентабельности освоения месторождения, измеряемой значениями внутренней нормы прибыли или Р-фактора, позволяет придать системе гибкость в отношении изъятия ресурсной ренты и создать приемлемые условия для освоения низкорентабельных месторождений. Однако недостатки системы СРП, рассмотренные в предыдущем разделе, делают применение этого режима менее предпочтительным.

Таким образом, налог на дополнительный доход (НДД) может стать принципиально новым элементом российской системы налогообложения добычи углеводородов. Применение НДД целесообразно на новых месторождениях, поскольку на них может быть обеспечен необходимый учет доходов и затрат в разрезе лицензионных участков, а инвестиции еще не осуществлены. НДД непосредственно учитывает горно-геологические и географические условия добычи углеводородов, стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений. В случае высокоэффективных проектов применение НДД обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства, одновременно улучшают условия реализации низкоэффективных проектов.

Вместе с тем в отличие от налоговых каникул по НДПИ применение НДД не создает стимулов к форсированию добычи нефти в первые годы разработки месторождения с целью освобождения от уплаты налога максимального количества добытой нефти. Таким образом, НДД не оказывает искажающего влияния на поведение недропользователей, профиль добычи и уровень нефтеизвлечения.

В то же время схема налогообложения, основанная на НДД, является существенно более сложной с точки зрения налогового администрирования. Это создает потенциальные возможности

занижения производителями своих налоговых обязательств и, как следствие, относительного уменьшения доходов государственного бюджета. Система НДС, как налоговая система, основанная на определении дополнительного дохода и Р-фактора, потенциально может стимулировать инвестора к завышению затрат при реализации проекта. В связи с этим при применении НДС большое значение имеют квалифицированность государственного контроля за затратными параметрами реализации проекта и его объективность (отсутствие коррупции).

Применение НДС требует применения для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть. В противном случае применение НДС неэффективно.

В случае введения НДС целесообразно сохранение НДСПИ в качестве минимального налога, гарантирующего государству определенный уровень налоговых поступлений от реализации проектов, прежде всего на ранних стадиях добычи и в периоды низких цен. НДСПИ при применении НДС должен взиматься по некоторой минимальной ставке; на месторождениях северного континентального шельфа при применении НДС ставка НДСПИ может быть нулевой.

Возможны и другие формы налогообложения дополнительного дохода, такие как ресурсно-рентный налог (РРН), налог на дополнительный доход с единой налоговой ставкой, дополнительный налог на прибыль. Каждый налог имеет свои особенности. Так, налоговая база РРН определяется аналогично налоговой базе НДС как выручка за вычетом капитальных вложений и эксплуатационных затрат с возможностью переноса убытков. В то же время, в отличие от НДС, ресурсно-рентный налог в классическом виде не предусматривает прогрессивного роста ставки налога, но при этом включает аплифт: убытки в первые годы проекта переносятся на будущие периоды с определенным дисконтом, предоставляющим возможность возмещения понесенных затрат с учетом фактора времени. При применении РРН налогообложению подвергается чистый дисконтированный доход инвестора.

До момента экономической окупаемости инвестиций налоговые обязательства по данному налогу не возникают.

В табл. 3.2.6 и 3.2.7 представлены результаты расчетов по влиянию различных налоговых режимов на распределение доходов и эффективность инвестиций при добыче нефти. Расчеты осуществлены на основе моделей разработки типовых нефтяных месторождений, расположенных в Восточной Сибири и на северном континентальном шельфе. Ставка РРН в представленных расчетах принята равной 40% (это соответствует ставке РРН, применяемой на континентальном шельфе Австралии); коэффициент апlifта принят равным 1,15. Представлены также результаты применения налога на дополнительный доход с единой ставкой в размере 35%, а также вариант сочетания НДС и НДСПИ, взимаемого по адвалорной ставке 5%. Для континентального шельфа рассматриваются также варианты с нулевой ставкой экспортной пошлины на нефть.

По каждому проекту рассчитаны следующие показатели: внутренняя норма доходности инвестиций (IRR); доля государства в чистом доходе (наиболее распространенный в мировой практике показатель налоговой нагрузки, который рассчитывается как доля налогов в недисконтированном чистом доходе, равном выручке за вычетом капитальных и эксплуатационных затрат); доля государства в валовом доходе (выручке).

Таблица 3.2.6

**Основные показатели применения налогов  
на дополнительный доход к проекту разработки типового  
нефтяного месторождения в Восточной Сибири**

	Цена нефти, долл./барр.			
	40	60	80	100
1	2	3	4	5
<b>1. Действующая налоговая система при отсутствии льгот по НДСПИ</b>				
Внутренняя норма доходности, %	3,8	10,6	16,3	21,5
Доля государства в чистом доходе, %	92,6	86,2	84,1	83,0
Доля государства в выручке, %	59,3	65,8	69,2	71,3

Продолжение таблицы 3.2.6

1	2	3	4	5
<b>2. Налог на дополнительный доход (НДД, 2002 г.)</b>				
Внутренняя норма доходности, %	13,9	21,2	28,0	36,1
Доля государства в чистом доходе, %	74,3	78,3	80,2	80,7
Доля государства в выручке, %	47,6	59,7	66,0	69,3
<b>3. Ресурсно-рентный налог</b>				
Внутренняя норма доходности, %	13,3	21,0	28,7	36,1
Доля государства в чистом доходе, %	71,7	74,5	74,8	75,0
Доля государства в выручке, %	45,9	56,8	61,5	64,2
<b>4. Налог на дополнительный доход 35%</b>				
Внутренняя норма доходности, %	11,7	20,5	28,7	36,6
Доля государства в чистом доходе, %	75,3	73,8	73,3	73,0
Доля государства в выручке, %	48,2	56,3	60,3	62,7
<b>5. НДСИ 5% + НДД</b>				
Внутренняя норма доходности, %	11,8	19,8	26,8	34,8
Доля государства в чистом доходе, %	75,2	78,7	81,0	81,6
Доля государства в выручке, %	48,2	60,0	66,7	70,1

Источник: расчеты авторов.

Таблица 3.2.7

**Основные показатели применения налогов на дополнительный доход к проекту разработки нефтяного месторождения на континентальном шельфе**

1	Цена нефти, долл./барр.			
	2	3	4	5
<b>1. Действующая налоговая система при отсутствии льгот по НДСИ</b>				
Внутренняя норма доходности, %		1,3	5,4	8,4
Доля государства в чистом доходе, %	121,6	96,7	89,9	86,9
Доля государства в выручке, %	58,4	63,7	67,1	69,3
<b>2. Налог на дополнительный доход (НДД, 2002 г.)</b>				
Внутренняя норма доходности, %	5,5	10,5	13,8	16,0
Доля государства в чистом доходе, %	79,6	76,1	77,0	79,4
Доля государства в выручке, %	38,2	50,1	57,5	63,3



## Продолжение таблицы 3.2.7

1	2	3	4	5
<b>3. Налог на дополнительный доход (НДД, 2002 г.); экспортная пошлина = 0</b>				
Внутренняя норма доходности, %	13,4	19,6	24,2	28,0
Доля государства в чистом доходе, %	55,4	61,7	64,3	65,6
Доля государства в выручке, %	33,2	46,0	52,3	56,0
<b>4. Ресурсно-рентный налог</b>				
Внутренняя норма доходности, %	4,1	10,4	14,0	16,7
Доля государства в чистом доходе, %	77,9	67,0	71,2	73,2
Доля государства в выручке, %	37,4	44,2	53,1	58,4
<b>5. Ресурсно-рентный налог; экспортная пошлина = 0</b>				
Внутренняя норма доходности, %	13,8	20,3	25,6	30,0
Доля государства в чистом доходе, %	42,5	51,3	52,8	53,5
Доля государства в выручке, %	25,4	38,2	43,0	45,6
<b>6. Налог на дополнительный доход 35%</b>				
Внутренняя норма доходности, %	2,8	8,0	11,9	15,2
Доля государства в чистом доходе, %	86,6	78,6	76,4	75,3
Доля государства в выручке, %	41,6	51,8	57,0	60,0
<b>7. Налог на дополнительный доход 35%; экспортная пошлина = 0</b>				
Внутренняя норма доходности, %	11,6	19,2	25,0	29,7
Доля государства в чистом доходе, %	53,4	52,0	51,6	51,3
Доля государства в выручке, %	32,0	38,8	42,0	43,8
<b>8. НДС 5% + НДПИ; экспортная пошлина = 0</b>				
Внутренняя норма доходности, %	11,6	18,0	22,5	27,3
Доля государства в чистом доходе, %	56,9	63,7	66,0	66,4
Доля государства в выручке, %	34,1	47,5	54,4	56,7

Источник: расчеты авторов.

Как видно из приведенных данных, в проекте разработки нефтяного месторождения в Восточной Сибири замена НДС на НДС или РРН при цене нефти 60 долл./барр. позволяет обеспечить внутреннюю норму доходности инвестиций на уровне 20,5–21,2%. Близкий результат дает и одновременное применение НДС и НДПИ, взимаемого по адвалорной ставке 5%. В проекте разработки нефтяного месторождения на континентальном

шельфе замена НДСП на НДС или РРН при цене нефти 60 долл./бarr., по нашим расчетам, обеспечивает внутреннюю норму доходности лишь на уровне 8–10,5%. Приемлемые показатели доходности при любом налоговом режиме достигаются здесь лишь при нулевой ставке экспортной пошлины на нефть.

В обоих проектах применение НДС и РРН обеспечивает рост доли государства в чистом доходе при повышении цены на нефть. Так, при применении НДС на месторождении на континентальном шельфе (при нулевой ставке экспортной пошлины) при повышении цены на нефть с 40 до 100 долл./бarr. доля государства в чистом доходе повышается с 55,4 до 65,6%. Применение НДС с единой налоговой ставкой не обеспечивает такого эффекта.

Таким образом, применение налогов, основанных на показателях получаемого дохода, позволяет создать необходимые экономические условия для освоения новых нефтяных месторождений, разработка которых связана с повышенными капитальными, эксплуатационными и транспортными затратами.

## Заключение

Проведенная реформа системы налогообложения минерально-сырьевого сектора позволила значительно повысить бюджетную эффективность налоговой системы и приблизить российскую систему налогообложения к мировым стандартам. В то же время произведенные изменения не решили всех проблем построения эффективной системы налогообложения сектора. Основными результатами налоговой реформы стали значительный рост налоговой нагрузки на нефтяной сектор экономики, радикальное перераспределение доходов нефтяного сектора в пользу государства. В то же время ряд проблем налогообложения оставался нерешенным, а темпы роста добычи нефти значительно снизились. Введенная налоговая система, основанная на единой специфической ставке НДС, не учитывала объективных различий в условиях добычи нефти, обусловленных горно-геологическими характеристиками месторождений, их расположением, а также стадией разработки. В результате ухудшалась экономика добычи нефти на месторождениях с повышенными затратами, стимулировались выборочный отбор наиболее эффективных запасов и досрочное прекращение разработки истощенных месторождений. Одновременно осложнялся ввод в разработку новых месторождений с повышенными затратами, особенно в неосвоенных регионах с отсутствующей инфраструктурой.

Произошло снижение ожидаемой доходности инвестиций в новые проекты по добыче нефти, обусловленное как ухудшением условий добычи, так и негибкостью действующей налоговой системы, не обеспечивающей необходимое снижение налоговой нагрузки при разработке новых месторождений с повышенными затратами.

Поддержание и рост производства и экспорта нефти в перспективе возможны лишь при условии углубленной разработки эксплуатируемых нефтяных месторождений и активном освоении новых месторождений, разработка которых в большинстве случа-

ев сопряжена с повышенными капитальными, эксплуатационными и транспортными затратами. Вовлечение таких месторождений в разработку требует совершенствования системы налогообложения, проведения специальной налоговой политики, обеспечивающей необходимые стимулы для инвестиций в добычу нефти.

Ухудшение условий добычи обуславливает необходимость снижения налоговой нагрузки при освоении новых нефтяных месторождений с повышенными затратами, применения на них льготных либо более гибких налоговых режимов. Это позволит вовлечь такие месторождения в разработку, что обеспечит дополнительную добычу нефти и дополнительные налоговые поступления.

Можно выделить следующие направления совершенствования системы налогообложения нефтегазового сектора.

**1. Снижение ставки НДС при добыче нефти.** Стимулировать развитие нефтяного сектора позволяет снижение общей ставки НДС при добыче нефти. В условиях роста затрат на добычу целесообразно повышение не облагаемого НДС ценового минимума в формуле расчета коэффициента  $K_{ц}$ , учитывающего динамику мировых цен на нефть. Это ведет к относительному снижению величины коэффициента  $K_{ц}$  и соответственно применяемой ставки налога. Кроме того, сохранение базовой ставки НДС на неизменном уровне (419 руб./т) в условиях наблюдающейся достаточно значительной инфляции обеспечивает снижение ставки НДС в реальном выражении. Изменение формулы расчета коэффициента  $K_{ц}$  за счет повышения не облагаемого НДС ценового минимума с 9 до 15 долл./барр. в условиях 2009 г. снизило применяемую ставку НДС примерно на 12%. Такое снижение ставки НДС уменьшает налоговую нагрузку на нефтяной сектор, позволяет нефтяным компаниям получить в свое распоряжение дополнительные финансовые ресурсы, повышает доходность инвестиций в освоение новых месторождений, стимулирует более углубленную разработку истощенных месторождений.

Дополнительное (по сравнению с реализованным) снижение ставки НДСПИ целесообразно осуществлять лишь в тех случаях, в которых это необходимо, а именно лишь для отдельных регионов и отдельных категорий месторождений, характеризующихся повышенными затратами на разработку.

**2. Расширение возможностей применения льготы по НДСПИ на месторождениях с высокой степенью выработанности запасов.** Возможности применения установленных льгот по НДСПИ, прежде всего – понижающего коэффициента к ставке НДСПИ на выработанных месторождениях, были существенно ограничены требованием применения прямого метода учета количества добытой нефти на участке недр. Возможность применения льгот по НДСПИ на основе использования действующей системы учета количества добытой нефти по отдельным участкам недр позволит распространить данные льготы на все выработанные месторождения, что обеспечит продление сроков их эксплуатации, дополнительную добычу нефти и дополнительные налоговые поступления. Это позволит также обеспечить применение льготы по НДСПИ (налоговые каникулы) на новых мелких месторождениях Восточно-Сибирской нефтегазовой провинции и других регионов (освоение таких месторождений при отсутствии льгот по НДСПИ в большинстве случаев экономически неэффективно).

Вместе с тем, поскольку при использовании в налоговых целях действующей системы учета количества добытой нефти у нефтедобывающих предприятий возникают определенные стимулы к максимизации размера получаемой льготы путем манипулирования при распределении объема добытой нефти по отдельным лицензионным участкам, важной задачей государственных органов должно стать обеспечение необходимого контроля за достоверностью такого учета.

**3. Расширение применения механизма налоговых каникул по НДСПИ.** Для стимулирования освоения новых нефтяных месторождений выбран механизм налоговых каникул, который первоначально был распространен на месторождения Восточно-

Сибирской нефтегазовой провинции. Применение механизма налоговых каникул по НДС может быть расширено на другие регионы, а также континентальный шельф, разработка месторождений в которых требует повышенных капитальных, эксплуатационных и транспортных затрат. Применение данного механизма позволит обеспечить необходимую доходность инвестиций в освоение новых месторождений, особенно в неосвоенных регионах с отсутствующей инфраструктурой. В то же время следует учитывать, что на относительно небольших месторождениях, добыча нефти на которых в течение периода каникул при нормальных темпах разработки будет существенно меньше установленного предельного уровня, налоговые каникулы создают стимулы к форсированию их разработки с целью освобождения от налога максимального количества добываемой нефти. В результате могут сократиться налоговые поступления и снизиться уровень конечного нефтеизвлечения.

Следует также учитывать, что механизм налоговых каникул сам по себе является достаточно несовершенным: ко всем месторождениям определенного региона (зоны шельфа) применяется единый усредненный подход, который не учитывает фактических значительных различий в характеристиках конкретных месторождений данного региона.

**4. Применение территориальных понижающих коэффициентов к ставке НДС.** Альтернативой налоговым каникулам может быть введение понижающих коэффициентов к ставке НДС, применяемых при разработке новых месторождений определенных регионов и континентального шельфа в течение всего периода их разработки. Значения таких коэффициентов могут быть определены расчетным путем исходя из требования обеспечения необходимой доходности инвестиций в освоение нефтяных месторождений соответствующей территории (зоны шельфа). Освоение месторождений континентального шельфа требует установления наиболее низкой ставки налога (вплоть до нулевой).

Применение понижающих коэффициентов к ставке НДС имеет ряд существенных преимуществ по сравнению со схемой

налоговых каникул, в большей степени ориентировано на соблюдение интересов государства.

Во-первых, уплата НДС при таком подходе осуществляется с самого начала добычи нефти, а не носит отложенный характер. При этом при пересмотре в течение срока реализации проекта общей ставки НДС в сторону понижения (например, путем дальнейшего увеличения не облагаемого НДС ценового минимума) снижение налоговых поступлений государству в целом за период реализации проекта при применении понижающего коэффициента будет относительно меньшим, чем при применении налоговых каникул.

Во-вторых, такой подход не создает стимулов к форсированию добычи нефти в первые годы разработки месторождений с целью освобождения от налога максимального количества добытой нефти. Таким образом, он не оказывает искажающего влияния на поведение недропользователей, профиль добычи и уровень нефтеизвлечения.

В-третьих, при таком подходе стимулируется более углубленная разработка месторождений, поскольку величина НДС на поздних стадиях добычи здесь оказывается меньше, чем при применении схемы налоговых каникул.

В-четвертых, по сравнению со схемой налоговых каникул такой подход предоставляет больший выигрыш государству и меньший выигрыш инвестору при росте цен на нефть.

В-пятых, такой подход технически проще: налоговые каникулы задаются тремя параметрами (два срока действия налоговых каникул в зависимости от вида лицензии на пользование недрами и дополнительное ограничение на объем накопленной добычи нефти), а понижающий коэффициент – одним (величина коэффициента). Такой коэффициент применим для всех видов лицензий и для месторождений на разной стадии освоения (как для месторождений, подготовленных к разработке или находящихся на начальной стадии добычи, так и для неподготовленных месторождений).

**5. Применение понижающих коэффициентов к ставке НДС для отдельных категорий месторождений.** Наряду с территориальными понижающими коэффициентами целесообразно введение понижающих коэффициентов к ставке НДС для отдельных категорий месторождений, разработка которых сопряжена с повышенными производственными затратами. К таким месторождениям относятся мелкие нефтяные месторождения, разработка которых, как правило, характеризуется повышенными капитальными и эксплуатационными затратами в расчете на тонну добытой нефти и при общем налоговом режиме экономически неэффективна.

Введение понижающего коэффициента к ставке НДС для мелких месторождений на первом этапе может быть осуществлено для ограниченного круга таких месторождений (например, для месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти до 5 млн т) и в определенных географических границах (например, для отдельных регионов на территории Волго-Уральской нефтегазовой провинции, характеризующейся истощением запасов крупных и средних месторождений).

Данная мера позволит вовлечь в разработку мелкие месторождения, что обеспечит дополнительную добычу нефти и дополнительные налоговые поступления. В «старых» нефтедобывающих регионах вовлечение в эксплуатацию таких месторождений позволит также поддержать занятость.

**6. Применение адвалорной ставки НДС.** Адвалорная ставка НДС является относительно более гибким налоговым инструментом по сравнению со специфической ставкой налога (в ее стандартной форме). Налоговой базой при применении адвалорной ставки НДС является цена нефти в пункте ее добычи, то есть цена реализации нефти за вычетом транспортных расходов по ее доставке. Это позволяет учесть при налогообложении различия в транспортных затратах нефтепроизводителей, обусловленные их географическим положением, а также разницу в цене реализации нефти, обусловленную ее качеством и направлением поставок. Кроме того, рост транспортных тарифов в этом случае



компенсируется нефтепроизводителям снижением налоговых платежей.

Для сохранения прогрессивной зависимости налоговой нагрузки от цены на нефть необходимо установить прогрессивную зависимость адвалорной ставки НДС от цены «Юралс». В этом случае, с одной стороны, налоговая нагрузка в относительном выражении будет расти вместе с ценой на нефть, а с другой – будут действовать преимущества адвалорной ставки.

Применение адвалорной ставки НДС предполагает применение для целей исчисления налога рыночных цен на нефть (в противном случае применение адвалорной ставки неэффективно). До формирования в стране развитого рынка сырой нефти для этих целей могут применяться справочные (расчетные) рыночные цены на нефть, определяемые по специальной методике на основе мировых цен на нефть.

#### **7. Применение вывозной таможенной пошлины на нефть.**

Реформирование экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты является чрезвычайно серьезной экономической мерой, требующей комплексного подхода, оценки макроэкономических и микроэкономических последствий таких действий. Действующие в настоящее время экспортные пошлины поддерживают разрыв между внутренними и мировыми ценами на нефть и нефтепродукты. В случае отмены экспортных пошлин следует ожидать, что внутренние цены на нефть и нефтепродукты повысятся на величину отменяемых пошлин, то есть до уровня мировая цена минус средние затраты на транспортировку на экспорт, поскольку именно такой уровень внутренних цен будет обеспечивать равную эффективность поставок на внутренний и на внешний рынок.

Повышение внутренних цен на нефть и нефтепродукты, которое станет результатом реформы экспортных пошлин, создаст дополнительные стимулы к повышению эффективности их использования, что будет способствовать снижению энергоемкости российской экономики, позволит высвободить дополнительные ресурсы нефти для экспорта и получить экологический эффект.

Основная проблема заключается в том, что неизбежный в результате реформы экспортных пошлин рост внутренних цен на нефтепродукты окажет негативное влияние на потребителей, приведет к снижению конкурентоспособности отдельных секторов и, возможно, к повышению социальной напряженности. Повышение внутренних цен на нефтепродукты может негативно отразиться на экономическом росте, привести к снижению прибыльности и падению активности в отдельных секторах экономики, сокращению налоговых поступлений от этих секторов.

Для нефтеперерабатывающей промышленности, характеризующейся чрезвычайно низким технологическим уровнем, негативный эффект отмены экспортных пошлин заключается в том, что при росте внутренней цены на нефть на величину таможенной пошлины не обеспечивается приемлемая экономическая эффективность подотрасли. Полная отмена экспортных пошлин приведет к созданию в рамках нефтяного сектора нерентабельного сегмента (нефтепереработки), что приведет к переориентации с экспорта нефтепродуктов на экспорт сырой нефти как более эффективный, то есть программная задача увеличения переработки нефти внутри страны и увеличения экспорта нефтепродуктов не будет решена. Сохранение положительной рентабельности нефтепереработки требует поддержания внутренних цен на нефть на уровне ниже мировых, что обеспечивается применением экспортной пошлины на нефть.

В связи с этим более предпочтительным представляется поэтапное реформирование экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты: на первом этапе осуществляется снижение экспортной пошлины на нефть (до уровня, обеспечивающего сохранение приемлемой экономической эффективности нефтепереработки) и отмена экспортной пошлины на нефтепродукты; на втором этапе, по завершении в основном модернизации российской нефтеперерабатывающей промышленности, экспортная пошлина на нефть отменяется.

Компенсацию снижения и отмены экспортных пошлин на нефть и нефтепродукты целесообразно частично осуществлять за

счет повышения ставки НДС при добыче нефти, частично – за счет повышения акцизов на нефтепродукты.

В ближайшей перспективе для тех случаев, в которых введение налоговых каникул, понижающего коэффициента к ставке НДС или установление нулевой ставки данного налога не позволяет обеспечить необходимую экономическую эффективность новых проектов по добыче нефти, следует рассмотреть вопрос о снижении или об установлении нулевой ставки экспортной пошлины на нефть применительно к объемам добычи нефти по таким проектам.

**8. Совершенствование НДС при добыче газа.** Существуют определенные предпосылки для повышения действующей в настоящее время ставки НДС при добыче природного газа. В то же время размер такого повышения должен учитывать потребность в капитальных вложениях на реализацию новых проектов по добыче и транспортировке газа, значительную задолженность ОАО «Газпром» перед кредиторами, влияние повышения ставки налога на экономику действующих и новых проектов в газодобыче.

Минимально необходимой мерой представляется индексация ставки НДС при добыче газа в соответствии с инфляцией. Более обоснованной, однако, представляется индексация ставки НДС в соответствии с ростом цены на газ на внутреннем рынке. Возможно применение и других подходов, обеспечивающих автоматическую корректировку ставки НДС на газ в зависимости от основных факторов, определяющих доходность газодобычи. Например, для индексации ставки НДС может быть использована специальная формула, обеспечивающая с ростом внутренней цены на газ повышение ставки налога как в абсолютном, так и в относительном выражении (в процентах к цене).

Дифференциация ставки НДС на природный газ в зависимости от условий добычи газа должна осуществляться по итогам тщательного анализа экономических условий деятельности газовой отрасли с целью определения себестоимости газа, добываемого в различных условиях, и доходности от его реализации. При

этом должно выполняться требование минимизации административных проблем при дифференциации.

При дифференциации ставки НДС на природный газ следует рассмотреть возможность предоставления налоговых льгот для следующих категорий месторождений: новые месторождения, разработка которых предусмотрена Энергетической стратегией и другими перспективными документами, но которые при действующей налоговой системе не могут быть вовлечены в освоение; разрабатываемые месторождения, продолжение добычи газа на которых при действующей налоговой системе будет нерентабельно (прежде всего выработанные месторождения, обладающие ресурсами низконапорного газа).

В целях дифференциации ставки НДС на газ целесообразно установление понижающего коэффициента к ставке НДС на газ, добываемый на газовых месторождениях с выработанностью запасов более 80% и установление территориальных понижающих коэффициентов к ставке НДС на газ для новых месторождений, расположенных на севере Западной Сибири, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и на континентальном шельфе.

**9. Соглашения о разделе продукции.** Режим СРП позволяет обеспечить инвестору стабильный налоговый режим в течение всего периода реализации инвестиционного проекта, а также индивидуальный подход к проектам разработки конкретных месторождений полезных ископаемых. Значительная часть налоговых параметров соглашений о разделе продукции, прежде всего параметры самого раздела, является результатом переговоров между государством и компаниями-инвесторами. Построение шкалы раздела продукции в зависимости от рентабельности освоения месторождения, измеряемой значениями внутренней нормы прибыли или Р-фактора, позволяет придать системе гибкость в отношении изъятия ресурсной ренты и создать приемлемые условия для освоения низкорентабельных месторождений.

В то же время системе СРП присущи серьезные недостатки. Эти недостатки связаны прежде всего с индивидуализацией условий соглашений по конкретным проектам, что в условиях недос-

таточной квалификации и коррупции государственных служащих может приводить к получению инвесторами необоснованно выгодных условий реализации проектов и, как следствие, к потере государством определенной части доходов от разработки месторождений.

Коррупция и недостаточный уровень квалификации государственных служащих, принимающих участие как в процессе переговоров по заключению СРП, так и в процессе контроля за реализацией данных проектов, могут серьезно снижать эффективность применения режима СРП с точки зрения получения государством адекватных налоговых поступлений.

Риск снижения налоговых поступлений в бюджет по сравнению с потенциально возможными возникает и в том случае, когда подрядчиком по соглашению о разделе продукции выступает крупная государственная компания, имеющая серьезные возможности административного влияния на принятие решений по заключению и реализации соглашения. Следует учитывать, что именно такие компании будут являться разработчиками месторождений на континентальном шельфе, на которых потенциально возможно применение режима СРП.

Данные факторы могут серьезно снижать эффективность применения режима СРП с точки зрения получения государством адекватных налоговых поступлений. В связи с этим в целях стимулирования инвестиций в освоение новых месторождений предпочтительнее использовать не режим СРП, а другие формы налогообложения.

**10. Налогообложение дополнительного дохода.** Наиболее совершенной формой налогообложения добычи нефти является налогообложение определяемого тем или иным образом дополнительного (чистого) дохода. Поскольку все горно-геологические и географические характеристики месторождения в конечном счете отражаются в получаемом при его разработке доходе, такой подход обеспечивает автоматическую дифференциацию налоговой нагрузки в зависимости от конкретных условий добычи нефти. При таком подходе учитывается не только получаемый про-

изводителем валовой доход, но и затраты на добычу нефти на конкретном месторождении. В результате не возникает экономических препятствий для разработки нефтяных месторождений, характеризующихся повышенными капитальными, эксплуатационными, транспортными затратами. Такой подход может быть реализован в разных формах, например, на основе применения налога на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД), ресурсно-рентного налога или дополнительного налога на прибыль.

Применение НДД на новых месторождениях имеет ряд преимуществ по сравнению с НДС, оно обеспечивает автоматическое приведение налоговой нагрузки в соответствие с условиями разработки конкретных месторождений. В отличие от налога на добычу, НДД основан на показателях дополнительного дохода и Р-фактора, объективно отражающих реальную экономическую эффективность разработки конкретного месторождения. Тем самым непосредственно учитываются горно-геологические и географические условия добычи углеводородов. НДД учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения, то есть его истощение. В случае высокоэффективных проектов применение НДД обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства; одновременно создаются условия для реализации низкоэффективных проектов. НДД стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, поскольку налог не взимается вплоть до полной окупаемости капитальных затрат, а последующее налогообложение соответствует показателям доходности.

Вместе с тем по сравнению со схемой НДС налогообложение дополнительного дохода является существенно более сложным с точки зрения налогового администрирования. Это создает потенциальные возможности занижения производителями своих налоговых обязательств и, как следствие, уменьшения доходов государственного бюджета. Система НДД как налоговая система, основанная на определении дополнительного дохода и Р-фактора, потенциально может стимулировать инвестора к завышению за-

трат при реализации проекта. При повышении затрат сокращаются размер налогооблагаемого дохода и налоговые обязательства инвестора; снижаются также значение Р-фактора и применяемая ставка налога. Большое значение в связи с этим имеют квалифицированность государственного контроля за затратными параметрами реализации проекта и его объективность (отсутствие коррупции).

Применение НДС предполагает применение для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть (в противном случае применение НДС неэффективно, поскольку при этом создаются возможности для занижения налогоплательщиками своих налоговых обязательств путем реализации добытой нефти по заниженным ценам). Определение рыночных цен на нефть связано с рядом серьезных проблем, обусловленных структурой нефтяного сектора российской экономики и отсутствием развитой инфраструктуры рынка. Российский рынок сырой нефти характеризуется высокой концентрацией добычи и переработки нефти в рамках ВИНК и доминированием трансфертных цен, которые не могут служить базой для налогообложения.

До формирования в стране развитого рынка сырой нефти для целей исчисления налогов целесообразно применение справочных (расчетных) рыночных цен на нефть, определяемых по специальной методике на основе мировых цен на нефть. С учетом того что цена на нефть на свободном внутреннем рынке (сегмент рынка, на котором нефть реализуется не по трансфертным ценам) фактически определяется ее мировой ценой, справочная цена нефти для целей налогообложения может рассчитываться на основе цены российской нефти «Юралс» на мировом (европейском) рынке за вычетом действующей таможенной пошлины на нефть и затрат на транспортировку нефти на экспорт.

Введение налога на дополнительный доход позволяет обеспечить дифференциацию налоговой нагрузки и создать необходимые условия для освоения новых нефтяных месторождений с повышенными производственными затратами. Вместе с тем переход к такому налогообложению требует создания определенных

условий, прежде всего решения проблемы определения и применения для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть и организации учета и контроля доходов и затрат при добыче нефти в разрезе месторождений (лицензионных участков).

Налогообложение дополнительного дохода является более сложной формой налогообложения, однако с точки зрения интересов долгосрочного развития такое усложнение налоговой системы представляется оправданным.



## Библиография

1. Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть первая. 31 июля 1998 г. № 146-ФЗ. Принят Государственной Думой 16 июля 1998 г., одобрен Советом Федерации 17 июля 1998 г. (в ред. от 19 июля 2009 г.).
2. Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ. Принят Государственной Думой 19 июля 2000 г., одобрен Советом Федерации 26 июля 2000 г. (в ред. от 19 июля 2009 г.).
3. Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. 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.
4. Налоговый кодекс Российской Федерации: Проект. Внесен правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 30 апреля 1997 г.
5. Федеральный закон от 6 декабря 1991 г. № 1993-1 «Об акцизах» (в ред. Федеральных законов от 7 марта 1996 г. № 23-ФЗ, от 10 января 1997 г. № 12-ФЗ, от 14 февраля 1998 г. № 29-ФЗ, от 23 июля 1998 г. № 118-ФЗ, от 29 декабря 1998 г. № 192-ФЗ, от 10 февраля 1999 г. № 32-ФЗ, от 2 января 2000 г. № 2-ФЗ).
6. Закон РФ от 27 декабря 1991 г. № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» (в ред. от 11 ноября 2003 г.).
7. Закон РФ от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (в ред. от 17 июля 2009 г.).

8. Федеральный закон от 30 ноября 1995 г. № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» (в ред. от 3 декабря 2008 г.).
9. Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 224-ФЗ «О ставках отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы».
10. Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (в ред. от 30 декабря 2008 г.).
11. Федеральный закон от 8 августа 2001 г. № 126-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации».
12. Федеральный закон от 7 июля 2003 г. № 117-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие законодательные акты Российской Федерации, а также о признании утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации».
13. Федеральный закон от 7 мая 2004 г. № 33-ФЗ «О внесении изменений в статью 3 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» и в статью 5 Федерального закона «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации, а также о признании утратившими силу отдельных актов законодательства Российской Федерации».
14. Федеральный закон от 18 августа 2004 г. № 102-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового

- кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации».
15. Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных положений законодательных актов Российской Федерации».
  16. Федеральный закон «О налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов»: Проект. Внесен депутатами Государственной Думы С. Доном, С. Орловой, Л. Маркеловым и др., 1998.
  17. Федеральный закон «О плате за пользование недрами»: Проект. Внесен депутатами Государственной Думы Ю. Теном, С. Доном 6 сентября 1999 г.
  18. Федеральный закон «О внесении дополнения в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, отмене или внесении изменений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации». Проект правительства РФ от 4 апреля 2001 г.
  19. Федеральный закон «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, признании утратившими силу и внесении изменений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации». Проект правительства РФ от 18 декабря 2001 г.
  20. Федеральный закон «О внесении дополнений и изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, отмене и внесении изменений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации» (в части налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции)». Проект. Внесен депутатами Государственной Думы А.С. Беляковым, Н.Н. Гончаром, А.Д. Жуковым и др. 15 февраля 2002 г.

21. Постановление Правительства РФ от 28 октября 1992 г. № 828 «Об утверждении положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна» (в ред. от 22 августа 1998 г.).
22. Постановление Правительства РФ от 17 мая 1996 г. № 597 «О порядке использования отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и освобождения пользователей недр от указанных отчислений».
23. Постановление Правительства РФ от 15 января 1997 г. № 30 «Об установлении дифференцированных ставок акциза на нефть, добываемую на территории Российской Федерации» (в ред. от 8 апреля 1997 г.).
24. Постановление Правительства РФ от 8 апреля 1997 г. № 408 «О дифференцированных ставках акциза на нефть, включая газовый конденсат, добываемую на территории Российской Федерации» (в ред. от 6 сентября 1998 г.).
25. Постановление Правительства РФ от 2 февраля 1998 г. № 165 «Об утверждении методики дифференциации ставок акциза на нефть, включая стабилизированный газовый конденсат» (в ред. от 6 сентября 1998 г.).
26. Постановление Правительства РФ от 22 января 1999 г. № 81 «О ставках акциза на природный газ» (в ред. от 4 апреля 2000 г.).
27. Постановление Правительства РФ от 1 ноября 1999 г. № 1213 «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях» (в ред. от 2 марта 2000 г.).
28. Постановление Правительства РФ от 22 февраля 2000 г. № 148 «О таможенном тарифе Российской Федерации – Своде ставок ввозных таможенных пошлин и товарной номенклатуре, применяемой при

- осуществлении внешнеэкономической деятельности» (в ред. от 3 августа 2000 г.).
29. Закон Азербайджанской Республики от 13 февраля 1998 г. № 439-ІГ «О недрах».
  30. Закон Республики Казахстан от 8 июля 2005 г. № 68-3 «О соглашениях (контрактах) о разделе продукции при проведении нефтяных операций на море».
  31. Закон Украины № 1456-IV «О рентных платежах за нефть, природный газ и газовый конденсат».
  32. Указ Президента Республики Казахстан, имеющий силу закона, от 28 июня 1997 г. № 2350 «О нефти».
  33. Указ Президента Республики Казахстан, имеющий силу закона, от 27 января 1996 г. № 2828 «О недрах и недропользовании».
  34. Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 июля 2001 г. «Об утверждении модельного контракта на проведение работ по недропользованию в Республике Казахстан».
  35. Александров И.М. Налоговые системы России и зарубежных стран. М.: Бератор-Пресс, 2002.
  36. Батурин Ю.Е. Методика дифференциации налога на добычу полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. 2005. № 1. С. 58–61.
  37. Белов Ю.П., Макаркин Ю.Н. Рентный механизм дифференциации налогообложения в недропользовании // Минеральные ресурсы России. 2005. № 1.
  38. Белонин М.Д., Назаров В.И. Стоимостная оценка запасов как основа рентной системы налогообложения в нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. 2004. № 4. С. 18–23.
  39. Бобоев М.Р., Мамбеталиев Н.Т., Тютюрюков Н.Н. Налоги и налогообложение в СНГ. М.: Финансы и статистика, 2004.

40. Бобылев Ю.Н. Реформирование налогообложения минерально-сырьевого сектора. М.: Институт экономики переходного периода, 2001.
41. Бобылев Ю. Опыт стран СНГ в налогообложении добывающей промышленности. Социально-экономическая трансформация в странах СНГ: достижения и проблемы. М.: Институт экономики переходного периода, 2004. С. 431–450.
42. Бобылев Ю. Реформу надо продолжать // Нефть России. 2008. № 1. С. 72–77.
43. Бобылев Ю. Налоговая политика по отношению к российскому нефтяному сектору // Экономика переходного периода. Сборник избранных работ. 2003–2009. М.: Дело АНХ, 2010. С. 299–319.
44. Бобылев Ю. Нефтегазовый сектор // Российская экономика в 2009 году: Тенденции и перспективы. М.: ИЭПП, 2010. С. 298–316.
45. Богданчиков С.М., Перчик А.И. Соглашения о разделе продукции. Теория, практика, перспективы. Право. Экономика. М.: Нефть и газ, 1999.
46. Василенко А.Б. Соглашения о разделе продукции в России. М.: Издательский центр «Классика», 2002.
47. Влияние налоговой системы на перспективы нефтяной отрасли России. М.: Аналитический центр «Эксперт», 2004.
48. Волынская Н., Газеев М., Ежов С. Спецэффекты Налогового кодекса: Акциз или налог на сверхприбыль – есть из чего выбрать // Нефть и капитал. 1997. № 7–8. С. 12–15.
49. Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена Приказом МПР России от 7 февраля 2001 г. № 126.

50. Джонстон Д. Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2003.
51. Джонстон Д. Анализ экономики геологоразведки, рисков и соглашений в международной нефтегазовой отрасли. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2005.
52. Ежов С. Особенности налоговой системы в нефтяном секторе экономики. М.: Изд-во «А и Б», 1999.
53. Ежов С.С. Рентные отношения в добыче нефти. М.: Недра-Бизнесцентр, 2006.
54. Иршинская Л.И. На основе консенсуса. «Росэнерго» выработало проект дифференциации НДСП для нефтедобычи // Нефть и капитал. 2005. № 10.
55. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. Утверждена постановлением Совета Министров СССР от 8 апреля 1983 г. № 299.
56. Ключкин Б.Д. Горные отношения в странах Западной Европы и Америки. М.: Городец-издат, 2000.
57. Конопляник А., Субботин М. Государство и инвестор: об искусстве договариваться (концессионное законодательство в России). М.: ЭПИцентр, 1996.
58. Конопляник А.А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СРП, концессии) и их последствия для инвесторов. М.: Олита, 2002.
59. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Горная рента в нефтяной промышленности // Минеральные ресурсы России. 2004. № 3. С. 25–35.
60. Крюков В., Токарев А. Какие налоги позволят добывать нефть? Сравнительная оценка вариантов налогообложения разработки средних нефтяных месторождений Западной Сибири // Нефтегазовая вертикаль. 1998. № 9–10. С. 36–40.
61. Крюков В.А., Токарев А.Н. Нефтегазовые ресурсы в трансформируемой экономике: о соотношении

- реализованной и потенциальной общественной ценности недр. Новосибирск: Наука-Центр, 2007.
62. Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Подходы к дифференциации налогообложения в газовой промышленности. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2006.
  63. Линник Л.К. Налоговое регулирование при пользовании недрами в России и зарубежных странах. М.: ВНИИВС, 2002.
  64. Лисица В.Н. Международные инвестиционные соглашения. Новосибирск, 2004.
  65. Матвеев Ю.Ф., Субботин М.А. Рентный подход в недропользовании. М.: НИА Природа, 2003.
  66. Налоговая реформа в России: анализ первых результатов и перспективы развития. М.: Институт экономики переходного периода, 2002.
  67. Налоговая реформа в России: проблемы и решения. М.: Институт экономики переходного периода, 2004.
  68. Наталенко А.Е. Состояние и потенциал минерально-сырьевой базы России и влияние современного законодательства на его развитие // Нефтегаз, энергетика и законодательство. 2004–2005. Вып. 4. С. 16–22.
  69. Нефтяной комплекс России и его роль в воспроизводственном процессе. Научный доклад. М.: Журнал «Эксперт», Топливо-энергетический независимый институт, 2000.
  70. Осьмаков В.С. Зарубежный опыт реализации нефтегазовых проектов на основе соглашений о разделе продукции (СРП) и возможности его применения в России. Дисс. на соиск. учен. степени к.э.н. М., 2008.
  71. Перчик А.И. Налогообложение нефтегазодобычи: Экономика. Право. М.: Нестор Академик Пабlishерз, 2004.



72. Проблемы налоговой системы России: теория, опыт, реформа. М.: Институт экономики переходного периода, 2000.
73. Проблемы налогообложения в нефтяном секторе России. М.: Бюро экономического анализа, 1998.
74. Раздел продукции: за и против / Под ред. М.А. Субботина. М.: Тактика, 2007.
75. Разовский Ю.В. Горная рента. М.: Экономика, 2000.
76. Российская экономика в 2008 году: Тенденции и перспективы. М.: Институт экономики переходного периода, 2009.
77. Российский статистический ежегодник. 2008. М.: Федеральная служба государственной статистики, 2009.
78. Соколов В. О налогообложении нефтедобычи // США: экономика, политика, идеология. 1996. № 5.
79. Социально-экономическое положение России. М.: Федеральная служба государственной статистики, 2000–2009.
80. Спор об СРП / Под ред. А.А. Арбатова, А.А. Конопляника. М.: Олита, 2003.
81. Стейнер Р. Налогообложение нефтедобычи и использование нефтяной ренты (поучительный опыт американского штата Аляска) // Российский экономический журнал. 2004. № 1. С. 36–51.
82. Таможенная статистика внешней торговли Российской Федерации: Годовой сборник 2008 г. М.: Федеральная таможенная служба, 2009.
83. Токарев А. Налоговое регулирование нефтегазового сектора: региональные аспекты. Новосибирск: ИЭиОПП СО РАН, 2000.
84. Токарев А.Н. Влияние институциональных условий на реализацию социально-экономических выгод освоения нефтегазовых ресурсов. Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2007.

85. Халимов Э.М. Концепция дифференцированной ставки налога на добычу полезных ископаемых // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 11. С. 44–50.
86. Экономика переходного периода: Очерки экономической политики посткоммунистической России. Экономический рост 2000–2007. М.: Дело АНХ, 2008.
87. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. № 1234-р // Нефть России. 2003. № 12.
88. Alexeev M., Conrad R. The Russian Oil Tax Regime: A Comparative Perspective // Eurasian Geography and Economics. 2009. 50. No. 1. P. 93–114.
89. Baunsgaard T. A Primer on Mineral Taxation. IMF Working Paper, 2001.
90. Campbell H.F., Lindner R.K. A Model of Mineral Exploration and Resource Taxation // The Economic Journal. 1985. Vol. 95. Issue 377. P. 146–160.
91. Conrad R., Shalizi Z., Syme J. Risk Sharing and Rankings of Alternative Contract Instruments. 1991.
92. Conrad R., Shalizi Z. A Framework for the Analysis of Mineral Tax Policy in Sub-Saharan Africa. World Bank, 1988.
93. Due J. Excise Taxes: The World Bank Policy Research Working Paper. Washington. Febr. 1994.
94. 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.
95. Garnaut R., Clunies Ross A. Taxation of Mineral Rents. Oxford: Clarendon Press, 1983.
96. Global Oil and Gas Tax Guide 2009. Ernst & Young, 2009.

97. Goss Chr. Petroleum and Mining Taxation. Gower, 1986.
98. 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.
99. Hogan L. Australia's Petroleum Resource Rent Tax: An Economic Assessment of Fiscal Setting. Canberra: ABARE, 2003.
100. Jenkins G. How to Tax Mineral Extraction. Taxation in Developing Countries / R. Bird & O. Oldman (eds.). Baltimore, Maryland, Johns Hopkins University Press, 1990.
101. Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.
102. Johnston D. Maturing planet, tougher terms change upstream landscape // Oil & Gas Journal. 1999. Dec. 13.
103. Johnston D., Johnston D., Rogers T. International Petroleum Taxation for the Independent Petroleum Association of America. Washington: IPAA, 2008.
104. Kaiser M.J., Pulsipher A.G. Fiscal system analysis: Concessionary and contractual systems used in offshore petroleum arrangements. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, La. OCS Study MMS 2004-016.
105. Kameel I.F. Khan. Petroleum Resources and Development – Economic, Legal and Policy Issues for Developing Countries. Belhaven Press. London and New York, 1987.
106. Khartukov E. Changing Tax System Challenges Producers and Refiners In Russia // Oil&Gas Journal. 1996. Mar. 25. P. 41–46.
107. Kuncce M., Gerking S., Morgan W., Maddux R. State Taxation, Exploration and Production in the U.S. Oil Industry. 2002.
108. Measures to Revitalize the Russian Oil Sector: Tax and Related Reforms. World Bank. 1998. Oct. 8.

109. Nellor D. Taxation of Mineral and Petroleum Resources. Tax Policy: Handbook. Washington: IMF, 1995. P. 237–241.
110. Nellor D., Sunley E. Fiscal Regimes for Natural Resource Producing Developing Countries. IMF Paper on Policy Analysis and Assessment, 1994.
111. Noreng O. The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation. Sandvika: Center for Energy Studies, BI Norwegian School of Management, 1998.
112. Oil and Gas Fiscal Regimes: Western Canadian Provinces and Territories. Edmonton: Alberta Department of Energy, 2006.
113. Otto J., Batarseh M., Cordes J. Global Mining Taxation Comparative Study. Institute for Global Resources Policy and Management, 2000.
114. Otto J., Andrews C., Cawood F., Doggett M., Guj P., Stermole F., Stermole J., Tilton J. Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society. Washington: The World Bank, 2006.
115. Pinney M. Western Canada Fiscal Regimes // Oil & Gas Journal. 2001. Feb. 5.
116. Sansing R. Transfer Pricing and the Taxation of Natural Resource Extraction // Journal of Energy Finance & Development. 1996. Vol. 1. Number 1. JAI Press Inc. P. 71–81.
117. 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.
118. Sunley E., Lane Chr., Nellor D. The Russian Federation: Taxation of the Oil and Gas Sectors. IMF. 1994. Dec. 19.

119. Taxation along the Oil and Gas Supply Chain. Brussels: Energy Charter Secretariat, 2008.
120. Taxing Energy: Why and How. OECD/International Energy Agency, 1993.
121. Tordo S. Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues. Washington: The World Bank, 2007.
122. Transfer Pricing Guidelines for Multinational Enterprises and Tax Administrations. OECD, 2001.
123. Van Meurs A.P., Seck A. Government Takes Decline as Nations Diversify Terms to Attract Investment // Oil & Gas Journal. 1997. May 26. P. 35–40.
124. World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.
125. World Petroleum Arrangements, 1997. New York: Barrows, 1997.
126. Официальный сайт Министерства финансов Российской Федерации. [www.minfin.ru](http://www.minfin.ru)
127. Официальный сайт Министерства экономического развития Российской Федерации. [www.economy.gov.ru](http://www.economy.gov.ru)
128. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. [minenergo.gov.ru](http://minenergo.gov.ru)
129. Официальный сайт Министерства природных ресурсов Российской Федерации. [www.mnr.gov.ru](http://www.mnr.gov.ru)
130. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики. [www.gks.ru](http://www.gks.ru)
131. Интернет-сайт проекта «Сахалин-1». <http://www.sakhalin1.com>
132. Интернет-сайт оператора проекта «Сахалин-2». <http://www.sakhalinenergy.com>
133. Материалы «круглого стола» «Добыча нефти в России: состояние, стратегии и модели развития» в рамках Пятого всероссийского энергетического форума «ТЭК России в XXI веке». <http://www.duma.gov.ru/cnature>
134. Моделевский М.С. Условия и практика реализации соглашений о проведении поисково-разведочных работ

и добыче нефти и газа в странах Каспийского региона.

<http://www.geoinform.ru>

135. International Monetary Fund: Country Information.

<http://www.imf.org>

---

*Институтом экономической политики имени Е.Т. Гайдара с 1996 года издается серия “Научные труды”. К настоящему времени в этой серии вышло в свет более 100 работ.*

---

**Последние опубликованные работы  
в серии “Научные труды”**

№ 139Р Дробышевский С., Худько Е., Великова Е. *Перспективы создания международного финансового центра в Российской Федерации. 2010.*

№ 138Р Идрисов Г. *Факторы спроса на импортные товары инвестиционного назначения в России. 2010.*

№ 137Р Идрисова В., Фрейнкман Л. *Влияние федеральных трансфертов на фискальное поведение региональных властей. 2010.*

№136Р Дробышевский С., Кузьмичева Г., Синельникова Е., Трунин П. *Моделирование спроса на деньги в российской экономике в 1999–2008 гг. 2010.*

№ 135Р Турунцева М., Киблицкая Т. *Качественные свойства различных подходов к прогнозированию социально-экономических показателей РФ. 2010.*

№ 134Р Казакова М., Кнобель А., Соколов И. *Качество администрирования НДС в странах ОЭСР и России. Реформирование российской системы взимания налога. 2010.*

№ 133Р Трунин П., Князев Д., Сатдаров А. *Анализ независимости центральных банков РФ, стран СНГ и Восточной Европы. 2010.*

№ 132Р Стародубровская И., Миронова Н. *Муниципальная реформа в республиках Южного федерального округа. 2010.*

Бобылев Юрий Николаевич  
Турунцева Марина Юрьевна

## Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики

*Редактор:* А. Молдавский

*Корректор:* Н. Андрианова

*Компьютерный дизайн:* В. Юдичев

Подписано в печать 21.06.2010

Тираж 300 экз.

125993, г. Москва, Газетный переулок, д. 3-5, строение 1.

Тел. (495) 629–6736

Fax (495) 697–8816

[www.iep.ru](http://www.iep.ru)

E-mail: [wwwiet@iet.ru](mailto:wwwiet@iet.ru)

ISBN 978-5-93255-293-3



9 785932 552933