

Глава 5. Налогообложение в минерально-сырьевом секторе

Введение

Минерально-сырьевой сектор является базовым сектором экономики России, играющим важнейшую роль в формировании доходов государственного бюджета и активного платежного баланса страны. В связи с этим чрезвычайно актуальной является проблема построения эффективной системы налогообложения минерально-сырьевого сектора, обеспечивающей как изъятие государством ресурсной ренты, генерируемой при добыче минерального сырья, так и сохранение достаточных стимулов для инвестиций в данный сектор экономики.

Основной целью работы являлась разработка предложений и рекомендаций, направленных на повышение эффективности системы налогообложения минерально-сырьевого сектора, действующей с начала 2002 г. со вступлением в силу главы 26 части 2-й Налогового кодекса РФ «Налог на добычу полезных ископаемых». Основными задачами исследования являлись комплексный анализ мирового опыта и российской системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики, анализ существующих предложений в сфере законодательного регулирования налогообложения минерально-сырьевого сектора, разработка и обоснование предложений по дальнейшему реформированию системы налогообложения данного сектора экономики.

Результатом работы являются предложения по дальнейшему реформированию налогообложения минерально-сырьевого сектора российской экономики. Применение ее результатов позволяет повысить эффективность системы налогообложения минерально-сырьевого сектора и создать благоприятные условия для инвестиций в данный сектор экономики.

5.1. Основные принципы и системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики

Производство минеральных ресурсов связано с получением дополнительного дохода, определяемого как ресурсная, или экономическая, рента и

принадлежащего собственнику недр (государству). Существуют различные виды ренты. Дифференциальная рента отражает дополнительный доход, получаемый на месторождениях с относительно низкими издержками производства по сравнению с замыкающими месторождениями. Замыкающее месторождение – месторождение с наиболее высокими издержками производства, вводимое в разработку с целью удовлетворения спроса на данный вид минерального сырья в определенный момент времени. Различают три вида дифференциальной ренты. Горная рента (называемая иногда рентой продуктивности) отражает разницу в затратах на добычу и возникает на стадии добычи. Рента положения отражает разницу в затратах на транспортировку минерального сырья, реализуемого в определенной точке потребления. Рента положения возникает на стадии транспортировки минерального сырья, для одних и тех же месторождений она может меняться в зависимости от локализации рынка потребления. Рента качества выражает экономические преимущества, обеспечиваемые за счет использования ресурсов, имеющих лучшие качественные (физико-химические) характеристики. Например, легкие нефти реализуются по более высоким ценам, чем тяжелые, поскольку при переработке из них можно получить больше бензиновых фракций в расчете на одну тонну нефти. Рента качества возникает на всех стадиях трансформации минеральных ресурсов (добыча, транспорт, потребление).

В добывающих отраслях промышленности условия производства специфичны и невоспроизводимы. Владение месторождением дает собственнику недр монопольное право на его использование и тем самым обеспечивает возможность получения рентного дохода сверх дифференциальной ренты, который обычно называют абсолютной, или монопольной, рентой. Собственники замыкающих месторождений особенно заинтересованы в использовании такого права, поскольку на замыкающих месторождениях дифференциальная рента не образуется. Замыкающее месторождение, как правило, обеспечивает среднюю прибыль по отрасли, получаемую производителем, но не приносит дифференциальной ренты. Если собственник такого месторождения одновременно является производителем, то он может удовлетвориться указанной прибылью. Если же собственник и производитель – разные экономические субъекты, то собственник требует вознаграждения за эксплуатацию принадлежащих ему природных ресурсов. Этот вид дохода (монопольная рента) приводит к увеличению цены ресурсов, извлекаемых из замыкающего месторождения. Поскольку цены всех месторождений ориентируются на цену реализации минерального сырья по

замыкающему месторождению, все они получают монопольную ренту, которая добавляется к дифференциальной.

Как показывает мировой опыт, налоговая политика государства по отношению к минерально-сырьевому сектору оказывает значительное влияние на распределение доходов от добычи минеральных ресурсов и принятие решений об инвестициях. Создание подходящей системы налогообложения минерально-сырьевого сектора является весьма сложной задачей в современной конкурентной среде. Не существует идеальной или образцовой налоговой модели, которую можно было бы однозначно принять. Особенности, потребности и задачи каждой страны определяют основу подходящей налоговой политики в отношении минеральных ресурсов. В некоторых случаях налогообложение в минеральном секторе может быть эффективно интегрировано в преобладающий общий налоговый режим, применяемый ко всем другим секторам экономики. В других случаях важность минерального сектора может оправдать создание уникальных налоговых систем.

Выбор эффективной системы налогообложения минерального сектора должен начинаться с ясного понимания ее задач и того, как они соотносятся с потребностями, возможностями и критериями принятия решений у потенциальных инвесторов. Зарубежные экономисты определили ряд стандартов для оценки налоговых систем в условиях рынка. Эти стандарты представляют основу, с которой можно определить и оценить атрибуты «хорошей» налоговой системы. Экономисты обычно оценивают налоговую систему с точки зрения ее нейтральности, эффективности, объективности, ясности и стабильности.

Добывающие компании и правительства, как правило, осознают фундаментальную необходимость создания налоговых систем, соответствующих этим стандартам. Однако, поскольку налоги сокращают прибыль, возникают разногласия относительно деталей их применения и интерпретации. В минеральном секторе такие конфликты особенно часты.

Цель добывающих компаний состоит в получении доходов, достаточных для поддержания рыночных позиций и привлечения инвесторов. Они одновременно ориентированы на конечный результат и не расположены к риску. Это не означает, что они социально не ответственны и не хотят принимать на себя риски. Скорее это подразумевает сильный акцент, который они придают движению денежной наличности, издержкам и смягчению или компенсации рисков. Налоговая политика значительно влияет на эти факторы. Добывающая компания, принимающая решение об инвестициях,

будет рассматривать действующий налоговый режим в минеральном секторе в качестве затрат на ведение дела в подведомственной области. В соответствии с ее общими целями, она, однако, будет иметь приоритеты в отношении содержания и целей налоговой политики. Среди наиболее важных принципов можно выделить следующие:

1. Налоги должны в большой степени реагировать на реальную прибыльность.
2. Налоговая система должна допускать быструю окупаемость инвестированного капитала.
3. Налоги должны признавать неустойчивость доходов и поэтому быть чувствительными к налоговому бремени в случаях, когда цены падают.
4. Налоговые режимы должны быть стабильными, предсказуемыми и прозрачными для того, чтобы снизить риски.
5. Налоги должны применяться только к денежным потокам, порожденным горнодобывающим проектом.
6. Налоги, которые искажают издержки и профиль добычи или снижают стимулы для эффективной работы менеджмента, должны быть минимизированы.
7. Налоговые режимы должны стимулировать риск геологоразведочных работ, направленных на поиски новых месторождений или на расширение уже действующих добывающих предприятий.
8. Налоговые положения не должны препятствовать инвестициям в экономически малорентабельные проекты.
9. Налогообложение должно сохранять компании стимулы для инвестиций в улучшение проекта.

Основные задачи иностранных инвесторов в минеральном секторе обычно включают в себя следующее:

1. Гарантии владения, обеспечивающие доступ к любому разведанному месторождению минерального сырья.
2. Общий политический климат, который является прозрачным, предсказуемым, стабильным и основанным на «власти закона», так что решения можно принимать с определенной степенью уверенности.
3. Политика, которая позволяет реализовать норму прибыли на инвестиции, соответствующую их восприятию принятых рис-

- ков, минимизирует искажения при принятии решений и сохраняет стимулы для эффективной работы менеджмента.
4. Контроль менеджмента над всеми решениями, касающимися производственной деятельности и реализации продукции.
 5. Отсутствие ограничений на обслуживание долга и на репатриацию доходов и дивидендов.

Правительственные цели и приоритеты должны согласовываться с этими целями и приоритетами. Налоговая и экономическая деятельность всех государств в области получения доходов нужна для того, чтобы предоставлять социально требуемые услуги и инфраструктуру. Поскольку налоговая политика имеет как экономический, так и социальный аспекты, ее задачи предсказуемо шире и менее внутренне совместимы, чем те, что относятся к частному предпринимательству. В дополнение к сбору доходов государства зачастую рассматривают налоги как средство для стимулирования различных решений, которые принимаются в частном секторе.

Применительно к минеральному сектору государства зачастую разделяют цели инвесторов. Например, для обеих сторон желательно, чтобы проекты давали высокие уровни дополнительной прибыли, даже если они не будут согласны относительно того, как эти доходы следует распределять. Далее, обе стороны разделяют заинтересованность в минимизации конфликтов и увеличении эффективности в геологоразведочных работах и добыче. В более общем смысле цели государства в области добычи минерального сырья, как правило, состоят в следующем:

1. Максимизация суммы остающихся на месте доходов с поощрением увеличения эффективных уровней добычи и минимизация препятствий для инвестиций в новые месторождения.
2. Минимизация ущерба окружающей среде и компенсация компаниями ущерба, наносимого в результате горнодобывающей деятельности.
3. Создание экономически полезных связей с местной экономикой, включая занятость, инвестиции, местные закупки и возможности для передачи технологий.
4. Чувствительность к социальным и культурным нуждам местного населения, включая его экономическое и социальное выживание после закрытия горнодобывающего предприятия.

В пределах этой широкой структуры целей государства, как правило, предпочитают иметь налоговые режимы, которые являются конкурентоспособными и соответствуют следующим требованиям:

1. Налоговые системы, которые поддерживают макроэкономическую стабильность путем предоставления предсказуемых и стабильных денежных потоков.
2. Налоги, которые позволяют получить большую часть доходов в периоды высоких прибылей.
3. Налоговые режимы, которые можно эффективно администрировать и которые требуют небольших затрат на сбор налогов и предоставляют мало возможностей для избежания их уплаты.
4. Налоги, которые максимизируют реальный объем доходов путем обеспечения поступлений в первые годы производства.
5. Налоговые системы, которые изымают сверхприбыли при чрезвычайно низких затратах, высокоприбыльных проектах.
6. Налоговые системы, которые являются нейтральными и стимулируют экономическую эффективность.

В настоящее время аналитики, как правило, рассматривают схему налогообложения минерального сектора как концептуально отличную от налогообложения в других секторах, поскольку в этом секторе имеются рентные платежи за ресурсы и необычные риски. Рентные платежи с минеральных ресурсов, как правило, определяются «дополнительным» доходом с месторождения после того, как все производственные издержки (включая необходимую для компании норму прибыли с капиталовложений) были компенсированы. Основной принцип в данном случае заключается в том, что собственник ресурсов, чаще всего государство, должен получать большую часть этого дополнительного дохода. Такое присвоение, поскольку оно определено как чистый дополнительный доход, не скажется отрицательно на экономических стандартах нейтральности, эффективности, справедливости и т.д. Следующий вывод состоит в том, что, поскольку ресурсы принадлежат нации, добывающие предприятия следует облагать налогами по фактической ставке, которая выше, чем ставка в других секторах, поскольку общество должно получать доход от своих убывающих национальных активов в дополнение к обычным налоговым доходам.

Вместе с тем мнение о том, что добыча минерального сырья подразумевает необычные и чрезвычайные инвестиционные риски, поддерживает аргументы в пользу налоговых послаблений. Риски присущи не только добывающей промышленности, но они здесь могут иметь несколько отличные размеры и характер, принимая во внимание проведение поисково-разведочных работ, большой временной разрыв между осуществленными затратами и производством и высокий уровень капиталоемкости. Следова-

тельно, налоговые режимы должны быть смягчены или должны включать стимулы, которые перераспределяли бы риски и предоставляли бы ускоренное списание расходов на разведку и разработку месторождения.

Поскольку эти аргументы не являются непреодолимыми, многие собственники ресурсов стараются найти такие налоговые конструкции, которые примирили бы эти два допущения. Как результат, многие действующие налоговые системы в добывающей промышленности сочетают инструменты, предназначенные как для изъятия дополнительного дохода, так и для переноса высокого уровня налогообложения на более поздние периоды.

Мировая практика, однако, еще не продемонстрировала наличие идеального налогового режима для минерального сектора. Поэтому каждое правительство выступает со своими собственными разработками в свете превалирующих социальных и экономических целей и действует в рамках ограничений, которые налагают геологические запасы и реалии международной конкуренции за инвестиционные ресурсы. В то же время можно указать на основные теоретические и практические преимущества и недостатки каждого налога, используемого при налогообложении минерально-сырьевого сектора.

Роялти, вообще говоря, более согласуются с целями государства, чем с задачами инвестора. С точки зрения государства роялти предоставляют следующие преимущества: во-первых, они предоставляют сравнительную легкость в администрировании и низкие издержки на сбор налога; во-вторых, обеспечивают постоянное и стабильное поступление доходов от проекта в течение всего срока эксплуатации месторождения; в-третьих, могут рассматриваться как обложение на основе ресурсной ренты месторождения.

Роялти также характеризуются рядом недостатков: во-первых, если они не сконструированы особым образом, то роялти 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 малопродуктивные годы,

экономически искажающие эффекты от роялти, скорее всего, будут достаточно ограниченными.

Инвесторы могут указать на следующие недостатки роялти с точки зрения своих интересов: во-первых, нечувствительность к прибыльности и потребность в укороченных сроках окупаемости; во-вторых, возможное искажение принятия решений на всех уровнях в отношении эффективной добычи и инвестиций; в-третьих, чрезмерное, не нейтральное налоговое бремя.

Системы пропорционального подоходного налога на компании в большей степени соответствуют стандартам, предложенным экономистами, и отвечают целям государства и промышленности. Единственными вопросами являются установление ставки налогообложения и определение налогооблагаемого дохода. В общем случае, когда горнодобывающая деятельность облагается налогом по тем же ставкам и правилам определения дохода, все основные стандарты и интересы соблюдаются.

Прогрессивные налоговые системы, включая ресурсные рентные налоги (РРН), в целом служат интересам государства в деле изъятия ресурсной ренты и неожиданно высоких доходов. Такие системы основываются на предполагаемых особых качествах добывающей промышленности. РРН не существуют в своей чистой, или отдельной, форме, поскольку они в слишком большой степени перекладывают 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. В действительности проекту предоставляются налоговые льготы по сравнению с обычным налоговым режимом в ожидании чрезвычайно высоких доходов правительства со временем.

С концептуальной точки зрения РРН является лучшей по сравнению с другими формой налогообложения минеральных ресурсов, когда логическое обоснование налогообложения заключается в том, чтобы изъять большую часть ресурсной ренты и максимизировать капиталовложения даже в маргинальные месторождения. Ее преимущества включают способность автоматически реагировать на широкий диапазон получаемых результатов, как для маргинальных, так и для исключительных месторождений. Дополнительное преимущество здесь также заключается в снижении конфликтности в отношении доинвестиционных ощущений. Наконец, эта форма налогообложения является строго нейтральной и эффективной по

результатам. Большое значение, однако, имеет способность правительства эффективно администрировать данный налог.

В течение последних десятилетий в налогообложении минерально-сырьевого сектора экономики наблюдалась тенденция не акцентировать внимание на налоговых системах, основанных на роялти, и вместо этого применять системы, которые опираются на налоговые механизмы, основанные на «платежеспособности», т.е. налогах, основанных на полученной прибыли. Некоторые страны полностью исключили из своей практики применение роялти на минеральные ресурсы, тогда как другие уменьшили их значение. В то время как тенденция склонялась в пользу налогов, основанных на полученной прибыли, многие страны продолжают применять роялти. Для этого существует много причин, важное значение имеет вопрос о национальном достоянии.

В большинстве стран запасы полезных ископаемых принадлежат государству. Если компания занимается добычей полезных ископаемых, принадлежащих государству, то последнее может посчитать необходимым показать, что оно получило взамен истощающихся минеральных ресурсов. Горнодобывающие компании не всегда производят налогооблагаемые прибыли, и в связи с этим не существует гарантии того, что государство получит какие-то налоги на основе полученной прибыли за утраченные полезные ископаемые. Например, имеется много примеров шахт, работающих с убытком. В таком случае политический вопрос заключается в том, стоит ли государству разрешать горнодобывающей компании добывать полезные ископаемые, продавать их и ничего не платить государству, если шахта работает с убытком? Некоторые страны дают на это утвердительный ответ, стараясь сбалансировать убывающие государственные природные ресурсы другими положительными моментами, как, например, занятость. Большинство же стран, однако, продолжают использовать практику роялти, обеспечивая то, что в любой момент, когда шахта извлекает государственные природные ресурсы, государство, по меньшей мере, получает номинальную плату.

Если государства решают применять рентные налоги, они сталкиваются со многими налоговыми альтернативами. Существует большой набор налоговых механизмов, из которого можно выбирать. Устанавливая ставку роялти, очень важно иметь в виду, будет ли данная ставка оказывать существенное влияние на капиталовложения. Следует далее решить, обеспечиваются ли капиталовложения из местных источников или из международных источников. В случаях, когда ставка роялти устанавливается на

минеральные ресурсы, которые предназначены для эксплуатации иностранными инвесторами, принимая во внимание международные возможности этих инвесторов осуществлять инвестиции в другом месте, в целях конкурентоспособности эти минеральные ресурсы должны подвергаться налогообложению по международным конкурентным ставкам. Для минерального сырья, которое будут добывать местные компании, и когда продукция будет реализовываться на местном рынке, международные сравнения становятся менее важными. Таким образом, для таких ресурсов, как нефть, золото, серебро, неблагородные металлы и драгоценные камни, при установлении ставок нужно иметь в виду лучшую мировую практику, в то время как ставки, например, для строительных материалов должны больше реагировать на особенности местной экономики.

В теории роялти или другой адвалорный минеральный налог, основанный на объеме производства, такой, как налог на произведенную продукцию, должен основываться на стоимости минералов по мере того, как эти минералы добываются из недр. Однако твердое минеральное сырье, как правило, не находится в пригодном для продажи состоянии, когда его добывают, и поэтому не имеет определенной рыночной стоимости на месте или во время добычи. Дополнительные трудности для твердых минералов связаны с тем, что качество добытой руды неодинаково. Например, одна тонна медной руды может содержать 2,5% металла, в то время как содержание металла в другой тонне руды может составлять только 1,75%. Большая часть добытой руды идет в отходы (97,5% и 98,25% соответственно для руды в данном примере). Нет практически никакого экономического смысла продавать и транспортировать большие объемы непереработанного минерального сырья третьим сторонам⁵⁰. Поэтому твердые минералы, как правило, перерабатывают на месте или около рудника, чтобы отделить отходы и увеличить стоимость на единицу объема транспортируемой или продаваемой продукции. Этот процесс для большинства минералов известен как концентрация, а результат известен как концентрат. Этот концентрат может иметь рыночную стоимость, как в случае с медью, или требуется дополнительная очистка, как в большинстве случаев с бокситами, до того, как может быть установлена рыночная цена.

⁵⁰ Исключения, однако, имеют место. Например, считалось экономически оправданным транспортировать бокситы с Ямайки через Панамский канал в Британскую Колумбию (Западная Канада), поскольку цены на электричество для рафинирования были настолько низки, что оправдывали значительные транспортные издержки.

Владелец минерального сырья, государство или индивидуум, получает роялти со стоимости добытого минерального сырья, и эта стоимость основывается на фиксированной пропорции от рыночной стоимости добытых минералов. В дополнение налоговые органы могут обложить произведенную продукцию налогом на добычу природных ресурсов или другим налогом, которые в теории основываются на стоимости добытого минерального сырья. Принимая во внимание тот факт, что отсутствует единообразие или цена минерального сырья при добыче его из шахты, требуется разработка специальной методологии для определения стоимости минерального сырья для целей налогообложения. (Следует отметить, что отсутствие единообразия является важной частью проблемы оценки стоимости твердого минерального сырья. Если бы качество добываемой руды было одинаковым, то тогда могли бы использоваться стандартные расчеты чистой стоимости, схожие с теми, что используются при нефтяных расчетах.)

В этих целях используются по крайней мере два практических подхода. Во-первых, обложение минеральных ресурсов роялти (налогом) на первой же «рыночной» стадии. Роялти или налог может вводиться на первой стадии, где осуществляется конкурентная сделка. Во-вторых, расчет чистой цены. Формула может быть простой – с использованием корректировок на производственные и транспортные издержки, или сложной – на основе расчетов прибыли. Можно привести следующие примеры из действующей практики.

В США роялти обычно выплачиваются по стоимости минерального сырья на месте отгрузки, что относится как к географическому месту, так и физическому состоянию минерального сырья. Таким образом, большая часть минералов оценивается в соответствии с их «первым рыночным состоянием»; это означает, что производство достигло стадии, когда получается опознаваемый продукт, пригодный для реализации на рынке. В случае меди это означает концентрат, отправленный с металлургического комбината на плавку. Адвалорные роялти оцениваются по стоимости минерального сырья, определяемой контрактной ценой до тех пор, пока контракт является конкурентным контрактом между независимыми сторонами. Если сделка осуществляется между филиалами, то контракт сравнивается с независимыми сделками. Если оказывается, что взаимозависимость сторон сказалась на цене, то используется альтернативная процедура оценки, которая обычно означает замену сравниваемых цен ценами конкурентных сделок. В случае с медью и другими металлами цена конкурентного контракта является результатом сложного контракта под названием Чистый Плавильный

Доход (ЧПД). Контракт ЧПД содержит положения относительно того, как металлы будут оцениваться и какие вычеты будут производиться за процесс плавки/очистки. Вычеты варьируют в зависимости от качества концентрата, в том числе от того, содержит ли концентрат агрессивные элементы (такие, как мышьяк или висмут). В зависимости от расположения месторождения содержание ценных минералов в медном концентрате сильно различается и может включать золото и серебро, по которым роялти платятся в дополнение к медному компоненту.

Штат Монтана (США) облагает двумя налогами шахты, где добываются металлы: применяется налог на валовой доход металлических рудников и лицензионный налог на металлические рудники. Первый налог является адвалорным годовым налогом в размере 3% от валового дохода рудника. Этот доход также подпадает под налог на местные фабрики, находящиеся в местной юрисдикции, где расположена налогооблагаемая стоимость горных разработок. Рудники, в которых добывается менее 20 тыс. тонн руды в год, освобождаются от уплаты налога на доход от недвижимого имущества наполовину от рыночной стоимости. Вторым налогом облагаются шахты, в которых ведется добыча металлов или драгоценных камней. Валовая стоимость концентрата, поставляемого на плавку на металлургический комбинат, облагается налогом по ставке 1,81% от валовой выручки свыше суммы в 250 млн долл. США. Золото, серебро и любой металл платиновой группы в слитках или металле, который транспортируется на металлургический комбинат, облагается налогом по ставке 1,6% от валовой выручки, превышающей 250 тыс. долл. США.

Монтана также облагает двумя налогами рудники, где добываются драгоценные камни, вермикулит, бетонит и другие полезные минералы, за исключением угля, известкового туфа, строительного камня и металлов. Налог на чистый доход с рудников, где добываются смешанные минералы, равняется налогу на местные фабрики, умноженному на годовой чистый доход от всех минералов за исключением талька, вермикулита, негашеной извести и гранатового концентрата. В отношении этих минералов налогооблагаемая стоимость определяется путем умножения количества произведенных тонн на законодательно установленные цены. Лицензионный налог на рудники, где добываются смешанные минералы, является квартальным налогом со ставкой 0,05 долл. США за тонну концентратов, добытых или произведенных из любой шахты, где добываются смешанные минералы.

В Канаде для целей федерального и провинциального налогообложения добыча полезных ископаемых делится на две стадии: (1) добыча и пе-

переработка и (2) полупроизводство и производство. Стадия добычи и переработки включает процесс обогащения, плавки и очистки и облагается налогом согласно специальному положению налога на прибыль предприятий. Стадия полупроизводства и производства подразумевает процесс обработки и облагается налогом так же, как и другая обрабатывающая деятельность. Роялти на минералы обычно взимаются на стадии добычи. Размеры роялти рассчитываются по-разному в разных провинциях, поскольку провинции принадлежит право собственности на минеральные ресурсы, и она сама устанавливает метод расчета из следующих возможных вариантов: (1) формула, основанная на объеме производства; (2) адвалорный метод; (3) более сложная формула расчета, которая включает стоимость минеральной продукции, реализованной на свободном рынке, за вычетом операционных издержек, износа и амортизационных отчислений, а также скидок на доходы от обработки; (4) формула, основанная на норме окупаемости (относительно высокая ставка налога, которая применяется только к части чистого дохода, превышающего заранее установленную норму окупаемости инвестиций); (5) комбинация вышеперечисленных.

Существенные особенности имеет налогообложение нефтегазового сектора экономики. 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, являясь разовыми платежами, не служат значительным (по сравнению с налогами и роялти) источником финансовых поступлений для государства и поэтому могут рассматриваться лишь в качестве дополнительной статьи увеличения государственных доходов. В то же время они являются хронологически первым, хотя и несистематическим, видом платежа. Поэтому, оговаривая в соглашении систему бонусов, государство может изымать денежные средства у производителя не только до начала получения им чистого дохода или до начала добычи, но и до начала его инвестиционной деятельности. Бонусы могут быть приурочены к различным этапам реализации проекта. В ряде стран выплата бонусов закреплена в законодательном порядке, но чаще и количество, и размер разовых платежей являются предметом переговоров.

Весьма распространенной формой выплат государству являются роялти. Фиксированная доля стоимости произведенной продукции взимается государством-собственником природных ресурсов за право разработки запасов. Этот платеж легко администрируется и обеспечивает ранний и гарантированный доход государству. В некоторых странах величина роял-

ти достигает 50% (в таких случаях роялти фактически являются основным налогом на производство нефти), но в большинстве стран равна 12,5–20% стоимости продукции. Несмотря на то, что большую часть доходов государства, как правило, обеспечивают налоги, роялти может рассматриваться как базисный вид систематического платежа, обеспечивающий более раннее по времени и более стабильные финансовые поступления государству, чем платежи с доходов. 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. В 1980–1990-е гг. наметилась тенденция к установлению прогрессивных ставок роялти, т.е. к их исчислению по скользящей шкале в зависимости от определенных факторов, например, 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 рентный налог на природные ресурсы. Ставки обычного налога на прибыль корпораций колеблются от 0 до почти 70%, ставки налога на прибыль нефтяных компаний, как правило, от 50 до 85% (в большинстве стран ОПЕК). Более высокие налоги на прибыль в нефтяном секторе фактически служат инструментом изъятия получаемой здесь ресурсной ренты.

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 определения налоговой базы используются не фактические цены сделок (или не только фактические цены сделок), а специальные справочные (рыночные) цены, определяемые тем или иным образом. В развивающихся странах в этих целях часто используют цены на котирующиеся 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, т.е. чем ниже прибыльность проекта, тем относительно выше уровень этих выплат. Чем в меньшей степени сборы привязаны к валовому доходу компаний, тем более гибкой является система. Повышению гибкости налоговой системы способствует применение скользящих шкал. Боль-

шинство систем со скользящими шкалами реагируют на уровень добычи. С ростом уровня добычи доля государства тем или иным образом растет. В некоторых 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-факторы и норма прибыли.

Многие страны разработали прогрессивные шкалы налогов или правила раздела продукции, основанные на уровне доходности проекта. Получаемая государством доля растет по мере того, как растет внутренняя доходность проекта. Системы, ориентированные на внутреннюю доходность, характеризуются умеренными ставками роялти и других налогов. Государство не получает доходов, пока инвестор (производитель) не возместит свои первоначальные вложения и не обеспечит некоторую прибыльность. Когда расходы инвестора возмещены и достигнут нормативный уровень прибыли, его доходы облагаются дополнительными налогами, но при этом подрядчик все еще продолжает получать некоторую прибыль сверх установленного контрактом нормативного уровня. Эти дополнительные налоги, с помощью которых изымается часть ресурсной ренты, обычно называют ресурсными рентными налогами. В некоторых странах, например, в Венесуэле, Колумбии, Перу, Тунисе и Малайзии, в качестве показателя доходности используется так называемый Р-фактор, который исчисляется как отношение накопленного чистого дохода, равного валовому доходу за вычетом суммы выплаченных налогов, к накопленным суммарным затратам на разведку и разработку месторождения.

В США на находящихся в федеральной собственности оффшорных 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% от 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%. Также как и на оффшорных 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 также отметить существование конкурентных торгов за участки. Предложенная покупателем цена фактически является бонусом, который уплачивается победившим участком. В Канаде основные 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 варьируются 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 в Альберте 15,5%, Британской Колумбии – 16,5%, Манитобе и Саскачеване – 17%.

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, составляющий 75% чистого дохода и применяющийся 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 налог на добычу углеводородов

(специальный налог), основанный на чистом доходе и взимаемый по ставке 30%.

Таким образом, как показывает мировая практика, существует большое разнообразие в том, как изымаются доходы от добычи нефти. Например, в США для этого применяются только два относительно простых налога: обычный роялти и стандартный налог на прибыль корпораций. В то же время США изымают значительную часть экономической ренты с разрабатываемых месторождений, когда эти два платежа сочетаются с конкурентными торгами за лицензии. Сам рынок, таким образом, определяет приемлемый для производителей размер совокупных выплат государству при освоении конкретного месторождения. Некоторые страны применяют специальные рентные налоги на природные ресурсы. К этой группе платежей могут быть отнесены налог на доход нефтяных компаний в Великобритании и специальный налог на добычу углеводородов в Норвегии. Налоговые системы Великобритании и Норвегии представляют собой пример систем, полностью основанных на налогообложении доходов (прибыли).

В направлении сближения с мировой практикой эволюционируют налоговые системы стран с переходной экономикой, в частности, Казахстана. Система налогообложения нефтегазового сектора в Казахстане включает бонусы, роялти, акцизы, корпоративный подоходный налог и налог на сверхприбыль. Стартовые размеры подписного бонуса определяются правительством с учетом объема полезных ископаемых и экономической оценки месторождения; окончательный размер подписного бонуса устанавливается в контракте. Ставки роялти при добыче углеводородов устанавливаются по скользящей шкале как процент, определяемый в зависимости от объемов добычи. При этом в качестве базового показателя используется либо накопленная добыча за весь период деятельности, либо уровень добычи за каждый отдельный год деятельности по контракту. Кроме того, добывающие компании уплачивают налог на сверхприбыль, начисляемый на сумму чистого дохода по каждому отдельному контракту за налоговый период, в котором получена внутренняя норма прибыли больше 20%. Ставки налога на сверхприбыль установлены в процентах к чистому доходу и изменяются по прогрессивной шкале в зависимости от величины внутренней нормы прибыли: при норме прибыли 20–22% ставка налога составляет 4%, 22–24% – 8%, 24–26% – 12%, 26–28% – 18%, 28–30% – 24%, более 30% – 30%.

В развивающихся странах широкое распространение получили контракты на добычу нефти с разделом произведенной продукции, позволяю-

щие обеспечить инвестору стабильность налоговых условий в течение всего периода действия контракта и учесть специфические характеристики конкретных месторождений. Произведенные затраты в таких контрактах компенсируются компании частью добытой на данном месторождении нефти, так называемой компенсационной нефтью. В большинстве стран, применяющих данный тип соглашений, доля компенсационной нефти в добыче обычно не превышает 40–50%, хотя в некоторых из них может выходить за эти пределы. Оставшаяся часть продукции, так называемая распределяемая (прибыльная) нефть, подлежит разделу между государством и компанией-подрядчиком. Раздел производится в сугубо индивидуальных пропорциях в каждой стране. При этом в большинстве нефтедобывающих стран, практикующих заключение таких контрактов, пропорции раздела с ростом добычи изменяются в пользу государства.

5.2. Основные элементы и характеристики действовавшей системы налогообложения минерально-сырьевого сектора

Система налогообложения минерально-сырьевого сектора, соответствующая условиям рыночной экономики, начала формироваться в России в 1992 г. Данная система включила в себя как налоги общего применения, так и специальные рентные налоги, ориентированные на изъятие ресурсной ренты: платежи за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акцизы и экспортные пошлины на минеральное сырье. Основные элементы российской системы платежей при пользовании недрами (роялти, отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акцизы) впервые были установлены Законом РФ от 21.02.92 № 2395–1 «О недрах».

Платежи за пользование недрами. В соответствии с Федеральным законом от 03.03.95 № 27-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации «О недрах», введенным в действие с 15 марта 1995 г. (ст. 41), с пользователей недр взимались платежи за поиски, разведку месторождений полезных ископаемых, их добычу (роялти) и пользование недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, в том числе для строительства и эксплуатации подземных сооружений. Порядок и условия взимания платежей за пользование недрами, критерии определения ставок были установлены постановлением Правительства РФ от 28.10.92 № 828 «Об утверждении Положения о порядке и условиях взимания платежей за пользование недрами».

мания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна».

Платежи за пользование недрами производили субъекты предпринимательской деятельности независимо от форм собственности, в том числе юридические лица и граждане других государств, осуществляющие поиск, оценку и разведку месторождений полезных ископаемых и добычу полезных ископаемых, в том числе использование отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств, а также строительство и эксплуатацию подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых. Освобождались от уплаты платежей за пользование недрами собственники, владельцы земельных участков, осуществляющие добычу общераспространенных полезных ископаемых и подземных вод на принадлежащем им или арендуемом ими земельном участке непосредственно для своих нужд. Перечень полезных ископаемых, относимых к общераспространенным, определялся Министерством природных ресурсов РФ совместно с субъектами Российской Федерации. Также освобождались от уплаты платежей за пользование недрами пользователи недр, ведущие региональные геолого-геофизические работы, геологическую съемку, геологические работы, направленные на общее геологическое изучение недр, и иные работы, проводимые без существенных нарушений целостности недр.

Органы, выдающие лицензию на пользование недрами, могли освобождать от платежей или принимать решение о предоставлении отсрочки при освоении месторождений полезных ископаемых, находящихся в сложных горно-геологических условиях или пониженного качества, в том числе содержащих трудноизвлекаемые, некондиционные, ранее списанные запасы полезных ископаемых, использовании вскрышных и вмещающих пород, отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств. Органы представительной власти субъектов Российской Федерации могли устанавливать дополнительные основания для освобождения отдельных категорий пользователей недр от платежей, поступающих в бюджет соответствующего субъекта Российской Федерации.

Объектом налогообложения при пользовании недрами являлись: при проведении поисковых и разведочных работ – договорная (сметная) стоимость указанных работ. После окончания поисковых и разведочных работ размеры платежей корректировались с учетом их фактической стоимости; за добычу полезных ископаемых – стоимость добытых полезных ископаемых и сверхнормативных потерь при добыче, а также стоимость использованных отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих

производств; при пользовании недрами в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых, в том числе для строительства и эксплуатации подземных сооружений – договорная (сметная) стоимость строительства объекта и стоимость предоставленных услуг при его эксплуатации.

Объемы добытых полезных ископаемых определялись по данным геолого-маркшейдерского учета движения запасов полезных ископаемых. В случаях, когда маркшейдерский замер производился реже, чем раз в месяц, объемы добычи полезных ископаемых определялись по данным бухгалтерского учета. Сверхнормативные потери полезных ископаемых определялись по данным геолого-маркшейдерского учета движения запасов полезных ископаемых и потерь при добыче (маркшейдерского замера) как разность между фактическими и нормативными потерями, установленными ежегодными планами горных работ, согласованными с органами государственного горного надзора. Объем фактических потерь определялся не менее одного раза в год.

При эксплуатации нефтяных, газоконденсатных, нефтегазовых месторождений сверхнормативными потерями нефти, конденсата, природного и растворенного газа признавался их расход сверх расчетных технологических расходов на собственные нужды, а также потери, не предусмотренные в проектах разработки и обустройства месторождений (порывы трубопроводов, открытое фонтанирование, неисправность и негерметичность промыслового и резервуарного оборудования). Потери попутного (растворенного) газа сверх пределов, установленных Минтопэнерго России по согласованию с Госгортехнадзором России (процент утилизации), также относились к сверхнормативным потерям.

Извлекаемые из недр природный и попутный нефтяной газы, закачиваемые обратно в пласт для поддержания пластового давления и осуществления сайклинг-процесса для повышения конденсатоотдачи, а также газ-лифта, признавались рабочими технологическими агентами, и их соответствующие объемы к потерям не относились и в расчеты платежей не включались.

Стоимость добытого минерального сырья, за исключением природного газа, драгоценных металлов, драгоценных камней и природных алмазов, исчислялась исходя из отпускных цен на условиях франко-станция (порт, пристань) отправления, действовавших в отчетном периоде за вычетом налога на добавленную стоимость и акциза. При установлении цен на условиях франко-станция (порт, пристань) назначения стоимость добытого минерального сырья уменьшалась на величину транспортных расходов.

Стоимость добытого природного газа исчислялась исходя из оптовых цен предприятия, устанавливаемых РАО «Газпром». Стоимость попутного нефтяного газа определялась исходя из оптовых цен, устанавливавшихся в соответствии с постановлением Правительства РФ от 15.04.95 № 332 «О мерах по упорядочению государственного регулирования цен на газ и сырье для его производства». Стоимость добытых драгоценных металлов, драгоценных камней и природных алмазов исчислялась исходя из расчетных цен, определявшихся в соответствии с постановлением Правительства РФ от 30.04.92 № 279 «О расчетных и отпускных ценах на драгоценные металлы, алмазы и драгоценные камни».

При реализации товарной продукции более высокой степени технологического передела минерального сырья (концентраты, окатыши, металлы и т. д.) размер платежей корректировался понижающим коэффициентом, определяемым отношением себестоимости добытых полезных ископаемых к себестоимости реализованных продуктов их передела. К себестоимости добытых полезных ископаемых относились все затраты по их добыче, транспортировке и первичной переработке. Понижающий коэффициент применялся к перерабатывающим производствам, представляющим собой самостоятельные относительно основных технологических процессов по добыче полезных ископаемых комплексы (дробильно-сортировочные, обогащительные фабрики и установки, производства по выпуску окатышей и агломерата, металлургические производства, производства по выпуску бетона, асфальта и др.), находящиеся, как правило, за границами горного отвода.

По перерабатывающим технологиям, обеспечивающим достижение требуемого качества минерального сырья и применяемым, как правило, в пределах границ горного отвода, предусматриваемого проектами горнодобывающих предприятий для целей приведения добываемой горной массы в соответствие со стандартами, техническими условиями на продукцию (селективная выемка горных пород, их усреднение, дробление негабаритов и др.), понижающий коэффициент не применялся. Также действие понижающего коэффициента не распространялось на перерабатывающие технологии, которые при лицензировании были приняты в качестве основных способов добычи полезных ископаемых, т.е. отнесены к специальным видам добычных работ (например, добыча угля по самостоятельной лицензии из углесодержащих пород вскрыши при помощи гидрообогатительных установок), а также на случаи, когда применение перерабатывающих технологий было вызвано ухудшением качества добываемого минерального сы-

рья вследствие изменения технологии ведения горных работ, применения оборудования и механизмов, не предусмотренных проектом предприятия. Не корректировался понижающим коэффициентом также размер платежей за добычу полезных ископаемых, на которые были установлены государственные регулируемые цены, а именно природный газ, драгоценные металлы и природные алмазы.

При реализации пользователем недр части минерального сырья или продуктов его технологического передела по прямому обмену или для экспортных поставок в общую стоимость минерального сырья для определения размера платежей включались также стоимость экспортных поставок в иностранной валюте или рублях (для рублевой зоны) и стоимость сырья по прямому обмену, оцениваемого по рыночному курсу, на аналогичное сырье или продукты его передела на момент их реализации за вычетом экспортных пошлин и акцизов. Для предприятий, осуществлявших прямой обмен, передачу полезного ископаемого на промышленную переработку на давальческой основе, безвозмездно или его реализацию по ценам не выше себестоимости, стоимость добытых полезных ископаемых определялась исходя их отпускных цен, действовавших в отчетном периоде, а при отсутствии таковых – исходя из рыночных цен на аналогичную продукцию в данном регионе, сложившихся в отчетном периоде, но не ниже фактической себестоимости.

Предельные уровни регулярных платежей за пользование недрами были установлены постановлениями Правительства РФ от 28.10.92 № 828 «Об утверждении Положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна» и от 03.11.94 № 1212 «Об изменении предельного уровня регулярных платежей за право на добычу угля» (*табл. 5.1*).

Минимальная величина ставки платежа за право на поиски и оценку месторождений полезных ископаемых составляла 1% договорной (сметной) стоимости указанных работ, максимальная – 2%. Конкретный размер платежей зависел от вида полезного ископаемого, экономико-географических условий района, размера участка недр, продолжительности работ, степени геологической изученности территории, степени риска и устанавливался органами, предоставляющими лицензию на право ведения указанных работ. При площадном характере работ по поискам и оценке месторождений полезных ископаемых размер платежей за право их проведения определялся в зависимости от удельных платежей за квадратный километр площади в год. Удельные платежи за 1 кв. км площади в год рас-

считывались путем деления платежа (1–2% общей стоимости работ) на площадь выделенной территории и срок работы в годах. При возврате пользователем недр части опоскованной площади он освобождался от дальнейшей платы за нее.

Таблица 5.1

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

	Уровни платежей (%) от стоимости добытого минерального сырья
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
Рассеянные элементы	4 – 6
Благородные металлы (золото, платиноиды, серебро)	4 – 10
Алмазы и драгоценные камни	4 – 8
Цветные камни (самоцветы) и пьезооптическое сырье	4 – 6
Радиоактивное сырье	2 – 6
Горно-химическое сырье (апатит, фосфорит, поваренная, калийные, магниевые, каменные и борные соли и др.), термальные воды	1 – 5
Горнорудное сырье и нерудное сырье для металлургии	2 – 5
Подземные пресные воды	2 – 8
Нерудные строительные материалы	2 – 4

Источник: Постановление Правительства РФ от 28.10.92 № 828 (в ред. постановлений Правительства РФ от 03.11.94 № 1212, от 26.08.96 № 1007).

Минимальная величина ставки платежа за разведку месторождений полезных ископаемых составляла 3% договорной (сметной) стоимости разведочных работ, максимальная – 5%. Условия взимания платежей являлись такими же, как и за проведение поисковых работ. Конкретный размер платежа определялся при предоставлении лицензии на право пользования недрами или в ином установленном порядке предоставления недр в пользование.

При продлении срока пользования недрами для завершения поисковых и разведочных работ размер ранее установленных платежей увеличивался в 1,5 раза. Платежи за разведку полезного ископаемого в границах горного отвода, предоставленного пользователю недр для добычи этого полезного ископаемого, не взимались.

Платежи за добычу полезных ископаемых, осуществлялись в форме разового и последующих регулярных платежей с начала добычи в течение всего срока действия лицензии. Сумма разового платежа определялась при предоставлении лицензии на право пользования недрами или в ином установленном порядке предоставления недр в пользование. При этом его величина не должна была быть менее 10% величины регулярного платежа в расчете на среднегодовую проектную мощность добывающего предприятия.

При предоставлении совмещенной лицензии на условиях предпринимательского риска, включающей поиски, разведку и добычу полезных ископаемых, платежи осуществлялись в форме разового платежа при выдаче лицензии, а также последующих регулярных платежей отдельно за право ведения каждого вида работ.

Конкретные размеры регулярных платежей определялись в установленном порядке при лицензировании пользования недрами. Положение о порядке лицензирования пользования недрами было утверждено постановлением Верховного Совета Российской Федерации от 15.07.92 № 3314-1. За использование отходов горнодобывающего и связанных с ним перерабатывающих производств платежи устанавливались при лицензировании в размере 25–50% платежей за добычу соответствующих полезных ископаемых. Платежи за добычу полезных ископаемых в объемах сверхнормативных потерь взимались в двойном размере.

Размеры платежей за пользование недрами при разработке месторождений общераспространенных полезных ископаемых и минеральной воды устанавливали субъекты Российской Федерации.

Скидка за истощение недр с платежей за пользование недрами могла предоставляться пользователю недр, осуществляющему добычу дефицитного полезного ископаемого при низкой экономической эффективности разработки месторождения, объективно обусловленной и не связанной с нарушениями условий рационального использования разведанных запасов, а также добычу полезного ископаемого из остаточных запасов пониженного качества, за исключением случаев ухудшения качества запасов полезного ископаемого в результате выборочной отработки месторождения.

Решение об установлении скидки за истощение недр принималось органами, выдающими лицензии на пользование недрами, с участием органов Госгортехнадзора России после экспертизы представленных пользователями недр геолого-экономических и технико-экономических обоснований. Размер ставки с учетом скидки не должен был быть ниже минимального уровня размера платежей, установленного Правительством Российской Федерации.

Отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Согласно ст. 44 Федерального закона от 03.03.95 № 27-ФЗ «О внесении изменений и дополнений в Закон Российской Федерации «О недрах» пользователи недр, осуществляющие добычу всех видов полезных ископаемых, разведанных за счет государственных средств, производили отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы. Плательщиками указанных отчислений являлись пользователи недр – субъекты предпринимательской деятельности независимо от форм собственности, в том числе юридические лица и граждане других государств, если законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации они были наделены правом заниматься соответствующим видом деятельности при пользовании недрами.

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, горно-химическое сырье; благородные металлы – химически чистый металл в песке, руде или концентрате; алмазы – необработанные отсортированные камни; камнесамоцветное и пьезооптическое сырье – по выходе кондиционного продукта; по другим полезным ископаемым – минеральное сырье, прошедшее первичную обработку.

Ставки отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы были установлены Федеральным законом от 30.12.95 № 224-ФЗ (см. табл. 5.2).

Таблица 5.2

Ставки отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы

	Ставка отчислений, %
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, пьезооптическое, высокочистое кварцевое и камнесамоцветное сырье	3,5
Апатиты и фосфориты	3,1
Калийные соли	1,7
Другие полезные ископаемые, включая подземные воды	5,0

Источник: Федеральный закон от 30.12.95 № 224-ФЗ.

При уплате отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы были предусмотрены определенные льготы. Так, не являлись плательщиками отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы пользователи недр, осуществившие за счет собственных средств поиски и разведку разрабатываемых ими месторождений или полностью возместившие все расходы государства на поиски и разведку соответствующего количества запасов полезных ископаемых (освобождение от отчислений производилось Министерством природных ресурсов РФ).

Сумма отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы определялась как произведение стоимости первого товарного продукта по ценам его реализации на условиях франко-вагон (судно) станция (порт, пристань) отправления и ставки указанных отчислений. По недропользователям, реализующим первый товарный продукт на экспорт, размер отчислений определялся исходя из стоимости экспортных поставок в иностранной валюте за вычетом акцизов, таможенных сборов, расходов за транспортировку, включая тарифы на перекачку и перевалку, слив и налив нефти, расходов на оплату услуг порта, транспортно-экспедиционных услуг. Выручка в иностранной валюте пересчитывалась в рубли по курсу Банка России, действовавшему на дату совершения операции.

Часть отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы оставалась в распоряжении добывающих предприятий для целевого исполь-

зования на выполнение согласованных с государственными органами (Министерством природных ресурсов РФ и его территориальными подразделениями) программ геологоразведочных работ.

Пользователи недр, осуществляющие свою деятельность на условиях соглашений о разделе продукции в соответствии с Федеральным законом от 30.12.95 № 225 «О соглашениях о разделе продукции», не являлись плательщиками отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Акцизы на отдельные виды минерального сырья. Согласно ст. 46 Закона РФ от 21.02.92 № 2395-1 «О недрах» акцизы на отдельные виды минерального сырья, добываемого из месторождений с относительно лучшими горно-геологическими и экономико-географическими характеристиками, могли вводиться Правительством РФ в соответствии с Законом Российской Федерации «Об акцизах». 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 руб. по отношению к доллару. С 1 апреля 1995 г. для нефтегазодобывающих предприятий постановлением Правительства Российской Федерации от 29.03.95 № 304 «О вывозной таможенной пошлине и акцизе на нефть, добываемую на территории Российской Федерации» была установлена средневзвешенная ставка акциза на реализуемую нефть, включая газовый конденсат, в размере 39 200 руб. за 1 тонну с последующей ежемесячной индексацией этой ставки. С 1 июня 1995 г. акциз на нефть по конкретным предприятиям взимался по ставкам, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 06.06.95 № 59 «Об установлении дифференцированных ставок акциза на нефть, добываемую на территории Российской Федерации».

Постановлением Правительства РФ от 01.04.96 № 479 «Об отмене вывозных таможенных пошлин, изменении ставок акциза на нефть и дополнительных мерах по обеспечению поступления доходов в федеральный бюджет» с 1 апреля 1996 г. была установлена средневзвешенная ставка акциза на реализуемую нефть, включая газовый конденсат, в размере 55 000 руб. за 1 тонну, а с 1 июля 1996 г. – в размере 70 000 руб. за 1 тонну с

последующей ежемесячной индексацией этой ставки в соответствии с изменением курса руб. по отношению к доллару США за предыдущий месяц.

При исчислении акциза по нефти, отгруженной с 1 ноября 1996 г., применялись ставки, установленные постановлением Правительства РФ от 15.01.97 № 30 «Об установлении дифференцированных ставок акциза на нефть, добываемую на территории Российской Федерации». При расчетах за нефть и газовый конденсат, отгруженные с 21 января 1997 г., применялись ставки, установленные постановлением Правительства РФ от 08.04.97 № 408 «О дифференцированных ставках акциза на нефть, включая газовый конденсат, добываемую на территории Российской Федерации». Указанным постановлением 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.

Плательщиками акциза являлись организации и предприятия, независимо от ведомственной принадлежности и форм собственности, осуществляющие добычу нефти и газового конденсата на территории Российской Федерации, на континентальном шельфе, в морской исключительной экономической зоне. Пользователи недр, осуществляющие свою деятельность на условиях соглашений о разделе продукции в соответствии с Федеральным законом от 30.12.95 № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции», не являлись плательщиками акциза.

Ставка акциза на природный газ впервые была установлена постановлением Правительства РФ от 13.07.93 № 678 «О государственном регулировании цен на природный газ и другие виды энергоресурсов» в размере 15% стоимости реализованного газа газосбытовыми предприятиями и непосредственно потребителям исходя из государственной регулируемой цены промышленности с учетом перерасчета на фактическую теплоту сгорания и индексации, осуществляемой ежемесячной РАО «Газпром» с учетом индекса цен на промышленную продукцию по данным Госкомстата России за предыдущий месяц. Указанная ставка была введена в действие с 20 июля 1993 г. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29.06.95 № 646 «О внесении изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 28.02.95 № 208» с 27 марта 1995 г. ставка акциза была установлена в размере 25%, а согласно Постановлению Правительства РФ от 01.09.95 № 859 «О ставке акциза на природный газ» с 1 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 учетом осуществляемой в установленном порядке ее индексации и перерасчета на фактическую теплоту сгорания). При реализации природного газа непосредственно потребителям в объект налогообложения не включались суммы надбавки, установленные для газосбытовых организаций. В объект налогообложения не включалась также стоимость реализованного природного газа населению и жилищно-строительным кооперативам. С 1 января 1997 г. объектом налогообложения стала стоимость реализованного природного газа исходя из оптовых цен, дифференцированных в зависимости от стоимости его транспортировки от мест добычи до потребителей.

При реализации природного газа на экспорт стоимость природного газа для целей налогообложения определялась до 1 марта 1996 г. исходя из государственных регулируемых цен промышленности. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 01.04.96 № 359 «О внесении изменений в постановление Совета Министров – Правительства Российской Федерации от 13.07.93 № 678» 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 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. 5.3*).

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 минеральное сырье регулируются Налоговым кодексом Российской Федерации.

Таблица 5.3

Ставки акцизов на отдельные виды минерального сырья

	Ставка акциза
Нефть и стабильный газовый конденсат	66 руб. за 1 тонну
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 05.08.2000 № 117-ФЗ.

Экспортные пошлины на минеральное сырье. Экспортная пошлина на нефть была введена в начале 1992 г. Первоначально ее ставка составляла 26 экю за 1 тонну экспортируемой нефти, однако уже в июне 1992 г. ставка была повышена до 38 экю за тонну. В ноябре 1993 г. ставка пошлины была установлена на уровне 30 экю/т. С либерализацией цен на нефть в начале 1995 г. экспортная пошлина была снижена до 23 экю/т, а затем, с апреля 1995 г., до 20 экю/т. В апреле 1996 г. экспортная пошлина была уменьшена до 10 экю/т, а с 1 июля 1996 г. – отменена. Одновременно для компенсации выпадающих налоговых поступлений были повышены ставки акциза. В начале 1999 г. экспортные пошлины, однако, были восстановлены. При этом ставка пошлины была привязана к мировой цене на нефть: при мировой цене российской нефти от 9,8 до 12,3 долл./барр. ставка пошлины составляла 2,5 евро за тонну, при цене свыше 12,3 долл./барр. – 5 евро за тонну. В условиях роста мировых цен на нефть ставка экспортной пошлины неоднократно повышалась и в отдельные периоды достигала 48 евро за тонну (табл. 5.4). Экспортная пошлина на газ в 1999 г. была установлена в размере 5% таможенной стоимости.

Таблица 5.4

Экспортные пошлины на нефть в 1999–2001 гг.

Период	Ставка пошлины за 1 тонну
04 февраля 1999 г. – 23 марта 1999 г.	2,5 евро
24 марта 1999 г. – 22 апреля 1999 г.	0
23 апреля 1999 г. – 22 сентября 1999 г.	5 евро
23 сентября 1999 г. – 07 декабря 1999 г.	7,5 евро
08 декабря 1999 г. – 06 апреля 2000 г.	15 евро
07 апреля 2000 г. – 01 августа 2000 г.	20 евро
02 августа 2000 г. – 04 ноября 2000 г.	27 евро
05 ноября 2000 г. – 15 января 2001 г.	34 евро
16 января 2001 г. – 17 марта 2001 г.	48 евро
18 марта 2001 г. – 5 июня 2001 г.	22 евро
06 июня 2001 г. – 22 сентября 2001 г.	30,5 евро
23 сентября 2001 г. – 31 декабря 2001 г.	23,4 евро

Источник: Постановления Правительства РФ.

Таким образом, за годы реформ в России сложилась относительно устойчивая система налогообложения минерально-сырьевого сектора, включающая в себя платежи за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акцизы и экспортные пошлины. Важную роль в налогообложении минерально-сырьевого сектора играл также налог на прибыль, ставка которого на начало 2001 г. составляла 35%. Кроме того, с добывающих предприятий взимались другие налоги и платежи (налог на имущество предприятий, налог на пользователей автодорог, налог на содержание жилищно-коммунального хозяйства, отчисления в социальные внебюджетные фонды, платежи за пользование природными ресурсами и др.), менее значительные по размеру, но в своей совокупности, однако, оказывающие существенное влияние. Наиболее негативное влияние оказывали дополнительные налоги на валовую выручку предприятий, такие как налог на пользователей автодорог (взимаемый по ставке 2,5%) и налог на содержание жилищно-коммунального хозяйства (1,5%).

Налоги на объемы добычи и валовой доход, которым в действовавшей системе налогообложения фактически принадлежала основная роль, оказывали сильное регрессивное воздействие. Основная часть налоговых платежей в этих условиях фактически не зависела от финансовых результатов деятельности компаний. Негативные последствия регрессивной налоговой структуры становились особенно очевидными при падении мировых цен на минеральное сырье. Именно такая ситуация наблюдалась в 1998 г., харак-

теризовавшемся резким падением мировых цен на нефть. Снижение цен на нефть привело к резкому падению рентабельности производства, в то же время уровень налоговых изъятий в нефтяном секторе, по расчетам Всемирного банка, увеличился с 81% чистого дохода в 1997 г. до 99% чистого дохода в 1998 г. (в период до девальвации руб.). По нашим оценкам, при падении доли прибыли в цене экспортируемой нефти с 23,2% в декабре 1997 г. до 3,6% в июле 1998 г. удельный вес акциза в цене повысился с 8,5 до 13,2%. Вследствие девальвации руб. реальная величина акциза, однако, резко сократилась. Если в июле 1998 г. акциз составлял 8,8 долл./т, то в декабре 1998 г. – лишь 2,8 долл./т, а в 2000 г. – 2,0 долл./т.

Девальвация рубля актуализировала вопрос об изъятии сверхприбыли в нефтяном секторе, получаемой в результате значительного увеличения разрыва между ценами реализации нефти на внешнем рынке и реальными затратами на производство. Одним из возможных решений проблемы в этих условиях могло стать существенное повышение (индексация) акциза на нефть. Однако, стремясь избежать негативного эффекта повышения акциза, правительством было принято решение восстановить раздельный режим налогообложения для продаж нефти на внутреннем и внешнем рынках. В начале 1999 г. на экспортируемую нефть была введена вывозная таможенная пошлина, ставка которой на протяжении 1999–2001 гг. неоднократно изменялась в зависимости от уровня мировых цен на нефть.

Серьезную проблему в условиях действовавшей налоговой системы представляло широкое использование трансфертного ценообразования, в результате которого цена нефти, которая использовалась для исчисления налогов, существенно отличалась от ее реальной рыночной цены. В ходе рыночных преобразований в России были сформированы 13 вертикально-интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), объединяющих предприятия по добыче и переработке нефти и реализации нефти и нефтепродуктов. К концу 90-х гг. на долю ВИНК приходилось 86,6% всей добычи нефти в стране и 87,7% ее переработки. В результате почти 90% добываемой нефти реализовывалось по трансфертным (внутрикорпоративным) ценам, устанавливавшимся, как правило, исходя из целей минимизации налогообложения на уровне, близком к уровню текущих затрат предприятия. Средняя трансфертная цена нефти, по которой осуществлялась реализация нефти внутри ВИНК и которая являлась базой налогообложения, в 1999 г. составляла 24,9 долл./т. При этом средняя экспортная цена нефти (ФОб) составляла 110,5 долл./т, а средняя цена независимых продаж – около 85 долл./т.

По расчетам Топливо-энергетического независимого института, средняя рыночная цена нефти на внутреннем рынке, определенная на основе отпускных цен нефтепродуктов (на которые, в отличие от нефти, возможно с некоторой степенью приближения определить рыночные цены) за вычетом стоимости переработки и транспорта нефти и без НДС, в 1999 г. составила 44,5 долл./т, а с учетом реализации нефти на экспорт средняя рыночная цена нефти составила 60,0 долл./т. В результате в условиях 1999 г. величина налогов при использовании трансфертных цен составляла 16,6 долл./т, в случае же применения рыночных цен эта величина должна была бы составить 27,9 долл./т. В 2000 г. данные показатели составили соответственно 32,6 долл./т и 47,2 долл./т. Вследствие применения трансфертных цен нефтяные компании в 1999 г. в качестве налогов выплатили лишь 46% от общей величины рентного дохода. В то же время при использовании расчетных рыночных цен налоги составили бы 77% рентного дохода. В 2000 г. нефтяные компании выплатили в виде налогов 56,4% рентного дохода (в значительной степени увеличение налоговых выплат по сравнению с предыдущим годом было достигнуто за счет существенного повышения экспортных пошлин), в то время как при применении рыночных цен уровень налоговых изъятий должен был бы составить 81,6%.

По нашим расчетам, проведенным по прогнозным условиям 2001 г., применение рыночных цен на нефть (определяемых на основе расчетных рыночных цен реализации нефти на внутреннем и внешнем рынке) в условиях действовавшей налоговой системы позволяло увеличить поступления в консолидированный бюджет от роялти и отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы при мировой цене на нефть 18 долл./барр. на 38,9 млрд руб., или 1,3 млрд долл., при мировой цене 21 долл./барр. – на 49,6 млрд руб., или 1,7 млрд долл. (данные цифры могут служить оценкой потерь государственного бюджета от применения трансфертных цен).

Серьезным недостатком действовавшей налоговой системы являлась низкая доля федерального бюджета в уплачиваемых платежах за пользование недрами (роялти). Так, согласно Закону РФ «О недрах» при добыче углеводородного сырья 40% данных платежей направлялось в федеральный бюджет и 60% – в территориальные бюджеты. В то же время при добыче углеводородов на территории автономного округа, входящего в состав области или края, роялти поступали в бюджет данной области или края за счет половины суммы платежей, поступавших в федеральный бюджет, т.е. федеральная доля в этом случае составляла лишь 20%. Поскольку большая часть нефти (66,6% в 2000 г.) добывается именно в таких авто-

номных округах, прежде всего в Ханты-Мансийском, средневзвешенная федеральная доля роялти, как показывают расчеты, составляла немногим более четверти (табл. 5.5).

Таблица 5.5

Структура добычи нефти и распределение роялти в 2000 г.

	Добыча нефти, млн т	Добыча нефти, %	Федеральная доля роялти, %
Россия, всего	323,2	100,0	26,7
1. Автономные округа в составе области, края	215,2	66,6	20,0
Ханты-Мансийский АО (Тюменская область)	181,0	56,0	20,0
Ямало-Ненецкий АО (Тюменская область)	31,9	9,9	20,0
Ненецкий АО (Архангельская область)	2,3	0,7	20,0
2. Остальные регионы	108,0	33,4	40,0

В середине 1990-х гг. российская система налогообложения минерально-сырьевого сектора была дополнена принципиально новым элементом – соглашениями о разделе продукции. Соглашение о разделе продукции (СРП) является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет инвестору на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку и добычу минерального сырья на определенном участке недр и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ. 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. За исключением платежей за пользование недрами, налога на прибыль, НДС и социальных платежей, инвестор в течение срока действия соглашения освобождается от взимания налогов и других обязательных платежей, предусмотренных законодательством. Взимание указанных налогов и платежей заменяется разделом продукции на условиях соглашения.

Система СРП, однако, не получила до сих пор сколько-нибудь существенного развития. Фактически действует лишь три СРП («Сахалин-1», «Сахалин-2» и Харьягинское), заключенных еще в середине 1990-х гг. до вступления в силу Федерального закона «О соглашениях о разделе продук-

ции». Привлечение инвестиций по заключенным СРП идет медленно, доходы федерального бюджета от действующих СРП крайне низки. Добыча нефти по проектам, реализуемым на условиях СРП, составляет лишь 0,7% общероссийской добычи (табл. 5.6). Переговоры по заключению новых соглашений идут крайне медленно. За последние пять лет заключено лишь одно соглашение о разделе продукции (Самотлорское), которое, однако, до сих пор не реализуется. Все это, по существу, свидетельствовало о ситуации кризиса, сложившейся с реализацией СРП в России.

Таблица 5.6

Добыча нефти по соглашениям о разделе продукции, млн т

Россия, всего	305,0	323,2	348,1
СРП, всего	0,2	2,2	2,6
«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани» («Сахалин-2»)	0,1	1,7	2,0
«Тоталь Разведка Разработка Россия» (Харьяга)	0,1	0,5	0,6
Удельный вес СРП в общей добыче, %	0,1	0,7	0,7

Источник: Министерство энергетики РФ.

Становящиеся все более очевидными недостатки действовавшей налоговой системы побудили правительство к разработке и принятию ряда решений, направленных на радикальное реформирование системы налогообложения минерально-сырьевого сектора.

5.3. Первый этап реформы налогообложения минерально-сырьевого сектора

Повышение эффективности системы налогообложения минерально-сырьевого сектора российской экономики и ее приведение в соответствие с мировой практикой требовали достаточно кардинального реформирования данной системы. Одним из наиболее важных вопросов такого реформирования являлся механизм установления ставок роялти. Первоначальный правительственный проект главы Налогового кодекса по налогу на добычу полезных ископаемых, изложенный в проекте Федерального закона «О внесении дополнения в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, отмене или внесении изменений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации» от 4 апреля 2001 г., предполагал

достаточно сложную схему определения налоговых ставок, заслуживающую специального рассмотрения. Согласно данному законопроекту налоговая база определяется как стоимость добытых полезных ископаемых с учетом поправочных коэффициентов. При добыче нефти и газового конденсата налоговая база в период с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2004 г. определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении с учетом поправочных коэффициентов.

Налоговая база (Вн) рассчитывается по следующим формулам:

- ☐ для начисления налога по углеводородному сырью (нефти)
- ☐ $V_n = B_6 * K_1 * K_6 * (K_2 + K_3 + K_4 + K_5) / 4$,
- ☐ для начисления налога по другим полезным ископаемым
- ☐ $V_n = B_6 * K_1 * (K_2 + K_3) / 2$,
- ☐ где B_6 – базовая величина налоговой базы;
- ☐ K_1 – коэффициент выработанности запасов;
- ☐ K_2 – коэффициент сложности геологического строения;
- ☐ K_3 – коэффициент районирования;
- ☐ K_4 – коэффициент дебитности участка;
- ☐ K_5 – коэффициент качества сырья;
- ☐ K_6 – коэффициент экономических условий (применяется при определении налоговой базы до 1 января 2005 г.).

Коэффициент выработанности запасов (K_1) характеризует стадию промышленной разработки месторождения полезных ископаемых и определяется как разница общего количества запасов и общего количества добытого полезного ископаемого (включая фактические потери), деленная на общее количество запасов. Общим количеством запасов признается общее количество балансовых запасов полезных ископаемых (балансовых извлекаемых запасов – для нефти, газового конденсата и природного газа) на начало промышленной разработки лицензионного участка. Общим количеством добытого полезного ископаемого (включая фактические потери) признается общее количество погашенных за период промышленной разработки лицензионного участка в недрах запасов полезных ископаемых.

Коэффициент сложности геологического строения (K_2) характеризует горно-геологические условия разработки месторождения полезных ископаемых по сложности геологического строения месторождения и устанавливается в размере: 1,0 – для месторождений (лицензионных участков) 1 группы; 0,8 – для месторождений (лицензионных участков) 2 группы; 0,7 – для месторождений (лицензионных участков) 3 группы; 0,5 – для месторождений (лицензионных участков) 4 группы. Отнесение месторождения

(лицензионного участка) к той или иной группе определяется геологическими характеристиками данного месторождения.

Например, нефтяные и газовые месторождения (участки) 1 группы характеризуются преимущественно однофазными залежами, связанными с ненарушенными или слабо нарушенными структурами, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщ и коллекторских свойств по площади и разрезу; 2 группы – преимущественно одно- и двухфазными залежами, характеризующимися невыдержанностью толщ и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами либо тектонических нарушений; 3 группы – преимущественно одно- и двухфазными залежами, характеризующимися как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщ и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади и разрезу.

Коэффициент районирования (К3) характеризует природно-географические условия освоения и разработки месторождения полезных ископаемых и устанавливается в размере: 1,0 – для всех месторождений (лицензионных участков), за исключением расположенных на континентальном шельфе РФ, в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях; 0,9 – для месторождений (лицензионных участков), расположенных на континентальном шельфе Российской Федерации; 0,8 – для месторождений (лицензионных участков), расположенных в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

Коэффициент дебитности (К4) характеризует продуктивность месторождений (лицензионных участков) и устанавливается в размере: 1,0 – для месторождений (лицензионных участков), дебитность которых составляет более 15 тонн нефти в сутки; 0,9 – для месторождений (лицензионных участков), дебитность которых составляет от 8 до 15 тонн нефти в сутки; 0,8 – для месторождений (лицензионных участков), дебитность которых составляет от 2 до 8 тонн нефти в сутки; 0,5 – для месторождений (лицензионных участков), дебитность которых составляет менее 2 тонн нефти в сутки. Дебитностью признается отношение количества добытой за предыдущий налоговый период нефти к эксплуатационному фонду скважин.

Коэффициент качества сырья (К5) характеризует качество нефти, добываемой из конкретного месторождения (лицензионного участка) и устанавливается в размере: 1,0 – для легкой нефти; 0,9 – для средней нефти; 0,8 – для тяжелой нефти. Легкой нефтью признается нефть с вязкостью в пла-

стовых условиях до 5 мПа.сек, средней нефтью – с вязкостью от 5 до 15 мПа.сек, тяжелой нефтью – с вязкостью более 15 мПа.сек.

Коэффициент экономических условий (К6) характеризует экономические условия разработки месторождений (лицензионных участков) нефти в зависимости от цен на нефть. Данный коэффициент определяется налогоплательщиком ежеквартально как отношение среднего за предыдущий налоговый период уровня цен маркерного сорта нефти Дейтид Брент (пересчитанного в рубли за 1 тонну нефти) к сумме в размере 4835 руб.

Налоговые ставки при добыче полезных ископаемых на введенных в промышленную разработку месторождениях установлены дифференцированно по основным видам полезных ископаемых в процентах от стоимости первого товарного продукта добытого полезного ископаемого. Так, по черным металлам ставка налога установлена в размере 6,8%, углю – 9,0%, редким металлам и драгоценным камням – 10,0%, цветным металлам – 11,0%, драгоценным металлам – 14,5%, углеводородному сырью – 21,0%. При добыче нефти и газового конденсата до 1 января 2005 г. установлена специфическая ставка налога в размере 600 руб. за 1 тонну; с 1 января 2005 г. – адвалорная ставка в размере 21%. В ряде случаев налоговая ставка устанавливается в размере 0%, в частности, при добыче полезных ископаемых на участках недр, находящихся в завершающей стадии промышленной разработки, и при добыче полезных ископаемых в части нормативных потерь полезных ископаемых.

Поскольку размер налога на добычу полезных ископаемых равен произведению налоговой базы и соответствующей налоговой ставки, предложенные поправочные коэффициенты фактически могут рассматриваться как коэффициенты, корректирующие базовую величину налоговой ставки (именно такой подход, кстати, и имел место в первоначальном варианте рассматриваемого законопроекта). Реальная ставка налога по нефти, таким образом, зависит от значений шести поправочных коэффициентов, пять из которых характеризуют геолого-экономические условия разработки месторождения, а один – внешние экономические условия производства (уровень мировых цен на нефть).

Данный подход, однако, имеет ряд серьезных недостатков. Налог на добычу полезных ископаемых фактически выполняет функцию роялти – платежа собственнику ресурсов (государству) за право пользования недрами и, вообще говоря, не должен учитывать все условия добычи полезного ископаемого. В конечном счете, все основные условия добычи отражаются в получаемом доходе и, таким образом, учитываются в налоге на доход

(налоге на прибыль, налоге на сверхприбыль). В мировой практике ставка роялти обычно является либо единой, либо дифференцируется в зависимости от крайне ограниченного числа факторов, как правило, какого-либо одного фактора (например, уровня добычи или цены на нефть). Рассматриваемый подход предполагает неоправданное расширение диапазона изменения ставки роялти и применение при ее расчете большого количества экспертно установленных коэффициентов.

Дифференциация значений поправочных коэффициентов не всегда соответствует степени влияния соответствующих геолого-экономических параметров на доходы от добычи полезного ископаемого. Поскольку большинство поправочных коэффициентов изменяется скачкообразно, даже небольшое различие в характеристиках месторождений при применении рассматриваемой схемы расчета может приводить к существенным различиям в ставках налога. Положение усугубляется нечеткостью критериев дифференциации некоторых коэффициентов (например, коэффициента сложности геологического строения). Наконец, нельзя не отметить, что рассматриваемый подход создает сильные стимулы для недропользователей к минимизации значений применяемых поправочных коэффициентов (например, путем манипулирования данными, определяющими значения тех или иных коэффициентов, либо путем коррупции).

Недостатки первоначально предложенного подхода определили принятие Правительством РФ другой концепции определения ставок налога на добычу полезных ископаемых, а именно введение единой (не дифференцированной) повышенной ставки роялти, обеспечивающей налоговые поступления государству на уровне, соответствующем суммарной величине уплачиваемых ресурсных платежей (платы за пользование недрами, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза на нефть). Данная концепция нашла выражение в проекте Федерального закона «О внесении изменений и дополнений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации, отмене или внесении изменений в некоторые другие законодательные акты Российской Федерации», внесенном Правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 28 апреля 2001 г. В мае-июле законопроект был рассмотрен и принят Государственной Думой, одобрен Советом Федерации, а 8 августа подписан Президентом РФ. Федеральный закон № 126-ФЗ от 8 августа 2001 г. «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» содержал комплекс мер по весьма 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, в частности, в Закон РФ «О недрах». Рассматриваемым законом в налоговую систему Российской Федерации с 1 января 2002 г. введен новый налог – на добычу полезных ископаемых, который заменяет три действовавших в 1992–2001 гг. платежа: плату за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть и газовый конденсат. Порядок исчисления и уплаты данного налога основывается на действовавшем порядке исчисления платы за пользование недрами при добыче полезных ископаемых. Налогоплательщиками признаются организации и индивидуальные предприниматели, осуществляющие добычу полезных ископаемых. Объектом налогообложения признаются добытые полезные ископаемые, а налоговой базой – стоимость добытых полезных ископаемых. Налоговые ставки установлены дифференцированно по видам полезных ископаемых в процентах от стоимости добытых полезных ископаемых (табл. 5.7). Установленные налоговые ставки определены на основе средних фактических ставок роялти и половины действовавших ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы (другая половина указанных отчислений, как и при действовавшей налоговой системе, остается в распоряжении добывающих предприятий, однако использование этих средств теперь не регламентируется). По нефти утвержденная ставка налога учитывает также величину акциза.

Таблица 5.7

**Ставки налога на добычу полезных ископаемых
по видам полезных ископаемых**

Виды добытых полезных ископаемых	Ставка (в %)
Калийные соли	3,8
Торф	4,0
Руды черных металлов	4,8
Апатит-нефелиновые и фосфоритовые руды	4,0
Горно-химическое неметаллическое сырье (за исключением калийных солей, апатит-нефелиновых и фосфоритовых руд)	5,5
Соль природная и чистый хлористый натрий	5,5
Радиоактивные металлы	5,5

Таблица 5.7 продолжение

Виды добытых полезных ископаемых	Ставка (в %)
Уголь каменный, уголь бурый и горючие сланцы	4,0
Теплоэнергетические и промышленные воды	5,5
Неметаллическое сырье, используемое в основном в строительной индустрии	5,5
Горнорудное неметаллическое сырье	6,0
Битуминовые породы	6,0
Подземные минеральные воды	7,5
Другие полезные ископаемые, не включенные в другие группировки	6,0
Кондиционный продукт пьезооптического сырья, особо чистого кварцевого сырья и камнесамоцветного сырья	6,5
Редкие металлы, как образующие собственные месторождения, так и являющиеся попутными компонентами в рудах других полезных ископаемых	8,0
Драгоценные металлы (извлечение драгоценных металлов из коренных (рудных), россыпных и техногенных месторождений с получением концентратов и других полупродуктов, содержащих драгоценные металлы), а также драгоценные металлы, являющиеся полезными компонентами многокомпонентной комплексной руды, за исключением золота	6,5
Золото	6,0
Природные алмазы, другие драгоценные и полудрагоценные камни	8,0
Цветные металлы	8,0
Газ горючий природный из газовых месторождений и газовый конденсат из газоконденсатных месторождений	16,5
Нефть, газовый конденсат из нефтегазоконденсатных месторождений	16,5
Многокомпонентная комплексная товарная руда, а также полезные компоненты комплексной руды, за исключением драгоценных металлов	8,0

Источник: Федеральный закон от 08.08.01 № 126-ФЗ.

Налогоплательщики, осуществившие поиск и разведку разрабатываемых месторождений полезных ископаемых за счет собственных средств или возместившие все расходы государства на поиск и разведку соответствующего количества запасов полезных ископаемых (по действовавшему законодательству такие недропользователи не являлись плательщиками отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы), уплачивают налог на добычу полезных ископаемых с коэффициентом 0,7. При выполнении соглашений о разделе продукции (за исключением соглашений, заключенных до вступления в действие главы 26 Налогового кодекса) ставки

налога на добычу полезных ископаемых применяются с коэффициентом 0,5.

В ряде случаев установлены нулевые налоговые ставки, а именно при добыче полезных ископаемых в части нормативных потерь полезных ископаемых, при добыче попутного газа и попутных подземных вод, при добыче полезных ископаемых при разработке некондиционных (остаточных запасов пониженного качества) или ранее списанных запасов полезных ископаемых, а также в некоторых других случаях.

Для добычи нефти в период с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2004 г. налоговой базой является объем продукции в натуральном выражении, а налоговая ставка установлена в размере 340 руб. за 1 тонну. Специфическая ставка налога по нефти корректируется с учетом уровня мировых цен на нефть и изменения валютного курса рубля. Для этого применяется специальный коэффициент, рассчитываемый по следующей формуле:

$$К_{ц} = (Ц - 8) \times P / 252,$$

где $K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

$Ц$ – средний за налоговый период уровень цен сорта нефти «Юралс» в долларах США за баррель;

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

Поправочный коэффициент $K_{ц}$ 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 позволяет существенно снизить регрессивность налога на добычу нефти, ставка которого установлена в абсолютном выражении (в рублях за тонну).

Замена трех действовавших платежей (платы за пользование недрами, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза на нефть и газовый конденсат) одним налогом на добычу полезных ископаемых теоретически и практически представляется вполне оправданной. С точки зрения мировой практики вводимый налог фактически будет выполнять функции роялти (платежа собственнику ресурсов за право разработки запасов). Применительно к нефти речь фактически идет о повышении платы за пользование недрами со среднего фактического значения 8,2% до 16,5%, взимаемых по единой ставке, при одновременной отмене отчисле-

ний на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза. Применение единой ставки налога в размере 16,5% соответствует мировой практике (например, в США на находящихся в федеральной собственности оффшорных 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, т.е. 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. 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.

Введение налога на добычу полезных ископаемых позволило упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой. Установление же специфической ставки налога на добычу по нефти на период отладки механизма применения рыночных цен для целей исчисления налогов позволит преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования.

Федеральным законом № 126-ФЗ предусмотрено радикальное перераспределение налоговых платежей, взимаемых при добыче полезных ископаемых, между бюджетами разного уровня. Так, при добыче углеводородного сырья 40% платежей за пользование недрами (роялти) в соответствии с действовавшим законодательством направлялось в федеральный бюджет и 60% – в территориальные бюджеты. В то же время при добыче углеводородов на территории автономного округа, входящего в состав области или края, роялти поступали в бюджет данной области или края за счет половины суммы платежей, поступавших в федеральный бюджет, т.е. федеральная доля в этом случае составляла лишь 20%. Поскольку большая часть нефти добывается именно в таких автономных округах, прежде всего в Ханты-Мансийском, средневзвешенная федеральная доля роялти составляла лишь около четверти. Принятым в составе рассматриваемого закона дополнением к ст. 48 Бюджетного кодекса Российской Федерации предусмотрено, что 80% от суммы налога на добычу полезных

ископаемых направляется в федеральный бюджет, а 20% – в бюджет субъекта Российской Федерации. При добыче углеводородов на территории автономного округа, входящего в состав области или края, в федеральный бюджет направляется 74,5% суммы налога, в бюджет автономного округа – 20%, в бюджет области или края – 5,5%.

Наряду с дополнениями, внесенными в Налоговый и Бюджетный кодексы, Федеральным законом № 126-ФЗ предусмотрено внесение ряда принципиальных изменений и дополнений в другие законодательные акты, в том числе в закон Российской Федерации «О таможенном тарифе». В частности, поправками к данному закону впервые законодательно установлены предельные размеры вывозных таможенных пошлин на углеводороды, изменяющиеся в зависимости от уровня мировых цен. Так, по нефти экспортная пошлина 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% от 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% от разницы между фактической средней ценой нефти за два предшествующих месяца и 182,5 долл.

Поправками к закону «О недрах», принятыми Федеральным законом № 126-ФЗ, установлена система специальных неналоговых платежей при пользовании недрами, к которым отнесены: разовые платежи за пользование недрами при наступлении определенных событий, оговоренных в лицензии; регулярные платежи за пользование недрами (взимаются при поиске и разведке месторождений полезных ископаемых и строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых); плата за геологическую информацию о недрах; сбор за участие в конкурсе (аукционе) и сбор за выдачу лицензий.

5.4. Перспективные направления реформы налогообложения минерально-сырьевого сектора

Дальнейшее совершенствование налогообложения минерально-сырьевого сектора, на наш взгляд, должно предполагать повышение гибкости механизма взимания налога на добычу полезных ископаемых, введенного в российскую налоговую систему с начала 2002 г. Повышению эффективности налоговой системы способствовала бы определенная

дифференциация (корректировка) ставки налога на добычу полезных ископаемых, учитывающая величину рентного дохода, получаемого на конкретных месторождениях полезных ископаемых.

Например, на крупных нефтяных месторождениях величина рентного дохода на единицу продукции, как правило, значительно выше, чем на средних и мелких месторождениях. В связи с этим для крупных нефтяных месторождений возможно применение повышенной ставки налога на добычу полезных ископаемых: например, при превышении определенного порогового уровня добычи нефти к ставке налога на добычу применяется специальный повышающий коэффициент (либо единый, либо дифференцированный в зависимости от уровня добычи нефти). Например, если добыча нефти на месторождении превышает 10 млн т в год, налог на добычу уплачивается с коэффициентом 1,5. Такой подход используется в мировой практике. Например, в США на оффшорных месторождениях Аляски, если месторождение дает более 300 тыс. барр. нефти в сутки (15 млн т в год), в дополнение к роялти в размере 16,67%, который уплачивается федеральному правительству, применяется специальный налог на добычу для штата Аляска в размере 12,15% от стоимости продукции. Таким образом, реальная ставка роялти фактически повышается с 16,67% до 28,82%, или примерно в 1,7 раза. Заметим, что определение пороговых значений добычи нефти и величины поправочных коэффициентов применительно к российским условиям требует специального дополнительного обоснования.

Вместе с тем представляется необходимой разработка и принятие соответствующей нормативной базы для применения льгот по уплате налога на добычу полезных ископаемых в отношении истощенных и трудноизвлекаемых запасов. Ставку налога на добычу полезных ископаемых целесообразно поставить в зависимость от степени истощения месторождения, показателем которого в нефтяном секторе является выработанность начальных извлекаемых запасов нефти. Например, при выработанности запасов от 80% до 90% налог на добычу может уплачиваться с коэффициентом 0,75, при выработанности свыше 90% – с коэффициентом 0,5. В этом случае коэффициент 0,75 будет применяться примерно к 14,6% добываемой нефти, коэффициент 0,5 – к 2,7% нефти (табл. 5.8). В случае введения льгот по налогу на добычу полезных ископаемых только для месторождений с выработанностью запасов более 85% под льготы попадет лишь 10,7% добываемой нефти. В качестве показателей истощенности месторождения могут также использоваться показатели обводненности продукции и среднего дебита нефтяных скважин.

Таблица 5.8

**Структура добычи нефти по показателю выработанности
запасов в 2001 г.**

Выработанность запасов нефти	Добыча нефти, %
Менее 80%	82,7
80–85%	6,6
85–90%	8,0
90–95%	1,9
Более 95%	0,8

Источник: Минэнерго России.

Применение льготных ставок налога на месторождениях (лицензионных участках), находящихся на поздней стадии разработки, будет стимулировать более рациональное использование нефтяных запасов за счет углубленной разработки эксплуатируемых месторождений. При этом продолжение разработки истощенных месторождений обеспечит дополнительные налоговые поступления в государственный бюджет за счет налога на прибыль, налога на имущество, единого социального налога и т.д.

Применительно к налогообложению добычи нефти налог на добычу полезных ископаемых заменяет плату за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть. В то же время для природного газа налог на добычу заменяет только роялти и отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы при сохранении акциза на природный газ. Ставка налога на добычу по газу установлена на уровне 16,5%, ставка акциза на газ составляет 15% при реализации газа на территории Российской Федерации и в страны СНГ и 30% – при реализации газа за пределы СНГ.

Более предпочтительной схемой, на наш взгляд, является унификация налогообложения нефти и природного газа, которая предполагает отмену акциза на природный газ и замену трех видов платежей (роялти, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза) одним налогом на добычу. Такой подход позволяет упростить налоговую систему, соответствует мировой практике и отвечает предстоящим институциональным преобразованиям в газовом секторе, предполагающим разделение газодобывающей и газотранспортной составляющих. Ставка налога на добычу газа должна обеспечивать сохранение текущего уровня налоговых поступлений от роялти, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза. При этом в отличие от нефти, для которой с целью нейтрализации негативных налоговых последствий применения

трансфертных цен на 2002–2004 гг. установлена специфическая ставка налога на добычу, для природного газа может быть установлена адвалорная ставка налога.

Применение адвалорной ставки обеспечивает автоматическое увеличение налоговых поступлений при росте мировых и внутренних цен на газ. В настоящее время цены на газ на внутреннем рынке занижены не только по сравнению с мировыми ценами, но и с ценами на альтернативные виды топлива. Соотношение цен на энергетический уголь, газ и мазут (в пересчете на условное топливо) на европейском рынке составляет 1:1,6:1,7, тогда как на внутреннем рынке – 1,0:0,6:1,5. Поэтапное повышение внутренних цен на природный газ предусматривается в концепции энергетической стратегии России на перспективу. В этих условиях применение специфической ставки налога на добычу газа неизбежно приведет к отставанию фактических налоговых поступлений от потенциально возможных.

По нашим расчетам, при унификации подходов к налогообложению нефти и природного газа ставка налога на добычу по газу должна быть повышена с 16,5%, установленных в главе 26 Налогового кодекса, до примерно 45%. Следует также отметить, что введение налога на добычу по газу взамен роялти, отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза предполагает переход к предусмотренной в главе 26 уплате налога по принципу отгрузки (по акцизу на газ датой реализации считается день оплаты).

Применение экспортной пошлины на нефть как одного из достаточно эффективных инструментов налогообложения целесообразно в течение периода, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть. Правомочность применения такого налога признается и нефтяными компаниями, однако, поскольку установление ставки экспортной пошлины полностью находилось в компетенции правительства, последние настаивали на законодательной регламентации данных ставок. Такой подход нашел отражение в проекте главы Налогового кодекса «Таможенная пошлина и таможенные сборы», подготовленном депутатами Государственной Думы Дубовым В.М., Динесом И.Ю., Игнатовым В.М. и другими. Данным законопроектом предлагается законодательно установить ставки экспортной пошлины на нефть в зависимости от уровня мировых цен на нее. При уровне мировой цены на нефть до 12 долл./барр. пошлина не взимается (ставка равна нулю). Затем ставка пошлины увеличивается с 0,46 евро/т при цене нефти от 12 до 14 долл./барр. до 53,65 евро/т при цене нефти 34 долл./барр. и выше. Всего предусмотрено 12 фиксированных ста-

вок пошлины, соответствующих интервалам изменения мировой цены на нефть на каждые 2 долл./барр.

Предложенный подход представляется, однако, недостаточно обоснованным, поскольку законодательная фиксация налоговых ставок фактически лишает данный налог необходимой гибкости. Так, при повышении внутренних цен на нефть (например, вследствие роста затрат на добычу или расширения технических возможностей экспорта) эффективность экспорта неизбежно снизится и утвержденные ставки экспортной пошлины могут оказаться чрезмерно высокими. В случае же снижения реальных внутренних цен на нефть (например, вследствие девальвации рубля) данные ставки могут оказаться заниженными. В связи с этим более предпочтительным представляется подход, позволяющий правительству варьировать ставку пошлины в определенном диапазоне в зависимости от ситуации, складывающейся на мировом и внутреннем рынке.

Такой подход фактически был реализован в поправках к закону «О таможенном тарифе», принятых Федеральным собранием РФ в 2001 г. в составе Федерального закона № 126-ФЗ. Данным законом впервые законодательно установлены предельные размеры вывозных таможенных пошлин на углеводороды, изменяющиеся в зависимости от уровня мировых цен (см. раздел 3). Ставка экспортной пошлины на нефть устанавливается на срок, равный двум календарным месяцам, и подлежит пересмотру на основании регулярного мониторинга цен на российскую нефть на мировых рынках (средиземноморском и роттердамском). Новая ставка экспортной пошлины вводится в действие с первого числа второго календарного месяца, следующего за окончанием периода мониторинга.

В отличие от нефти ставка экспортной пошлины на природный газ является адвалорной (5% таможенной стоимости). Установление специфической ставки экспортной пошлины на природный газ, изменяющейся в зависимости от уровня мировых цен на газ, целесообразно лишь при наличии реальных возможностей российских экспортеров занижать цены реализации газа на экспорт (как это имеет место по нефти, например, путем реализации нефти находящимся за рубежом подконтрольным структурам, осуществляющим ее дальнейшую перепродажу). В противном случае целесообразно сохранение адвалорной ставки экспортной пошлины на природный газ. Такая ставка, однако, может быть прогрессивной, т.е. увеличиваться с ростом мировой цены на газ.

В перспективе экспортные пошлины должны быть отменены. Раздельный режим налогообложения для экспортируемых и поставляемых на внут-

внутренний рынок энергоресурсов не соответствует мировой практике (в том числе принципам ВТО) и не отвечает задачам повышения экономической эффективности, поскольку поддерживает более низкий, по сравнению с мировым, уровень внутренних цен на энергоресурсы. Субсидирование же промышленности и других секторов национальной экономики с помощью низких цен на энергоресурсы неизбежно ведет к их расточительному использованию и консервации неэффективной структуры экономики.

Совершенствование налогообложения минерально-сырьевого сектора должно предполагать переход к применению для целей исчисления налогов рыночных цен на минеральное сырье, который позволит преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Рыночные цены на нефть могут определяться на основе ее мировой цены, скорректированной с учетом разницы в качестве нефти и величины транспортных затрат. В переходный период, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть, рыночные цены могут определяться как средневзвешенные на основе расчетных рыночных цен по поставкам нефти на внутренний и внешний рынок. При этом расчетные рыночные цены по поставкам нефти на внутренний рынок должны определяться на основе розничных цен реализации нефтепродуктов, а по поставкам нефти на экспорт – на основе мировых цен. Рыночные цены должны определяться по основным нефтегазовым провинциям (регионам) страны на основе обобщенных данных о затратах и прибыли при транспортировке и переработке нефти и реализации нефтепродуктов.

Принципиально новым элементом российской системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики может стать налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД). Данный налог первоначально был предложен к введению вместо акциза на нефть. В оформленном виде концепция НДД была включена в состав проекта части второй Налогового кодекса, внесенного Правительством РФ на рассмотрение в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 30 апреля 1997 г. В данной версии НДД предлагалось распространить на все месторождения углеводородов на территории страны. Шкала налога включала 14 градаций, ставка колебалась от 10% (при значении Р-фактора меньше 1,00) до 90% (при Р-факторе больше 3,00). В несколько измененном виде концепция НДД получила отражение в следующей версии проекта Налогового кодекса, внесенного Правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 31 января 1998 г. и принятого Государственной Думой в первом чтении 16 апреля 1998 г. В данном проекте предусматривалось распро-

странение НДД только на новые месторождения. Число градаций шкалы налога было сокращено с 14 до 7, ставка налога изменялась от 0% (при Р-факторе меньше 1,00) до 60% (при Р-факторе больше 2,00). Поскольку вторая часть Налогового кодекса в версии 1998 г. не была принята Государственной Думой, идея НДД была оформлена в виде отдельного законопроекта – Федерального закона «О налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов». Проект данного закона был внесен в Государственную Думу от имени группы депутатов (С.Э. Дон и другие). Основное отличие подготовленного законопроекта от версии Налогового кодекса – распространение НДД не только на новые, но и на разрабатываемые (старые) месторождения. В ноябре 1998 г. законопроект получил одобрение Комитета по бюджету, налогам, банкам и финансам Государственной Думы, однако самой Государственной Думой рассмотрен не был.

НДД имеет ряд достаточно явно выраженных преимуществ по сравнению с введенным в действие налогом на добычу полезных ископаемых. В отличие от налога на добычу, рассчитываемого на основе показателя валовой выручки, НДД основан на показателе дополнительного дохода, объективно отражающего реальную экономическую эффективность разработки конкретного месторождения. НДД непосредственно учитывает горно-геологические и экономические условия добычи углеводородов, так как напрямую связан с показателями прибыльности месторождения (дополнительным доходом и Р-фактором). НДД учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения, т.е. его истощение (по мере истощения месторождения снижается дополнительный доход и размер налога). НДД стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений, поскольку налог не взимается вплоть до полной окупаемости капитальных затрат.

В то же время нельзя не 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. Следует также указать на необходимость доработки подготовленных законопроектов по введению НДД, имеющих ряд существенных недостатков. На наш взгляд, введение и порядок исчисления НДД должны соответствовать следующим основным принципам.

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

Применение НДД будет стимулировать инвестиции за счет фактического освобождения инвесторов от налога вплоть до полного возмещения капитальных затрат. В то же время снижение общих налоговых поступлений от нефтяного сектора будет незначительным, так как удельный вес новых месторождений в общей добыче нефти в России достаточно мал. Доля новых месторождений (месторождений, введенных в эксплуатацию в течение последних пяти лет) в общей добыче нефти в России составляет примерно 5%, а новых месторождений, введенных непосредственно в текущем году, – менее 1%.

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

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

Целесообразно сокращение числа градаций шкалы НДД. 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). Кроме того, создаются стимулы к завышению расходов около пороговых значений Р-фактора, так как небольшое увеличение Р-фактора приводит здесь к значительному увеличению налогового обязательства. Единая налоговая ставка, в отличие от прогрессивной, не создает таких стимулов, однако она не позволяет учесть разнообразие горно-геологических и экономико-географических условий разработки российских нефтяных месторождений, т.е. различия в экономической эффективности проектов (в случае высокоэффективных проектов это будет приводить к недополучению государством значительной части ресурсной ренты).

Возможным решением, на наш взгляд, может быть введение шкалы НДД, состоящей из четырех градаций, например, в варианте, представленном в *табл. 5.9*.

Таблица 5.9

Ставки налога на дополнительный доход от добычи углеводородов

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

Следует, однако, отметить, что при применении ступенчатой шкалы ставки НДД возникает нежелательный затратный эффект, связанный со скачкообразным изменением ставки налога. В этих условиях недропользователю может оказаться выгоднее сделать дополнительные инвестиции (т.е. любым способом увеличить затраты), чем платить налог по значительно более высокой ставке. В целях избежания такого эффекта для расчета ставки налога целесообразно использовать непрерывную зависимость ставки налога от Р-фактора, описываемую той или иной формулой. В этих целях, на наш взгляд, может быть использована формула, представленная в *табл. 5.10*.

Таблица 5.10

Ставки налога на дополнительный доход от добычи углеводородов

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

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

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

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

1. Определение налоговой базы:

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

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

$$\text{ПВЗ}(t) = (\text{ЗПР}(t) - A(t)) + \text{KB}(t) + \text{Н.ПВЗ}(t-1) * k(t);$$

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

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

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

2. Определение налоговых ставок:

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

a – накопленный доход;

b – накопленные затраты;

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

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

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

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

Шкала налога:

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

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

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

Обозначения:

ДД – дополнительный доход;

СУВ – стоимость углеводородов;

Ц – цена нефти (без НДС, расходов на транспортировку до покупателя и затрат на экспорт);

V – объем добычи нефти;

РВЗ – расчетные вычитаемые затраты;

ЗПР – затраты на производство и реализацию;

А – амортизация;

КВ – капитальные вложения;

Н.РВЗ – невозмещенные расчетные вычитаемые затраты;

ПВЗ – подлежащие вычетам затраты;

К – индекс цен производителей;

НДД – налог на дополнительный доход;

Н кр.НДД – все налоги и обязательные платежи, кроме НДД;

З – затраты;

Ст. – ставка налога;

t – время (год, квартал).

Налогообложение рентных доходов с помощью НДД теоретически является более предпочтительным по сравнению со схемой, основанной на налоге на добычу полезных ископаемых. 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. Это 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 0,2).

Таким образом, для изъятия ресурсной ренты и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно ввести налог на дополни-

тельный 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 экономические 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.

Налогообложение добычи нефти, таким образом, будет основано на трех основных составляющих: налоге на добычу (взимаемом по пониженной ставке), налоге на дополнительный доход и налоге на прибыль. Такая система позволит обеспечить как адекватные поступления государству, так и устойчивое развитие нефтяного сектора экономики. Аналогично в перспективе должна строиться и система налогообложения добычи газа.

Таким образом, дальнейшее реформирование системы налогообложения минерально-сырьевого сектора экономики должно идти по следующим основным направлениям. Необходимо повышение гибкости механизма взимания налога на добычу полезных ископаемых, предполагающее определенную дифференциацию (корректировку) ставки данного налога с учетом величины рентного дохода, получаемого на конкретных месторождениях. Ставка налога на добычу может быть поставлена в зависимость от уровня добычи нефти и степени выработанности запасов. Необходимы разработка и принятие соответствующей нормативной базы для применения льгот по уплате налога на добычу в отношении истощенных и трудноизвлекаемых запасов. Целесообразна централизация поступлений от налога на добычу полезных ископаемых, прежде всего углеводородов, в федеральном бюджете. Применение экспортной пошлины на нефть целесообразно в течение периода, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть. В перспективе экспортная пошлина должна быть отменена. Необходимо осуществить переход к применению для целей исчисления налогов рыночных цен на нефть, который позволил бы преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Для изъятия ресурсной ренты и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно ввести налог на дополнительный доход от добычи углеводородов, который должен уплачиваться

недропользователями при разработке новых месторождений вместо части налога на добычу полезных ископаемых.

Общая система налогообложения должна дополняться специальным налоговым режимом при выполнении соглашений о разделе продукции. Такой режим позволяет обеспечить инвестору стабильные экономические и правовые условия деятельности в течение всего периода реализации инвестиционного проекта и может рассматриваться в качестве механизма привлечения в минерально-сырьевой сектор крупномасштабных прямых иностранных инвестиций. Развитие системы СРП предполагает законодательную регламентацию особенностей налогообложения при выполнении данных соглашений, а именно принятие специальной главы Налогового кодекса РФ по налогообложению в режиме СРП.

Вопросы налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции в настоящее время регулируются 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, включены в состав соответствующих глав Налогового кодекса). Нормы, установленные указанными законодательными актами, не в полной мере соответствуют нормам Федерального закона «О соглашениях о разделе продукции». Включение в состав Налогового кодекса РФ специальной главы по системе налогообложения при выполнении СРП обусловлено необходимостью полного и четкого определения особенностей налогообложения в данном режиме в целях соблюдения интересов государства и создания стабильных условий работы для инвестора. В настоящее время на рассмотрение Государственной Думы Федерального Собрания РФ внесено два различных проекта главы Налогового кодекса РФ «Система налогообложения при выполнении соглашений о разделе продукции». Первый проект внесен Правительством РФ в декабре 2001 г., второй – группой депутатов Государственной Думы в феврале 2002 г.

Как показывает анализ представленных законопроектов, и правительственный, и депутатский вариант главы Налогового кодекса соответствуют базовым принципам СРП. В то же время они имеют существенные различия, а ряд положений депутатского законопроекта требует серьезной корректировки.

Основным принципиальным различием представленных законопроектов является подход к возмещению осуществленных инвестором капитальных затрат: правительственный вариант главы Налогового кодекса преду-

смачивает амортизационную схему возмещения затрат, депутатский вариант – компенсацию затрат инвестора без применения схемы амортизации. Применение механизма амортизации позволяет обеспечить значительно более раннее поступление доходов государству, чем альтернативный подход, предусмотренный в депутатском законопроекте. В этом отношении правительственный вариант является более предпочтительным с точки зрения государства, депутатский – с точки зрения инвесторов, поскольку предусматривает более мягкую схему возмещения затрат и более быструю окупаемость инвестиций.

В случае принятия схемы возмещения затрат, предложенной в депутатском законопроекте, интересам государства отвечало бы установление в данной главе Налогового кодекса максимального предельного уровня годового возмещения затрат (предельного уровня компенсационной продукции). Установление такого ограничения гарантировало бы 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). Ограничение на возмещение затрат существует во многих нефтедобывающих странах и обычно не превышает 40–50%, хотя в некоторых странах может выходить за эти пределы (например, в Индонезии и Казахстане предел возмещения затрат по СРП составляет 80%). Как правило, предельная доля компенсационной продукции выше в районах с более сложными природно-геологическими условиями. Установление в главе Налогового кодекса верхнего предела возмещения затрат исключило бы повторение ситуации, наблюдающейся с реализуемыми в настоящее время проектами «Сахалин-2» и Харьягинский, в которых предельный уровень компенсационной продукции установлен в размере 100% и вся добываемая продукция, остающаяся после уплаты роялти, полностью уходит на возмещение затрат инвестора.

Максимальный предел возмещения затрат при реализации СРП, на наш взгляд, мог бы быть установлен на уровне 80%, что является достаточно мягким ограничением и соответствует мировой практике. В конкретных соглашениях о разделе продукции предел возмещения затрат может устанавливаться ниже максимально допустимого уровня (определение такого предела будет являться предметом переговоров). В случае принятия схемы возмещения затрат, предложенной в депутатском законопроекте, интересам государства также отвечало бы исключение из текста главы положения об аплифте невозмещенных затрат.

Вместе с тем целесообразно сохранение установленного ограничения для применения режима СРП в размере 30% разведанных запасов полезных ископаемых. В настоящее время следует сосредоточить внимание на совершенствовании системы государственного регулирования и контроля за процессом подготовки, заключения и выполнения таких соглашений и завершении работы по подготовке соглашений по участкам недр, уже выделенным под разработку на условиях раздела продукции.

5.5. Выводы и предложения

Минерально-сырьевой сектор является базовым сектором экономики России, играющим важнейшую роль в формировании доходов государственного бюджета и активного платежного баланса страны. В связи с этим чрезвычайно актуальной является проблема построения эффективной системы налогообложения минерально-сырьевого сектора, обеспечивающей как изъятие государством ресурсной ренты, генерируемой при добыче минерального сырья, так и сохранение стимулов для инвестиций в данный сектор экономики. Сформировавшаяся в России система налогообложения минерально-сырьевого сектора не являлась достаточно эффективной с точки зрения достижения указанных целей. Существенные недостатки действовавшей налоговой системы обусловили необходимость ее радикального реформирования с целью повышения ее эффективности и приведения в соответствие с мировой практикой.

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. С 1 января 2002 г. в налоговую систему Российской Федерации введен новый налог – налог на добычу полезных ископаемых, заменивший три действовавших в 1992–2001 гг. платежа: плату за пользование недрами (роялти), отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциз на нефть и газовый конденсат. Порядок исчисления и уплаты данного налога основывается на действовавшем порядке исчисления платы за пользование недрами при добыче полезных ископаемых. Налоговые ставки установлены дифференцированно по видам полезных ископаемых в процентах от стоимости добытых полезных ископаемых в размере, соответствующем средним фактическим ставкам роялти и части действовавших ставок отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, перечислявшейся в государственный бюджет. По нефти утвержденная ставка налога учитывает также

величину акциза. На 2002–2004 гг. для добычи нефти установлена специфическая ставка налога на добычу, рассчитанная с учетом цен реализации нефти на внешнем рынке. Данная ставка корректируется с учетом уровня мировых цен на нефть и изменения валютного курса рубля.

С точки зрения мировой практики введенный налог выполняет функции роялти – платежа собственнику ресурсов за право разработки запасов. Применительно к нефти речь фактически идет о повышении платы за пользование недрами со среднего значения 8,2% до 16,5%, взимаемых по единой ставке, при одновременной отмене отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и акциза. Применение единой ставки налога в размере 16,5% соответствует мировой практике, 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 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.

Введение налога на добычу полезных ископаемых позволило упростить налоговую систему и привести ее в соответствие с мировой практикой. Установление же для нефти специфической ставки налога на добычу на период отладки механизма применения рыночных цен для целей исчисления налогов позволяет преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Важными элементами первого этапа реформирования налогообложения минерально-сырьевого сектора явились также перераспределение налоговых платежей, взимаемых при добыче полезных ископаемых, в пользу федерального бюджета и законодательное установление предельных размеров вывозных таможенных пошлин на нефть, изменяющихся в зависимости от уровня мировых цен.

Дальнейшее совершенствование налогообложения минерально-сырьевого сектора должно предполагать повышение гибкости механизма взимания налога на добычу полезных ископаемых, а именно: определенную дифференциацию (корректировку) ставки данного налога, учитывающую величину рентного дохода, получаемого на конкретных месторождениях полезных ископаемых. Ставка налога на добычу полезных ископаемых для нефти может быть поставлена в зависимость от уровня добычи и степени выработанности запасов. Для крупных месторождений возможно применение повышенной ставки налога на добычу полезных

ископаемых: например, при превышении определенного порогового уровня добычи нефти к ставке налога на добычу применяется специальный повышающий коэффициент (либо единый, либо дифференцированный в зависимости от уровня добычи нефти).

Для истощенных и трудноизвлекаемых запасов целесообразно применение пониженных ставок налога на добычу полезных ископаемых. Ставку налога целесообразно поставить в зависимость от степени истощения месторождения, показателем которого в нефтяном секторе является выработанность начальных извлекаемых запасов нефти. Например, при выработанности запасов от 80% до 90% налог на добычу может уплачиваться с коэффициентом 0,75, при выработанности свыше 90% – с коэффициентом 0,5. В качестве показателей истощенности месторождения могут также использоваться показатели обводненности продукции и среднего дебита нефтяных скважин. Применение льготных ставок налога на месторождениях (лицензионных участках), находящихся на поздней стадии разработки, будет стимулировать более рациональное использование нефтяных запасов за счет углубленной разработки эксплуатируемых месторождений (при этом продолжение разработки истощенных месторождений обеспечит дополнительные налоговые поступления в государственный бюджет за счет налога на прибыль, налога на имущество, единого социального налога и т.д.).

Целесообразна централизация поступлений от налога на добычу полезных ископаемых, уплачиваемого по основным видам полезных ископаемых, прежде всего углеводородам, в федеральном бюджете, либо увеличение федеральной доли при распределении поступлений от налога между бюджетами разного уровня до 95%.

Применение экспортной пошлины на нефть целесообразно в течение периода, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть. В перспективе экспортная пошлина должна быть отменена. Раздельный режим налогообложения для экспортируемой и поставляемой на внутренний рынок нефти не соответствует мировой практике (в том числе принципам ВТО) и не отвечает задачам повышения экономической эффективности, поскольку поддерживает более низкий, по сравнению с мировым, уровень внутренних цен на нефть.

Совершенствование налогообложения минерально-сырьевого сектора должно также предполагать переход к применению для целей исчисления налогов рыночных цен на минеральное сырье, который позволит преодолеть негативные налоговые последствия трансфертного ценообразования. Рыночные цены на нефть могут определяться на основе ее мировой цены,

скорректированной с учетом разницы в качестве нефти и величины транспортных затрат. В переходный период, пока сохраняется существенная разница в уровне внутренних и мировых цен на нефть, рыночные цены могут определяться как средневзвешенные на основе расчетных рыночных цен по поставкам нефти на внутренний и внешний рынок. При этом расчетные рыночные цены по поставкам нефти на внутренний рынок должны определяться на основе розничных цен реализации нефтепродуктов, а по поставкам нефти на экспорт – на основе мировых цен. Рыночные цены должны определяться по основным нефтегазовым провинциям (регионам) страны на основе обобщенных данных о затратах и прибыли при транспортировке и переработке нефти и реализации нефтепродуктов.

Для изъятия рентного дохода и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно ввести налог на дополнительный доход от добычи углеводородов (НДД), который должен уплачиваться недропользователями при разработке новых месторождений вместо части налога на добычу полезных ископаемых. НДД учитывает горно-геологические и экономические 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.

Введение и порядок исчисления НДД должны соответствовать следующим основным принципам. Введение НДД целесообразно только для новых месторождений. Под новыми месторождениями следует понимать все месторождения, разработка и добыча нефти на которых будут начаты после принятия главы Налогового кодекса по НДД. Налоговые обязательства по уплате НДД по каждому лицензионному участку должны определяться отдельно. Область применения НДД на первом этапе целесообразно ограничить добычей только жидких углеводородов, т.е. нефти и газового конденсата.

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, скорректированных с учетом инфляции. 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 НДС. В то же время все остальные налоги и обязательные платежи, включая налог на добычу полезных ископаемых и налог на прибыль, при расчете накопленного дохода должны вычитаться.

В целях избежания нежелательного затратного эффекта, связанного со скачкообразным изменением ставки налога при использовании ступенчатой шкалы ставки НДС, для определения ставки налога целесообразно использовать непрерывную зависимость данной ставки от Р-фактора.

Налогообложение рентного дохода с помощью НДС теоретически является более предпочтительным по сравнению со схемой, основанной на налоге на добычу полезных ископаемых. В то же время схема НДС является и значительно 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. 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 при применении НДС должен, однако, взиматься по достаточно низкой ставке (например с коэффициентом 0,2).

В перспективе в налогообложении минерально-сырьевого сектора необходимо перейти к налоговой системе, основанной на трех основных составляющих: налоге на добычу полезных ископаемых, налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов и налоге на прибыль. Такая система является более прогрессивной, поскольку в значительно большей степени основана на налогообложении доходов.

Дополнительным элементом налоговой системы, способствующим привлечению инвестиций и позволяющим учесть особые условия добычи полезных ископаемых, должен стать специальный налоговый режим при выполнении соглашений о разделе продукции (СРП). Такой режим позволяет обеспечить инвестору стабильные экономические и правовые условия деятельности в течение всего периода действия соглашения и может рассматриваться в качестве механизма привлечения в минерально-сырьевой сектор крупномасштабных прямых иностранных инвестиций.

Развитие системы СРП предполагает законодательную регламентацию особенностей налогообложения при выполнении данных соглашений, а

именно принятие специальной главы Налогового кодекса РФ по налогообложению в режиме СРП. Интересам государства в данной сфере соответствовало бы применение амортизационной схемы возмещения осуществленных инвестором капитальных затрат. Применение механизма амортизации позволяет обеспечить значительно более раннее поступление доходов государству, чем компенсация затрат инвестора без применения схемы амортизации. В последнем случае интересам государства отвечало бы установление в данной главе Налогового кодекса максимального предельного уровня годового возмещения затрат (предельного уровня компенсационной продукции). Установление такого ограничения гарантировало бы наличие определенного уровня прибыльной продукции и соответствующих поступлений государству уже на ранних стадиях реализации проекта. Максимальный предел возмещения затрат при реализации СРП мог бы быть установлен на уровне 80%, что соответствует мировой практике.

Вместе с тем целесообразно сохранение установленного ограничения для применения режима СРП в размере 30% разведанных запасов полезных ископаемых. Следует сосредоточить внимание на совершенствовании системы государственного регулирования и контроля за процессом подготовки, заключения и выполнения таких соглашений и завершении работы по подготовке соглашений по участкам недр, уже выделенным под разработку на условиях раздела продукции.

Библиография

1. Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть первая. 31.07.98 № 146-ФЗ. Принят Государственной Думой 16.07.98, одобрен Советом Федерации 17.07.98. (в ред. от 30.12.2001).
2. Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. 05.08.2000 № 117-ФЗ. Принят Государственной Думой 19.07.2000, одобрен Советом Федерации 26.07.2000 (в ред. от 31.12.2001).
3. Налоговый кодекс Российской Федерации: Часть вторая. Специальная часть. Проект. Внесен Правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 31 января 1998 г. Принят Государственной Думой Федерального Собрания РФ в первом чтении 16 апреля 1998 г.
4. Налоговый кодекс Российской Федерации: Проект. Внесен Правительством РФ в Государственную Думу Федерального Собрания РФ 30 апреля 1997 г.
5. Федеральный закон от 06.12.91 №1993-1 «Об акцизах» (в ред. Федеральных законов от 07.03.96 № 23-ФЗ, от 10.01.97 № 12-ФЗ, от 14.02.98 № 29-ФЗ, от 23.07.98 № 118-ФЗ, от 29.12.98 № 192-ФЗ, от 10.02.99 № 32-ФЗ, от 02.01.2000 № 2-ФЗ).
6. Закон РФ от 27.12.91 № 2118-1 «Об основах налоговой системы в Российской Федерации» (в ред. от 31.12.2001).
7. Закон РФ от 21.02.92 № 2395-1 «О недрах» (в ред. от 08.08.2001).
8. Федеральный закон от 30.11.95 № 187-ФЗ «О континентальном шельфе Российской Федерации» (в ред. Федерального закона от 10.02.1999 № 32-ФЗ).
9. Федеральный закон от 30.12.95 № 224-ФЗ «О ставках отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы».
10. Федеральный закон от 30.12.95 № 225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (в ред. Федеральных законов от 07.01.99 № 19-ФЗ, от 18.06. 2001 № 75-ФЗ).
11. Федеральный закон от 31.07.98 № 147-ФЗ «О введении в действие части первой Налогового кодекса Российской Федерации» (в ред. Федерального закона от 09.07.99 № 155-ФЗ).
12. Федеральный закон от 05.08.00 № 118-ФЗ «О введении в действие части второй Налогового кодекса Российской Федерации и внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации о налогах».

13. Федеральный закон от 08.08.01 № 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».
14. Федеральный закон «О налоге на дополнительный доход от добычи углеводородов»: Проект. Внесен депутатами Государственной Думы С. Доном, С. Орловой, Л. Маркеловым и др., 1998 г.
15. Федеральный закон «О плате за пользование недрами»: Проект. Внесен депутатами Государственной Думы Ю. Теном и С. Доном 06.09.99.
16. 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 04.04.01.
17. 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 18.12.01.
18. 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 Беляковым А.С., Гончаром Н.Н., Жуковым А.Д. и др. 15.02.02.
19. Постановление Правительства РФ от 28.10.92 № 828 «Об утверждении положения о порядке и условиях взимания платежей за право на пользование недрами, акваторией и участками морского дна» (в ред. от 22.08.98).
20. Постановление Правительства РФ от 17.05.96 № 597 «О порядке использования отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы и освобождения пользователей недр от указанных отчислений».
21. Постановление Правительства РФ от 15.01.97 № 30 «Об установлении дифференцированных ставок акциза на нефть, добываемую на территории Российской Федерации» (в ред. от 08.04.97).

22. Постановление Правительства РФ от 08.04.97 № 408 «О дифференцированных ставках акциза на нефть, включая газовый конденсат, добываемую на территории Российской Федерации» (в ред. от 06.09.98).
23. Постановление Правительства РФ от 02.02.98 № 165 «Об утверждении методики дифференциации ставок акциза на нефть, включая стабилизированный газовый конденсат» (в ред. от 06.09.98).
24. Постановление Правительства РФ от 22.01.99 № 81 «О ставках акциза на природный газ» (в ред. от 04.04.2000).
25. Постановление Правительства РФ от 23.01.99 № 83 «Об утверждении ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и нефтепродукты сырые, вывозимые с территории Российской Федерации».
26. Постановление Правительства РФ от 10.09.99 № 1036 «Об утверждении ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и нефтепродукты сырые, вывозимые с территории Российской Федерации за пределы государств-участников соглашений о Таможенном союзе».
27. Постановление Правительства РФ от 01.11.99 № 1213 «О мерах по вводу в эксплуатацию бездействующих, контрольных и находящихся в консервации скважин на нефтяных месторождениях» (в ред. от 02.03.2000).
28. Постановление Правительства РФ от 06.12.99 № 1351 «Об утверждении ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую и нефтепродукты сырые, вывозимые с территории Российской Федерации за пределы государств-участников соглашений о Таможенном союзе».
29. Постановление Правительства РФ от 17.12.99 № 1403 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 12 июля 1999 г. № 798».
30. Постановление Правительства РФ от 02.03.2000 № 185 «Об утверждении ставок вывозных таможенных пошлин на нефть сырую и нефтепродукты, вывозимые с территории Российской Федерации за пределы государств – участников соглашений о Таможенном союзе».
31. Постановление Правительства РФ от 30.06.2000 № 485 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 2 марта 2000 г. № 185».

32. Постановление Правительства РФ от 30.09.2000 № 732 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 30 июня 2000 г. № 485».
33. Постановление Правительства РФ от 22.02.2000 № 148 «О таможенном тарифе Российской Федерации – Своде ставок ввозных таможенных пошлин и товарной номенклатуре, применяемой при осуществлении внешнеэкономической деятельности» (в ред. от 03.08.2000).
34. *Бобылев Ю.* Реформирование налогообложения минерально-сырьевого сектора. М.: ИЭПП, 2001.
35. *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.
36. *Джонстон Д.* Международный нефтяной бизнес: налоговые системы и соглашения о разделе продукции. М., 2000.
37. *Ежов С.* Особенности налоговой системы в нефтяном секторе экономики. М., 1999.
38. *Конопляник А., Субботин М.* Государство и инвестор: об искусстве договариваться (концессионное законодательство в России). М.: ЭПИцентр, 1996.
39. *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.
40. Нефтяной комплекс России и его роль в воспроизводственном процессе. Научный доклад // *Эксперт*, 2000 (Топливо-энергетический независимый институт).
41. Проблемы налоговой системы России: теория, опыт, реформа. М.: ИЭПП, 2000.
42. Проблемы налогообложения в нефтяном секторе России. М.: Бюро экономического анализа, 1998.
43. *Токарев А.* Топливо-энергетический независимый институт Налоговое регулирование нефтегазового сектора: региональные аспекты. Новосибирск: ИЭ и ОПП СО РАН, 2000.
44. *Barrows.* World Fiscal Systems for Oil. New York: Barrows, 1994.
45. *Baunsgaard T.* A Primer on Mineral Taxation. IMF Working Paper, 2001.

46. *Conrad R., Shalizi Z., Syme J.* Risk Sharing and Rankings of Alternative Contract Instruments, 1991.
47. *Conrad R., Shalizi Z.* A Framework for the Analysis of Mineral Tax Policy in Sub-Saharan Africa. World Bank, 1988.
48. *Due J.* Excise Taxes: The World Bank Policy Research Working Paper. Washington, Febr. 1994.
49. *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.
50. *Garnaut R., Chunies Ross A.* Taxation of Mineral Rents. Oxford: Clarendon Press, 1983.
51. *Goss Chr.* Petroleum and Mining Taxation. Gower, 1986.
52. *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.
53. *Johnston D.* Current Status of Petroleum Fiscal Systems in the World Oil & Gas Industry. Production Sharing Contracts Conference Proceedings, AIC Conference. Houston, 1994.
54. *Johnston D.* International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 1994.
55. *Johnston D.* Maturing planet, tougher terms change upstream landscape. Oil & Gas Journal, Dec. 13, 1999.
56. *Khartukov E.* Changing Tax System Challenges Producers and Refiners In Russia. Oil&Gas Journal, Mar. 25, 1996. P. 41–46.
57. Measures to Revitalize the Russian Oil Sector: Tax and Related Reforms. World Bank, Oct. 8, 1998.
58. *Nellor D.* Taxation of Mineral and Petroleum Resources. Tax Policy: Handbook. Washington: IMF, 1995. P. 237–241.
59. *Nellor D., Sunley E.* Fiscal Regimes for Natural Resource Producing Developing Countries. IMF Paper on Policy Analysis and Assessment, 1994.
60. *Pinney M.* Western Canada Fiscal Regimes. Oil & Gas Journal, Feb. 5, 2001.
61. *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, Con-

- ference Proceedings. Houston: Institute for International Research, 1993.
62. *Sunley E., Lane Chr., Nellor D.* The Russian Federation: Taxation of the Oil and Gas Sectors. IMF, Dec. 19, 1994.
63. Taxing Energy: Why and How. OECD/International Energy Agency, 1993.
64. World Petroleum Arrangements, 1997. Vol. 1. New York: Barrows, 1997.