

Проблемы оценки нефтяной ренты и механизмы налогообложения нефтедобычи

Г.В. Выгон, к.э.н., независимый эксперт

Введение

Налоги в нефтедобыче являются основным инструментом государственной политики, они должны служить для повышения эффективности недропользования, инвестиционной привлекательности отрасли, а также максимизации ренты. Тема изъятия природной ренты очень популярна в России, особенно в последние годы и даже месяцы. Данный обзор посвящен анализу проблем, связанных с оценкой ренты и механизмам налогообложения, используемым в нефтедобыче.

Обзор носит полемический характер, суждения и выводы автора, естественно, не претендуют на истину в последней инстанции. Большинство фактов и результатов, изложенных в обзоре, являются хорошо известными, во всяком случае специалистам. Однако те метания в вопросах налогообложения нефтяной отрасли, которые наблюдаются в России, свидетельствуют об отсутствии четкого понимания в этом вопросе, особенно на уровне людей, облеченных властью. Понимание некоторых особенностей инструментов налогообложения основных должно помочь переводению споров по налогообложению нефтедобычи из сферы политических спекуляций в область конструктивных дискуссий и принятия правильных решений.

В первой главе обзора дается понятие ренты и ее определение на основе двух принципиально различных подходов, а также анализируются некоторые проблемы, связанные с ее количественной оценкой. Во второй главе обзора обсуждаются свойства, которым должна удовлетворять оптимальная система налогообложения. В третьей главе анализируются основные инструменты изъятия нефтяной ренты. В четвертой главе кратко описываются особенности налоговых систем в некоторых развитых

нефтедобывающих странах. В пятой главе анализируются механизмы изъятия нефтяной ренты в России, делается оценка объемов текущих сверхдоходов и доли их изъятия государством. В заключительной главе анализируются обсуждаемые предложения по совершенствованию налоговой системы в России.

1. Проблемы оценки ренты

Понятие ренты

Само понятие ренты, как принято считать, было впервые введено Д. Рикардо в рамках классической политэкономии. Сегодня под рентой обычно понимают разницу между фактическим и некоторым среднеотраслевым доходом, которая возникает не в результате деятельности хозяйствующего субъекта, а благодаря специфическим свойствам самого актива.

Для нефтедобычи используют понятие экономической ренты — разницу между стоимостью продукции и расходами на ее добычу. При этом в состав расходов включаются издержки на добычу, геологоразведку и освоение месторождения, а также так называемая среднеотраслевая норма прибыли [1]. Таким образом, в этом случае рента — синоним избыточной прибыли или сверхдоходов. Правительства нефтедобывающих стран стремятся забрать как можно большую часть сверхприбыли. Доля государства в ренте (government take) является одним из показателей, используемых для построения рейтинга инвестиционной привлекательности нефтяной отрасли конкретной страны.

В теории, как известно, выделяют еще так называемую дифференциальную ренту — дополнительный доход, который возникает на месторождениях с относительно небольшими из-

держками по сравнению с так называемыми замыкающими месторождениями. Замыкающим называют месторождение с самыми высокими издержками производства, эксплуатация которого необходима по каким-то неэкономическим причинам, например, для обеспечения спроса на нефть данного региона. В дифференциальной ренте выделяют горную ренту, ренту положения, ренту качества и межотраслевую ренту. Горная рента отражает разницу в затратах на этапе добычи, рента положения — в затратах на транспортировку и связана с географическими различиями по отношению к рынкам сбыта. Рента качества обусловлена различием в цене нефти с различными физико-химическими свойствами (плотность, содержание серы и т.п.). Межотраслевая рента отражает разницу в затратах на взаимозаменяемые, с точки зрения потребителя, ресурсы.

Отличие определений экономической и дифференциальной ренты является концептуальным. В первом случае важна только экономическая эффективность конкретного проекта, отдача на вложенный капитал. Во втором случае важна не абсолютная, а сравнительная эффективность по отношению к замыкающему проекту. С точки зрения инвестора, принимающего решение о вложении своих денег в разработку данного месторождения, значение имеет ожидаемая отдача на вложенный капитал и риски проекта, а не наличие какого-то замыкающего месторождения. Именно поэтому в странах с рыночной экономикой распространение получило именно понятие экономической ренты. Дифференциальная рента использовалась в СССР, где необходимость разработки того или иного месторождения далеко не всегда обосновывалась экономическими соображениями. Из невинных на первый взгляд различий в определении вытекают принципиально различные подходы к налогообложению нефтедобычи (см. главу 6 «Пути совершенствования налогообложения нефтедобычи в России»).

Понятие дифференциальной ренты и выделение в ней различных подвидов ренты помогает понять, за счет чего различается рента на различных месторождениях, однако с точки зрения количественной оценки важен только итоговый экономический эффект. Например, у двух месторождений могут быть разные затраты на разработку и транспортировку, т.е. различаться горная рента и рента положения, а экономическая рента одинаковая. В различных регионах рентабельность замыкающих месторождений будет также различаться. Поскольку отдача на вложенный капитал замыкающего месторождения, по определе-

нию, ниже среднеотраслевой, дифференциальная рента всегда выше экономической.

Для количественных оценок нефтяной ренты, доли изъятий государства и, соответственно, для выбора оптимального механизма изъятия необходимо более четко прояснить следующие моменты:

- Как определять отдачу на вложенный капитал? Как учитывать риски?
- Что такое «нормальная» или «средняя» прибыль?
- Как оценивать ренту по проектам, далеким от завершения?
- Какую ренту должно максимизировать государство — валовую или дисконтированную?

Ниже мы кратко остановимся на этих проблемах, связанных с практической оценкой ренты.

Риски и отдача на капитал

Инвестор, вкладывая деньги в поиск, разведку и разработку месторождений, ориентируется на отдачу на вложенный капитал. Требуемая доходность вложений не склонного к риску инвестора зависит от неопределенности экономических и геологических факторов. Если инвестор получает право на поиск нефти на определенном участке шельфа, то риски могут быть очень высоки, а затраты — велики. Так, вероятность обнаружить коммерческие запасы при бурении одной разведочной скважины может быть ниже 20%, а ее стоимость — выше 20 млн долл. Чем выше неопределенность, тем больше премия за риск, и в данном случае денежные потоки могут дисконтироваться по ставке 20%.

После того как нефть обнаружена, требуемая отдача на вложенный капитал резко снижается, например до 17,5%. Чем дольше разрабатывается месторождение, тем больше становится известно о его геологических свойствах и об объеме запасов. Добыча нефти на истощенных месторождениях неинтересна крупным транснациональным компаниям, поскольку она малорентабельна и приносит отдачу на капитал на уровне всего 13–15%. Поэтому они, как правило, продают лицензии более мелким конкурентам, которые не могут позволить себе высокорисковые и дорогие проекты и согласны на более низкую доходность вложений.

При расчете ренты и доли в ней государства по конкретному месторождению важно знать, на каком этапе недропользователь получил лицензию. Пусть, например, рядом расположены два совершенно одинаковых месторождения,

находящихся на одной стадии разработки. Если одна компания рисковала своими деньгами и обнаружила оба месторождения, тогда как другая получила лицензию на добычу на одно из них, то требуемая отдача на капитал у них будет различной. Частично это может быть учтено в различии стоимости лицензий на разведку и добычу, если они выдаются по результатам аукционов. В России обнаруженная в результате проведения поисково-разведочных работ нефть в рамках лицензии на разведку не дает компании преимущественного права на получение лицензии на разработку открытого месторождения, т.е. налоговый режим никак не учитывает соответствующие риски.

Ожидаемая прибыль инвестора связана с отдачей на вложенный капитал, которая в каждом конкретном случае может и должна быть различной. Это в значительной степени нивелирует смысл такого субъективного понятия, как «среднеотраслевая» норма прибыли. Действительно, нельзя же усреднять прибыль или норму прибыли по проектам на шельфе и суше, имеющим совершенно различные риски. Кроме того, текущая рентабельность проектов зависит от стадии разработки; усреднять соответствующие показатели для выработанных и новых месторождений также методологически некорректно. Проблема объективного сравнения различных проектов с различными уровнями риска, различающихся по объему и качеству запасов и находящихся на разных этапах разработки, не имеет решения, что делает любые оценки экономической ренты достаточно условными.

Альтернативой расчету экономической ренты с проблемой определения «средней нормальной» прибыли является расчет дифференциальной ренты относительно некоего замыкающего месторождения. В этом случае возникает проблема определения дополнительного дохода на некотором месторождении по сравнению с замыкающим. Как сравнивать различные по масштабу проекты? Как сравнивать проекты, находящиеся на разных этапах разработки? Как учитывать различие в рисках? По существу, оценка дифференциальной ренты сопряжена с теми же проблемами, что и оценка экономической ренты.

Проблема ненаблюдаемости ренты

В определении ренты берутся доходы и расходы за весь период эксплуатации месторождения. Это означает, что то, как окончательно произойдет раздел ренты между инвестором и

государством, станет известно лишь по завершении проекта. Государство же хочет знать величину ренты и пропорции ее раздела в каждый момент времени.

На определенном этапе реализации проекта более-менее достоверно известны лишь текущие финансовые результаты компаний, эксплуатирующих, как правило, несколько месторождений. В этих условиях государство может посчитать объем собранных налогов и прибыльность компаний, да и то не всегда. Так, российские ВИНК используют трансфертные цены и консолидируют прибыль на торговых посредниках вне сектора разведки и добычи. В результате сегментная отчетность не дает объективного представления о финансовом результате этого элемента технологической цепочки, что существенно затрудняет оценку доли государства в текущих сверхдоходах, которые можно условно называть текущей рентой.

Далее, в налоговых системах, ориентированных в большей степени на рентабельность проекта, доходы государства резко возрастают только после того, как полностью окупятся затраты по проекту. До этого момента доля инвестора в прибыли может быть значительно выше доли государства. Именно этот эффект мы сегодня наблюдаем по действующим проектам по СРП. Это значит, что доля государства в текущей ренте может быть незначительной, но к концу проекта она будет увеличиваться, и доля в итоговой ренте будет уже приемлемой.

Наконец, важно понимать, что добыча нефти — инерционный процесс. Вложения в нее сегодня могут привести к увеличению производства лишь через несколько лет. Кроме того, некоторые инвестиции, например в развитие инфраструктуры, вообще напрямую не приводят к увеличению добычи. Поэтому текущие значения капитальных вложений и прибыли являются не вполне адекватными показателями для оценки отдачи на вложенный капитал. Это тем более существенно, когда у нефтяной компании относительно мало число проектов или вовсе есть только одно месторождение.

Таким образом, данные о финансово-хозяйственной деятельности компании, позволяющие оценить текущие доходы, не отражают итоговый раздел ренты. Лишь в стационарном случае, когда у всех компаний примерно одинаковая структура портфеля нефтяных проектов, добыча не растет или растет с постоянным темпом, по текущей сверхприбыли прибыли можно сделать оценку ренты и пропорции ее раздела. Так, рента будет равна сумме денеж-

ных потоков от операционной деятельности и уплаченных налогов за вычетом инвестиций, помноженных на валовую ставку отдачи на капитал. Подобный метод применяется для грубой оценки текущей ренты в России в главе 5 «Практика изъятия нефтяной ренты в России», с соответствующими оговорками относительно его применимости.

Валовая или дисконтированная рента?

Важный нормативный вопрос, который возникает в связи с определением ренты, касается того, какую ренту следует стремиться максимизировать государству. В определении экономической ренты берутся валовые доходы и расходы за весь период эксплуатации месторождения. Прибыль инвестора вычисляется с учетом отдачи на вложенный капитал, т.е. его денежные потоки от участия в проекте дисконтируются. Рента вычисляется по остаточному принципу и представляет собой валовой сверхдоход, возникающий за все время разработки месторождения. Эту ренту для удобства будем называть валовой.

Очень часто от потенциальных инвесторов, желающих вложиться в разработку российских месторождений, можно услышать, что за время реализации проекта страна получит столько-то миллиардов (иногда десятков миллиардов) долларов в виде инвестиций и столько-то в виде налогов и сборов. Эта логика находится в полном соответствии с определением ренты как валовых сверхдоходов. Между тем, государство, так же как и инвестора, должно интересоваться не общее количество денег, которое оно получит от реализации проекта, а их дисконтированная стоимость. Для финансирования госрасходов государство занимает деньги под определенный процент, стоимость капитала для него отлична от нуля. Разница между валовой и дисконтированной рентой может быть огромной. Так, после дисконтирования стоимость налоговых поступлений, которые в сумме дают государственную долю валовой ренты, от проекта СРП «Сахалин-2» сжимается с нескольких десятков до 1,5–2 млрд долл. США.

Легко может оказаться, что при различных способах разработки одного и того же месторождения вариант, в котором государственная доля валовой ренты больше, хуже для государства с точки зрения дисконтированной ренты. Мы полагаем, что при решении задачи максимизирования ренты государство должно дисконтировать налоговые поступления в бюджет.

2. Желаемые характеристики рентных налогов

Характеристики фискальной системы в нефтедобыче зависят от целей, которых государство хочет достичь от использования своих природных ресурсов. Как правило, этими целями являются повышение благосостояния общества, максимизация ожидаемой ренты и ее изъятие, эффективность недропользования, обеспечение энергетической безопасности и т.п. Свойства фискальной системы сильно зависят от того, какая цель для государства является приоритетной. Например, в России основной целью налоговой политики в отношении нефтедобычи становится изъятие максимальной части ренты. Любая разумная система налогообложения нефтяной отрасли должна иметь следующие основные свойства:

- экономическая эффективность;
- простота администрирования;
- гибкость;
- прогрессивность;
- нейтральность.

Экономическая эффективность

Налоговая система должна способствовать эффективному распределению и использованию ресурсов. Это значит, что месторождения должны разрабатывать наиболее эффективные собственники — те, кто использует самые современные технологии, имеет наименьшие затраты и т.п. Применение новых технологий позволит недропользователю достичь оптимальной динамики добычи и извлечь максимальное количество нефти. Эффективный собственник будет генерировать максимальную ренту, которую он поделит с государством.

Если государство имеет налаженный механизм изъятия большей части ренты, оно заинтересовано в том, чтобы лицензию на разработку месторождения получила самая эффективная компания. Если же почти вся рента достается недропользователю, то это утверждение может быть неверно. Последнее особенно наглядно видно на примере российских нефтяных компаний конца XX — начала XXI в. В процессе приватизации так сложилось, что некоторые наиболее прибыльные компании были одновременно самыми «эффективными» в сфере минимизации налогообложения. При этом структура собственности в них была такова, что почти вся прибыль доставалась нескольким десяткам человек, являвшихся мажоритарными акционерами этих компаний. Фактически они могли делать с этими сверхдоходами что угодно: выплачивать себе неоправданно высокие

дивиденды, давать льготные кредиты аффилированным с акционерами компаниям, вывести деньги за рубеж и т.п. Понятно, что такое распределение ресурсов является социально несправедливым. Если бы в числе акционеров этих компаний были десятки миллионов российских граждан, а доля крупнейших акционеров была незначительной, то минимизацию налогов и высокую долю ренты, остающуюся в компании, можно было бы считать отчасти оправданными, поскольку рост капитализации компаний приводил бы к росту капитала граждан. В противном случае неудачная фискальная система и плохое налоговое администрирование приводят к прямым потерям государства и большинства членов общества.

Отметим, что существует разница между так называемым рациональным и эффективным недропользованием. Первый термин был введен во времена социализма, и его главными критериями, в соответствии со ст. 23 ФЗ «О недрах», являются прежде всего проведение максимально полного, желательного «опережающего» геологического изучения, государственной экспертизы и учета запасов, а также обеспечение наиболее полного извлечения запасов из недр, не считаясь с затратами и экономической целесообразностью. Учитывая, что нефть является исчерпаемым полезным ископаемым, рациональность безусловно должна иметь место. Это значит, например, что не должны использоваться так называемые колониальные методы добычи, когда ставка делается на максимально быстрый выход на пик, за которым следует обвал добычи и значительная часть нефти остается в недрах. Однако достижение максимально коэффициента извлечения нефти (КИН) ни в коем случае не должно ставиться во главу угла. Тем более что вопрос о том, возникают ли невосполнимые потери в результате слишком быстрого отбора запасов, остается открытым в связи с появлением новых технологий.

Различие между понятиями рационального и эффективного недропользования наиболее наглядно проявляется в классификации запасов нефти. В России до сих пор действуют методики и классификации запасов, утвержденные еще Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР (ГКЗ). В соответствии с используемой классификацией под извлекаемыми запасами понимается часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды.

Как известно, с экономической точки зрения объем извлекаемых, так же как и геологических запасов, сам по себе не имеет большого смысла. Дело в том, что важна лишь та часть запасов, извлечение которой приносит прибыль. Зачастую целесообразность разработки месторождения зависит не только от того объема запасов, который скрыт в недрах или который можно извлечь при существующих технологиях, но и от наличия или отсутствия транспортной инфраструктуры, рынка сбыта, мировых цен на сырье, затрат на обустройство, бурение, добычу, транспортировку и сбыт. Запасы, добыча которых с определенной степенью уверенности покрывает капитальные и эксплуатационные затраты, называются коммерческими извлекаемыми запасами. Соответствующую классификацию в свое время предложили Общество инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers, SPE) и Мировой нефтяной конгресс (World Petroleum Congress, WPC), и она получила широкое распространение у частных нефтегазовых компаний, ориентирующихся на максимизацию прибыли.

Широко обсуждаемыми темами, непосредственно связанными с рациональным использованием недр, являются стимулирование добычи на истощенных и/или трудноизвлекаемых месторождениях и применяемая некоторыми компаниями практика выборочной добычи. Так, считается, что необходимо стимулировать добычу на истощенных и/или трудноизвлекаемых месторождениях, в том числе путем введения соответствующих налоговых льгот. Однако это оказывается не всегда экономически целесообразно. Например, если добыча растет слишком быстро, как это происходит сегодня в России, и мощности транспортной системы не успевают за добычей, то дополнительное стимулирование нерентабельных месторождений создаст дополнительные трудности для рентабельных. Кроме того, применение новых технологий зачастую позволяет начать разработку или продолжить добычу на месторождениях, эксплуатация которых ранее признавалась нерентабельной. Так, в советское время из-за варварской эксплуатации было практически загублено одно из крупнейших нефтяных месторождений — Самотлорское. И это несмотря на наличие инструкций о рациональном использовании. После того, как ТНК вложила огромные деньги в его реабилитацию, себестоимость добычи компании на устье скважины составляет всего 2,4 долл./барр., что соответствует среднеотраслевому уровню.

Выборочное извлечение запасов сегодня является чуть ли не ругательством в устах россий-

ских геологов. Считается, что многие российские нефтяные компании стремятся добывать как можно больше на тех месторождениях, где добыча легче и дешевле, снимают сливки, оставляя слишком много нефти в недрах. Но под таким выборочным извлечением есть совершенно четкое экономическое обоснование: нефтяные компании максимизируют приведенную стоимость ожидаемых денежных потоков. Это совершенно естественный процесс, который наблюдается в мировых масштабах. На сегодняшний день открыто и находятся в поздней стадии разработки большинство крупных месторождений, с наиболее благоприятными геологическими и климатическими, а, следовательно, экономическими условиями. В дальнейшем либо открываемые месторождения будут либо мельче, условия их эксплуатации — хуже. Крупные компании во многих странах занимаются именно выборочной разработкой месторождений, затем уходят с них на новые рынки, оставляя запасы для дальнейшей разработки более мелким конкурентам.

Подводя итог вышесказанному, подчеркнем, что для создания экономически эффективной системы налогообложения нефтедобычи государство должно:

- определить понятие эффективного недропользования, отделив его от устаревшего «рационального»;
- создать механизм, способствующий эффективному недропользованию и изъятию максимальной доли ренты.

Гибкость

Налоговая система в идеале должна быть такой, чтобы ее не приходилось пересматривать при изменении ценовой конъюнктуры; она должна гибко, практически автоматически реагировать на колебания цен. В противном случае ее придется периодически пересматривать, а любая нестабильность неблагоприятно сказывается на инвестиционном климате, увеличивает риски.

Стабильность налоговой системы в нефтедобыче особенно важна из-за высокой капиталоемкости производства, больших сроков окупаемости проектов, высоких геологических рисков, связанных с неопределенностью объемов и качества запасов, а также высокой волатильностью цен на нефть. Однако по иронии судьбы в нефтедобыче фискальные системы как раз являются наиболее нестабильными. За период разведки и разработки одного месторождения, который составляет порядка 30 лет, налоговый режим меняется многократно.

После нефтяного эмбарго 1973 г., когда наступила новая эра в ценообразовании на нефтяном рынке, ставки и виды ключевых налогов во всех нефтедобывающих странах менялись неоднократно вместе со скачками цен на нефть. Шоки спроса и предложения нефти в современном мире таковы, что средние цены двух последовательных лет могут легко отличаться на 50%, а волатильность прибыли нефтяных компаний многократно выше.

Государства, чьи бюджеты сильно зависят от нефтяных налогов, не могут позволить себе подобного колебания доходов. Если в случае неожиданного роста цен государство стремится изъять все «несправедливые» сверхдоходы, вызванные исключительно благоприятной внешней конъюнктурой, то риска падения цен оно делить с инвестором не хочет. Это приводит к использованию налогов типа роялти, сглаживающих колебания прибыли, введению акцизов со специфическими ставками, налогов на сверхдоходы и т.п. (см. главу 3). Ставки соответствующих налогов пересматриваются в моменты резких изменений цен, примерно раз в пять лет, а в странах с неустоявшейся налоговой системой — и того чаще.

Таким образом, абсолютная гибкость налоговой системы хотя, с точки зрения инвестора, и является желаемым свойством, но на практике совершенно недостижима. Поэтому важно, чтобы неизбежные изменения налогов происходили хотя бы в соответствии с понятной логикой, а поведение государства было предсказуемым.

Прогрессивность

Изъятие ренты должно быть прогрессивным: чем выше рента, тем выше изъятия в пользу государства. Механизмы изъятия должны быть такими, чтобы прогрессивность была как между различными месторождениями (деление на «хорошие» и «плохие» месторождения), так и на любом месторождении (выше доход — больше изъятия). Желательно, чтобы прогрессивность была автоматической, т.е. налоговая система — гибкой.

Прогрессивность можно обеспечить двумя различными способами: либо установить налоговую базу пропорционально прибыли и увеличивать ставки с ее ростом, либо оставить единую ставку и менять саму базу. Естественно, эти подходы могут комбинироваться. Самым грубым способом повысить прогрессивность налоговой системы является дифференцирование ставок роялти в зависимости от уровня

добычи и цен. Более тонким механизмом является налог на прибыль с прогрессивной шкалой ставок, налоговыми каникулами и ускоренной амортизацией. Идеальным прогрессивным налогом является налог собственно на сверхдоходы или на ренту.

Нейтральность

Налоги, как правило, влияют на принятие инвестиционных решений о начале инвестирования в разработку или об увеличении (сокращении) производства. Это особенно ярко проявляется в капиталоемких отраслях с большими сроками окупаемости проектов, к которым относятся нефтедобыча. Наиболее искажающими являются акцизы на нефть, потом следуют роялти. Наименее искажающим является налог на прибыль, но и он вносит свои поправки из-за того, что приведенная стоимость амортизации всегда меньше объема инвестиций.

Очевидно, что единственным налогом, который не влияет на принятие решения о начале инвестирования в разработку месторождения, является налог на сверхдоходы, если под последними понимать ренту. Действительно, рента — это то, что остается от выручки, за вычетом затрат и требуемого уровня отдачи на вложенный капитал. Поэтому то, насколько налоговая система прогрессивна, т.е. то, как изменяется доля государства в ренте в зависимости от изменения цен на нефть, роли не играет. Если инвестор убедился, что ожидаемая доходность выше порогового уровня, т.е. его ожидаемая чистая приведенная стоимость проекта (NPV) положительна, он будет разрабатывать месторождение.

Простота администрирования

После того как найдена теоретически оптимальная система налогообложения нефтедобычи, обладающая всеми перечисленными свойствами, следует задуматься о том, как она будет функционировать на практике. Описанные выше свойства налоговых систем являются желаемыми с теоретической точки зрения. Проблемы с налоговым администрированием зачастую легко могут перечеркнуть большую часть достоинств предлагаемых налогов. Чем сложнее налоговая система, тем больше в ней потенциальных лазеек для уклонения от уплаты налогов. Это предъявляет повышенные требования к квалификации чиновников налоговых органов и законодателей. В итоге на практике государствам приходится использовать достаточно грубые механизмы изъятия ренты, которые сочетают в себе компромисс между оптимальностью и простотой администрирования.

Из нефтяных налогов наиболее легким с точки зрения администрирования является акциз, взимаемый по специфическим ставкам с добычи. Затем по сложности администрирования идет роялти, однако уже с ним могут возникнуть определенные проблемы (см. ниже). Налог на прибыль более прогрессивен и нейтрален, чем роялти, однако он является головной болью для налоговых органов ввиду сложности определения налоговой базы и контроля за тем, чтобы компании ее не занижали. Тем не менее это общий налог, который собирается почти во всем мире независимо от вида бизнеса, и фискальные органы просто обязаны уметь его собирать. Самые лучшие с теоретической точки зрения рентные налоги — это те, которые привязаны к сверхдоходам, появляющимся после прохождения точки окупаемости нефтяного проекта или достижения определенного уровня отдачи на вложенный капитал. Однако такие налоги, как правило, администрируются хуже всего, поскольку у нефтяных компаний появляется непреодолимый стимул завышать затраты. Лишь некоторые развитые страны позволили себе роскошь введения подобных налогов, а развивающиеся были вынуждены это сделать для привлечения иностранных инвестиций. Более подробно некоторые свойства нефтяных налогов рассматриваются в следующей главе.

3. Основные способы изъятия ренты

Как известно, в мире существует значительно больше фискальных систем, чем самих нефтедобывающих стран. Однако все эти системы построены на общих принципах, а набор инструментов для изъятия нефтяной ренты весьма ограничен. Свою долю ренты в нефтедобыче государство получает в виде разовых и регулярных платежей, из которых основными собственно нефтяными являются:

- бонусы;
- акцизы;
- роялти;
- специальные налоги на сверхдоходы.

Ниже кратко рассматриваются их достоинства и недостатки.

Бонусы

Бонусы являются разовыми платежами и выплачиваются, как правило, при получении лицензии и/или при наступлении определенного события в процессе реализации проекта — наступлении нового этапа разработки, выходе на некоторый уровень добычи и т.п.

Существует ошибочное мнение, что при проведении аукционов по лицензиям на разработку нефтегазовых месторождений государство получит наиболее эффективное распределение ресурсов, а с помощью бонусов изымет ту часть ренты, которую недополучает в виде налогов. Это было бы справедливо, если бы существовала полная определенность относительно объема и качества запасов, цен на нефть, процентных ставок и т.п. Только в этом случае компании были бы готовы платить за месторождение столько, сколько оно реально стоит.

В реальности нефтедобыче присуща высокая неопределенность, поэтому заявки претендентов на аукционе всегда значительно ниже собственных оценок NPV. Как показывает практика, в первую очередь на примере США, бонусы не служат значительным источником финансовых поступлений для государства, особенно если сравнивать их с роялти и налогом на прибыль.

Аукционы также не всегда приводят к эффективному распределению ресурсов. Иногда компании с более высокими издержками и стоимостью капитала и, следовательно, генерирующие меньшую ренту выигрывают аукцион просто потому, что у них больше денег, или потому, что они неверно оценили месторождение. В этом смысле бонусы — неэффективные платежи.

Ясно, что с увеличением текущих цен на нефть компании будут готовы заплатить за конкретное месторождение больше денег. Однако поскольку при оценке NPV они, как правило, ориентируются на средние цены, бонус будет изменяться медленнее, чем текущая цена. Кроме того, бонус — разовый платеж, он не может быть изменен после того, как его заплатили, а цены вдруг неожиданно выросли. Это означает, что бонус — регрессивный и негибкий механизм изъятия ренты.

Бонусы часто являются хронологически первым видом платежа, который инвестор вынужден платить не только до начала добычи, но еще до того, как он убедится в наличии коммерческих запасов. С учетом неопределенности, для него это самый неудобный платеж. Однако после того как он сделан, он уже не влияет на принятие инвестиционных решений, и в этом смысле бонусы обладают свойством нейтральности.

Таким образом, бонусы, получаемые государством по итогам денежных аукционов, нельзя

признать эффективным механизмом изъятия ренты, но они могут использоваться в качестве дополнительного источника доходов бюджета, особенно в тех случаях, когда при выдаче лицензий аукцион предпочтительнее конкурса или прямых переговоров.

Акцизы

Акциз на нефть обычно взимается с объема добычи по специфическим ставкам, например в долларах на тонну. В некоторых странах ставки могут быть адвалорными, но в этом случае акциз по сути является роялти. Поскольку акциз не зависит от цены, он негибок, регрессивен и не нейтрален, поэтому в развитых странах его, как правило, уже не применяют. Главным его достоинством является простота администрирования.

Помимо акцизов на нефть акцизы на нефтепродукты некоторыми экономистами также рассматриваются как один из инструментов перераспределения ренты от производителей к странам-потребителям. Проблема заключается в том, что спрос на нефтепродукты низкоэластичен по цене, во всяком случае в краткосрочной перспективе. Это означает, что акциз в значительной степени перекладывается на потребителей. Это хорошо видно, если сравнить розничные цены на нефтепродукты в странах с разными ставками акцизов. Так, в странах Западной Европы и в США литр бензина за вычетом акцизов стоит практически одинаково. Таким образом, акцизы на нефтепродукты как механизм изъятия ренты у производителя является далеко не самым эффективным. Скорее акцизы могут использоваться для обеспечения затрат на строительство автомобильных дорог, защиту экологии, а также для создания межтопливной конкуренции.

Роялти

Роялти является самым распространенным специфическим налогом на нефтедобычу, он используется практически во всех странах. Роялти рассчитывается как процент валового дохода производителя.

Роялти обеспечивает не только ранний, но гарантированный доход государству в том смысле, что он не зависит от рентабельности проекта. Еще одним достоинством роялти с точки зрения государства является то, что этот платеж, по сравнению с налогами, привязанными к прибыли или рентабельности, менее волатилен. Он как бы сглаживает колебания доходов бю-

джета, что особенно важно для стран, чья экономика сильно зависит от экспорта нефти.

Далее, важное значение имеет относительная простота администрирования, особенно по отношению к налогу на прибыль. Фактически фискальным органам достаточно знать только два параметра — цену и объем добычи, которые, как правило, легконаблюдаемы. Однако в отсутствие ликвидного внутреннего рынка нефти, как это имеет место в России, цены независимых производителей являются ненадежным индикатором баланса спроса и предложения. Крупные компании используют внутрикорпоративные цены, которые вообще к рыночным не имеют отношения. В результате определение адекватной налоговой базы становится затруднительным. Из этого положения выходят, определяя справочные цены методом обратного счета от корзины нефтепродуктов (*net-back pricing*). Недостатком такого подхода является определенный субъективизм определения цены, но в отсутствие нормального ценообразования это почти единственный способ собирать роялти. Роялти применяются во всех нефтедобывающих странах именно благодаря относительно простоте администрирования и несмотря на некоторые недостатки этого налога.

На начальном этапе разработки месторождения роялти, с точки зрения инвестора, является более предпочтительным механизмом изъятия ренты, чем бонус. Это связано с высокой неопределенностью объема запасов. Рояли приводит к разделу риска между инвестором и государством: государство получает доход только в случае обнаружения коммерческих запасов и в начале добычи. Однако по мере истощения роялти становится все более обременительным платежом. Это связано с тем, что роялти является регрессивным и не нейтральным налогом. Слишком высокие ставки роялти могут приводить к преждевременной ликвидации месторождения и, следовательно, к уменьшению объема извлекаемой нефти.

Для повышения прогрессивности и нейтральности роялти во многих странах используются скользящие и дифференцированные ставки, причем принципы дифференциации, как правило, просты и прозрачны. Например, часто происходит дифференциация между нефтью и газом, сушей и шельфом. На шельфе ставки обычно ниже и могут зависеть от его глубины. Наконец, ставки роялти могут дифференцироваться в зависимости от уровня текущей и объема накопленной добычи. В нефтяной промышленности величина роялти колеблется от 0 (например, в Великобритании) до 50–51%

(Мьянма, Египет), но в большинстве стран равна 12,5–20% стоимости добытой нефти. В середине 80-х годов максимальная ставка роялти составляла: средневзвешенная по числу стран — 12,2%, средневзвешенная по объему добычи — 17,2% [2].

По совокупности своих достоинств и недостатков роялти является достаточно компромиссным налогом, что предопределило высокую популярность его использования в нефтедобывающих странах.

Специальные налоги на сверхдоходы

Для изъятия текущих сверхдоходов государства часто используют в дополнение к налогу на прибыль специальные налоги с повышенными ставками (*Higher rate of income tax, HRIT*) и прогрессивный налог на прибыль (*Progressive profits tax, PPT*). Достоинство такого подхода заключается в том, что он позволяет использовать преимущества налога на прибыль, не придумывая ничего нового, но увеличивая прогрессивность налоговой системы.

В PPT часто используются шкалы ставок, зависящие от достижения проектом определенных финансовых показателей, например отношения чистой прибыли к вложенному капиталу (аналог коэффициента ROCE). Например, выбирается пороговая ставка 15%. Пока текущая чистая рентабельность капитала оказывается ниже этой величины, налог на прибыль может составлять 30%; как только он ее превысит, ставка вырастает до 50%. Недостатком PPT является отсутствие нейтральности: два проекта с одинаковым NPV (до уплаты PPT), но с различной динамикой денежных потоков будут облагаться этим налогом по-разному.

Экономисты посвятили немало времени и усилий созданию нейтральных налогов. Одно из самых ранних предложений по нейтральному налогообложению принадлежит Кэри Брауну (1948) [3]. Налог Брауна (*Brown Tax, BT*) основывался на дисконтировании денежных потоков. В нем допускалось полное перенесение убытков (*full loss offset*) и быстрая амортизация активов. В результате доходность проекта до налога прибыль была такой же, как и после. У налога Брауна есть ряд недостатков, связанных с его администрированием. Например, в случаях, когда налог основан на денежных потоках, возможна ситуация, когда увеличение инвестиций приводит к возникновению еще больших налоговых возмещений (так называемые *gold plating*).

В 1975 г. Garnaut и Ross [4] ввели понятие налога на ресурсную ренту (Resource Rent Tax, RRT). Они предложили взимать налог только после того, как доходность вложений инвестора достигнет некоторого минимального уровня. Ставка налога может увеличиваться с выходом на более высокие уровни доходности, ввиду того что RRT сдвигает доходы государства в будущее и поступления от него крайне волатильны. Из-за явных сложностей с администрированием RRT сами создатели идеи этого налога рекомендовали использовать его совместно с другими — роялти, налогом на прибыль и т.п.

Различные производные варианты RRT и PRT применяются сегодня в Норвегии (специальный нефтяной налог), Великобритании (Petroleum Revenue Tax), Австралии (Petroleum Resource Rent Tax), а также в СРП во многих странах, включая, как это ни удивительно, России («Сахалин-2»).

4. Методы изъятия нефтяной ренты в развитых странах

США

Основными налогами на нефтедобывающие компании в США являются бонусы, роялти (иногда минимальное роялти), налог на прибыль и ренталис. Ренталис устанавливается в долларах за акр и выплачивается ежегодно для сохранения права аренды. Минимальное роялти представляет собой федеральный налог, стимулирующий скорейшее начало добычи. Устанавливается в долларах за акр, выплачивается ежегодно вплоть до момента достижения некоторого минимального уровня добычи.

Специфика налогообложения нефтедобычи и системы распределения месторождений в США связана с тем, что право частной собственности на землю почти автоматически дает право на ведение работ, связанных с разведкой, разработкой и добычей полезных ископаемых (mineral interest). Если землевладелец не обладает соответствующими финансовыми и/или техническими возможностями, он может сдать землю в аренду инвестору с предоставлением права ведения соответствующих работ, либо продать это право, либо вовсе продать землю. Учитывая, что в США к моменту начала нефтедобычи уже сложился развитый рынок оборота земель, то продажа перспективных участков на денежных аукционах, где решающим критерием для определения победителя является размер денежного бонуса, стала основным механизмом распределения ресурсов.

Хотя бонус не является единственным конкурсным параметром, он остается основным при определении победителя аукциона на участках с относительно невысокими геологическими рисками. При проведении аукционов устанавливается минимальный размер бонуса, который для участков Мексиканского залива сегодня составляет 25 долл. за акр при глубине до 800 м и 37,5 долл. за акр при глубине свыше 800 м, а для Аляски — 62 долл. за акр. Величина минимального бонуса периодически пересматривается в зависимости от изменения экономических, фискальных, технологических и геологических условий. Так, в 80-х годах минимальный бонус составлял 150 долл. за акр.

Основные доходы государства с собственно нефтяных налогов складываются из выплат роялти и бонусов, тогда как ренталис практически не играет роли. Так, за период с 1953 по 2000 г., по данным MMS, объем поступлений в виде роялти за нефть и газ составил около 68,5 млрд долл., бонусов — 61,4 млрд, а ренталис — 2,1 млрд долл. В последнее десятилетие бонусы перестали играть существенную роль в доходах бюджета. Среднегодовой объем доходов государства, полученных в виде бонусов, составил всего 560 млн долл. или 15,9% общих поступлений, а роялти — 2,8 млрд долл. (80,2%), причем волатильность последних почти в четыре раза ниже.

Великобритания

Считается, что налогообложение нефтедобычи в Великобритании достаточно умеренное и стабильное. Основными налогами на нефтедобычу являются роялти, налог на прибыль и налог на нефтяной доход (Petroleum Revenue Tax, PRT).

Ставка роялти для месторождений, выданных с первого по четвертый лицензионные раунды, составляла 12,5% стоимости нефти, за вычетом некоторых затрат на транспортировку и очистку. Начиная с пятого лицензионного раунда эта ставка применялась без вычитания затрат на транспорт и очистку.

В апреле 1982 г. для новых месторождений был отменен роялти, а с марта 1993 г. — налог на нефтяной доход; таким образом, единственным существенным налогом остался налог на прибыль. В результате сегодня доля государства в ренте сократилась с 65–69% для старых месторождений до 30% для новых. Система налогообложения в Великобритании критикуется многими специалистами. Считается, что она недостаточно прогрессивна и нейтральна. В последнее время, с ростом цен на нефть,

участились предложения вновь ввести налог на нефтяной доход для новых месторождений.

Норвегия

Норвегию часто приводят в качестве образца для подражания как с точки зрения госрегулирования нефтяной отрасли, так и в сфере налогообложения. Если возврат к активному государственному регулированию отрасли в России уже вряд ли возможен, то изучение фискальной системы этой страны имеет определенный смысл. По некоторым данным, норвежская система налогообложения была эффективной в том смысле, что она позволяла изымать до 80% сверхдоходов. Последнее неудивительно: извлечение максимальной доли нефтяной ренты является основной целью политики Норвегии в нефтедобыче.

Интересно, однако, что сам режим налогообложения в этой стране далек от стабильности — он неоднократно менялся, причем преимущественно вместе с колебаниями ценовой конъюнктуры. Так, за 20 лет добычи, т.е. за период, который существенно меньше времени разработки одного месторождения, в Норвегии поменялось пять налоговых режимов. Этот факт уже сам по себе является достаточным основанием для того, чтобы усомниться в эффективности фискальной системы: нормальная налоговая система не нуждается в корректировке в зависимости от мировых цен, а гибко реагирует на их изменения.

Рассмотрим, как эволюционировали налоги в Норвегии. Первоначально налоговый режим нефтяной отрасли отражал высокую неопределенность, связанную с наличием нефти на Северном море. Норвежское правительство так боялось, что иностранные инвесторы не сочтут вложения в разведку и добычу привлекательными, что в дополнение к традиционным налогам установило лишь 10%-ное роялти и не-

большие ставки ренталис. При этом «муниципальная» часть налога на прибыль была уменьшена.

В 1969 г. на Северном море была обнаружена первая нефть (месторождение Ekofisk), а уже в 1972 г., когда стало очевидно, что открываемые в норвежской части шельфа месторождения являются коммерчески прибыльными, ставку роялти установили в диапазоне 8–16% в зависимости от уровня добычи (12,5% для газа).

В 1973 г. эмбарго в цены на нефть взлетели в четыре раза. В ответ на выросшие доходы нефтяных компаний в 1975 г. вступил в действие новый Налоговый кодекс, в котором был введен специальный нефтяной налог, призванный изъять сверхдоходы. Базой этого налога являлась прибыль, за вычетом 10%-ного аплифта по капитальным затратам за первые 15 лет разработки.

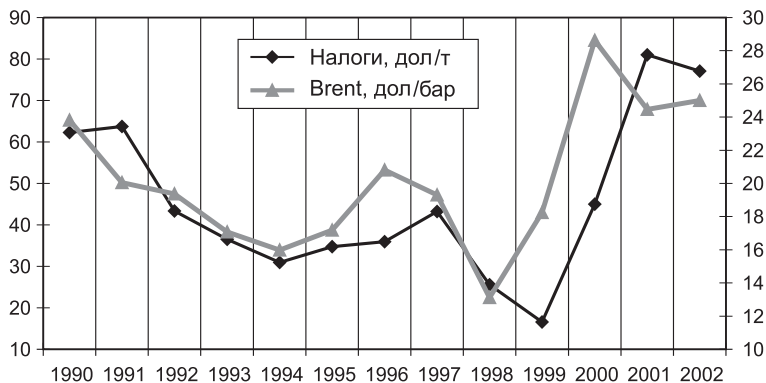
В 1979–1990 гг. последствием ирано-иракской войны стал очередной рост цен. Это привело к очередному ужесточению налогового режима: ставка по специальному налогу выросла до 35%, процент по аплифту уменьшился до 6,67%, а налоговый кредит сократился с 12 до 6 месяцев.

Падение цен на нефть в 1986 г. вынудило правительство Норвегии ослабить налоговое бремя. Роялти для новых месторождений было отменено, ставка специального налога уменьшилась до 30%. Аплифт по капитальным вложениям был отменен, но при этом было освобождено от налога 15% добычи.

В 1992 г. налог на прибыль корпораций был уменьшен с 50 до 28%, а специальный нефтяной налог вырос с 30 до 50%. Было отменено освобождение 15% добычи от налога, что компенсировалось введением 5%-го аплифта по затратам за первые шесть лет разработки.

В результате всех этих изменений налогообложения нефтегазовой отрасли значения отдельных налогов для бюджета Норвегии существенно менялись. Если сначала основным налогом было роялти, то в 80-х годах им стал налог на прибыль, на который приходилось до 50% всех выплат. В середине 90-х его доля сократилась на фоне снижения мировых цен на нефть. Примерно в это время нагрузка по трем налогам (на прибыль, спецдоход, роялти) совпала со слабым доминированием налога на специальный доход. А с конца 90-х он становится основным налогом (до $\frac{2}{3}$ выплат).

Рис. 1. Налоги и цены



Налоговая нагрузка на нефтяные компании в Норвегии коррелирует с ценой на нефть с временным лагом в 1 год. Пика она достигла в 2001 г., когда она составила 81 долл./т.

Австралия

В Австралии ключевыми специфическими налогами на нефтедобывающие компании в различные моменты времени являлись роялти, акциз на нефть и нефтяной налог на ресурсную ренту (Petroleum Resource Rent Tax).

В период 1965–1975 гг. роялти было основным нефтяным налогом. Его ставка для суши составляла 10%, за исключением Западной Австралии и Тасмании. На шельфе роялти составляло 10% для первичных лицензий и 11–12,5% для вторичных [6]. Федеральная часть (доля Содружества) составляет 4%. Ставка роялти в Тасмании является предметом переговоров между инвестором и государством.

Акциз на нефть был введен в Австралии в августе 1975 г., его ставка составила 2 долл./барр. В последующие пять лет система роялти + акциз менялась преимущественно за счет дифференциации ставки акциза — некоторые месторождения от акциза освобождались, а ставка увеличилась до 3 долл./барр. В период 1980–1983 гг. была установлена единая акцизная сетка и введена прогрессивная налоговая шкала. Адвалорные ставки зависели от категорий добываемой нефти («старая», «средняя» и «новая») и годового объема добычи и составляли от 0 до 55% объема добычи, помноженных на среднюю цену реализации ФОВ. До 1 июля 1990 г. акциз взимался со всей добычи, осуществляемой по проектам Bass Strait и North Shelf, а также со всех месторождений, находящихся под юрисдикцией штатов. Максимальный объем поступлений от нефтяного акциза пришелся на 1984 г., когда он составил 4,2 млрд австралийских долларов [5]. Сборы акциза значительно снизились с того момента, как проект Bass Strait был переведен на режим ННРР.

В начале 1990 г. правительство Австралии решило провести кардинальную реформу системы налогообложения нефтяного сектора, сделав ННРР основным налогом. Сегодня ННРР применяется ко всем месторождениям на шельфе, за исключением North West Shelf. Ставка налога составляет 40% и применяется с момента выхода проекта на окупаемость, после возмещения всех капитальных затрат с учетом апlifта. Интересно, что для различных видов затрат устанавливаются различные

ставки апlifта: для затрат на ГРП ставка составляет LTBR+15%¹, а для затрат на обустройство и разработку — LTBR+5%. ННРР вычитается из налогооблагаемой базы для налога на прибыль.

Наряду с традиционным налоговым режимом в Австралии, в отличие от других развитых стран, также используются СРП. Однако экономические принципы, заложенные в этих соглашениях, мало чем отличаются от тех, что используются в проектах, облагаемых ННРР.

Отметим, что, несмотря на наличие такого прогрессивного налога, как ННРР, и на использование режима СРП, по рейтингу инвестиционной привлекательности нефтедобычи на шельфе (по версии [7]) Австралия находится лишь на 113-м месте. Поэтому для стимулирования дорогостоящей разведки и разработки трудноизвлекаемых месторождений глубоководного шельфа независимые эксперты и участники рынка призывают правительство Австралии пересмотреть налоговый режим в нефтедобыче.

(Окончание следует)

Список литературы

1. Джонстон Д. Налоговые системы и соглашения о разделе продукции. М.: Олимп-Бизнес, 2000.
2. Бобылев Ю.Н. Реформирование налогообложения минерально-сырьевого сектора. М.: ИЭПП, 2001.
3. Brown, E. Cary. Business-Income Taxation and Investment Incentives / in: Metzler, L.A., Domar, E.D. et al. (eds.), Income, Employment and Public Policy, Essays in Honor of A.H. Hansen, W.W. Norton & c. New York, 1948.
4. Garnaut, R. and A.C. Ross. Uncertainty, risk aversion and the taxing of natural resource projects. Economic Journal 85, pp. 272–287, 1975.
5. Andersen A. Guide to upstream oil and gas taxation in the UK, 2001.
6. World Petroleum Arrangements 2000, Asia & Australasia, Barrows 2000.
7. Пути совершенствования системы государственного регулирования нефтяного комплекса // Национальный инвестиционный совет. 2002.
8. Rowland C. and Hann D. The Economics of North Sea Oil Taxation. Macmillan Press.
9. Rögvaldur Hannesson. Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production. Quorum Books, 1998.

¹ LTBR — Commonwealth long term bond rate, ставка по долгосрочным облигациям