

Природные богатства принадлежат всему обществу, поэтому справедливо, чтобы доходы от их эксплуатации использовались на благо общества, а не только нефтедобывающих компаний. В статье рассматриваются модели взаимодействия государства и нефтегазового бизнеса в развитых, развивающихся странах и государствах СНГ. Думается, что накопленный в этой сфере опыт будет полезен для нашей страны, которая становится крупнейшим игроком на рынке нефтегазовых ресурсов.

Опыт распределения природной ренты между государством и компаниями нефтяной промышленности

С. П. БАШКИРОВ,
Ухтинский индустриальный институт

Научная концепция, которой предстояло стать основой борьбы национальных государств и частных нефтяных компаний, разработана Д. Рикардо. Это было понятие «ренты», дохода, отличного от нормальной прибыли. Он основывал свою теорию на производстве зерна, но она применима и к нефти и другому природному сырью.

Применительно к нефти ренту можно определить как разницу между рыночными ценами и стоимостью затрат на производство (включая дополнительные расходы на транспорт, обработку и распределение нефти и прибыль на капитал, а также нормальную долю прибыли предпринимателя). Так, в конце 40-х годов XX в. нефть продавалась по 2,5 дол. за баррель. Оператор истощенной скважины получит не более 10% прибыли на свою нефть. Но на Ближнем Востоке себестоимость добычи барреля – всего 25 центов. Прибавим стоимость транспортировки (50 центов) и прибыль (10 центов). При цене нефти 2,5 дол. за баррель природная рента составляла приличную по тем временам сумму –

© ЭКО 2006 г.



1,65 дол. на каждый баррель. А кто именно получит ренту – страна-производитель, частная фирма или страна-потребитель, взимающая налоги, и в каком размере, четко установлено не было.

Рассмотрим особенности взаимоотношений государства и нефтяных компаний в развитых странах.

Норвегия. Как и экономика России, норвежская экономика в значительной степени зависит от нефтяного комплекса. Его доля в ВВП составляет более 20%, в поступлениях от экспорта – более 45%. Правительство Норвегии стремится к тому, чтобы максимально возможная доля доходов от нефти доставалась всему обществу, при помощи целого комплекса мер государственного участия и регулирования. В основе взаимодействия государства и добывающих компаний лежит *режим лицензирования*.

Базисом для защиты интересов государства и общества в разделе природной ренты служит механизм «прямого финансового участия государства». Он был введен в действие 1 января 1985 г., когда доля участия государственной нефтяной компании Statoil в проектах по освоению норвежских шельфовых месторождений была разделена на государственную часть (прямое финансовое участие государства) и на часть, принадлежащую Statoil. Statoil участвовала в норвежских нефтегазовых проектах на паритетных началах с зарубежными компаниями (TotalFinaElf, ExxonMobil, Shell, ConocoPhillips, Chevron). Государство выделяет лицензии, как правило, консорциумам компаний и определяет их доли в проектах. Назначается компания-оператор, которая отвечает за выполнение условий лицензии. Участники консорциума заключают между собой совместное операционное соглашение, которое регулирует отношения между ними, формирует основу для организации деятельности на лицензируемой территории и регулирует распределение доходов, а также определяет обязанности оператора перед партнерством, правила голосования и принятия основных решений¹.

¹ Noreng Oystein. The concept of economic resource rent and its application in UK and Norwegian petroleum taxation. – Sandvika (Norway): Centre for Energy studies; BI Norwegian School of Management, 1998.

В зависимости от доходности и ресурсного потенциала лицензируемой территории государство определяет размер своего прямого финансового участия (обычно 30–40% общей добычи). Государство, получая доходы от своей доли, осуществляет инвестиционную деятельность и несет операционные расходы в соответствии со своим процентом участия в проектах.

До 2001 г. управление прямым финансовым участием государства осуществляла Statoil. В 2001 г. акции Statoil были включены в листинг фондовых бирж в Нью-Йорке и Осло, а 18,2% акций компании продано внутренним и зарубежным частным инвесторам. Функции управления прямым финансовым участием государства были переданы компании Petoro, которая была создана в 2001 г. в форме общества с ограниченной ответственностью, на 100% принадлежащего государству. Petoro финансируется из правительственных ассигнований и не получает доходы от активов, являющихся долей государства. Все доходы от активов направляются в пользу государства, а все доходы и затраты, связанные с управлением государственной долей в проектах, проходят через бюджет.

После частичной приватизации Statoil деятельность компании регулируется нормами права, касающимися всех акционерных обществ. Являясь одним из акционеров компании, государство регулирует ее деятельность наравне с другими инвесторами, т.е. его преимущественно интересуют вопросы возврата капитала и получения дивидендов. За Statoil остаются функции по реализации принадлежащих государству нефти и газа, которые оно получает в соответствии со своим прямым финансовым участием в нефтегазовых проектах, так как участники проектов являются собственниками добытых углеводородов в соответствии со своими долями².

Налогообложение нефтедобывающих компаний в Норвегии основано на общих налоговых правилах с поправками на нормы Закона о нефтяном налогообложении. Основными

² Facts 2001. The Norwegian Petroleum Sector. – Ministry of petroleum and energy, 2002.

платежами являются *подходный налог, специальный налог на нефтяные операции, роялти, налог на капитал, ренталс*.

Первые два налога – основные и базируются на обложении чистого дохода компании. Убытки, связанные с нефтедобычей, сокращают общий облагаемый доход компании. Для расчета налогооблагаемой базы используются так называемые нормальные цены, т. е. цены сделок между независимыми участниками на свободном рынке (в отличие от сделок внутри интегрированной компании).

Основу современной норвежской нефтяной налоговой системы, которая считается одной из самых последовательных, составляют специальный отраслевой налог на прибыль – 50%, и общий налог на прибыль – 28%, которые рассчитываются по справочным ценам. Специальный налог применяется к тем месторождениям, где инвестиции уже окупились.

Отличаются эти два вида налогов применением скидок. Так, при исчислении налоговой базы по обычному подходному налогу убытки от других видов деятельности нефтяной компании могут сокращать облагаемый нефтяной доход наполовину. Специальный налог таких скидок не допускает. Однако он предоставляет скидку в виде определенного процента от стоимости основных фондов в добыче и транспортировке углеводородов (в течение 15 лет, с года начала амортизации этих фондов). Ставка специального налога составляет 30%.

Роялти рассчитываются как процент от валового, а не от чистого дохода производителя. Этот платеж легко контролируется и обеспечивает государственному бюджету ранний и гарантированный доход. В последние 20 лет страны-нефтепроизводители, в том числе и Норвегия, перешли к исчислению роялти по скользящей шкале, пытаясь связать его величину с уровнем добычи или глубиной залегания. С 1972 г. ставка роялти на нефть составляет 8–16% в зависимости от объема добычи. Предполагается, что такая дифференциация повысит интерес инвесторов к небольшим месторождениям, а также смягчит регрессивный характер роялти. В сравнении со ставками налогов на доход в нефтя-

ной отрасли Норвегии (около 50%) поступления от роялти в казну не очень велики, но поступают они уже с начала добычи.

Постоянный платеж нефтедобывающих компаний – рента – не меняется в течение первых 6 лет, а затем ежегодно увеличивается, пока не достигнет максимального размера.

Помимо указанных налогов, в нефтяной отрасли существуют роялти на добычу нефти (этот налог отменяется с 1 января 2006 г.). Кроме того, держатели лицензий на разработку месторождений вносят плату за использование территории по окончании периода геологоразведки (обычно 3–4 года). Ежегодная плата для большинства лицензий постепенно увеличивается с 7000 до 70000 норвежских крон за 1 км² в течение десяти лет. Для лицензий на разработку шельфа Баренцева моря действуют особые правила.

Налог на окись углерода исчисляется на 1 м³ сожженного или выброшенного в атмосферу газа, а также на литр сожженной нефти. В 2002 г. он составил 0,73 норвежской кроны.

Налоговые поступления в бюджет Норвегии от нефтяного бизнеса в 2001 г. превысили 113 млрд норвежских крон.

Лицензионная система Норвегии базируется на ряде нормативных документов, которые детально определяют права и обязанности заинтересованных сторон. Право собственности на подводные нефтяные месторождения норвежского континентального шельфа закреплено за государством.

Лицензии на добычу распределяются правительством на конкурсной основе. Предусмотрен как индивидуальный, так и коллективный механизм подачи заявок. Государство провозглашает принципы объективности, недискриминации и прозрачности при распределении лицензий. Каждая лицензия предусматривает первоначальный разведочный период, который может длиться до 10 лет. Лицензиат обязан выполнять определенные обязательства по проведению работ в течение этого периода (сейсмические исследования, разведочное бурение и т. п.). При выполнении обязательств к концу данного периода предоставляется право использовать

до половины лицензируемой территории на период до 30 лет. Для отказа от лицензии необходимо согласие всех компаний, входящих в группу, которая получила лицензию. Возмещение затрат инвесторам, если нефть не обнаружена, не предусмотрено.

Норвежское государство в 2001 г. получило доход от нефтяного бизнеса в размере 237,9 млрд норвежских крон (113,5 млрд – налоги и сборы, 124,4 млрд крон – доходы от прямого участия государства в нефтяных проектах), что составило около 16,5% ВВП (1471,4 млрд крон)³.

Для *управления доходами от нефти* в 1990 г. был создан *Правительственный нефтяной фонд*. Доходы фонда состоят из финансовых потоков от нефтяного бизнеса, а также прибыли от его инвестиционной деятельности. Расходами фонда являются ежегодные трансферты Министерству финансов для покрытия бюджетного дефицита. Фонд выполняет роль стабилизатора, который облегчает проведение экономической политики в случае падения цен на нефть либо спада деловой активности, а также служит инструментом борьбы с финансовыми трудностями, которые могут быть вызваны старением населения и уменьшением доходов от продажи нефти.

Размер фонда на 31 декабря 2001 г. составлял 618 млрд норвежских крон (около 42% ВВП). Система взаимоотношений между государством и бизнесом, сложившаяся в Норвегии, позволяет аккумулировать значительную долю природной ренты и использовать ее в интересах всего общества. Это во многом помогло Норвегии в 2003 г. возглавить мировой рейтинг стран по качеству жизни. В стране существует надежная система обеспечения социальных гарантий, а в экономике динамично развиваются не только сырьевые отрасли.

Как пример гибкости системы можно привести тот факт, что в 1992 г. концерн «Норск Гидро» вообще не платил налогов на прибыль в связи с большими капиталовложениями. Использовалась сложная и гибкая система налогообложения, состоящая из комбинации лицензионных выплат, налога на

³ Facts 2001. The Norwegian Petroleum Sector.

прибыль, специального отраслевого налога, арендной платы за разработку недр и налога на выброс углекислого газа. Сегодня частичная приватизация компании «Statoil» рассматривается как стимул привлечения капиталовложений, альтернативный изменению специального налога.

Великобритания. В Соединенном Королевстве Великобритании и Северной Ирландии используется *лицензионный режим* разработки нефтегазовых ресурсов. За выдачу лицензий отвечает Департамент торговли и промышленности государства.

Все лицензии подразделяются на континентальные и шельфовые. Шельфовые выдаются как на добычу, так и на геологоразведку. Основной тип лицензий – на добычу, однако эти лицензии включают в себя весь жизненный цикл месторождения – от геологоразведки до вывода из эксплуатации. Территория, охватываемая такими лицензиями, обычно составляет около 200 км². Лицензии на геологоразведку выдаются на три года и предоставляют право вести геологоразведку на всей территории континентального шельфа Великобритании, за исключением территорий, на которые распространяются лицензии на добычу. Данный вид лицензии не позволяет бурение скважин глубже 350 м и промышленную добычу углеводородов.

Лицензии на геологоразведку и разработку на континенте идентичны шельфовым лицензиям на добычу. До 1996 г. необходимо было получать лицензию на каждую стадию разработки континентального месторождения (на геологоразведку, на оценочные работы, на разработку и на добычу). Затем бюрократические процедуры были упрощены.

Шельфовая лицензия на добычу и континентальная лицензия на геологоразведку и разработку подразумевают выполнение последовательности стадий работ на месторождении.

Начальный геологоразведочный период для шельфовых проектов составляет четыре года (в особых случаях может быть увеличен), для континентальных проектов – шесть лет. За этот период лицензиат обязан выполнить рабочую программу, которая согласовывается с государством на стадии

рассмотрения заявки на выдачу лицензии. При невыполнении программы лицензия аннулируется⁴.

Вторая стадия предназначена для оценки и разработки месторождения. Ее длительность составляет четыре года для шельфовых проектов и пять – для континентальных. До окончания второй стадии необходимо государственное утверждение Плана развития. В противном случае лицензия отзывается.

Третья стадия предполагает промышленную добычу и длится 18 лет для шельфовых проектов и 20 лет – для континентальных.

Налоговый режим периодически совершенствуется для достижения баланса между получением государством справедливой доли доходов от добычи углеводородов и обеспечением долгосрочных инвестиций в проекты на Северном море. В апреле 2002 г. был введен дополнительный налог на доходы от добычи нефти и газа, его ставка составляет 10% в дополнение к 30%-му налогу на прибыль корпораций и исчисляется от той же налогооблагаемой базы. Дополнительным налогом облагаются только корпорации, ведущие добычу нефти и газа.

Кроме упомянутых налогов, нефтегазовые компании уплачивают:

- *роялти* в размере 12,5% валовой стоимости нефти и газа, добытых на лицензионной территории, за исключением затрат, связанных с транспортировкой, очисткой и первичным хранением нефти и газа. Сейчас роялти отменены для всех месторождений, разработка которых одобрена после 1 апреля 1982 г., в связи с переходом к налогообложению на базе прибыли;
- *налог на нефтяные доходы*, призванный изымать сверхприбыль от добычи нефти и газа. Не взимается с месторождений, разработка которых одобрена после 16 марта 1993 г.;
- *ренталс* – ежегодный сбор с держателя лицензии по прогрессивной шкале с 1 км² лицензионной территории. Ренталс, во-первых, побуждает лицензиата возвращать территории, которые он не хочет эксплуатировать, во-вторых, заставляет концентрировать усилия на разработке только продуктивных участков.

⁴ UK continental shelf upstream oil and gas taxation. – Department of trade and industry, 2003.

Австралия. В Австралии, так же как и в Норвегии, в основе взаимоотношений государства и нефтегазового бизнеса лежит *лицензионный режим*. Государство получает свою долю доходов от нефтегазовой деятельности посредством налогов и сборов. Основные налоги – это налог на ресурсную ренту, акциз на нефть, роялти. Кроме этого, нефтегазовый сектор страны уплачивает налог на прибыль в размере 36%.

Нефтяной налог на ресурсную ренту введен в середине 1980-х годов в качестве замены акциза на нефть и роялти для шельфовых проектов. Он уплачивается в процессе осуществления всех проектов на внешней границе территориальных вод и поэтому относящихся к федеральной юрисдикции. Основные характерные особенности налога:

- ✓ уплачивается добывающей компанией;
- ✓ взимается до начисления налога на прибыль и вычитается из налогооблагаемых поступлений при расчете налога на прибыль;
- ✓ начисляется в размере 40% от налогооблагаемых поступлений, которые включают в себя средства, полученные от продажи всей нефти минус все разрешенные затраты;
- ✓ уплачивается ежеквартально;
- ✓ разрешенные затраты включают в себя часть капитальных затрат (согласно амортизационным нормативам) и текущие затраты, которые прямо относятся к нефтяному проекту (разведка, разработка, операционные и ликвидационные расходы);
- ✓ затраты, которые не вычитаются, включают в себя расходы по финансированию, косвенные административные расходы, налог на прибыль;
- ✓ собирается только Федеральным правительством.

Нефтяной акциз. До 1 июля 1990 г. взимался со всей добычи месторождений, находящихся под юрисдикцией штатов, а также по двум проектам, находящимся под федеральной юрисдикцией (Bass Strait и North West Shelf). После 1 июля 1990 г. проект Bass Strait был переведен федеральным правительством на режим налога на ресурсную ренту, так как месторождение Bass Strait вступило в падающую стадию добычи, и налог на ресурсную ренту стал предпочтительным с точки зрения обеспечения оптимальных для компаний и госу-

дарства пропорций раздела прибыли, поскольку стимулирует более полное извлечение нефти из недр.

В настоящее время режим акциза применяется только к месторождениям под юрисдикцией штатов и к месторождению North West Shelf⁵. Акциз рассчитывается как процент от объема добытой нефти, умноженного на среднюю цену реализации ФОВ в данном регионе. Нефть облагается налогом таким образом, что более высокие процентные ставки применяются к более высокодебитным месторождениям. Ставки акциза зависят от даты открытия месторождения и/или начала добычи. Ставки акциза в зависимости от категории добываемой нефти и объема добычи изменяются от 0 до 55% (таблица).

Ставки акциза на добываемую нефть в Австралии, %

Ежегодная добыча, тыс. баррелей	«Старая» нефть ^{а)}	«Средняя» нефть ^{б)}	«Новая» нефть ^{в)}
0–315	0	0	0
315–629	0	0	0
629–1259	0	0	0
1259–1888	20	0	0
1888–2517	30	15	0
2517–3146	40	30	0
3146–3776	50	50	10
3776–4405	55	55	15
4405–5036	55	55	20
Более 5036	55	55	30

Примечания: а) месторождения, открытые до 18 сентября 1975 г.; б) месторождения, открытые до 18 сентября 1975 г. и не разрабатываемые до 23 октября 1984 г.; в) месторождения, открытые после 18 сентября 1975 г.

Источник: Australian petroleum statistics, Department of industry, science & resources, 2002.

Первые 30 млн баррелей добычи нефти с каждого месторождения освобождаются от уплаты акциза. Конденсат и

⁵ Australian petroleum statistics, Department of industry, science & resources, 2002.

газ, добытые отдельно от нефти, также освобождаются от акциза. Акциз собирается федеральным правительством.

Нефтяной роялти. Федеральный роялти применяется к шельфовым месторождениям, которые находятся под юрисдикцией штатов и поэтому не подпадают под режим налога на ресурсную ренту. Помимо федерального, уплачивается роялти штатов в соответствии с нефтяными законами штатов.

Роялти рассчитывается как процент стоимости от добытой нефти с каждой скважины. Стоимость добытой нефти рассчитывается как разность между стоимостным объемом ее продаж и стоимостью ее транспортировки. Из стоимостного объема продаж вычитается также акциз на добычу нефти (только при расчете роялти Содружества), процент затрат на транспортировку, процент амортизации капитала. Роялти устанавливаются в размере 4% для Содружества и 6–8,5% – для правительства штата.

Роялти на ресурсную ренту. Единственный проект, к которому применяется данный налоговый режим, это проект Barrow Island в штате Западная Австралия. В 1985 г. месторождение вступило в стадию старения, его эффективность значительно снизилась. Продолжать добычу стало экономически нецелесообразно, поскольку размер акциза достиг максимального значения. Роялти на ресурсную ренту был установлен в размере 40% от чистых налогооблагаемых поступлений (за вычетом затрат, связанных с разведкой и добычей). Капитальные и текущие затраты списываются в год, когда они были произведены.

Введение роялти на ресурсную ренту позволило продолжить разработку разведанных запасов месторождения и дальнейшие геологоразведочные работы. Освобождение от уплаты нефтяного акциза производится на основании соглашения о роялти на ресурсную ренту, которое заключают штат и лицензиат. Помимо этого, Содружество и штат должны заключить соглашение о разделе доходов. Для Barrow Island правительство Западной Австралии получает 25% роялти на ресурсную ренту, остальные 75% – федеральное правительство. Роялти на ресурсную ренту применяется только для месторождений под юрисдикцией штата.

США. Основой государственного регулирования нефтяного бизнеса в США является *государственный надзор* Министерства энергетики за деятельностью крупнейших (Majors)⁶ нефтегазовых компаний посредством обработки и анализа сложного комплекса данных. Сбор данных обеспечивается в рамках Системы финансовой отчетности, которая охватывает данные по доходам, затратам и прибылям крупнейших компаний, а также по отдельным направлениям и регионам деятельности. Кроме того, собираются и анализируются данные бухгалтерских балансов (активы) совместно с данными по инвестициям в активы. Также собирается и анализируется подробная производственная статистика, данные которой соотносятся с показателями финансовой деятельности. Все данные сводятся в единую отчетную форму (Form EIA-28), которая представляет совокупность множества специализированных карт данных.

Все отчетные данные подвергаются сложной процедуре проверки правильности и достоверности, в том числе путем независимого аудита.

Данные обрабатываются ответственными и полномочными государственными органами. Результаты обработки данных публикуются и являются основой для разработки и практической реализации государственной политики в энергетических отраслях.

Главным инструментом государственного регулирования нефтяного бизнеса в США является *гибкая налоговая политика*. Сложность американской системы налогообложения нефтяных компаний состоит не в составе налогов (три основных налога: роялти, налог на добычу и налог на прибыль), а в определении налоговой нагрузки, которая существенно меняется в зависимости от многих факторов (условия добычи, местное законодательство и т. п.).

⁶ К категории крупнейших (Majors) в США относятся публичные акционерные нефтегазовые компании (базирующиеся в США или отделения зарубежных компаний, действующих на территории США), которые добывают не менее 1% от национальной добычи и (или) контролируют не менее 1% от национальных запасов нефти и (или) газа и (или) контролируют не менее 1% мощностей нефтепереработки или продаж нефтепродуктов.

Особенность американского недропользования состоит в том, что собственник участка земли является и собственником полезных ископаемых, которые находятся в его недрах. Собственник участка платит налог на собственность исходя из стоимости участка с учетом стоимости запасов полезных ископаемых. Этот налог стимулирует более полное изъятие жидкого топлива из недр. Добывающим компаниям нет смысла увеличивать доказанные запасы, за которые придется платить большой налог, поэтому доказанные запасы нефти американских компаний в несколько раз меньше российских.

Однако в США значительная часть нефтегазовых ресурсов (треть объемов природного газа и более одной пятой объемов нефти) залегает на суше в пределах земель, находящихся в собственности или федерального правительства, или индейских племен, а также на шельфе. Процессами освоения этих минеральных ресурсов руководит Служба управления полезными ископаемыми в составе Министерства внутренних дел (U.S. Department of the Interior's Mineral Management Service – MMS). MMS предоставляет права на разведку и разработку нефтегазовых ресурсов в пределах данных участков частным компаниям; в свою очередь, нефтегазовые компании платят федеральному правительству за аренду, а также роялти с добываемых на этих участках нефти и газа. Для континентальных месторождений роялти составляет $1/8$, а для шельфовых – $1/6$ добытых углеводородов. Роялти необходимо уплатить в течение 30 дней после добычи.

Эти доходы составляют одну из крупнейших частей неналоговых поступлений бюджета федерального правительства. В 2000 г. роялти составили 5 млрд дол., из них большая часть (4,1 млрд дол.) – от шельфовой добычи. Роялти от добычи природного газа составили 60%. Также было собрано 1 млрд дол. в виде бонусов и арендных платежей. Доходы индейских племен составили 200 млн дол.

**В следующем номере предлагаем
обзор опыта распределения ресурсной ренты
в развивающихся странах.**