

С новыми налогами, господа!

Анализ ожидаемых результатов от налоговой реформы нефтяной отрасли

Андрей Конопляник

д.э.н., Президент Фонда развития энергетической и инвестиционной политики и проектного финансирования

С 1 января 2002 года в России вступила в силу новая система налогообложения доходов предприятий минерально-сырьевого комплекса. В частности, снижается ставка налога на прибыль и вводится налог на добычу полезных ископаемых, заменяющий собой ряд действовавших до сего платежей за пользование недрами. Таким образом осуществлен первый этап планируемой налоговой реформы. Пока — в рамках лицензионного режима недропользования. Работа над специальной главой Налогового кодекса, посвященной налогообложению при СРП продолжается. Насколько данная реформа позволяет решать комплексную задачу обеспечения баланса фискальных и инвестиционных интересов государства? Какова возможная эффективность законодательно оформленных нововведений в нефтяном налогообложении для инвесторов?

На эти и другие вопросы отвечает исследование, проведенное специалистами Фонда развития энергетической и инвестиционной политики и проектного финансирования. Некоторые результаты которого, касающиеся в первую очередь анализа предварительных итогов налоговой реформы, приведены в предлагаемой вниманию публикации.

Общепризнано, что существующая в России система налогообложения нефтяной отрасли является негибкой, чрезвычайно усложненной, фискально-ориентированной. В целях ее совершенствования, в соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2020 года», в нефтедобывающей промышленности вводится новая система налогообложения доходов, состоящая из трех основных компонентов: налога на прибыль (НП), налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и налога на дополнительные доходы (НДД).

Первые два элемента этой трехзвенной системы налогообложения уже введены в действие с началом этого года. Работа над законопроектом о налоге на дополнительные доходы (посредством которого государство намерено изымать у субъектов предпринимательской деятельности часть дифференциальной ренты (или сверхприбыли), получаемой ими за счет лучших природных условий разрабатываемых объектов) продолжается. В условиях лицензионной системы недропользования такой налоговый режим будет действовать в рамках административно-правовой системы, при которой все три вышеуказанных налоговых параметра устанавливаются государством в одностороннем порядке. В случае СРП, действующих в рамках договорно-правовых отношений, — место НДД занимает переговорный механизм раздела продукции.

Налог на прибыль

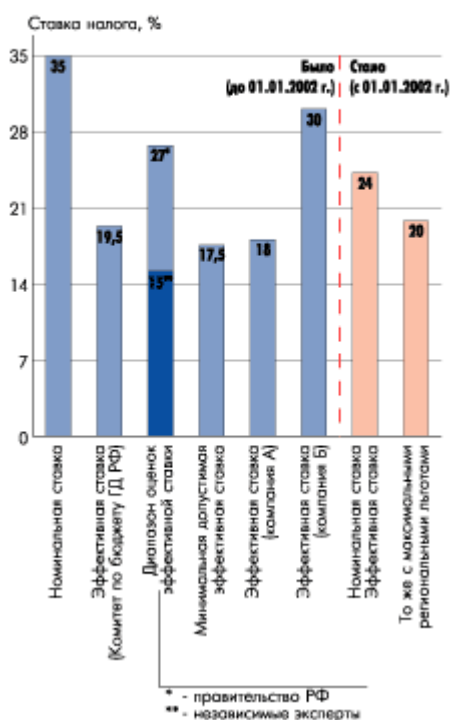
Новый порядок налогообложения налогом на прибыль (НП) установлен главой 25 НК РФ. Основное нововведение — это снижение ставки налога с 35% до 24% в обмен на отказ от всех льгот по уплате НП, включая инвестиционную льготу (позволявшую компаниям списывать до 50% сумм с налогооблагаемой базы НП при направлении этих средств на инвестиции).

Изменилось и бюджетное распределение уплачиваемого НП. До начала этого года из 35%-ных пунктов номинальной ставки НП 11% поступало в федеральный бюджет, 5% — в местный, а 19% — в региональный (с возможностью предоставления регионом льготы по НП в размере до 5%-ных пунктов из своей доли). Теперь 24%-ных пункта ставки НП будут распределяться в пропорции 7,5:2:14,5% при наличии у органов власти субъектов РФ возможности предоставлять льготы по НП в размере до 4%-ных пп. (из направляемой в их бюджеты доли поступлений по данному налогу), в результате чего эффективная ставка НП может составить всего 20%.

Правительство и значительная часть депутатского корпуса рассматривают снижение ставки НП как мощный стимул для инвестиций. Однако необходимо выделить некоторые специфические последствия этой новации для инвесторов нефтегазовых проектов. Использование льгот по НП, в первую очередь инвестиционной, является в России широко распространенной практикой. В целом по экономике страны эффективная налоговая ставка НП (с учетом всех видов льгот) составила в 2000 году, по данным Комитета по бюджету Государственной Думы, 19,5%. Правда, при обсуждении главы 25 НК представители правительства приводили оценки эффективной ставки НП, равные 27%. Независимыми же экспертами делались оценки и на уровне 15-17% (см. рис. 1 «Налог на прибыль: номинальные и эффективные налоговые ставки до и после 01.01.2002 года»).

По мнению ряда экспертов, отказ от инвестиционной льготы при ставке налога на прибыль на уровне 24% фактически сохранит статус-кво за счет региональных льгот. В случае предоставления последних, эффективная ставка налога на прибыль якобы останется практически без изменения (19,5% против 20%). Однако это не совсем так.

Рис. 1. Налог на прибыль: номинальные и эффективные налоговые ставки до и после 01.01.2002 года



Разные компании используют инвестиционную льготу с разной степенью интенсивности. Особенно активно она применяется малыми и средними (неинтегрированными) компаниями (МиСНК). Эти компании, с одной стороны, являются монопродуктовыми производителями и поэтому в гораздо большей степени, чем ВИНК, зависят от колебаний цен на нефть. С другой стороны, они работают, как правило, на мелких и средних месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами и получают «ренту от специализации», что требует применения более дорогих технологий. Поэтому у МиСНК соотношение между годовыми объемами капиталовложений и добычи является гораздо более высоким, чем у ВИНК: в 1999 году — в 1,5, а в 2000 году — уже в 5,5 раз (по данным АссоНефть, клуба «Афина», ГП «ЦДУ ТЭК»). И поэтому МиСНК максимально полно использовали инвестиционную льготу по НП, утрата которой для них окажется наиболее болезненной.

Что касается ВИНК, то для компании, которая нацелена на долгосрочную производственную деятельность в отрасли и максимизирует свои «нефтяные» приоритеты,

осуществляет активную инвестиционную программу, обеспечивающую ей приросты производственных мощностей и т.д., и у которой в силу изложенного эффективная ставка НП составила, скажем, 18% (на рис. 1 — компания А), то для нее реформа НП означает фактический рост налоговой нагрузки. Даже с учетом предоставления региональной льготы по НП. В то же время для ВИНК, максимизирующей текущие финансовые потоки, продолжающей активно «срабатывать» имеющиеся у нее на балансе запасы, доставшиеся ей (впрочем, как и другим ВИНК) в основном бесплатно в начале 90-х годов, и эффективная ставка НП которой составляет, например, порядка 30% (на рис. 1 — компания Б) — для такой ВИНК реформа НП означает фактическое снижение налоговой нагрузки. Объясняется это тем, что данная ВИНК в первую очередь оценивает собственные краткосрочные финансовые приоритеты в рамках более широкого круга своих бизнесов и не связывает себя с обязательным продолжением работы в отрасли. Для нее более важной задачей в этой связи является не столько подготовить заделы под будущую добычу, сколько повысить текущую капитализацию компании, поставив на баланс различными способами как можно большие запасы, чтобы можно было с выгодой продать этот бизнес.

Снижение ставки налога на прибыль не окажет никакого стимулирующего воздействия на иностранных инвесторов, материнские страны которых являются сторонами договоров с Россией об избежании двойного налогообложения. Суммы снижения обязательств по уплате налога на прибыль в РФ будут истребованы к уплате налоговыми органами соответствующей материнской страны. Поэтому в данном контексте этот закон можно отчасти рассматривать как меру, усиливающую конкурентные позиции отечественных компаний по сравнению с иностранными на российском рынке даже при увеличении налогового давления на нефтяников, но отнюдь не как повышающую международные конкурентные позиции российской нефтяной отрасли.

Изложенное, на мой взгляд, означает, что реформа налога на прибыль фактически имеет антиинвестиционную направленность и смещена в зону удовлетворения чисто фискальных интересов государства.

Налог на добычу полезных ископаемых

НДПИ заменяет платежи за пользование недрами при добыче полезных ископаемых (роялти), отчисления на ВМСБ и акциз (кроме акциза на природный газ). Новый налог и порядок налогообложения им зафиксирован в главе 26 НК РФ.

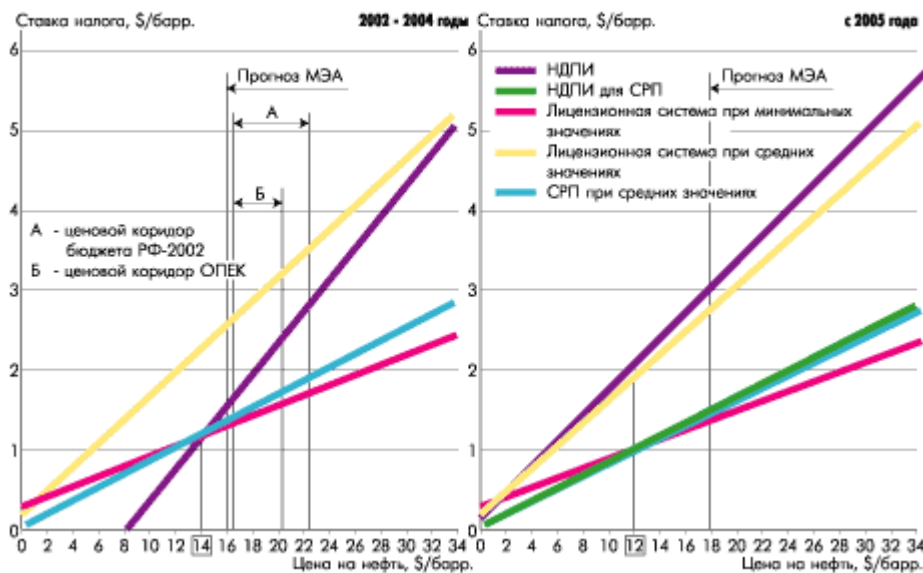
По утверждению Министерства финансов РФ, НДПИ вводится как механизм, который должен обеспечить налоговую нагрузку, эквивалентную замещаемым им платежам. Именно таким образом Минфином была рассчитана базисная величина этого налога в 16,5%, из которых, соответственно, 8%, 6% и 2,5% — фактические уровни роялти, ВМСБ и акциза (при средневзвешенных, учитывающих поставки на экспорт и внутренний рынок ценах на нефть).

Правда, базисная ставка НДПИ в размере 16,5% от цены продукта начнет применяться с 2005 года. Для проектов СРП устанавливается понижающий коэффициент 0,5 (при этом не уточнено, будет ли этот коэффициент действовать в период 2002-2004 годов). А для лицензионных проектов, в рамках которых компании осуществляют геолого-разведочные работы (ГРР) за счет собственных средств, — коэффициент 0,7 от базисной ставки НДПИ. В период же 2002-2004 годов установлена специфическая ставка НДПИ, равная 340 руб./тонну, с поправкой на изменение валютного (долларового) курса рубля и на изменение цен на основную российскую экспортную смесь нефть Urals на мировом рынке.

На этом первоначальном этапе НДПИ вводится и как средство борьбы с трансфертными ценами ([см. «Силовые меры в России привычнее» в «НиК» № 4, 2001 г.](#)), поэтому механизм его уплаты устанавливается именно в виде «специфической», а не «адвалорной» ставки.

По углеводородному сырью этот налог распределяется в пропорции 80:20 между федеральным бюджетом и бюджетом соответствующего субъекта РФ, а в случае сложно

Рис. 2. Сравнительный анализ НДПИ и замещаемых им платежей (при условии 100%-ного экспорта добытой нефти)



построенного субъекта (при добыче на территории автономного округа, входящего в состав края или области) — в пропорции 74,5:20:5,5 между федеральным бюджетом, бюджетом округа и бюджетом края или области. При добыче на континентальном шельфе РФ или в исключительной экономической зоне России полная сумма НДПИ зачисляется в федеральный бюджет.

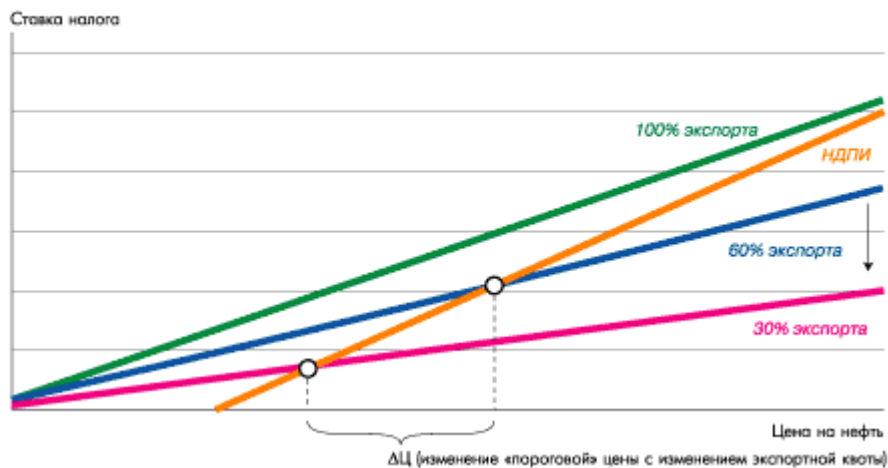
Как видно из данных **рисунка 2** (см. «Сравнительный анализ НДПИ и замещаемых им платежей...»), введение «специфической» ставки НДПИ ослабляет налоговую нагрузку на разрабатываемые месторождения в рамках действующей лицензионной системы фактически при любом уровне цен (рост цен на нефть свыше \$35/барр. в пересчете на Urals представляется маловероятным), но только в наиболее благоприятном для нефтяных

компаний сценарии — при 100%-ном экспорте добытой нефти. В то же время усиливается налоговая нагрузка на новые месторождения, разрабатываемые в рамках лицензионной системы, и на любые проекты СРП при преодолении «порогового» значения цен, составляющего, по нашим расчетам, примерно \$14/барр. в пересчете на нефть Urals.

Прогнозируемые на ближайшее время цены, исходя из которых были рассчитаны, например, доходы (\$23,5/барр.) и расходы (\$17/барр.) бюджета РФ на 2002 год, или ценовой коридор ОПЕК, или прогноз Международного энергетического агентства (МЭА) — все они (в пересчете на Urals) превышают указанный пороговый уровень. Превышает данный пороговый уровень и неоднократно упоминаемый Михаилом Касьяновым в качестве «справедливого» ценовой коридор \$20-25/барр. Правда, премьер обычно не конкретизирует маркерный сорт нефти — Urals, Brent, др., к которому относится этот «справедливый» коридор. Но конкретизация сорта не сдвинет границы коридора более чем на \$1-2 в ту или иную сторону. То есть сохранит его в зоне ценовых значений,

превышающих рассчитанный нами «пороговый» уровень.

Рис. 3. Механизм снижения "порогового" значения цены при уменьшении доли экспорта



Следовательно, введение специфической ставки НДС в период 2002-2004 годов фактически означает усиление налоговой нагрузки на новые проекты и проекты СРП и (в зоне ожидаемых цен) имеет антиинвестиционную направленность. При переходе от 100%-ного к фактическому

уровню экспорта для различных групп компаний ситуация оказывается гораздо более напряженной. Общий вывод таков: чем ниже, при прочих равных условиях, у компании доля экспорта в добыче, тем более низким оказывается «пороговое» значение мировой цены на нефть, при котором (с учетом соотношений цен на внутреннем и внешнем рынке) налоговая нагрузка НДС начинает превышать налоговую нагрузку замещаемых им платежей в рамках действующей налоговой системы (см. рис. 3 «Механизм снижения «порогового» значения цены при уменьшении доли экспорта»).

В проведенной Фондом ЭНИПиПФ работе нами были просчитаны последствия введения НДС для разных групп компаний (ВИНК, МиСНК) с различными экспортными квотами (100, 30 и 60%), для проектов, отличающихся природными условиями (средними, худшими). По предложенной экспертом Фонда Владимиром Грушиным методике были скоррелированы соотношения между внутренними и внешними ценами, что позволило определить зависимости между динамикой цен и долей рассматриваемых налогов в цене. Это дало возможность определить как ценовые диапазоны, в рамках которых налоговая нагрузка (от НДС и замещаемых им платежей) действительно оказывается равновеликой для различных групп нефтяных компаний, так и средние значения «пороговых» цен для каждой из этих групп.

При этом следует понимать, что группы компаний с разными экспортными квотами (ВИНК

и МиСНК) одновременно находятся в разных «весовых» категориях. Поэтому более высокая доля экспорта у малых и средних компаний, с одной стороны, делает для МиСНК более высоким «пороговое» значение цены, при котором налоговое бремя НДС превышает для них налоговое бремя замещаемых им платежей. С другой стороны, эти компании гораздо уязвимее к колебаниям цен, поэтому их более высокая экспортная квота лишь уменьшает для них риски, издержки и ущербы, связанные с ценовыми колебаниями. Отсутствие механизма дифференциации налогообложения НДС в зависимости от стадии, на которой находится тот или иной инвестиционный проект, и от качественных характеристик разрабатываемых месторождений также не стимулирует потенциальных инвесторов к осуществлению инвестиций. В этом смысле вступившая в силу версия закона ничем не отличается (в лучшую сторону) от принятого в первом чтении законопроекта, который мы анализировали ранее ([см. «Выдержит ли скважина?» в «ННК» № 6, 2001 г.](#)).

Единая фиксированная «адвалорная» ставка НДС для всех проектов с 2005 года (вместо фиксированной ставки для каждого проекта в широком интервале допустимых значений — как это имело место в отношении роялти) означает реальное увеличение налогового бремени для всех категорий недропользователей. Для проектов СРП — во всех ценовых интервалах (НДС — 8,25% вместо эффективной ставки роялти, равной 8%). Правда, у инвесторов СРП имеется принципиальная возможность компенсировать это увеличение налоговой нагрузки в ходе переговоров с государством за счет изменения в свою пользу пропорций раздела прибыльной нефти. Для проектов, разрабатываемых на условиях лицензии, переход к НДС означает увеличение налоговой нагрузки при уровне цен на нефть, превышающих пороговый уровень \$12/барр. или 2600 руб./тонну. Рыночная цена на нефть на внутрироссийском рынке (цена продаж между независимыми сторонами) уже сегодня превышает этот пороговый уровень. Вероятность того, что к 2005 году внутриотраслевая цена на нефть, составляющая сегодня порядка 2000 руб./тонну и отражающая внутрикорпоративные (трансфертные) цены ВИНК, превысит указанный пороговый уровень, также крайне велика. Таким образом, и при лицензионной системе, и при СРП после 2005 года НДС будет обеспечивать более тяжелую налоговую нагрузку на нефтяные компании, чем действовавшая до 2002 года налоговая система.

Таможенная пошлина

С 1 января с.г. вступила в силу и новая шкала вывозных таможенных пошлин на нефть. Самым важным нововведением здесь является то, что предельные ставки этих пошлин, наконец-то, закреплены законодательно ([см. «Согласно закону»](#)).

Согласно закону

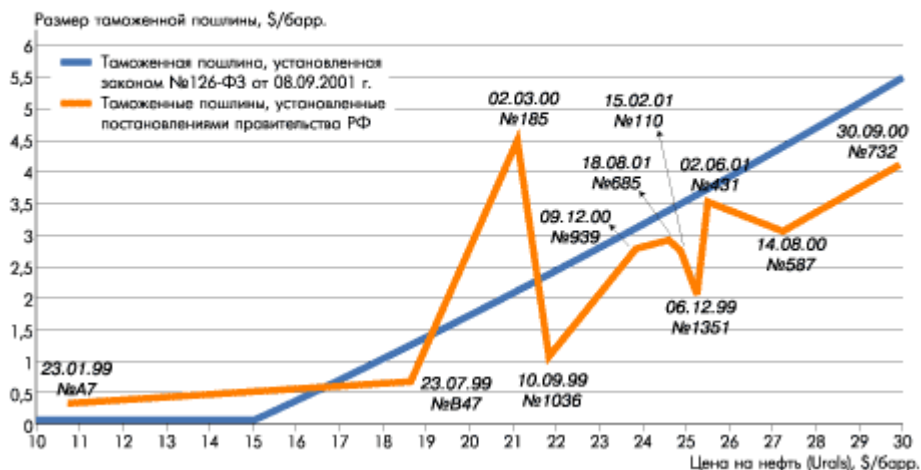
Статьей 4 ФЗ №126 от 08.08.2001 года внесены изменения и дополнения в закон РФ от 21.05.1993 года №5003-1 «О таможенном тарифе».

Определены предельные ставки вывозных таможенных пошлин на нефть:

— в размере 0% — при сложившейся за два предшествующих месяца средней цене нефти сорта Urals на мировых рынках (средиземноморском и роттердамском) до \$109,5/т (или приблизительно \$15/барр.);

— в размере не свыше 35% от разницы между сложившейся за два предшествующих месяца средней цене нефти сорта Urals в \$/т и \$109,5/т — при превышении сложившейся за два предшествующих

Рис. 4. Мировые цены на нефть и уровень вывозных таможенных пошлин (в соответствии с порядком установления пошлин в период до и после 01.01.2002 года)



месяца средней цены \$109,5/т, но не более \$182,5/т (или приблизительно \$25/барр.);
 — в размере не свыше \$25,53/т и 40% от разницы между сложившейся за два предшествующих месяца средней ценой нефти сорта Urals в \$/т и \$182,5/т — при превышении сложившейся за два предшествующих месяца средней цены \$182,5/т.
 В соответствии с постановлением правительства РФ от 18.08.2001 года ставка вывозной таможенной пошлины на нефть, вывозимую за пределы государств-участников соглашений о Таможенном союзе, установлена в размере 23,4 евро/т (до этого действовала ставка в 30,5 евро/т). Это примерно соответствует размеру ставки, устанавливаемой законом №126-ФЗ при цене нефти в \$23-24/барр. (что соответствовало цене нефти на момент принятия постановления).

При этом зафиксированный в законе механизм определения величины таможенных пошлин не только установил существовавшее на момент принятия закона соотношение между уровнями цен и пошлин, но и сложившуюся к этому времени (отсутствовавшую на более ранних этапах) зависимость между изменением уровней цен и пошлин.

Как показал выполненный в нашем Фонде анализ (см. рис. 4 «Мировые цены на нефть и уровень вывозных таможенных пошлин ...»), теперь в зоне ожидаемых мировых цен (превышающих пороговый уровень \$17-18/барр.) или в зоне «справедливого» (по М. Касьянову) ценового коридора (\$20-25/барр.) налоговая нагрузка на нефтяные компании за счет вывозной таможенной пошлины будет несколько превышать аналогичную нагрузку (по усредненному тренду), устанавливавшуюся ранее постановлениями правительства. Это, безусловно, минус для компаний.

Однако имеются два плюса, перевешивающие, на мой взгляд, этот минус.

Во-первых, появляется отсутствовавшая ранее жесткая закономерность между уровнем и динамикой мировых цен, с одной стороны, и уровнем и динамикой вывозных таможенных пошлин, с другой. Правда, поскольку данная шкала таможенных пошлин вступила в силу с 1 января с.г., снижение цен на нефть на мировом рынке (в период после принятия этого закона) не привело к автоматическому сокращению величины подлежащих уплате таможенных пошлин, так как продолжали действовать их ставки, установленные постановлением правительства РФ от 18.08.2001 года.

Во-вторых, законодательное закрепление размера таможенных пошлин имеет существенное позитивное значение для инвестиционной деятельности. Правительство, наконец, утратило возможность по своему усмотрению устанавливать новые ставки таможенных пошлин, что существенно снижало возможности налогового планирования для нефтяных компаний, делая непредсказуемой величину таможенной пошлины, даже в рамках следующего квартала. Правительство рассматривало эту пошлину в качестве инструмента тарифного регулирования. А также, видимо, использовало ее и для решения других бюджетных проблем, чем, вероятно, и объясняется «рваный» характер динамики величины пошлин, устанавливаемых постановлениями правительства (см. рис. 4). Поэтому законодательное их закрепление, на мой взгляд, уменьшает инвестиционные риски (стоимость привлечения заемных средств) нефтяных проектов за счет повышения стабильности последних в результате предсказуемости величины таможенных пошлин и прозрачности механизма их установления.

При этом в экономическом выигрыше оказывается и само правительство, несмотря на утрату такого важного административного рычага. При снижении цен на нефть на мировом рынке корректировка правительством размера вывозной таможенной пошлины осуществлялась всегда с заметным лагом запаздывания, что по сути означало для компаний увеличение налоговой нагрузки на этапе снижения цен (если рассматривать таможенную пошлину в качестве одного из элементов налоговой системы). Однако на этапе роста цен картина была обратной, лаг запаздывания в установлении величины таможенных пошлин работал не в интересах правительства. Таким образом, новый механизм установления пошлин даст возможность минимизировать указанные необоснованные потери как компаниям, так и бюджету.

Баланс пока не достигнут

Предварительный анализ показывает, что налоговая реформа в нефтяной отрасли на данном этапе не является сбалансированной. Введение механизма НДС и реформа НП имеют в целом антиинвестиционную направленность и служат решению государством исключительно фискальных задач. А именно — обеспечению максимально высоких налоговых поступлений от природно-ресурсных (рентных) отраслей, и за их счет — высокого бюджетного профицита, необходимого в первую очередь для финансирования расходов на социальные государственные выплаты (зарплаты, пенсии и т.п.), а также для прохождения предстоящего в 2003 году пика платежей по внешнему долгу.

Осуществленная (в рамках нынешнего этапа) реформа налогообложения не нацеливает компании на повышение эффективности извлечения запасов всех категорий, а лишь на частичную отработку наиболее легкодоступных месторождений. В данном случае произошел размен эффективности системы налогообложения на ее упрощение (примитивизацию). Обеспечить в ходе реформы и прозрачность, и эффективность налоговой системы не удалось. Транспарентность возобладала над эффективностью. Введение этих налоговых инструментов выгодно только тем нефтяным компаниям, которые в целях максимизации текущих финансовых потоков минимизируют инвестиционную деятельность и имеют максимальный экспорт.

В этих условиях введение любого механизма НДС (третьего элемента «новой» системы налогообложения нефтяной отрасли) фактически может только усугубить антиинвестиционную направленность осуществляемой «реформы» в целом. Что в условиях резко усилившейся конкуренции на мировых рынках нефти и капитала может способствовать дальнейшему снижению интереса потенциальных стратегических инвесторов к капиталовложениям в нефтегазовый комплекс России и/или сделать более

дорогой стоимостью привлечения российскими нефтяными компаниями заемных средств для финансирования отечественных нефтегазовых проектов. В итоге такая налоговая реформа может стать причиной утраты конкурентных позиций России на мировом рынке нефти и капитала и привести также к утрате конкурентных позиций жидкого топлива на внутреннем рынке энергетических и производственных ресурсов.

Чтобы этого не произошло, налоговая реформа должна решать комплексную задачу, обеспечивая баланс фискальных и инвестиционных интересов государства. Именно в нахождении такого баланса интересов на макроэкономическом уровне и должна состоять выработка и последующая реализация эффективной государственной экономической политики.

Данная статья написана с использованием результатов широкого исследования, выполненного специалистами Фонда ЭНИПнПФ. Полностью его результаты будут опубликованы в конце января — начале февраля 2002 г. в издательстве "АМА-Пресс" в виде монографии "Реформа системы налогообложения нефтяной отрасли России: предварительная оценка последствий для инвесторов" (название рабочее). [Подробнее — на веб-сайте Фонда ЭНИПнПФ](#) (Ред.)