

УДК. 336.67

А. И. Азарова

## ПРОБЛЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ И ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

*Основные задачи, стоящие перед нефтегазовой компанией, – это обеспечение достаточного объема свободного денежного потока, адекватного рефинансирования и банковской поддержки. Решить эти задачи, скорее всего, будет непросто. Сокращение денежных потоков нефтяных компаний сравнительно менее ощутимо, чем в других отраслях. Это объясняется тем, что налоги отрасли привязываются к ценам на нефть Urals, и это обеспечивает некоторое хеджирование, если этот процесс идет вместе со снижением курса рубля и благоприятно влияет на издержки нефтяных компаний. Тем не менее компании сталкиваются в своей практике с проблемами в области налогообложения и ценообразования, что напрямую влияет на их финансовые результаты и возможности осуществлять инвестиционные программы. Вместе с тем ожидается, что объемы добычи, а значит, и прибыль в нефтяной отрасли в ближайшие 2–3 года упадут.*

**Ключевые слова:** нефтедобыча, проблемы налогообложения и ценообразования.

Россия, крупнейший мировой производитель нефти, в 2010 году поставила рекорд для постсоветской эпохи по годовой добыче нефти-сырца. По данным отдела статистики CDU – ТЕК министерства энергетики, добыча нефти в России в прошлом году увеличилась на 2,2 % и достигла среднегодового уровня 10,15 млн баррелей в день – самой высокой величины после распада Советского союза в 1991 году. В 2009 году Россия добывала 9,93 млн баррелей нефти в день, и такая ежедневная добыча возможна в течение не менее

десяти лет. В советскую эпоху уровень добычи сырой нефти в России достиг своего пика в 1987 году, составив 11,48 млн баррелей в день, по данным BP Plc.

Министерство экономического развития РФ повысило прогноз по добыче нефти в России в 2011 г. с учетом итогов работы нефтяной отрасли в январе – июне 2011 г. на 0,8 % – до 509 млн т. Объем добычи нефти, включая газовый конденсат, в РФ в январе – сентябре 2011 г., по данным Росстата, вырос на 0,8 % по сравнению с аналогичным периодом 2010 г. и составил 380 млн т, по данным CDU ТЕК, – на 1,23 % – до 381,45 млн т. Добыча нефти в РФ по итогам 2010 г. составила 505,2 млн т (по данным Минэнерго РФ).

Годовая добыча природного газа в прошлом году возросла на 12 %, и составила 650,3 млрд куб. м, по сравнению с 582 млрд куб. м в 2009 году, сообщает отдел статистики. России принадлежат крупнейшие в мире газовые месторождения, и она является крупнейшим поставщиком энергоносителей в страны Европы.

Поскольку уровень добычи газа в России имеет сезонные колебания и может сильно варьироваться в течение года, сравнение одних и тех же периодов разных лет информативнее, чем сравнение уровней добычи в течение двух следующих подряд друг за другом месяцев.

В 2010 году Газпром, самый крупный поставщик газа, добыл в целом 508 млрд куб. м энергоносителей, что на 10 % выше, чем в предшествующем году. Это увеличение добычи энергоносителей отражает постепенное нарастание спроса после глобального финансового кризиса.

Несмотря на позитивную информацию многие серьезные аналитики говорят об ожидаемом спаде в сегменте разведки и добычи нефти в ближайшее время (1 – Эксперт №12 2011 г., Л. Федун), причинами которого являются факторы, в значительной степени связанные с системой налогообложения, приводящей к тому, что отрасли остается менее 25 дол. США с каждого барреля нефти при цене нефти на уровне 100 дол. США за баррель. Сегодня изъятие из выручки компании Exxon Mobil составляет 32 %, другие мировые лидеры платят и того меньше – 28–30 %. У нас изъятия из выручки компаний составляют 65–70 % за счет НДС и таможенных пошлин.

Приросты запасов нефти за полтора последних десятилетия не обеспечивают устойчивую работу нефтяного комплекса России на перспективу: это неизбежно приведет к падению добычи нефти в стране. Консалтинговая компания Ernst&Young в аналитическом отчете о перспективах развития нефтедобычи предсказывает, что при текущем налоговом режиме добыча нефти в России опустится



лающие их эксплуатацию в рамках действующей налоговой системы убыточной для компаний. На сегодняшний день обеспеченность рентабельными в разработке запасами (аналог доказанных извлекаемых запасов по западной классификации) в целом по России не превышает 20–25 лет, а по некоторым компаниям – 15–20 лет, что соответствует средней продолжительности разработки одного небольшого месторождения или порядка двух инвестиционных (разведка плюс освоение) циклов.

На протяжении длительного периода времени российское законодательство о налогообложении нефтяной отрасли было нацелено на обеспечение любой ценой должного уровня налоговых поступлений в бюджет. Экономическая эффективность налогообложения при этом уходила на второй план. Следствием этого стал сложившийся крайне неблагоприятный налоговый климат, препятствующий интенсивному развитию отрасли и повышению ее эффективности.

В свое время Россия была поставщиком нетто – экспортером нефтяных технологий. Сейчас для России особенное прикладное значение имеют инновации в создание сервисных подразделений, вторичных и третичных методов отдачи пласта, рост коэффициента извлечения нефти, технологии сжижения газа, производство синтетического топлива, добычу трудноизвлекаемых углеводородов, технологическую оснащенность, сегменты нефтепереработки. Но расходы на инновационную деятельность можно относить на себестоимость только если от момента научной разработки до внедрения пройдет не больше года, эти затраты не уменьшают налогооблагаемую прибыль и финансируются из чистой прибыли. Следует отметить, что в мировой нефтегазовой отрасли наблюдается технологический прорыв, в результате которого три четверти мирового шельфа становятся достижимыми, идет добыча газа не только из карбонатных, но и из пород с низкой проницаемостью (unconventional gas), добыча сланцевого газа и нефти.

Российские компании, занимающиеся добычей нефти и газа, уплачивают следующие налоги:

- налог на прибыль по ставке 20 % (минимальная ставка может составлять 15,5 %);
- налог на добавленную стоимость (НДС) (стандартная ставка НДС – 18 %);
- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ);
- платежи за пользование недрами;
- прочие налоги в отношении юридических лиц (включая налог на имущество и отчисления в социальные фонды);
- таможенные платежи.

Основу налоговой нагрузки на российские компании сегмента разведки и добычи составляют НДС и вывозная таможенная пошлина. Компании, осуществляющие деятельность в сегменте переработки и сбыта, не облагаются НДС и платежами за пользование недрами, но уплачивают акцизные сборы на нефтепродукты.

Вывозные таможенные пошлины на сырую нефть и товары, выработанные из нефти, подпадают под действие режима «60–66».

Ставка вывозной таможенной пошлины устанавливается российским правительством (в долларах США за тонну) и корректируется ежемесячно. Каждый месяц правительство определяет среднюю цену сырой нефти марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (средиземноморском и роттердамском).

Предельная ставка вывозной таможенной пошлины на сырую нефть рассчитывается в соответствии с положениями закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» (таблица).

Специальные пониженные ставки вывозной таможенной пошлины были установлены Правительством РФ для нефти, добываемой на отдельных месторождениях в Восточной Сибири и Каспийском море. Действующая ставка вывозной таможенной пошлины на сырую нефть с 1 сентября 2011 года составляет 444,1 дол. США за тонну.

По состоянию на 1 октября 2011 года Правительство РФ установило предельную ставку вывозной таможенной пошлины для сырой нефти на уровне 60 %.

Таблица

Фактическая цена за баррель (дол. США)	Пошлина за баррель (дол. США)
До 15	0 %
От 15 до 20	35 % (фактическая цена – 15)
От 20 до 25	1,75 дол. США + 45 % (фактическая цена – 20)
Свыше 25	4 дол. США + 65 % (фактическая цена – 25)



кретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых за календарный год, предшествующий налоговому периоду, в котором происходит применение коэффициента  $K_v$ ;

$V$  – начальные извлекаемые запасы нефти.

При степени выработанности запасов конкретного участка более 1,0 значение коэффициента  $K_v$  определяется на уровне 0,3.

Во всех остальных случаях коэффициент  $K_v$  равен 1.

С учетом вышесказанного ставка НДСИ рассчитывается по следующей формуле:

$$419 \text{ рублей} \times K_c \times K_v.$$

Налоговая ставка 0 рублей в отношении количества добытой на конкретном участке недр нефти применяется в течение определенного количества лет до достижения установленного накопленного объема добычи на участках недр, расположенных полностью или частично в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, севернее Северного полярного круга, полностью или частично в Азовском, Охотском, Черном и Каспийском морях, на территории Ненецкого автономного округа и полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе.

Для применения нулевой ставки НДСИ нефтяные компании, осуществляющие добычу на указанных участках недр, должны удовлетворять определенным критериям в отношении лицензии на право пользования недрами, сроков разработки участков, степени выработанности и др.

С 1 января 2012 года ставка НДСИ рассчитывается по следующей формуле:

$$446 \text{ рублей} \times K_c \times K_v \times K_z,$$

где  $K_z$  – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр, рассчитанный в соответствии с порядком, предусмотренным законодательством.

Один из главных недостатков системы налогообложения нефтяного комплекса заключается в неоптимальности распределения налогового бремени по технологической цепочке. Основные платежи приходятся на добывающие (акциз на нефть, плата за недропользование и отчисление на воспроизводство МСБ) и нефтеперерабатывающие (налог на ГСМ и акцизы на нефтепродукты) компании. В результате вся тяжесть налогового бремени ложится на наиболее технологичные и требующие крупных инвестиционных затрат участки производственной цепочки. В технологической цепи наблюдается множество посредников, часто зарегистрированных в безналоговых зонах, и розничные продавцы нефтепродуктов.

Другим важным недостатком является чрезмерно большая доля налогов с оборота. Так, не-

фтедобывающее предприятие, работающее по максимальной ставке платы за недропользование, должно перечислять государству до 30 % своего оборота (в данном случае – стоимости добытого сырья). Такой подход не учитывает российскую специфику, проявляющуюся в большой доле трудноизвлекаемых запасов. В целом существующая налоговая система не является гибкой, поскольку ориентирована на налогообложение высокодебитных месторождений и не учитывает объективного роста издержек добычи по мере уменьшения дебитов скважин и роста обводненности. Этот недостаток особенно заметен, когда цены на нефть в периоды экономических кризисов падают, и производство становится убыточным.

Нынешняя налоговая система не только затрудняет эксплуатацию имеющихся, в значительной степени выработанных, месторождений, но и фактически препятствует разработке новых перспективных запасов. На сегодня для ввода в строй новых крупных месторождений требуются огромные инвестиции, возможные только при участии иностранного капитала. Для привлечения западных инвесторов был введен закон о СРП, характерный для стран с неразвитой, закрытой экономикой. До недавнего времени закон действовал неэффективно, компании, действующие в рамках СРП, получали преимущество перед остальными производителями. Параллельное существование двух налоговых режимов мешает развитию конкуренции. Но закон, во-первых, предполагает заключение долгосрочного гражданского договора между властями и компаниями, его соблюдение предполагает независимость бизнеса от властей, работающую правовую систему, конкурентную политическую систему, во-вторых, он предельно прозрачен. «В России необходимо внести изменения в законодательство об освоении месторождений углеводородов. Частные компании должны наравне с государственными участвовать в освоении шельфа, вкладывать деньги в геологоразведку. По существующему законодательству это просто невыгодно. Если компания открывает месторождение, она должна передать его в государственный фонд. При этом не существует механизма компенсации затрат», считает президент ЛУКОЙЛа В. Алекперов ([angi.ru](http://angi.ru); 20.08.2011 г.).

У российских нефтяных компаний есть положительный опыт работы по соглашению о разделе продукции в других странах. В России закон об СРП был просто не проработан, но к нему нужно вернуться после проведения глубокой экспертизы.

По оценке многих экспертов, предполагаемый рост налоговой нагрузки в 2011 году может оказать негативное влияние на предпринимательскую деятельность и привести к снижению уровня жиз-



совместно с нефтяными компаниями в 2011 году разрабатывают пакет предложений по внесению изменений в налоговое законодательство РФ по обеспечению баланса интересов бюджета и отрасли. Предполагается, что вопросы изменения налогов должны получить рассмотрение в Государственной думе, а в конце 2011 г. приняты соответствующие законы, предполагается ввести новую систему налогообложения нефтянки сначала на шельфе, разработка которого пока еще только начинается. Подробнее: <http://www.rosbalt.ru/business/2011/10/20/903394.html>.

Решения об индексации и дифференциации ставок акцизов, а также о поэтапном выравнивании вывозных пошлин на нефтепродукты являются вполне обоснованными. Соответственно (в рамках позиции о целесообразности снижения налоговой нагрузки на нефтяную отрасль), возникает вопрос о том, какие именно налоги следует снизить. Исходя из приоритета сохранения единства налоговой системы в отношении основных налоговых платежей, «кандидатами» на снижение остаются НДС и вывозные пошлины на нефть, а именно, снижение предельной ставки вывозной пошлины на нефть с 65 до 60 %.

Развитию нефтяной отрасли мешает отсутствие института ценообразования на внутреннем рынке. Вопросы ценообразования и закрепления «справочной» цены на нефть (на основе котировок Юралс), порядок ее определения и применения обсуждаются достаточно долго и вызывают большое количество дискуссий, споров и противоречий. Обсуждается, что должно стать основой для налогообложения: внутренние цены сырой нефти, реальные и справочные, устанавливаемые исходя из мировых цен (формульные подходы) без пошлин и коммерческих расходов, либо так называемые цены, относящиеся к административным методам управления. К настоящему времени в Минэнерго обсуждают 6 различных вариантов формул расчета цен на нефтепродукты на внутреннем рынке, основанных на одном из видов экспортного паритета (net-back):

1. Чистый net-back каждого НПЗ (ФАС России);
2. Net-back с допустимым отклонением  $\pm 5\%$  (вариант Минэкономразвития России);
3. Премияльный net-back от самого эффективного в части экспорта Киришского НПЗ (ФАС России);
4. Возможный net-back от маркерного НПЗ (Уфимская группа НПЗ) с дифференциалом, равным  $\pm 1500-2000$  тыс. рублей (ФАС России);
5. Если net-back больше, чем для Московского НПЗ, – обычный net-back, если меньше – net-back для Московского НПЗ. Для неподключенных

к системе магистральных нефтепроводов (СМН) – сумма net-back от ближайшего НПЗ, подключенного к СМН и стоимости транспортировки нефтепродуктов от него до расчетного НПЗ. Допускается отклонение  $\pm 20\%$  от расчетной цены (Минэнерго России);

6. Приведенная мировая цена с дифференциалом в  $\pm 20\%$  (вариант нефтяных компаний).

(Сравнительный анализ методик индексного ценообразования российского рынка нефтепродуктов [vinenergo.gov.ru](http://vinenergo.gov.ru)).

Федеральная антимонопольная служба (ФАС) опубликовала свои законопроекты «О рыночном ценообразовании на нефть и нефтепродукты» и «Об обороте нефти и нефтепродуктов», они направлены на согласование в Минэкономразвития и Минэнерго. Первый проект устанавливает формулы расчета цен при крупнооптовой (с НПЗ) торговле нефтепродуктами вне биржи. ФАС предлагает определять цены на 95-й бензин, авиакеросин, летнее дизтопливо и топочный мазут, исходя из того, что поставки на внутренний и внешний рынки должны приносить одинаковый доход. Для этого из цены на одном из мировых рынков будут вычитаться расходы на транспортировку, экспортная пошлина, прибавляются НДС и акцизы. Получившаяся величина может быть изменена не более чем на 3 %, но не произвольно – этот коэффициент устанавливает правительство. Другой порядок формирования цены предусмотрен для зимнего дизтоплива, аналоги которого на мировых рынках не торгуются. Цену на него предложено считать, умножая стоимость летнего дизеля (по описанной выше формуле) на определяемый правительством коэффициент, размер которого не ограничен. Именно зимнее дизтопливо дорожало быстрее других нефтепродуктов в конце прошлого – начале этого года: по расчетам «Кортеса», за 2010 г. бензин подорожал в рознице на 6–9 % в зависимости от сорта, что сравнимо с инфляцией, а дизтопливо – на 23 %. Инфляция на бензоколонках закончилась третьей волной антимонопольных дел против нефтяников, которые еще расследуются, и поручениями премьера Владимира Путина снизить цены.

Биржевые цены согласно проекту не могут быть признаны монополично высокими, все крупнооптовые торговцы нефтепродуктами обязаны продавать на бирже не менее 15 % их выпуска. Ранее такое условие ФАС включала в мировые соглашения с «большой четверкой» нефтяников по делам о злоупотреблении коллективным доминированием на оптовом рынке нефтепродуктов в 2008–2009 гг.

Второй законопроект ограничивает региональную долю одной компании на розничном



обложения, какие-то преференции есть, это касается ряда месторождений Восточной Сибири, но они действовали временно, и в мае этого года их отменили, преференции у «Лукойла» на Каспии – на определенный период. Учитывая все эти факторы, инвестору надежнее пойти в Канаду или Норвегию.

Законодательство должно быть гибким, нужно думать, как законодательно строить отношения с инвестором, чтобы при этом не страдали интересы нашего государства и не ущемлялись интересы отечественных компаний, например, при поставке щебня, труб, кабеля, части оборудования и т.д.

В случае СРП (соглашения о разделе продукции) инвестор сейчас не заинтересован в удешевлении проекта. Это происходит потому, что в соответствии с соглашением об СРП сторона, которая представляет условия, обязана компенсировать все расходы, а уже потом делиться прибылью.

Четкие законы при долгосрочных программах – основа инвестиционной политики. Важно, чтобы основные поступления в бюджет страны формировались за счет специального налога от добычи нефти или налога на сверхприбыль, распространяемого на все действующие, а не только новые месторождения. Это должно происходить от результатов финансовой деятельности предприятий, а не за счет выручки до налогообложения. Для обеспечения оптимального баланса интересов государства и недропользователей наряду с выработкой оптимальной структуры налогообложения для новых месторождений и ценообразования необходимы решение об оптимизации налоговой нагрузки на действующие месторождения и учет возможности изменения пошлин на нефтепродукты в привязке к срокам модернизации НПЗ в соответствии с Техрегламентом.

### Выводы

Во многом цели, которые ставят перед собой нефтедобывающие компании и правительство, не являются взаимоисключающими. Очевидно, что вполне возможно увеличить эффективность нефтяного комплекса при одновременном повышении поступлений в бюджеты всех уровней и обеспечении внутреннего спроса. Для решения данной задачи предлагаются следующие меры.

Существующая в России налоговая система делает нерентабельными большинство проектов по разведке и добыче небольших и средних месторождений. В качестве приоритетных мер стимулирования развития отрасли система налогообложения должна: стимулировать деятельность компаний, осуществляющих разведку и доразведку запасов углеводородов, особенно в районах со слаборазвитой инфраструктурой, по малодебетным и

труднодоступным месторождениям; обеспечивать дифференцированный подход к налогообложению деятельности на новых и старых месторождениях с учетом объема запасов, структуры их залегания и удаленности от существующей инфраструктуры; мотивировать компании к процессам переработки; исключить протекционизм, заключающийся в предоставлении налоговых льгот для отдельных компаний.

Уровень тарифов естественных монополий, платежи по которым можно приравнять к отчислениям в пользу государства (косвенным налогам), гораздо серьезнее влияет на финансовые результаты национальных компаний. При этом иностранные игроки считают их неизбежной платой за присутствие на рынке. Однако представители как национальных, так и международных компаний обеспокоены постоянным ростом тарифов.

Стабильность законодательства и предсказуемость налогового режима, равно как и уровень налоговой нагрузки, – наиболее важные факторы, оказывающие влияние на стимулирование инвестиций. Это объясняется тем, что участие в крупных проектах с многомиллиардными инвестициями подразумевает необходимость расчета доходности на длительный срок. Руководителям международных компаний сложно объяснить своим акционерам, почему после принятия инвестиционного решения доходность проекта может значительно снизиться. Национальные компании научились выстраивать бизнес с учетом постоянно меняющихся условий, однако у этой гибкости есть известные пределы.

Важно, чтобы основные поступления в бюджет страны формировались за счет специального налога от добычи нефти или налога на сверхприбыль, распространяемого на все действующие, а не только новые месторождения. Это должно происходить от результатов финансовой деятельности предприятий, а не за счет выручки до налогообложения.

Для обеспечения оптимального баланса интересов государства и недропользователей наряду с выработкой оптимальной структуры налогообложения для новых месторождений необходимо решение об оптимизации налоговой нагрузки на действующие месторождения и учет возможности изменения пошлин на нефтепродукты в привязке к срокам модернизации НПЗ в соответствии с Техрегламентом.

В целях повышения конкуренции на внутреннем рынке, снижения цен и повышения качества нефтепродуктов необходимо отменить акцизы на нефтепродукты и «плавающую» экспортную пошлину, снизить НДС и ставки вывозной таможенной пошлины на нефть и нефтепродукты до

