

6. Бархагов А.Ф. Настепанин П.Е. Противотурбулентная присадка как один из способов снижения капитальных и эксплуатационных затрат // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов – №3(15) 2014 стр. 18 – 26
7. Коновалов К.Б., Несын Г.В., Полякова Н.М., Станкевич В.С. Разработка технологии и оценка эффективности производства антигидратной присадки суспензионного типа/ Вестник науки Сибири. 2011. № 1 (1). – <http://sjs.tpu.ru/journal/article/view/33>
8. Мут, Ч. и др. Применение специальных присадок с целью снижения затрат по эксплуатации трубопроводов // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1986. – № 7. – С. 60–62.
9. РД-23.040.00-КТН-254-10. Требования и методика применения противотурбулентных присадок при транспортировании нефти и нефтепродуктов по трубопроводам ОАО «АК «Транснефть».
10. Тарасов М.Ю., Южаков И.С., Классен В.В. Промысловые исследования антигидратных присадок для повышения пропускной способности нефтепроводов, транспортирующих тяжелые нефти/ Нефтяное хозяйство, трубопроводный транспорт нефти: 10/2011, стр.117-119.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ НЕФТИ В РОССИИ И КАЗАХСТАНЕ

В. В. Дребот, Е. А. Ворожейкина

Научный руководитель, М. Р. Цибульникова, Д. В. Салата

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтедобыча является одной из определяющих отраслей экономики для многих стран и повсеместно подлежит налогообложению. Налог на добычу полезных ископаемых в Российской Федерации введен в действие с принятием 26 главы Налогового кодекса с 1 января 2002 г. В качестве налогоплательщика НДПИ выступают индивидуальные предприниматели, а также организации, добывающие полезные ископаемые на основании лицензии на право пользования недрами.

В Казахстане всегда уделялось и уделяется большое внимание налогообложению недропользователей, с целью получения максимальных поступлений в государственный бюджет с одновременным обеспечением приемлемого уровня дохода самих недропользователей. Особенность системы налогообложения недропользователей определена Конституцией Республики Казахстан, в соответствии с которой право собственности на полезные ископаемые, находящиеся в недрах, принадлежит только государству, что соответствует международным принципам налогообложения доходов от добычи полезных ископаемых. За короткий период определены основные принципы налогообложения нефтяного сектора и сформирована законодательная база. Вместе с тем, для дальнейшего развития нефтяной отрасли, а также для решения задачи, поставленной Президентом Республики Казахстан Н.А. Назарбаевым, по вхождению республики в 50 наиболее конкурентоспособных государств мира, весьма актуальным является изучение и использование опыта налогообложения ведущих нефтедобывающих стран мира[2].

Закон «О недрах и недропользовании» содержит законодательную базу по предоставлению, использованию, переуступке или прекращению прав недропользователя. Согласно Налоговому кодексу, условия уплаты налогов и других обязательных платежей, связанных с операциями недропользования в Республике Казахстан, могут устанавливаться только Налоговым кодексом. Такие условия налогообложения не могут определяться отдельными соглашениями с правительством[3].

В Республике Казахстан налогообложение недропользователей, исходя из основных видов контрактов на недропользование, разделяется на две модели: 1) СРП – соглашение о разделе продукции; 2) НСП – налог на сверхприбыль. Первая модель относится к контрактам на предоставление сервисных услуг и контрактам о совместной деятельности и предусматривает уплату недропользователями всех видов налогов и других обязательных платежей, установленных законодательством Республики Казахстан (РК). [4].

Сравним величины налогового вычета при добычи сырой нефти в Казахстане и России. Допустим, в Казахстане некой компанией, являющейся недропользователем, было добыто в 1 квартале 2014 года сырой нефти в размере 150 000 тонн. Из данного объема добытой сырой нефти 80 000 тонн реализовано на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) по цене 35 000 тенге (7446,8руб.) за 1 тонну нефти, 5 000 тонн использовано на собственные нужды, остальной объем был реализован. Производственная себестоимость добытой сырой нефти по данным бухгалтерского учета составила 30 000тенге (6250руб.) на 1 тонну нефти. Мировая цена за 1 квартал 2014 года составила 18 400 тенге (3833,3руб.) за 1 баррель нефти. Коэффициент перевода в баррели составил 7,2314. Так как планируемый объем добычи на 2014 года составляет 450 000 тонн, т. е. менее чем 500 000 тонн, ставка налога составила 7 %. Для объема нефти, реализованного на нефтеперерабатывающий завод и объема, использованного на собственные нужды ставка налога применяется с понижающим коэффициентом 0,5 (статья 332 п.2 налогового Кодекса республики Казахстан), таким образом ставка составит $7\% \cdot 0,5 = 3,5\%$. Расчет НДПИ: сумма НДПИ на сырую нефть за 1 квартал 2014 года , составит 708 662 808 тенге (147 638 085 руб. по курсу на 2014 год)

=

708 622808 тенге = 146 638 085 руб.

Согласно порядку, установленному в ст. 342 НК РФ порядку, найдем величину налогового вычета при добыче нефти в таком же объеме (150 000 тонн) в России. Средний коэффициент мировых цен на нефть Кц

в первой декаде 2014 года составлял 12,3841, а размер налоговой ставки равнялся 493 руб. за тонну, тогда, согласно формуле исчисления налога на добычу полезных ископаемых,

(коэффициент, показывающий степень выработки конкретного месторождения углеродного сырья (Кдв), показатель степени запасов разработки (Кз) и показатель уровня сложности добычи нефти (Кд) прием равными единице).

Расчеты показали, что при равных условиях в России сумма налога в 6 раз выше, чем в Казахстане. Таким образом, обе системы налогообложения имеют ряд достоинств и недостатков. Налог на добычу полезных ископаемых в России, по сравнению с действовавшими до его введения налогами (отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы, акциз, платежи за право пользования недрами) имеет ряд серьезных достоинств, главное из них — простота администрирования, как для налогоплательщиков, так и для контролирующих органов. Она обеспечивается простотой расчета налоговой базы и практически полным отсутствием налоговых льгот. Кроме того, этот порядок позволяет взимать в пользу государства не только часть природной, но и определенную долю ценовой ренты.

В то же время нельзя не отметить и существенные недостатки в части эффективного воздействия НДПИ в России как на экономику отрасли, так и на финансы налогоплательщиков. Нарекания чаще всего вызывает привязка ставки и соответственно уплачиваемых сумм налога к мировым ценам на нефть. Динамика распределения значений среднего уровня цен на нефть сорта «Юрлас» (долл. США/баррель), а также распределение показателей коэффициента Кц в период с 1 января 2014 по 1 января 2016 представлены на рисунках 1 и 2. Очевидна прямая зависимость коэффициента Кц, непосредственно используемого для расчета НДПИ в России от мировых цен на нефть.



Рис. 1 Динамика распределения значений коэффициента Кц в период с 1 января 2014 года по 1 января 2016 года в России

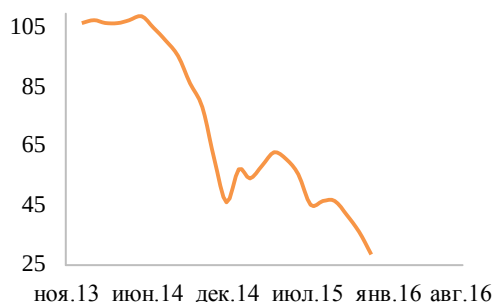


Рис. 2 Динамика распределения значений средних уровней цен нефти сорта «Юрлас», долл.США/ баррель (Ц) в период с 1 января 2014 года по 1 января 2016 года в России

При этом на налог возлагается не свойственная ему функция изъятия ценовой ренты, возникающей вследствие высоких цен на энергоносители на мировых рынках. В условиях действия НДПИ и таможенных пошлин — двух платежей, фактически дублирующих друг друга, — сложилась парадоксальная ситуация двойного налогообложения: в обоих случаях налоговая база зависит от физического объема нефти и уровня экспортных цен на нее. Другой недостаток НДПИ — наличие плоской шкалы, не учитывающей в должной мере горно-геологических, экономико-географических, инфраструктурных и других особенностей и условий разработки месторождений, а также структуру запасов, их качество и т. д. Таким образом, дополнительные преимущества получают налогоплательщики, располагающие лучшими участками недр, выгодной становится добыча полезных ископаемых исключительно из относительно легко извлекаемых запасов. В результате

увеличение объемов добычи нефти в стране происходит не за счет освоения новых месторождений или бурения дополнительных скважин, а за счет более интенсивной эксплуатации высокопродуктивных скважин[5].

Налоговая политика республики Казахстан неэффективна, так как фиксируются недоимки. Необходимо установление жесткого контроля со стороны государства за выполнением обязательств недропользователем в области внедрения передовых инновационных технических средств добычи и комплексного использования извлекаемого сырья, сохранения безопасной экологической обстановки. [4]. Для повышения внутренней нормы эффективности мероприятий целесообразно внести изменения в налоговое законодательство, которое должно позволить более полно использовать средства для развития социально-экономического потенциала добывающих регионов[6].

В НДПИ России и Казахстана существует принципиальная разница. В Казахстане применяется прогрессивная шкала. В России - плоская. Но в России есть возможность учитывать затраты на ГГР они вычитаются из суммы налога (Дм). Прогрессивное налогообложение стимулирует вовлечение в оборот мелкие месторождения и позволяет вовлекать небольшие компании. В России стимулируется воспроизводство минерально-сырьевой базы.

Литература

1. Бугорская М.В. НДПИ – методологический аспект. // Налоговая политика и практика. - 2009. - № 3-1. - С. 25-27.
2. Проблемы оценки нефтяной ренты и механизмы налогообложения нефтедобычи// Выгон Г.В. Нефтегазправ. №2.2004 г.
3. <http://www.investkz.com/journals/80/901.html>
4. Ахметов Б. Анализ исполнения доходной части государственного бюджета РК за 2013 год // Вестник Налоговой службы РК. – 2014. – № 3. – С. 7–8.
5. Пансков В. Налоги нефтяного сектора: изменения необходимые, но недостаточные // Налоговая политика и практика. 2008. № 11. С. 12 -14
6. Стацурина Ю.А. Актуальные проблемы экономики и управления на предприятиях машиностроения, нефтяной и газовой промышленности в условиях инновационно-ориентированной экономики. 2015. Т. 1. С. 86-94.
7. Налоговый кодекс республики Казахстан
8. Налоговый кодекс Российской Федерации

ОЦЕНКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В ОСВОЕНИЕ УЧАСТКОВ ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О. А. Джабиев

Научный руководитель, доцент И. В. Шарф

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Лицензия на право пользования недрами Восточно-Мессояхского лицензионного участка выдана ОАО «Мессояханефтегаз». Срок действия лицензии – 20 лет (11.12.1999г – 14.06.2020г). Общая площадь лицензионного участка (ЛУ) составляет - 3733 км². Площадь нефтеносности месторождения – 301 км² или 8% от общей. Восточно-Мессояхский лицензионный участок расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Месторождение по объему запасов нефти и газа относится к категории крупных. Восточно-Мессояхское месторождение открыто в 1989г. В период 1990 – 1994гг на территории ЛУ в результате проведения геологоразведочных работ была выявлена – 21 залежь, содержащая нефть, газ и конденсат, в т.ч. 12 – с нефтью. [1]

Оценка капитальных вложений в освоение участков опытно-промышленных работ (ОПР) Восточно-

Мессояхского месторождения проводилась по следующим основным направлениям: *строительство скважин, поверхностное обустройство месторождения, оборудование для нефтедобычи, природоохранные мероприятия.*

Затраты на бурение определялись исходя из ежегодных объемов эксплуатационного бурения и стоимости строительства 1м:

- наклонно-направленной скважины – 20 000 руб./м (769 \$/м),
- горизонтальной скважины – 27 000 руб./м (1038 \$/м).

Таким образом, при разбуривании участков ОПР:

- наклонно-направленными скважинами – средняя стоимость каждой из них оценивается в 44 млн.руб./скв. (без учета НДС), при этом она будет варьировать по пластам от 18 млн.руб./скв., до 52 млн.руб./скв.
- горизонтальными скважинами – средняя стоимость каждой из них оценивается в 75 млн.руб./скв. (без учета НДС) и изменяется от 45 млн. руб./скв. до 86 млн. руб./скв. [2]

Капитальные вложения в строительство 2х-забойных скважин рассчитаны по стоимости 1м горизонтального бурения (27 тыс. руб./м) и, таким образом, дороже горизонтальных только за счет большей проходки на каждую эксплуатационную скважину. Аналогичный подход принят и для гипотетических вариантов с «интеллектуальными» скважинами, затраты на строительство которых (без учета скважинного оборудования) определены по нормативу 27 тыс. руб./м.

Решение вопросов обустройства Восточно-Мессояхского месторождения осложнено его географическим месторасположением. Дополнительным усугубляющим фактором, наряду со значительным удалением от районов со сколько-нибудь развитой инфраструктурой, является то, что в целом запасы углеводородов Гыданского полуострова еще только начинают осваиваться и, таким образом, практически