

Литература

1. ООО «Газпром трансгаз Томск» [Электронный ресурс]: <http://tomsk-tr.gazprom.ru/about/> (дата обращения: 20.01.2016)
2. Расчет ущерба водным биоресурсам [Электронный ресурс]: <http://krasnodar.fishretail.ru/trade/raschet-uscherbavodnym-bioresursam-81228> (дата обращения: 20.01.2016)
3. СГК сдал в эксплуатацию участок магистрального газопровода «НГПЗ - Парабель - Кузбасс» [Электронный ресурс]: <http://utimenews.org/ru/page/4501> (дата обращения: 20.01.2016)
4. Устранены дефектные участки на магистральном газопроводе «Нишневартовский газоперерабатывающий завод (НГПЗ) — Парабель» [Электронный ресурс]: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/news/2005/may/article39325/> (дата обращения: 20.01.2016)

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМАТИВНО-НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ  
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**В. В. Малофеев**

Научный руководитель, доцент О. В. Белозерцева

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Совершенствование нормативно-налоговой системы и механизма ее реализации в нефтегазовой отрасли должно быть направлено на стимулирование разведки и эффективное освоение месторождений. При всех положительных сторонах налогообложения нефтегазодобывающей отрасли в России нельзя не отметить негативные тенденции, связанные с недостаточными темпами восполнения ресурсной базы. За последние годы экономическая эффективность разработки нефтегазовых месторождений в России значительно сократилась, что связано с рядом нерешенных налоговых проблем. Введение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) упростило механизм налогообложения, однако проблема дифференцированного налогообложения, связанного с геолого-эксплуатационными особенностями разработки месторождений до конца не решена. Для трудно извлекаемых запасов нефти величина рентного налогообложения должна существенно снижаться, а в случае разработки высокорентабельных месторождений рентные платежи должны быть высокими. Этими природными, объективными особенностями предопределяется необходимость применения различных дифференцированных ставок налога на добываемые углеводороды и использования соответствующей нормативной базы, отражающей льготы по уплате НДПИ применительно к истощенным, обводненным и трудно извлекаемым запасам, расположенным в сложных природно-климатических и горно-геологических условиях.

Из зарубежной практики известно, что в США, Великобритании, Норвегии и других странах, существующая шкала налога с рентного дохода изменяется в зависимости от объема суточной добычи нефти. Так, при добыче нефти до 60 тыс. баррелей в сутки налог составляет 8 % от цены реализации продукции, при добыче до 120 тыс. баррель/сут. — 12,5 %, при добыче до 240 тыс. баррель/сут. — 14,5 % и при добыче до 350 тыс. баррель/сут. — 16,6 %. Практическое применение дифференцированных льготных ставок налога стимулирует рациональное использование низко дебитных скважин и продолжение срока эксплуатации истощенных месторождений, а также обеспечивает дополнительные поступления в бюджет за счет налога на прибыль.

В настоящее время в условиях благоприятной конъюнктуры мировых цен на нефть практическая работа нефтяных компаний, к сожалению, направлена в основном на интенсивный отбор (добычу) ранее разведанных запасов. Их наличие и отсутствие системы и механизма гибкого налога с рентного дохода на добычу полезных ископаемых позволяет недра пользователям осуществлять выборочную разработку залежей, при которой эксплуатируются наиболее продуктивные эксплуатационные залежи и объекты многопластовых месторождений с останковкой (консервацией) низко-дебитных скважин.

При отсутствии указанного выше оборудования требуется огромный капиталоемкий объем работы по строительству узлов сбора продукции для раздельного учета. При этом дополнительные инвестиции для строительства и переоборудования узлов раздельного учета, как показывают расчеты специалистов, превышают предполагаемые налоговые льготы. Поэтому принятые дополнения в налоговом кодексе и механизм реализации налоговых льгот относительно НДПИ для стимулирования проведения разведки и освоения новых месторождений, а также для дальнейшей эффективной эксплуатации малодебитных скважин на разрабатываемых залежах и при освоении трудно извлекаемых (дорогостоящих) запасов пока не выполняются своего основного назначения, и выборочное освоение ранее разведанных запасов будет продолжаться, бездействующий дорогостоящий фонд добывающих скважин расти при снижении коэффициентов нефтеотдачи.

Таким образом, проблематичными для нефтедобывающей промышленности и, особенно, для истощенных месторождений с трудно извлекаемыми запасами остаются вопросы дальнейшего совершенствования налогового механизма. Действующий налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) не отражает дифференциальной ренты, не учитывает ее изменение при разных дебитах скважин и выработанности запасов по стадиям разработки месторождений. При этом нефтегазодобывающие организации не экспортируют продукцию и зачастую бывают убыточными.

На мой взгляд, необходимо вернуться к уплате роялти, отмененного в 2002 г. и, согласно мировой практике, дифференцировать его по объемам добычи по дебитам скважин, продуктивным залежам, ввести целевые отчисления на проведение геологоразведочных работ (ВМСБ), а также учесть рекомендации по вводу налогов с тонны разведанных запасов.

Необходимо сказать, что альтернативной моделью полного налогообложения является режим "Соглашений о разделе продукции" (СРП). Он предусматривает гибкий принцип раздела добытой нефти, остающейся после покрытия издержек, размер которых ограничен определенными рамками. Согласно этому принципу при СРП используется участие государства и частного подрядчика (подрядчиков). Это делает контракт более гибким и позволяет приспособить СРП к любым типам месторождений, перенося основные экономические элементы соглашения из сферы жестких законодательных ограничений в сферу договоренностей между государством и инвестором.

Остановимся на основных особенностях российского контракта. В соответствии с положениями "О соглашениях о разделе продукции" и при наличии лицензии, удостоверяющей право пользования участком недр, решаются два главных вопроса, приобретающих силу закона. Это во-первых, выделение максимального процента (доли), идущей на покрытие затрат за счет выручки (без налога на добычу), и, во-вторых, распределение доходной (прибыльной) продукции между государством и инвестором. На основании соглашения инвестору (частной российской или иностранной компании) предоставляются государством на определенный срок исключительные права на проведение работ по поиску, разведке и добыче минерального сырья на участках и месторождениях.

В рамках соглашения компания возмещает понесенные затраты частью добытой нефти, называемой "компенсационной продукцией". Эта величина определяется исходя из максимального процента произведенной продукции, но она не должна превышать 75 %, а при добыче на континентальном шельфе Российской Федерации — 90 % от общего количества продукции. Оставшаяся часть продукции (прибыльная нефть) распределяется между государством и частной компанией в определенном долевом соотношении, согласно заключенному между сторонами договору. При этом доля государства не должна составлять меньше 32 %. Инвестор освобождается от выплаты налогов, сборов и иных обязательных платежей в государственно-территориальные и местные структуры (за исключением роялти и налога на прибыль), которые заменяются разделом продукции. Особо хотелось бы отметить модель китайского СРП, имеющую гибкую схему определения налоговых выплат (роялти) и расчета процента величины прибыльной нефти государства и инвестора.

Собственность на нефтяные ресурсы в пределах юрисдикции Китайской Народной Республики (КНР) принадлежит государству (как и на все недра и ресурсы по Конституции РФ). При СРП в качестве НДС государство получает 5 % добываемой нефти. На платежи за право разработки месторождения (роялти) и возмещение расходов государства и иностранного контрактора выделяется 62,5 % добычи. Величина роялти определяется уровнем прогнозируемой добычи и достигает максимальной величины в 12,5 % от годовой добычи, превышающей 80 тыс. баррелей в год. Инвесторы, помимо роялти, осуществляют еще одноразовые (бонусы) и арендные платежи государству. Оставшаяся "компенсационная" часть идет на покрытие частных инвестиций, а затем расходов обеих сторон на освоение и эксплуатацию пропорционально их вложениям. Получившийся остаток делят на "государственную" и "прибыльную" части. Доля причитающейся государству части (в пределах 10—60 % от вышеуказанной величины) также зависит от прогнозируемого объема нефтедобычи. "Прибыльная" часть и присоединяемый к ней остаток от "компенсационной" части (если таковой имеется), после вычетов в счет выплаты государству налога на прибыль, делятся в соответствии с долевым участием сторон. Налог на прибыль составляет 33 %. Доля инвестора, за вычетом налога на прибыль, составляет его прибыльную часть (табл. 1).

Таблица №1

Налоговая модель на условиях СРП Китая

Тип платежа	Описание
Роялти	Скользкая шкала ставки роялти: 0 % при добыче нефти до 20000 баррелей в год 4 % при добыче нефти 20001—30000 баррелей в год 6 % при добыче нефти 30001—40000 баррелей в год 8 % при добыче нефти 40001—60000 баррелей в год 10 % при добыче нефти 60001—80000 баррелей в год 12,5 % при добыче нефти 80001 баррелей и более в год.
Налог на прибыль корпораций	Налог на прибыль — 33 %
Компенсационная нефть	Предел возмещения издержек — 50—62,5 % (в год)
Прибыльная нефть	Доля государства зависит от размера добычи: 10 % при добыче нефти до 10000 баррелей в год 20 % при добыче нефти 10000—20 000 баррелей в год 30 % при добыче нефти 20000—40000 баррелей в год 40 % при добыче нефти 40000—60000 баррелей в год 50 % при добыче нефти 60000—100000 баррелей в год 60 % при добыче нефти свыше 100000 баррелей в год.

Источник: Johnston D. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts. Tulsa: PennWell Publishing Co, 2010.

Модели полного и альтернативного налогообложения были применены для экономической оценки варианта разработки Южно-Яношорского месторождения, которое находится в Ненецком автономном округе.

Это новое низко-дебитное месторождение с труднодоступными, обводненными запасами углеводородов, добываемых в сложных природно-климатических условиях. Разработка месторождения планируется с 2012 г. 20 добывающими вертикальными скважинами при проектном сроке разработки 24 года. За этот срок прогнозируемые извлекаемые запасы нефти должны составить 1,2 млн. тонн при КИН, равном 29 %, и обводненности 97 %. Экономические показатели освоения Южно-Яношорского месторождения рассчитывались по созданной в ИПНГ РАН методике "Комплексной экономической оценки месторождений природных углеводородов" и созданному, на ее основе программному продукту. При этом величина выручки от добычи нефти составила 13069 млн. руб., суммарные капитальные вложения — 3596 млн. руб., эксплуатационные расходы, не включающие налоги, составили 941 млн. р. Результаты примененных моделей налогообложения представлены в табл. 2

Таблица №2  
Сравнительная характеристика экономической оценки Южно-Яношорского месторождения при различных налоговых моделях

Наименования затрат	Южно-Яношорское месторождение			
	Полное налогообложение	Льготное налогообложение	Налогообложение СРП России	Налогообложение СРП Китая
Налоги в том числе: НДПИ (роялти), млн. р.	7240	6690	3729	3190
	1309	585	(2135)	(0)
Поток наличности (CF), млн. р.	1280	1831	3747	4527
ЧДД (E=10%), млн. р.	-59	296	928	1608
IRR, %	9,2	14,0	19,0	36,7
Срок окупаемости, год	16	7	6	4
Себестоимость, р./т.	5070	4443	3940	4286
Доход государства, млн. р.	7240	6690	7058	4193

Из табл. видно, что модель полного налогообложения, при ставке НДПИ 16,5 %, показывает экономическую неэффективность разрабатываемого месторождения. При этом величина ЧДД принимает отрицательное значение с большим сроком окупаемости и достаточно низкой величиной IRR.

Применение налоговых каникул по уплате НДПИ сроком в 10 лет соответствует модели льготного налогообложения. Показано, что вариант экономически эффективен и практически сравним по величине ЧДД с расчетами по временной схеме.

Следующие две модели предусматривают применение механизма раздела продукции, который значительно снижает налоговую нагрузку. Необходимо отметить, что по модели российского СРП проводились при 70 % компенсации и распределении прибыльной продукции между государством и инвестором 50 %/50 %. Налог на прибыль, как и в трех предыдущих схемах, составляет 24 %. Модель Китайского СРП предполагает не более 62,5 % компенсации затрат с учетом скользящих шкал для величины роялти и прибыльной продукции инвестора и государства, зависящих от годовой добычи нефти. Поскольку годовая добыча не превышает 20 тыс. баррелей в год, величина роялти по рассматриваемому варианту равна нулевой ставке, а доля прибыльной нефти государства не превышает 20 %. Налог на прибыль принят в размере 33 %.

Таким образом, результаты показывают, что наиболее экономически эффективными являются модели СРП, однако из-за несовершенства нормативно - правовой базы российского законодательства существует определенная сложность в их применении.

Указанные выше особенности моделей налогообложения явились основной для повышения качества и надежности многовариантных расчетов по оценке эффективности освоения разведанных запасов в проектных решениях. Представленные методика и модели легли в основу программного продукта, позволяющего гибко и адаптивно применять различные налоговые схемы с целью окончательного заключения об экономической эффективности инвестиционного проекта.

#### Литература

1. Пономарев И.А., Еремин Н.А., Богаткина Ю.Г. Экономико-методическое моделирование разработки нефтегазовых месторождений. — М.: Наука, 2010. — 112 е..
2. Пляскина Н.И. Проблемы недропользования и методология формирования инвестиционных программ освоения нефтегазовых ресурсов // Бурение и нефть. — 2012. — № 11. — С. 17—20.
3. Бобылев Ю.Н. Реформа налогообложения минерально - сырьевого сектора // Институт экономики переходного периода 2011 г. — М: ИЭПП, 123 с.