



УДК 338.242.4

ПРОБЛЕМЫ ИСЧИСЛЕНИЯ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Н.Г.ПРИВАЛОВ¹, С.Г.ПРИВАЛОВА²¹ Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия² Санкт-Петербургский государственный экономический университет, Санкт-Петербург, Россия

В статье показана роль налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в общей сумме налоговых доходов бюджета. Рассмотрены проблемы исчисления и уплаты данного налога, определения круга налогоплательщиков и четкого определения налогооблагаемой базы количества добытого полезного ископаемого. Рассматриваются вопросы рентного наполнения налогов на пользование природных ресурсов и проблемы грамотного определения рентной составляющей в расчете НДПИ жидких и газообразных углеводородов.

Одной из важных проблем в исчислении НДПИ является несогласованность двух законов – «О недрах» и Налогового кодекса РФ (26 гл. НК РФ). Существует неоднозначность механизма определения объема добытых полезных ископаемых – с точки зрения Налогового кодекса РФ и закона «О недрах». Вторая проблема – необходимость внесения изменений в НДПИ по добыче нефти аналогично, как это было сделано по газодобыче, когда учитываются особенности каждого месторождения.

Именно это даст основу для правильного определения природной ренты в отношении жидких и газообразных углеводородов. В статье предлагаются рекомендации для деятельности органов власти РФ в данном вопросе.

Ключевые слова: недропользование, нефть, газ, налоговые доходы бюджета, налог на добычу полезных ископаемых, налогоплательщик, лицензия, налоговая база, количество добытого полезного ископаемого, рента, природная рента, коэффициенты, ставки по НДПИ

Как цитировать эту статью: Привалов Н.Г. Проблемы исчисления налога на добычу полезных ископаемых в нефтегазовом комплексе / Н.Г.Привалов, С.Г.Привалова // Записки Горного института. 2017. Т. 224. С. 255-262. DOI: 10.18454/PMI.2017.2.255

Введение. В докладе Национального разведывательного Совета США «Глобальные тенденции развития человечества до 2015 г.» отмечается, что, несмотря на ожидаемый рост глобальной потребности в энергии на 50 %, ресурсов для ее удовлетворения будет достаточно. Согласно последним оценкам, в недрах содержится еще 80 % извлекаемых запасов нефти и 95 % газа. Такая же оценка содержится и в другом докладе: «Очертания будущего мира. Тенденции глобального развития до 2020 г.»: количество потребляемой энергии может вырасти примерно на 50 % в ближайшие два десятилетия по сравнению с ростом на 34 % за период 1980-2000 гг., при этом доля потребляемой нефти также увеличится [1, с.14-15].

Проблемой экономической безопасности является зависимость национальной экономики от импорта и экспорта сырьевых ресурсов. Поэтому поиск и оценка полезных ископаемых, их запасов – стратегическая задача.

Роль ресурсного налогообложения. Исчисление и уплата налогов и платежей за природные ресурсы является приоритетной реализацией не только фискальной, но и регулирующей функции налоговой системы. В конце XX в. в России, несмотря на общий ежегодный рост платежей за пользование природными ресурсами, их доля в консолидированном бюджете страны не превышала 5,5 % (в 1994 г. – 5,5 %, в 1997 г. – 5,2 %, а в 1999 г. – 4,6 %).

С принятием соответствующих глав Налогового кодекса РФ (НК), изменивших систему налогообложения недропользователей, доля этих налогов в консолидированном бюджете России стала расти. По данным Федерального казначейства РФ, за последнее десятилетие поступления по НДПИ формируют практически пятую часть федерального бюджета. За последние 10 лет объем НДПИ в среднем составил 22,77 % от общего объема налоговых доходов бюджета (см. таблицу). С началом мирового кризиса произошло не только снижение налоговых поступлений за 2009-2010 гг., но и удельного веса НДПИ путем перераспределения их в сторону иных налогов. Однако в целом общая тенденция не изменилась: даже замедлившийся темп роста НДПИ все равно оставляет его основным доходным источником налоговых доходов российского бюджета. Причем с формирования 1/5 части налоговых доходов его доля постепенно растет, увеличиваясь, стремясь к четверти (с 21,4 % в 2006 г. до 23,4 % в 2015 г.). Учитывая поступающие от недро-



пользователей, помимо НДС, остальные налоги и платежи (налог на прибыль организаций, НДС, доходы от экспорта и т.п.), с каждым годом становится все заметнее сырьевая направленность развития российской экономики. Из приведенных данных (см. таблицу) видно, что основу НДС составляют поступления от добычи жидких и газообразных углеводородов – нефти и газа, т.е. примерно 97,5 % НДС уплачивается предприятиями и организациями нефтегазового комплекса.

Объемы поступлений НДС в бюджетную систему страны в 2006-2015 гг.

Год	Общая сумма налогов и неналоговых доходов бюджета, администрируемых налоговыми органами		НДС (всего)		НДС в виде углеводородного сырья		
					нефть + газ	нефть	газ
	тыс. руб.	%	тыс. руб.	%	%	%	%
2006	5 432 410 088	100	1 162 288 128	21,4	20,91	19,12	1,79
2007	6 955 225 008	100	1 197 395 957	17,22	16,78	15,4	1,38
2008	7 948 938 894	100	1 708 010 877	21,49	21,02	19,77	1,25
2009	6 288 295 506	100	1 053 837 251	16,76	16,16	14,86	1,3
2010	7 662 893 653	100	1 406 312 676	18,35	17,76	16,53	1,23
2011	9 719 599 225	100	2 042 549 612	21,01	20,46	18,99	1,47
2012	10 958 192 714	100	2 459 397 777	22,44	21,99	19,46	2,53
2013	11 325 853 271	100	2 575 778 758	22,74	22,2	19,34	2,86
2014	12 669 534 703	100	2 904 200 872	22,92	22,39	19,44	2,95
2015	13 787 845 798	100	3 226 830 746	23,4	22,7	19,61	3,09
В среднем за 2006-2015 гг.		100	–	20,77	20,24	18,25	1,99

* Составлено авторами по данным ФНС РФ [8].

Генезис налога на добычу полезных ископаемых. Еще в СССР были введены отдельные элементы платы за недропользование. В 1992 г. в России был принят закон РФ «О недрах» [9]. Он заложил правовую основу, регламентирующую рациональное и комплексное недропользование. Следующим шагом стало принятие закона РФ «О соглашениях о разделе продукции» [11], в соответствии с которым денежные налоги заменяются разделом продукции (за исключением налога на прибыль и платежей за пользование недрами), добытое минеральное сырье делится на две части: компенсационную и прибыльную. При этом инвесторы освобождались от уплаты таможенных пошлин, акцизов при импорте оборудования и экспорте сырьевых ресурсов. Таким образом, с 1992 г. в России действовала объемная система основных и дополнительных платежей за пользование недрами. К основным относились: а) плата за пользование недрами (плата за право на поиск и оценку месторождений полезных ископаемых, плата за право разведки полезных ископаемых, плата за право на добычу полезных ископаемых, плата за право на использование отходов горно-добывающих и перерабатывающих производств, плата за право строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых); б) отчисления на воспроизводство минерально-сырьевой базы; в) сбор за участие в конкурсах, аукционах за выдачу лицензий и экспортных квот; г) акцизы. Система дополнительных платежей включала: а) плату за землю или акваторию территориального моря и участок дна; б) плату за геологическую информацию о недрах.

Введенные в середине и конце 2001 г. изменения в Налоговый кодекс РФ отменили действовавшую практику сложной и объемной системы налогообложения недропользователей. С января 2002 г. в России был введен налог на добычу полезных ископаемых. Таким образом, Налоговый кодекс РФ, ФЗ «О недрах» и ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» регламентируют весь комплекс налоговых и неналоговых платежей, связанных с эксплуатацией полезных ископаемых в России.

Проблемы исчисления и уплаты НДС. Остановимся подробнее на проблемах НДС в контексте налогообложения жидких и газообразных углеводородов. Анализируя дискуссии по этому вопросу, сгруппируем их в четыре основных направления, которые требуют скорейшего практического разрешения. К ним относятся проблемы, связанные: во-первых, с оп-



ределением плательщика НДС; во-вторых, с различной трактовкой в законах одного уровня юрисдикции определения налогооблагаемой базы по НДС; в-третьих, с совершенствованием ставок по НДС, которые бы в большей степени учитывали рентную природу данного налога; в-четвертых, с формированием единой информационной системы, использующей «облачные технологии», по каждой скважине каждого месторождения, и обеспечение информационной безопасности. Причем, если первые три проблемы касаются определенных «узких» экономико-правовых вопросов, то последняя – информатизационная – выходит на инженерно-техническое оснащение недропользователей и контролирующих органов. Остановимся на первых трех подробнее.

Итак, первая проблема связана с четким определением плательщика НДС. Сейчас налогоплательщиками НДС признаются юридические лица (организации) и ИП (индивидуальные предприниматели), которые зарегистрированы как пользователи недр [3, ст.334, ч.1]. Это значит, что в соответствии с российским законодательством [6, 9, 10, 13]: 1) сведения о них должны быть внесены в ЕГРЮЛ как о пользователях недр; 2) у них должна быть лицензия (иной разрешительный документ), позволяющая заниматься этим видом деятельности*; 3) они обязаны вставать на учет в налоговых органах еще и по местонахождению участка недр, на котором ведется добыча полезных ископаемых**. Сделать это необходимо в течение 30 дней с момента государственной регистрации лицензии; для пользователей недр Крыма и Севастополя установлен особый порядок постановки на налоговый учет [3, ст.335]. Если лицензионный участок охватывает территорию, которую контролируют разные налоговые органы, то организация обязана зарегистрироваться в каждом из них, утвержденном налоговыми органами.

Следует отметить, что в лицензии на пользование недрами определяются только предварительные границы горного отвода. Точные координаты границ становятся известны только после того, как технический проект пройдет государственную экспертизу и будет согласован с органами государственного горного надзора и охраны окружающей среды. Эти координаты обязательно должны быть в лицензии. По ним определить местонахождение недр проще. Расположение лицензионного участка влияет и на уплату налога, так как суммы платежей распределяются между субъектами РФ пропорционально объему полезных ископаемых, добытых на территории каждого из них.

На практике встречаются случаи, когда для проведения тех или иных работ владельцы лицензий привлекают субподрядчиков – сторонние организации или ИП, которые несут затраты по добыче полезных ископаемых. Вопрос «кто же является в данном случае плательщиком НДС?» будет зависеть от организационно-правовой формы лицензиата – пользователя недр (наличия у организации заключенных договоров о совместной деятельности и ее членство в простом товариществе).

Так как предоставление недр в пользование оформляется специальным государственным разрешением, сведения о всех недропользователях, получивших лицензии, формируют основу Единого реестра недропользователей и являются существенным условием пользования недрами. В соответствии с законом всем пользователям недр предоставлена возможность самостоятельного выбора форм деятельности по добыче полезных ископаемых [9]. Самое главное – это не должно противоречить законодательству. В соответствии с Положением о порядке лицензирования пользования недрами [4], владельцы лицензий вправе привлекать на подрядных условиях исполнителей отдельных видов работ, связанных с использованием недрами [9, ст.17.1]. Последние, выполняя работы, принимают на себя ответственность за соблюдение стандартов (норм, правил) в области охраны недр и окружающей природной среды. Выдача лицензий другим исполнителям каких-либо отдельных видов работ на участке недр, уже отданном в лицензионное пользование другому лицу, законодательством о недрах не предусмотрена.

* Лицензия на добычу полезных ископаемых – это специальное государственное разрешение, которое оформляется на бланке установленной формы. Лицензии выдаются Министерством природных ресурсов РФ или его территориальными подразделениями. Права и обязанности пользователя недр возникают у организации с момента государственной регистрации лицензии [9, ст.9]. Обязательные реквизиты лицензии – сведения: о самой организации; о государственном органе, который выдал лицензию; о границах выделенного земельного отвода или акватории; о цели и способах работ; о сроке действия лицензии и о сроке начала работ; о праве собственности на геологическую информацию, полученную в ходе работ.

** При постановке на налоговый учет организация должна подать в налоговый орган заявление по специальной форме (форма №9-НДС-1 или форма №9-НДС-2), утвержденной налоговыми органами [6].



Поэтому, если в лицензии на геологическое изучение недр и добычу углеводородного сырья из конкретного месторождения в качестве субъекта предпринимательской деятельности, которому предоставляется в пользование участок недр, определены участники простого товарищества, то плательщиками НДС признаются все эти участники. Они обязаны уплачивать НДС в зависимости от количества добытого полезного ископаемого, распределяемого между участниками совместной деятельности в равных долях либо на условиях, отраженных в договоре о совместной деятельности. Во всех остальных случаях организация, являющаяся лицензиатом на право пользования недрами для добычи полезных ископаемых, является плательщиком НДС. И сама она обязана самостоятельно осуществлять учет объекта налогообложения, исчислять и уплачивать налог, представлять в налоговые органы декларацию. Этот вопрос является актуальным для организаций (например, ПАО), которые по истечении определенного времени начинают заключать договоры о совместной деятельности с другими организациями, не поименованными в лицензии. Если налоговыми органами в результате проверки такой ПАО будет обнаружено, что уплата налога производится не ПАО, а иными лицами, то в отношении самой организации налоговый орган будет вправе применить предусмотренные НК РФ меры по принудительному взысканию налога. А по отношению других участников договора (договоров) о совместной деятельности налоговые органы имеют право осуществлять одновременную проверку с целью установления правильности определения величины налоговой базы.

Если же добыча полезных ископаемых ведется без лицензии, то эта деятельность рассматривается как самовольное пользование недрами. Тогда к организации (либо к ИП) применяются штрафные санкции: взыскивают причиненный ущерб, исчисленный по ставкам НДС за весь период деятельности [9, ст.43; 7]. Размер нанесенного ущерба в таких случаях принимается равным максимальной ставке платежей за пользование природными ресурсами. Исключение – этап поиска и разведки месторождения, когда организация оформляет лицензию только на геологическое изучение недр, так как считается, что лицензию на добычу она оформит уже после того, как изучит месторождение и оценит его запасы. Поэтому на поисково-разведочном этапе зачастую ведется добыча без оформления лицензии – из пробной скважины. Возмещать ущерб за самовольную добычу полезных ископаемых в этом случае не надо, поскольку проводится лишь пробная эксплуатация месторождения. А эта стадия является обязательным этапом поисковых работ, предусмотренных техническим проектом. Однако НДС за добытое сырье нужно платить и на этапе разведки (т.е. используя юридический язык: работа без лицензии в соответствии с законодательством или в нарушении него – не освобождает от уплаты НДС).

Вторая проблема исчисления и уплаты НДС связана с четким определением налогооблагаемой базы по рассматриваемому налогу. Объектом налогообложения НДС по углеводородам признаются полезные ископаемые: а) добытые из недр на предоставленном по закону участке недр как на территории РФ, так и за ее пределами*; б) извлеченные из отходов (потерь) добывающего производства, подлежащие отдельному лицензированию. Качество добытых ископаемых должно соответствовать государственному стандарту РФ. Причем стандарт может быть национальным, региональным, международным, а в случае их отсутствия – стандартом организации.

В НК РФ [3, ст.337, п.2] дан исчерпывающий перечень полезных ископаемых. К углеводородному сырью, подлежащему обложению НДС, относятся: а) нефть обезвоженная, обессоленная и стабилизированная; б) газовый конденсат из всех видов месторождений углеводородного сырья, прошедший технологию промысловой подготовки в соответствии с техническим проектом разработки месторождения до направления его на переработку**; в) газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины (далее – попутный газ); г) газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья, за исключением попутного газа.

* К такой «находящейся за пределами территории РФ» территории относится территория, арендуемая или используемая по международным договорам, а также находящаяся под юрисдикцией РФ.

** Переработкой газового конденсата является отделение гелия, сернистых и других компонентов и примесей при их наличии, получение стабильного конденсата, широкой фракции легких углеводородов и продуктов их переработки.



С момента введения НДСПИ налоговая база определяется: а) отдельно по каждому виду полезного ископаемого; б) как стоимость добытых полезных ископаемых с учетом установленных различных ставок. Для точного определения налогооблагаемой базы важен метод расчета добытых полезных ископаемых и сколько из них включается в налогооблагаемую базу.

Практика исчисления НДСПИ за прошедшее время показала, что два законодательных акта (Налоговый кодекс РФ, гл.26 и ФЗ «О недрах») одного уровня юрисдикции и нормативный документ (ГОСТ Р 8.615-2005) содержат: а) взаимные противоречия; б) нечеткие формулировки; в) в отдельных случаях вообще не имеют необходимых норм (определений, терминов). Это затрудняет действия как налогоплательщиков по правильному определению размера налоговой базы для исчисления НДСПИ, так и налоговых органов в администрировании.

ФЗ «О недрах» закрепил положение, что с момента госрегистрации лицензии у недропользователя появляется обязанность по предоставлению достоверных данных об извлекаемых из недр запасах полезных ископаемых и содержащихся в них компонентах в органы государственной статистики. С введения НДСПИ в 2002 г. в НК РФ: а) определен общий порядок оценки стоимости добытых полезных ископаемых при определении налоговой базы [3, ст.340]; б) указано, что количество добытых полезных ископаемых (в единицах массы или объема) может определяться двумя методами: *прямым* (с помощью измерительных приборов, измерительных средств и устройств) или *косвенным* (расчетно, по доле содержания полезного ископаемого в извлекаемом из недр (отходов, потерь) минеральном сырье) [3, ст.339]. Косвенный метод применяется, если нельзя измерить количество полезных ископаемых прямым способом. Прямой способ, используя технические измерительные приборы, методологически опирается на ФЗ «О техническом регулировании» [12].

Выбранный налогоплательщиком метод: а) определяется технологическим циклом добычи полезного ископаемого; б) должен быть закреплён в учетной политике; в) может быть изменен только в случае, если изменится технический проект разработки месторождения или технология добычи полезного ископаемого. Количество нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной определяется как количество нефти нетто [3, ст.339, п.1]. В НК РФ также говорится [3, ст.339, п.7 и 8], что в случае реализации или использовании полезного ископаемого на собственные нужды, количество полезного ископаемого определяется косвенным методом*, а при завершении технологических операций по добыче, предусмотренных проектом разработки месторождения, количество полезного ископаемого определяется прямым методом**. Причем при прямом методе общее количество добытого полезного ископаемого складывается из количества полезного ископаемого, добытого из недр, и количества потерь при добыче (фактических потерь). При этом расчетным количеством полезного ископаемого является количество полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы полезного ископаемого в недрах и которое определяется при извлечении минерального сырья из недр в соответствии с порядком, устанавливаемым законодательством о недрах.

Фактические потери – это разница между расчетным количеством полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы месторождения, и фактически добытым ископаемым. Также потерями считаются полезные ископаемые, добытые и направленные в породные отвалы, оставленные на складах, пунктах погрузки и первичной обработки. А при добыче нефти и газа – это еще и потери при технологической обработке нефти и газа, которые уже извлечены из недр. Фактические потери следует учитывать отдельно от нормативных, так как фактические потери больше утвержденных нормативов.

Под количеством фактически добытого полезного ископаемого понимается количество полезного ископаемого, извлеченного из минерального сырья, после завершения технологического цикла по добыче и соответствующего стандарту [3, ст.337, п.1]. Соответственно, определение величины фактических потерь при добыче не может проводиться от количества фактически добытого полезного ископаемого без определения расчетного количества полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы.

* «... при использовании на собственные нужды или реализации полезного ископаемого до окончания операций по добыче, предусмотренных проектом разработки месторождения, его количество определяется по доле содержания в минеральном сырье» [3, ст.339, п.8].

** «... при определении количества добытого полезного ископаемого учитываются все операции по добыче полезного ископаемого, предусмотренные проектом разработки месторождения» [3, ст.339, п.7].



В настоящее время определены общие метрологические и технические требования по измерению количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа (ГОСТ Р 8.615-2005). При этом в п.5.4 данного ГОСТа указано, что «... результаты измерений массы сырой нефти, выполненных методами прямых и косвенных измерений в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками выполнения измерений, являются основанием для прямого учета на конкретном участке недр». Однако понятия «прямой учет» в налогообложении нет. Отсутствует оно и в налоговом законодательстве. Исходя из логики, в данном случае под этим термином подразумевается прямой метод определения количества добытого полезного ископаемого. Однако тогда результаты измерений в соответствии с п.5.4 не могут являться «основанием» для данного метода, так как измерению подлежит нефть, доведенная до требований стандарта по завершении полного цикла подготовки. Однако в соответствии с НК РФ [3, ст.339, п.8] такой подход возможен только в случае реализации и (или) использования сырой нефти до завершения подготовки.

Анализируя результаты финансовой деятельности и налогообложения (в том числе НДС) нефтяных компаний, можно отметить, что при наличии ГОСТа по измерению количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа, в котором зафиксированы общие метрологические и технические требования, отсутствует единая методика расчета показателей, позволяющих количественно и качественно оценить объемы извлекаемого полезного ископаемого. Большинство компаний, занимающихся нефте- и газодобычей самостоятельно, разработали и применяют свои корпоративные методики. Основные недостатки таких методик следующие [14, с.16]:

- использование не в полном объеме имеющейся исходной измерительной информации, что приводит к необходимости обратного пересчета показателей добычи от реализации;
- метрологические характеристики средств измерений или методов измерений участвуют в методиках не для оценки вероятностных характеристик показателей, а для долевого деления в целях раздельного учета, что противоречит метрологическим нормам обеспечения единства измерений;
- не анализируется и не формализуется область допустимых значений показателей добычи по лицензионным участкам и в целом по предприятию, соответственно не накладываются ограничения на результаты, получаемые по методикам;
- в разрез требованиям налогового законодательства методики стремятся определить добытое полезное ископаемое ежесуточно, несмотря на отсутствие необходимых измерений, и установленного налогового (отчетного) периода – календарного месяца;
- не приводится количественная оценка достоверности полученных значений показателей добычи.

Таким образом, все это приводит к существенным экономическим и налоговым рискам, как недропользователей, так и налоговых органов, а также государства как собственника недр.

Следующий проблемный вопрос НДС – правильное определение ставок по налогу – их рентной составляющей. Следует отметить, что априори все налогообложение использования природных ресурсов должно носить рентный характер. Оно, однако, таковым не является. Единственный раз, когда теоретическая проработка конкретных ставок была осуществлена относительно должным образом, – это введенные с 2014 г. ставки по НДС на газ. По всем остальным полезным ископаемым действующие ставки не учитывают рентность этого налога.

С момента введения НДС ставки по налогу были дифференцированы в зависимости от вида полезного ископаемого. По некоторым природным ископаемым [3, ст.342, п.1] принята нулевая ставка (равная 0 % – 0 руб.) Например, это применяется для полезных ископаемых в части нормативных потерь. Итак, в настоящее время НК РФ четко регламентирует, что налоговая ставка установлена [3, ст.342]:

- в процентах при добыче полезных ископаемых, за исключением угля, нефти, попутного газа и газа горючего природного. Диапазон ставок – от 3,8 до 17,5 % от стоимости добытых полезных ископаемых в зависимости от вида полезного ископаемого. Например, 3,8 % при добыче калийных солей, 4 % при добыче торфа, горючих сланцев и апатит-нефелиновых, апатитовых и фосфоритовых руд, 7,5 % при добыче минеральных вод и лечебных грязей, 8 % при добыче руд цветных и редких металлов и т.п.;
- в рублях за единицу налоговой базы при добыче угля, нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, попутного газа и газа горючего природного. Например, в 2014 г. 493 руб./т

добытой нефти, с 01.01.2015 г. – 766 руб./т, с 01.01.2016 г. – 857 руб./т, с 01.01.2017 г. – 919 руб./т добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной.

При этом указанная ставка за тонну нефти умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$), на коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр ($K_{в}$), на коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр ($K_{з}$), на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти ($K_{д}$), на коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи ($K_{дв}$), которые определяются в соответствии с налоговым законодательством [3, ст.342, п.3, 4 и 5].

Налоговые ставки в отношении угля умножаются на коэффициенты-дефляторы, учитывающие изменение цен на уголь в РФ за предыдущий квартал, устанавливаемые ежеквартально по каждому виду угля.

Сумма налога исчисляется по итогам каждого налогового периода по каждому добытому полезному ископаемому: а) по нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, попутному газу и газу горючему природному из всех видов месторождений углеводородного сырья и углю как произведение соответствующей налоговой ставки и величины налоговой базы; б) по прочим добытым полезным ископаемым как соответствующая налоговой ставке процентная доля налоговой базы. Причем в отношении любых добытых полезных ископаемых, для которых установлены различные налоговые ставки либо налоговая ставка рассчитывается с учетом коэффициента, налоговая база определяется применительно к каждой налоговой ставке [3, ст.338, п.5].

С июля 2014 г. согласно поправкам, предложенным Минфином РФ, ставка по попутному газу и газу горючему природному из всех видов месторождений углеводородного сырья стала нефиксированной и рассчитываться по формуле, которая включает в себя такие параметры, как ценовая конъюнктура на рынках сбыта, стоимость транспортировки, сложность добычи и экономическая эффективность проектов. Итоговая ставка НДПИ по газу и газовому конденсату равна 42 руб./т газового конденсата, или 35 руб./1000 м³ газа $\times (E_{y,t}K_c + T_r)$, где $E_{y,t}$ – базовое значение единицы условного топлива рассчитывается налогоплательщиком самостоятельно при добыче газа горючего природного (за исключением попутного) и (или) газового конденсата для участка недр, содержащего залежь углеводородного сырья; K_c – коэффициент степени сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья; T_r – расходы на транспортировку газа горючего природного (по газовому конденсату $T_r = 0$). С 01.07.2014 г. ставки по добытому газовому конденсату из всех видов месторождений углеводородного сырья составляют 42 руб./т, а по добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья – 35 руб./1000 м³ газа.

Причем каждый из показателей рассчитывается отдельно по специальной формуле. Теперь каждое месторождение просчитывается отдельно. Таким образом, ставки НДПИ по газу и газовому конденсату стали учитывать рентную составляющую (хотя не все так просто и не все так однозначно).

Заключение. В налоговое законодательство постоянно вносятся изменения. Например, с 2016 г.: а) при расчете НДПИ по газу применяется новый коэффициент ($K_{г,п} = 0,7317$, но для некоторых налогоплательщиков $K_{г,п} = 1$), характеризующий экспортную доходность. Он используется, чтобы определить базовое значение единицы условного топлива ($E_{y,t}$) [3, ст.342.4, п.18]; б) для расчета НДПИ в отношении нефти используются новые значения базовой ставки и коэффициента, которые повысились до 857 руб./т; в) повысилось до 559 значение коэффициента $K_{ндпи}$, который используется при расчете показателя D_m , характеризующего особенности добычи нефти [3, ст.342.5, п.1] (в 2015 г. $K_{ндпи} = 530$); г) по НДПИ на газовый конденсат повышено значение корректирующего коэффициента (теперь $K_{км} = 5,5$); д) в связи с повышением ставки рефинансирования. В Центральном банке РФ возросли пени за просрочку уплаты налога (ставка рефинансирования теперь равна ключевой ставке и составляет 11 %).

Однако недропользователи и в этом случае сталкиваются с возросшей сложностью своих прогнозов по компаниям и с неопределенностью в инвестиционных вопросах.

Более подробно проблема эффективности ставок по НДПИ и всему ресурсному налогообложению (в том числе по ставкам на жидкие и газообразные углеводороды) рассмотрена в следующей статье.



Одним из перспектив развития НДПИ является разработка правительством РФ новой схемы расчета НДПИ на нефть, как это было уже сделано для газовой отрасли: для каждого участка недр месторождения с учетом транспортировки.

В целом функция государства – управление стратегическими ресурсами – становится особенно актуальной в преддверии наступления пострыночной экономики и глобального истощения минерально-сырьевых ресурсов [2, с.296; 5, с.136].

ЛИТЕРАТУРА

1. Глобальные тенденции развития человечества до 2015 г. / Пер. с англ. М.Леонovichа; под ред. К.Жвакина. Екатеринбург: У-Фактория, 2002. 119 с.
2. Иваницкий В.П. Управление стратегическими ресурсами как функция российского государства / В.П.Иваницкий, Н.Г.Привалов // Экономика региона. 2016. Т.12. Вып.1. С.296-302.
3. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (с изм. и доп.) // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/
4. Постановление Верховного Совета Российской Федерации № 3314-1 от 15.07.1992 «О порядке введения в действие Положения о порядке лицензирования пользования недрами» // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_852/
5. Привалов Н.Г. Новый этап в развитии европейского газового рынка как отражение перехода к национальному государственному капитализму / Н.Г.Привалов, Т.Б.Ли // Записки Горного института. 2015. Т.215. С.125-139.
6. Приказ МНС РФ № БГ-3-09/731 от 31.12.2003 «Об утверждении Особенности постановки на учет в налоговом органе организации или индивидуального предпринимателя в качестве налогоплательщика налога на добычу полезных ископаемых» // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46177/
7. Распоряжение Правительства РФ №1214-р от 22.08.1998 г. «О возмещении убытков, причиненных в результате самовольного пользования недрами» // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_25235/
8. Сводные отчеты в целом по Российской Федерации и в разрезе субъектов Российской Федерации по ф. № 1-НМ [Электронный ресурс]. URL: https://www.nalog.ru/rn78/related_activities/statistics_and_analytics/forms/
9. Федеральный закон РФ «О недрах» № 2395-1 от 21.02.1992 г. // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/
10. Федеральный закон РФ «О введении в действие части первой Гражданского кодекса Российской Федерации» № 52-ФЗ от 30.11.1994 // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5143/
11. Федеральный закон РФ «О соглашениях о разделе продукции» № 225-ФЗ от 30.12.1995 г. // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_8816/
12. Федеральный закон РФ «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27.12. 2002 г. // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40241/
13. Федеральный конституционный закон № 6-ФКЗ от 21.03.2014 г. «О принятии в Российскую Федерацию Республики Крым и образовании в составе Российской Федерации новых субъектов – Республики Крым и города федерального значения Севастополя» // Справочная правовая система «Консультант Плюс» [Электронный ресурс]. URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102171897>
14. Федоров А.В. Методология определения количества добываемого полезного ископаемого // Экспозиция Нефть Газ. 2010, 09 июня. С.15-19.

Авторы: Н.Г.Привалов, д-р экон. наук, профессор (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), С.Г.Привалова, канд. экон. наук, доцент (Санкт-Петербургский государственный экономический университет, Санкт-Петербург, Россия).

Статья принята к публикации 10.10.2016.