

УДК 336.221

В. В. Понкратов, кандидат экономических наук, Центр налоговой политики Института финансово-экономических исследований ФГБОУ ВПО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации», Москва

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПО ПРИРОДНОМУ ГАЗУ НА ОСНОВЕ БАЗОВЫХ КРИТЕРИЕВ

Статья посвящена вопросам совершенствования налога на добычу полезных ископаемых по газу горючему природному. Также в статье анализируются состояние минерально-сырьевой базы и основные проблемы развития газовой отрасли промышленности России. Полученные в результате анализа выводы положены в основу разработки критериев дифференциации НДСП.

Ключевые слова: налог на добычу полезных ископаемых, налогообложение добычи газа, газ горючий природный, совершенствование налоговой системы России.

К числу основных проблем развития газовой промышленности относятся:

– истощение основных газовых месторождений Надым-Пур-Тазовского района Тюменской области, и, следовательно, необходимость освоения новых центров газодобычи на полуострове Ямал, континентальном шельфе арктических морей, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке;

– нерациональное недропользование (низкий коэффициент извлечения газа) и отсутствие комплексных технологий добычи углеводородов (сжигание попутного нефтяного газа);

– увеличение доли трудноизвлекаемых запасов в структуре минерально-сырьевой базы газовой промышленности;

– удорожание добычи и транспортировки природного газа;

– высокий износ основных фондов транспортной и газоперерабатывающей промышленности;

– наличие инфраструктурных ограничений в сфере трубопроводной транспортировки газа;

– недостаточный уровень развития газоперерабатывающей и газохимической промышленности.

России принадлежит лидирующее место в мире по добыче газа (более четверти от мировой) и по величине разведанных запасов (около трети мировых). Российская Федерация является крупнейшим экспортером и потребителем природного газа. Начальные суммарные ресурсы газа России составляют 236,1 трлн м³, в том числе 160,3 трлн м³ на суше и 75,8 трлн м³ на шельфе. Из общего объема суммарных ресурсов на 01.01.2011 г. накопленная добыча составила 18,23 трлн м³, или 7,24 % [1]. Преобладающая масса современных разведанных запасов свободного газа (более 72 %) сосредоточена в 28 уникальных (с балансовыми запасами более 500 млрд м³) месторождениях (2,8 % от общего количества месторождений), обеспечивающих свыше 85% всей годовой добычи в стране. В 118 крупных (75–500 млрд м³) месторождениях содержится 22 % разведанных запасов газа страны. На долю 740 мелких и средних месторождений приходится лишь 6 % разведанных запасов. Особенностью сырьевой базы газа является высокая концентрация разведанных

запасов (около 78 % от суммарных в стране находится в Западной Сибири, а в пределах ЯНАО – 75 %).

По состоянию на 01.01.2011 г. 69 % российских запасов газа категорий А+В+С₁ (33,1 трлн м³) принадлежит ОАО «Газпром», 21 % (10,1 трлн м³) – независимым производителям газа и ВИНК, остальные запасы газа (4,6 трлн м³, или 10 %) сосредоточены в нераспределенном фонде недр.

Продукция нефтегазового комплекса формирует более 20 % ВВП России. В России в 2011 г. добыто 670,5 млрд м³ газа (что на 3,1 % превышает добычу в 2010 году). Крупнейшие производители газа в России – Газпром (509,7 млрд м³) и Новатэк (53,3 млрд м³). Поставлено на экспорт 204 млрд м³ газа. Согласно данным ФТС РФ в 2011 г. объем экспорта природного газа из Российской Федерации в стоимостном выражении составил 58,47 млрд долларов США.

В настоящее время 30 % добываемого в России природного газа экспортируется, 70 % потребляется внутри страны. Основным внутренним потребителем газа выступает электроэнергетический сектор – около 58 % потребляемого в стране газа используется на производство электроэнергии и тепла.

На основании приведенных данных можно сделать вывод, что в разработке находится около половины всех разведанных запасов газа, заключенных в наиболее экономически эффективных и географически более доступных месторождениях по сравнению с еще не освоенными.

В настоящее время из общего объема добычи на Западно-Сибирский регион приходится около 545 – 560 млрд м³, или более 90 %. Надым-Пур-Тазовское междуречье, являющееся главным газодобывающим регионом страны, обеспечено разведанными и подготовленными запасами на 15-16 лет. Выработанность запасов гигантских месторождений Западной Сибири, обеспечивающих около 65 % всего объема добычи, – Медвежьего, Уренгойского и Ямбургского – достигла, соответственно, 73,2, 44,3 и 35,8 %. На этих месторождениях происходит наибольшее сокращение добычи – около 20 млрд м³ в год. Падение добычи также отмечается на крупнейшем Оренбургском месторождении на 0,7–1 млрд м³ в год. В целом

из эксплуатируемых запасов газа 82–85 % характеризуются падающей добычей.

Перспективная региональная структура добычи газа к 2030 г. будет выглядеть следующим образом:

– в европейской части России за счет освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и шельфовых месторождений (прежде всего Штокмановского) планируется довести добычу газа до 131–137 млрд м³ (против 46 млрд м³ в 2005 г.) [3];

– в Западной Сибири добыча газа ожидается на уровне 608–637 млрд м³ за счет освоения месторождений полуострова Ямал и акваторий Обской и Тазовской губ, призванных компенсировать выпадающие объемы добычи «старых» месторождений (Уренгойского, Медвежьего, Вынгапуровского и Ямбургского);

– в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке добыча газа вырастет до 132–152 млрд м³.

Прогноз поэтапного развития добычи газа на период до 2030 г., млрд м³ [2]

Регионы добычи	2005 г. (факт)	2008 г. (факт)	2014 г.	2021 г.	2030 г.
Добыча газа – всего	641	664	685–745	803–837	885–940
в том числе:					
Тюменская область	585	600	580–592	584–586	608–637
в том числе по районам:					
Надым-Пур-Тазовский	582	592	531–559	462–468	317–323
Обско-Тазовская губа	–	–	0–7	20–21	67–68
Большехетская впадина	3	8	9–10	24–25	30–32
Ямал	–	–	12–44	72–76	185–220
Томская область	3	4	6–7	5–6	4–5
Европейские районы	46	46	54–91	116–119	131–137
в том числе:					
Прикаспий	–	–	8–20	20–22	21–22
Штокмановское месторождение	–	–	0–23	50–51	69–71
Восточная Сибирь	4	4	9–13	26–55	45–65
Дальний Восток	3	9	34–40	65–7	85–87
в том числе:					
остров Сахалин	2	7	31–36	36–37	50–51

Одной из основных проблем в части минерально-сырьевой базы, с которой российской газовой отрасли предстоит столкнуться уже в ближайшие годы, является исчерпание запасов сеноманских залежей газа (запасы газа, заключенные в верхних газоносных горизонтах, сложенных отложениями сеноманского яруса верхнего мела, образующие крупные залежи сравнительно простого строения на небольших (до 1500 м) глубинах), и, как следствие, необходимость масштабного перехода к разработке газоконденсатных месторождений и, соответственно, добыче сухого отбензиненного газа (или газа сепарации).

С точки зрения своих потребительских свойств определяемое этими терминами углеводородное сырье является идентичным, и его параметры регулируются одним нормативным документом – Государственным стандартом Союза ССР ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия». С точки зрения налогового законодательства также отсутствует дифференциация объекта обложения в зависимости от видов месторождений углеводородного сырья и используемых технологий добычи.

Экономическая эффективность добычи сухого отбензиненного газа значительно ниже таковой у газа сеноманских залежей. Соответственно, применительно к добыче сухого отбензиненного газа величина налоговой нагрузки должна быть пересмотрена в сторону понижения с целью поддержания общей экономической эффективности его добычи.

Минимальная себестоимость газа, добываемого на новых месторождениях, будет не менее 14 долл США / тыс. м³ по сеноманским залежам и свыше 23 долл США / тыс. м³ – по нижнемеловым и ачимовским отложениям. Цена добычи и транспортировки до европейской части России вырастет с 42 долл / тыс. м³ в 1997 г. и 12 долл / тыс. м³ в 1998 г. (спад из-за резкой девальвации рубля) до 48–50 долл / тыс. м³ к 2013 г. и 50–55 долл / тыс. м³ к 2020 году. С целью обеспечения поэтапного перехода к доминирующей добыче сухого отбензиненного газа необходимо уже сейчас повысить экономическую привлекательность разработки газоконденсатных месторождений (а большинство из них относятся к категории труднодоступных и низко-рентабельных), и в первую очередь посредством введения налоговых преференций. Идеальной можно признать ситуацию, когда уже в ближайшие пять лет добывающие компании изменят пропорции добычи газа сеноманских залежей / сухого отбензиненного газа, соответственно, с 80 / 20 % до приемлемых 40 / 60 %.

Структура выручки любой компании-недропользователя существенно отличается от таковой у компаний, занимающейся другими видами деятельности. Упрощенно структуру выручки компании-недропользователя можно представить в следующем аналитическом виде: *выручка от реализации – затраты на производство = предпринимательская прибыль + абсолютная рента + дифференциальная рента*. Причем возникают данные виды дохода строго в указанной последовательности.

Существенное различие в экономической природе элементов дохода обуславливает необходимость дифференцированного подхода к их налогообложению. Для каждого элемента дохода должен быть установлен свой инструмент изъятия его части. В отношении прибыли должен действовать общий механизм изъятия, применяемый для налогообложения прибыли всех хозяйствующих субъектов – налог на прибыль. В отношении абсолютной и дифференциальной горной ренты все не столь однозначно. Оба вида ренты исходя из их экономической природы принадлежат собственнику недр. В Российской Федерации согласно действующему законодательству собственником недр является государство, которое должно разработать механизм изъятия ренты у пользователя недр, адекватный современным экономическим условиям [4].

В Российской Федерации при разработке месторождений полезных ископаемых и добыче минерального сырья компании-недропользователи помимо общих налогов уплачивают и ряд специальных налогов и сборов. Эти налоги и сборы направлены на изъятие возникающего при недропользовании дополнительного дохода либо являются платой за разработку принадлежащих государству запасов полезных ископаемых. В общую систему платежей за пользование недрами входят: обязательные платежи, предусмотренные ст. 39 Закона о недрах; налог на добычу полезных ископаемых (глава 26 НК РФ). Кроме того при совершении экспортных операций с добытыми полезными ископаемыми уплачивается таможенная пошлина на условиях, установленных таможенным законодательством. Специальный налоговый режим установлен для лиц, с которыми было заключено соглашение о разделе продукции.

Согласно ст. 334 главы 26 Налогового кодекса РФ налогоплательщиками налога на добычу полезных ископаемых признаются организации и индивидуальные предприниматели, признаваемые пользователями недр в соответствии с законодательством Российской Федерации [5].

Подпункт 3 п. 2 ст. 346 НК РФ к видам добытого полезного ископаемого в том числе относит следующее углеводородное сырье:

- газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины (попутный газ);

- газ горючий природный из всех видов месторождений углеводородного сырья, за исключением попутного газа.

Налоговая база при добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья определяется как количество добытых полезных ископаемых в натуральном выражении.

Согласно п. 1 ст. 342 НК РФ налогообложение производится по налоговой ставке 0 рублей при добыче:

- полезных ископаемых в части нормативных потерь полезных ископаемых;

- попутного газа;

- газа горючего природного (за исключением попутного газа), закачанного в пласт для поддержания пластового давления при добыче газового конденсата в пределах одного участка недр в соответствии с техническим проектом разработки месторождения. Количество газа горючего природного, закачанного в пласт для поддержания пластового давления, подлежащего налогообложению по налоговой ставке 0 рублей, определяется налогоплательщиком самостоятельно на основании данных, отражаемых в утвержденных в установленном порядке формах федерального государственного статистического наблюдения.

Федеральным законом от 21 июля 2011 г. № 258-ФЗ «О внесении изменений в статью 342 части второй Налогового кодекса Российской Федерации» были установлены следующие налоговые каникулы по НДС:

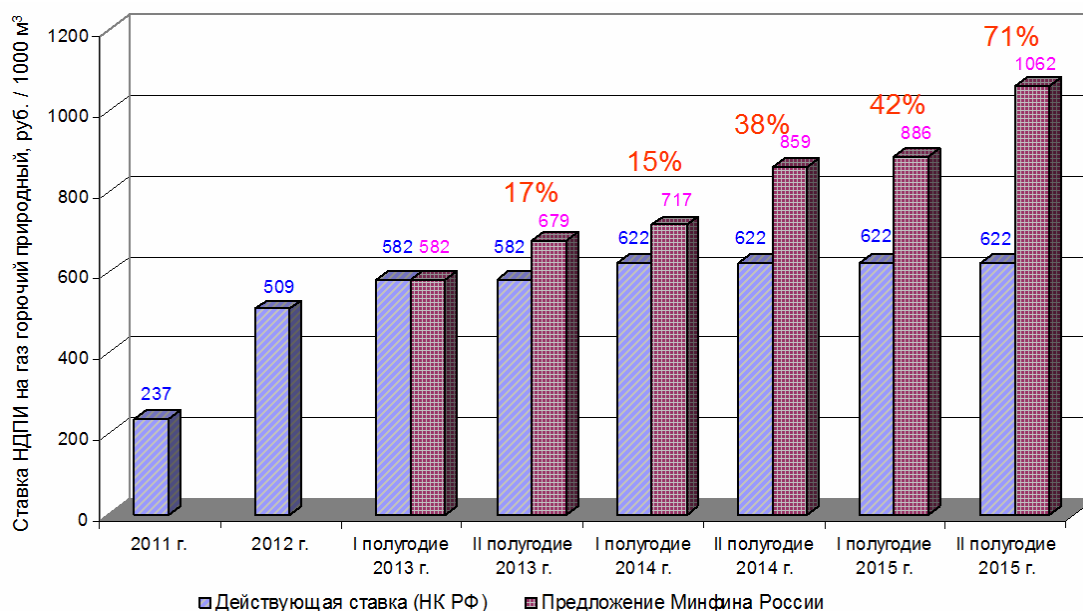
- газа горючего природного на участках недр, расположенных полностью или частично на полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе, используемого исключительно для производства сжиженного природного газа, до достижения накопленного объема добычи газа горючего природного 250 млрд кубических метров на участке недр и при условии, что срок разработки запасов участка недр не превышает 12 лет, начиная с 1-го числа месяца, в котором начата добыча газа горючего природного, используемого исключительно для производства сжиженного природного газа;

- газового конденсата совместно с газом горючим природным, используемым исключительно для производства сжиженного природного газа, на участках недр, расположенных полностью или частично на полуострове Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе, до достижения накопленного объема добычи газового конденсата 20 млн тонн на участке недр и при условии, что срок разработки запасов участка недр не превышает 12 лет, начиная с 1-го числа месяца, в котором начата добыча газового конденсата совместно с газом горючим природным, используемым исключительно для производства сжиженного природного газа.

Федеральным законом от 28 ноября 2011 г. № 338-ФЗ были повышены ставки НДС при добыче углеводородного сырья. При добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья налоговая ставка по НДС составляет 509 руб. (на период с 1 января по 31 декабря 2012 г. включительно), 582 руб. (на период с 1 января по 31 декабря 2013 г. включительно), 622 руб. (начиная с 1 января 2014 г.) за 1 000 м³ газа. При этом налогообложение производится по ставке, умноженной на коэффициент 0,493 (на период с 1 января по 31 декабря 2012 г. включительно), 0,455 (на период с 1 января по 31 декабря 2013 г. включительно), 0,447 (начиная с 1 января 2014 г.), для налогоплательщиков, не являющихся прямо или косвенно собственниками объектов единой системы газоснабжения.

Правительство РФ 03.05.2012 г. одобрило повышение НДС для газового сектора, при котором ставки налога для ОАО «Газпром» и независимых производителей будут постепенно выравниваться [6]. Со второго полугодия 2015 г. НДС для монополии составит 1062 руб. за 1 000 м³ газа, для независимых участников рынка – до 1049 руб.

Предполагается, что ставки НДС для ОАО «Газпром» в первом полугодии 2013 г. составят 582 руб. за 1 000 м³ газа, во втором полугодии – 679 руб.; в первом полугодии 2014 г. – 717 руб., во втором – 859 руб.; в первом полугодии 2015 г. – 886 руб., во втором – 1062 руб.



Динамика роста ставок НДС на газ горючий природный

Для независимых производителей ставки за 1 000 м³ газа составят: в первом полугодии 2013 г. – 265 руб., во втором – 445 руб.; в первом полугодии 2014 г. – 456 руб., во втором – 726 руб.; в первом полугодии 2015 г. – 726 руб., во втором – 1049 руб.

По расчетам Минфина дополнительные доходы федерального бюджета от новых ставок НДС на газ превысят 440 млрд руб. В 2013 г. в бюджет дополнительно поступят 36 млрд руб., в 2014 г. – 134,3 млрд руб., а в 2015 г. – 270,3 млрд руб. [7]. Также ожидается отмена льгот по налогу на имущество для транспортной инфраструктуры, а также увеличение тарифов на прокачку газа.

Последние новации по НДС повлекли резкое доминирование фискальной функции этого налога. Это обусловлено, в первую очередь, высокой степенью зависимости российской экономики в целом и доходов бюджета в частности от сырьевого экспорта. Многие недропользователи в России в настоящее время эксплуатируют низкорентабельные месторождения, что в условиях единого подхода к взиманию платежей делает дороже себестоимость добычи, не обеспечивает ее прироста и эффективности и, в свою очередь, ведет к снижению сбора налогов. Плоская шкала НДС, ставки которого одинаковы для всех месторождений, поощряет выборочную отработку лучших запасов. В то же время более сложные и относительно дорогие в разработке участки выводятся из производства.

Налоговая нагрузка (по доле налогов в выручке) на компании газовой отрасли составляет 29–36 %. Рентабельность их деятельности находится на уровне 17–21 %. Анализ существующей системы государственного регулирования деятельности газовой промышленности России, позволил утверждать, что на сегодняшний день, государство использует уникальный альтернативный механизм изъятия дифференциальной горной ренты – в условиях государственно регулируемых цен на газ (а сравнение с уровнем цен в зарождающемся свободном сегменте газового рынка РФ показывает 40–60 % диспропорцию, и это без учета структурных диспропорций в потреблении первичных энергоносителей) государство попросту не позволяет ренте сформироваться в значительном объеме – она перераспределяется в пользу отраслей – потребителей газа [8].

Действующая налоговая система России направлена на изъятие текущих сверхдоходов, вызванных благоприятной ценовой конъюнктурой на рынках углеводородного сырья. Такой подход может быть оправдан только в отношении проектов, не связанных с большими капиталовложениями. Но он совершенно не пригоден для реализации таких капиталоемких проектов, как проекты разработки газовых месторождений в новых нефтегазовых провинциях, на шельфах северных морей.

Для изъятия ресурсной ренты и создания благоприятного инвестиционного климата необходимо

дифференцировать НДС по природному газу, основываясь на базовых критериях. Цель дифференциации – стимулирование наиболее полного извлечения углеводородного сырья, изменение газового баланса страны в соответствии со структурой запасов, стимулирование разработки трудноизвлекаемых залежей углеводородов, сохранение энергетической безопасности России. И основная идея дифференциации должна заключаться в выравнивании налоговой нагрузки компаний, разрабатывающих низкорентабельные месторождения и компаний, эксплуатирующих наиболее продуктивные участки недр [9].

Целесообразно дифференцировать налогообложение добычи газа горючего природного посредством механизмов, аналогичных примененным ранее при дифференциации НДС в отношении добычи нефти. Первым этапом дифференциации может стать применение льготной ставки для новых месторождений слабо освоенных территорий, на которых отсутствует необходимая инфраструктура, например, Ямал и ряд регионов Восточной Сибири – Красноярский край, Иркутская область, а также на шельфах северных и дальневосточных морей [10].

Вторым этапом дифференциации НДС по природному газу может стать введение следующих правочных коэффициентов к ставке НДС:

– коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов газа горючего природного на конкретном участке недр;

– коэффициент, характеризующий глубину залегания конкретного участка недр.

Таким образом, формула для определения ставки НДС по газу горючему природному в 2012 г. будет иметь вид

$$\text{НДС}_{\text{ГАЗ}} = 509 \times K_{\text{выработанности}} \times K_{\text{глубины залегания}}$$

При определении коэффициента, характеризующего глубину залегания конкретного участка недр,

необходимо учитывать, что затраты на добычу и доведение до требований ГОСТа газа сеноманских залежей и сухого отбензиненного газа различаются в 1,6-1,9 раза. Для добычи газа на месторождениях с глубиной залегания свыше 1 900 м ставка НДС может быть снижена в 1,67 раза (т. е. коэффициент, характеризующий глубину залегания конкретного участка недр, принимаем равным 0,6). Начатое с января 2011 г. ступенчатое повышение базовой ставки НДС по природному газу позволит избежать выпадения доходов бюджета.

Библиографические ссылки

1. Попов В. В., Сафонов Ю. Г. Проблемы развития и эффективного использования минерально-сырьевой базы России. – М. : ИГЕМ РАН, 2003. – С. 84.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.
3. Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года.
4. Понкратов В. В. Горная рента в нефтедобывающей промышленности: экономическая сущность и инструменты изъятия // Вестник ИжГТУ. – 2011. – № 1(49). – С. 90–93.
5. Налоговый кодекс Российской Федерации.
6. Основные направления налоговой политики РФ на 2013 год и плановый период 2014–2015 годов.
7. Стенограмма и материалы заседания парламентских слушаний Комитета Государственной Думы по бюджету и налогам на тему «Основные направления налоговой политики в Российской Федерации». 30 мая 2012 г.
8. Понкратов В. В. Базовые критерии дифференциации ставки НДС по природному газу // Финансы. – 2006. – № 2.
9. Понкратов В. В. Налогообложение добычи нефти и газа в Российской Федерации: ретроспективный анализ, действующая система, направления совершенствования. – Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2011. – 118 с.
10. Понкратов В. В. Совершенствование налогообложения добычи газа горючего природного в Российской Федерации // Вестник ИжГТУ. – 2011. – № 4(52). – С. 97–101.

V. V. Ponkratov, PhD in Economics, Centre of Tax Policy of The Federal State-Funded Educational Institution of Higher Professional Education “Financial University under the Government of the Russian Federation”

Differentiation of Mineral Resources Recovery Tax on Natural Gas in Terms of Basic Criteria

The paper is devoted to improving the tax on mining for natural gas. The paper examines also the state of the mineral resource base and main problems of the gas industry in Russia. The resulting statements are the basis for developing criteria of differentiating the mineral resources recovery tax.

Key words: mineral resources recovery tax, taxation of gas recovery, natural gas, Russia tax system improvement.