

РЕНТАЛС КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕХАНИЗМА ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

В статье обоснована и предложена методика расчета ренталс как инструмента государственного регулирования, позволяющего повысить эффективность использования нефтегазовых месторождений. Его внедрение позволит повысить в России эффективность производства и нефтеотдачу пластов, стимулировать научно-технический прогресс в нефтегазовой сфере, уменьшить экологическую нагрузку в районах добычи и коррупционную составляющую, связанную с лоббированием интересов добывающих компаний при получении лицензий на разработку новых месторождений, а также заинтересовать предприятия участвовать в новых наукоемких инвестиционных проектах, что, на наш взгляд, будет способствовать устойчивому развитию НГК.

Ключевые слова: нефтегазовый комплекс; механизм государственного регулирования нефтегазового комплекса; ренталс.

Одной из основных проблем функционирования российского нефтегазового комплекса (НГК) является более низкая нефтеотдача пластов по сравнению с развитыми нефтедобывающими государствами. При существующей системе налогообложения отечественные компании практически не заинтересованы добывать углеводороды на заключительном этапе истощения месторождений, т.е. для бизнеса гораздо выгоднее «снимать сливки» с действующих месторождений, постоянно разрабатывая при этом новые перспективные участки. В частности, Ю.А. Станкевич отмечает: «Сегодня мы наблюдаем отставание России от таких лидеров нефтяной отрасли как США и Норвегия по коэффициенту извлечения нефти. В США этот показатель составляет 43 %, в Норвегии – свыше 50 %, а в России – около 20 %. Только увеличение коэффициента до уровня 43 % могло бы дать российским нефтяникам около 4 млрд т извлекаемых запасов традиционной нефти» [7].

Для повышения эффективности разработки месторождений полезных ископаемых в механизм государственного регулирования НГК России, на наш взгляд, следует включить такой инструмент налогообложения, как ренталс, который успешно используется в нефтедобывающих странах с развитой рыночной структурой. Ренталс представляет собой ежегодный платеж инвестора за пользование единицей площади участка недр, выплачиваемый собственнику участка, в качестве которого обычно выступает государство, получающее в течение срока действия контракта или договора устойчивый доход, не зависящий от размеров добытого сырья и рентабельности производства. Например, в США ставка ренталс составляет в среднем 10 дол./акр: данный инструмент налогооб-

* Трофимов Сергей Евгеньевич – аспирант, кафедра экономики и управления бизнесом, Байкальский государственный университет, 664003, г. Иркутск, ул. Ленина, 11, e-mail: tennisist91@mail.ru.

ложения сохраняет за собственником право пользования участком недр и обеспечивает дополнительные поступления в федеральный бюджет [6, с. 29].

Предложим методику расчета ренталис и дополнительных доходов бюджета от его введения для нефтегазовых предприятий, занятых разведкой и разработкой углеводородных запасов. В России мы рекомендуем применять регрессивную ставку ренталис до полного промышленного освоения месторождения, которое предполагает выход нефтегазового предприятия на проектную мощность¹. По расчетам специалистов, геолого-разведочные работы в Арктике составляют в среднем два года, промысловое обустройство месторождения длится около пяти лет, т.е. промышленная добыча углеводородного сырья возможна только спустя примерно семь лет и достигает своего пика через еще четыре года [2, с. 117]. Таким образом, в среднем через десять-одиннадцать лет возможно полное освоение нефтегазового месторождения на арктическом шельфе.

Для расчета ренталис мы предлагаем использовать максимальную 100 %-ю ставку с момента получения лицензии нефтегазовым предприятием на разработку углеводородного месторождения и до конца его промыслового обустройства. В дальнейшем ставка жестко привязывается к объему извлекаемых углеводородов: с начала промышленной добычи должно происходить ее ежегодное регрессивное снижение обратно пропорционально росту объема извлекаемого сырья, которое устанавливается на нулевой отметке на этапе полного промышленного освоения месторождения. Осознание руководством нефтегазовых корпораций, что разработка каждого нового лицензионного участка автоматически приводит к необходимости уплаты дополнительного налога в течение длительного периода служит мощным экономическим стимулом повышения нефтеотдачи на уже используемых углеводородных участках, а также стимулирует ускорение выхода на проектную мощность нефтегазовых месторождений.

Кроме того, следует принимать в расчет тот факт, что добыча углеводородов ведется на обширных территориях и акваториях, в различных природно-климатических и естественных условиях, на неодинаковой глубине залегания, а в отношении шельфовых месторождений должны приниматься во внимание также расстояние до береговой линии, ледовая обстановка и другие факторы. Поэтому относительное равенство возможностей функционирования достигается только за счет дифференцированного подхода к добывающим предприятиям.

В связи с этим, в зависимости от условий добычи углеводородного сырья, мы предлагаем все предприятия НГК разделить на три группы:

- экстремальные условия добычи, к которым относятся предприятия, функционирующие на арктическом шельфе и в условиях Крайнего Севера;
- сложные условия добычи: предприятия, функционирующие в труднодоступных районах Сибири и Дальнего Востока, а также на континентальном шельфе, не относящемся к арктическому;
- относительно благоприятные условия добычи: все оставшиеся предприятия.

¹ Под проектной мощностью месторождения мы понимаем определенную проектом максимально возможную добычу полезных ископаемых установленного качества в единицу времени. Для ее определения требуется независимая внешняя экспертиза.

Мы считаем, что нефтегазовые предприятия, желающие добывать углеводородное сырье, в том числе в экстремальных условиях, нельзя полностью освободить от уплаты рента за до выхода месторождений на проектную мощность. В противном случае они будут стремиться «захватить» как можно больше лицензионных участков, разработка которых может быть отложена на многие годы и даже десятилетия.

Принимая во внимание, что отечественные предприятия НГК добывают углеводороды на территории от Каспийского моря до Арктики и от Балтики до Охотского моря, введем в методику расчета рента дифференцирующий коэффициент ($K_{\text{диф}}$), который будет носить не фиксированный характер, а иметь определенный вариационный размах в пределах вышеназванных групп. Поскольку рента применяется в практике отдельных развитых нефтедобывающих государств, однако отсутствует в действующей налоговой системе РФ, мы предлагаем максимальное значение $K_{\text{диф}}$ устанавливать для нефтегазовых предприятий, осуществляющих свою деятельность в относительно благоприятных условиях добычи, и по мере их усложнения данный коэффициент должен снижаться.

Таким образом, общий размер рента для n лицензионных участков составит:

$$\sum_{i=1}^n P_{\text{рент}i} = \sum_{i=1}^n S_i \cdot C_{\text{мрент}i} \cdot K_{\text{диф}i}, \quad (1)$$

где $P_{\text{рент}i}$ – величина рента i -го лицензионного участка;

S_i – площадь i -го лицензионного участка;

$C_{\text{мрент}i}$ – ставка рента i -го лицензионного участка;

$K_{\text{диф}i}$ – дифференцирующий коэффициент i -го лицензионного участка, учитывающий природно-климатические, естественные и другие условия производства;

n – общее количество лицензионных участков.

Для стимулирования НТП мы считаем необходимым ввести инвестиционную льготу по налогу на прибыль в виде установления нулевой ставки данного налога при увеличении добычи на шельфе за счет внедрения новейших технологий геологоразведки и добычи углеводородного сырья. Тем самым, на законодательном уровне поощряется научно-исследовательская и инвестиционная деятельность нефтегазовых компаний, ведущих добычу в шельфовой зоне.

Инвестиционная льгота (I) при увеличении добычи на шельфе за счет внедрения новейших технологий для компаний равняется сумме налога на прибыль, начисленного по ставке ($C_{\text{тнп}}$) 20 %, т. е. фактически вводится ставка 0 %, позволяющая не уплачивать в бюджет налог на прибыль. Данная ставка налога на прибыль устанавливается при условии, что доходы от реализации добытых полезных ископаемых составляют не менее 90 % всех доходов, учитываемых при определении налоговой базы по налогу на прибыль¹. Если принять во внимание, что на со-

¹ Аналогичные условия применения ставки налога 0 % приведены в ст. 284.3 Налогового кодекса. См.: Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс] : федер. закон от 5 авг. 2000 г. № 117-ФЗ : (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс». Ст. 284.3.

временном этапе все углеводородное сырье, извлекаемое на континентальном шельфе, добывается с использованием новейших технологий, то

$$\sum_{i=1}^n I_i = \sum_{i=1}^n Pr_i \cdot Cm_{nn}, \quad (2)$$

где I_i – инвестиционная льгота i -го лицензионного участка;

Pr_i – прибыль компаний, занятых разведкой и разработкой углеводородных запасов i -го лицензионного участка;

Cm_{nn} – ставка налога на прибыль.

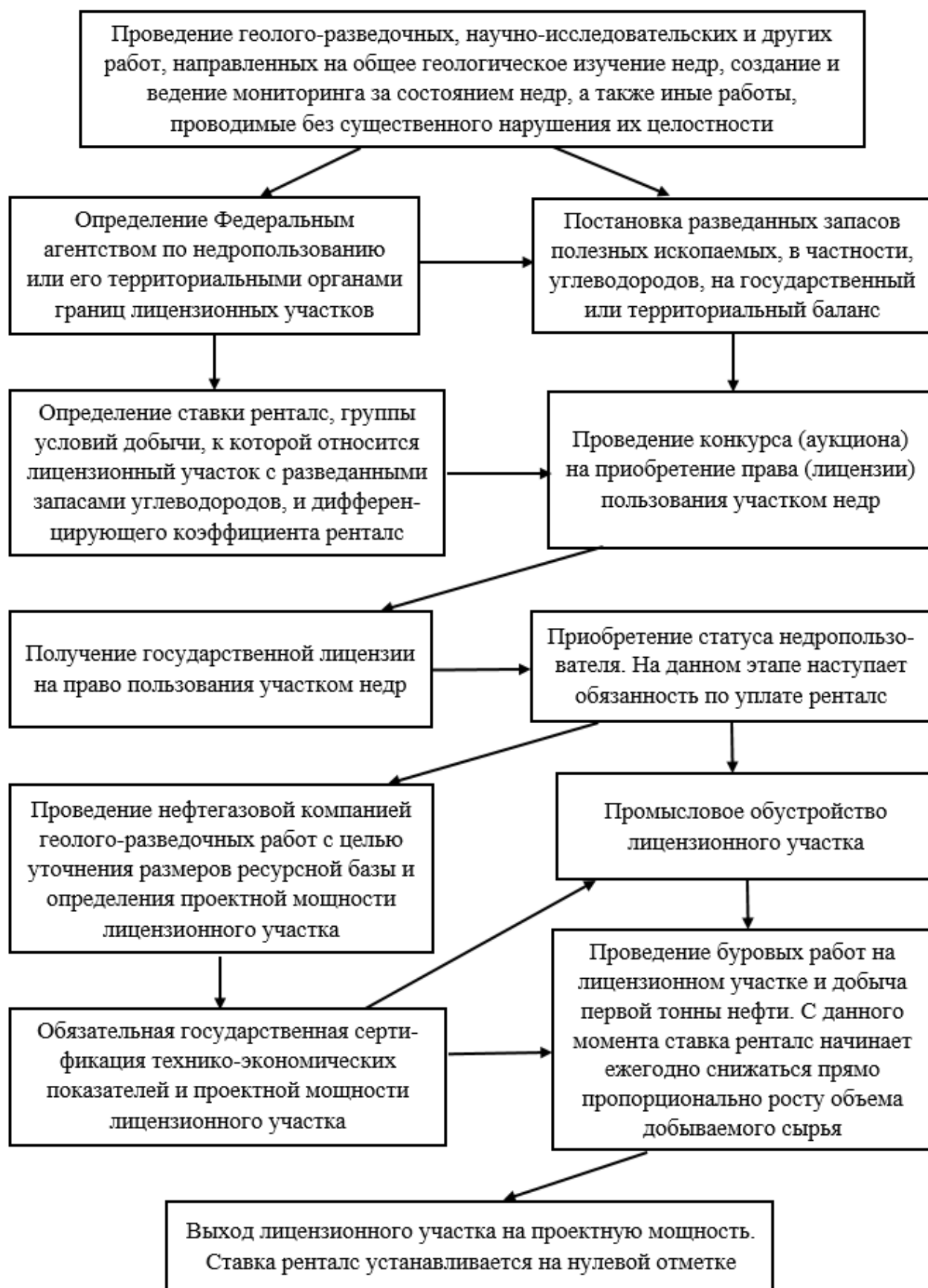
Соответственно, дополнительные доходы бюджета от введения рента (ДДБ) составят разницу между общей величиной рента и инвестиционной льготой:

$$ДДБ = \sum_{i=1}^n R_{ent_i} - \sum_{i=1}^n I_i. \quad (3)$$

Введение регрессивной ставки рента в механизм государственного регулирования НГК в России, на наш взгляд, позволит:

- стимулировать ускорение выхода нефтегазовых месторождений на проектную мощность;
- повысить коэффициент нефтеотдачи пластов, способствуя тем самым более полному извлечению углеводородов на существующих месторождениях;
- стимулировать научно-технический прогресс, участвовать нефтегазовым предприятиям в новых наукоемких инвестиционных проектах;
- уменьшить коррупционную составляющую, связанную с лоббированием интересов добывающих компаний при получении лицензий на разработку новых месторождений;
- сократить экологическую нагрузку, способствовать более бережному отношению к окружающей среде в районах добычи, особенно легко ранимой северной природе;
- при проведении соответствующей фискальной политики сделать налоговую систему недропользования более гибкой;
- в течение срока полного промышленного освоения месторождения получать дополнительный источник бюджетных поступлений.

В целом, экономический алгоритм механизма взимания рента на отдельно взятом лицензионном участке можно представить следующим образом (рис.).



Экономический алгоритм механизма взимания рента на отдельно взятом лицензионном участке

Используя аналитический метод и метод научной абстракции, рассчитаем величину ренталс для лицензионных участков, расположенных на континентальном шельфе РФ, и дополнительных доходов в бюджет от его внедрения, который могла бы получить Россия в 2016 г.

По расчетам В.И. Богоявленского, суммарная площадь 117 лицензионных участков континентального шельфа России ($S_{\text{кш}}$) равняется 1,82 млн км², 70 из которых относятся к арктическому шельфу [3, с. 25–26]. По нашей оценке, площадь распределенных между нефтегазовыми компаниями лицензионных участков арктического шельфа ($S_{\text{аш}}$) составляет около 1,5 млн км², а промышленная добыча нефти ведется с 2014 г. только на месторождении Приразломное на шельфе Печорского моря. Еще около 320 тыс. км² приходится на лицензионные участки шельфовых углеводородных месторождений Каспийского, Черного, Азовского, Балтийского и Охотского морей ($S_{\text{нш}}$), из которых, по нашим расчетам, фактически осваивается порядка 100–110 тыс. км² ($S_{\text{лу}}$), что составляет приблизительно одну третью часть от общей площади неарктических шельфовых лицензионных участков. С определенной долей условности, будем считать, что все нефтегазовые предприятия, осуществляющие добычу на разрабатываемых здесь месторождениях, вышли на проектную мощность. Это допущение недалеко от истины, поскольку большинство таких предприятий добывают углеводородное сырье на неарктических шельфовых месторождениях на протяжении длительного периода времени, вышли на этап полного промышленного освоения месторождений и, таким образом, должны быть освобождены от уплаты ренталс.

Учитывая тот факт, что на внешнем рынке Россия реализует углеводороды по мировым ценам, для расчета дополнительных доходов бюджета возьмем среднюю ставку ренталс, применяемую в США, и средний курс доллара по отношению к рублю (P), заложенный в базовом сценарии Министерства экономического развития РФ на 2016 г. на уровне 63,00 р. [8]

При определении дифференцирующего коэффициента мы предлагаем использовать в соответствии с условиями добычи группировку $K_{\text{диф}}$ с равным интервалом¹. Для первой группы, в которой предприятия НГК осуществляют добычу в экстремальных северных широтах, установим минимальный $K_{\text{диф}}$ в пределах от 0,11 до 0,4, для второй – от 0,41 до 0,7 и для третьей – от 0,71 до 1. Учитывая разнообразие условий добычи даже в пределах вышеназванных групп, для расчета ренталс² и ДДБ от его введения для нефтегазовых предприятий, осуществляющих свою деятельность на континентальном шельфе, используем средние значения $K_{\text{диф}} = 0,25$ для первой группы (экстремальные условия добычи), а также $K_{\text{диф}} = 0,55$ для второй группы (сложные условия добычи). Общая величина ренталс для углеводородных лицензионных участков континентального шельфа РФ ($\text{Рент}_{\text{кш}}$) в этом случае составит:

¹ В дальнейшем методика определения дифференцирующего коэффициента будет корректироваться.

² В данном случае мы пренебрежем площадью Приразломного месторождения, составляющей по отношению к общей площади лицензионных участков арктического шельфа (1,5 млн км²) ничтожно малую величину, и примем в расчет, что добывающее предприятие уплачивает в бюджет 100-процентную ставку ренталс.

$$\begin{aligned}
P_{\text{ент}_{\text{кш}}} &= S_{\text{аш}} \cdot S_{\text{акр/км}^2} \cdot C_{\text{трент}} \cdot P \cdot K_{\text{диф}} + (S_{\text{нш}} - S_{\text{лу}}) \cdot S_{\text{акр/км}^2} \cdot C_{\text{трент}} \cdot P \cdot K_{\text{диф}} \\
P_{\text{ент}_{\text{кш}}} &= 1\,500\,000 \text{ км}^2 \cdot 247,105\,381 \text{ акр/км}^2 \cdot 10 \text{ дол./акр} \cdot 63,00 \text{ р./дол.} \cdot \\
&\cdot 0,25 + (320\,000 \text{ км}^2 - 100\,000 \text{ км}^2) \cdot 247,105\,381 \text{ акр/км}^2 \cdot 10 \text{ дол./акр} \cdot \\
&\cdot 63,00 \text{ р./дол.} \cdot 0,55 = 58\,378\,646,3 \text{ тыс. р.} + 18\,836\,843,2 \text{ тыс. р.} = \\
&= 77\,215\,489,5 \text{ тыс. р.},
\end{aligned}$$

где $S_{\text{акр/км}^2} = 247,105\,381 \text{ акр/км}^2$ – количество акров в 1 км^2 .

Аналитиками агентства RPI предложен прогноз добычи углеводородов на российском континентальном шельфе, согласно которому в 2016 г. здесь будет добыто 29,9 млн т нефти ($V_{\text{нефт}}$) и 31,1 млрд м^3 природного газа ($V_{\text{газ}}$) (табл.). С 2018 г., согласно данному прогнозу, акцент в добыче будет постепенно смещаться в пользу более экологически чистого природного газа, а нефти – сокращаться. Так, темпы роста добычи природного газа на российском шельфе в 2022 г. по сравнению с 2016 г. должны составить 254,34 %, а нефти за тот же период – всего 88,29 %.

Прогноз динамики добычи нефти и природного газа на российском шельфе

Год	Прогноз добычи нефти, млн т	Темп роста к уровню 2016 г., %	Прогноз добычи природного газа, млрд м^3	Темп роста к уровню 2016 г., %
2016	29,9	–	31,1	–
2017	31,1	104,01	31,9	102,57
2018	30,5	102,01	41,7	134,08
2019	29,3	97,99	53,5	172,03
2020	27,9	93,31	70,3	226,05
2021	27,7	92,64	77,2	248,23
2022	26,4	88,29	79,1	254,34

Источник: рассчитано по: [4].

Согласно нашему прогнозу, среднегодовая цена на нефть, рассчитанная по корзине ОПЕК ($C_{\text{долл./барр.}}$), в 2016 г. составит 44,49 долл./барр., или

$$C_{\text{долл./т}} = C_{\text{долл./барр.}} \cdot K_{\text{Urals}}$$

$$C_{\text{долл./т}} = 44,49 \text{ долл./барр.} \cdot 7,28 \text{ барр./т} = 323,89 \text{ долл./т},$$

где $K_{\text{Urals}} = 7,28 \text{ барр./т}$ – количество баррелей нефти марки Urals в одной тонне.

Средняя экспортная цена на природный газ ($C_{\text{газ}}$) в 2015 г. составила 225,6 долл./тыс. м^3 [9]. Таким образом, при ее сохранении на данном уровне в 2016 г. стоимость добытых углеводородов (СДУ) на российском континентальном шельфе составит:

$$\begin{aligned}
\text{СДУ} &= \text{СДН} + \text{СДГ} = C_{\text{долл./т}} \cdot V_{\text{нефт}} \cdot P + C_{\text{газ}} \cdot V_{\text{газ}} \cdot P, \\
\text{СДУ} &= 323,89 \text{ долл./т} \cdot 29\,900\,000 \text{ т} \cdot 63,00 \text{ р./дол.} + \\
&+ 225,6 \text{ долл./тыс. м}^3 \cdot 31\,100\,000 \text{ тыс. м}^3 \cdot 63,00 \text{ р./дол.} = \\
&= 610\,111\,593,0 \text{ тыс. р.} + 442\,018\,080,0 \text{ тыс. р.} = 1\,052\,129\,673,0 \text{ тыс. р.},
\end{aligned}$$

где СДН – стоимость добытой нефти, тыс. р.;

СДГ – стоимость добытого природного газа, тыс. р.;

$V_{\text{нефт}}$ – прогноз добычи нефти на российском шельфе в 2016 г., т;

$V_{\text{газ}}$ – прогноз добычи природного газа на российском шельфе в 2016 г., тыс. м³.

Примем среднеотраслевую рентабельность продукции при добыче топливно-энергетических полезных ископаемых (ROM) в 2016 г. на уровне 15 %. Для сравнения, в 2010 г. данный показатель в благоприятных ценовых условиях составлял 33,1 %, а в 2014 г. – 20,7 % [5]. Рассчитаем прибыль компаний, занятых разведкой и разработкой шельфовых углеводородных запасов ($\sum_{i=1}^n Pr_i$), при данном значении:

$$\sum_{i=1}^n Pr_i = \text{СДУ} \cdot \text{ROM},$$

$$\sum_{i=1}^n Pr_i = 1\,052\,129\,673,0 \text{ тыс. р.} \cdot 15,0 \% = 157\,819\,451,0 \text{ тыс. р.}$$

Применим формулу (2) для расчета инвестиционной льготы, которая в данном случае равняется:

$$\sum_{i=1}^n I_i = 157\,819\,451,0 \text{ тыс. р.} \cdot 20 \% = 31\,563\,890,2 \text{ тыс. р.}$$

Используя формулу 3, рассчитаем дополнительные доходы, которые могли бы получить бюджет РФ от внедрения рентаис в механизм государственного регулирования НГК и хозяйственную практику для нефтегазовых предприятий:

$$\text{ДДБ} = 77\,215\,489,5 \text{ тыс. р.} - 31\,563\,890,2 \text{ тыс. р.} = 45\,651\,599,3 \text{ тыс. р.}$$

Таким образом, внедрение в механизм государственного регулирования НГК налогового инструмента рентаис является существенным источником дополнительных бюджетных поступлений российской экономики.

Список использованной литературы

1. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая [Электронный ресурс] : федер. закон от 5 авг. 2000 г. №117-ФЗ : (в ред. от 3 июля 2016 г.) // СПС «КонсультантПлюс».
2. Базалева Р.В. Освоение арктического шельфа (Регулирование и налогообложение нефтяных компаний в США, России и Норвегии) / Р.В. Базалева, П.Ф. Казначеев // Экономическая политика. – 2015. – Т. 10. – № 2. – С. 110–132.
3. Богоявленский В.И. На пороге арктической эпопеи / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский // Нефть России. – 2015. – № 4. – С. 25–30.
4. Добыча нефти и газа на российском шельфе [Электронный ресурс]: ООО «Эр Пи Ай Интернэшнл». Режим доступа: <http://rus.rpi-research.com/img/AnalitikBull.pdf> (дата обращения: 18 янв. 2015).
5. Об утверждении концепции системы планирования выездных налоговых проверок [Электронный ресурс] : приказ ФНС России от 30 мая 2007 г. № ММ-3-06-333: (в ред. от 10 мая 2012 г.) // СПС «КонсультантПлюс». – Прил. № 4.
6. Панчева В.С. Совершенствование налогообложения добычи нефти и газа в России : дис. ... канд. экон. наук : 08.00.10 / В.С. Панчева. – М., 2015. – 126 с.

7. Станкевич Ю. Частные НК способны изучить участки шельфа, до которых у госкомпаний «не доходят руки» [Электронный ресурс] / Ю. Станкевич // Бурение и нефть. – Режим доступа: <http://burneft.ru/main/news/9284> (дата обращения: 7 марта 2016).

8. Улюкаев увидел предпосылки к доллару по 63 рубля [Электронный ресурс] // Ведомости. – Режим доступа: <http://www.vedomosti.ru/economics/news/2016/01/13/623838-ulyukaev-63> (дата обращения: 21 апр. 2016).

9. Экспорт Российской Федерации природного газа за 2000–2016 годы [Электронный ресурс] // Центральный банк Российской Федерации. – Режим доступа: http://www.cbr.ru/statistics/credit_statistics/trade/gas.xls (дата обращения: 1 окт. 2016).