

7. Gorelik S.S., Rastorguev L.N., Skakov Yu.A. *Rentgenograficheskiy i elektronno-opticheskiy analiz*. – M.: Metallurgiya, 1970. – 366 s.

8. Smyslov E.F. *Sootnosheniya dlya opredeleniya razmerov blokov i velichin mikroiskazheniy v rentgenovskom metode ap-proksimatsii // Apparatura i metody rentgenovskogo analiza*. – L.: Mashinostroenie, 1983. – S. 75–79.

9. *Poroshkovaya difraktsionnaya kartoteka ob"edinennogo komiteta poroshkovykh standartov – PDF*.

10. *Avtomatizatsiya rentgenograficheskogo kolichestvennogo fazovogo analiza porodoobrazuyushchikh mineralov / Yu.A. Shvannov, V.N. Gerasimov, B.L. Popov, K.L. Slutskiy // Rentgenografiya mineral'nogo syr'ya i ee prikladnoe znachenie*. – M.: VIMS, 1984. – S. 76–100.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УДК 553.98(26)

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАЛОГОВЫХ РЕЖИМОВ ОСВОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН И РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Н.А. Пименова¹, Р.В. Базалева²
(ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"¹, Центр сырьевой экономики РАНХиГС²)

Возрастающая степень освоенности континентальных запасов и потребность в углеводородном сырье стали причиной активного проведения поисково-разведочных работ в акваториях Мирового океана, включая Северный Ледовитый океан. Углеводородные запасы шельфа Арктики, по сравнению с другими регионами, к настоящему времени практически не тронуты добывающими компаниями.

Однако освоение арктического шельфа требует колоссальных инвестиций из-за тяжелых природно-климатических условий (паковый лед, айсберги, минусовые температуры, многолетняя мерзлота, сильные ветры, подводные течения и т. д.), большой удаленности от обжитых районов и инфраструктуры. Данный факт является причиной нерентабельности или технической нереализуемости многих арктических проектов, основанных на существующих технологиях шельфовой добычи. Каждое арктическое месторождение уникально и требует разработки специальных технических решений. Кроме того, недропользователям необходимы выгодные условия со стороны государства, и одним из основных факторов, определяющих экономическую эффективность арктических проектов, является налоговый режим.

Налоговая система России заметно отличается от подходов других стран Арктического бассейна (таблица). Основным налоговым инструментом зарубежных стран является налог на финансовый результат (налог на прибыль или на чистый доход), чего нельзя сказать о России. По сравнению с Норвегией, Канадой и США, в России применяется наименьшая ставка налога на прибыль, а ресурсно-рентные налоги отсутствуют. Норвегия – единственная из рассмотренных стран, где отсутствует налог на валовой доход. В США для получения лицензии на аукционе компании выплачивают бонусы, которые, по сути, исполняют роль изымающего ренты налога. В России лицензии на освоение континентального шельфа выдаются без проведения конкурсов и аукционов, но компании выплачивают разовый платеж, размер которого определяется Правительством РФ. В США, Норвегии и России существуют выплаты за каждую единицу лицензионной территории (в России это регулярные платежи за пользование недрами, выплачиваемые за площадь участка).

Далее более подробно рассмотрим систему налогообложения России и Норвегии, которые имеют выход к одному арктическому морю. В отличие от России Норвегия уже начала промышленное освоение

Сравнение систем налогообложения добычи на шельфе Арктики в России, Норвегии, Канаде и США

Параметры	Россия	Норвегия	Канада	США
Налог на добычу/роялти	НДПИ 5...15 % (от стоимости добытого сырья)	–	Роялти 1...5 % (от валового дохода)	Роялти 12,5 % (от валового дохода)
Налог на прибыль	20	27	26,5	35
Ресурсно-рентные налоги	–	51 % (от прибыли)	Роялти 30 % (от чистого дохода), с момента окупаемости проекта	35 % (от чистого дохода)
Бонусы	Есть (разовые платежи)	–	–	Есть
Плата за лицензионную площадь	Есть (регулярные платежи)	Есть	–	Есть

континентального шельфа Баренцева моря (с 2007 г., проект Snohvit).

Налоговая система России

Если бы в России к освоению арктических месторождений применялись те же налоговые ставки, что и к традиционным месторождениям в благоприятных природных условиях, то проекты оказались бы экономически неэффективными. Поэтому принятие законодательных поправок для обеспечения инвестиционной привлекательности освоения Арктики, касающихся льготного налогообложения, является вынужденной мерой для правительства РФ.

Одна из поправок заключалась в предоставлении для арктического шельфа каникул по НДС в зависимости от вида лицензии: на 10 лет – для целей разведки и добычи полезных ископаемых, на 15 лет – для геологического изучения (поиска, разведки) и добычи. При этом объем льготы не должен превышать 35 млн т добытой нефти [4, Ч. 2, гл. 26, ст. 342, п. 1].

Не так давно вопрос налогообложения шельфовых проектов оставался открытым. 12 апреля 2012 г. было подписано Распоряжение Правительства РФ № 443-р о принятии мер в целях повышения инвестиционной привлекательности новых проектов освоения морских углеводородных месторождений. Минфину, Минэкономразвития и Минэнерго России необходимо было предоставить в правительство согласованные предложения, касающиеся системы налоговых льгот шельфовых проектов, к 1 октября 2012 г., однако этот срок был пропущен.

11 сентября 2013 г. наконец был принят Федеральный закон № 268-ФЗ. Закон предусматривает значительное количество льгот в целях стимулирования добычи нефтегазовых ресурсов на континентальном шельфе России, которые вступили в силу 1 января 2014 г.

Согласно изменениям в Налоговом кодексе РФ, если промышленная разработка морского месторождения начинается после 1 января 2016 г., то оно называется "новым". На такое месторождение каникулы по НДС не распространяются, и НДС взимается по следующему налоговому ставкам:

- 15 % – для месторождений в Печорском море на срок до 7 лет с начала промышленной добычи, но не позднее 2032 г.;
- 10 % – для месторождений в Баренцевом море южнее 72° с. ш. на срок до 10 лет с начала промышленной добычи, но не позднее 2037 г.;
- 5 % – для месторождений в северной части Баренцева моря (на 72° с. ш. и севернее), в Карском, Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом морях и море Лаптевых на срок до 15 лет, но не позднее 2042 г. [4, Ч. 2, гл. 26, ст. 342, п. 2.1].

При этом налогооблагаемая база НДС определяется как стоимость добытой нефти в мировых ценах.

Компании не выплачивают налог на имущество, расположенное на арктическом шельфе РФ. Продажа нефтегазовых ресурсов, добытых в арктическом ре-

гионе России, при вывозе за границу не облагается НДС.

Для арктических проектов к амортизации может применяться повышающий коэффициент (не выше 3). Компании имеют право переносить убытки на будущее, уменьшая налоговую базу (на неограниченный срок), и создавать резерв предстоящих расходов на завершение деятельности по добыче нефти и газа. Резерв может быть создан при достижении степени выработанности запасов 70 %, при этом годовые отчисления в него не могут превышать 1 % дохода за тот же период [4, Ч. 2, гл. 25, ст. 267.4].

Также компании, добывающие углеводородное сырье в Арктике, согласно новой поправке в Законе РФ "О таможенном тарифе", освобождаются от уплаты экспортной пошлины на период до 2032 г. для месторождений в Печорском море и до 2042 г. для месторождений в других арктических морях России.

Налоговая система Норвегии

К настоящему времени Норвегия полностью отказалась от налогообложения валового дохода от добычи углеводородов. Роялти для новых лицензий был отменен еще в 1986 г., для старых месторождений шла постепенная отмена с 2000 г., и с 2005 г. он не взимается вообще.

База *налога на прибыль* определяется на основе цены нефти, которую определяет король Норвегии. Право установления такой цены может быть передано подчиненному органу (например, Министерству финансов). Нормативная цена – это та цена, по которой может быть продана нефть независимыми участниками свободного рынка (которые не могут договориться о своей цене исходя из общих интересов). Цена на сырую нефть устанавливается по итогам всеобъемлющей оценки состояния рынка. При этом заинтересованные стороны имеют право дать комментарии и высказать свое мнение до оглашения нормативной цены [15]. Применение нормативных цен позволяет исключить продажу нефти по заниженным ценам (например, дочерним компаниям).

Прибыль нефтегазовых компаний облагается *корпоративным налогом*, ставка которого с 1 января 2014 г. в соответствии с новой правительственной налоговой программой Министерства финансов установлена на уровне 27 % (до этого была 28 %).

Также, согласно Закону Норвегии "О налогообложении нефти", компании, получающие прибыль от добычи и транспортировки нефти, обязаны уплачивать *специальный нефтяной налог*. Его ставка равна 51 % с 1 января 2014 г. (до этого была 50 %). По отношению к данному налогу разрешено применение аплифта по затратам в размере 5,5 % в течение первых 4 лет (по данным на 5 мая 2013 г.). Такая надбавка уменьшает налогооблагаемую базу специального нефтяного налога (на $5,5\% \cdot 4 = 22\%$ величины инвестиций) [14].

Таким образом, суммарная ставка налога на прибыль очень высока и равна 78 %.

Затраты на НИОКР в процессе освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа вычитаются при начислении как корпоративного, так и специального налога на прибыль. Расходы на ликвидацию нефтегазовых промыслов также уменьшают базу налога на прибыль [2].

В нефтегазовой промышленности Норвегии применяется линейная амортизация сроком на 6 лет. Поэтому ставка амортизационных отчислений составляет 16,67 % в год.

Ставка НДС в Норвегии равна 25 %. Товары, используемые для освоения шельфовых месторождений, не облагаются налогом на добавленную стоимость. Нулевая ставка НДС предусмотрена для продажи углеводородов вне территориальных границ действия Закона о НДС (в том числе на континентальном шельфе), т. е. при экспорте добытых на шельфе нефти и газа, когда смена собственника происходит за пределами страны, налог на добавленную стоимость не выплачивается [16]. А если нефть продается на внутреннем рынке Норвегии, то продажа нефти облагается НДС.

Налог на CO₂ был введен в 1991 г. в целях сокращения выбросов углекислого газа при добыче нефтегазовых ресурсов. Он относится к затратам по основной деятельности и подлежит вычету при начислении корпоративного и специального налогов.

Налог на CO₂ выплачивается за 1 м³ газа, сожженного или выпущенного в атмосферу, или за 1 л сожженной нефти. С 1 января 2014 г. удельная ставка налога составляет 0,98 норвежской кроны за 1 м³ газа/л нефти [11].

Сбор за территорию способствует более эффективному использованию лицензионных площадей, предназначенных для освоения нефтегазовых ресурсов. В течение первоначального периода лицензии на добычу (обычно длится 6 лет, максимум – 10 лет), когда идет разведочная деятельность, согласно обязательной программе, плата за территорию не взимается. Далее владелец лицензии должен ежегодно уплачивать сбор за территорию за каждый квадратный километр. Размер сбора увеличен с 1 января 2014 г.: в первый год – с 30000 до 34000 норвежских крон за 1 км², во второй – с 60000 до 68000, в третий и последующие годы – со 120000 до 137000 [10].

Компании могут быть освобождены от уплаты сбора в случае предоставления Плана Развития и Эксплуатации Министерству нефти и энергетики. Также компании могут подать заявление на освобождение от уплаты сбора за территорию, если инфраструктура района малоразвита или лицензиату предстоит широкомасштабная работа.

Экспортная пошлина в Норвегии не выплачивается.

Чистый денежный поток средств в государственный бюджет от нефтегазовой промышленности в 2011 г. составил 355 млрд норвежских крон, из них 60 % – налог на прибыль (корпоративный и специальный), 1 % – прочие налоги (налог на CO₂ и территориальные

сборы), 35 % – прямая государственная доля (SDFI), 4 % – дивиденды "Statoil" [12].

Сравнительный анализ налоговых систем России и Норвегии

Проведем анализ подходов России и Норвегии на основе оценки экономической эффективности арктического проекта в условиях российской и норвежской налоговых систем. Экономическая эффективность проекта рассчитана с помощью построенной автором модели разработки условного нефтяного месторождения на континентальном шельфе Баренцева моря, в южной его части.

Параметры модели:

- Вероятность нахождения нефти равна 1, добыча газа не учитывается.
- Новое морское месторождение (добыча после 2016 г.), площадью 700 км².
- Срок реализации проекта 35 лет (с 2015 по 2049 г.).
- Геологоразведка длится первые 6 лет, промышленное обустройство месторождения начинается с 3-го года и длится 5 лет.
- Капитальные затраты равны 6138 млн дол. (рис. 1).
- Наибольший вес в затратах на промышленное обустройство месторождения имеют строительство платформ (МЛСП и ЦТП), подводной коммуникации, трубопроводов и проведение природоохранных мероприятий.
- Операционные затраты равны 28676 млн дол. (рис. 2).
- Накопленный объем добычи составляет 98226 тыс. т (рис. 3).
- 2,5 % добытой нефти используется на собственные нужды. Общее количество товарной нефти равно 96262 тыс. т.
- Половина товарной нефти идет на экспорт.
- Цена реализации нефти на внешнем рынке равна 788,4 дол./т (108 дол./баррель), на внутреннем рынке – на 40 % меньше.
- Отчисления в резерв предстоящих расходов (в России) составляют 1 % годового дохода. Отчисления в ликвидационный фонд (в Норвегии) имеют такие же абсолютные величины.

Выводы

1. В условиях действующей налоговой системы России, предусматривающей значительные льготы (для данного месторождения – 10 % ставка НДС в течение 10 лет с момента начала добычи и отмена экспортной пошлины до 2042 г.), проект является рентабельным для компании. Он окупается за 11 лет при ставке дисконтирования 10 % и за 12 лет при ставке дисконтирования 15 % (рис. 4).

Однако применение налоговых льгот играет решающую роль в экономической эффективности проекта (рис. 5). При их отсутствии проект становится нерентабельным для компании (NPV < 0 даже при ставке дисконтирования 10 %).

Налоговый доход государства состоит из налога на добычу полезных ископаемых, налога на добавленную стоимость, налога на прибыль и экспортной пошлины. Он равен 4973 млн дол. при дисконте 10 % и 2742 млн дол. при дисконте 15 %. Половина суммарного дохода от проекта, поступающего в бюджет РФ, приходится на НДС (рис. 6).

Вводя льготы и тем самым создавая выгодные условия для компаний, государство, можно сказать, принимает на себя риски, теряя значительную часть налоговых поступлений в бюджет. Однако такой подход способствует продвижению в освоении шельфа Арктики. Введение льгот открывает доступ к запасам нефти и газа, извлечение которых ранее было экономически неэффективно. Разработка арктических месторождений приведет к повышению уровня добычи углеводородов в России, развитию инфраструктуры северных территорий, созданию новых рабочих мест и росту прибыли добывающих компаний. Не стоит забывать о том, что сейчас к континентальному шельфу России допущены компании, принадлежащие на 50 % и более государству. Это значит, что государство получит от реализации проектов еще и часть чистой прибыли как акционер в виде дивидендов.

2. В условиях налоговой системы Норвегии, когда государство принимает прямое участие в проекте как инвестор через механизм SDFI (State's Direct Financial Interest), оплачивая 30 % капитальных и операционных затрат и получая 30 % суммарной выручки, проект является рентабельным для добывающей компании, несмотря на высокую суммарную ставку (78 %) налога на прибыль (рис. 7). Для нее проект окупается за 13 лет при ставке дисконтирования 10 % ($NPV = 748,5$ млн дол.) и за 25 лет при ставке дисконтирования 15 % ($NPV = 29,5$ млн дол.).

Вложения государства окупаются за 9 лет при дисконте 10 и 15 %, а чистый дисконтированный доход от проекта (доход от прямого участия как инвестор + налоговые поступления) значительно превышает NPV компании и равен 8605,6 и 4620,4 млн дол., соответственно.

Необходимо отметить, что столь высокие доходы государства связаны главным образом не с его прямым участием, а с самой системой налогообложения. Высокий налог на финансовый результат позволяет изъять значительную часть прибыли от добывающей деятельности в бюджет страны. Если бы государство не выступало инвестором проекта, т. е. доля SDFI была равна 0 %, то показатели экономической эффективности для компании были бы выше (в 1,7 раза при дисконте 15 %), при этом доход государства оставался на таком же высоком уровне (4598,3 млн дол. при дисконте 15 %, т. е. был бы меньше всего на 0,5 %). Однако прямое участие государства позволяет компании уменьшить принимаемые на себя риски.

3. **Экономическая эффективность проекта для компании в условиях налоговой системы России выше, чем Норвегии** (выше показатели IRR, NPV, индексы доходности затрат и инвестиций, а срок окупа-

емости меньше). Такой результат не вызывает удивления при крайне высокой ставке налога на прибыль в Норвегии (78 % против российской ставки в 20 %).

Льготная система налогообложения России создает крайне благоприятные экономические условия для инвесторов. Проведенный анализ чувствительности показал, что NPV арктического проекта устойчив к изменению таких факторов, как цена на нефть, объем добычи, капитальные и текущие операционные затраты (рис. 8). При этом наибольшее влияние на чистый дисконтированный доход компании оказывают цена и добыча, наименьшее – размер операционных затрат.

NPV компании становится отрицательным только при снижении цены на 36 % или добычи на 39 %, при увеличении капитальных затрат на 74 % или операционных затрат в 3 раза. Но вероятность наступления таких событий (изменения значений факторов до названных величин) очень низка.

Налоговая система Норвегии такой устойчивости экономической эффективности проекта не обеспечивает. NPV компании крайне чувствителен к снижению цены, добычи и росту капитальных затрат (рис. 9).

Также рис. 8 и 9 иллюстрируют разное влияние капитальных затрат на размер NPV: в Норвегии оно значительно выше, чем в России (линия CAPEX на графике на рис. 9 имеет более крутой наклон). Данный факт объясняется различием налоговых систем стран: налогообложение валового дохода (в России) или финансового результата (в Норвегии). Подход Норвегии стимулирует инвестиционную деятельность, позволяя учесть высокие капитальные затраты проекта в налогооблагаемой базе.

4. **Доход государства от реализации проекта, наоборот, выше в условиях налоговой системы Норвегии.** Если к добыче на арктическом континентальном шельфе в России будут допущены частные компании, то в бюджет страны будет поступать значительно меньше средств, чем в Норвегии. При реализации проекта только частной компанией (при SDFI = 0 %) налоговый доход государства в Норвегии (при дисконте 15 %) в 1,7 раза больше, чем в России.

Итак, при заданных в модели параметрах норвежская система налогообложения дает возможность:

компания – окупить затраты и получить чистую прибыль;

государству – получить значительный чистый доход в бюджет страны за счет налоговых поступлений.

Таким образом, налоговая система Норвегии позволяет реализовать проект разработки условного арктического месторождения с выгодой как для добывающей компании, так и для государства. Добывающая деятельность частных компаний, которые в Норвегии допущены к самостоятельной работе на континентальном шельфе, приносит огромные средства в государственный бюджет страны.

Механизм SDFI дает возможность разделить между инвесторами риски, тем самым уменьшить потери добывающей компании в случае неблагоприятного ис-

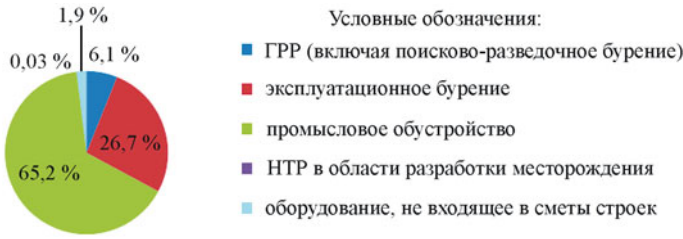


Рис. 1. Структура капитальных затрат проекта

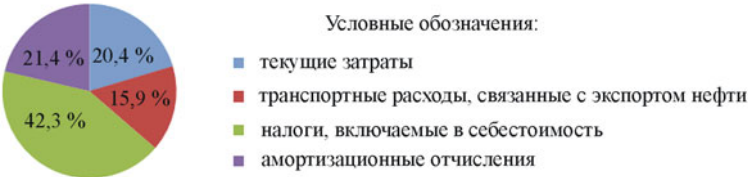


Рис. 2. Структура операционных затрат проекта

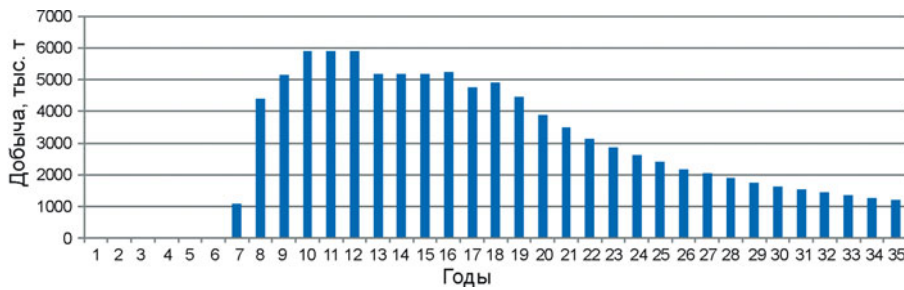


Рис. 3. Проектный профиль добычи

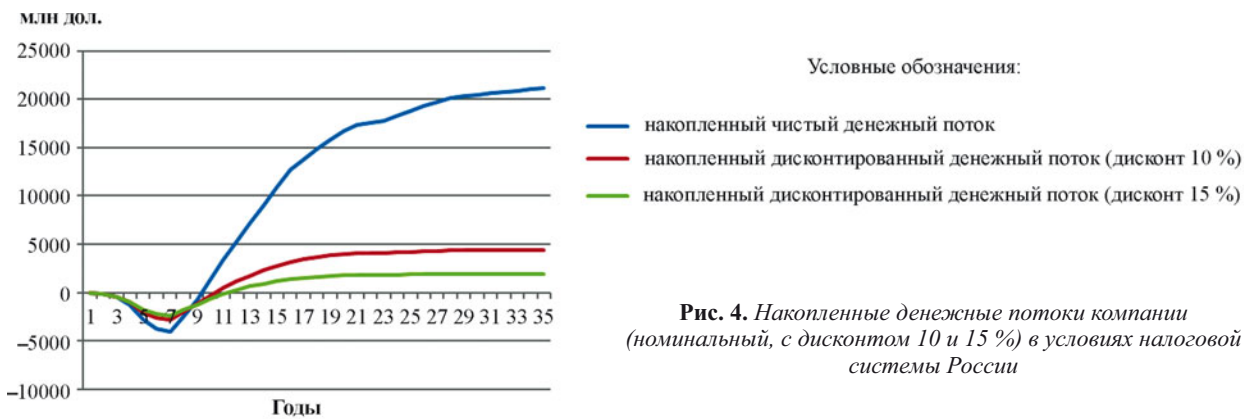


Рис. 4. Накопленные денежные потоки компании (номинальный, с дисконтом 10 и 15%) в условиях налоговой системы России

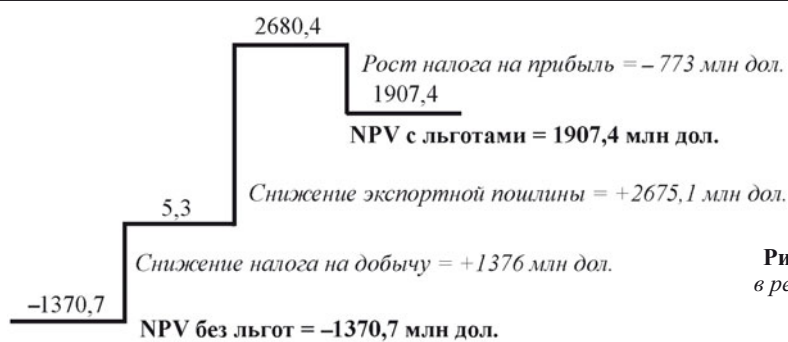


Рис. 5. Влияние изменения величины налогов в результате введения льгот на NPV проекта при ставке дисконтирования 15%

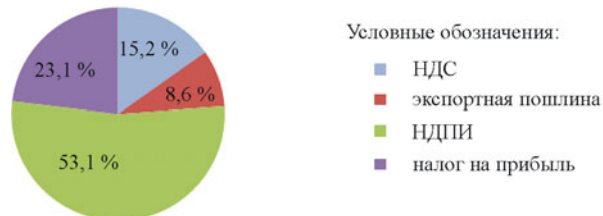
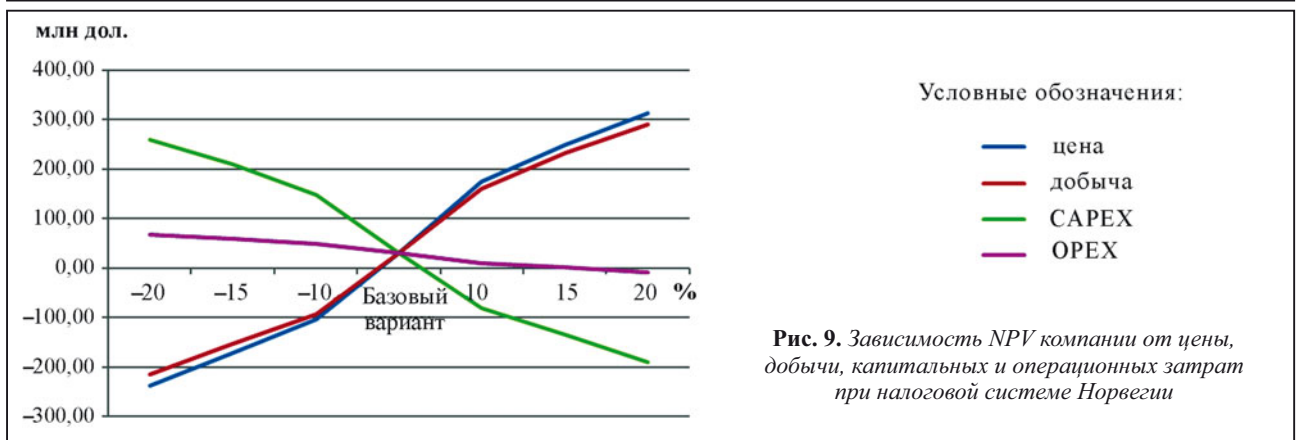
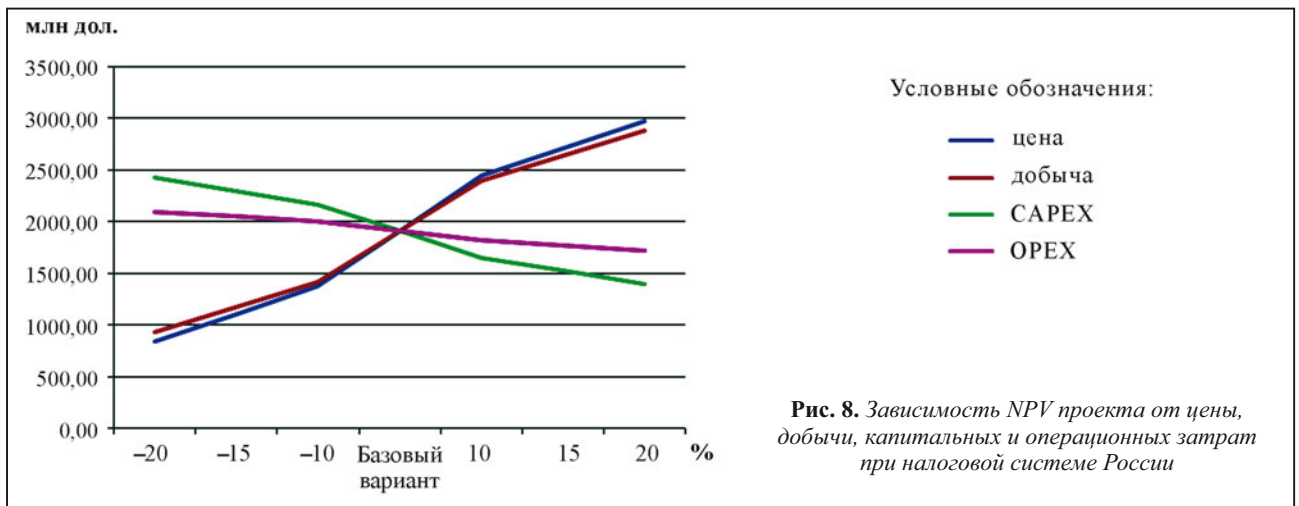
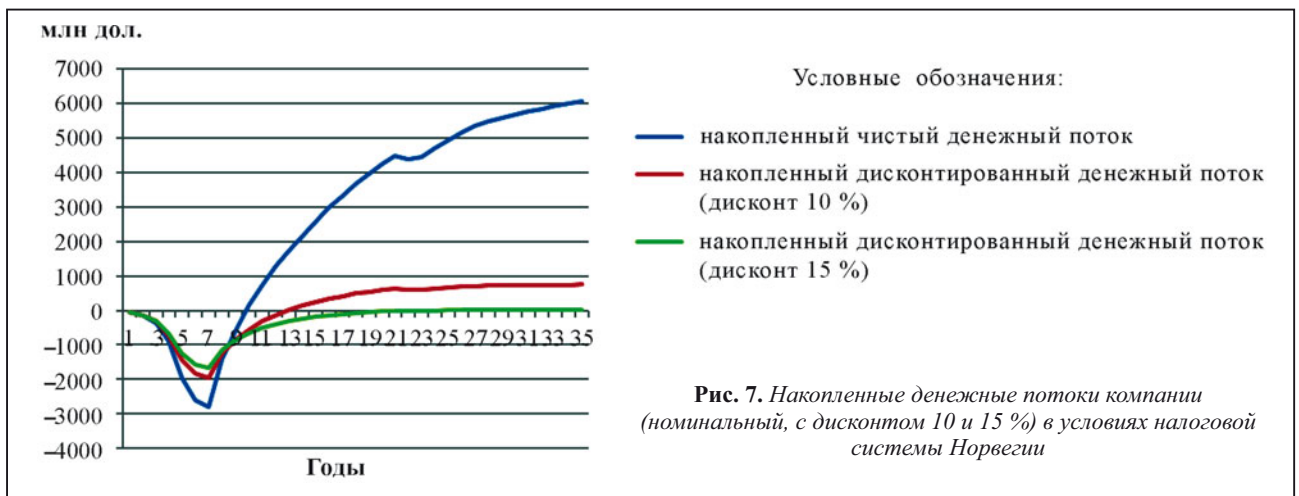


Рис. 6. Структура налогового дохода государства от реализации проекта в условиях налоговой системы России



хода. Стоит отметить, что в условиях тяжелой ледовой обстановки Арктики риски очень высоки.

Если в описанной ранее модели провести расчет при условии, что добыча начнется на 2 года позже запланированного срока из-за возникших сложностей, то при дисконте 10 % NPV компании, срок окупаемости проекта и чистый дисконтированный доход государства изменятся гораздо сильнее в условиях налоговой системы Норвегии. Кроме того, при дисконте 15 % в условиях норвежской налоговой системы проект становится нерентабельным для компании ($NPV < 0$). В России же при ставке дисконтирования 15 % NPV остается поло-

жительным (уменьшается на 60,5 %); срок окупаемости увеличивается на 3 года, а чистый доход государства снижается на 25,2 %.

Такой результат подтверждает, что для инвестора более привлекательна российская система налогообложения арктических проектов. Введенные льготы в налоговой системе России сильно сокращают налоговые выплаты компании и позволяют получить ей большой чистый дисконтированный доход. Но сохранятся ли такие льготы, если лицензии на освоение континентального шельфа Арктики будут выдаваться частным компаниям? Ведь тогда от деятельности частных компаний госу-

дарство будет иметь доход только в виде налогов и льготы в таком случае будут значительно уменьшать возможные поступления в бюджет страны. Вероятно, что налоговая система при либерализации доступа изменится вновь.

Для достижения государством высокой экономической эффективности арктических проектов при наличии большого числа участников Россия могла бы воспользоваться опытом Норвегии, налоговая система которой позволяет государству получать большой доход от добычи нефти и газа частными компаниями.

Подход Норвегии подтверждает, что одновременно достичь целей государства и добывающих компаний можно с помощью их совместного участия. Созданная правительством эффективная модель функционирования нефтегазового сектора, основанная на больших инвестициях в НИОКР, активном сотрудничестве с зарубежными лидерами отрасли и жестком государственном регулировании, позволила извлечь стране огромную выгоду от привлечения частного иностранного капитала.

Опираясь на опыт Норвегии, можно сделать вывод, что деятельность частных, в том числе иностранных, компаний по освоению арктического шельфа может быть очень выгодна национальной экономике.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России / Г. Выгон, С. Ежов, Д. Козлова, А. Рубцов. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2012. – 108 с.
2. Крюков В.А., Анашкин О.С. Нефтяные фонды – инструмент стерилизации или инструмент модернизации? // XIII Междунар. науч. конф. по проблемам развития экономики и общества: в 4 кн. – М.: Издательский дом ВШЭ, 2012. – Кн. 4 / под ред. Е.Г. Ясина. – С. 284–293.
3. Лунден Л. Российская налоговая и лицензионная политика в отношении шельфовых проектов // ЭКО. – 2014. – № 3. – С. 30–54.
4. Налоговый кодекс РФ. Ч. 2: [Принят Гос. думой 19 июля 2000 г., федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ, в ред. от 01.04.2014 г.] // Собрание законодательства РФ. – 2000. – № 32. – Ст. 3340.
5. О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования деятельности по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе Российской Федерации: федеральный закон от 30.09.2013 г. № 268-ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 2013. – № 4. – Ст. 5038.
6. О таможенном тарифе: закон РФ от 21.05.1993 г. № 5003-1 (ред. 04.03.2014 г.) // Ведомости СНД и ВС РФ. – 1993. – № 23. – Ст. 821.
7. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2012 г. № 443-р // Собрание законодательства РФ. – 2012. – № 16. – Ст. 1892.
8. Act relating to petroleum activities: Act of 29 November 1996 № 72 (last amended by Act 24 June 2011 № 38) // Norwegian

- Petroleum Directorate. URL: <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/>
9. Arctic oil and gas. – EY, 2013. – 15 p.
10. Area fees – Stipulation of new rates // Norwegian Petroleum Directorate. URL: <http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/>
11. Budget 2014. – Oslo: Ministry of Finance, 2014. – 23 p.
12. Facts 2013: The Norwegian Petroleum Sector. – Norway: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Directorate, 2013. – 150 p.
13. Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf. – Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate, 2013. – 63 p.
14. Reduced uplift in the petroleum tax system // Ministry of Finance. URL: <http://www.regjeringen.no/en/archive/Stoltenbergs-2nd-Government/Ministry-of-Finance/Nyheter-og-pressemeldinger/pressemeldinger/2013/reduced-uplift-in-the-petroleum-tax-system.html?id=725999>
15. The Petroleum Taxation Act: Act of 13 June 1975 № 35 (last amended by Act of 29 June 2007 № 51) // Ministry of Finance. URL: <http://www.regjeringen.no/en/dep/fin/Selected-topics/taxes-and-duties/Act-of-13-June-1975-No-35-relating-to-th.html>
16. Value added tax in Norway / Zero-rated supplies / Off-shore petroleum activities // Norwegian Tax Administration. URL: <http://www.skatteetaten.no/en/International-pages/Felles-innhold-benyttetes-i-flere-malgrupper/Brochure/Guide-to-value-added-tax-in-Norway/>

LITERATURA

1. Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России / Г. Выгон, С. Ежов, Д. Козлова, А. Рубцов. – М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2012. – 108 с.
2. Kryukov V.A., Anashkin O.S. Neftyanые фонды – инструмент стерилизации или инструмент модернизации? // XIII Mezhdunar. nauch. konf. po problemam razvitiya ekonomiki i obshchestva: v 4 kn. – М.: Izdatel'skiy dom VShE, 2012. – Kn. 4 / pod red. E.G. Yasina. – S. 284–293.
3. Lunden L. Rossiyskaya nalogovaya i litsenzyonnaya politika v otnoshenii shel'fovyykh proektov // EKO. – 2014. – № 3. – S. 30–54.
4. Nalogovyy kodeks RF. Ch. 2: [Prinyat Gos. dumoy 19 iyulya 2000 g., federal'nyy zakon ot 05.08.2000 № 117-FZ, v red. ot 01.04.2014 g.] // Sbornie zakonodatel'stva RF. – 2000. – № 32. – St. 3340.
5. O vnesenii izmeneniy v chasti pervuyu i vtoruyu Nalogovogo kodeksa Rossiyskoy Federatsii i otdel'nye zakonodatel'nye akty Rossiyskoy Federatsii v svyazi s osushchestvleniem mer nalogovogo i tamozhenno-tarifnogo stimulirovaniya deyatelnosti po dobyche uglevodorodnogo syr'ya na kontinental'nom shel'fe Rossiyskoy Federatsii: federal'nyy zakon ot 30.09.2013 g. № 268-FZ // Sbornie zakonodatel'stva RF. – 2013. – № 4. – St. 5038.
6. O tamozhenno-tarifnogo: zakon RF ot 21.05.1993 g. № 5003-1 (red. 04.03.2014 g.) // Vedomosti SND i VS RF. – 1993. – № 23. – St. 821.
7. Rasporiazhenie Pravitel'stva RF ot 12.04.2012 g. № 443-r // Sbornie zakonodatel'stva RF. – 2012. – № 16. – St. 1892.
8. Act relating to petroleum activities: Act of 29 November 1996 № 72 (last amended by Act 24 June 2011 № 38) // Norwegian Petroleum Directorate. URL: <http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/>
9. Arctic oil and gas. – EY, 2013. – 15 p.

10. *Area fees – Stipulation of new rates // Norwegian Petroleum Directorate. URL: <http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/>*
11. *Budget 2014. – Oslo: Ministry of Finance, 2014. – 23 p.*
12. *Facts 2013: The Norwegian Petroleum Sector. – Norway: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Directorate, 2013. – 150 p.*
13. *Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf. – Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate, 2013. – 63 p.*
14. *Reduced uplift in the petroleum tax system // Ministry of Finance. URL: <http://www.regjeringen.no/en/archive/Stoltenbergs-2nd-Government/Ministry-of-Finance/Nyheter-og-pressemeldinger/pressemeldinger/2013/reduced-uplift-in-the-petroleum-tax-syst.html?id=725999>*
15. *The Petroleum Taxation Act: Act of 13 June 1975 № 35 (last amended by Act of 29 June 2007 № 51) // Ministry of Finance. URL: <http://www.regjeringen.no/en/dep/fin/Selected-topics/taxes-and-duties/Act-of-13-June-1975-No-35-relating-to-th.html>*
16. *Value added tax in Norway / Zero-rated supplies / Offshore petroleum activities // Norwegian Tax Administration. URL: <http://www.skatteetaten.no/en/International-pages/Fellesinnhold-benyttetes-i-flere-malgrupper/Brochure/Guide-to-value-added-tax-in-Norway/>*

☞ Вы не забыли оформить подписку?

**Уважаемые руководители предприятий и организаций,
фирм и компаний, инженерно-технические и научные работники!**

**В 2015 г. ОАО "ВНИИОЭНГ" продолжает издание журнала
"Нефтепромысловое дело".**

В журнале публикуются статьи о последних достижениях в области совершенствования систем разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, техники и технологии добычи нефти и нефтяного газа на суше и морских шельфах, методы воздействия на пласт и призабойную зону скважин в целях интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи (закачка пластовых вод, пареносителей, различных водорастворимых полимеров и углеводородных растворителей и др.), способы добычи нефти с использованием горизонтальных скважин.

Рассматриваются мероприятия по улучшению использования фонда скважин, проблемы техники и технологии капитального и текущего ремонтов скважин, эксплуатации скважин в условиях прогрессирующего обводнения, описываются методы и средства борьбы с коррозией нефтепромыслового оборудования и защиты объектов природной среды, предотвращения выпадения солей и асфальтосмолопарафиновых отложений при эксплуатации скважин, состояние и перспективы применения химреагентов в нефтяной промышленности, современные, наиболее экономически эффективные, технические средства и технологии сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды на промыслах, переработка нефтяного газа на ГПЗ.

Публикуются материалы, освещающие состояние и тенденции развития нефтепромыслового строительства. Показаны пути увеличения добычи нефти и газа, проблемы нефтяного бизнеса, сотрудничества с зарубежными фирмами.

Подписная цена на годовой комплект журнала "Нефтепромысловое дело" (12 номеров) составляет 11748 руб., включая НДС. Подписку можно осуществить на 6 мес (6 номеров – 7062 руб., включая НДС).

Телефоны редакции: (495) 332-00-35, 332-00-49.

По вопросам подписки обращаться по телефону: (495) 332-06-15.