



РАНХиГС
РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАРОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
И ГОСУДАРСТВЕННОЙ СЛУЖБЫ
ПРИ ПРЕЗИДЕНТЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Освоение арктического шельфа. Система регулирования и налогообложения нефтяных компаний в США. Сопоставление с системами России и Норвегии.

Аналитический доклад Центра сырьевой экономики РАНХиГС

Москва, 119571, просп. Вернадского, 82, корпус 9, каб. 2505
Тел: +7 499 956 9872; email: bazaleva-rv@ranepa.ru, cre.ranepa.ru

Авторы – Петр Казначеев, Регина Базалева
Апрель 2015

Краткое содержание

На арктическом шельфе находится значительная часть мировых углеводородных ресурсов. Несмотря на слабую изученность Арктики и низкую промышленную эксплуатацию ее нефтегазовых запасов в сравнении с традиционными месторождениями, некоторые страны уже достигли определенных успехов в освоении арктического шельфа. Снижение цен на нефть в 2014-2015 гг. поднимает серьезные вопросы о дальнейшей динамике разработки месторождений Арктики. Их будущее будет определяться как изменениями цен на нефть, так и, в меньшей степени, успешностью инноваций и сокращения издержек, которые, в свою очередь, зависят от институциональной среды и системы налогообложения.

В работе¹ подробно рассмотрен подход к освоению региона в США – стране, лидирующей по добыче нефти на шельфе Арктики. В работе исследованы система доступа компаний к арктическому шельфу США и система налогообложения добывающей деятельности за полярным кругом. Для понимания экономики нефтяной части арктических проектов авторами проведен анализ экономической эффективности разработки условного месторождения на шельфе Арктики. Расчет экономических показателей проекта выполнен в условиях налоговой системы трех стран, наиболее продвинувшихся в освоении запасов арктического шельфа, - США, России и Норвегии. Эти расчеты позволяют определить примерный порог рентабельности арктических проектов в условиях разных допущений относительно цен на нефть и разных моделей регулирования. На основе данных сопоставлений авторы делают выводы относительно институциональных и фискальных условий, которые могут способствовать разработке углеводородов в Арктике.

Введение

Растущее в начале XXI века потребление, связанное в основном с активным экономическим развитием стран Азиатско-Тихоокеанского региона, привело к значительному росту нефтяных цен в начале 2000-х годов, впервые за всю историю перед мировым экономическим кризисом 2008 года цена нефти превысила отметку в 100\$ за баррель. При высоком уровне цен на нефть, наблюдавшемся несколько лет после финансового кризиса, вопрос освоения новых месторождений углеводородов стал крайне актуальным. Большое внимание вновь привлек арктический регион, в котором сконцентрировано огромное количество перспективной для добычи нефти и газа (по оценкам USGS, 22% необнаруженных технически извлекаемых нефтегазовых ресурсов, около 80% которых расположено на шельфе Арктики).

Однако за последнее время ситуация кардинально поменялась. Недавние достижения нефтегазовой отрасли сильно изменили ситуацию на мировом рынке углеводородов. Разработка сланцевых запасов позволила США значительно увеличить предложение нефти и газа и занять лидирующую позицию в нефтедобыче. Возросшее мировое предложение нефти негативно сказалось на динамике ее цены: с лета 2014 года по январь 2015 года цена на нефть снизилась более чем в два раза. При сохранении низких цен компаниям будет сложнее окупить крайне высокие затраты, необходимые для разработки арктических месторождений. В этой ситуации вероятен серьезный пересмотр стратегии освоения арктического шельфа как корпорациями, так и правительствами стран. Некоторые компании уже заявили и приостановке ряда проектов в Арктике. В определении судьбы арктических проектов ключевую роль, помимо цен на нефть, будут играть два фактора: успешность сокращения издержек компаниями и готовность вносить изменения в регулирование со стороны правительств для создания условий рентабельной разработки шельфа Арктики. Эта статья посвящена анализу моделей регулирования и налогообложения проектов на Арктике в США и сопоставлению данных моделей с системами России и Норвегии.

Подход США

К настоящему времени США является лидером по добыче нефти на арктическом шельфе², поэтому при рассмотрении вопроса освоения запасов Арктики важно понимать, как работает нефтегазовый сектор этой страны.

Наиболее разведанным нефтегазоносным бассейном Арктики является Северный склон Аляски. Здесь в 1968 году было открыто крупнейшее в Северной Америке нефтяное месторождение Prudhoe Bay, расположенное на побережье Северного Ледовитого океана (с извлекаемыми запасами нефти 25 млрд. баррелей и газа 46 трлн. куб. футов).³

Углеводородные шельфовые запасы Арктики в США находятся в недрах двух морей: море Бофорта и в Чукотском море. Море Бофорта более выгодно для освоения: оно менее глубокое и расположено ближе к имеющейся инфраструктуре (Транс-Аляскинский нефтепровод, сооруженный для перекачивания нефти, добываемой на Prudhoe Bay). На шельфе Чукотского моря в 1990 году было открыто одно из самых крупных на шельфе Аляски месторождений - газовое месторождение Burger. Однако промышленная добыча в этом море ожидается не ранее 2022 года.⁴

Разведка шельфовых месторождений США находится под строгим контролем государственных органов, так как может нанести серьезный вред окружающей среде и экологии. Поэтому значительные территории сейчас закрыты для поисково-

разведочной деятельности (например, шельф Атлантического и Тихого океана). Согласно объявленному президентом США плану освоения континентального шельфа на 2012-2017 гг., арктический шельф Аляски остается открытым для разработки: аукцион по сдаче участков в аренду в Чукотском море и море Бофорта пройдет в 2016 и 2017 годах.⁵

Чтобы начать бурение на шельфе Арктики, компании должны получить разрешение в Агентстве по охране окружающей среды (Environmental Protection Agency), доказав безопасность применяемого оборудования и предоставив разработанные меры по снижению утечки нефти и план ликвидации аварийных разливов.

В конце 80-х годов разведочное бурение на дне этих морей проводилось компанией Shell, но затем ее деятельность по исследованию шельфа Арктики была приостановлена по причине больших затрат в условиях низких цен на нефть и больших перспектив по добыче в Мексиканском заливе. Но позже Shell вернулась в Арктику, получив в 2005 году лицензию на разведку в море Бофорта и в 2008 году в Чукотском море.⁶ Компания проводила сейсморазведку своих лицензионных участков, но бурение разведочных скважин, запланированное еще на 2012 год, было отложено. Сложности по освоению арктических месторождений возникли из-за технической неготовности Shell работать в условиях арктических льдов и из-за возможного превышения норм по загрязнению воздуха. В 2012 году в результате аварии Shell на шельфе Чукотского моря пострадала буровая платформа Kulluk, после чего дальнейшее проведение компанией разведочных работ было приостановлено. Shell планирует восстановить бурение на арктическом шельфе США в 2015 году, но из-за снижения цены нефти на мировом рынке эти планы могут нарушиться.

Промышленная эксплуатация арктического шельфа в США началась в 1987 году с разработки месторождения Endicott и продолжается до сих пор. На внешнем континентальном шельфе (за пределами 3 морских миль) добыча ведется на месторождениях Nikaitchuq, Oooguruk, Northstar и Sag Delta North, расположенных в море Бофорта в 5-6 милях от побережья Аляски. На шельфе этого моря на таком же расстоянии от берега находится еще одно месторождение – Liberty, однако его освоение в 2014 году было отложено по финансовым причинам. Новым оператором Endicott, Northstar, Liberty является американская компания Hilcorp, сменившая британскую компанию BP, выкупив полностью ее долю в первых двух проектах и 50% доли в последнем. Оператором Sag Delta North осталась компания BP. Оператор Nikaitchuq – итальянская компания Eni, имеющая 100%-долю в проекте, а Oooguruk – техасская компания Pioneer Natural Resources Company, имеющая 70%-ую долю в проекте, остальные 30% принадлежат Eni.

Запасы шельфовых нефтегазовых месторождений США находятся в собственности государства. Согласно закону, прибрежная 3-мильная зона арктического шельфа находится в юрисдикции штата Аляска, а внешний континентальный шельф Арктики (за пределами вод штата) - в федеральном ведении.⁷

Для получения права на разработку месторождения на шельфе США, компания должна арендовать соответствующий участок. Выдачу участков в аренду внешнего континентального шельфа осуществляет БОЕМ (Bureau of Ocean Energy Management). Этот же орган выдает разрешения на геологическое изучение, которое проводится в США негосударственными компаниями. Участки распределяются в результате проведения аукциона первой цены: выигрывает участник, предлагающий наивысшую цену за участок («bonus bid»). Договор аренды («competitive lease») заключается на 10 лет, но в случае получения промышленного притока и необходимости дальнейшей эксплуатации месторождения этот срок может быть продлен.⁸ Размер арендной платы за единицу площади («rentals»), на которой ведется

разработка, может варьироваться в зависимости от характеристик конкретного месторождения. Участки, которые не продаются в результате аукциона, остаются доступными после торгов в течение двух лет, и компания может оформить заявку на аренду таких территорий, а затем заключить так называемый неконкурентный договор («noncompetitive lease») также сроком на 10 лет.⁹

Система доступа нефтегазовых компаний к континентальному шельфу Арктики в США отличается от подходов других стран, имеющих выход к Северному Ледовитому океану и ведущих освоение запасов его недр: в Канаде и Норвегии лицензии предоставляются по результатам конкурса (на основе оценки финансовых возможностей и технико-технологических компетенций компаний), в России - без конкурса и аукциона (при выполнении требований – 50%-ая доля государства и 5-летний опыт работы на шельфе России). В США, Канаде и Норвегии, в отличие от России, отсутствует обязательная доля государственного участия. В США государство не принимает прямого участия в разработке шельфовых месторождений Арктики и имеет долю в добыче только в виде роялти.

Стоит отметить, что помимо рассмотренных стран нефтегазовыми запасами на шельфе Арктики обладает еще Гренландия, являющаяся автономной территорией Дании. После принятия закона о расширенной автономии в 2009 году, Гренландия вправе самостоятельно распоряжаться освоением своих природных ресурсов. Гренландия, также как и Канада, сейчас не ведет промышленное освоение месторождений арктического шельфа. Но Канада имеет значительный опыт в геологоразведке региона, которая активно велась в 1970-1980 годы.

Система налогообложения США при освоении арктического шельфа

На внешнем континентальном шельфе США деятельность нефтегазодобывающих компаний облагается *роялти* и *налогом на прибыль*. Ставка федерального налога на прибыль равна 35% (для налогооблагаемого дохода свыше 10 000 000\$).¹⁰ Ставка роялти может отличаться для разных участков, на шельфе Арктики в основном применяется ставка 12,5%. Еще одним источником государственного дохода являются *бонусы*, уплачиваемые на аукционе для получения лицензий, и платежи *ренталс* (ежегодная плата за аренду участка). Величина *ренталс* устанавливается за единицу лицензионной площади (акр) в зависимости от месторождения и условий работы на нем, и прописываются, также как ставка роялти, в договоре (в «Final Notice of Sale»).¹¹ Например, в 2009 году были установлены следующие базовые ставки *ренталс*: 1-3\$ в течение начального периода, когда идет геологоразведка и подготовка месторождения к эксплуатации (1\$ за акр. в первый год, 1,5\$ - во второй, 2\$ - в третий, 2,5\$ - в четвертый, 3\$ - в пятый), далее по годам ставка оставалась фиксированной на уровне 3\$ за акр.¹² По результатам продажи последних четырех лицензий на внешнем континентальном шельфе Арктики (трех в море Бофорта и одной в Чукотском море) плата за участок составила от 1\$ до 12\$ за акр, а минимальный размер аукционных бонусов - 10\$ за акр.¹³ Согласно заключенным на арктическом шельфе договорам («lease sales») за период с 2000 по 2013 года, средняя величина бонусов составила 28,1\$/акр.¹⁴

На шельфе, находящемся в юрисдикции штата Аляска (ближе к берегу, в пределах 3 миль от него), добывающая компания обязана платить еще и налоги штата. Ставка налога на прибыль Аляски зависит от величины налогооблагаемого корпоративного дохода: свыше 90 000\$ ставка равна 9,4% (4 500\$ плюс 9,4% величины, превышающей 90 000\$).¹⁵ В таком случае налоговая база федерального

налога на прибыль уменьшается на величину налогов штата. Стоит отметить, что ставка налога на прибыль США – одна из самых высоких в мире.

Роялти на Аляске выплачивается обычно в размере 12,5% или 16,7%.¹⁶ В течение последних 30 лет на арендуемых территориях континентального шельфа Аляски ставка роялти составляла 12,5%. Некоторые участки получают более низкие ставки или определенные вычеты по экономическим причинам (например, если это новое открытие и разработка месторождения требует колоссальных инвестиций). Обычно процент роялти уплачивается от стоимости добытой нефти, уменьшенной на величину транспортных затрат до места продажи (до West Coast, включая танкерную морскую перевозку и транспортировку по всему Транс-Аляскинскому трубопроводу).¹⁷ Также при этом вычитается величина налога на имущество, используемое для транспортировки товарной нефти. Точная формула для выплаты роялти определяется в соответствии с условиями арендного договора, соглашениями и законодательными актами, под действие которых попадает сдаваемый в аренду участок.¹⁸

Чистый доход от добычи на шельфе Аляски, находящемся в юрисдикции штата, облагается также налогом «*production tax*». С 1 января 2014 года для него была отменена прогрессивная шкала, при которой он мог достигать 75%, и теперь ставка налога составляет 35%.¹⁹ Данный налог занимает наибольшую долю в доходе штата от добычи нефти и газа, приблизительно 88%.²⁰

Еще одним налогом на уровне штата является *налог на имущество*. Ставка налога на Аляске составляет 2% от стоимости имущества, необходимого для эксплуатации месторождения.²¹

Компании, работающие на шельфе Аляски, обязаны платить сбор за загрязнение при добыче нефти, так называемый «*oil conservation surcharge*». Он составляет 0,05\$ за каждый баррель, из которых 0,01\$ - это дополнительный сбор («*additional conservation surcharge on oil*»).²² Денежные средства от этого сбора поступают в фонд (Oil and Hazardous Substance Release Prevention and Response Fund), созданный для принятия предупредительных и ответных мер на разлив нефти и выбросы опасных веществ в окружающую среду, что может нанести серьезный вред экологии, благосостоянию населения и экономике штата.

Часть нефтегазовых доходов (обычно 25%, но может быть и 50%, в зависимости от сроков аренды) штата направляется в Постоянный фонд Аляски (Alaska Permanent Fund).²³ Фонд состоит из двух частей – сберегательной и доходной. Первая часть является нераспределяемой, то есть сбережения фонда не могут использоваться для финансирования государственных расходов. Другая часть, аккумулирующая доходы от активов фонда, может расходоваться на развитие экономики штата. Часть средств идет на выплату ежегодного нефтяного дивиденда каждому резиденту штата, в 2014 году общий объем всех дивидендных выплат удвоился по сравнению с 2013 годом и превысил 1 млрд. долл.²⁴

По сравнению с федеральным шельфом разработка месторождений в арктических водах штата предполагает уплату большего числа налогов, что объясняется более благоприятными условиями для освоения этих территорий: близость к берегу, а значит и к инфраструктуре, меньшие глубины и т.д.

Стоит отметить, что в США при экспорте продукции компании не должны платить пошлину.²⁵ В США также отсутствует налог на добавленную стоимость (Value Added Tax, VAT). Налог с продаж устанавливается на уровне штата, и на Аляске его ставка равна 0%.²⁶

Оценка экономической эффективности арктического проекта в условиях налоговой системы США

Для анализа роли налогов в экономической эффективности арктических проектов авторами была проведена оценка экономических показателей разработки условного нефтяного месторождения на континентальном шельфе Арктики в условиях системы налогообложения США с помощью построенной модели DCF (Discounted Cash Flow).

Для понимания экономики нефтяной части проекта в модели рассмотрена только добыча нефти (без газа и конденсата). Предполагается, что вероятность открытия промышленных запасов равна 1. Вся товарная нефть идет на внутренний рынок страны. Входные параметры модели приведены в Табл. 1, на Рис. 1, 2, 3.

Таблица 1. Входные параметры модели

Параметр	Значение
Площадь месторождения	200 км ² (49,4 тыс. акров)
Срок реализации проекта	35 лет
Период геологоразведки	6 лет
Цена нефти	50 долл./барр.
Добыча нефти	717,1 млн. барр. (2% - на собственные нужды)
Капитальные затраты	2 981,1 млн. долл.
Текущие операционные затраты	2 838 млн. долл.
Ликвидационные затраты	88,4 млн. долл.

Примечание:

* Расчет проведен при цене нефти, актуальной на момент написания статьи, - 50 долл/барр.

* В модель заложены затраты, близкие к реальным затратам разработки месторождения на российском шельфе Баренцева моря; затраты проекта были переведены из рублей в доллары по курсу 1\$=70 руб.

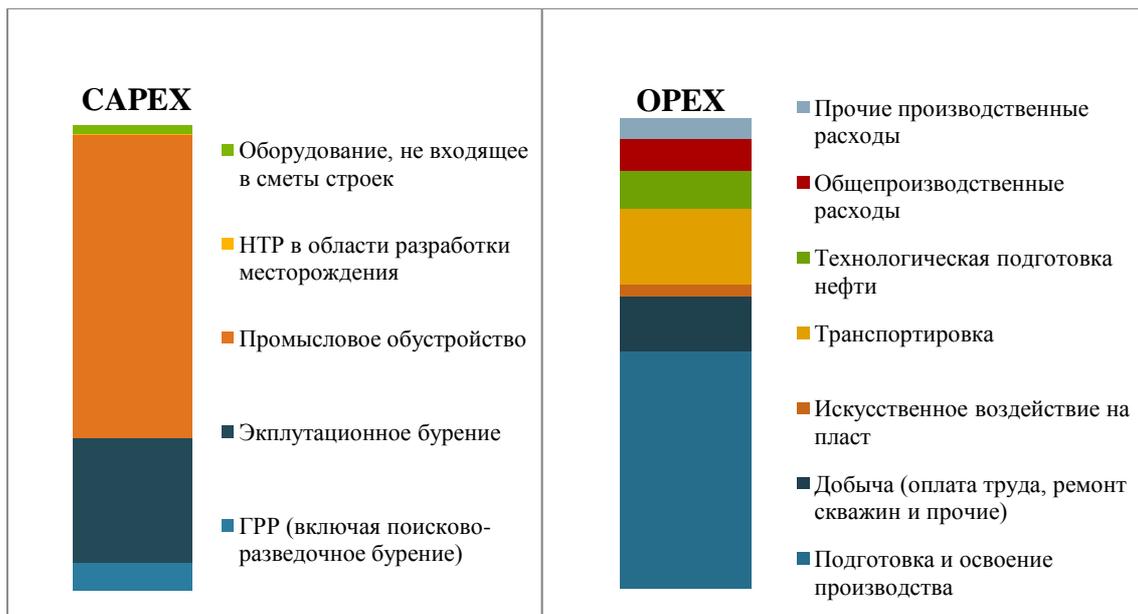


Рисунок 1. Структура капитальных и текущих операционных затрат.

В рамках проекта затраты на промышленное обустройство составляют 1 943,4 млн. долл., оно начинается с 3его года и длится 5 лет (Рис. 2).



Рисунок 2. Структура затрат на промышленное обустройство.

Промышленная добыча начинается с 7ого года и достигает своего пика через 4 года (43,3 млн. барр.), профиль добычи представлен на Рис. 3.

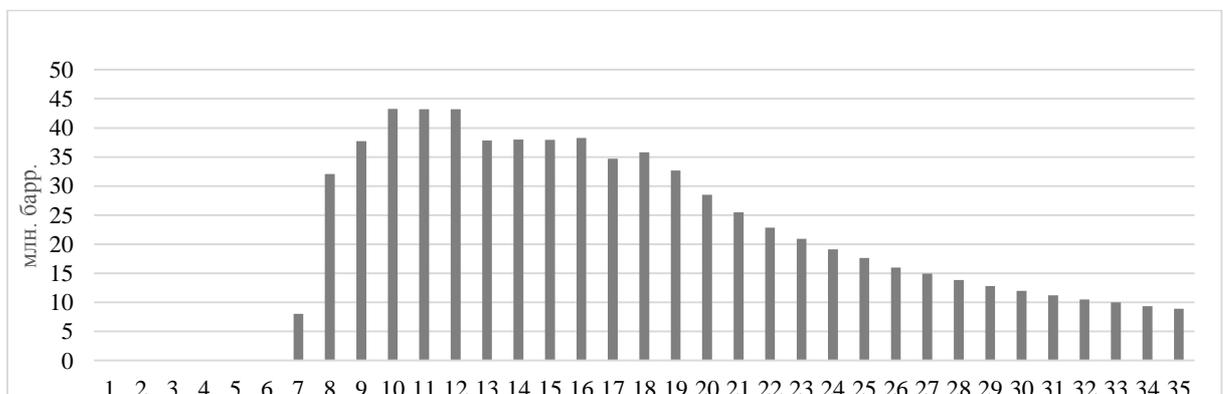


Рисунок 3. Профиль добычи условного месторождения.

В Табл. 2 приведены налоги и платежи, которые должны быть заплачены добывающей компанией при реализации данного проекта согласно налоговой системе США.

Таблица 2. Налоги и платежи компании в США.

Royalty	%	12,5
Property tax (на имущество)	%	2
Production Tax (на добычу)	%	35
State Corporate Income Tax (на прибыль)	%	9,4
Federal Corporate Income Tax (на прибыль)	%	35
Oil conservation surcharge	\$/bbl	0,05
Bonus bid	\$/acr	28
	\$/km ²	6 918,7
Rentals (1-6 год и далее)	\$/acr	1,2,3,4,5,6,6,6,..

Нормативный срок использования амортизируемого имущества, принятый в модели, – 7 лет (период, за который изнашивается большинство основных средств, используемых для бурения скважин и добычи нефти). Соответственно норма амортизации равна 14%. В нефтедобыче США чаще всего применяются два метода начисления амортизации – линейный и по единице продукции («the unit-of-production method»), в модели применен первый из них.

И в результате реализации такого арктического проекта достигаются следующие показатели экономической эффективности (Табл.3).

Таблица 3. Показатели экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы США.

Показатели	Ед. измер.	Значение
NV (чистый денежный поток)	млн. долл.	9 046,6
IRR	%	21,5
Срок окупаемости	лет	10
NPV (дисконт 10%)	млн. долл.	1 561,1
Срок окупаемости (дисконт 10%)	лет	12
Индекс доходности затрат* (дисконт 10%)	ед.	1,2
Индекс доходности инвестиций** (дисконт 10%)	ед.	1,9
NPV (дисконт 15%)	млн. долл.	572,1
Срок окупаемости (дисконт 15%)	лет	13
Индекс доходности затрат* (дисконт 15%)	ед.	1,1
Индекс доходности инвестиций** (дисконт 15%)	ед.	1,4

* Индекс доходности затрат равен отношению суммы дисконтированных денежных поступлений к сумме дисконтированных затрат (методика ЛУКОЙЛ).

** Индекс доходности инвестиций равен отношению NPV (чистый дисконтированный доход) к сумме дисконтированных инвестиций плюс 1 (методика ЛУКОЙЛ).

Итак, при данных параметрах модели арктический проект является экономически эффективным. Стоит отметить, что в условиях Арктики следует ориентироваться на более высокую ставку дисконтирования, позволяющую учесть высокие риски освоения. Но даже при ставке дисконтирования 15% NPV компании имеет положительную величину, а значения индексов доходности затрат и инвестиций, соответственно, больше 1. При таком дисконте проект окупается за 13 лет. Накопленные денежные потоки компании представлены на рисунке 4.

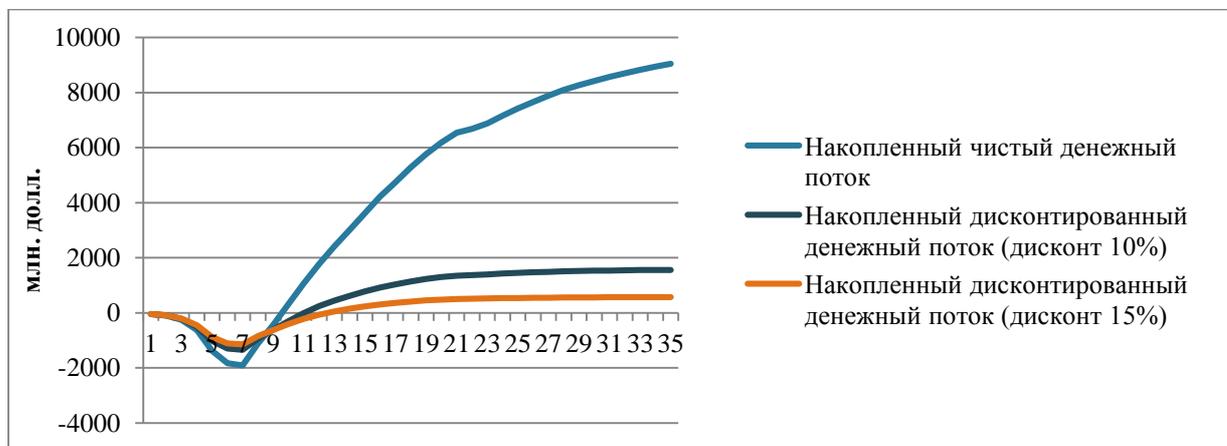


Рисунок 4. Накопленные денежные потоки компании (номинальный, с дисконтом 10% и 15%) в условиях налоговой системы США.

Недисконтированный доход государства от налоговых выплат компанией при реализации проекта, равен 20 181,4 млн. долл. Наибольшую долю в выплатах государству занимает налог на добычу «production tax», федеральный налог на прибыль и роялти: 46,1%, 24,1% и 22,2% соответственно (Рис. 5).

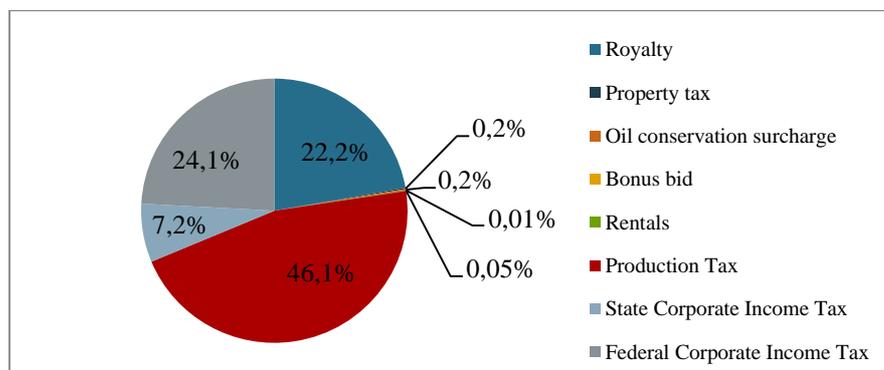


Рисунок 5. Структура доходов государства от реализации проекта в условиях налоговой системы США.

Если сравнить чистый доход компании и государства от реализации данного проекта, то можно сделать следующий вывод: доход государства значительно превышает доход компании (под доходом государства подразумеваются налоговые

выплаты и платежи компании). При ставке дисконтирования 15% около 80% чистого дохода проекта поступает в государственный бюджет (табл. 4).

Таблица 4. Доли компании и государства в чистом доходе от реализации проекта.

Показатель	Компания	Государство
NV	31,0%	69,0%
NPV (дисконт 10%)	24,1%	75,9%
NPV (дисконт 15%)	16,9%	83,1%

В модели в качестве базы для роялти была взята общая стоимость добытой нефти без вычетов. Если налогооблагаемую базу уменьшить на величину транспортных затрат и налога на имущество, связанное с транспортировкой, то суммарная величина роялти уменьшится на 22,5%, а NPV при дисконте 15% возрастет на 14,5% (а доля роялти в доходе сократится до 17,5%).

Таким образом, налоговая система США, основанная на налогообложении финансового результата, позволяет государству изъять значительную долю ресурсной ренты, получаемой при разработке месторождений арктического шельфа, при этом проект остается рентабельным для компании, и его реализация приносит ей прибыль.

Кроме того, проведенный анализ чувствительности показал, что NPV арктического проекта достаточно устойчив к изменению таких факторов, как цена на нефть, объем добычи, капитальные и текущие операционные затраты: проект становится нерентабельным при снижении цены или добычи на 33%, при увеличении капитальных затрат на 55% и текущих операционных в 6,7 раз (Рисунок. 6). Кривые, отражающие зависимость NPV проекта от цены и добычи, совпадают, так как эти факторы влияют на изменение одного и того же компонента денежного потока – выручки от продажи нефти.

Снижение цены нефти на 33% означает ее падение до уровня 33\$/барр. К концу 2014 года цена на нефть сильно снизилась относительно величины, наблюдаемой в июне месяце (WTI – с 105,79 \$/барр. в июне до 59,29 \$/барр. в декабре, Brent – с 111,8 \$/барр. до 62,34\$/барр.).²⁷ Важным фактором, вызвавшим такую динамику, явилось растущее предложение на мировом рынке нефти, вызванное, среди прочего, ростом нефтедобычи США в связи со сланцевой революцией и большими объемами нефтедобычи стран ОПЕК. В январе 2015 цена нефти упала до 47,22 \$/барр.^{для WTI} и 47,76 \$/барр.^{для Brent}.

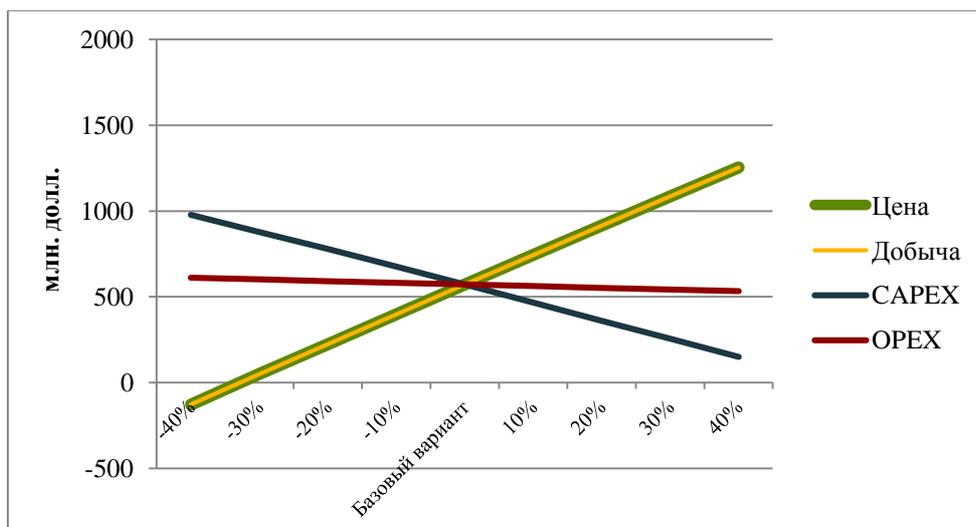


Рисунок 6. Зависимость NPV компании от цены, добычи, капитальных и текущих операционных затрат при налоговой системе США.

Если предположить, что рассматриваемое месторождение будет расположено на шельфе за пределами 3 миль, то есть за пределами юрисдикции штата Аляска, то налоговое бремя проекта будет меньше. Компания, осваивая участки внешнего континентального шельфа Арктики, не платит налоги, устанавливаемые на уровне штата. На федеральном шельфе нет налога «production tax», занимающего наибольший удельный вес в выплатах государству при разработке шельфа Аляски (около 50%), налога на имущество, сбора «oil conservation surcharge» и налога на прибыль штата. В результате этого при эксплуатации условного месторождения, описанного выше, выплаты государству уменьшаются на 35% (роялти, бонус и рента остаются на таком же уровне, а федеральный налог на прибыль из-за увеличения налогооблагаемой базы возрастает на 78%). На Рис. 7 изображено влияние налоговых условий на NPV проекта при дисконте 15%.

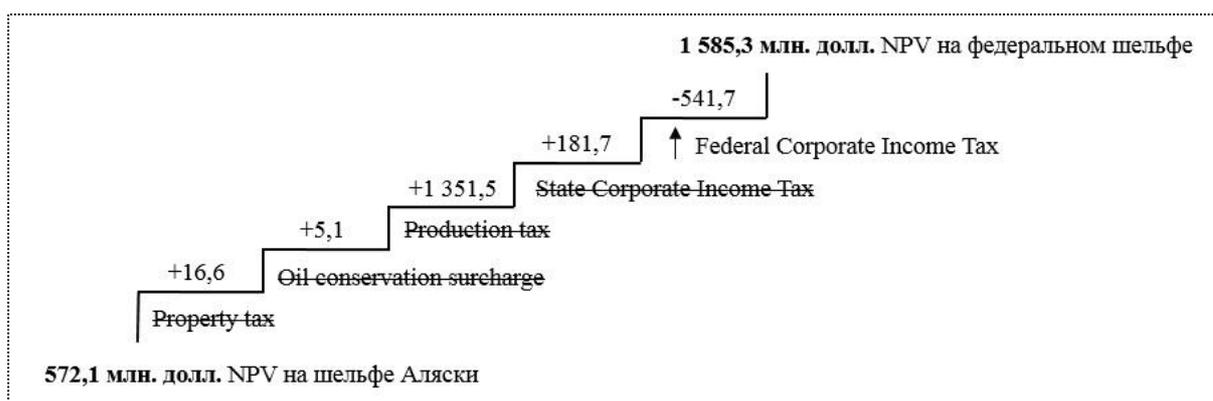


Рисунок 7. Влияние налоговых условий США на NPV проекта при дисконте 15%.

На внешнем континентальном шельфе Арктики NPV проекта выше более чем в два раза (3 319,2 млн. долл. при дисконте 10% и 1 585,3 млн. долл. при дисконте 15%), и соотношение долей компании и государства в чистом доходе значительно меняется: 46,9% и 53,1% соответственно при ставке дисконтирования 15%, то есть в таком случае природная рента распределяется практически поровну. Более низкие налоговые требования на федеральном шельфе Арктики по сравнению с шельфом Аляски можно объяснить более тяжелыми условиями работы (более суровые природно-климатические условия, большие глубины, большие расстояния до берега и инфраструктуры) и более высокими рисками освоения. Вполне возможно, что на

федеральном шельфе лицензионные условия вообще были бы иными (ставка роялти, размер бонуса, платежи ренталис).

Сопоставление налоговых систем США, России и Норвегии при освоении арктического шельфа

Рассмотрев подход США к освоению арктического шельфа и государственному регулированию в регионе, было бы интересно посмотреть на экономическую эффективность того же условного проекта с позиции России. Предположим, что условное месторождение географически расположено в РФ, на шельфе Баренцева моря. Каковы же экономические показатели проекта в условиях российской налоговой системы? Также интересно понять, какими бы они были, если бы такой проект реализовывался в условиях налоговой системы Норвегии, лидирующей по добыче газа на шельфе Арктики и разрабатывающей шельф того же Баренцева моря.

Россия

Налоговая система России, основанная на налогообложении валового дохода, значительно отличается от подхода США. Налоговая система России, а также Норвегии, уже была подробно описана в статье «Сравнительный анализ налоговых режимов освоения арктического шельфа зарубежных стран и РФ» (<http://cre.ranepa.ru/wp-content/uploads/2015/03/arctic-tax.pdf>).²⁸

Налоговые условия, принятые Федеральным законом № 268 и вступившие в силу с 1 января 2014 года, предусматривают наличие значительных налоговых льгот при разработке новых морских нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе России (ставки НДС 15%, 10% и 5% на период до 2032, 2037 и 2042 годов, отмена экспортной пошлины на период до 2032 и 2042 годов, в зависимости от расположения месторождения).²⁹

Позже в ноябре 2014 года в Законе «О таможенном тарифе» была введена поправка – с 1 января 2015 г освобождение от экспортных пошлин на весь срок эксплуатации месторождений, находящихся в северной части Баренцева моря, в Карском море, Чукотском море, Восточно-Сибирском море и море Лаптевых (до этого был срок - до 2042 г.). Для месторождений, расположенных на континентальном шельфе Печорского моря и в южной части Баренцева моря после 2032 и 2042 годов соответственно экспортная пошлина выплачивается по новой формуле:

$C_{вгп} = (Ц - 182,5) * K - 56,57 - Ц * 0,14$, где $C_{вгп}$ – ставка вывозной таможенной пошлины, $Ц$ – цена нефти на мировом рынке, K – приростной коэффициент, равный 0,42 в 2015 году, 0,36 в 2016 году и 0,3 в 2017 году и далее.³⁰

Также в 2014 году была значительно увеличена ставка НДС, используемая при расчете суммы налога после окончания периода налоговых льгот (с 530 до 766 руб. в 2015 г., с 559 до 857 руб. в 2016 г. и до 919 руб. в 2017 г. и далее). Формула расчета НДС тоже была изменена и теперь имеет следующий вид:

$НДС = C_{ндпи} * K_{ц} - D_{м}$, где $C_{ндпи}$ - налоговая ставка НДС, $K_{ц}$ - коэффициент мировых цен на нефть ($K_{ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где $Ц$ - это цена нефти в долл. за баррель, P – курс доллара к рублю), $D_{м}$ - показатель, характеризующий особенности добычи нефти ($D_{м} = (K_{ндпи} * K_{ц} * (1 - K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан}))$, где $K_{ндпи}$ равен 530 в 2015 г. и 559 в 2016 г. и далее, $K_{кан}$ на шельфе Арктики равен 0 до достижения накопленного объема

35 млн. т либо до конца срока действия лицензии, которая выдается на 15 лет для проведения геологоразведки и добычи)).³¹

Последние изменения в налоговой системе, проведение так называемого «налогового маневра», обусловлено стремлением увеличить поступления в бюджет страны. При происходящих в конце 2014 года событиях - снижении мировой цены нефти и кризисной экономической ситуации в стране – актуальность наращивания государственных доходов от работы нефтяной отрасли возросла (снижение цены на нефть приводит к снижению доходов от нефтедобычи, а, следовательно, и бюджетных поступлений). Однако налоговые нововведения в условиях низкой цены на нефть ухудшают положение добывающих компаний, снижая их чистый доход. Стоит отметить, что влияние снижения цены на валовую выручку компаний, экспортирующих значительную часть добываемой нефти, отчасти компенсируется ростом курса доллара по отношению к рублю

Предположим, что условное месторождение находится в южной части Баренцева моря на его континентальном шельфе и является новым морским (то есть, промышленная добыча на нем начинается после 1 января 2016 г.).

Для реализации арктического проекта в условиях российской налоговой системы компания обязана была бы заплатить такие налоги, как НДС, НДС, налог на прибыль и вывозную таможенную пошлину (Табл. 5). Ставка НДС в течение 10 лет с начала добычи, но не позднее 2037 г., составляет 10%, затем рассчитывается по формуле.

Таблица 5. Налоги и платежи компании в России.

НДС	%	18
НДС (10 лет)	%	10
Налог на имущество	%	0
Налог на прибыль	%	20
Вывозная таможенная пошлина	%	0

Для приближения к российской ситуации, допустим, что 50% товарной нефти, добытой на условном месторождении, идет на экспорт, при этом остальные 50% продаются на внутреннем рынке по цене 15 330 руб./т (на 40% меньше мировой цены), транспортные расходы, связанные с экспортом нефти, равны 95\$/т. Остальные входные параметры оставим прежними (мировая цена нефти, профиль добычи, капитальные и текущие операционные затраты, сроки освоения и т.д.). Норма амортизационных отчислений – 10%. Курс доллара: 1\$=70 руб.

Важно отметить, что без налоговых льгот, действующих с 1 января 2014 г., такой проект был бы нерентабелен.

До 2042 г. ставка вывозной таможенной пошлины равна 0 согласно налоговым льготам, введенным с 1 января 2014 года. После окончания этого периода ставка рассчитывается по формуле, которая для месторождений на континентальном шельфе РФ изменилась с 1 января 2015 года. Новая формула ставки освобождает компанию от выплаты экспортной пошлины и после 2042 г. до окончания реализации проекта, так как при расчете Свтп получается отрицательная величина (согласно закону, в таком случае значение Свтп принимается равным 0).

Однако недавние изменения расчета НДС, вступившие в силу с 1 января 2015 года, значительно увеличивают выплаты компании по этому налогу: почти на

50% по сравнению с выплатами в налоговых условиях 2014 года. В конечном итоге увеличение выплат НДС значительно превышает снижение выплат экспортной пошлины, в результате чего NPV при дисконте 15% снижается на 16,3% (доля НДС в недисконтированном налоговом доходе государства возрастает с 52,8% до 68,4%, доля экспортной пошлины снижается с 7,5% до 0%), а государственный доход при дисконте 15% возрастает на 8,1% (Рис. 8). При этом увеличение суммарных выплат НДС связано с увеличением самой ставки (если бы ставка НДС не была увеличена до 919 руб., а оставалась на уровне 559 руб., то величина выплат НДС оставалась бы прежней при значении коэффициентов Кз, Кд, Кдв и Ккан, равном 1, несмотря на расчет по новой формуле).

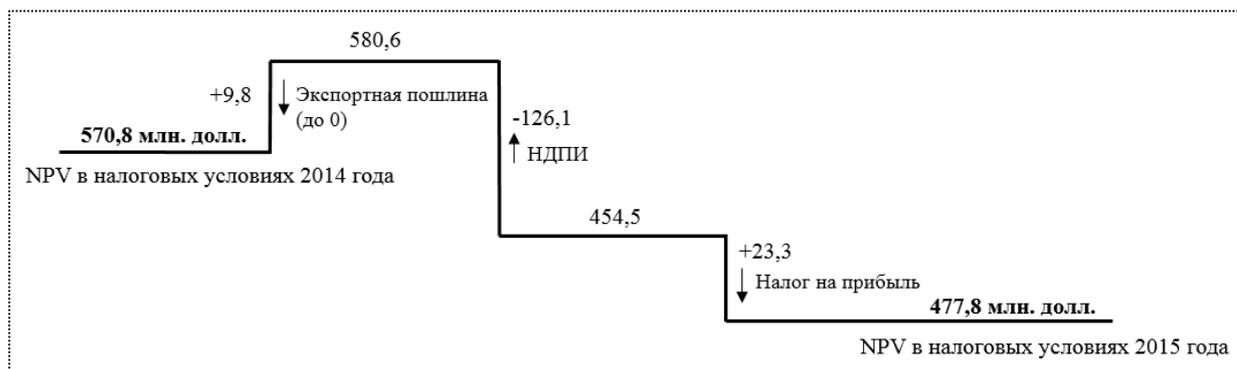


Рисунок 8. Влияние налоговых условий России на NPV проекта при дисконте 15%.

В условиях недавно изменившейся налоговой системы России проект является рентабельным и окупается через 13 лет при дисконте 15%. Экономические показатели реализации проекта приведены в Табл. 6.

Таблица 6. Показатели экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы России.

Показатели	Ед. измер.	Значение
NV (чистый денежный поток)	млн. долл.	7 002,2
IRR	%	20,8
Срок окупаемости	лет	10
NPV (дисконт 10%)	млн. долл.	1 329,4
Срок окупаемости (дисконт 10%)	лет	12
Индекс доходности затрат (дисконт 10%)	ед.	1,2
Индекс доходности инвестиций (дисконт 10%)	ед.	1,8
NPV (дисконт 15%)	млн. долл.	477,8
Срок окупаемости (дисконт 15%)	лет	13
Индекс доходности затрат (дисконт 15%)	ед.	1,1
Индекс доходности инвестиций (дисконт 15%)	ед.	1,3

Недисконтированный налоговый доход государства в российских условиях равен 10 626,3 млн. долл., из которых 68,4% приходится на НДС, 16,5% - на налог

на прибыль, 15,1% - на НДС. Доход государства при дисконте 15% равен 1 247,1 млн. долл.

Чистый доход от реализации проекта делится между компанией и государством при ставке дисконтирования 15% в следующем соотношении: 27,7% - компании и 72,3% - государству. В результате налоговых изменений, вступивших в силу с начала 2015 года, доля государства возрастает: в условиях 2014 года она была бы равна 66,9%.

NPV проекта становится отрицательным при снижении цены на 21%, добычи – на 25%, при увеличении капитальных затрат на 39% и текущих операционных – в 1,66 раза.

Проведенный расчет позволяет сопоставить экономический результат реализации условного проекта в различных налоговых системах. Безусловно, рассмотренный проект, учитывающий добычу нефти без газа, является отстраненным от реальности случаем для России. Основная часть углеводородных ресурсов арктического шельфа страны приходится на газ, что создает дополнительную сложность в освоении российской Арктики. Ведь при разработке нефтегазовых месторождений компаниям необходимо решать вопрос способов коммерциализации газа, направлений его экспорта и способов транспортировки.

Далее проведем анализ того, как меняется экономическая эффективность проекта, если на российские условия освоения условного месторождения (той же цене и доле экспорта) наложить налоговый режим Норвегии и США.

Норвегия

Если бы такой проект реализовывался в условиях налоговой системы Норвегии, то при такой цене на нефть и тех же параметрах модели он был бы экономически неэффективен (при ставке дисконтирования 15%).³²

Норвегия к настоящему времени владеет технологиями морской добычи в арктических условиях и имеет семилетний опыт промышленного освоения континентального шельфа Арктики (проект Snohvit в Баренцевом море). Однако добывающие компании в Норвегии обязаны уплачивать высокие налоги на финансовый результат: суммарная ставка налога на прибыль составляет 70% (27% - корпоративный налог и 51% - специальный нефтяной налог).

При разработке условного месторождения система налогообложения Норвегии подразумевает выплату следующих налогов и платежей, приведенных в Табл. 7.

Таблица 7. Налоги и платежи в Норвегии.

Налоги и платежи	Ед. измер.	Ставка
НДС	%	25
налог на имущество	%	0
вывозная таможенная пошлина	%	0
корпоративный налог на прибыль	%	27
специальный налог на прибыль	%	51
налог на CO ₂ ³³	норв.крон/л	1
	долл./л*	0,13

сбор за территорию ³⁴ (1 год)	норв.крон/км ²	34 000
	долл./км ² *	4 420
сбор за территорию (2 год)	норв.крон/км ²	68 000
	долл./км ² *	8 840
сбор за территорию (3 год и далее)	норв.крон/км ²	137 000
	долл./км ² *	17 810

* по курсу норвежской кроны = 0,13\$.

В Норвегии при добыче нефти и газа применяется линейная амортизация сроком на 6 лет (ставка амортизационных отчислений составляет 16,67% в год).

Экономические показатели реализации проекта в условиях норвежской налоговой системы приведены в Табл. 8. При дисконте 15% NPV проекта отрицателен.

Таблица 8. Показатели экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы Норвегии.

Показатели	Ед. измер.	Значение
NV (чистый денежный поток)	млн. долл.	3 445,2
IRR	%	13,4
Срок окупаемости	лет	11
NPV (дисконт 10%)	млн. долл.	318,4
Срок окупаемости (дисконт 10%)	лет	11
Индекс доходности затрат (дисконт 10%)	ед.	1,05
Индекс доходности инвестиций (дисконт 10%)	ед.	1,19
NPV (дисконт 15%)	млн. долл.	-100,3
Срок окупаемости (дисконт 15%)	лет	-
Индекс доходности затрат (дисконт 15%)	ед.	0,98
Индекс доходности инвестиций (дисконт 15%)	ед.	0,93

При дисконте 10% NPV проекта положителен. Но несмотря на то, что норвежский шельф Баренцева моря имеет более благоприятные природные условия по сравнению с российским, так как защищен теплым течением Гольфстрим, ориентироваться следует на ставку дисконтирования 15%, так как Арктика характеризуется весьма высокими рисками освоения, включая геологический.

Следствием достаточно жестких налоговых условий является крайне высокая чувствительность NPV проекта к изменению таких факторов, как цена на нефть, объем добычи и капитальные затраты. При росте цены нефти на 11% или росте добычи на 14% или снижении капитальных затрат на 13% NPV принимает положительное значение. При цене нефти, наблюдавшейся в первой половине 2014 года, когда она превышала отметку в 100 \$/барр., проект был бы рентабельным (при цене 100\$/барр. NPV проекта было бы равно 759,2 млн. долл.). Таким образом, изменение цены на нефть может сыграть решающую роль в эффективности арктического проекта.

Если в модели провести расчет при доле SDFI = 30% (равной доле SDFI в Snohvit), то потери компании были бы меньше: NPV было бы равно -73,9 млн. долл. Механизм SDFI (State's Direct Financial Interest) предполагает участие государства в проекте как инвестора: оно оплачивает часть затрат и получает часть выручки от продажи нефти согласно своей доле (в данном случае, 30% всех затрат и 30% выручки). Участие государства позволяет разделить риски, которые берут на себя добывающие компании.

США

Если рассчитать экономические показатели рассматриваемого арктического проекта в налоговой системе США при российских условиях (когда 50% нефти идет на экспорт, цена нефти на внешнем рынке - 50\$/барр., на внутреннем – на 40% меньше), то получим следующие значения при ставке дисконтирования 15% (Табл. 9).

Таблица 9. Показатели экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы США (экспорт – 50%).

Показатели	Ед. измер.	Значение на шельфе Аляски	Значение на федеральном шельфе
NPV (дисконт 15%)	млн. долл.	-90,3	500,7
Срок окупаемости (дисконт 15%)	лет	-	14
Индекс доходности затрат* (дисконт 15%)	ед.	0,98	1,1
Индекс доходности инвестиций (дисконт 15%)	ед.	0,94	1,4

Сравнение

Сравним полученные результаты расчета в налоговых системах трех стран, уже разрабатывающих месторождения арктического шельфа (Табл. 10). При освоении месторождения на континентальном шельфе Арктики накопленные дисконтированные денежные потоки в России и США (федеральный шельф) имеют достаточно близкие по величине значения, особенно к концу периода реализации проекта. NPV проекта в условиях США оказывается чуть больше, однако система налогообложения России позволяет окупить проект на год быстрее. Внутренняя норма доходности (21%), индекс доходности затрат и инвестиций тоже имеют примерно равные величины. На внешнем континентальном шельфе США доля государства в чистом доходе от разработки условного месторождения равна 71%, в то время как в России она составляет 72,3% (при этом под доходом государства понимается налоговый доход, получаемый от налогов и выплат добывающей компании).

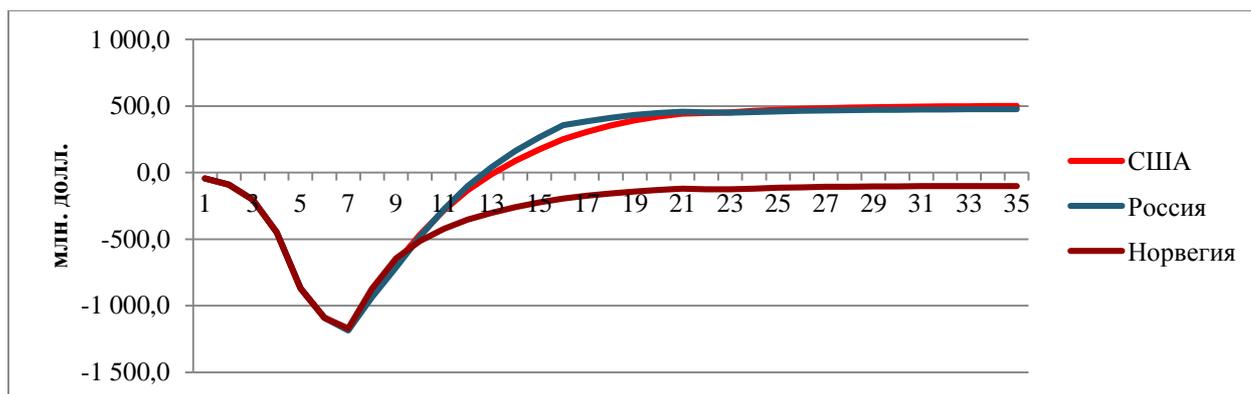


Рисунок 9. Накопленные денежные потоки компании при ставке дисконтирования 15% в условиях налоговой системы США, России и Норвегии (на континентальном шельфе Арктики).

Заключение

Итак, системы налогообложения России и США позволяют недропользователю получить приблизительно равный чистый дисконтированный доход при освоении месторождения на континентальном шельфе Арктики (в России проект окупается чуть быстрее, при этом NPV проекта немного меньше). Приблизительно равный чистый доход от реализации арктического проекта получает и государство (при дисконте 15% соотношение долей государства и компании в чистом дисконтированном доходе практически одинаково в обеих странах).

В Норвегии же, в отличие от России и США, действуют более жесткие условия налогообложения, в результате чего NPV проекта очень чувствителен к изменению цены и объемов добычи. В условиях нынешней снизившейся цены на нефть некоторые арктические проекты могут оказаться нерентабельными. Однако в случае экономической эффективности проекта, при благоприятной рыночной конъюнктуре и более высоких ценах на нефть, система налогообложения Норвегии приносит значительный доход в бюджет страны от освоения шельфа Арктики (при дисконте 15% доля государства в чистом доходе достигает 90%).

Таким образом, налоговый режим играет огромную роль в экономической эффективности арктических проектов, требующих огромных капиталовложений из-за тяжелых гидро-, метеоусловий и большой отдаленности от обжитых территорий. И в условиях текущих низких цен на нефть важность системы налогообложения возрастает, так как добывающим компаниям необходимы благоприятные условия, позволяющие окупить крайне высокие затраты на разработку месторождений на шельфе Арктики.

Сформировавшаяся за последний год система налогообложения России создает в целом приемлемые налоговые условия освоения арктического шельфа (в сравнении с другими странами). Но они сформировались совершенно недавно. Многие годы, до введения налоговых льгот, арктические проекты России оставались нерентабельными, система налогообложения постоянно претерпевала изменения, которые зачастую касались каких-то конкретных месторождений

Однако одного налогового режима недостаточно. Освоение Арктики требует эффективно работающих экономических и политических институтов, которые обеспечат надежность работы инвестора. Нестабильность условий со стороны

государства, включая налоговый режим, и слабость институтов – это основные причины малой освоенности арктического шельфа России.

Еще одним значимым фактором стало ограничение доступа компаний к разработке континентального шельфа Арктики в России. Сложно ожидать высоких темпов освоения региона, если правом на получение лицензии обладают только три компании (Роснефть, Газпром и Зарубежнефть). Если бы к российскому континентальному шельфу были допущены международные компании на паритетных условиях (а не как участник совместного предприятия, в котором доля Газпрома или Роснефти составляет более 50%), степень освоенности вероятно была бы выше. В США, например, государственных добывающих компаний не существует в принципе.

Вследствие такого государственного регулирования на континентальном шельфе Арктики в России в промышленную эксплуатацию введено только одно месторождение (Приразломное). Крупнейший проект по разработке газоконденсатного Штокмановского месторождения, уникального по величине запасов, так и не начал реализовываться. А это месторождение, согласно принятой Энергостратегии РФ, должно было занять ведущую роль в приросте производства энергоресурсов России к 2020 г.

В нынешних условиях будущее арктических проектов будет напрямую зависеть от готовности правительств арктических стран приспособить условия разработки месторождений к меняющейся ситуации. При сохранении низких цен на нефть компаниям будет сложнее окупить крайне высокие затраты, необходимые для освоения разработки арктических месторождений. В этой ситуации вероятен серьезный пересмотр стратегии освоения арктического шельфа как корпорациями, так и правительствами стран. Некоторые компании уже заявили и приостановке ряда проектов на Арктике. В определении судьбы арктических проектов ключевую роль, помимо цен на нефть, будут играть два фактора: успешность сокращения издержек компаниями и готовность вносить изменения в регулирование со стороны правительств для создания условий рентабельной разработки шельфа Арктики.

Источники

- About Oil and Gas Leasing // Bureau of Land Management, Department of the Interior - http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/oil_and_gas/questions_and_answers.print.html
- Alaska Permanent Fund 2014 Annual Report // Alaska Permanent Fund Corporation - http://www.apfc.org/_amiReportsArchive/APFC_2014.pdf
- Alaska Statutes, Title 43 - <http://www.legis.state.ak.us/basis/folio.asp>
- Area fees – Stipulation of new rates // Norwegian Petroleum Directorate - <http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/>
- Beaufort Sea areawide oil and gas lease: Final finding of the director. – Anchorage: Division of Oil and Gas, Department of Natural Resources, November 2009. 438 p.
- Bradner T. The evolution of Alaska's oil taxes // Alaska Journal of Commerce. 2014. July-Issue-2 - <http://www.alaskajournal.com/Alaska-Journal-of-Commerce/July-Issue-2-2014/The-evolution-of-Alaskas-oil-taxes/>
- Chukchi Sea Permit, Alaska, United States of America // Offshore Technology - <http://www.offshore-technology.com/projects/chukchiseapermit/>
- Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. - Menlo Park: U.S. Geological Survey, 2008. 4 p.
- Crude Valuation // Division of oil and gas, Alaska Department of Natural Resources - <http://dog.dnr.alaska.gov/Commercial/CrudeValuation.htm>
- Facts 2013 - The Norwegian petroleum sector. – Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Directorate, 2013. 150 p.
- FALL 2013. Revenue Sources Book. Alaska. – Anchorage: Tax Division, Department of Revenue, 2013. 106 p.
- Five-Year Program of proposed Oil and Gas Lease Sales. - Division of Oil and Gas, Department of Natural Resources, January 2014, 53 P.
- Five Year Outer Continental Shelf (OCS) Oil and Gas Leasing Program // BOEM - <http://www.boem.gov/Five-Year-Program/>
- Main features of the tax programme for 2015 // Ministry of Finance - <http://www.statsbudsjettet.no/Statsbudsjettet-2015>
- Mineral Leasing Act (1920), Section 17 - http://www.blm.gov/style/medialib/blm/ut/vernal_fo/lands___minerals.Par.6287.File.dat/MineralLeasingAct1920.pdf
- More Alaska Production Act // Alaska Department of Revenue - <http://dor.alaska.gov/MAActDocuments.aspx>
- Oil and gas leasing on the Outer Continental Shelf // BOEM - http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Oil_and_Gas_Energy_Program/Leasing/5BOEMRE_Leasing101.pdf
- Outer Continental Shelf Lands Act (1953), § 1332 - <http://www.boem.gov/Outer-Continental-Shelf-Lands-Act/>
- Production tax // Alaska Oil & Gas Association (AOGA) - <http://www.aoga.org/facts-and-figures/state-revenue/production-tax>
- Proposed Final Outer Continental Shelf Oil & Gas Leasing Program 2012-2017. – Washington, D.C.: BOEM, U.S. Department of the Interior, June 2012, 211 p.
- Royalty Accounting // Division of oil and gas, Alaska Department of Natural Resources - <http://dog.dnr.alaska.gov/Royalty/Accounting.htm>
- Sales and Use Tax // Tax Division / Alaska Department of Revenue - <http://www.tax.alaska.gov/programs/programs/index.aspx?10002>
- Shell in the Arctic. - The Hague: Royal Dutch Shell, 2011. 7 p.

- Submerged Lands Act (1953), § 1312 - <http://www.boem.gov/uploadedfiles/submergedla.pdf>
- The Constitution of the United States of America, Article 1, Section 9, Clause 5 - http://www.senate.gov/civics/constitution_item/constitution.htm#a1_sec9
- The United States Code. Title 26, Section 11 - <http://uscode.house.gov/>
- Базалева Р.В., Пименова Н.А. Сравнительный анализ налоговых режимов освоения арктического шельфа зарубежных стран и Российской Федерации // Нефтепромысловое дело. 2015. №3. С. 53-60.
- Налоговый кодекс РФ. Часть 2: [Принят Гос. Думой 19 июля 2000 года, федеральный закон от 05.08.2000 № 117-ФЗ, в ред. от 01.04.2014] // Собрание законодательства РФ. – 2000. - № 32. - Ст. 3340.
- Федеральный закон от 30.09.2013 № 268-ФЗ «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» // Собрание законодательства РФ. – 2013. № 40. Ст. 5038.
- Федеральный закон от 24.11.2014 № 366-ФЗ «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 2014. № 48. Ст. 6647.

-
- ¹ Доклад сделан на основе статьи Казначеев П.Ф., Базалева Р.В. «Освоение арктического шельфа. Регулирование и налогообложение нефтяных компаний в США, России и Норвегии» // Экономическая политика. 2015. №2. С. 7-20
- ² Согласно доступным статистическим данным, включая Norwegian Petroleum Directorate («Facts 2013»).
- ³ По данным Alaska Oil and Gas Conservation Commission (Alaska's Department of Administration).
- ⁴ Chukchi Sea Permit, Alaska, United States of America // Offshore Technology - <http://www.offshore-technology.com/projects/chukchiseapermit/>
- ⁵ Five Year Outer Continental Shelf (OCS) Oil and Gas Leasing Program.
- ⁶ Shell in the Arctic. - The Hague: Royal Dutch Shell, 2011. P. 2.
- ⁷ Submerged Lands Act, 1953 (§ 1312); Outer Continental Shelf Lands Act, 1953 (§ 1332).
- ⁸ Mineral Leasing Act, 1920 (Section 17).
- ⁹ About Oil and Gas Leasing // Bureau of Land Management, Department of the Interior - http://www.blm.gov/wo/st/en/prog/energy/oil_and_gas/questions_and_answers.print.html
- ¹⁰ The United States Code. Title 26: Internal Revenue Code. Subtitle A. Chapter: Normal Taxes and Surtaxes. Subchapter A. Part II: Tax on Corporations. Section 11.
- ¹¹ Oil and gas leasing on the Outer Continental Shelf // BOEM - http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Oil_and_Gas_Energy_Program/Leasing/5BOEMRE_Leasing101.pdf
- ¹² Beaufort Sea areawide oil and gas lease: Final finding of the director. – Anchorage: Division of Oil and Gas, Department of Natural Resources, November 2009. P. 330.
- ¹³ Proposed Final Outer Continental Shelf Oil & Gas Leasing Program 2012-2017. – Washington, D.C.: BOEM, U.S. Department of the Interior, June 2012, P. 95-96.
- ¹⁴ На основе данных Five-Year Program of proposed Oil and Gas Lease Sales // Division of Oil and Gas, Department of Natural Resources, January 2014, p. 35.
- ¹⁵ Alaska Statutes. Title 43: Revenue and taxation. Chapter 43.20: Alaska Net Income Tax Act. Section 43.20.011.
- ¹⁶ FALL 2013. Revenue Sources Book. Alaska. – Anchorage: Tax Division, Department of Revenue, 2013. P.47.
- ¹⁷ Bradner T. The evolution of Alaska's oil taxes // Alaska Journal of Commerce. 2014. July-Issue-2 - <http://www.alaskajournal.com/Alaska-Journal-of-Commerce/July-Issue-2-2014/The-evolution-of-Alaskas-oil-taxes/>
- ¹⁸ Crude Valuation // Division of oil and gas, Alaska Department of Natural Resources - <http://dog.dnr.alaska.gov/Commercial/CrudeValuation.htm>
- ¹⁹ More Alaska Production Act // Alaska Department of Revenue - <http://dor.alaska.gov/MAActDocuments.aspx>
- ²⁰ Production tax // Alaska Oil & Gas Association (AOGA) - <http://www.aoga.org/facts-and-figures/state-revenue/production-tax>
- ²¹ Alaska Statutes. Title 43: Revenue and taxation. Chapter 43.56. Oil and Gas Exploration, Production, and Pipeline Transportation Property Taxes. Section 43.56.010.
- ²² Alaska Statutes. Title 43 - Revenue and taxation. Chapter 43.55. Oil and Gas Production Tax and Oil Surcharge. Article 02, Article 03.
- ²³ Royalty Accounting // Division of oil and gas, Alaska Department of Natural Resources - <http://dog.dnr.alaska.gov/Royalty/Accounting.htm>
- ²⁴ Alaska Permanent Fund 2014 Annual Report // Alaska Permanent Fund Corporation - http://www.apfc.org/_amiReportsArchive/APFC_2014.pdf
- ²⁵ The Constitution of the United States of America. Article 1. Section 9. Clause 5.
- ²⁶ Sales and Use Tax // Tax Division / Alaska Department of Revenue - <http://www.tax.alaska.gov/programs/programs/index.aspx?10002>
- ²⁷ Spot Price FOB // U.S. Energy Information Administration (EIA).
- ²⁸ Базалева Р.В., Пименова Н.А. Сравнительный анализ налоговых режимов освоения арктического шельфа зарубежных стран и Российской Федерации // Нефтепромысловое дело. 2015. №3 (текст-статья доступен на сайте Центра сырьевой экономики РАНХиГС в разделе Публикации <http://cre.ranepa.ru/wp-content/uploads/2015/03/arctic-tax.pdf>).
- ²⁹ Федеральный закон Российской Федерации от 30 сентября 2013 г. № 268-ФЗ.
- ³⁰ Федеральный закон от 24.11.2014 № 366-ФЗ (поправка для пункта 1 раздела I и пункта 1.1 раздела VI Закона «О таможенном тарифе»).
- ³¹ Федеральный закон от 24.11.2014 № 366-ФЗ (поправка в статью 342, новая 342.5 статья в Налоговом кодексе РФ).
- ³² Доля экспорта - 50%, цена нефти на внешнем рынке - 50\$/барр., на внутреннем – на 40% меньше, транспортные расходы, связанные с экспортом нефти, равны 95\$/т.
- ³³ Согласно Национальному Бюджету на 2015 г. // Ministry of Finance - <http://www.statsbudsjetten.no/Statsbudsjetten-2015>
- ³⁴ Area fees – Stipulation of new rates // Norwegian Petroleum Directorate - <http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/>
-

Disclaimer. Мнения, высказанные авторами данной публикации, отражают его собственную позицию и могут не совпадать с мнениями Попечительского совета или сотрудников Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте РФ (РАНХиГС).

Copyright © 2015 Peter Kaznacheev. Все права защищены. Никакая часть данной публикации не может быть воспроизведена в любой форме без письменного разрешения за исключением коротких цитат в статьях и обзорах.

Контактная информация. По любым вопросам, связанным с распространением данного обзора и его цитированием в средствах массовой информации, можно обращаться в Центр сырьевой экономики РАНХиГС: +7 (499) 956 9872, bazaleva-rv@ranepa.ru