**Правительство Российской Федерации**

**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение**

**высшего профессионального образования**

**"Национальный исследовательский университет**

**"Высшая школа экономики"**

**Факультет мировой экономики и мировой политики**

**Кафедра энергетических и сырьевых рынков**

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**

На тему «Сравнительный анализ подходов к освоению Арктического шельфа (на примере Норвегии, Канады, США и России)»

Студент группы № РЭСР-26

Базалева Регина Владимировна

Научный руководитель

доцент, Ph.D. (ABD) по экономике

Ковалев Сергей Юрьевич

Москва, 2014 г.

**Оглавление**

[Введение 3](#_Toc388085917)

[1. Сравнительный анализ природных и экономических условий разработки арктического шельфа России, Канады, США и Норвегии 5](#_Toc388085918)

[1.1. Ресурсный потенциал и геологическая изученность арктического шельфа 5](#_Toc388085919)

[1.2. Технологический аспект освоения арктического шельфа 21](#_Toc388085920)

[1.3. Государственное регулирование освоения арктического шельфа 29](#_Toc388085921)

[2. Анализ экономической эффективности арктического проекта 51](#_Toc388085922)

[2.1. Модель разработки условного нефтяного месторождения 51](#_Toc388085923)

[2.2. Методика оценки экономической эффективности проекта 57](#_Toc388085924)

[2.3. Экономическая эффективность проекта в условиях налоговой системы России 60](#_Toc388085925)

[2.4. Экономическая эффективность проекта в условиях налоговой системы Норвегии 67](#_Toc388085926)

[3. Анализ подходов России и Норвегии. Оценка возможности применения норвежского опыта в России 73](#_Toc388085927)

[Заключение 85](#_Toc388085928)

[Список использованной литературы 89](#_Toc388085929)

[Приложение 1 96](#_Toc388085930)

[Приложение 2 97](#_Toc388085931)

[Приложение 3 98](#_Toc388085932)

[Приложение 4 99](#_Toc388085933)

[Приложение 5 100](#_Toc388085934)

# Введение

Растущая с каждым годом степень выработанности открытых месторождений приводит к необходимости вовлечения в освоение новых перспективных территорий. В России на сегодняшний день выработанность нефтегазовых месторождений превысила 50%, при этом даже максимальная разработка уже разведанных запасов не сможет дать запланированный уровень добычи нефти и газа. Достижение такого уровня невозможно без освоения шельфа Арктики, в котором сконцентрировано около 20% мировых ресурсов и который в будущем станет одним из основных источников обеспечения страны углеводородами.

Задачи, которые ставят перед нефтегазовой отраслью энергетические политики арктических стран, выполнимы только при увеличении темпов освоения региона, которые можно достичь более интенсивным проведением геологоразведочных работ (ГРР).

Однако освоение арктических запасов требует колоссальных инвестиций из-за тяжелых гидро-, метеоусловий и большой отдаленности от обжитых районов. Данный факт является причиной нерентабельности многих арктических проектов, основанных на уже существующих технологиях добычи. Каждое арктическое месторождение уникально и требует разработки специальных технических решений. Кроме того, добывающим компаниям необходимы выгодные условия со стороны государства, и одним из основных факторов, определяющих экономическую эффективность арктических проектов, является налоговый режим.

Для российской экономики, столь сильно зависящей от добычи энергоносителей, вопрос освоения Арктики очень важен. Практика показывает, что некоторые страны успешно ведут добычу нефти и газа в северных морях. Однако в России на данный момент в промышленную эксплуатацию на арктическом континентальном шельфе введено только одно месторождение. Поэтому анализ подходов к освоению арктического шельфа других стран и изучение зарубежного опыта государственного стимулирования инвестиций в разработку ресурсов Арктики сейчас крайне *актуальны*.

При этом наибольший интерес представляет Норвегия, столь успешно развивающая свою экономику, основанную на добыче углеводородов. Кроме того, Норвегия имеет выход к тому же арктическому морю, что и Россия, и активно ведет в нем промышленную добычу.

*Целью* работы является сравнительный анализ подходов стран к освоению нефтегазовых ресурсов арктического шельфа и выявление возможностей применения зарубежного опыта в России. *Объектом* исследования являются нефтегазовые месторождения на шельфе Арктики, а *предметом* – процесс их освоения.

Безусловно, к настоящему времени написано немало работ о деятельности стран Арктического бассейна, раскрывающих различные аспекты освоения арктического шельфа.[[1]](#footnote-1) В данной работе в рамках выбранной темы поставлены следующие *задачи*:

- изучить природные и экономические условия разработки арктического шельфа России, Норвегии, США и Канады и провести их сравнительный анализ;

- оценить экономическую эффективность арктического проекта в условиях российской и норвежской налоговой системы;

- на основе расчетов провести анализ подходов России и Норвегии и оценить возможность применения норвежского опыта в России.

Экономическая эффективность проекта будет рассчитана с помощью построенной автором модели разработки условного нефтяного месторождения в южной части Баренцева моря в России.

# 1. Сравнительный анализ природных и экономических условий разработки арктического шельфа России, Канады, США и Норвегии

## 1.1. Ресурсный потенциал и геологическая изученность арктического шельфа

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

Арктической считается часть шельфа, которая находится за Полярным кругом, севернее 63˚33’ с.ш. Подводная часть материка включает внутренние морские воды, территориальные моря и континентальный шельф. Согласно Конвенции ООН о морском праве 1982 года, континентальным шельфом признается та часть морского дна, которая находится за пределами территориального моря (может простираться на расстояние, не превышающее 350 миль). В пределах этой территории прибрежная страна имеет исключительное право на разработку природных ресурсов.

К настоящему времени арктический шельф изучен достаточно слабо и неравномерно. Ресурсный потенциал морских недр Арктики огромен. По оценкам Геологической службы США (USGS), здесь находится около 22% необнаруженных технически извлекаемых нефтегазовых ресурсов (412 млрд. барр. н. э.), 84% которых расположено на шельфе. Среди них около 90 млрд. баррелей нефти и 47,3 трлн. м3 газа.[[2]](#footnote-2)

Причины слабой геологической изученности континентального шельфа Арктики

Дальнейшее освоение Арктики связано с увеличением объемов ГРР по изучению углеводородных ресурсов и подготовке к разработке выявленных месторождений нефти и газа. Но проведение геологоразведки, как и любой бизнес, требует сопоставления результатов с затратами. Арктический шельф характеризуется очень тяжелыми природно-климатическими условиями, следствием которых является высокая стоимость проведения работ на всех этапах и стадиях геологоразведочного процесса. Перспективные территории сильно отдалены от обжитых районов, что еще больше усложняет освоение арктических месторождений. Далеко не каждое месторождение может оправдать возрастающие затраты инвесторов, что говорит о высоких рисках данной деятельности. Экономически эффективное освоение требует высокую степень изученности шельфа и колоссальные вложения. Поэтому к настоящему времени арктический шельф – только потенциальный источник углеводородов.

Большое влияние на проведение ГРР оказывает тяжелая ледовая обстановка (для многих бассейнов характерен сплошной ледовый покров). Для Арктики характерны крупные айсберги, которые наиболее часто встречаются в Баренцевом море, сильные ветры, снегопады и ледяные дожди. Именно ледовые нагрузки в большинстве случаев определяют выбор концепции освоения, объем капитальных вложений (тип сооружения), а также размер операционных и транспортных затрат (необходимость контроля ледовой обстановки, сложность транспортно-технологической системы).

Последнее время в связи с глобальным потеплением ледовый покров Арктики сокращается. Такая тенденция по прогнозам МЧС России продлится до конца нынешнего века. По мнению российских политиков, таяние арктических льдов открывает больше возможностей для освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа, упрощая добычу углеводородов. Однако западные эксперты считают, что изменение климата может нанести серьезный вред экологии и создать определенные трудности для добычи в регионе.

Реальные перспективы нефтяных ресурсов арктического шельфа можно будет оценить лишь после проведения широкомасштабных поисковых работ. Поисково-разведочное бурение на арктическом шельфе отличается высокими затратами по сравнению с другими акваториями в связи с тем, что для его проведения необходимы вспомогательные суда (для управления ледовой обстановкой, для снабжения и т.д.) и с тем, что сама работа возможна только в период открытой воды.

На углеводородные запасы шельфа Арктики могут претендовать только 6 стран, имеющих прямой выход к Северному Ледовитому океану: Норвегия, Канада, США, Россия, Исландия и Дания с принадлежащим ей островом Гренландия. Нефтегазовые запасы первых четырех стран, наиболее продвинувшихся в освоении региона, распределены следующим образом (рис. 1): большая часть запасов нефти приходится на долю России и США (43,1% и 32,6% соответственно), а запасов газа – на долю России (93,1%).

Рисунок 1. Распределение нефтегазовых запасов арктического шельфа

России, США, Канады и Норвегии.[[3]](#footnote-3)

Континентальный шельф за Полярным кругом имеют море Бофорта, Баренцево, Печорское, Карское, Чукотское, Норвежское, Гренландское, Восточно-Сибирское моря и море Лаптевых. Наиболее изучены разведочным бурением первые пять из них.

По данным Управления по энергетической информации США (EIA) на октябрь 2009 года, открыто 61 арктическое месторождение: 43 в России (35 из них – в Западно-Сибирском бассейне), 6 в США (Аляска), 11 в Канаде (Северо-Западные Территории) и 1 в Норвегии.[[4]](#footnote-4)

Далее рассмотрим подходы к освоению арктического шельфа нескольких стран, имеющих выходы к северным морям и наиболее продвинувшихся в их изучении: России, Норвегии, Канады и США.

**Россия**

Первой страной, нашедшей запасы углеводородного сырья в морских недрах Арктики, была Россия. Это было Тазовское газоносное месторождение, открытое в 1962 году. На месторождения шельфа России приходится более 60% нефтегазовых ресурсов Арктики и более 90% ее разведанных запасов (из которых более 90% составляет газ).

К основным морским бассейнам российской части арктического шельфа относятся Баренцево, Карское, Восточно-Сибирское, Чукотское, Печорское моря и море Лаптевых.

Согласно энергетической стратегии страны, освоение нефтяных и газовых месторождений на шельфе российских морей является одним из наиболее перспективных направлений развития сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности России. Около 70% площади всего континентального шельфа РФ приходится на континентальный шельф Арктической зоны. Главные перспективы на добычу нефти и газа связывают именно с арктическими морями, которые содержат подавляющую долю (около 80%) начальных суммарных ресурсов углеводородов всего шельфа России, при этом, по оценкам Министерства природных ресурсов и экологии РФ, 84% приходится на газ и менее 13% - на нефть. По мнению директора ВНИИ Океанологии В. Д. Каминского, задачи энергетической стратегии России невозможно решить без освоения арктического шельфа. Стоит отметить, действующая стратегия (до 2030 года) предполагает, что практически вся арктическая шельфовая добыча газа России будет обеспечиваться Штокмановским месторождением. Однако начало его эксплуатации все время откладывается.

Оценки потенциала углеводородных ресурсов арктического шельфа РФ довольно сильно различаются в зависимости от источника предоставления информации. Российские оценки значительно превышают оценки USGS по всем акваториям. По данным Минприроды РФ (на 01.01.2011), перспективные ресурсы арктического шельфа составляют 66,6 млрд. т у. т., из которых ресурсы нефти составляют 9 млрд. т.[[5]](#footnote-5)

Проводя оценку нефтегазового потенциала арктического шельфа России, обычно рассматривают две составляющих: ресурсы западно-арктического сектора (Баренцево, Печорское и Карское моря) и ресурсы восточно-арктического сектора (море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря). На моря Западной Арктики приходится наибольшая часть ресурсов (62%), при этом данные территории преимущественно газоносны (кроме шельфа Печорского моря). Что касается Восточно-Арктических морей, то наоборот, наибольший вес в начальных суммарных ресурсах занимает нефть. Наиболее разведанной является Западная Арктика (южная зона Баренцева моря, Печорское и Карское моря).

Печорский шельф является продолжением Тимано-Печорской нефтегазовой провинции. Наиболее известным месторождением этого региона является Приразломное месторождение с запасами нефти, залегающей на глубине 20 м, около 70 млн. т. Это единственное месторождение арктического континентального шельфа РФ, где ведется промышленная добыча (с конца 2013 года). Владельцем лицензии является ООО «Газпром нефть шельф», на 100% принадлежащий компании ОАО «Газпром». На Приразломном месторождении установлена морская ледостойкая платформа, предназначенная для добычи, хранения и отгрузки нефти. Она может эксплуатироваться круглый год и работать автономно продолжительное время. Компания планирует вовлечь в разработку еще и соседние месторождения (например, Долгинское), нефть которых будет поступать на ту же платформу. Такой подход к обустройству месторождений, подразумевающий их совместную разработку, позволяет оптимизировать затраты и, соответственно, повысить экономическую эффективность освоения.

Восточно-Баренцевская нефтегазоносная провинция является самым изученным регионом российской Арктики. Практически все доказанные запасы здесь представлены газовыми и газоконденсатными месторождениями. В центральной зоне российской части Баренцева моря находится одно из крупнейших в мире газоконденсатных месторождений – Штокмановское, площадь которого составляет 1400 км2. Запасы газа (по категории C1) оцениваются в 3,9 трлн. м3 (при том, что запасы газа всей Западно-Баренцевской провинции оцениваются примерно в 5 трлн. м3), запасы конденсата (по категории C1) - в 56 млн. т. Глубина продуктивных пластов составляет около 1500–2500 м, что создает существенные трудности при освоении месторождения (в эксплуатацию оно до сих пор не введено).

К наиболее перспективным районам по результатам геологоразведки можно отнести еще два месторождения этого же бассейна - Лудловское и Ледовое. По величине запасов Штокмановское и Ледовое месторождения относятся к уникальным, а Лудловское – к крупным.

Южно-Карская нефтегазоносная область является морским продолжением Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Газоносность данного региона доказана двумя крупнейшими газовыми месторождениями – Ленинградским и Русановским (глубина залегания – 2200 и 1000-1600 м соответственно). Здесь же расположены гигантские месторождения полуострова Ямал – Харасавейское и Бованенковское и другие.[[6]](#footnote-6)

На текущий момент значительный углеводородный потенциал Карского и Баренцева морей больше представлен открытием газовых и газоконденсатных месторождений в их южных частях. Тем не менее, материалы морских геолого-геофизических работ свидетельствует о большом разнообразии структурных условий, благоприятных для скопления углеводородов всего южного обрамления Южно-Баренцевского бассейна. Поэтому изучение данной территории является одним из наиболее перспективных направлений обнаружения нефтяных месторождений.

Также установлены реальные геологические предпосылки для прогноза крупной зоны нефтенакопления на севере Баренцево-Карского шельфа. Но перспективы разработки месторождений, которые могут быть здесь открыты, очень сильно осложнены ледовыми условиями этого региона.

ОАО «НК «Роснефть» отмечает перспективы открытия достаточно существенных запасов жидких углеводородов в северной части Южно-Карской нефтегазоносной области. В результате геологического изучения данного бассейна в качестве перспективных структур выделены Университетская, Татариновская, Викуловская, Кропоткинского, Рождественского, Розевская, Рогозинская, Вилькицкого, Матусевича, Восточно-Анабарская и другие.

Восточный сектор российского арктического шельфа также обладает высоким углеводородным потенциалом. Он менее изучен по сравнению с западным в силу некоторых причин: тяжелая ледовая обстановка, труднопроходимый пролив Вилькицкого, слабая геолого-геофизическая изученность прилегающей суши, удаленность основных центров морской геологоразведки, слаборазвитая инфраструктура побережья Восточно-Арктических морей.[[7]](#footnote-7) Сейсмическая изученность данных акваторий крайне низка и составляет всего от 0,02 км/км2 в Восточно-Сибирском море до 0,05 км/км2 в Чукотском море и море Лаптевых. Природные условия ставят под сомнение техническую возможность извлечения ресурсов. Поэтому разведка и разработка потенциала этих районов требует развития специальных полярных технологий. По мнению геологов, наиболее перспективными среди восточно-арктических акваторий считаются крупные районы моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря. Официальная оценка извлекаемых ресурсов углеводородов восточной части российского арктического шельфа составляет около 12 млрд. т у. т.[[8]](#footnote-8)

Наибольшая часть открытых месторождений нефти и газа расположена в акваториях трех морей: Баренцево, Карское, Печорское. В Баренцевом море изучены разведочным бурением и подготовлены к разработке два месторождения: Штокмановское ГКМ и Мурманское ГМ; в Печорском море – три месторождения: Приразломное НМ, Медынское-море НМ и Долгинское НМ; в Карском море в Обско-Тазовской губе – два месторождения: Каменномысское ГМ и Северо-Каменномысское ГМ.

Согласно данным проекта Государственной программы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов, разработанного Минприроды России, отработано около 678,7 тыс. пог. км арктических морей, из которых на западно-арктические акватории приходится более 90%, плотность сейсмической сетки варьируется от 0,05 до 5 км/км2. На морских пространствах восточно-арктических морей отработано всего около 65,4 тыс. пог. км профилей со средней плотностью менее, чем 0,035 пог. км/км2.

Результатом геолого-геофизического изучения нефтегазоносности акваторий является около 1300 выявленных потенциальных углеводородных ловушек, около 190 подготовленных к бурению и более 110 разбуренных площадей, 58 открытых морских и транзитных месторождений углеводородов.

Средний показатель успешности бурения на морских площадях составил 0,48. Максимальное значение данного показателя было достигнуто в Карском и Баренцевом морях (включая Печорское) и составило 1 и 0,52 соответственно.

На шельфе России пробурена 261 морская параметрическая, поисковая и разведочная скважина, из них на шельфе западно-арктических морей пробурено 86 скважин.[[9]](#footnote-9)

ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз», являясь дочерней компанией ОАО «НОВАТЭК», в настоящее время ведет морскую добычу в арктических условиях в бассейне Тазовской губы (центральная и восточная часть Юрхаровского месторождения), но разрабатываемая территория не является континентальным шельфом РФ. За все время здесь добыто уже около 150 млрд. м3 газа. На это месторождение приходится более половины добычи газа на шельфе России.

Еще одним примером освоения арктического региона является проект «Ямал-СПГ» для разработки Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения с запасами в 1,26 трлн. м3 газа. Контрольный пакет акционерного капитала «Ямал-СПГ» принадлежит владельцу лицензии - компании «НОВАТЭК». Но привлечение иностранных партнеров продолжается, на 01.02.2014 ими являются – французская компания «Total» (20%) и китайская компания «CNPC» (20%). Здесь строится завод по производству сжиженного природного газа, и запуск первой очереди планируется на 2016 год.

С 2008 года разработка северных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции осуществляется с помощью использования нефтеналивного терминала «Варандей», позволяющего отгружать нефть на экспорт без взаимодействия с системой «Транснефти». Оператором проекта добычи и морской транспортировки «Варандей» является совместное предприятие компаний «ЛУКОЙЛ» и «ConocoPhillips» - ООО «Нарьянмарнефтегаз». Природные условия полуострова Ямал суровы и вызывают сложности, схожие с теми, которые могут возникнуть при добыче на морских месторождениях шельфа Арктики.

Возможно, опыт освоения арктических месторождений «суша-море» ускорит процесс промышленной эксплуатации континентального шельфа Арктики в России.

**Канада**

Если Россия первой открыла месторождение в Арктике, то первой страной, которая начала проводить там разведочное бурение, была Канада.

Первое морское месторождение за полярным кругом было открыто в 1974 году (Adgo). Нефтегазовые месторождения арктического шельфа Канады залегают в акватории моря Бофорта (на 2011 год их насчитывалось 32, большая часть которых - нефтегазовые).[[10]](#footnote-10) Извлекаемые углеводородные запасы моря Бофорта находятся на небольших глубинах моря (до 100 м), и достигают на отдельных месторождениях до 68,5 млн. т нефти и 56 млрд. м3 газа (Amauligak).

Разведка арктического региона Канады активно велась в 1970-1980 годы благодаря хорошей государственной поддержке. Еще одним стимулом инвестиций в ГРР были высокие цены на нефть в тот период.

Значительная часть разведочных работ проводилась компанией «Panarctic Oils», 45% акционерного капитала которой принадлежало федеральному правительству. Именно с этого момента началось прямое участие государства в нефтегазовой отрасли.

Почти все разведочные скважины на арктическом шельфе Канады пробурены до 90-х годов. После правительство практически перестало инвестировать в разведку, за нее стала отвечать Национальная служба энергетики Канады, и поисково-разведочные работы прекратились. На суше находилось достаточно много перспективных углеводородных запасов, добыча которых требовала гораздо меньше затрат по сравнению с шельфом Арктики, и могла нанести меньший ущерб экологии.

С того времени на шельфе Арктики была пробурена только одна скважина (в 2006 году). К настоящему времени число лицензий на разведку увеличилось, однако бурение еще не возобновилось. Канада продолжает сейсмическое изучение шельфа Арктики. В 2012 году между компаниями «Statoil» и «Chevron» было подписано соглашение о проведении 3D-сейсморазведки в море Бофорта на глубинах от 800 до 1800 м в 120 км от берега. В этом же море планируют вести разработку компании «Shell» и «BP».

За все время на морских месторождениях арктического региона Канады проводилась только пробная добыча (на Amauligak). Месторождения островов Арктического архипелага Канады сейчас тоже не разрабатываются (промышленная добыча велась только на месторождении Bent-Horn на острове Камерон, но была прекращена из-за неблагоприятных природных условий).

В конце 2013 года Канада подала заявку на расширение границ своего шельфа в Комиссию ООН, при этом она будет дополнена новыми материалами, подтверждающими принадлежность некоторых территорий Северного Ледовитого океана за пределами исключительной экономической зоны Канаде. Арктика, по словам премьер-министра Канады, имеет сейчас большое значение для страны, и уступать ее другим она не будет. Согласно политическим заявлениям, Канада все же намерена возобновлять свою поисковую активность в Арктике и осваивать нефтегазовые ресурсы континентального шельфа.

**США**

Более четверти века разработку месторождений Арктики ведут Соединенные Штаты Америки. Первая нефть здесь была добыта в 1977 году на месторождении Prudhoe Bay, расположенном на побережье Северного Ледовитого океана с извлекаемыми запасами около 25 млрд. барр. нефти и 700 млрд. м3 газа (на него приходится сейчас около 20% нефтедобычи США).[[11]](#footnote-11) Промышленная эксплуатация шельфа началась в 1987 году с разработки месторождения Endicot и продолжается до сих пор. Оператором обоих проектов является британская компания «BP». К 2011 году на американском шельфе моря Бофорта добыча велась на 9 месторождениях.[[12]](#footnote-12)

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 (Трансаляскинский нефтепровод, сооруженный для перекачивания нефти, добываемой на Prudhoe Bay). На шельфе Чукотского моря в 1990 году было открыто газовое месторождение Burger, одно из самых крупных на шельфе Аляски. Однако промышленная добыча в этом море ожидается не ранее 2022 года.[[13]](#footnote-13)

В конце 80-х годов разведочное бурение на морском 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.[[14]](#footnote-14) 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» в условиях присутствия льдов и возможном превышении норм по загрязнению воздуха. Проведение компанией разведочных работ на шельфе Чукотского моря пока приостановлено.

Разведка арктических месторождений США осложнена строгим контролем со стороны государственных органов. Поисково-разведочная деятельность может нанести серьезный вред экологии. Поэтому многие участки сейчас не доступны для освоения. Чтобы начать бурение, компании должны получить разрешение в Агентстве по охране окружающей среды. Они должны доказать безопасность применяемого оборудования, разработать меры по снижению утечки нефти и план ликвидации аварийных разливов.

Согласно объявленному президентом США плану бурения на 2012-2017 гг., континентальный шельф Аляски остается открытым для освоения: аукцион по продаже участков в Чукотском море и море Бофорта пройдет в 2016 и 2017 годах.

К настоящему времени геологоразведкой изучены только прибрежные акватории северных морей, в этих районах уже проводилось разведочное бурение. Добывающим арктическим регионом в США остается мелководная часть Северного склона Аляски, где добыча ведется либо с берега, либо с искусственных островов (9 месторождений). Однако Арктическая Аляска имеет большой ресурсный потенциал. Ожидаемый прирост запасов в 2050 году по сравнению с 2005 составит 678 млн. т нефти и 588 млрд. м3 газа в море Бофорта, 1301 млн. т нефти и 1400 млрд. м3 газа в Чукотском море.[[15]](#footnote-15)

Большое количество перспективных нефтегазовых запасов этих морей сосредоточено на внешнем континентальном шельфе (за пределами 3-мильной зоны), добыча на котором разрешена властями США с 2008 года и ведется только на одном месторождении - Northstar, расположенном в море Бофорта в 6 милях от побережья Аляски. Оператор Northstar, компания «BP», в скором времени планирует начать добычу еще на одном месторождении на шельфе этого моря, находящемся на таком же расстоянии от берега, как и Northstar, – Liberty (план развития и добычи будет предоставлен BOEM к концу 2014 года).[[16]](#footnote-16)

**Норвегия**

Шельф Баренцева моря последнее время активно исследуется Норвегией. Более 80 тыс. км2 изучено трехмерной сейсморазведкой. Углеводородные запасы ее арктической зоны по данным Норвежского нефтяного директората (NPD) оцениваются в 1,9 млрд. барр. н. э., при этом только 15% приходится на нефть.

На данный момент единственным норвежским месторождением на континентальном шельфе Арктики, на котором ведется промышленная добыча, остается газоносный Snohvit, открытый в 1981-1984 годах. По данным Норвежского нефтяного директората (на апрель 2013 года) извлекаемые запасы газа на Snohvit оцениваются в 176,7 млрд. м3, а конденсата – в 22,6 млн. м3. Оператором является национальная компания «Statoil» с 33,5% долей в лицензии. Доля прямого государственного участия (SDFI) в Snohvit, выражаемая долей «Petoro», равна 30%, остальное приходится на частных норвежских партнеров.

Добывающая система Snohvit полностью находится под водой и управляется с берега. Газ поступает на завод по сжижению природного газа, построенный в городе Хаммерфест. Часть углекислого газа, выделяемого во время освоения Snohvit, направляется в нагнетательные скважины для дальнейшей добычи газа, а часть - закачивается в подземные хранилища. Несмотря на имеющуюся систему улавливания и захоронения CO2, аварии все-таки имеют место.

В 2014 году Норвегия планирует начать добычу еще на одном месторождении континентального шельфа Арктики – на нефтяном месторождении Goliat, открытом в 2000 году и извлекаемые запасы которого составляют 192 млн. барр. н. э. В 2013 году начало проекта уже было отложено по причине возникновения проблем со строительством платформы. Хранить и отгружать добытую нефть будут прямо в море. Оператором Goliat является частная компания «Eni Norge» с долей 65%, остальная часть принадлежит государственной «Statoil».

К 2012 году консорциумом из компаний «Statoil», «Eni» и «Petoro» были открыты месторождения Skrugard и Havis, расположенные севернее Snohvit. Их запасы, по оценкам «Statoil», составляют 70 млн. т н. э. Бурение поисково-разведочных скважин «Statoil» на территории Hoop в норвежской части Баренцева моря, пока что самой северной территории, где ведутся такие работы, было запланировано на 2013 год, но было отложено до 2014. Площади Hoop уже изучены 3D-сейсморазведкой, проводимой геофизической компанией «TGS-NOPEC».

Норвегия намерена продолжать изучение арктического шельфа, включая территории с более тяжелыми природными условиями. Сокращение темпов добычи, наблюдаемое в стране последнее время, делает необходимым продолжение изучения Арктики в поисках рентабельных углеводородных запасов.

К настоящему времени Норвегией была проведена геологоразведка недавно присоединенных территорий в Баренцевом море: углеводородные ресурсы, согласно докладу NPD, оценены в 1,9 млрд. барр. (около 15% приходится на нефть). Не исключено, что дальнейшее исследование шельфа увеличит размер их неразведанных запасов. На 2014 год запланировано проведение трехмерной сейсморазведки на перспективных территориях, по итогам которой будет объявлен результат 23 лицензионного раунда в Норвегии.

**Выводы**

К настоящему времени наименее разведанным регионом, обладающим морскими углеводородными запасами, остается Арктика. Арктический шельф, обладая огромнейшим количеством неразведанных запасов нефти и газа, привлекает большое внимание в условиях ограниченности ресурсов и истощения месторождений, расположенных на суше или в море в более благоприятных условиях. Однако интерес добывающих компаний может оказаться не таким уж и большим при наличии рентабельных запасов в традиционных районах.

Сейсмической разведкой хорошо изучены моря Бофорта (шельф США и Канады), Чукотское (шельф США), Баренцево, Печорское, Карское моря (плотность профилей - 1 пог. км/км2 и более). Малоисследованными остаются арктические акватории России: российская часть Чукотского моря, Восточно-Сибирское море и море Лаптевых (плотность профилей – 0,05 пог. км/км2 и менее).[[17]](#footnote-17)

На данный момент промышленная добыча на морских арктических месторождениях осуществляется только в США, Норвегии и России. В США разрабатываются месторождения прибрежной зоны Аляски. На континентальном шельфе Арктики (за пределами 12 миль от берега) добычу нефти и газа ведет Норвегия (проект Snohvit) и Россия (Приразломное месторождение).

Наибольший ресурсный потенциал в Арктике имеет российский континентальный шельф. Однако исследован он слабее по сравнению с северными акваториями других стран. Баренцево море в России изучено в 20 раз меньше, чем в Норвегии, а Чукотское море - в 10 раз меньше, чем в США.[[18]](#footnote-18)

Далее в этой главе будут рассмотрены технологический аспект разработки месторождений арктического шельфа и система государственного регулирования данной деятельности, в которых кроются основные причины медленного освоения Арктики.

## 1.2. Технологический аспект освоения арктического шельфа

К настоящему времени промышленное освоение континентального шельфа Арктики только начинается. Однако в геологическом изучении имеется хороший мировой опыт.

Для поисково-разведочного бурения в Арктике зачастую используются те же буровые установки, что и в других регионах (например, только одна из четырех установок, функционирующих на шельфе Аляски, уникальна и предназначена для работы в ледовых условиях). Наименее затратным является разведочное бурение с помощью самоподъемных буровых установок, однако их применение ограничено глубиной моря до 100 м. На больших глубинах могут использоваться полупогружные буровые установки, отличающиеся высокой устойчивостью на воде. Для более глубоких участков (до 3500 м) применяются буровые суда, способные самостоятельно передвигаться. Однако суточная арендная плата последнего типа выше всего. Помимо аренды буровых установок, значительной статьей расходов разведочного бурения в арктических акваториях является содержание вспомогательных судов (для управления ледовой обстановкой, для снабжения, ликвидации разливов во время аварий и т.д.).

Технологические решения реализации арктических шельфовых проектов должны учитывать все особенности работы в суровых природных условиях. К таким особенностям можно отнести минусовые температуры, сильные подводные течения, наличие многолетней мерзлоты под водой, риски повреждения оборудования паковым льдом и айсбергами, удаленность от инфраструктуры и рынков сбыта, риски экологического ущерба и проблемы промышленной безопасности. Тяжелые арктические условия выдвигают на передний план проблему технической реализуемости проекта. Рентабельность самого проекта во многом зависит от его технической проработанности.

Большой опыт разведочного бурения на арктическом шельфе имеет Канада. Первой применялась технология искусственных островов, которые располагались на мелководье. Однако их строительство оказалось достаточно дорогим. В период открытой воды использовались буровые судна. Позже была построена установка более высокого ледового класса - плавучая буровая (Kulluk), которая может работать даже осенью, на глубинах до 100 м. Затем стала применяться технология кессонных буровых платформ, позволяющая бурить круглый год. Буровые платформы Glomar и Molikpaq были реконструированы и сейчас используются для добычи на месторождениях в рамках проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2». В 1997 году в Канаде была построена единственная в мире платформа гравитационного типа (Hibernia). Она может выдержать столкновение с айсбергом весом до 6 млн. т.

Технологический аспект освоения арктического континентального шельфа в Норвегии

Норвегия владеет опытом реализации арктического проекта, полностью основанного на подводной добывающей системе, которая контролируется с берега. Проект Snohvit имеет максимальную в мире длину подключения системы к берегу (центральное месторождение находится примерно в 140 км от берега). Технология управления мультифазным потоком на таком расстоянии является техническим достижением, которое открывает новые возможности для подводной добычи. Еще одной новейшей технологией является повторное нагнетание в пласт под водой попутного углекислого газа, отделяющегося от добытого газа. Дистанционное управление осуществляется с помощью одинарного шлангокабеля – крайне важного элемента всей системы. Помимо резервных систем коммуникации, имеется возможность спутникового управления со специального судна. Подводная фонтанная арматура, которой оснащены скважины, имеет клапаны большого диаметра, что позволяет уменьшить потерю давления. Давление, необходимое для добычи газа, создается непосредственно в подводной арматуре.

В рамках первой фазы разработки проекта (месторождения Snohvit и Albatross) используется 10 скважин (9 добывающих и 1 нагнетательная). Позже в эксплуатацию будет введено еще 9 скважин. Опорные основания месторождений соединены с центральным основанием, откуда газ поступает на берег по одинарному трубопроводу. После сепарации CO2 газ сжижается на заводе СПГ, самом северном в мире (71˚с. ш.).

Технология Snohvit применима и для других проектов. Однако серьезным ограничением может стать сверхбольшая удаленность месторождений от берега (в основном, это проекты по добыче газа). По мнению экспертов, техническое решение сокращения времени реакции подводного оборудования при управлении проектами на больших расстояниях уже имеется (например, использование под водой на скважинах специальных накопителей), поэтому сложностей с гидравлической системой возникнуть не должно. Коммуникационная система развивается с каждым годом все более быстрыми темпами и тоже не должна стать препятствием использования технологии. Трансатлантические дистанции уже доказали способность оптико-волоконной технологии, применяемой на Snohvit, обеспечивать высокую скорость передачи информации. Проблемы может вызвать система шлангокабелей: под вопросом оказывается экономическая целесообразность использования такой системы и ее техническая реализуемость. Длина главного шлангокабеля Snohvit (144,3 м) – мировой рекорд. Для еще больших расстояний возможен вариант производства шлангокабеля по частям и его сборки в один только во время установки. Серьезные сложности могут возникнуть с передачей электроэнергии: обеспечение переменного тока стандартной частоты напряжения (50 Гц) сильно зависит от расстояния. Одним из вариантов решения данного вопроса является использование низких частот переменного тока на больших дистанциях, но данный способ тоже имеет свои ограничения. Он применим для функционирования традиционных подводных систем. Однако есть оборудование, требующее мегаваттный уровень электроснабжения, обеспечение которого невозможно с помощью низкочастотного метода. Например, это подводные компрессоры, которые эффективны на больших расстояниях от берега. Они компенсируют потерю давления при извлечении газа из пласта. Решением проблемы может стать технология использования постоянного тока высокого напряжения, которая применяется сейчас только на суше.[[19]](#footnote-19) Проект Snohvit открыл большие перспективы на дальнейшее развитие подводной отрасли нефтегазовой промышленности. Для этого нужно еще много исследовательских разработок, которые откроют возможность добычи на морских месторождениях в крайне тяжелых арктических условиях.

Проект Goliat будет реализован тоже с помощью добывающей системы, расположенной полностью под водой. Добытая нефть будет отгружаться в море с плавучей платформы без дополнительных сооружений на суше.

Технология подводной добычи еще мало опробована и капитальные затраты на ее применение достаточно высоки. Но она имеет ряд преимуществ: возможность постепенного ввода месторождений в разработку, что позволяет раньше начать добычу углеводородов, возможность обслуживания большого числа скважин (это важно, когда несколько структур разрабатываются одновременно), возможность уменьшить влияние тяжелых природных условий. Подводный добывающий комплекс может использоваться в арктических морях, защищенных от образования пакового льда. В российской части Баренцева моря условия гораздо суровее. Норвежский опыт может быть применен в России, вероятнее всего, для месторождений в Тазовской и Обской губах.

Опыт освоения недр Арктики другими странами переворачивает представление о нефтяной промышленности как о «нефтяной игле», тормозящей инновационное развитие страны. На самом деле речь идёт о разработке самых передовых, «космических» технологий. И для России, как правильно отмечает заместитель Председателя Правительства РФ Д.О. Рогозин, освоение Арктики может и должно стать катализатором модернизации нефтегазовой отрасли, столь сильно нуждающейся сейчас в техническом перевооружении.[[20]](#footnote-20)

Технологический аспект освоения арктического континентального шельфа в России

Разработка Приразломного месторождения осуществляется с помощью морской ледостойкой платформы, обеспечивающей бурение скважин, добычу, подготовку, отгрузку и хранение нефти. Стационарная платформа способна работать автономно, устойчива к ледовым нагрузкам, поэтому может использоваться круглый год. Кроме того, она может принимать нефть с соседних месторождений, что позволит значительно сократить затраты на их промышленное обустройство.

Освоение Штокмановского месторождения планируется с помощью подводной добывающей системы и платформ судового типа, которые можно увести в случае приближения айсбергов. Добытый газ и газовый конденсат будут доставляться по подводным магистральным трубопроводам в виде двухфазного потока с последующим разделением на берегу. Также Штокмановский проект включает в себя строительство завода СПГ.

Для шельфовых месторождений, которые не могут быть разработаны с берега, можно выделить несколько способов освоения, принципиально отличающихся друг от друга:

* искусственные острова (при глубине моря до 15 м);
* подводные добычные комплексы с берега (при относительно близком расположении месторождения к берегу);
* подводные добычные комплексы с плавающих платформ (при отсутствии пакового льда);
* стационарные платформы.[[21]](#footnote-21)

Существует успешный опыт работ со стационарных гравитационных платформ на небольших глубинах при наличии массивного пакового льда. Данная технология применима на небольших глубинах до 100 м, так как с увеличением глубины очень сильно возрастают капитальные затраты такого сооружения и риск столкновения с айсбергом. На больших глубинах в условиях чистой воды целесообразнее использовать плавающие платформы. Стационарные платформы используются в основном для нефтяных месторождений Арктики. Примером служит Приразломное месторождение, также высока вероятность использования этого типа для Университетской структуры.

Не всегда бурение с платформы охватывает все месторождение, некоторые его части могут быть расположены на больших глубинах с паковым льдом. В таком случае требуется подсоединение подводных скважин, с увеличением числа которых растет стоимость буровых работ и сроки их выполнения. Но такой метод гораздо экономичнее в сравнении с установлением дополнительной платформы. Экономическая эффективность такого технологического решения все же ниже по сравнению с бурением со стационарной платформы из-за увеличения затрат и сроков бурения. Такой способ освоения может быть применен для некоторых структур Восточно-Приновоземельских участков (Карское море) и для Долгинского месторождения (Печорское море) в период чистой воды.

На глубинах более 100 м и при небольших расстояниях от берега или места возможной установки стационарной платформы возможно использование технического подхода, когда все скважины являются подводными и соединены с платформой трубопроводом. Такой подход может быть применен для месторождений Карского моря на глубинах более 100 м, например, для Викуловской структуры Восточно-Приновоземельского-1 участка.

На больших глубинах и расстояниях в условиях чистой воды возможно использование плавающей платформы с подводными скважинами. Данная концепция освоения отличается высокими эксплуатационные расходами. Она требует достаточно большие затраты на круглогодичное содержание судов для регулирования и слежения за ледовой обстановкой.

Норвежский опыт показывает, что использование плавающей платформы в условиях айсберговых вод вполне конкурентно с экономической точки зрения по сравнению с установкой платформы гравитационного типа.

Транспортировка углеводородов с нефтегазовых шельфовых месторождений может осуществляться как по системе нефте- и газопроводов, рассчитанной на обеспечение внутренних потребностей России и на экспорт в другие страны, так и по Северному морскому пути, открывающему доступ к рынкам запада (США и Западная Европа) и востока – (США и Азиатско-Тихоокеанский регион). Добытый природный газ может перевозиться в сжиженном состоянии (СПГ) на танкерах, что упрощает его доставку при экспорте в удаленные регионы.

При освоении арктического шельфа большое значение имеет уже существующая инфраструктура прибрежных территорий, и в первую очередь – система трубопроводов.

Концепция разработки арктических месторождений, а значит и рентабельность самих проектов, во многом определяется географическим положением, ледовой нагрузкой и глубиной моря. Для России характерны крайне суровые природно-климатические условия (наличие пакового льда). Для Норвегии, например, характерны более благоприятные условия освоения Баренцева моря, защищенного теплым течением Гольфстрим.

**Выводы**

Итак, на основе мирового опыта можно сделать вывод, что технологии освоения шельфа уже есть, но универсального технического решения все же не существует. Каждый арктический проект индивидуален и требует специального технологического подхода. Собственно, это замечание верно и относительно проектов на суше. Профессор В.Д. Лысенко замечает: «Все месторождения разные; особенно разные, можно сказать непредвиденно разные, месторождения гигантских размеров… Беды отдельных гигантских месторождений начались с того, что при проектировании разработки были применены типовые решения и не были учтены их существенные особенности».[[22]](#footnote-22)

Основной проблемой освоения Арктики является очень высокая стоимость применения технических решений, имеющихся на данный момент. Большие затраты определяют экономическую неэффективность разработки многих арктических месторождений.

Значительная часть нефтегазовых запасов России расположена в крайне суровых природно-климатических условиях Арктики, для работы в которых нужны новые технологии. Поэтому разработка морских месторождений Арктики требует дальнейшего развития технологий, которые сделают сложные арктические проекты рентабельными.

Освоение арктического шельфа является мощным драйвером технологического развития нефтегазового сектора любой из рассматриваемых стран.

## 1.3. Государственное регулирование освоения арктического шельфа

Государственное регулирование освоения арктического шельфа заключается в формировании системы предоставления углеводородных ресурсов в пользование нефтегазовым компаниям и системы налогообложения деятельности по их добыче.

Сравнительный анализ систем предоставления ресурсов в пользование компаниям

в России, Норвегии, Канаде и США

В государствах с федеративным устройством вопросы, касающиеся определения прав на шельф разных уровней власти, стали решаться лишь тогда, когда появилась надежная технология добычи на шельфе (в середине ХХ века). На сегодня степень их решения различается по странам. Так, племена, обитающие в дельте реки Нигер, до сих пор не согласны делить богатства шельфа с центральным правительством Нигерии. И в России в 1990-е гг. всерьёз обсуждалась возможность разделения полномочий в отношении шельфа между регионами и Москвой. А успешный опыт освоения шельфа Мексиканского залива США говорит о том, что «регионализация» может быть полезной.

**Россия**

Континентальный шельф России находится в федеральном ведении, его недра принадлежат государству и предоставляются в пользование Федеральным агентством по недропользованию.

Согласно Постановлению РФ от 8.01.2009 г. №4, лицензии на пользование недрами, расположенными на континентальном шельфе России, в том числе и в арктическом регионе, выдаются без проведения конкурса или аукциона на основании решения Правительства РФ.

В соответствии с принятыми поправками в Законе РФ «О недрах», пользователями недр на участках континентального шельфа могут быть только компании с государственным участием более 50% (доля в уставном капитале более 50% и (или) распоряжение более чем 50% голосов, приходящихся на голосующие акции).

Еще одним важным условием доступа компаний является требование о наличии пятилетнего опыта работы на континентальном шельфе РФ.[[23]](#footnote-23) При этом из закона четко не понятно, распространяется ли опыт материнской компании на дочернюю и наоборот.

Согласно закону только две компании могут быть допущены к континентальному шельфу России – ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть». Летом 2013 году в качестве исключения право на доступ к разработке российской Арктики получила еще одна компания – ОАО «Зарубежнефть», которая не имела его до этого, несмотря на 100% принадлежность государству и более чем 25-летний опыт работы на вьетнамском шельфе (совместное предприятие «Vietsovpetro»). Причиной разрешения работать на шельфе стало владение «Зарубежнефтью» дочерней компанией (100% акций минус одна) - «Арктикморнефтегазразведка», которая является государственной и работает на шельфе более 5 лет и, таким образом, отвечает всем законодательным требованиям. «Арктикморнефтегазразведка» была аттестована Министерством природных ресурсов и экологии РФ для освоения арктического шельфа. Участки, на которые претендовала «Зарубежнефть» в Арктике, – это Печорский и Колоколморский в Печорском море.

Последнее время очень активно обсуждается вопрос о либерализации доступа к арктическим ресурсам частных компаний.

Пока что единственной возможностью для участия в добыче на континентальном шельфе Арктики является создание совместного предприятия с государственными компаниями, которые остаются владельцами лицензий. Однако такой вариант тотального государственного контроля не является привлекательным для частных компаний.

Еще в 2010 году главы Минприроды и Минэнерго поднимали вопрос необходимости «демонополизации» освоения и разработки российского шельфа. В 2012 году Министерство природных ресурсов выступало с предложением сделать геологоразведку отдельным видом пользования недрами континентального шельфа, выдавать частным компаниям лицензии на проведение геологоразведочных работ без конкурса при условии, что в случае открытия крупного месторождения у «Газпрома» и «Роснефти» будет опцион на вхождение в проект с 50% плюс одной акцией. Также предлагалось гарантировать частным компаниям участие в разработке месторождений на шельфе, которые они откроют сами.

Основным аргументом сторонников допуска частного капитала к континентальному шельфу Арктики является продвижение в разработке нефтегазовых ресурсов данного региона, ускорение затянувшегося процесса. Участие большего числа компаний будет способствовать диверсификации рисков, которые сейчас принимают на себя «Газпром» и «Роснефть». К тому же, либерализация доступа к недрам арктического шельфа будет иметь не только экономический, но и социальный эффект (рабочие места, повышение общего уровня жизни жителей северных районов, развитие местной инфраструктуры).

На данный момент этот вопрос остается только предметом дискуссий, никаких законодательных актов, позволяющих частным компаниям приобретать лицензии на разработку арктического шельфа, еще не принято.

На сегодняшний день большая часть разведанных нефтегазовых запасов арктического шельфа России уже распределена между двумя компаниями. Как показывает практика, «Газпром» и «Роснефть» ведут разработку неактивно. К тому же, в силу нехватки своих возможностей они привлекают иностранных партнеров.[[24]](#footnote-24)

Промышленная эксплуатация с недавнего времени начата только компанией «Газпром» на Приразломном месторождении. Изначально его освоение предполагалось совместными усилиями компаний «Роснефть» и «Газпром», но в 2005 году пакет акций первой был продан.

Еще в 2010 году «Роснефть» получила лицензии на изучение таких участков арктического шельфа, как Восточно-Приновоземельские - 1, 2, 3 в Карском море и Южно-Русский в Печорском море.

«Роснефть» провела геолого-геофизические работы на Южно-Русском участке, в результате чего были оценены геологические риски и ресурсы углеводородов. Компания определила приоритетные поисковые направления, в рамках которых в ближайшие годы будет продолжаться изучение перспективных объектов.

Стратегическим партнером «Роснефти» по освоению трех Восточно-Приновоземельских участков стала американская компания «ExxonMobil», доля которой в проекте составляет 33,3% в соответствии с соглашением, подписанным осенью 2011 года. На данных участках уже выявлены крупные перспективные структуры, однако изучение геологического строения продолжится до 2016 года, и первая поисковая скважина будет пробурена только в 2015 году.

О совместной разработке участков Западно-Приновоземельский, Южно-Русский и Медынско-Варандейский «Роснефть» договорилась с китайскими партнерами (компанией «CNPC»).

Разработку Федынского и Центрально-Баренцевского участков, расположенных в Баренцевом море, «Роснефть», являясь владельцем лицензии, будет вести совместно с итальянской компанией «ENI», которой принадлежит квота в 33,33% в совместном предприятии. Сделав важные открытия в оффшорной зоне Норвегии, «ENI» получила хороший опыт, который будет полезен для освоения арктического шельфа России посредством обмена технологией и персоналом. «ENI» обязуется компенсировать 33,33% расходов на приобретение лицензии и профинансировать все затраты на проведение геологоразведочных работ. Бурение поисковых скважин запланировано на 2019-2020 года.

Еще одной компанией, с которой было подписано соглашение о создании совместного предприятия для работ в Арктике, стала «Statoil» с долей в акционерном капитале в 33,33% (Персеевский участок в Баренцевом море).

Согласно распоряжению Правительства РФ, в начале 2013 года «Роснефть» получила право пользования недрами еще 12 участков, находящихся в Карском, Баренцевом, Чукотском морях и в море Лаптевых (7 из них были предоставлены американской компании «ExxonMobil»).

«Роснефть» приглашала и российские частные компании, но с весьма жесткими условиями: оплата всех расходов по геологоразведке и выплата «Роснефти» 0,25$ с каждого барреля нефти.[[25]](#footnote-25) Такие условия были объявлены не официально, но они предполагались быть одинаковыми для всех частных партнеров. На данный момент реально заинтересован в сотрудничестве только «ЛУКОЙЛ», который хочет добиться 49% доли в проекте.

«Роснефть» через свою дочернюю компанию «RN Nordic Oil AS» получила долю в лицензии на освоение участка шельфа Баренцева моря в Норвегии по итогам 22-ого лицензионного раунда. Оператором проекта является «Statoil», доля «RN Nordic Oil AS» составила 20%.

Возможно, именно предоставление выгодных условий для частных компаний ускорит процесс освоения континентального шельфа России. Частные компании могут дополнить деятельность государственных компаний, применив свой технологический потенциал и опыт, что приведет к росту показателей геологоразведки и добычи на арктическом шельфе.

Одним из первых претендентов на доступ к арктическому шельфу среди частных компаний является «ЛУКОЙЛ». В 2011 году Министерство энергетики и нефти Норвегии подтвердило готовность компании к работе на континентальном шельфе страны. В 2013 году «ЛУКОЙЛ» стал партнером в двух норвежских проектах с долями в 20% (район Finnmark) и 30% (район Fingerdjupet). Также «ЛУКОЙЛ» принял участие и в 23 лицензионном раунде в Норвегии, но итоги конкурса будут подведены только в следующем году. Опыт освоения полученных блоков позже может быть применен для разработки северного континентального шельфа России, в случае доступа компании.

Однако со стороны государства необходимы жесткие требования к участию частных компаний, особенно иностранных. Такие компании должны иметь возможность компенсировать повышенные риски от участия в крупных и сложных проектах. Согласно Стратегии развития Арктической зоны РФ, важную роль в освоении региона играет обеспечение безопасности России. Д.О. Рогозин отмечает: «Освоение Арктики – это вопрос национальной безопасности».[[26]](#footnote-26)

Для реализации первой фазы проекта разработки Штокмановского месторождения была создана компания специального назначения «Shtokman Development AG», участниками соглашения были компании «Газпром», «Total» и «Statoil» с долями в капитале – 51%, 25% и 24% соответственно. Летом 2012 года «Газпром» выкупил долю норвежской компании, что означает выход «Statoil» из проекта. На данный момент «Газпрому» принадлежит 75%, а «Total» – 25% в капитале «Shtokman Development AG». К настоящему времени разработка месторождения еще не началась (начало добычи, запланированное сначала на 2014, а затем на 2016 год, было отложено).[[27]](#footnote-27)

В 2005 году «Газпром» получил лицензию на разработку Долгинского месторождения, находящегося в Печорском море, которая потом была передана компании «Газпром нефть». Начало промышленной разработки данного месторождения запланировано на 2020 год.

Если «Газпром» получит лицензии на освоение участков в Чукотском (на стыке с Восточно-Сибирским морем) и Печорском морях, то он будет сотрудничать с компанией «Shell», которой будет принадлежать 33,3% доля в совместном предприятии. Меморандум о совместной разработке углеводородов на арктическом шельфе РФ с голландской компанией уже подписан.

Согласно Закону РФ «О недрах», срок геологического изучения недр на континентальном шельфе ограничен 10 годами.[[28]](#footnote-28) Отдельной лицензии на право пользования недрами с целью геологического изучения не предусмотрено.

Итак, следствиями законодательных ограничений является то, что на арктическом континентальном шельфе частные российские и иностранные компании не могут стать владельцами лицензий на разработку углеводородных месторождений (в том числе и те, которые имеют значительный опыт работы на шельфе). Региональные и поисковые работы могут проводиться только при наличии лицензии с правом на добычу и только двумя компаниями.

Достаточно медленные темпы ведения работ по освоению Арктики в России являются следствием существующей системы регулирования. Лицензионные участки отличаются огромными площадями, а требования к ГРР на них минимальны. В качестве примера можно привести 23 перспективных структуры, находящихся на трех Восточно-Приновоземельских участках в Карском море, лицензии на разработку которых принадлежат ОАО «НК «Роснефть». Согласно лицензионным обязательствам, «Роснефть» должна пробурить на всех трех участках только 4 поисковые скважины до 2020 года. Но по планам компании к 2018 году завершится этап сейсмики только на одном участке (Восточно-Приновоземельском-1). Эксперты, выражающие мнение и надежды Минприроды РФ, считают, что если бы компания имела более жесткие лицензионные обязательства по проведению комплекса ГРР (например, одновременно на каждой структуре), то уровни добычи к 2030 году могли бы быть гораздо выше.[[29]](#footnote-29)

В 2014 году Правительство РФ намерено ввести наказание за нарушение лицензионных обязательств для «Газпрома» и «Роснефти» в Арктике, которые не торопятся начинать разработку месторождений. Наиболее вероятной экономической санкцией является лишение льгот по НДПИ и/или экспортной пошлине на период задержки сроков, указанных в лицензиях.

**Норвегия**

Нефтегазовая отрасль играет ключевую роль в экономике Норвегии. Она является крупнейшим источником доходов страны, а также важнейшим драйвером технологического и инновационного развития (в том числе и других отраслей экономики). Углеводородные запасы признаются национальным достоянием, поэтому разрабатываться они должны на благо общества. В 2012 г. на нефтяной сектор пришлось 23% ВВП, 30% поступлений в государственный бюджет, более 50% экспортных доходов и около 250 000 рабочих мест.

Все нефтегазовые ресурсы Норвегии расположены на шельфе (в отличие от России, которая обладает значительными запасами углеводородного сырья на суше). Сейчас в разработке находится 76 месторождений. Арктическими являются месторождения Норвежского и Баренцева морей. Норвежский нефтяной директорат оценивает общее количество углеводородных ресурсов в 13,6 млрд. м3 нефтяного эквивалента, из которых добыто только 44% (по данным за 2013 год).

Промышленная добыча нефти в Норвегии началась только в 1971 году. Однако сейчас Норвегия занимает седьмое место среди крупнейших мировых экспортеров нефти и третье – среди экспортеров газа (по данным за август 2013 года).[[30]](#footnote-30)

За формирование энергетической политики Норвегии отвечает Министерство энергетики и нефти. Оно же играет ключевую роль в выдаче лицензий. Оперативный контроль (финансовый и технологический) за выполнением условий лицензий осуществляет Норвежский нефтяной директорат, который подведомственен Министерству.

На момент открытия запасов нефти на шельфе Норвегия не имела ни технологий, ни квалифицированных рабочих, ни компании, которая бы начала промышленную добычу. В то время инициатива исходила только от иностранных компаний, и стране было необходимо сформировать строгие меры регулирования нефтегазового сектора.

Для ведения государством непосредственной предпринимательской деятельности была основана национальная компания «Statoil». Позже она была частично приватизирована (сейчас доля государства составляет 67%), что позволило ей повысить эффективность и диверсифицировать риски.[[31]](#footnote-31)

В 80-х годах в Норвегии была создана система SDFI (State’s Direct Financial Interest), заключающаяся в прямом участии государства в нефтедобыче на норвежском континентальном шельфе. В настоящее время SDFI управляется полностью государственной компанией «Petoro» (до этого эту функцию выполняла «Statoil»), которая сама не является владельцем каких-либо лицензий. На начало 2011 года правительство Норвегии имело прямую долю в 146 лицензиях на добычу. Механизм SDFI предполагает оплату государством части капитальных и операционных затрат и получение части доходов от продажи нефти и газа пропорционально доле в проекте.

Еще одной задачей, которую поставило государство с открытием углеводородных ресурсов, было создание и развитие норвежского нефтегазового сообщества. Таким сообществом является INTSOK, членами которого являются Правительство в лице Министерств (иностранных дел, энергетики и нефти, торговли и промышленности), компания «Statoil», различные профессиональные организации (например, ассоциация нефтегазовой промышленности, норвежская ассоциация судовладельцев). Работа данного сообщества (в Норвегии и за рубежом) способствует росту и интернациональному развитию нефтегазового сектора страны. Ключевой деятельностью INTSOK является обмен знаниями и деловым опытом между его членами.

Доходы от нефтегазовой промышленности Норвегии поступают в Государственный Пенсионный Фонд. В 2012 году в этот фонд поступило более 270 млрд. норвежских крон (около 38 млрд. долларов). Получая колоссальные доходы от одной отрасли, государство должно уметь правильно их использовать. И Норвегия – хороший пример. Средства, поступающие в Государственный Пенсионный Фонд, инвестируются в иностранные ценные бумаги, что позволяет избежать так называемой голландской болезни. Фонд, являясь одновременно сберегательным и стабилизационным, обеспечивает долгосрочную стабильность бюджетной системы страны.

Успех норвежской экономики в значительной степени основан на больших инвестициях в НИОКР. Норвегия готова продолжать вкладывать значительные средства в отрасль, которая и так приносит большие доходы. В 2012 году объем вложений в нефтегазовую отрасль составил 29% всех инвестиций.[[32]](#footnote-32)

Национальный контроль нефтегазовой промышленности препятствует переходу ее в собственность иностранных компаний, которые участвуют в норвежских проектах. Норвегия активно привлекает частных зарубежных партнеров для повышения экономической эффективности разработки месторождений.

Как показывает практика, чем сложнее условия освоения шельфа Норвегии, тем меньше доля государства. По данным Министерства энергетики и нефти, в 2011 году в Баренцево море было выдано 4 лицензии, и только в двух из них государство приняло участие (доля SDFI составила 20% и 30%).[[33]](#footnote-33)

Согласно норвежскому концессионному законодательству, собственником нефтяных ресурсов является государство, и никто кроме него не может осуществлять добычу без лицензий. Как правило, разработка месторождений в Норвегии осуществляется консорциумами с участием государства. Оператор, как член этого консорциума, является владельцем лицензии, и он совсем не обязательно должен иметь контрольный пакет в проекте.

В Норвегии существует два вида лицензий: на поисково-разведочную деятельность и на добычу. Лицензии на разведку выдаются обычно на 3 года, и они не дают никаких преимуществ при распределении лицензий на добычу.

Лицензии на добычу выдаются по итогам лицензионных раундов, которые начинаются с того, что компании высказывают свои предложения по набору блоков, которые они хотели бы разрабатывать. Затем Министерство энергетики и нефти оглашает перечень блоков, попавших в список лицензирования. Заявки на получении лицензий компании подают по отдельности либо в составе групп. Такая система лицензирования существует в Норвегии с 1965 года. Срок лицензии на добычу составляет 10 лет. Владелец может продлить срок действия лицензии не более чем на 30 лет (в исключительных случаях, до 50 лет).

В 2003 году правительством страны был введен еще один тип лицензионных раундов, который называется «APA system».[[34]](#footnote-34) Раунды APA (Awards in Predefined Areas) созданы для выдачи лицензий на зрелые участки шельфа, которые заранее определяются правительством и предоставляются компаниям на выбор. Они геологически изучены и уже хорошо разведаны. Поэтому нельзя ожидать в таких районах крупных открытий. Однако добыча может оказаться экономически эффективной в связи с имеющейся там инфраструктурой (оборудование, транспортная система и др.).

Система APA подтверждает нацеленность правительства Норвегии на максимальное извлечение пользы из имеющихся углеводородных запасов. В APA раунде 2013 года было распределено 65 добычных лицензий, из них 19 пришлось на Норвежское море, а 8 – на Баренцево море. Такое количество выданных лицензий свидетельствует о высоком интересе к изученным участкам норвежского шельфа и о конкурентоспособности страны на международном уровне.

Большое внимание при выдаче лицензий на добычу уделяется анализу возможностей претендующих компаний: финансовых и технологических, опыту работы на континентальном шельфе Норвегии и в других регионах, пониманию геологии блоков, указанных в заявках. Государственные органы, выдавая лицензии, могут объединять компании в группы, несмотря на то, что заявки подавались ими индивидуально (например, если они претендуют на одни и те же блоки).

Согласно норвежскому законодательству, лицензии могут выдаваться как юридическому, так и физическому лицу.[[35]](#footnote-35) Но как показывает практика, заявки подаются только компаниями. Юридическое лицо должно быть зарегистрировано в Норвегии или в другой стране, подписавшей соглашение о Европейском экономическом пространстве. Кроме того, компания должна получить квалификацию лицензиата на континентальном шельфе в Норвежском нефтяном директорате. По данным на 27 августа 2013 года, квалификацию лицензиата получило 25 компаний, оператора – 43 компании.[[36]](#footnote-36) Необходимо отметить, что государственные компании не имеют никаких преимуществ в отношении лицензионных обязательств.

**Канада**

Недра континентального шельфа Арктики в Канаде находятся в распоряжении федерального правительства страны, и лицензии (на разведку, на значительное открытие и на добычу) предоставляются Министром природных ресурсов. Лицензия на поисково-разведочную деятельность выдается после сбора заявок на желаемые участки на срок до 9 лет по результатам конкурса (наибольшее значение имеет объем работ, которые намерены провести участники). В случае нахождения крупного месторождения выдается неограниченная по времени лицензия значительного открытия, которая дает недропользователю исключительное право на добычу на этом участке. Обязательным условием получения компанией разрешения на добычу является регистрация в Канаде (для разведочной лицензии такого ограничения нет). Лицензия на добычу может быть выдана также и физическому лицу - гражданину или резиденту Канады. Первоначальный срок лицензии на добычу (9 лет) может быть продлен до 25 лет.

Правительственная доля в капитале «Panarctic Oils», занимавшейся исследованием Арктики, была передана созданной позднее национальной нефтяной компании «Petro-Canada», которая была полностью приватизирована в 2004 году.

**США**

Прибрежная 3-мильная зона арктического шельфа США находится в юрисдикции штата Аляска, а внешний континентальный шельф Арктики - в федеральном ведении. Региональная и федеральная власть имеет полномочия запретить бурение и добычу углеводородов на некоторых территориях в целях защиты окружающей среды.

Чтобы получить право на разработку арктических запасов, компания должна арендовать участок (первый срок – 5 лет, но он может быть продлен до 10 лет). Программа аренды основана на закрытом аукционе, критерием выбора является величина бонуса. Выдачу участков в аренду осуществляет BOEM (Бюро по управлению энергией океана). Этот же орган выдает разрешения на геологическое изучение, которое проводится в США негосударственными компаниями. Государство в разработке шельфовых месторождений Арктики прямого участия не принимает, оно имеет долю в добыче только в виде роялти.[[37]](#footnote-37)

**Выводы**

Сравнение систем доступа нефтегазовых компаний к континентальному шельфу Арктики в России, Норвегии, Канаде и США приведено в табл. 1.

Таблица 1. Сравнение систем доступа нефтегазовых компаний к шельфу Арктики.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Россия** | **Норвегия** | **Канада** | **США** |
| **Требования к компаниям** | Участие государства  (на 50% и более) + Опыт работы на шельфе России (5 лет) | Регистрация в стране + Технические компетенции + Финансовые возможности | | |
| **Обязательная доля государства** | Есть (50%) | Нет | | |
| **Участие частных компаний** | Доля в операторе, без права получения лицензии | Самостоятельно/Совместно с государством | | |
|
| **Механизм предоставления лицензий** | Без конкурса и аукциона | Конкурс | | Аукцион |
| **Отдельная лицензия или разрешение на поисково-разведочную деятельность** | Нет | Есть | | |

Российский подход к предоставлению недр арктического шельфа в пользование компаниям заметно отличается от тех, которые применяются в зарубежных странах. В странах с либеральным подходом, как США и Канада, в настоящее время полностью отсутствует прямое государственное участие в добыче. В Норвегии же оно есть, но по законодательству государство не имеет минимальной обязательной доли, в отличие от России. Частные компании участвуют в разработке шельфа Норвегии, как правило, в консорциуме с государственной компанией. В Норвегии и Канаде существует отдельная лицензия на поисково-разведочную деятельность, в США компании тоже имеют право получить разрешение на ее проведение, без добычи. В России же такой возможности нет, геологическое изучение может проходить только в рамках совместной лицензии. В рассмотренных странах, за исключением России, лицензии выдаются на основе конкурса (Норвегия, Канада) или аукциона (США).

Сравнительный анализ систем налогообложения

в России, Норвегии, Канаде и США

**Россия**

Огромную роль в реализации нефтегазовых проектов на арктическом континентальном шельфе играет фискальный режим, устанавливаемый государством. Если бы в России к освоению шельфовых месторождений применялись те же налоговые ставки, что и к месторождениям на суше, то большая часть проектов при таких условиях оказалась бы экономически неэффективна (величина НДПИ и таможенной пошлины изымают более 70% от экспортной цены). Действующая налоговая система не обеспечивает достаточную инвестиционную привлекательность освоения арктических месторождений, поэтому вынужденной мерой для Правительства РФ является принятие законодательных поправок, касающихся налогообложения шельфовых проектов.

Одна из поправок заключалась в предоставлении для арктического шельфа каникул по НДПИ 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.[[38]](#footnote-38)

Не так давно вопрос налогообложения шельфовых проектов оставался открытым. 12 апреля 2012 года было подписано Распоряжение Правительства Российской Федерации № 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 года, однако этот срок был пропущен.

До подписания данного Распоряжения с июля 2012 года правительством страны была предоставлена Приразломному месторождению льготная ставка таможенной пошлины, формула для расчета которой выглядит следующим образом: 0,45\*(Р-365), где Р – цена 1 т нефти в долларах.

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

Согласно изменениям в Налоговом кодексе РФ, если промышленная разработка морского месторождения начинается после 1 января 2016 года, то оно называется «новым». На такое месторождения каникулы по НДПИ не распространяются, и НДПИ взимается по следующим налоговым ставкам:

* 15% - для месторождений в Печорском море на срок до 7 лет с начала промышленной добычи, но не позднее 2032 года;
* 10% - для месторождений в Баренцевом море южнее 72˚ с. ш. на срок до 10 лет с начала промышленной добычи, но не позднее 2037 года;
* 5% - для месторождений в северной части Баренцева моря (на 72˚ с. ш. и севернее), в Карском, в Восточно-Сибирском, Чукотском морях и море Лаптевых на срок до 15 лет, но не позднее 2042 года.

При этом налогооблагаемая база НДПИ 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 регионе России, при вывозе заграницу 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.

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 года для месторождений в Печорском море и до 2042 года для месторождений в других арктических морях России.

**Норвегия**

К настоящему времени Норвегия полностью отказалась от налогообложения валового дохода от добычи углеводородов. Роялти для новых лицензий был отменен еще в 1986 году, для старых месторождений шла постепенная отмена с 2000 года, и с 2005 года 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.[[39]](#footnote-39) Применение нормативных цен позволяет исключить продажу нефти по заниженным ценам (например, дочерним компаниям).

Прибыль нефтегазовых компаний облагается *корпоративным налогом*, ставка которого c 1 января 2014 года 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 года (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 года). Такая надбавка уменьшает налогооблагаемую базу специального нефтяного налога (на 5,5%\*4=22% величины инвестиций).[[40]](#footnote-40)

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.[[41]](#footnote-41)

В нефтегазовой промышленности Норвегии применяется линейная амортизация сроком 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). То есть, при экспорте добытой на шельфе нефти и газа, когда смена собственника происходит за пределами страны, налог на добавленную стоимость не выплачивается.[[42]](#footnote-42) А если нефть продается на внутреннем рынке Норвегии, то продажа нефти облагается НДС.

***Налог на СО2***был введен в 1991 году 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 СО2 выплачивается за кубический метр газа, сожженный или выпущенный в атмосферу или за 1 литр сожженной нефти. С 1 января 2014 года удельная ставка налога составляет 0,98 норвежских крон за 1 кубический метр газа/литр нефти.[[43]](#footnote-43)

***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 года: в первый год - с 30 000 до 34 000 норвежских крон за кв. км, во второй – с 60 000 до 68 000, в третий и последующие года – с 120 000 до 137 000.[[44]](#footnote-44)

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.

Что касается *налога на имущество*, то это местный налог, его ставка не превышает 1% и варьируется по регионам. Не все муниципалитеты взимают этот налог.

***Экспортная пошлина*** в Норвегии не выплачивается.

Чистый денежный поток средств в государственный бюджет от нефтегазовой промышленности в 2011 году составил 355 млрд. норвежских крон, из них 60% - налог на прибыль (корпоративный и специальный), 1% - прочие налоги (налог на СО2 и территориальные сборы), 35% - прямая государственная доля (SDFI), 4% - дивиденды «Statoil».[[45]](#footnote-45)

**Канада**

При добыче на федеральном континентальном шельфе Арктики в Канаде недропользователь обязан уплачивать роялти и налог на прибыль. Ставка налога на прибыль равна 26,5%.

Ставка роялти варьируется от 1% до 5% в зависимости от сроков разработки. С момента окупаемости проекта размер роялти составляет 30% от чистого дохода, если данная сумма превышает 5% валового дохода.[[46]](#footnote-46)

**США**

Деятельность нефтегазодобывающих компаний на федеральном шельфе США облагается так же, как и в Канаде, налогом на прибыль и роялти. Ставка налога на прибыль равна 35%, ставка роялти на Аляске - 12,5%. Еще одним источником государственного дохода являются бонусы, уплачиваемые для получения лицензий. Компании также обязаны платить государству за территорию, на которой ведется разработка. Размер таких платежей устанавливается за единицу лицензионной площади (в США это акр) в зависимости от стадии проекта и глубин добычи.

Чистый доход от добычи на шельфе, находящемся в юрисдикции штата Аляска, облагается также налогом «production tax», для которого применяется аплифт 20% и другие вычеты. С 1 января 2014 года для него была отменена прогрессивная шкала, при которой он мог достигать 75%, и теперь ставка налога составляет 35%.[[47]](#footnote-47)

**Выводы**

Сравнение систем налогообложения добычи на шельфе Арктики в России, Норвегии, Канаде и США приведено в табл. 2.

Таблица 2. Сравнение систем налогообложения добычи на шельфе Арктики.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **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) | 35% (от чистого дохода) |
| **Бонусы** | Есть  (разовые платежи) | - | - | Есть |
| **Плата за лицензионную площадь** | Есть  (регулярные платежи) | Есть | - | Есть |

Итак, фискальное регулирование деятельности на арктическом шельфе в России сильно отличается от иностранных подходов. Основным налоговым инструментов 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 (20%). Также в России нет ресурсно-рентного налога. Норвегия – единственная из рассмотренных стран, где отсутствует налог на валовой доход. В США для получения лицензии компании выплачивают бонусы, которые, по сути, исполняют роль изымающего ренту налога и иногда даже превышают величину роялти. В России в качестве бонуса выплачивается разовый платеж, определяемый 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).

# 2. Анализ экономической эффективности арктического проекта

## 2.1. Модель разработки условного нефтяного месторождения

В настоящее время основная часть месторождений континентального шельфа Арктики еще не готова к промышленной разработке. Причиной медленного освоения арктического шельфа является низкая рентабельность, связанная с огромным размером инвестиций, необходимых для разработки морских месторождений в тяжелых природно-климатических условиях. Цель данного анализа – выяснить, при каких условиях (налоговой системы России или Норвегии) выше экономическая эффективность разработки условного месторождения в Баренцевом море, какие факторы больше всего влияют на рентабельность проекта.

Условное месторождение расположено в России, на континентальном шельфе Баренцева моря, в южной его части. Оно является новым морским месторождением, так как добыча нефти приходится на период после 2016 года. Базовое предположение модели заключается в том, что вероятность нахождения нефти равна 1, а добыча газа, запасы которого могут быть открыты во время разработки месторождения, не учитывается.

Сильное воздействие на величину капитальных и операционных затрат и на транспортные издержки оказывают такие природные факторы, как климат, ледовая обстановка, глубина моря, удаленность от берега. Именно этими условиями определяется выбор типа платформы, срок проведения геологоразведочных работ и стоимость бурения.

Тип добывающей платформы – морская ледостойкая стационарная (МЛСП) со сроком эксплуатации 30 лет. На центральной технологической платформе (ЦТП) проходит подготовка добытой нефти перед ее транспортировкой на берег по подводным трубопроводам.

В данном проекте применяется линейная схема расчёта амортизации. Нормативный срок использования амортизируемого имущества - 10 лет.

Половина добытой нефти идет на экспорт. Курс доллара равен 34 руб., курс норвежской кроны – 0,16 долл. Цена реализации нефти на внешнем рынке равна - 108 долл./барр. (788,4 долл./т), на внутреннем рынке России – 16083 руб./т., Норвегии – 473 долл./т (такая же, как в России). Исходные данные для расчета экономических показателей проекта приведены в табл. 3.

Таблица 3. Исходные данные для расчета экономических показателей.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение** |
| Площадь месторождения | км2 | 700 |
| Цена реализации нефти на внешнем рынке | долл./барр. | 108 |
|  | долл./т. | 788,4 |
| Цена реализации нефти на внутреннем рынке | руб./т | 16 083,4 |
|  | долл./т. | 473,0 |
| Доля экспорта нефти | % | 50 |
| Курс доллара к рублю | руб. | 34 |
| Курс норвежской кроны к доллару | долл. | 0,16 |
| Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти | долл./т | 95 |
| Доля нефти, используемой на собственные нужды | % | 2 |
| Норма амортизационных отчислений в России | % | 10 |
| Норма амортизационных отчислений в Норвегии | % | 16,67 |
| аплифт (на 4 года) | % | 5,5 |
| SDFI (Норвегия) | % | 30 |
| Ставка дисконтирования 1 | % | 10 |
| Ставка дисконтирования 2 | % | 15 |
| **Капитальные затраты** |  |  |
| **ГРР:** |  |  |
| Сейсморазведка | тыс. руб./км2 | 4 518,5 |
| НТР в ГРР | млн. руб. | 1 135,9 |
| другие виды работ | млн. руб. | 2 641,5 |
| **Бурение:** |  |  |
| Поисково-разведочное бурение | тыс. руб./м | 582,4 |
| Эксплуатационное бурение |  |  |
| добывающих скважин: |  |  |
| - горизонтальных | тыс. руб./м | 447,7 |
| - многоствольных | тыс. руб./м | 174,7 |
| вспомогательных скважин: |  |  |
| - нагнетательных | тыс. руб./м | 617,7 |
| **Промысловое обустройство:** |  |  |
| Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) | млн. руб. | 22 766,4 |
| Центральная технологическая платформа (ЦТП) | млн. руб. | 20 946,0 |
| Блок-кондуктор (БК) | млн. руб. | 3 072,0 |
| Райзерный блок (РБ) | млн. руб. | 3 424,8 |
| Форма жилого модуля (ПЖМ) | млн. руб. | 7 414,8 |
| Трубопровод внешнего транспорта | млн. руб. | 14 854,1 |
| Подводные трубопроводы и коммуникации | млн. руб. | 20 924,3 |
| Головные береговые сооружения (ГБС) | млн. руб. | 3 210,0 |
| Нефтепровод Берег-ГБС | млн. руб. | 2 114,4 |
| Природоохранные мероприятия | млн. руб. | 15 888,0 |
| Непредвиденные расходы | млн. руб. | 9 717,6 |
| Морские операции | млн. руб. | 7 658,4 |
| ПИР | млн. руб. | 4 050,0 |
| **НТР в области разработки месторождения** | млн. руб. | 70,8 |
| **Оборудование, не входящее в сметы строек:** |  |  |
| ОНСС на новый фонд | тыс. руб./нов. скв | 49 691,0 |
| ОНСС на поддержку существующего фонда | тыс. руб./ действ. скв | 4 369,0 |
| **Операционные затраты** |  |  |
| **Расходы на подготовку и освоение производства** | тыс. руб./скв | 179 670,2 |
| **Расходы по добыче:** |  |  |
| Оплата труда (включая отчисления с ФОТ) | тыс. руб./скв | 23 785,1 |
| Ремонт скважин: |  |  |
| Подземный ремонт скважин | тыс. руб./скв | 7 471,0 |
| Капитальный ремонт скважин | тыс. руб./скв | 5 775,3 |
| Прочие расходы (добыча) | тыс. руб./скв | 4 088,8 |
| **Расходы по искусственному воздействию на пласт** | тыс. руб./скв | 9 807,6 |
| **Расходы по транспортировке** | тыс. руб./скв | 57 317,9 |
| **Расходы по технологической подготовке нефти** |  |  |
| Вспомогательные расходы | руб./т | 1 874,2 |
| Прочие расходы | тыс. руб./скв | 27 651,7 |
| **Общепроизводственные расходы (удельные на скв)** | тыс. руб./скв | 23 872,4 |
| **Прочие производственные расходы (удельные на скв)** | тыс. руб./скв | 15 613,9 |

Динамика капитальных и операционных затрат представлена в Приложении 1. В структуре капитальных вложений (CAPEX), приведенной на рис. 2, наибольшая доля приходится на промысловое обустройство (65,2% от всех капитальных затрат), значительную часть занимают затраты на эксплуатационное бурение (26,7%).

Рисунок 2. Структура капитальных вложений проекта.

Наибольший вес в затратах на промысловое обустройство (рис. 3) месторождения имеют строительство МЛСП и ЦТП, подводной коммуникации и трубопроводов и проведение природоохранных мероприятий, крайне необходимых в столь чувствительной к антропогенному воздействию арктической природной среде.

Рисунок 3. Структура затрат на промысловое обустройство.

В структуре операционных затрат (OPEX), приведенной на рис. 4, наибольшую долю (42,3%) составляют налоги и платежи, включаемые в себестоимость, около 20% всех OPEX приходится как на текущие затраты, так и на амортизационные отчисления, чуть меньше (15,9%) – на транспортные расходы при экспорте нефти.

Рисунок 4. Структура операционных затрат проекта.

Реализация проекта в целом длится 35 лет (с 2015 по 2049 года). Первые 6 лет проводится геологоразведка месторождения, на 7 год (2021 г.) заканчивается промысловое обустройство и начинается добыча нефти. Максимальный отбор нефти достигается на 4 год промышленной добычи (в 2024 г.) и равен 5 927 тыс. т. Профиль добычи представлен на рис. 5. Накопленный объем добычи за проектный срок составит 98 226 тыс. т.

Рисунок 5. Проектный профиль добычи.

В модели сделано предположение о том, что часть добытой нефти (2,5%) используется на собственные нужды. Общее количество товарной нефти равно 96 262 тыс. т.

## 2.2. Методика оценки экономической эффективности проекта

Для компании традиционным методом оценки экономической эффективности проектов по добыче нефти и газа является расчет чистого дисконтированного дохода NPV (Net Present Value). Данный показатель равен разности текущей стоимости притока и оттока денежных средств.

Расчет чистого дисконтированного дохода NPV произведен с помощью программы Excel (Приложение 2, Приложение 3, Приложение 4, Приложение 5).

*,*

*где DCFt - чистый дисконтированный денежный поток в году t.*

*,*

*где NCFt – чистый денежный поток в году t, i – ставка дисконтирования.*

*,*

*где INFLOWt  - показатель притока денежных средств в году t, а OUTFLOWt  - показатель оттока денежных средств в году t.*

Чистый денежный поток NV равен:

**

Приток денежных средств компании равен выручке, которую она получает от продажи добытой нефти на внешнем и внутреннем рынках. Формула оттока денежных средств различается по странам в зависимости от применяемой системы налогообложения.

**В условиях налоговой системы России**:

*,*

*,*

*где TRt – общая выручка от реализации нефти, CAPEXt – капитальные затраты, OPEXt – операционные затраты, VATt – налог на добавленную стоимость, NDPIt – налог на добычу полезных ископаемых, NPRt – налог на прибыль, EXPt – экспортная пошлина, TRANSPt – транспортные расходы, связанные с экспортом нефти, RESERVt – отчисления в резерв предстоящих расходов в году t.*

**В условиях налоговой системы Норвегии**:

*где TRt – общая выручка от реализации нефти, CAPEXt – капитальные затраты, OPEXt - операционные затраты, VATt – налог на добавленную стоимость, NCO2t – налог на выброс углекислого газа, AREAFEEt – сбор за территорию, CORPNPRt – корпоративный налог на прибыль, SPECIALNPRt – специальный налог на прибыль, TRANSPt – транспортные расходы, связанные с экспортом нефти, LIQUIDt – отчисления в ликвидационный фонд в году t.*

Отчисления в резерв предстоящих расходов в России и отчисления в ликвидационный фонд в Норвегии представляют собой затраты компании на ликвидацию промысла после завершения добычи на месторождении, поэтому они учитываются в оттоке денежных средств. Отчисления в амортизационный фонд не вычитаются из денежного потока, так как в оттоке учтены сами капитальные затраты.

Также показателями экономической эффективности проекта являются внутренняя норма доходности (IRR), срок окупаемости, индекс доходности затрат (ИД) и инвестиций (PI).

IRR – это процентная ставка, при которой NPV=0.

Срок окупаемости – это период времени, по истечении которого NPV принимает только положительное значение.

Для расчета индекса доходности затрат (ИД) и инвестиций (PI) компании были взяты формулы, используемые компанией «ЛУКОЙЛ»:

 ,  **

*где TRt – общая выручка от реализации нефти, CAPEXt – капитальные затраты, OPEXt – операционные затраты, TAXt – налоговые расходы по проекту, TRANSPt – транспортные расходы, связанные с экспортом нефти, RESERVt(LIQUIDt) – отчисления в резерв предстоящих расходов/в ликвидационный фонд в году t, i – ставка дисконтирования.*

В качестве доходов государства будут рассмотрены налоговые выплаты компаний (Россия, Норвегия) и чистый доход от участия в качестве инвестора (Норвегия при SDFI=30%).

**В условиях налоговой системы России**:

Государство имеет приток денежных средств от уплаты налогов добывающей компанией:

*.*

**В условиях налоговой системы Норвегии**:

Все налоги и сборы, уплачиваемые компанией, являются доходом государства. Кроме того, государство имеет приток и отток денежных средств в связи с его прямым участием в проекте в качестве инвестора (пропорционально доле SDFI). Его денежный поток складывается из следующих элементов:

*,.*

Чистый доход государства равен разности INFLOWt и OUTFLOWt (Приложение 5).

## 2.3. Экономическая эффективность проекта в условиях налоговой системы России

В России государственное регулирование приводит к существованию следующих налоговых условий, в рамках которых будет реализовываться проект.

* НДС. Выплачивается при продаже нефти на внутренний рынок. Ставка равна 18%.
* НДПИ. Согласно новым законодательным изменениям, налоговые каникулы для нового морского месторождения не предоставляются. В течение 10 лет с момента начала промышленной добычи ставка равна 10% от стоимости добытой нефти в мировых ценах, после (с 2031 года) - НДПИ взимается стандартным способом и равен 559\*Кц\*Кв, где Кц – коэффициент цен на нефть, Кв – коэффициент выработанности месторождения (559 руб. – ставка НДПИ с 2016 года).
* Налог на имущество. Не выплачивается.
* Экспортная пошлина. Не выплачивается до 2042 года. Затем по стандартной схеме: 29,2+0,6\*(P-182,5) долл./т, где P – цена нефти на внешнем рынке (при условии, что цена больше 25 долл./барр.).
* Налог на прибыль. Ставка равна 20%.

Отчисления в резерв предстоящих расходов на завершение добывающей деятельности начинаются после достижения 70% выработанности месторождения и не могут превышать 1% годового дохода. По предположению, принятому в модели, ежегодные расходы на такой резерв составляют 10% капитальных затрат.

В табл. 4 отражены российские налоги и платежи, выплачиваемые недропользователем при разработке месторождений на континентальном шельфе Арктики.

Таблица 4. Налоги и платежи в России

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Налоги и платежи** | **Ед. измер.** | **Ставка** |
| НДС | % | 18 |
| НДПИ (10 лет) | % | 10 |
| Налог на имущество | % | 0 |
| Налог на прибыль | % | 20 |
| Вывозная таможенная пошлина (до 2042 г.) | % | 0 |

Расчет чистого дисконтированного дохода (NPV) компании представлен в Приложении 2. На рис. 6 видно, что проект характеризуется достаточно длительными сроками окупаемости, что не удивительно в условиях арктического шельфа (на графике денежные потоки приведены в млн. долларов для идентичного сравнения с потоками, получаемых в налоговых условиях Норвегии).

Рисунок 6. Накопленные денежные потоки компании (номинальный, с дисконтом 10% и 15%) в условиях налоговой системы России.

В результате реализации нефтяного проекта достигаются следующие показатели экономической эффективности (табл. 5).

Таблица 5. Показатели экономической эффективности проекта

в условиях налоговой системы России.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение** |
| NV (чистый денежный поток) | млн. руб. | 717 762,7 |
| IRR | % | 24,8 |
| Срок окупаемости | лет | 10 |
| NPV (дисконт 10%) | млн. руб. | 148 971,2 |
| Срок окупаемости (дисконт 10%) | лет | 11 |
| Индекс доходности затрат (дисконт 10%) | ед. | 1,4 |
| Индекс доходности инвестиций (дисконт 10%) | ед. | 2,2 |
| NPV (дисконт 15%) | млн. руб. | 64 852,4 |
| Срок окупаемости (дисконт 15%) | лет | 12 |
| Индекс доходности затрат (дисконт 15%) | ед. | 1,3 |
| Индекс доходности инвестиций (дисконт 15%) | ед. | 1,7 |

Итак, разработка условного российского месторождения в южной части Баренцева моря приносит компании положительный NPV даже при ставке дисконтирования 15%. Значение индексов доходности затрат и инвестиций, соответственно, больше 1. Это говорит о том, что в условиях действующей налоговой системы России, предусматривающей значительные льготы, проект является рентабельным. Проект окупается за 11 лет при дисконте 10% и за 12 лет при дисконте 15%.

Недисконтированный доход государства от выплаты компанией налогов при реализации проекта, равен 777 225 млн. руб. и состоит из налога на добычу полезных ископаемых, налога на добавленную стоимость, налога на прибыль и экспортной пошлины (рис. 7). Половина суммарного дохода от проекта, поступающего в бюджет РФ, приходится на НДПИ.

Рисунок 7. Структура доходов государства от реализации проекта в условиях налоговой системы России.

С учетом дисконта 10% доход государства составляет 169 065 млн. руб., а 15% - 93 242 млн. руб.

Применение налоговых льгот играет решающую роль в экономической эффективности проекта. При их отсутствии проект становится нерентабельным для компании: NPV<0 при ставке дисконтирования 10% и 15% (Приложение 3). Последствия ввода льгот представлены в табл. 6.

Таблица 6. Последствия ввода льготной системы налогообложения.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатель** | **Ед. измер.** | **Значение** | |
| **1. Льгот нет** | **2. Льготы есть** |
| НДС | млн. руб. | 118 084,0 | 118 084,0 |
| Экспортная пошлина | млн. руб. | 642 699,2 | 67 053,2 |
| НДПИ | млн. руб. | 614 139,4 | 412 553,2 |
| Налог на прибыль | млн. руб. | 24 087,7 | 179 534,2 |
| IRR | % | 4,9 | 24,8 |
| NV | млн. руб. | 95 976,9 | 717 762,7 |
| Доход государства | млн. руб. | 1 399 010,3 | 777 224,5 |
| **При ставке дисконтирования 10%** | | | |
| НДС | млн. руб. | 29 215,5 | 29 215,5 |
| Экспортная пошлина | млн. руб. | 159 012,2 | 3 639,7 |
| НДПИ | млн. руб. | 161 466,6 | 88 023,1 |
| Налог на прибыль | млн. руб. | 3 706,8 | 48 186,9 |
| NPV | млн. руб. | **- 35 344,5** | 148 971,2 |
| Доход государства | млн. руб. | 353 381,1 | 169 065,3 |
| **При ставке дисконтирования 15%** | | | |
| НДС | млн. руб. | 16 884,8 | 16 884,8 |
| Экспортная пошлина | млн. руб. | 91 889,3 | 946,4 |
| НДПИ | млн. руб. | 94 240,3 | 47 457,1 |
| Налог на прибыль | млн. руб. | 1 672,7 | 27 953,4 |
| NPV | млн. руб. | **- 46 603,0** | 64 852,4 |
| Доход государства | млн. руб. | 204 697,1 | 93 241,7 |

В рассматриваемой модели льготы по НДПИ (ставка 10% в течение 10 лет с момента начала добычи) сокращают суммарные выплаты по НДПИ на 33% (дисконтированные величины: при ставке 10% - на 45%, при ставке 15% - на 50%). Льготы по экспортной пошлине (отмена до 2042 года) уменьшают суммарные выплаты на 90% (дисконтированные величины: при ставке 10% - на 98%, при ставке 15% - на 99%). Налоговые льготы увеличивают налог на прибыль в 7,5 раз (дисконтированные величины: при ставке 10% - в 13 раз, при ставке 15% - в 16,7 раз). В результате ввода льготной системы налогообложения доход государства в виде налоговых выплат снижается на 44% (при дисконте 10% - на 52%, при дисконте 15% - на 54%).

Диаграммы, изображенные на рис. 8, наглядно иллюстрируют вклад меняющихся величин налоговых выплат в различие NPV компании при разных налоговых режимах («без» и «с» льготами) при ставке дисконтирования 0%, 10% и 15%.

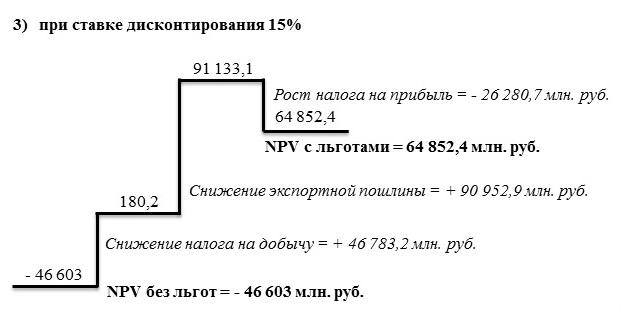
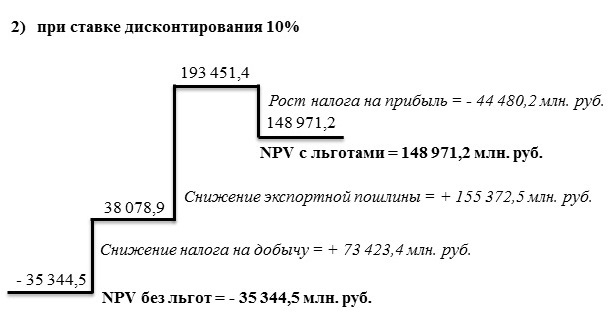
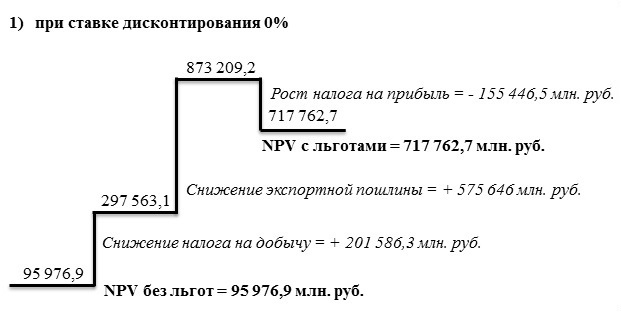


Рисунок 8. Влияние изменения величины налогов на NPV проекта.

**Выводы**

Таким образом, проект по добыче нефти на условном арктическом месторождении оказывается рентабельным для компании в условиях действующей налоговой системы России, предполагающей значительные льготы. Льготы по НДПИ и экспортной пошлине позволяют недропользователю окупить высокие затраты и получить положительный NPV.

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.

Помимо экономической эффективности освоения Арктики крайне важен вопрос влияния на экологию региона, столь чувствительного к антропогенному воздействию. По мнению экспертов, в случае аварии ликвидировать в арктических условиях можно только до 15% разлитой нефти, которая может распространиться за пределы Арктики. Поэтому России нужны серьезные технологические решения, которые обеспечат не только рентабельность добычи на континентальном шельфе Арктики, но и ее безопасность для окружающей среды.

## 2.4. Экономическая эффективность проекта в условиях налоговой системы Норвегии

Государственное регулирование Норвегии создает для проекта следующие условия налогообложения.

* НДС. Выплачивается при продаже нефти на внутренний рынок. Ставка равна 25%.
* Корпоративный налог на прибыль. Ставка равна 27%. Нормативные цены на нефть в модели равны 788,4 долл./т на внешнем рынке и 473 долл./т на внутреннем рынке.
* Специальный налог на прибыль. Ставка равна 51%. База этого налога равна базе корпоративного налога на прибыль за вычетом аплифта (5,5% от капитальных вложений в течение 4 лет)
* Налог на имущество. Не выплачивается.
* Экспортная пошлина. Не выплачивается.
* Налог на CO2. Выплачивается пропорционально объему сожженной нефти по 0,98 норвежских крон (0,157 долл.) за литр.
* Сбор за территорию. Взимается с начала добычи пропорционально площади месторождения: в первый год – 34 000 норв. крон (5 440 долл.) за 1 км2, во второй – 68 000 норв. крон (10 880 долл.) за 1 км2, в последующие года – 137 000 норв. крон (21 920 долл.) за 1 км2.

При применении в модели налоговой системы Норвегии пусть отчисления в ликвидационный фонд формируются также, как и резервы предстоящих расходов в России, то есть начинаются после достижения 70% выработанности месторождения и составляют 10% капитальных затрат, но не превышают 1% годового дохода.

В табл. 7 отражены норвежские налоги и платежи, выплачиваемые недропользователем при разработке месторождений на шельфе Арктики.

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 CO2 | норв.крон/л | 0,98 |
|  | долл./л | 0,157 |
| сбор за территорию (1 год) | норв.крон/км2 | 34 000 |
|  | долл./км2 | 5 440 |
| сбор за территорию (2 год) | норв.крон/км2 | 68 000 |
|  | долл./км2 | 10 880 |
| сбор за территорию (3 год и далее) | норв.крон/км2 | 137 000 |
|  | долл./км2 | 21 920 |

Предположим, что в проекте освоения условного нефтяного месторождения на юге Баренцева моря участвует компания с долей в 70% и государство с долей 30% (через механизм SDFI). Государство оплачивает 30% затрат и получает 30% суммарной выручки.

Расчет чистого дисконтированного дохода компании и государства приведен в Приложении 4 и Приложении 5.

Динамика накопленных денежных потоков компании представлена на рис. 9. Для нее проект окупается через 13 лет при ставке дисконтирования 10% и через 25 лет при ставке дисконтирования 15%.

Рисунок 9. Накопленные денежные потоки компании (номинальный, с дисконтом 10% и 15%) в условиях налоговой системы Норвегии.

Несмотря на такую высокую суммарную ставку налога на прибыль (78%), проект, тем не менее, является рентабельным для компании и имеет следующие показатели экономической эффективности (табл. 8).

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение** |
| NV | млн. долл. | 6 067,3 |
| IRR | % | 15,3 |
| Срок окупаемости | лет | 10 |
| NPV (дисконт 10%) | млн. долл. | 748,5 |
| Срок окупаемости (дисконт 10%) | лет | 13 |
| Индекс доходности затрат (дисконт 10%) | ед. | 1,08 |
| Индекс доходности инвестиций (дисконт 10%) | ед. | 1,3 |
| NPV (дисконт 15%) | млн. долл. | 29,5 |
| Срок окупаемости (дисконт 15%) | лет | 25 |
| Индекс доходности затрат (дисконт 15%) | ед. | 1,005 |
| Индекс доходности инвестиций (дисконт 15%) | ед. | 1,01 |

Теперь рассмотрим накопленные денежные потоки, которые получает государство, выступая инвестором с долей в проекте в размере 30%. (рис. 10).

Рисунок 10. Накопленные денежные потоки государства (номинальный, с дисконтом 10% и 15%) в условиях налоговой системы Норвегии.

Вложения государства окупаются через 9 лет при дисконте 10% и 15%, а чистый дисконтированный доход от проекта значительно превышает NPV компании. Это объясняется высоким налогом на финансовый результат, позволяющим изъять значительную часть прибыли в бюджет страны. Показатели экономической эффективности государства, как инвестора, представлены в табл. 9.

Таблица 9. Показатели экономической эффективности проекта для государства в условиях налоговой системы Норвегии.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение** |
| Чистый доход | млн. долл. | 37 902,9 |
| IRR | % | 51,6 |
| Срок окупаемости | лет | 9 |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 10%) | млн. долл. | 8 605,6 |
| Срок окупаемости (дисконт 10%) | лет | 9 |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 15%) | млн. долл. | 4 620,4 |
| Срок окупаемости (дисконт 15%) | лет | 9 |

Необходимо отметить, что столь высокие доходы связаны главным образом не с прямым участием государства, а с самой системой налогообложения. Если бы государство не выступало инвестором проекта, то есть доля SDFI была равна 0%, то показатели экономической эффективности для компании были бы чуть выше, а доход государства оставался на таком же высоком уровне (табл. 10 и табл. 11).

Таблица 10. Сравнение показателей экономической эффективности проекта для компании в условиях налоговой системы Норвегии при доле SDFI 30% и 0%.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение при SDFI=30%** | **Значение при SDFI=0%** |
| NV | млн. долл. | 6 067,3 | 8741,0 |
| IRR | % | 15,3 | 15,4 |
| Срок окупаемости | лет | 10 | 10 |
| NPV (дисконт 10%) | млн. долл. | 748,5 | 1085,5 |
| Срок окупаемости (дисконт 10%) | лет | 13 | 13 |
| Индекс доходности затрат (дисконт 10%) | ед. | 1,08 | 1,08 |
| Индекс доходности инвестиций (дисконтом 10%) | ед. | 1,30 | 1,31 |
| NPV (дисконт 15%) | млн. долл. | 29,5 | 51,5 |
| Срок окупаемости (дисконт 15%) | лет | 25 | 24 |
| Индекс доходности затрат (дисконт 15%) | ед. | 1,005 | 1,006 |
| Индекс доходности инвестиций (дисконт 15%) | ед. | 1,01 | 1,02 |

Из табл. 10 видно, что при дисконте 10% NPV компании больше в 1,5 раза при отсутствии в проекте государственной доли, срок окупаемости и показатели доходности затрат и инвестиций остаются на таком же уровне. При дисконте 15% NPV компании больше в 1,7 раза, срок окупаемости - меньше на год, а показатели доходности затрат и инвестиций практически не меняются.

Таблица 11. Сравнение показателей экономической эффективности проекта для государства в условиях налоговой системы Норвегии при доле SDFI 30% и 0%.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение при SDFI=30%** | **Значение при SDFI=0%** |
| Чистый доход | млн. долл. | 37 902,9 | 35 229,2 |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 10%) | млн. долл. | 8 605,6 | 8 268,5 |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 15%) | млн. долл. | 4 620,4 | 4 598,3 |

В случае нулевой доли SDFI денежный поток государства состоит только из притока денежных средств, так как оно не несет никаких затрат, связанных с реализацией проекта. Из табл. 11 видно, что чистый доход государства при отсутствии его прямого участия меньше, чем при доле SDFI=30%, всего на 3,9% при ставке дисконтирования 10% и на 0,5% при ставке дисконтирования 15%.

**Выводы**

Таким образом, для компании проект разработки арктического месторождения в южной части Баренцева моря в условиях налоговой системы Норвегии является рентабельным.

Норвежский подход основан на налогообложении финансового результата, поэтому высокие затраты компании способствуют уменьшению ее налогооблагаемой базы. Высокая суммарная ставка налога на прибыль приносит государству большой чистый доход от реализации проекта независимо от того, инвестирует оно в проект или нет. Однако прямое участие государства через механизм SDFI позволяет компании снизить принимаемые на себя риски, которые крайне высоки в условиях Арктики.

# 3. Анализ подходов России и Норвегии. Оценка возможности применения норвежского опыта в России

Сравнение показателей экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы России и Норвегии представлено в табл. 12.

Таблица 12. Сравнение показателей экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы России и Норвегии.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Компания** | | | | |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение в России** | **Значение в Норвегии (SDFI=30%)** | **Значение в Норвегии (SDFI=0%)** |
| NV | млн. долл. | 21 110,7 | 6 067,3 | 8741,0 |
| IRR | % | 24,8 | 15,3 | 15,4 |
| Срок окупаемости | лет | 10 | 10 | 10 |
| NPV (дисконт 10%) | млн. долл. | 4 381,5 | 748,5 | 1085,5 |
| Срок окупаемости (дисконт 10%) | лет | 11 | 13 | 13 |
| ИД (дисконт 10%) | ед. | 1,4 | 1,1 | 1,1 |
| PI (дисконтом 10%) | ед. | 2,2 | 1,3 | 1,3 |
| NPV (дисконт 15%) | млн. долл. | 1 907,4 | 29,5 | 51,5 |
| Срок окупаемости (дисконт 15%) | лет | 12 | 25 | 24 |
| ИД (дисконт 15%) | ед. | 1,3 | 1,005 | 1,006 |
| PI (дисконт 15%) | ед. | 1,7 | 1,01 | 1,02 |
| **Государство** | | | | |
| **Показатели** | **Ед. измер.** | **Значение в России** | **Значение в Норвегии (SDFI=30%)** | **Значение в Норвегии (SDFI=0%)** |
| Чистый доход | млн. долл. | 22 859,5 | 37 902,9 | 35 229,2 |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 10%) | млн. долл. | 4 972,5 | 8 605,6 | 8 268,5 |
| Чистый дисконтированный доход (дисконт 15%) | млн. долл. | 2 742,4 | 4 620,4 | 4 598,3 |

Экономическая эффективность проекта для компании в условиях налоговой системы России выше, чем Норвегии (выше показатели NV, IRR, NPV, ИД, PI и меньше срок окупаемости). Такой результат не вызывает удивления при крайне высокой ставке налога на прибыль в Норвегии (78% против российской ставки в 20%), изымающего большую часть прибыли от нефтедобычи.

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. 11). При этом наибольшее влияние на чистый дисконтированный доход компании оказывают цена и добыча, наименьшее – размер операционных затрат.

Рисунок 11. Зависимость NPV проекта от цены, добычи, капитальных и операционных затрат при налоговой системе России.

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. 12).

Рисунок 12. Зависимость NPV компании от цены, добычи, капитальных и операционных затрат при налоговой системе Норвегии.

Также рис. 11 и рис. 12 иллюстрируют разное влияние капитальных затрат на размер NPV: в Норвегии оно значительно выше, чем в России (линия CAPEX на графике 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.

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 частной компанией (при SDFI=0%) налоговый доход государства в Норвегии (при дисконте 15%) в 1,7 раза больше, чем в России.

Если бы в Норвегии отсутствовал специальный налог на прибыль, то при ставке корпоративного налога на прибыль в 27% чистый дисконтированный доход компании и государства по величине практически был бы равен доходу, получаемому в условиях российской налоговой системы. Кроме того, при ставке дисконтирования 15% по сравнению со значениями показателей в России:

1. IRR была бы выше на 9,2%;
2. проект окупился бы на год быстрее;
3. показатели доходности затрат и инвестиций компании были бы выше на 10% и 13% соответственно.

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

* компании – 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 исхода. Стоит отметить, что в ледовых условиях Арктики риски очень высоки (например, геологический риск на подтверждение дебита).

Примером негативного влияния суровых природных условий на разработку месторождения является технически сложный проект Кашаган, реализуемый консорциумом из семи нефтегазовых компаний (одна из которых – государственная нефтяная компания Казахстана). Месторождение расположено на мелководном шельфе в северной части Каспийского моря, где в зимнее время температура воздуха достигает -30˚С, и вода замерзает полностью, вплоть до морского дна. Добыча нефти и газа, начавшаяся из-за технических трудностей на 8 лет позже запланированного срока, была вскоре остановлена после случившейся аварии (утечки транспортируемого газа из-за коррозии трубопровода, вызванной сероводородом), и когда она возобновится – пока не известно. На данный момент бюджет проекта превышен более чем на 30 млрд. долл., а капитальные затраты продолжают расти.[[48]](#footnote-48) Если бы в проекте участвовало меньше компаний, то удельные потери каждого участника были бы значительно выше.

Если в описанной ранее модели провести расчет при условии, что добыча начнется на два года позже запланированного срока (например, из-за необходимости ремонта трубопровода, как на Кашагане), то при дисконте 10% NPV компании, срок окупаемости проекта и чистый дисконтированный доход государства изменяются гораздо сильнее в условиях налоговой системы Норвегии (табл. 13).

Таблица 13. Изменение показателей экономической эффективности проекта в условиях налоговой системы России и Норвегии при задержке добычи на 2 года.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Показатели** | **Россия** | **Норвегия** |
| IRR, % | -6,6 | -4,1 |
| NPV (дисконт 10%) | -31,7% | -71,9% |
| Срок окупаемости (дисконт 10%) | + 3 года | + 8 лет |
| ИД (дисконт 10%) | -6,7% | -4,8% |
| PI (дисконтом 10%) | -17,6% | -16,8% |
| Чистый дисконтированный доход государства (дисконт 10%) | -17,4% | - 19,9% |

Кроме того, при дисконте 15% в условиях норвежской налоговой системы проект становится нерентабельным (NPV<0). В России же при ставке дисконтирования 15% NPV компании остается положительным (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. В Норвегии NPV компании менее устойчив к изменению различных факторов.

Также в России по сравнению с Норвегией применяется совершенно иная система доступа компаний: лицензии выдаются только двум компаниям. Такой подход является одной из основных причин относительно медленных темпов освоения Арктики. Кроме того, при достаточно большой площади распределенных участков, содержащих множество перспективных структур, лицензионные требования по проведению геологоразведки минимальны.

Нынешние объемы государственного финансирования ГРР в России значительно меньше тех, которые были в период Советского Союза. В СССР, когда изучение залежей углеводородов шло в огромных масштабах для создания мощной минерально-сырьевой базы страны, было проведено огромное количество исследовательских работ в Арктике. К настоящему времени, наиболее перспективные на рентабельное извлечение запасы нефти и газа уже обнаружены. Поэтому для совершения новых открытий необходима более активная разведка шельфовых недр Арктики.

Россия уже пришла к тому, что без льгот компаниям невозможно окупить столь большие затраты, необходимые для добычи нефти и газа на арктическом шельфе. Но на континентальном шельфе Арктики в России по-прежнему остается очень мало участников при очень большом объеме требуемых работ. Как минимум, это говорит о длительных сроках начала промышленной эксплуатации большинства месторождений в Арктике, а также о высоких рисках, которые берут на себя государственные компании.

Стоит заметить, что на арктическом шельфе России многие месторождения находятся в очень суровых природных условиях. И технологий, которые сделают их разработку рентабельной, у отечественных компаний пока нет. Маловероятно, что в ближайшем будущем в России возможно крупномасштабное освоение арктического шельфа без активного участия частных, в том числе и иностранных, компаний.

В случае либерализации системы доступа компаний для России может быть очень полезен опыт Норвегии.

Более 30 лет правительство Норвегии, принимая прямое и косвенное участие в добыче углеводородов, успешно контролирует нефтегазовый сектор экономики, построенный на сотрудничестве с зарубежными компаниями. Оно формирует политику нефтегазового сектора, осуществляет долгосрочное планирование в отрасли, выбирает территории, на которые могут быть выданы лицензии, проводит оценку запасов, геологоразведку неизученных площадей и т.д. Государство контролирует реализацию проектов на всех этапах, требуя от компаний программу бурения, отчет об открытии залежи, план по добыче, план по транспортировке, план по переработке добытого сырья и обеспечивая их соблюдение.

Большую роль в успешном освоении нефтегазовых запасов играет жесткий контроль со стороны государства. Например, выполнение компаниями своих лицензионных обязательств привело к высокому уровню поисково-разведочного бурения даже в период экономического кризиса, начавшегося в 2008 году (с 2006 года объемы геологоразведочных работ стали значительно больше тех, которые были ранее).[[49]](#footnote-49)

Сильной стороной нефтегазового комплекса Норвегии является выбранная модель управления, основным элементом которой стало государственное регулирование. Государством изначально была разработана эффективная программа развития нефтегазодобывающего комплекса. С самого начала были поставлены правильные задачи: национальный контроль и участие в нефтяных проектах, рациональность управления ресурсами, высокий уровень технологической компетентности, долговременный потенциал.

Среди методов достижения поставленных целей были выбраны активное привлечение зарубежных лидеров отрасли и стремительное заимствование финансовых и интеллектуальных ресурсов для вложения их в нефтедобычу.

Подпуская иностранные компании к своим запасам, Норвегия обязала их передавать свой технологический опыт и готовить местные кадры. Также транснациональные нефтяные компании были обязаны вносить свой вклад в финансирование проектных инженерных программ, что позволило стране решить много научно-исследовательских задач.

Немаловажным оказалось своевременное установление четких и понятных правил деятельности по добыче нефти и газа. Вовремя была определена законодательная, фискальная системы, система лицензирования и были выбраны органы, ответственные за контроль выполнения всех мер.

Для России же такая стабильность не характерна, правила для нефтегазовой отрасли менялись очень часто (и система доступа компаний, и система налогообложения). И как долго будут действовать недавно введенные льготные условия налогообложения – тоже не известно.

Сотрудничество Норвегии с зарубежными компаниями и большие инвестиции в НИОКР привели к тому, что в настоящее время она владеет передовыми экономически эффективными технологиями бурения, сейсморазведки, подводной добычи, повышения нефтеотдачи пласта. Высокие коэффициенты извлечения нефти и газа Норвегии (60% и 70% соответственно) достигнуты благодаря глубокой проработанности технологий, реализации целевых программ НИОКР по повышению нефте- и газоотдачи с участием государственных органов и компаний, проведению пилотных проектов на месторождениях. В России величина показателя КИН находится в пределах 40%.

Обязательства ТНК взаимодействовать с научно-исследовательскими институтами Норвегии поспособствовали созданию в стране своих судостроительных компаний, производящих добывающие платформы, совершенствованию информационных технологий и т.д. Иностранные компании нанимали местных специалистов, заказывали необходимое им оборудование у норвежских компаний. В конечном итоге развитие нефтегазовой отрасли в стране привело к развитию смежных отраслей промышленности, оказав синергетический эффект для национальной экономики.

**Выводы**

Таким образом, опыт Норвегии подтверждает эффективность государственно-частного партнерства в работе нефтегазового сектора экономики. Налоговая система Норвегии позволяет государству получать большие налоговые поступления от добычи нефти и газа частными компаниями. Механизм SDFI усиливает государственный контроль над отраслью и способствует разделению рисков между участниками проектов.

В России частные компании не могут самостоятельно участвовать в разработке запасов континентального шельфа Арктики. И медленные темпы освоения региона объясняются рядом законодательных ограничений, предполагающих работу только двух компаний.

К настоящему времени в России на континентальном шельфе Арктики началась промышленная эксплуатация только одного месторождения. Введение налоговых льгот должно привести к реализации большего числа проектов. Но проведение работ на распределенных лицензионных участках требует много времени. По-прежнему актуальным остается вопрос необходимости технологий работы в крайне тяжелых природных условиях российской Арктики.

Российская модель нефтегазового сектора сильно отличается от норвежской недостаточным участием государства в развитии отрасли. Государство, помимо выполнения надзорных и фискальных функций, должно способствовать проведению фундаментальных и прикладных исследований, которые позволят России разработать собственные технологии добычи на арктических месторождениях.

На основе проанализированного материала можно выделить следующие аспекты скорейшего освоения арктического шельфа России.

* Развитие научных исследований и разработок.

Для освоения Арктики России необходимо отдать приоритет развитию собственного научно-технического потенциала, который станет главным источником новых технологий. Государство должно активно финансировать проведение НИОКР в нефтегазовом секторе экономики, ставить задачи для отраслевой науки и стимулировать инновационную деятельность добывающих компаний.

* Выдача лицензий частным компаниям.

Помимо очевидного результата - более быстрых темпов освоения Арктики, создание конкурентной среды приведет к технологическому развитию российских компаний, а, соответственно, к снижению стоимости их добычи в Арктике. Получение частными компаниями отдельных лицензий на поисково-разведочную деятельность могло бы дать значительный результат в открытии новых рентабельных запасов нефти и газа.

* Активное привлечение иностранных партнеров.

Партнерство с зарубежными компаниями на выгодных для них условиях позволит России получить доступ к мировым передовым технологиям геологоразведки и добычи углеводородов. Стоит заметить, что деятельность иностранных партнеров должна способствовать развитию национальной экономики. Государство должно сохранить свой контроль и извлечь выгоду от разработки арктических месторождений. И примером того, как это можно сделать, является подход Норвегии.

Россия могла бы допустить к континентальному шельфу Арктики иностранных участников при условии обязательного обучения местных кадров, инвестирования в российские научные исследования, покупки оборудования отечественного производства. Либерализация доступа компаний не должна стать раздачей запасов арктического шельфа России, государство тоже должно извлекать значительную выгоду от добывающей деятельности.

* Изменение системы налогообложения при либерализации доступа.

Проведенные расчеты показали, что при действующей системе налогообложения России, основанной на валовом доходе, проект рентабелен для компании только при наличии льгот, значительно сокращающих налоговые выплаты. Но государство идет на такие меры, так как налоги – это не единственный потенциальный источник его дохода от разработки арктических запасов. Как основному акционеру добывающих компаний, государству принадлежит еще и часть их чистой прибыли.

От деятельности же частных компаний государство получит доход только в виде налоговых выплат. Но нынешние налоговые льготы значительно сокращают возможные поступления денежных средств в бюджет страны. Поэтому допуск к континентальному шельфу частных компаний будет, скорее всего, сопряжен с изменениями в налоговом законодательстве России. Вероятно, в таком случае может возрасти роль налога на прибыль (увеличение ставки), который не даст государству потерять доход, а компаниям позволит учесть высокие затраты в налогооблагаемой базе.

* Жесткий контроль со стороны государства.

В случае привлечения к освоению нефтегазовых запасов континентального шельфа новых участников, в том числе и иностранных компаний, государство должно определить четкие правила их работы (однозначные и предсказуемые) и обеспечить стабильность предлагаемых условий.

Одним из способов сохранения государственного контроля в России может стать допуск частных компаний на основе заключения договоров, подобных соглашениям о разделе продукции (СРП), согласно которым государству будет принадлежать фиксированная доля добытых углеводородов. Также Россия могла бы разработать свой механизм прямого участия государства, подобно SDFI в Норвегии. Государство могло бы выступать инвестором арктических проектов, финансируя часть затрат и получая соответствующую часть выручки от реализации нефти и газа. Такой подход позволит компаниям уменьшить принимаемые ими крайне высокие в условиях Арктики риски, а государству – получить дополнительный чистый доход.

# Заключение

Несмотря на то, что страны Арктического бассейна более полувека ведут поисково-разведочную деятельность на шельфе северных акваторий, Арктика остается регионом, обладающим огромным ресурсным потенциалом. Бо́льшая часть морских нефтегазовых запасов за полярным кругом принадлежит России, арктические территории которой изучены крайне неравномерно.

Добычу нефти и газа на морских месторождениях Арктики ведут США, Норвегия и Россия. На севере Канады на данный момент нет разрабатываемых оффшорных месторождений, но она, первой начав проводить бурение на арктическом шельфе, имеет большой опыт в его геологоразведке. В США добыча ведется вблизи северного побережья Аляски, при этом внешний континентальный шельф моря Бофорта и Чукотского моря является очень перспективным для освоения. Крупномасштабную добычу нефти и газа на континентальном шельфе Арктики ведет Норвегия (Snohvit), и с недавнего времени начала еще и Россия (Приразломное месторождение).

Сложность арктических проектов обусловлена тяжелыми природно-климатическими условиями, удаленностью от рынков сбыта и отсутствием необходимой инфраструктуры. Все это является причиной крайне большого объема требуемых инвестиций и длительного срока их окупаемости. Низкая степень изученности арктического шельфа связана с наличием высоких рисков таких проектов. Следствием перечисленных обстоятельств стало крайне малое число месторождений на континентальном шельфе Арктики, вовлеченных к настоящему времени в промышленную эксплуатацию.

Для разработки арктических месторождений необходимы технологии, которые позволят вести добычу при очень низких температурах, сильном ветре и тяжелой ледовой обстановке на больших глубинах далеко от берега. Технические решения добычи на шельфе имеются, однако каждое месторождение уникально и требует специального технологического подхода. Имеющихся технологии в основном не позволяют достичь в Арктике положительного NPV, особенно в суровых арктических условиях России. Для достижения рентабельности добычи углеводородов существующие технологии необходимо развивать и совершенствовать.

В рассмотренных странах недра континентального шельфа Арктики принадлежат государству, которое осуществляет регулирование добывающей деятельности через систему предоставления ресурсов в пользование компаниям и систему налогообложения. Наиболее либеральный подход имеют США, Канада и Норвегия, разрешающие частным компаниям самостоятельно вести геологоразведку и добычу нефти и газа. Российский подход отличается жесткими требованиями к лицензиату (обязательная государственная доля и наличие пятилетнего опыта работы на шельфе России), отсутствием отдельной лицензии на поиск и разведку и механизмом выдачи лицензий (без конкурса и аукциона).

Налоговая система России тоже заметно отличается от зарубежных, которые ориентированы на налогообложении финансового результата. В России достаточно низкая ставка налога на прибыль и сравнительно высокая ставка налога на валовой доход, ресурсно-рентные налоги отсутствуют.

Расчет экономической эффективности арктического проекта по добыче нефти в условиях налоговой системы России показал, что он рентабелен только при наличии льгот. Введение льгот значительно сокращает налоговые выплаты компании и позволяет получить ей положительный чистый дисконтированный доход.

Создание государством выгодных налоговых условий должно привести к продвижению в освоении арктического шельфа в России. Но к настоящему времени большое количество лицензий, включающих огромные площади, распределено только между двумя компаниям, которым, очевидно, потребуется много времени на реализацию проектов.

Для совершения серьезных прорывов в освоении Арктики России на основе государственной поддержки необходимо целенаправленно развивать научно-техническую базу нефтегазового сектора, которая позволит создать собственные передовые технические решения добычи за полярным кругом.

Ускорить процесс разработки арктических месторождений можно с помощью либерализации системы доступа, разрешив частным компаниям получать лицензии. Активное партнерство с иностранными нефтегазовыми компаниями откроет России доступ к передовым технологиям работы на шельфе Арктики, которые позволят ей уменьшить стоимость освоения региона.

Но от деятельности частных компаний государство будет иметь доход только в виде налогов, и льготы в таком случае будут значительно уменьшать возможные поступления в бюджет страны. Поэтому появление новых участников, вероятнее всего, будет сопровождаться новыми изменениями налоговой системы. Ведь разработка арктических месторождений должна отвечать еще и государственным интересам.

Для достижения государством высокой экономической эффективности арктических проектов при наличии большого числа участников Россия могла бы воспользоваться опытом зарубежных стран, а в частности – опытом Норвегии. Проведенные расчеты в условиях норвежской системы налогообложения подтверждают получение государством большого дохода от разработки месторождений арктического шельфа даже частными компаниями. Прямое участие государства позволяет компании уменьшить связанные с проектом затраты и принимаемые ею риски.

Подход Норвегии подтверждает, что одновременно достичь целей государства и компаний-недропользователей можно с помощью их совместного участия. Созданная правительством эффективная модель функционирования нефтегазового сектора и жесткое государственное регулирование позволили извлечь стране огромную выгоду от привлечения частного иностранного капитала.

На основе мирового опыта можно сделать вывод о том, что, разрешив частным компаниям, в том числе иностранным, получать лицензии на геологоразведку и добычу нефтегазовых запасов на континентальном шельфе Арктики, Россия должна создать систему эффективного государственного контроля. Привлечение зарубежных партнеров должно способствовать максимальному развитию отечественной экономики (с помощью введения обязательств вкладывать средства в российские научные исследования, обучать российских специалистов, передавать свои технологии, покупать необходимое для добычи оборудование у местных производителей). Государство может обеспечить национальный контроль над освоением арктических месторождений также с помощью допуска частных компаний к континентальному шельфу на условии раздела с государством добытых углеводородов (подобно СРП) или с помощью прямого участия государства в качестве инвестора, подобно механизму SDFI в Норвегии.

Итак, в работе были изучены природные и экономические условия разработки арктического шельфа России, Норвегии, США и Канады и проведен их сравнительный анализ. Была рассчитана экономическая эффективность арктического проекта по добыче нефти в условиях налоговой системы России и Норвегии. Анализ подходов рассмотренных стран позволил выявить возможные изменения системы регулирования в России, которые ускорят разработку месторождений на шельфе Арктики, а именно: стимулирование развития научных исследований и разработок, разрешение выдачи лицензий частным компаниям, активное привлечение иностранных партнеров, изменение системы налогообложения при либерализации доступа и жесткий контроль со стороны государства.

Таким образом, поставленные задачи были решены, а цель работы достигнута.

# Список использованной литературы

1. Белонин М.Д., Дмитриевский А.Н. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа // Природа. 2004. №9. С. 3-10.
2. Богоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // Бурение и нефть. 2013. №3. С. 3-7.
3. Богоявленский В.И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом регионе // Арктика: экология и экономика. 2013. №2 (10). С. 62-71.
4. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики // Бурение и нефть. 2011. №7-8. C. 24-28.
5. Волков А.М. Публичное администрирование недропользования по законодательству зарубежных стран // Правовая Инициатива. 2013. №11.
6. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России. – М: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2012. 108 с.
7. Герт А.А, Супрунчик Н.А., Миляев Д.В., Steinar Nj, Sigurd Heiberg. Опыт государственно-частного партнерства при освоении новых территорий на нефть и газ // Oil&Gas Journal Russia. 2008. №3 (16). С. 89-95.
8. Данилов С.Ю. Эволюция канадского федерализма. – М.: Издательский дом НИУ ВШЭ, 2012. 303 с.
9. Дзядко Т. Минприроды предлагает допустить частные компании к шельфу// Ведомости -http://www.vedomosti.ru/companies/news/4434991/pustite\_chastnikov
10. Донской С.Е. О перспективах освоения ресурсов континентального шельфа России // Министерство природных ресурсов и экологии РФ - http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=130045
11. Дьячкова Е.А. Возможности использования инструментов налоговой политики в целях развития нефтедобычи в России// Минеральные ресурсы России. 2008. №3. С. 43-48.
12. Забанбарк А., Лобковский Л.И. Геологическое строение и нефтегазоносность арктической части Северо-Американского континента // Арктика: экология и экономика. 2013. №3 (11). С. 64-75.
13. Зуев А. Открытие Арктики // ТЭК России. 2012. №02. С. 16-21.
14. Карлсен Хенрик. Морские «вершины» компании Statoil: История освоения норвежского континентального шельфа является процессом непрерывного поиска передовых технологических решений // Освоение российского шельфа. 2005. Спец. выпуск журнала «Нефть России» (декабрь).
15. Крылова О.В., Пансков В.Г. Налоговые аспекты освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа России // Налоговый вестник. 2008. №11. С. 3-9.
16. Крюков В.А. Арктический шельф – территория грез и действительности // Проблемы Севера и Арктики РФ. 2009. Выпуск 10. С. 32–42.
17. Крюков В.А. Отраслевая наука в Норвегии: возможно ли такое в России? // Нефтегазовая Вертикаль. №3 (182). 2008. С. 96-98.
18. Крюков В.А. Энергетические ресурсы Арктики в современном мире – влияние фактора ожиданий или реальная необходимость? // XII Международная научная конференция по проблемам развития экономики и общества. В четырех книгах. Книга 2. / Под ред.: Е.Г. Ясин. М.: Издательский дом ВШЭ, 2012. С. 188-196.
19. Крюков В.А., Анашкин О.С. Нефтяные фонды – инструмент стерилизации или инструмент модернизации? // XIII Международная научная конференция по проблемам развития экономики и общества. В четырех книгах. Книга 4. / Под ред. Е.Г. Ясин. М.: Издательский дом ВШЭ, 2012. С. 284-293.
20. Кулешов В. В. Крюков В.А., Маршак В.Д. В какой системе координат оценивать альтернативы освоения углеводородных ресурсов Российской Арктики? // ЭКО. 2013. №4. С. 5-26.
21. Лунден Л. Российская налоговая и лицензионная политика в отношении шельфовых проектов // ЭКО. 2014. №3. С. 30-54.
22. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 517 с.
23. Мельников К. «Роснефть» сделала партнерам условное предложение // Коммерсантъ. 18.04.2012. №69. 24 с.
24. Налоговый кодекс РФ. Часть 1: [Принят Гос. Думой 16 июля 1998 года, федеральный закон от 31.07.1998 № 146-ФЗ, в ред. от 01.01.2014] // Собрание законодательства РФ. – 1998. - № 31. – Ст. 3824.
25. 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.
26. 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 № 268-ФЗ // Собрание законодательства РФ. – 2013. № 4. Ст. 5038.
27. О континентальном шельфе Российской Федерации: федеральный закон от 30.11.1995 № 187-ФЗ (ред. 03.02.2014) // Собрание законодательства РФ. – 1995. – № 49. – Ст. 4694.
28. О недрах: закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. 01.01.2014) // Собрание законодательства РФ. – 1995. № 10. – Ст. 823.
29. О таможенном тарифе: закон РФ от 21.05.1993 № 5003-1 (ред. 04.03.2014) // Ведомости СНД и ВС РФ. – 1993. - № 23. – Ст. 821.
30. Об утверждении Положения о рассмотрении заявок на получение права пользования недрами для разведки добычи полезных ископаемых или для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых, осуществляемых по совмещенной лицензии, на предоставляемых в пользование без проведения конкурсов и аукционов участке недр федерального значения континентального шельфа Российской Федерации, участке недр федерального значения, расположенном на территории Российской Федерации и простирающемся на ее континентальный шельф, участке недр федерального значения, содержащем газ: постановление Правительства РФ от 8.01.2009 г. № 4 // Собрание законодательства РФ. – 2009. № 3. Ст. 405.
31. Павленко В.И., Селюков Ю.Г. Регулирование сферы недропользования в приарктических странах (США, Канаде, Норвегии) // Арктика: экология и экономика. 2013. №3 (11). С. 50-57.
32. Перспективы освоения нефтегазового потенциала восточно-арктического шельфа РФ // ПАКК - http://oil.pacc.ru/analytics/articles2/shelf.html
33. Разработка нефтегазовых ресурсов Северного Ледовитого океана (с обзором проектов). – М: Российское энергетическое агентство, 2011. 14 с.
34. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2012 № 443-р // Собрание законодательства РФ. – 2012. - № 16. - Ст. 1892.
35. Рогозин Д.О. Освоение Арктики - вопрос национальной безопасности // РосБизнесКонсалтинг - http://top.rbc.ru/economics/20/12/2013/896016.shtml
36. Рогозин Д.О. РФ начинает проект по освоению месторождений Арктики с помощью морских роботов // ИТАРТАСС - http://itar-tass.com/nauka/1044558
37. Серов М. Штокман уходит все дальше // Коммерсантъ. 11.02.2013. №24/П. 28 с.
38. Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Освоение Арктики: время рисковать? // ЭКО. 2013. №4. С. 27-55.
39. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Министерство энергетики РФ - http://minenergo.gov.ru/aboutminen/energostrategy/
40. Act relating to petroleum activities: Act of 29 November 1996 № 72 (last amended by Act 24 June 2011 № 38) // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/
41. Arctic oil and gas. EY, 2013. 15 p.
42. Area fees – Stipulation of new rates // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/
43. BP in Alaska. – Anchorage: BP Exploration (Alaska) Inc, 2013. 39 p.
44. Budget 2014. – Oslo: Ministry of Finance, 2014. 23 p.
45. Budzik P. Arctic Oil and Natural Gas Potential. - Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, October 2009. 18 p.
46. Canada Petroleum Resources Act, 1985 (last amended on 1April 2014) // Justice Laws Website - http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/C-8.5/
47. Chukchi Sea Permit, Alaska, United States of America // Offshore Technology - http://www.offshore-technology.com/projects/chukchiseapermit/
48. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. - Menlo Park: U.S. Geological Survey, 2008. 4 p.
49. Dagg J., Holroyd P., Lemphers N., Lucas R., Thibault B., Severson-Baker C., Kennett S., Leaton J., Wheeler B. Comparing the Offshore Drilling Regulatory Regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland and Norway. Drayton Valley: The Pembina Institute, 2011. 179 p.
50. Economic Analysis of Future Offshore Oil and Gas Development: Beaufort Sea, Chukchi Sea, and North Aleutian Basin. – Anchorage: Northern Economics, March 2009. 166 p.
51. Energy Perspectives: long-term macro and market outlook. – Stavanger: Statoil, 2013. 43 p.
52. Facts 2013: The Norwegian Petroleum Sector. – Norway: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Directorate, 2013. 150 p.
53. Licensing rounds on the Norwegian Continental Shelf // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Theme-articles/Licensing-rounds/
54. More Alaska Production Act // Office of Governor Sean Parnell - http://gov.alaska.gov/parnell/priorities/resources/more-alaska-production-act.html
55. Norwegian pre-qualification system // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/topics/production-licences/theme-articles/pre-qualification/
56. Oran R. Young. The Age of the Arctic // Foreign Policy. №61, Winter, 1985-1986. P. 160-179.
57. Petroleum Resources on the Norwegian Continental Shelf. – Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate, 2013. 63 p.
58. Review of offshore drilling in the Canadian Arctic. – Calgary: National Energy Board, December 2011. 54 p.
59. Shell in the Arctic. - The Hague: Royal Dutch Shell, 2011. 7 p.
60. Snohvit and beyond // Russian Oil & Gas Technologies - http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue\_006/07.pdf
61. Statistical Yearbook of Norway 2013. – Oslo: Statistics Norway, November 2013. 397 p.
62. Statoil Annual report 2012. - Stavanger: Statoil, 2013. 227 p.
63. The Petroleum Taxation Act: Act of 13 June 1975 № 35 (last amended by Act of 29 June 2007 № 51) // Ministry of Finance - http://www.regjeringen.no/en/dep/fin/Selected-topics/taxes-and-duties/Act-of-13-June-1975-No-35-relating-to-th.html
64. Value added tax in Norway / Zero-rated supplies / Offshore petroleum activities // Norwegian Tax Administration - http://www.skatteetaten.no/en/International-pages/Felles-innhold-benyttes-i-flere-malgrupper/Brochure/Guide-to-value-added-tax-in-Norway/
65. Williams S., Amiel G., Scheck J. How a Giant Kazakh Oil Project Went Awry // The Wall Street Journal. 2014. March 30.
66. World Energy Outlook 2013. – Paris: International Energy Agency, 2013. 671 p.

# Приложение 1

**Динамика капитальных и операционных затрат проекта**

Динамика капитальных затрат



Динамика текущих операционных затрат



# Приложение 2

**Расчет чистого дисконтированного дохода компании в условиях налоговой системы России**



# Приложение 3

**Расчет чистого дисконтированного дохода компании в условиях налоговой системы России без льгот**



# Приложение 4

**Расчет чистого дисконтированного дохода компании в условиях налоговой системы Норвегии**



# Приложение 5

**Расчет чистого дисконтированного дохода государства в условиях налоговой системы Норвегии**



1. Исследование Энергетического центра бизнес-школы СКОЛКОВО [6], норвежского экономиста Л. Лундена [21], компании EY [41], канадского института Pembina [49] и др. [↑](#footnote-ref-1)
2. Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. - Menlo Park: U.S. Geological Survey, 2008. P. 1. [↑](#footnote-ref-2)
3. Источник: Институт проблем нефти и газа РАН. [↑](#footnote-ref-3)
4. Budzik P. Arctic Oil and Natural Gas Potential. - Washington, DC: U.S. Energy Information Administration, 2009. P. 4. [↑](#footnote-ref-4)
5. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России. – М: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2012. С. 24. [↑](#footnote-ref-5)
6. Белонин М.Д., Дмитриевский А.Н. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа // Природа. 2004. №9. С. 6. [↑](#footnote-ref-6)
7. Перспективы освоения нефтегазового потенциала восточно-арктического шельфа РФ // ПАКК - http://oil.pacc.ru/analytics/articles2/shelf.html [↑](#footnote-ref-7)
8. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Указ. соч. С. 24. [↑](#footnote-ref-8)
9. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Указ. соч. С. 16. [↑](#footnote-ref-9)
10. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики // Бурение и нефть. 2011. №7-8. С. 27. [↑](#footnote-ref-10)
11. Разработка нефтегазовых ресурсов Северного Ледовитого океана (с обзором проектов). – М: Российское энергетическое агентство, 2011. С. 6. [↑](#footnote-ref-11)
12. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Указ. соч. С. 26. [↑](#footnote-ref-12)
13. Chukchi Sea Permit, Alaska, United States of America // Offshore Technology - http://www.offshore-technology.com/projects/chukchiseapermit/ [↑](#footnote-ref-13)
14. Shell in the Arctic. - The Hague: Royal Dutch Shell, 2011. P. 2. [↑](#footnote-ref-14)
15. Забанбарк А., Лобковский Л. И. Геологическое строение и нефтегазоносность арктической части Северо-Американского континента // Арктика: экология и экономика. 2013. №3 (11). С. 68. [↑](#footnote-ref-15)
16. BP in Alaska. – Anchorage: BP Exploration (Alaska) Inc, 2013. P. 33, 37. [↑](#footnote-ref-16)
17. Богоявленский В.И. Поиск, разведка и разработка месторождений углеводородов в Циркумарктическом регионе // Арктика: экология и экономика. 2013. №2 (10). С. 62. [↑](#footnote-ref-17)
18. Донской С.Е. О перспективах освоения ресурсов континентального шельфа России // Министерство природных ресурсов и экологии РФ - http://www.mnr.gov.ru/news/detail.php?ID=130045 [↑](#footnote-ref-18)
19. Snohvit and beyond // Russian Oil & Gas Technologies - http://www.rogtecmagazine.com/PDF/Issue\_006/07.pdf [↑](#footnote-ref-19)
20. Рогозин Д.О. РФ начинает проект по освоению месторождений Арктики с помощью морских роботов // ИТАРТАСС - http://itar-tass.com/nauka/1044558 [↑](#footnote-ref-20)
21. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Указ. соч. С. 40. [↑](#footnote-ref-21)
22. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. С. 38. [↑](#footnote-ref-22)
23. О недрах: закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. 01.01.2014), ст. 9 // Собрание законодательства РФ. – 1995. №10. – Ст. 823. [↑](#footnote-ref-23)
24. Дзядко Т. Минприроды предлагает допустить частные компании к шельфу // Ведомости -http://www.vedomosti.ru/companies/news/4434991/pustite\_chastnikov [↑](#footnote-ref-24)
25. Мельников К. «Роснефть» сделала партнерам условное предложение // Коммерсантъ. 18.04.2012. № 69. С. 11. [↑](#footnote-ref-25)
26. Рогозин Д.О. Освоение Арктики - вопрос национальной безопасности // РосБизнесКонсалтинг - http://top.rbc.ru/economics/20/12/2013/896016.shtml [↑](#footnote-ref-26)
27. Серов М. Штокман уходит все дальше // Коммерсантъ. 11.02.2013. №24/П. С. 9. [↑](#footnote-ref-27)
28. О недрах: закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 (ред. 01.01.2014), ст. 10 // Собрание законодательства РФ. – 1995. №10. – Ст. 823. [↑](#footnote-ref-28)
29. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Указ. соч. С. 61. [↑](#footnote-ref-29)
30. Facts 2013: The Norwegian Petroleum Sector. – Norway: Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, Norwegian Petroleum Directorate, 2013. P. 20. [↑](#footnote-ref-30)
31. Statoil Annual report 2012. - Stavanger: Statoil, 2013. P. 12. [↑](#footnote-ref-31)
32. Facts 2013: The Norwegian Petroleum Sector. Opt. cit. P. 21. [↑](#footnote-ref-32)
33. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Указ. соч. С. 49. [↑](#footnote-ref-33)
34. Licensing rounds on the Norwegian Continental Shelf // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/Theme-articles/Licensing-rounds/ [↑](#footnote-ref-34)
35. Act relating to petroleum activities: Act of 29 November 1996 № 72, Section 3-3 // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/Regulations/Acts/Petroleum-activities-act/ [↑](#footnote-ref-35)
36. Norwegian pre-qualification system // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/topics/production-licences/theme-articles/pre-qualification/ [↑](#footnote-ref-36)
37. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Указ. соч. С. 44. [↑](#footnote-ref-37)
38. 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], ст. 322 // Собрание законодательства РФ. – 2000. - №32. - Ст. 3340. [↑](#footnote-ref-38)
39. The Petroleum Taxation Act: Act of 13 June 1975 № 35, Section 4 // Ministry of Finance - http://www.regjeringen.no/en/dep/fin/Selected-topics/taxes-and-duties/Act-of-13-June-1975-No-35-relating-to-th.html [↑](#footnote-ref-39)
40. Reduced uplift in the petroleum tax system // Ministry of Finance - 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 [↑](#footnote-ref-40)
41. Крюков В.А., Анашкин О.С.. Нефтяные фонды – инструмент стерилизации или инструмент модернизации? // XIII Международная научная конференция по проблемам развития экономики и общества. В четырех книгах. Книга 4. / Под ред. Е.Г. Ясин. М.: Издательский дом ВШЭ, 2012. С. 292. [↑](#footnote-ref-41)
42. Value added tax in Norway / Zero-rated supplies / Offshore petroleum activities // Norwegian Tax Administration - http://www.skatteetaten.no/en/International-pages/Felles-innhold-benyttes-i-flere-malgrupper/Brochure/Guide-to-value-added-tax-in-Norway/ [↑](#footnote-ref-42)
43. Budget 2014. – Oslo: Ministry of Finance, 2014. P. 21. [↑](#footnote-ref-43)
44. Area fees – Stipulation of new rates // Norwegian Petroleum Directorate - http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees--Stipulation-of-new-rates/ [↑](#footnote-ref-44)
45. Facts 2013: The Norwegian Petroleum Sector. Opt. cit. P. 22. [↑](#footnote-ref-45)
46. Выгон Г., Ежов С., Козлова Д., Рубцов А. Указ. соч. С. 64. [↑](#footnote-ref-46)
47. More Alaska Production Act // Office of Governor Sean Parnell - http://gov.alaska.gov/parnell/priorities/resources/more-alaska-production-act.html [↑](#footnote-ref-47)
48. Williams S., Amiel G., Scheck J. How a Giant Kazakh Oil Project Went Awry // The Wall Street Journal. 2014. March 30. P. 1. [↑](#footnote-ref-48)
49. Богоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // Бурение и нефть. 2013. №3. С. 6. [↑](#footnote-ref-49)