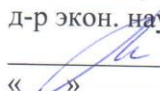


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
государственное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ  
Кафедра экономической теории и прикладной экономики

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ  
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ  
ЗАИМСТВОВАНИЯ  
И.О. заведующего кафедрой  
д-р экон. наук, профессор  
 И.А. Лиман  
«    »      2017

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА  
АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА: ВОЗМОЖНОСТИ КООПЕРАЦИЙ РОССИИ  
И НОРВЕГИИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СОВМЕСТНЫХ ПРОЕКТОВ НА  
ШЕЛЬФЕ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

38.04.01 Экономика

Магистерская программа «Экономика и правовое регулирование бизнеса»

Выполнил работу  
Студент 2 курса очной формы  
обучения

  
(подпись)

Чупин  
Максим  
Алексеевич

Научный руководитель  
кандидат экон. наук, доцент

  
(подпись)

Карагулян  
Егине  
Араратовна

Рецензент  
Специалист отдела закупок,  
ООО «Технологическая  
Компания Шлюмберже»,  
магистр экономики

  
(подпись)

Хайбуллова  
Диана  
Наилевна

Тюмень 2017

Работа выполнена на кафедре мировой экономики и международного бизнеса Финансово-экономического института ТюмГУ

по направлению «Экономика»,

магистерская программа «Экономика и правовое регулирование бизнеса»

Защита в ГЭК

протокол от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_

оценка \_\_\_\_\_

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
ГЛАВА 1. ОЦЕНКА ПРИРОДНЫХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ И НОРВЕГИИ.....	7
1.1. Теоретические основы концепции устойчивого развития Арктического региона .....	7
1.2. Общие сведения о запасах нефти и газа Арктического шельфа.....	11
1.3. Правовая основа сотрудничества России и Норвегии в нефтегазовом секторе в условиях устойчивого развития.....	17
1.4. Сравнение подходов к лицензированию и налогообложению в России и Норвегии при освоении Арктического шельфа .....	24
ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ УСЛОВНОГО ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	34
2.1. Разработка модели условного нефтяного месторождения.....	34
2.2. Методика определения экономической эффективности разработки шельфового участка.....	41
2.3. Оценка эффективности проекта разработки условного месторождения.....	44
ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ И НОРВЕГИИ ПРИ ОСВОЕНИИ ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ .....	55
3.1. Проблемы освоения арктического шельфа.....	55
3.2. Разработка сценариев сотрудничества между Россией и Норвегией на шельфе Баренцева моря .....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ .....	90

## ВВЕДЕНИЕ

Арктический регион занимает одно из ведущих мест в глобальной повестке дня, ее геополитическое и экономическое значение в мире непрерывно растет. 20 февраля 2013 в РФ была утверждена «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года». Данной стратегией определяются основные механизмы, способы и средства достижения стратегических целей и приоритетов устойчивого развития Арктической зоны Российской Федерации.

Баренцево море несет в себе большой ресурсный потенциал в виде запасов нефти и газа, значительная часть из которых сосредоточена в пограничной зоне с Норвегией. Подписанное в 2010 году соглашение «О разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане» открыло новые возможности для сотрудничества между странами. Для России важен опыт Норвегии, где политика в области недропользования на шельфе направлена на достижение устойчивого развития.

Не смотря на все возможности, которые открывает освоение Арктики, на сегодняшний день на российском шельфе региона функционирует только одна промышленная платформа. Очевидно, что столь медленное развитие обусловлено экстремальными природно-климатическими условиями, а также неблагоприятной экономической и геополитической обстановкой. Это значительно снижает инвестиционную привлекательность арктического шельфа для компаний-недропользователей. Совместная реализация проектов позволяет решить ряд технологических задач и диверсифицировать инвестиционные риски, что делает возможным реализацию концепции устойчивого развития. Таким образом, вопрос сотрудничества России и Норвегии на арктическом шельфе Баренцева моря является актуальным.

Целью работы является изучение основных направлений, проблем и перспектив сотрудничества Норвегии и России при осуществлении совместных проектов по добыче нефти и газа на шельфе Баренцева моря.

Предметом исследования является устойчивое развитие Арктики, а объектом – сотрудничество между Россией и Норвегией путем совместной разработки месторождений нефти и газа на шельфе Баренцева моря.

В рамках выбранной темы поставлены следующие задачи:

- Проанализировать и выделить особенности устойчивого развития Арктического региона путем анализа опыта России и Норвегии.
- Оценить экономическую эффективность арктического проекта в условиях экономик обеих стран.
- Определить проблемы, затрудняющие освоение ресурсов нефти и газа Баренцева моря и определить пути решения путем сотрудничества в Арктике.
- Построить сценарии развития сотрудничества и определить возможности для устойчивого развития.

В ходе работы были использованы труды выдающихся авторов, таких как Анатолий Бурмистров, Индра Оверлэнд, Алексей Фадеев, Регина Базалева, а также многих других ученых.

Элементы научной новизны диссертации заключается в следующем:

1) Методом расчета чистого дисконтированного дохода компании в условиях экономик обеих стран была установлена экономическая эффективность проекта разработки условного месторождения на арктическом шельфе Баренцева моря, что дает представление о том, насколько рентабельно проводить освоение шельфа без привлечения иностранных партнеров.

2) Определены проблемы, замедляющие освоение ресурсов нефти газа на арктическом шельфе Баренцева моря, на основе чего предложены возможные пути их решения путем сотрудничества России и Норвегии.

3) Построены сценарии будущего сотрудничества на Арктическом шельфе Баренцева моря путем использования предположений о будущей

конъюнктуре мирового энергетического рынка, а также основных факторов неопределенности, значительно влияющих на кооперацию между странами.

Работа состоит из трех глав. Первая глава посвящена определению аспектов устойчивого развития Арктического региона, оценке подходов к разработке шельфовых месторождений в России и Норвегии, а также правовым основам сотрудничества между странами.

Во второй главе рассматривается модель разработки условного месторождения на шельфе Баренцева моря, приведена методология расчета показателей эффективности проекта для компании – оператора. Экономическая оценка рентабельности проекта путем расчета чистого дисконтированного дохода компании-оператора в условиях экономик обеих стран.

Третья глава посвящена определению проблем освоения Арктического шельфа, а также путей их решения путем сотрудничества. В ходе работы были построены сценарии сотрудничества для России и Норвегии путем использования факторов неопределенности и предположений. Также было определено, при каких условиях сотрудничества возможно достичь устойчивого развития арктического региона.

# ГЛАВА 1. ОЦЕНКА ПРИРОДНЫХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ И НОРВЕГИИ

## 1.1. Теоретические основы концепции устойчивого развития Арктического региона

Устойчивое развитие в Арктике призвано ориентировать хозяйственную деятельность на удовлетворение нынешних экономических и социальных потребностей, не ставя под угрозу экологическое состояние и ресурсную базу Арктики в будущем. Помимо этого, устойчивое развитие Арктического региона – сложный процесс согласованной политики и сотрудничества, в первую очередь, приарктических государств [19, с.99].

В конце XX века система регулирования недропользования в России была направлена на максимальное включение ресурсов нефти и газа в рыночный оборот, а также на изъятие рентного дохода. На сегодняшний день экономика переходит на более устойчивую модель развития. Особо важное значение при этом отводится роли государственного участия и оптимизация уровня регулирования нефтегазовой отрасли в целом. Доступ же иностранных инвесторов для реализации шельфовых проектов может быть эффективным инструментом, который позволит решить широкий спектр технологических, экономических и социальных проблем [33, с.33].

В основе устойчивого развития Арктического региона лежит достижение баланса сосуществования бизнеса, государства и местного населения, которое проживает на данной территории. В результате повышения уровня шельфовой добычи возрастает и антропогенное воздействие на крайне уязвимую северную природу. Также подвергается влиянию местное население, которое, как правило, занято традиционными методами природопользования. Нарушение природных экосистем приведет к снижению этническо-культурной устойчивости. Этим обуславливается необходимость повышения социальной

ответственности бизнеса в Арктике. Концепция устойчивого развития в Арктическом регионе представлена на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 - Концепция Устойчивого развития Арктического региона в процессе разработки арктического месторождения

Выделяются следующие макроэкономические эффекты от разработки арктического месторождения, способствующие устойчивому развитию в регионе:

- увеличение бюджетных поступлений ввиду повышения налогооблагаемой базы;
- рост уровня занятости населения региона;
- повышение уровня жизни населения;
- развитие инфраструктуры региона;
- импульс к повышению рентабельности косвенного; бизнеса, связанного с нефтедобычей;
- защита интересов коренных народов севера;
- совершенствование законодательства охране окружающей среды в отношении добычи на арктическом шельфе.



Все вышеперечисленные макроэкономические эффекты – это последствия эффекта экономического мультипликатора, выражающего экономическую взаимосвязь между отраслями производства. В данном случае нефтегазовая индустрия играет роль «двигателя» инвестиционной активности, которая передается смежным отраслям. В общем виде эффективность мультипликатора можно отразить в следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \sum_{i=1}^n M \cdot \mathcal{E}_i \quad (1)$$

где  $\mathcal{E}$  – суммарный эффект от вложений;

$M$  – мультипликатор;

$\mathcal{E}_i$  – вторичный эффект в  $i$ -той отрасли от вложений в базовую отрасль;

$n$  – количество отраслей, в которых получается эффект от вложений в базовую отрасль.

При разработке углеводородных месторождений появляется спрос не только на углеводороды, но и на товары сопряженных индустрий. Например, устойчивый спрос на нефтепромысловое оборудование вызывает повышение спроса на металлоконструкции, электроэнергию, расходные материалы. А тем временем, увеличится спрос на уголь, железную руду, электростанции. Таким образом выстраивается целая цепочка взаимодействия производств, которая благоприятно сказывается на экономическом росте. Стоит отметить, что при перемещении нефтяных и газовых провинций на шельф арктических морей будет расти спрос на высокотехнологичное и наукоемкое оборудование [6, с. 47].

Использование рациональной системы налогообложения значительно увеличивает макроэкономический эффект мультипликатора, а также его продолжительность. Для инвестора основной целью является максимально быстрый возврат вложенных денежных средств. Государство же должно, в первую очередь, создать условия для привлечения этих инвестиций, при

необходимости, отложив получение бюджетных доходов для достижения долгосрочного экономического эффекта.

С точки зрения устойчивого развития методом разработки шельфовых месторождений особенно интересен опыт Норвегии. В основе использования ресурсов нефти и газа в Норвегии лежит осознание того, что данные запасы являются невозполнимым национальным ресурсом. В следствие этого, разработка шельфовых месторождений должна осуществляться таким образом, чтобы максимально увеличить стоимость нефти и газа, обеспечить высокую долю доходов от этих ресурсов. При этом необходимо принимать во внимание потребности будущего поколения. Среди основных целей государственной политики Норвегии в области устойчивого можно выделить следующие цели:

- 1) Повышение рентабельности процесса добычи ресурсов, а также повышение уровня благосостояния и занятости;
- 2) Создание условий для интернализации норвежской нефтегазовой индустрии в целях устойчивости данной отрасли в период истощения основных запасов
- 3) Достижение передовых производственных показателей, которые будут удовлетворять экологическим требованиям в части снижения рисков разливов нефти и снижения выбросов CO<sub>2</sub>.

Даже при столь высоком уровне добычи ресурсов, Норвегия покрывает внутреннюю потребность в энергоресурсах за счет энергии ветра и гидроэнергии. При этом на экспорт идёт 95 % добываемой нефти. Доходы от нефтегазовой промышленности поступают в Государственный Пенсионный Фонд. Такой подход позволяет добиться устойчивого развития государства на годы вперед. Благодаря этому норвежские компании продолжают развиваться даже в условиях кризиса [33, с.85]. Норвежский опыт показал, что использование рационального подхода к разработке шельфовых месторождений повлечет за собой не только финансовую прибыль для добывающих компаний, но и рост экономики страны в целом.

## 1.2. Общие сведения о запасах нефти и газа Арктического шельфа

Арктическим шельфом считаются морские территории, которые расположены за Полярным кругом, севернее 63°33' северной широты. Подводная часть материка включает внутренние морские воды, территориальные моря и континентальный шельф. В соответствии с Конвенцией ООН о морском праве 1982 года, континентальным шельфом признается та часть морского дна, которая находится за пределами территориального моря (может простирается на расстояние, не превышающее 350 миль). В пределах этой территории прибрежная страна имеет исключительное право на разработку природных ресурсов. На сегодняшний день, только четыре государства осуществляют добычу углеводородов на арктическом шельфе: Российская Федерация, Норвегия, США и Канада. Схематичное изображение мирового арктического региона представлено на рисунке 1.2.

При работе на арктическом шельфе выделяется ряд климатических особенностей Арктического региона, с которыми предстоит столкнуться в процессе разработки месторождения. Низкие температуры распространены повсеместно на крайнем севере, акватория Баренцева моря – не исключение. Под воздействием низких температур свойства материалов меняются, и это вызывает выход оборудования из строя. Для работы в таких условиях требуется специальное материалы, устойчивое к воздействию низких температур. Также сотрудники должны соблюдать особый режим работы, при котором они не будут находится на открытой поверхности долгое время.

Также за полярным кругом имеет место такое явление, как полярная ночь. Это определённый период года, когда солнце не восходит над горизонтом. В следствие ограниченного освещения, осуществление производственных операций на платформе может занять больше времени, чем при работе в дневных условиях. Так, на широте острова Медвежий, расположенного в

западной части Баренцева моря, зимой полярная ночь длится в течение 2 месяцев.



Рисунок 1.2 - Мировая арктическая зона

Источник: [36]

Также за полярным кругом имеет место такое явление, как полярная ночь. Это определённый период года, когда солнце не восходит над горизонтом. В следствие ограниченного освещения, осуществление производственных операций на платформе может занять больше времени, чем при работе в дневных условиях. Так, на широте острова Медвежий, расположенного в западной части Баренцева моря, зимой полярная ночь длится в течение 2 месяцев.

Ледовые условия в Баренцевом, Печорском морях довольно динамичны и зависят от существенных сезонных и региональных перепадов. Это представляет значительное затруднение для перемещения судов и

осуществления технологических операций. Операции в условиях арктического шельфа требуют наличия специальной службы по мониторингу за состоянием ледового покрова. Особенно важно иметь возможность отследить и спрогнозировать движения морских льдов и айсбергов.

В акватории Баренцева моря довольно часто встречаются такие природные явления, как полярные циклоны и арктические штормы. Полярный циклон образуется, когда холодный ветер дует с покрытых льдом регионов на севере через относительно теплое море. Обычно это явление формируется быстро, и его достаточно сложно спрогнозировать. Полярные циклоны и арктические штормы могут длиться от нескольких часов до нескольких недель [17, с.35].

Около 70% территории всего континентального шельфа Российской Федерации относится к Арктическому континентальному шельфу. В РФ реализуется несколько шельфовых проектов на Сахалине, ведется разведочное бурение на Юге страны: в Черном, Азовском, Каспийском морях.

Однако, на Арктическом шельфе ведется промышленная добыча только одной платформе - «Приразломной». Разработка Приразломного нефтяного месторождения началась в конце 2013 года. Оператором проекта является ООО «Газпром нефть шельф», 100-% дочерняя организация ПАО «Газпром». Добыча ведется с помощью морской ледостойкой платформы, используемая для эксплуатации, хранения и отгрузки нефти. Данная установка может функционировать круглый год и работать автономно долгое время. С целью повышения экономической эффективности проектов, компания планирует вовлечь в разработку соседние месторождения, такие как Долгинское.

Стоит отметить такой перспективный арктический проект, как «Ямал-СПГ», который включает в себя добычу газа, его преобразование в жидкое состояние и транспортировку конечному потребителю. Оператором проекта является единственная независимая компания по добыче природного газа в РФ

- ОАО «НОВАТЭК», которая работает совместно с китайской CNPC и французской Total [32, с.33].

В связи со снижением объема добываемых ресурсов на традиционных месторождениях Норвегии, расположенных на шельфе Северного и Норвежского морей, норвежские компании ведут активные исследовательские работы на шельфе Баренцева моря за полярным кругом. На данный момент ведется разработка месторождения Snøhvit, оператором которого является Statoil. Добывающая система на месторождении полностью находится под водой и управляется с берега. Добываемый газ поступает на завод СПГ, расположенный в городе Хаммерфест. Часть CO<sub>2</sub>, выделяющегося при добыче закачивается в нагнетательные скважины, а часть отправляется в подземные хранилища. 13 марта 2016 года началась добыча на месторождении Goliat, оператором которого является итальянская нефтегазовая компания ENI. Месторождение расположено в 80 км. К северо-западу от Хаммерфеста и является самым северным разрабатываемым месторождением в мире. Разработка месторождения осуществляется при помощи цилиндрической плавучей добывающей установки «Sevan 1000», произведенной в Южной Корее. Добыча на объекте несколько раз откладывалась ввиду недоработок в конструкции установки [45, с.147].

Предполагается, что в Арктическом регионе содержится большой объем неизведанных запасов нефти и газа, при этом наиболее значимая их часть содержится в недрах Арктического шельфа РФ. Сюда входят как традиционные ресурсы нефти, газа и газового конденсата, так и нетрадиционные ресурсы, представленные газовыми гидратами. Суммарные перспективные запасы, относящиеся к шельфу Баренцева и Печорского морей составляют 31 млрд. тонн нефтяного эквивалента. На рисунке 1.3 представлена карта шельфовых месторождений региона, а также выделены несколько зон в зависимости от предполагаемого начала эксплуатации. Так, освоение месторождений, расположенных в зонах 1,2,3, может начаться в ближайшее время – до 2025.

Запасы месторождений группы 4 перспективны в среднесрочном периоде и вероятно, что их промышленная разработка начнется в 2025-2050 годах. Разработка месторождений группы 5 возможна не раньше 2050 года ввиду значительных природных ограничений, а также отсутствия инфраструктуры [36].



Рисунок 1.3 - Месторождения Баренцева и Печорского морей

Источник: [36]

Самыми дальними газоконденсатными месторождениями, расположенными в Баренцевом море, являются: Штокмановское (2069, 9 млн. т. нефтяного эквивалента), Ледовое (384,8 млн. т. нефтяного эквивалента) и Лудловское (190,1 млн. т. нефтяного эквивалента). Южнее расположены газовые месторождения: Мурманское (108, 54 млн. т. нефтяного эквивалента) и Северо-Килдинское (14,54 млн. т. нефтяного эквивалента). Потенциально интересными структурами являются хребты Шадский и Вернадский.

Основными шельфовыми месторождениями Печерского моря являются: Приразломное (70 млн. т. нефтяного эквивалента), Долгинское (235, 8 млн. т. нефтяного эквивалента), Верендей – море, Медынское – море, Колокоморское, Северо-Гулаевское нефтяные месторождения, Северо-Гулаевское нефтегазоконденсатное месторождение, а также Поморское газоконденсатное месторождение.

На норвежском шельфе Баренцева моря стоит отметить такие месторождения как: Snøhvit (213, млн. т. нефтяного эквивалента), Johan Castberg (81,4 млн. т. нефтяного эквивалента), Goliat (33,7 млн. т. нефтяного эквивалента), Alikesouth (11,0 млн. т. нефтяного эквивалента). Соотношение газа и нефти на норвежских шельфовых месторождениях составляет 40/60. Российские же месторождения Арктического шельфа на 80 % представлены ресурсами природного газа. [52, с.902]

Хребет Федынского, расположенный в пограничной зоне между странами, является одним из наиболее перспективных месторождений на шельфе Баренцева моря. Согласно последним подсчетам, в пограничной зоне на российской территории содержится порядка 6,8 млрд. т. нефтяного эквивалента. В 2013 Норвежский нефтяной директорат (NPD) опубликовал отчет об объеме запасов на норвежской стороне. Он составляет 0,79 млрд. т. нефтяного эквивалента. (что в 8, 6 раза меньше, чем с российской стороны). Стоит отметить, что данная цифра отражает только перспективные запасы, которые перейдут в категорию «Доказанные» только после стадии разведочного бурения. [44]

При освоении ресурсов нефти и газа российского шельфа, Мурманск является стратегически значимым объектом для российской экономики. Начало промышленной эксплуатации месторождений приведет к увеличению объемов транспортировки углеводородов, в следствие чего Мурманск станет промышленным плацдармом для будущих проектов. Кольский полуостров обладает выгодным географическим положением, а также довольно развитой



инфраструктурой, что делает возможным размещение организаций материально-технических поставок для бурения, разработки месторождения, транспортировки ресурсов, монтажа и обслуживания плавающих платформ. На рисунке 1.3отражена схема транспортировки нефти и газа с месторождений в центр промышленной подготовки в Мурманске, и затем – в Европу и США. [32, с.34]



Рисунок 1.4. - Перспективные пути транзита ресурсов с шельфа Баренцева моря  
Источник: [32, с.36]

Немаловажен тот факт, что строительство трубопровода к побережью Мурманской области будет способствовать социальному и экономическому росту других регионов, в том числе Архангельской области, так как она исторически является одним из судостроительных центров России.

### 1.3. Правовая основа сотрудничества России и Норвегии в нефтегазовом секторе в условиях устойчивого развития

Исторически, Россия и Норвегия, имели конструктивные двухсторонние отношения и демонстрировали общий интерес в исследовании запасов Баренцева моря. Атмосфера сотрудничества позволила создать совместные

режимы управления рыбным промыслом в 1970-годы, установить диалог по защите окружающей среды в конце 1980-х годов. Оба государства демонстрируют интерес к постепенному переходу от своих исторически организованных нефтяных провинций к месторождениям крайнего севера.

С начала 1990-х норвежские нефтяные и газовые компании были активно вовлечены в исследования шельфовых месторождений на Российском крайнем севере, где ключевым объектом для сотрудничества является Штокмановское газоконденсатное месторождение. В последние годы также наблюдался интерес российских компаний к исследованию и разработке норвежских шельфовых месторождений, особенно в акватории Баренцева моря.

Российские нефтегазовые монополии «Роснефть» и «Газпром» близко сотрудничали с норвежскими «Statoil» и «Norsk Hydro ASA» на протяжении 1990-х годов, проводя геологоразведочные работы в восточной части Баренцева и Печерского морей. В 2004 году между «Газпромом», «Роснефтью» и «Statoil» был подписан трехсторонний «Меморандум о взаимопонимании» при разработке Штокмановского месторождения с российской стороны Баренцева моря и месторождения Snøhvit норвежской стороны Баренцева моря [8]. В целях совместного освоения залежей и разработки технологий в 2005 году между странами было подписано соглашение о сотрудничестве, включающее в себя обширные участки крайнего севера [9]. Впоследствии эти соглашения были заменены соглашениям о совместной геологоразведке, эксплуатации и о сотрудничестве в сфере науки и технологий [47].

Одним из наиболее перспективных проектов в Баренцевом море считается «Shtokman Development AG». Исходя из тесного сотрудничества между странами на шельфовом рынке, было не удивительно, что «Statoil» и «Norsk Hydro ASA» были выбраны «Газпромом» в 2005 году в качестве потенциальных партнеров при реализации первой фазы Штокмановского Газоконденсатного месторождения. В феврале 2008 года между главами «Газпрома» (51 % акций), французской «Total» (25% акций) и «Statoil» (24%

акций) было подписано соглашение об учреждении компании «Shtokman Development AG». Данное соглашение было первой практической попыткой совместной разработки месторождения в Баренцевом море между Россией и Норвегией. [49]

Проект «Shtokman Development AG» являлся инновационными по многим аспектам. Прежде всего, Штокмановское месторождение находится севернее всех когда-либо осваиваемых газовых месторождений. Оно также находится в зоне с суровыми климатическими условиями: толстый слой льда, айсберги, длительная полярная ночь. Завод СПГ (сжиженный природный газ), построенный в селе Терберка неподалеку от Мурманска в процессе реализации проекта должен был стать первым заводом СПГ в России. «Shtokman Development AG» позиционировался, как тестовая платформа для новой модели привлечения иностранных инвестиций, в то время, когда доступ частных инвесторов (как российских, так и зарубежных) к участию в арктических шельфовых проектах был ограничен [10].

Работа над проектом в период 2008-2012 годов помогла компаниями более четко взглянуть на риски и перспективы его реализации. С одной стороны, было доказано, что, при условии сотрудничества и внедрения инновационных технологических решений для разработки залежей возможна успешная добыча ресурсов нефти и газа, даже не смотря на географическую отдаленность. С другой стороны, рентабельность проекта сильно зависит от текущих цен на углеводородное сырье. В 2012 году акционеры решили, что окончательное решение по инвестированию не может быть сделано, поэтому «Statoil» и «Total» были вынуждены выйти из проекта в 2012 и 2015 годах соответственно. Это сделало «Газпром» 100-процентным держателем акции проекта. Тем не менее, у «Shtokman Development AG» все ещё есть большой потенциал для дальнейшего сотрудничества с иностранными партнерами [11].

Компания «Роснефть» также принимала участие в ряде двухсторонних отношений со «Statoil». В мае 2012 компании подписали соглашение о

совместной деятельности в Баренцевом и Охотском морях. Данное соглашение предусматривает совместную разработку лицензионных участков: Парсеевского, Кашеваровского, Лисянского и Магадан -1. Также договор дает «Роснефти» возможность участвовать в тендерах по получению лицензий на разработку участков норвежского континентального шельфа. Это послужило началом нового этапа сотрудничества между компаниями. В рамках соглашения, «Роснефть» сможет представлять интересы Statoil при реализации международных проектов [20, с. 46].

В августе 2012 было подписано операционное соглашение с акционерами, исходя из которого при разработке участков Баренцева и Охотского морей «Роснефть» получает 66,67 % акций, а «Statoil» – 33,33%. «Statoil» также должен финансировать 100% затрат на стадии геологоразведки, включая программу обязательных работ по бурению шести поисковых скважин в период с 2016 по 2021 год. Соглашение предусматривает обмен техническим и управленческим персоналом между компаниями, а также обмен опытом по основным направлениям деятельности: разведки, бурению и добыче углеводородного сырья [26].

23 ноября 2012 года компании подписали двустороннее соглашение «Декларацию об охране окружающей среды и сохранении биологического разнообразия при разведке и разработке минеральных ресурсов Арктического континентального шельфа Российской Федерации». Одной из ключевых целей данного соглашения является создание Координационного центра с привлечением представителей Роскосмоса, Министерства транспорта РФ и МЧС России [51]. В июне 2016 года «Роснефть» и «Statoil» начали бурение поисковых скважин на участках Лисянский и Магадан -1 в Охотском море с полупогружной установки Nanhai-9, сконструированной китайской компанией China Oilfield Services Limited (COSL). В 2018 году планируется начать поисковое бурение на Парсеевском участке Баренцева моря [28].

Стоит отметить, что российские компании также принимают участие в освоении норвежского шельфа. По итогам с 22 лицензионного раунда «Лукойл» и «Роснефть» получили лицензии наравне с другими 29 победителями тендера. «Роснефть» получила 20 % акций в участке № 713 в Баренцевом море, который будет разрабатываться совместно с компанией-оператором «Statoil» и частной норвежской корпорацией «North Energy». Лицензия PL713 включает в себя четыре блока: 7219/2, 7219/3, 7319/11, 7319/12[27]. «Лукойл» получил 20 % акций в блоке 708, совместно с компанией-оператором «Lundian» (Швеция), компаниями «Edison International» (США) и «North Energy» (Норвегия). «Лукойл» также получил 30 % акций в блоке №719 в Баренцевом море, который будет разрабатываться совместно с компанией-оператором «Centeria Resources» (Великобритания) и «North Energy» [29]. Также российские компании косвенно вовлекаются в добычу на Норвежском континентальном шельфе через приобретение долей в западных компаниях, которые работают в Норвегии. Например, консорциум «Letter One Group», принадлежащий Михаилу Фридману, купил нефтегазовую компанию «RWEDea AG», которая работает в Норвегии.

Вовлечение российских компаний в коммерческую деятельность в норвежской части Баренцева моря говорит об успешном начале сотрудничества между странами. Для «Роснефти» и «Лукойла» участие в исследовании и эксплуатации норвежского континентального шельфа представляет возможность получения доступа к технологиям для освоения морских проектов, опыт, который в дальнейшем можно применить при освоении российских и пограничных участков Баренцева моря. Выход на норвежский рынок особенно важен для «Лукойла», который, согласно российскому законодательству, не допускается к получению лицензий на разработку арктическом континентальном шельфе в РФ.

Стоит отметить, что между Россией и Норвегией с 1970-ого года стоит вопрос о разграничении морских территорий, что значительно замедлило

сотрудничество в области разработки шельфовых месторождений. У каждой из сторон имелось свое представление о границе между государствами. Оспариваемая зона включала в себя участок континентального шельфа площадью 175 тысяч квадратных километров. Российская сторона проводила разделительную линию вдоль побережья острова Шпицберген. Норвегия же настаивала на равноудаленной границе от Шпицбергена с одной стороны, Земли Франца-Иосифа и острова Новая Земля с другой. В апреле 2010 года в Мурманске государства подписали договор «О разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане». Схема новой разграничительной линии, а также предшествующих территориальных претензий представлена на рисунке 1.4. [52]



Рисунок 1.5. - Схема новой разграничительной линии между Россией и Норвегией предшествующих территориальных претензий

Источник: [52]

Основным положительным эффектом данного соглашения является отмена 30-летнего меморандума на разработку месторождений углеводородов в оспариваемой зоне. Это открыло новую возможность для кооперации между

Россией и Норвегией – совместное освоение приграничных месторождений нефти и газа. Компании продемонстрировали неоднородный подход к геологоразведке в приграничных водах. Норвежская сторона приступила к сейсмическим исследованиям в Северо-Восточной части Баренцева моря через несколько минут после вступления соглашения в силу. Первые участки были распределены по результатам тендера только в 2013 году. Российская сторона приступила к исследованиям годом позже, в 2012 году, но ещё до этого приграничная зона была разделена на 3 блока. Лицензии на все три блока получила «Роснефть», руководство которой начало поиск иностранных партнеров для начала исследовательских работ [13].

Самый северный из участков, Персеевский, стал одним из ключевых звеньев в развитии сотрудничества между «Роснефтью» и «Statoil». Тем не менее, значительная удаленность данного блока от берега создает массу технологических и логистических сложностей. Бурение первой разведочной скважины на Парсеевском лицензионном участке запланировано на 2018 год, что, очевидно, будет сопряжено с высокими затратами для компаний. [28]

Принимая во внимание результаты исследовательских работ и установившиеся отношения между российскими и норвежскими нефтегазовыми компаниями, можно предположить, что в краткосрочном периоде, норвежский континентальный шельф (в частности юго-западная часть Баренцева моря, которая является свободной от льда) может стать основной зоной сотрудничества между странами для геологоразведки и разработки углеводородных ресурсов. Также возможно совместное освоение российской части Баренцева моря (юго-восточная часть: Приразломное и Долгинское месторождения). Эти месторождения более доступны и менее сложны в разработке с точки зрения климата, логистики и затрат [36].

Не зависимо от результатов геологоразведочного бурения, очевидно, что разработка и эксплуатация месторождений пограничных участков – это долгосрочный проект, так как необходимо больше опыта осуществления работ

в таких условиях. Отсутствие необходимого опыта может привести к тому, что северная часть приграничной зоны между государствами будет осваиваться в последнюю очередь.

#### 1.4. Сравнение подходов к лицензированию и налогообложению в России и Норвегии при освоении Арктического шельфа

Арктический шельф РФ находится в федеральном ведении, его ресурсы принадлежат государству и предоставляются в пользование добывающим компаниям Федеральным агентством по недропользованию.

Согласно Постановлению РФ от 8.01.2009 г. №4, лицензии на право пользования недрами Арктического региона предоставляются на без конкурса с разрешения Правительства и Президента РФ. Компания-кандидат на получение лицензии должна на 50% и более принадлежать государству, а также иметь не менее 5 лет опыта работы на российском континентальном шельфе. Из этого следует, что только три добывающие компании в РФ могут осуществлять деятельность в Арктики: «Газпром», «Роснефть» и «Зарубежнефть» [23].

В последнее время активно обсуждается возможность открытия доступа на арктический шельф для частных компаний. В апреле 2012 года четыре российские частные нефтяные компании - ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, Башнефть и ТНК-ВР - обратились к премьер-министру Владимиру Путину с просьбой открыть доступ на шельф для частных компаний, аргументируя это тем, что такие жесткие ограничения могут негативно сказаться на реализации государственной программы по освоению континентального шельфа. В июле 2012 года Федеральная антимонопольная служба России опубликовала предложение по изменению федерального законодательства, которое позволило бы любой российской компании с соответствующим опытом работы получить лицензию на для ведения работ на континентальном шельфе.

В январе 2013 года, Игорь Сечин и Алексей Миллер направили письмо премьер-министру Дмитрию Медведеву, в котором они обратились к



правительству с просьбой сохранить монополию государственных компаний на континентальном шельфе и не позволять частным компаниям даже проводить сейсморазведку. В настоящее время монополистические позиции государственных компаний на континентальном шельфе остаются неизменными. Доля государственного участия в проектах на российском шельфе составляет 80%. Всего была выдана 51 лицензия для «Роснефти», 40 – для «Газпрома», 6 - для «Лукойла», однако геологоразведка на многих участках даже не начиналась [22].

Исходя из опыта предыдущих лет «Газпром» и «Роснефть» ведут разработку в Арктике неактивно. Основным аргументом сторонников допуска частных компаний к шельфу является ускорение реализации нефтегазовых проектов региона, а также диверсификация рисков по геологоразведке. Частные компании могут дополнить деятельность государственных компаний, применив свой технологический потенциал и опыт, что приведет к росту показателей геологоразведки и добычи. Этот вопрос остается только предметом дискуссий, так как на сегодняшний день не было принято никаких законодательных актов, открывающих доступ к российскому шельфу для частных компаний. Единственным вариантом для частных компании является возможность создания совместного предприятия с государственными компаниями либо участие в зарубежных шельфовых проектах.

В Норвегии за выдачу лицензий на разработку месторождений углеводородов отвечает Министерство энергетики Норвегии. Контроль за выполнением условий лицензий осуществляет Норвежский нефтяной директорат. Стоит обратить внимание на то, что государственные компании не имеют никаких преимуществ в отношении лицензионных обязательств. На момент открытия крупных месторождений нефти в 1970-х годах в Норвегии не было ни технологий, ни квалифицированного персонала, ни компаний. В тот период основная активность исходило именно от иностранных компаний. С целью регулирования нефтегазового сектора была основана национальная

компания Statoil, государственное участие в которой на сегодняшний день составляет 67 %. [42]

В 80-х годах в Норвегии была создана система SDFI (State's Direct Financial Interest). Ключевая функция системы состоит в прямом участии государства в нефтедобыче на норвежском шельфе. SDFI предполагает оплату государством части затрат на разработку месторождения с последующим получением доходов от продажи нефти и газа пропорционально доле в проекте. [35]

Норвегия активно привлекает частных зарубежных партнеров для повышения экономической эффективности проектов. Тем не менее национальный контроль над нефтяной промышленностью не дает ей перейти в собственность иностранных предприятий. Эксплуатация месторождений в Норвегии осуществляется консорциумами с участием государства. Компания-оператор является владельцем лицензии, но она не обязательно должна иметь контрольный пакет акций в проекте. В Норвегии, как правило, выдается два вида лицензий: на геологоразведочную деятельность и на добычу нефти и газа. Компании получают лицензии на геологоразведку обычно на 3 года. Интересно, что такие лицензии не дают преимущества при конкурсе при получении права на эксплуатации месторождения. С 1965 года лицензии на добычу выдаются по итогам лицензионных раундов. В начале раунда компании выдвигают ограниченное количество блоков, которые они хотели быть осваивать. Затем Министерство энергетики и нефти Норвегии оглашает список участков, которые были выбраны для лицензирования. Срок действия лицензии на эксплуатацию месторождения составляет 10 лет. Этот срок может быть продлен владельцем до 30 лет [42].

В 2003 году правительством была основана ещё одна система лицензирования – APA System. Раунды APA (Award Predefined areas) подразумевают выдачу лицензии на уже разработанные участки шельфа, геологически разведанные и имеющие развитую инфраструктуру. Как правило,

на таких участках не ожидается больших открытий, но они все ещё могут приносить прибыль. Данная мера отражает нацеленность правительства Норвегии на максимальное использование имеющихся углеводородных запасов [47].

Большое внимание при лицензировании уделяется анализу финансовых и технологических возможностей компаний-претендентов, а также опыту работы на шельфе, пониманию геологических особенностей участка. Компании также могут объединяться в группы, если они претендуют на одни и те же блоки. В таблице 1.1 представлено сравнение систем лицензирования недр в России и Норвегии.

Таблица 1.1

## Сравнение систем предоставления недр в России и Норвегии

Параметр	Россия	Норвегия
Требования к компаниям	Участие государства (на 50% и более) + Опыт работы на шельфе России (5 лет)	Регистрация в стране + Технические возможности + Финансовые возможности
Обязательная доля участия гос. участия в проекте	Есть (50%)	Нет
Возможность участия частных компаний	Доля в операторе, без права получения лицензии	Самостоятельно/ Совместно с государством
Способ предоставления лицензий	Без конкурса	Конкурс
Самостоятельная лицензия на проведение поисково-разведочных работ	Нет	Есть

Источник: [42]

Одним из наиболее важных факторов, определяющих рентабельность разработки шельфовых месторождения является фискальная политика государства. Очевидно, что добыча в Арктике не будет экономически эффективной, если к ней будут применяться такие же налоговые режимы, как и

для месторождений на суше. Разница состоит в том, что традиционные месторождения находятся в более благоприятных географических условиях, не требующих колоссальных затрат. В связи с этим правительство РФ было вынуждено ввести льготный режим налогообложения для повышения инвестиционной привлекательности освоения Арктики.

Одно из ранних решений по этому вопросу – это предоставление налоговых каникул по НДС. Срок льготного периода определяется по виду выданной лицензии: для разведки и геологического изучения полезных ископаемых срок каникул составляет – 10 лет, для эксплуатации месторождения – 15 лет. Стоит отметить, что суммарный размер льготы не должен превышать 35 млн. т. добытой нефти.

12 апреля 2012 года было подписано Распоряжение Правительства РФ № 443-р о принятии мер в целях повышения инвестиционной привлекательности новых проектов освоения морских углеводородных месторождений. Данное предложение так и не было согласовано в Минфине, Минэкономразвития и Минэнерго.

В итоге, 11 сентября 2013 года был принят Федеральный закон № 268-ФЗ. Данный закон включает в себя определенные льготы для разработки. Основная цель закона – стимулирование промышленного освоения углеводородных запасов на континентальном шельфе РФ. Данное изменения вступили в силу 1 января 2014 года. [21]

В налоговый кодекс также было внесено понятие «Новое месторождение». Так называется морское месторождение, разработка которого началась после 1 января 2016 года. На такие месторождения каникулы по НДС, описанные ранее, не распространяются, к ним применяются следующие налоговые ставки:

- 15% - для залежей, расположенных на шельфе Печорского моря, сроком до 7 лет с начала промышленной эксплуатации, но не позднее 2032 года;

- 10%- для залежей, расположенных на шельфе Баренцева моря южнее 72° с. ш на срок до 10 лет с начала промышленной эксплуатации, но не позднее 2037 года;
- 5% - для отдаленных залежей, расположенных в удаленной северной части Баренцева моря (на 72° с. ш и севернее), в Карском, Восточно - Сибирском, Чукотском, Беринговом морях и море Лаптевых сроком до 15 лет, но не позднее 2042 г. В данном случае налогооблагаемая база определяется, как стоимость добытой нефти в мировых ценах [21].

Стоит отметить, что добывающие компании не выплачивают налог на имущество, которое располагается на территории арктического шельфа РФ. Продажа углеводородных ресурсов, извлеченных из недр арктического региона, не облагается НДС при экспорте за рубеж. Для расчета амортизации для арктических проектов может применяться повышающий коэффициент (не выше 3). Компании имеют право переноса убытка на будущее. Это позволит им уменьшить налогооблагаемую базу и подготовить резерв будущих расходов, сопряженных с завершением деятельности по добыче нефти и газа. Такой резерв может быть создан при истощении месторождения на 70 % и более [21]. Согласно новой поправке в Законе РФ «О таможенном деле», нефтегазовые компании, добывающие ресурсы на арктическом шельфе, освобождаются от уплаты экспортной пошлины до 2032 года – для залежей, расположенных на шельфе Печорского моря, и до 2042 года – для залежей, расположенных в других арктических морях РФ [24].

На сегодняшний день Норвегия полностью отказалась от налогообложения валового дохода от добычи нефти и газа. База налога на прибыль устанавливается за счет цены на нефть. Данную стоимость определяет король Норвегии или один из подчиненных ему государственных органов, например, министерство финансов. Экспортная пошлина в Норвегии не выплачивается [43].

Прибыль добывающих компаний облагается корпоративным налогом, ставка которого составляет с 1 января 2017 года 24% в соответствие с правительственной налоговой программой (28%- до 2014 года, 27% в 2014-2015 годах, 25 % в 2016 годе). Согласно Закону Норвегии «О налогообложении нефти», компании, которые получают доход от добычи углеводородов, обязаны уплачивать специальный нефтяной налог. Его ставка составляет 54% с 1 января 2017 года. Таким образом, суммарная ставка налога на прибыль равна 78%, что является одним из самых высоких показателей в мире.

Стоит отметить, что при расчете корпоративного и специального налога на прибыль вычитаются затраты на НИОКР, понесенные в процессе разработки месторождений континентального шельфа. Средства, потраченные компаниями на ликвидацию нефтегазовых промыслов, также уменьшают базу налога на прибыль. В индустрии нефти и газа Норвегии применяется линейная амортизация на срок до 6 лет, ставка амортизационных отчислений составляет 16,67 % в год [44].

Ставка НДС в Норвегии составляет 25%. Товары, которые используются для разработки шельфовых месторождений, не облагаются НДС. Нулевая ставка налога на добавленную стоимость применяется при продаже ресурсов нефти и газа за пределами территориальных ограничений Закона о НДС. Таким образом, при экспорте углеводородов смена владельца происходит за пределами государства и налог на добавленную стоимость не выплачивается. Продажа нефти облагается налогом на добавленную стоимость в случае, когда ресурс реализуется на внутреннем рынке [25].

Налог на CO<sub>2</sub> был введен в 1991 году в целях сокращения выбросов углекислого газа, выделяющегося в атмосферу при разработке месторождения. Данный налог подлежит вычету при уплате корпоративного и специального налогов, так как он относится к затратам по основной деятельности. Налог на CO<sub>2</sub> выплачивается за каждый кубический метр газа, выброшенного в атмосферу, или за 1 л. сожженной нефти.

Сбор за территорию предполагает более рациональное освоение лицензионных участков в целях добычи нефтегазовых ресурсов. На начальном этапе производственного процесса, когда идет активная разведка месторождения (как правило, этот процесс занимает от 6 до 10 лет), плата за территорию не выплачивается. В последствие владелец лицензии каждый год должен выплачивать сбор за территорию за каждый км<sup>2</sup> участка. Размер платы следующий: первый год – от 30000 до 34000 норвежских крон за 1 км<sup>2</sup>, во второй – от 60000 до 68000, в третий и последующие годы – от 120000 до 137000. Стоит отметить, что компании могут быть освобождены от уплаты налога в том случае, если они предоставят «План развития и Эксплуатации» Министерству нефти и энергетики [45].

В таблице 1.2 выделены основные виды налоговых сборов, применяемых в РФ и Норвегии при ведении добычи углеводородов на шельфе Баренцева моря:

Таблица 1.2

Основные виды налоговых сборов, применяемых в РФ и Норвегии

Параметры	Россия	Норвегия
Налог на добычу/роялти	НДПИ 5-15 %	–
Налог на прибыль, %	20	27
Ресурсно-рентные налоги	–	51
Бонусы	Есть (разовые платежи)	–
Плата за лицензионную площадь	Есть (регулярные платежи)	Есть

Источник: [25]

На основе проведенного анализа можно сделать следующие выводы относительно условий дальнейшей разработки и освоения нефтегазовых ресурсов шельфа Баренцева моря.

В основе устойчивого развития арктического региона путем разработки шельфовых месторождений лежит достижение баланса сосуществования бизнеса, государства и местного населения, которое проживает на данной территории. Основными экономической составляющей устойчивого развития являются: получение прибыли компанией-оператором, отчисления бюджетных поступлений, развитие инфраструктуры региона, повышения рентабельности косвенного бизнеса. Социальная аспекта устойчивого развития состоит в повышении уровня занятости, благосостояния населения, а также поддержке коренных народов севера. Все это осуществляется в контексте снижения негативного влияния на окружающую среду.

Опыт Норвегии показал, что устойчивое развитие арктического региона является одним из основных инструментов как для роста макроэкономических показателей страны в целом, так и для повышения инвестиционной привлекательности разработки Арктического шельфа для компаний.

На сегодняшний день, освоение арктического шельфа происходит довольно медленно. В период 1990-2013 гг. Россия и Норвегия проводили совместные работы по геологоразведке на норвежском шельфе. Также между странами были подписаны ряд соглашений, в том числе стратегически важное соглашение о разделе территории в приграничной зоне. Также российские и норвежские компании учредили ряд совместных проектов, самый перспективный из которых – «Shtokman Development AG» – так и не был осуществлен, ввиду выхода норвежской стороны из проекта. Тем не менее, данный опыт показал, что сотрудничество между государствами на шельфе Арктики вполне возможно.

Система налогообложения в РФ предусматривает значительные льготы в отношении разработки шельфовых месторождений в Арктике. К проекту применяется льготная ставка НДС, соответствующая сложности реализации проекта. При экспорте за рубеж предусмотрены каникулы по выплате экспортной пошлины, не взимается налог на имущество и НДС. Налоговая



система Норвегии не предоставляет исключительных льгот при разработке арктических месторождений. Основным отличием от российской системы является наличие специального налога на прибыль. Помимо него применяются корпоративный налог, сбор за территорию, НДС, сбор за выбросы CO<sub>2</sub>. Таким образом, суммарные поступления в бюджет государства составляют порядка 78%, что является одним из самых высоких показателей в мире.

Подход к предоставлению лицензий на пользование недрами в РФ значительно отличается от норвежского. Имеет место обязательная доля государства в размере не менее 51%, при чем частные компании не могут стать операторами проекта. Норвежская же система лицензирования является удачным примером сотрудничества государства и частных компаний: минимальная доля участия государства в проекте не регламентируется. Также в Норвегии применяется отдельное лицензирование геолого-разведочной стадии. В России же лицензии выдаются как на период изучения месторождения, также и на период промышленной эксплуатации.

## ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ УСЛОВНОГО ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1. Разработка модели условного нефтяного месторождения

Концепция устойчивого развития путем разработки арктического шельфа может применяться только в том случае, если данный проект будет экономически прибыльным для компании. Очевидно, что если в регионе не будет добычи ресурсов нефти и газа, то не и будет основы для устойчивого развития. На сегодняшний день в нефтегазовой индустрии нет действующих платформ на арктическом шельфе, которые бы находились более чем в 150 км. от берега. Действующие объекты либо разрабатываются с берега при помощи использования технологии горизонтальных скважин, либо при помощи дорогостоящих морских платформ, расположенных на небольшом расстоянии от берега. Цель анализа – установить экономическую эффективность условного арктического месторождения Баренцева моря в текущих экономических условиях, а также определить факторы, влияющие на эффективность проекта.

В исследовании используется модель условного месторождения. Для построения модели были использованы стоимостные данные работ по добыче нефти и газа на шельфе, полученные из базы данных компании Schlumberger - The Knowledge Hub [50].

Месторождение находится в южной части континентального шельфа Баренцева моря. Оно расположено в 310 км. от берега. Ближайший город – Мурманск. За основу взяты характеристики участка свода Федынского, самой перспективной формации, расположенной на пограничной шельфовой территории между странами. Согласно Налоговому кодексу РФ, данное месторождение является новым морским месторождением, так как вводится в эксплуатацию после 2016 года. Предполагается, что вероятность обнаружения запасов нефти на данном участке равна 100 %, т. е. неудовлетворительные

результаты геологоразведки, а также перерасчет запасов в процессе эксплуатации месторождения не учитываются.

Значительное воздействие на величину операционных и капитальных затрат оказывают такие факторы, как климат, ледовая обстановка, глубина моря, удаленность от берега. Основываясь на этих условиях, определяется тип морской платформы, длительность проведения поисково-разведочных работ, а также стоимость бурения и эксплуатации месторождения.

Тип добывающей платформы - морская ледостойкая стационарная платформа. Срок эксплуатации такой платформы составляет 30 лет. Стоит отметить, что основные технологические сложности в процессе проектирования – это установка системы подводной транспортировки мультифазной жидкости к берегу, а также проблема энергообеспечения установки.

В качестве системы сепарации используется подводная установка подготовки скважинного потока, позволяющая закачивать обратно в скважину большую часть отделяемой воды. Это позволит избежать дополнительных затрат на перемещение больших объемов воды на берег для последующего разделения жидкостей. В целях обеспечения электропитания установки используется низкочастотный кабель, способный работать на сверхдальних дистанциях. В таблице 2.1. представлены исходные данные для расчета экономических показателей проекта.

Таблица 2.1.

Исходные данные для расчета экономических показателей проекта.

Показатели	Ед. измер.	Значение
Площадь месторождения	км <sup>2</sup>	700
Цена реализации нефти на внешнем рынке	долл./барр.	60
	долл./т.	380

Цена реализации нефти на внутреннем рынке	руб./т	16 083,4
Доля экспорта нефти	%	50
Курс доллара к рублю	руб.	56
Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти	долл./т	95
Доля нефти, используемой на собственные нужды	%	2
Норма амортизационных отчислений в России	%	10
Ставка дисконтирования 1	%	10
Ставка дисконтирования 2	%	15

Источник: [50].

Стоит отметить, что в модели применяется линейный метод расчета амортизации. Срок использования амортизируемого имущества составляет 10 лет. Цена реализации нефти на внешнем рынке равна 60 долл. / баррель. В таблице 2.2 приведена стоимость работ по капитальному обустройству месторождения.

Таблица 2.2

Стоимость работ в процессе капитального обустройства месторождения

ГРП:		
Сейсморазведка	тыс. руб./км <sup>2</sup>	4 518,5
НТР в ГРП	млн. руб.	1 135,9
Другие виды работ	млн. руб.	2 641,5
Бурение:		
Поисково-разведочное бурение	тыс. руб./м	582,4
Эксплуатационное бурение	тыс. руб./м	447,7

Эксплуатационное бурение многоствольных скважин	тыс. руб./м	174,7
Эксплуатационное бурение нагнетательных скважин	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

В структуре капитальных вложений (Сарех), представленной на рисунке 2.1, наибольшая часть приходится на промышленное обустройство нефтедобывающего промысла (65,1 % от общей суммы капитальных затрат), значительную часть составляют расходы на эксплуатационное бурение (26,8 %).



Рисунок 2.1. - Структура капитальных вложений (Сарех) в проекте разработки арктического месторождения

Источник: [50]

В соответствии с рисунком 2.2 наибольшую долю в расходах на промышленное обустройство занимает строительство Морской ледостойкой платформы (16,7 %), центральной технологической платформы (15,4 %), подводного оборудования и трубопроводов, а также проведение мероприятий по охране окружающей среды, что крайне необходимо при работе в этом регионе (11,7%).

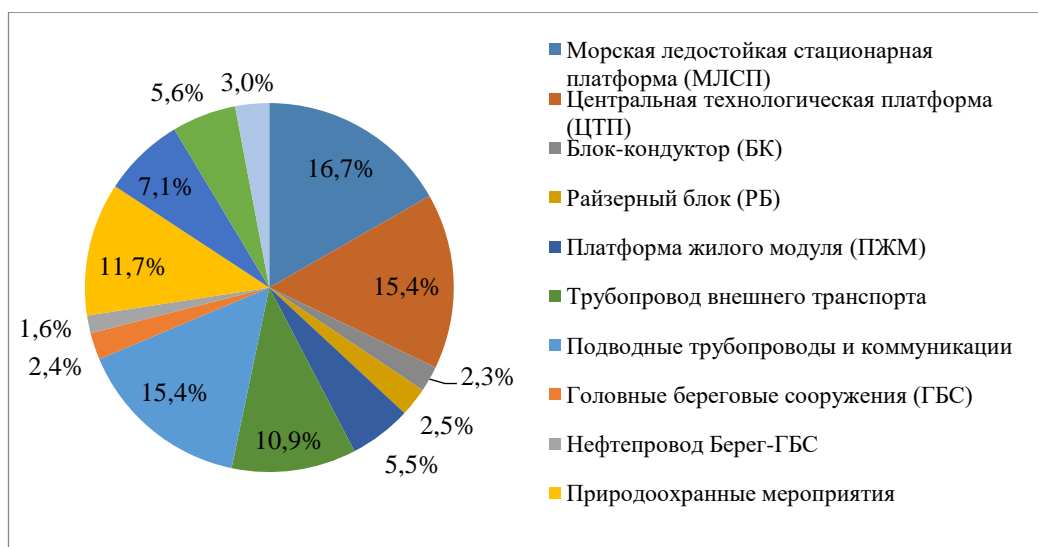
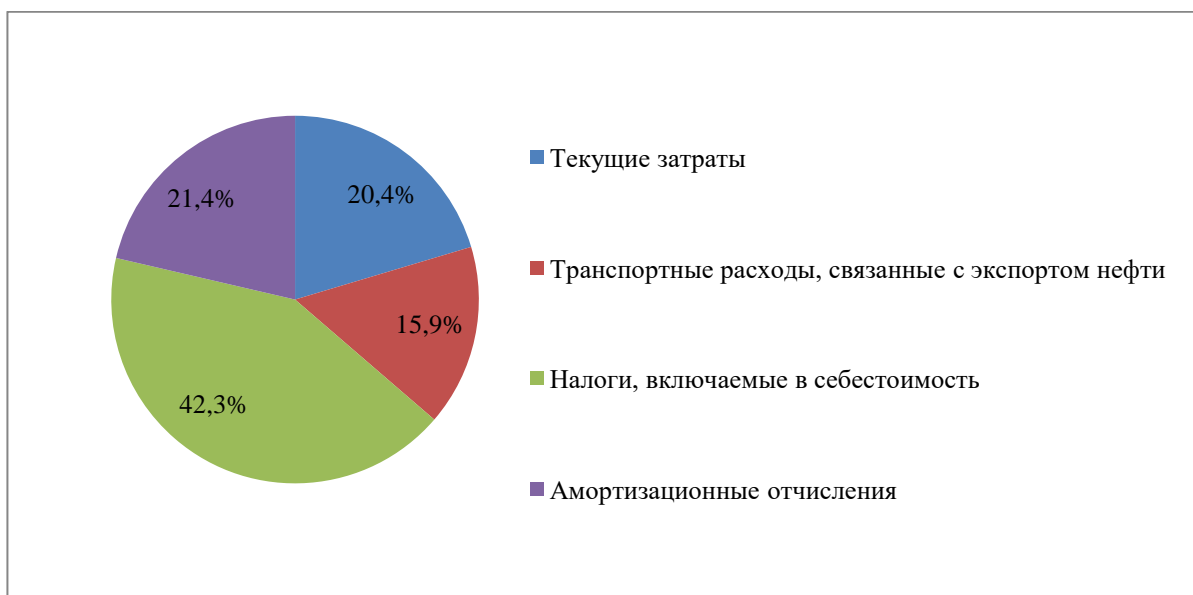


Рисунок 2.2. - Структура затрат, связанных с промысловым обустройством месторождения

Источник: [50]

В структуре операционных затрат (ОРЕХ), которая изображена на рисунке 2.3, наибольшая доля приходится на налоги и платежи (42,3 %), около 20% от ОРЕХ составляют текущие затраты, столько же приходится на амортизационные платежи, и 15,9 % - на транспортные расходы. Стоимость работ, включенных в операционные затраты представлена в таблице 2.3. Подробная структура капитальных и операционных затрат приведена в Приложении.



## Рисунок 2.3. - Структура операционных затрат проекта

Источник: [50]

Таблица 2.3.

## Операционные затраты проекта разработки арктического месторождения (ОРЕХ)

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
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	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

Источник: [50]

На реализацию проекта отводится 35 лет: период с 2018 по 2052 год. В первые 6 лет проходит этап геолого-разведочных работ на месторождении, на седьмой год (2025 год) начинается промышленное обустройство и эксплуатация. На рисунке 2.4 изображен профиль добычи нефти за проектный период.



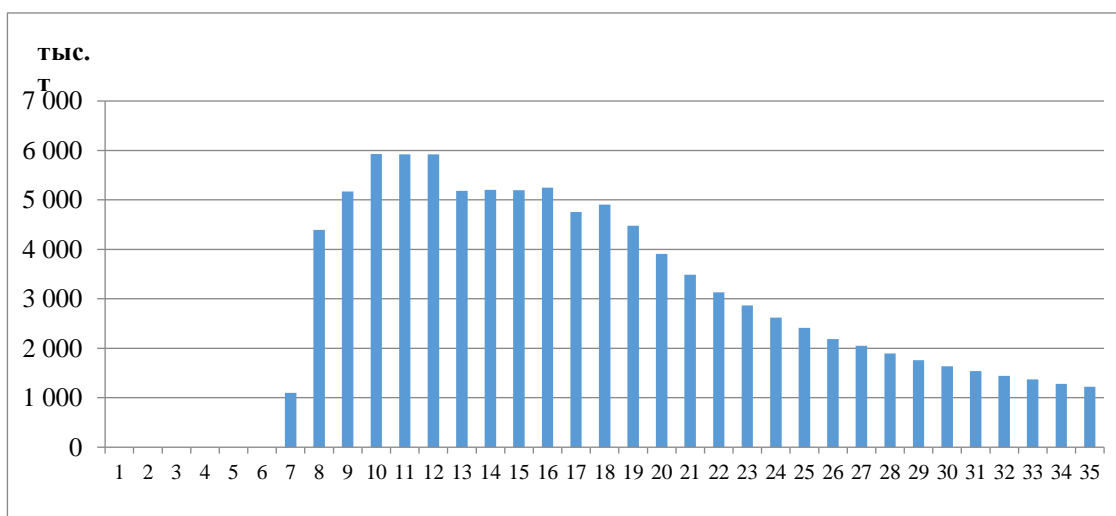


Рисунок 2.4. - Суммарная накопленная добыча в период разработки условного месторождения

Источник: [50]

Суммарная накопленная добыча за проектный период составляет 98 226 тыс. т. Предполагается, что 2,5 % добытой нефти используется на собственные нужды промысла. Таким образом, общее количество добытой товарной нефти составляет 96 262 тыс. т. Из графика на рисунке 2.4 видно, что максимальная добыча нефти приходится на четвертый год промышленного освоения (2029 г.) и составляет 5927 тыс. тонн.

## 2.2. Методика определения экономической эффективности разработки шельфового участка

Одним из наиболее эффективных методов оценки экономической привлекательности проектов по разработке месторождений нефти и газа является расчет чистого дисконтированного дохода NPV (Net present Value). Этот показатель равняется разности текущей стоимости притока и оттока денежных средств. Данная методика применяется российской компанией «Лукойл» при прогнозировании экономической эффективности разработки месторождений.

Расчет NPV осуществлен при помощи программы Excel:

$$NPV = \sum_{t=1}^{35} DCF_t \quad (1)$$

где  $DCF_t$  - чистый дисконтированный денежный поток в году  $t$ .

$$DCF_t = \frac{NCF_t}{(1+i)^t} \quad (2)$$

где  $NCF_t$  – чистый денежный поток в году  $t$ ,  $i$  – ставка дисконтирования.

$$NCF_t = INFLOW_t - OUTFLOW_t \quad (3)$$

где  $INFLOW_t$  - величина притока денежных средств в году  $t$ , а  $OUTFLOW_t$  - величина оттока денежных средств в году  $t$ .

Чистый денежный поток NV определяется по формуле:

$$NV = \sum_{t=1}^{35} NCF_t \quad (4)$$

Приток денежных средств организации - это выручка, которую компания получает от реализации добываемых углеводородов на внешнем и внутреннем рынках. Для расчета оттока денег используется формула, зависящая от режима налогообложения в стране. Для РФ характерна следующая формула:

$$INFLOW_t = TR_t \quad (5)$$

$$OUTFLOW_t = CAPEX_t + OPEX_t + VAT_t + NDPI_t + N_{PR_t} + EXP_t + TRANSP_t + RESERV_t \quad (6)$$

где  $TR_t$  – общая выручка от реализации нефти,  $CAPEX_t$  – капитальные затраты,  $OPEX_t$  – операционные затраты,  $VAT_t$  – налог на добавленную стоимость,  $NDPI_t$  – налог на добычу полезных ископаемых,  $N_{PR_t}$  – налог на прибыль,  $EXP_t$  – экспортная пошлина,  $TRANSP_t$  – транспортные расходы, связанные с экспортом нефти,  $RESERV_t$  – отчисления в резерв предстоящих расходов в году  $t$ .

Для Норвегии характерна следующая формула:

$$INFLOW_t = TR_t \quad (7)$$

$$OUTFLOW_t = CAPEX_t + OPEX_t + VAT_t + N_{CO_2,t} + AREAFEE_t + CORPN_{PR,t} + SPECIALN_{PR,t} + TRANSP_t + LIQUID_t \quad (8)$$

где  $TR_t$  – общая выручка от реализации нефти,  $CAPEX_t$  – капитальные затраты,  $OPEX_t$  – операционные затраты,  $VAT_t$  – налог на добавленную стоимость,  $N_{CO_2,t}$  – налог на выброс углекислого газа,  $AREAFEE_t$  – сбор за территорию,  $CORPN_{PR,t}$  – корпоративный налог на прибыль,  $SPECIALN_{PR,t}$  – специальный налог на прибыль,  $TRANSP_t$  – транспортные расходы, связанные с экспортом нефти,  $LIQUID_t$  – отчисления в ликвидационный фонд в году  $t$ .

В условиях налоговой системы России, государство получает доход в виде налоговых поступлений от нефтедобывающих компаний:

$$INFLOW_t = VAT_t + EXP_t + NDPI_t + N_{PR,t} \quad (9)$$

В условиях налоговой системы Норвегии государство получает следующий денежный поток

$$INFLOW_t = TR_t + VAT_t + N_{CO_2,t} + AREAFEE_t + CORPN_{PR,t} + SPECIALN_{PR,t} \quad (10)$$

$$OUTFLOW_t = CAPEX_t + OPEX_t + TRANSP_t + LIQUID_t \quad (11)$$

Для расчета индекса доходности затрат (ИДД) и инвестиций (PI) компании были использованы формулы, которые применяются компанией «ЛУКОЙЛ» при прогнозировании инвестиционной привлекательности:

$$ИД = \frac{\sum_{t=1}^{35} \frac{TR_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{35} \frac{CAPEX_t + OPEX_t + TAX_t + TPANS_t + RESERV(LIQUID_t)}{(1+i)^t}} \quad (12)$$

$$PI = \frac{NPV}{\sum_{t=1}^{35} \frac{CAPEX_t}{(1+i)^t}} + 1 \quad (13)$$

где  $TR_t$  – совокупная выручка от продажи ресурсов,  $CAPEX_t$  – капитальные затраты по месторождению,  $OPEX_t$  – операционные затраты по месторождению,  $TAX_t$  – налоговые расходы, понесенные в процессе реализации проекта,  $TRANSP_t$  – транспортные затраты, понесенные в связи поставками нефти на экспорт,  $RESERV_t$  ( $LIQUID_t$ ) – выплаты в резерв предстоящих расходов в году  $t$ ,  $i$  – ставка дисконтирования.

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.

### 2.3. Оценка эффективности проекта разработки условного месторождения

Существующее на сегодняшний день в РФ государственное регулирование предполагает получение нескольких видов налогов при реализации нефтедобывающего проекта.

Налог на добавленную стоимость (НДС) выплачивается при реализации углеводородов на внутреннем рынке страны. Его ставка составляет 18 %.

Согласно последним законодательным изменениям, шельфовые месторождения, которые являются «Новыми морскими месторождениями», не получают права на налоговые каникулы. В первые 10 лет промышленной эксплуатации месторождения ставка НДС составляет 10 % от стоимости добытой нефти, рассчитанной в мировых ценах. После 2031 года налог рассчитывается стандартным способом и составляет  $559 * K_{ц} * K_{в}$ , где  $K_{ц}$  –

коэффициент цены на нефть,  $K_v$  – коэффициент выработки ресурсов на месторождении. С 2016 года ставка НДС составляет 559 рублей.

Налог на имущество не выплачивается при разработке арктического шельфового месторождения. Экспортная пошлина выплачивается до 2042 года. После этого она рассчитывается по стандартной формуле:  $29,2+0,6*(P-182,5)$  долл./т., где  $P$  – цена на нефть при реализации её на внешнем рынке (схема используется при цене нефти выше 25 долл./баррель. Ставка налога на прибыль составляет 20%.

В таблице 2.4 представлены налоги и платежи в РФ, выплачиваемые компанией-недропользователем при разработке месторождений на континентальном шельфе Арктики.

Необходимо учитывать отчисления в резерв будущих расходов на завершение эксплуатации месторождения, которые начинают начисляться, когда степень разработанности месторождения достигает 70 %. Отчисления не могут превышать 1 % от годового дохода.

Таблица 2.4.

Налоги и платежи в РФ, выплачиваемые компанией недропользователем при разработке месторождений на континентальном шельфе Арктики

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

Источник: [21]

В данной модели отчисления в резерв будущих расходов будут составлять 10 % капитальных затрат ежегодно. Выплаты в резерв предстоящих расходов учитываются в оттоке денежных средств. Амортизационные отчисления не вычитаются из денежного потока, потому что в оттоке учитываются капитальные затраты.

Стоит отметить, что при построении модели также рассчитываются следующие показатели экономической привлекательности проекта: внутренняя норма доходности (IRR), индекс доходности затрат (ИДД), индекс доходности инвестиций (PI), срок окупаемости проекта. IRR – это ставка процента, при которой NPV равен 0. Срок окупаемости – это временной промежуток, после которого NPV принимает только положительное значение.

На рисунке 2.5 видно, что проект в условиях Российской экономики характеризуется достаточно длительным сроком окупаемости даже при высоких ценах на нефть – 108 дол. / баррель. Таблица с расчетами приведена в Приложении.

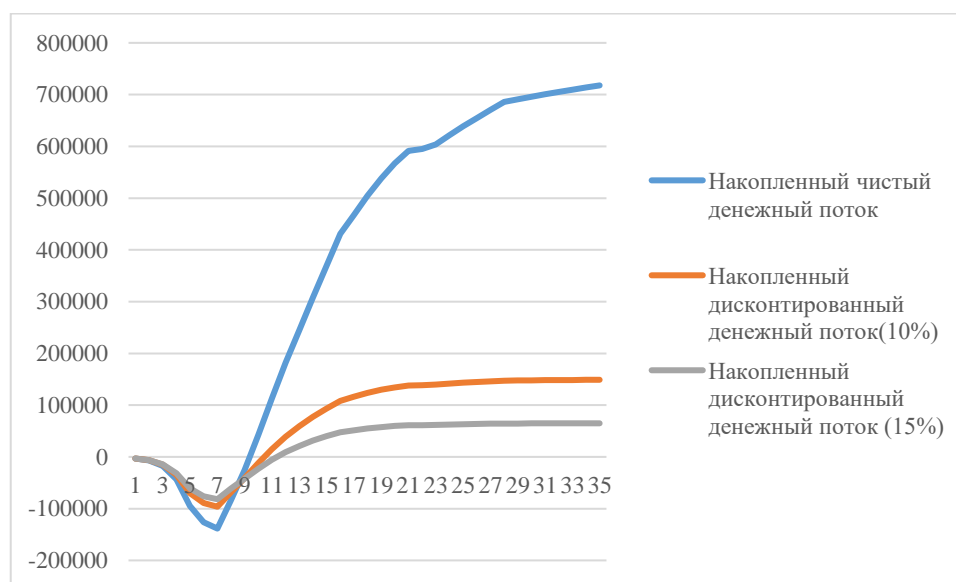


Рисунок 2.5. Накопленные денежные потоки компании, полученные при стоимости нефти 108 дол./баррель

В результате осуществления арктического проекта получены показатели экономической эффективности, которые представлены в таблице 2.5.

Показатели экономической эффективности разработки арктического  
месторождения

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
Доход государства	млн. руб.	777 224,5

Таким образом, при освоении условного месторождения в пограничной части Баренцева моря положительный NPV достигается при ставке дисконтирования 15% и 10%. Значение индекса доходности затрат и индекса доходности инвестиций положительные. Это говорит о том, что в условиях действующей налоговой системы России, предусматривающей значительные льготы, проект является рентабельным при высоких ценах на нефть – 108 25 долл./баррель. Проект окупается за 11 лет при дисконте 10% и за 12 лет при дисконте 15%.

В результате реализации проекта государство получит недисконтированный доход в размере 767 445 млн. руб. от выплаты добывающей компанией налогов: налога на прибыль, НДС, налога на

добавленную стоимость и экспортной пошлины. Стоит отметить, что более половины поступающего в бюджет дохода приходится на НДС. При учете ставки дисконтирования 10% доход государства равен 179 085 млн. руб., а при ставке 15% - 92 845 млн. руб. Структура доходов государства от реализации проекта в условиях налоговой системы России представлена на рисунке 6.

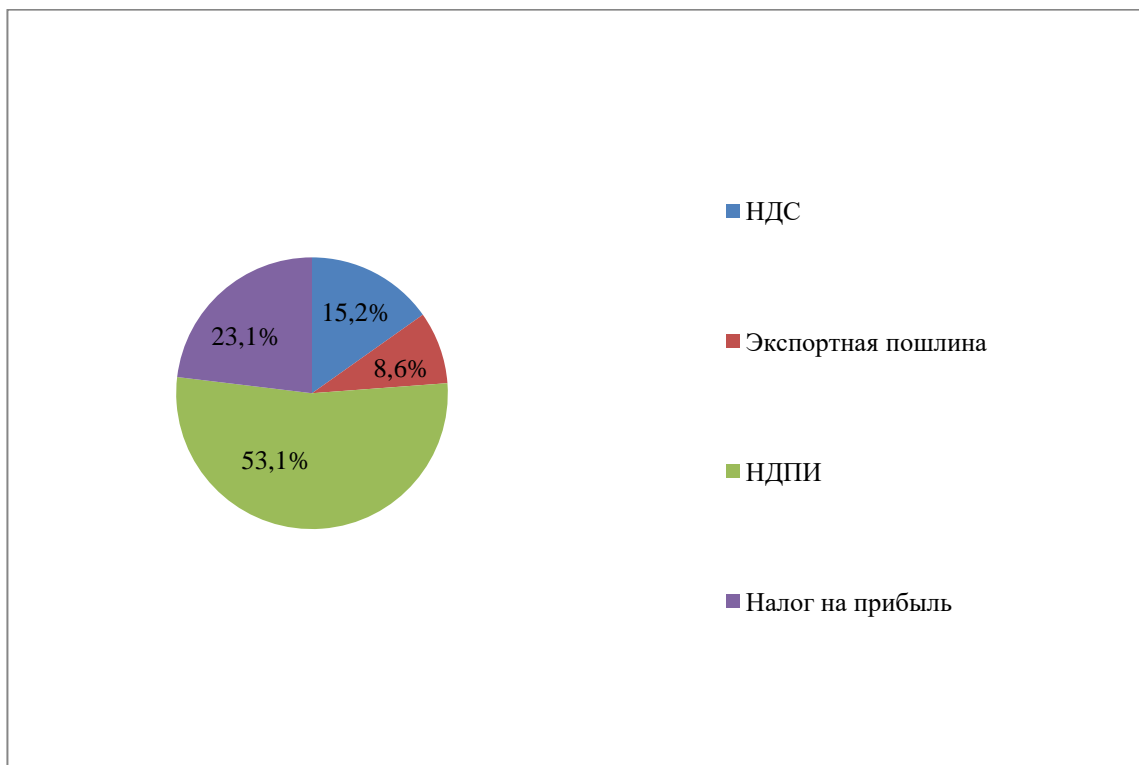


Рисунок 2.6. Структура доходов государства от реализации проекта

Теперь проводится расчет экономической эффективности проекта в условиях низкой цены на нефть – 60 долл./ баррель. Результаты расчетов представлены в таблице 2.6. Таблица с расчетами приведена в Приложении.

Таблица 2.6

Оценка экономической эффективности проекта при ценах на нефть,  
равных 60 долл./ баррель

Показатель	Ед. измер.	Значение
IRR	%	4,9
NV	млн. руб.	95 976,9



При ставке дисконтирования 10%		
NPV	млн. руб.	- 35 344,5
Индекс доходности затрат (дисконт 10%)	ед.	1,4
Индекс доходности инвестиций (дисконт 10%)	ед.	2,2
При ставке дисконтирования 15%		
NPV	млн. руб.	- 46 603,0
Индекс доходности затрат (дисконт 15%)	ед.	1,3
Индекс доходности инвестиций (дисконт 15%)	ед.	1,7

На рисунке 2.7 представлен график динамики накопленного чистого денежного потока и чистого дисконтированного денежного потока при ставках дисконтирования 10 и 15% в условиях российской экономики при ценах на нефть равных 60 долл./ баррель. Таблица с расчетами приведена в Приложении 3.

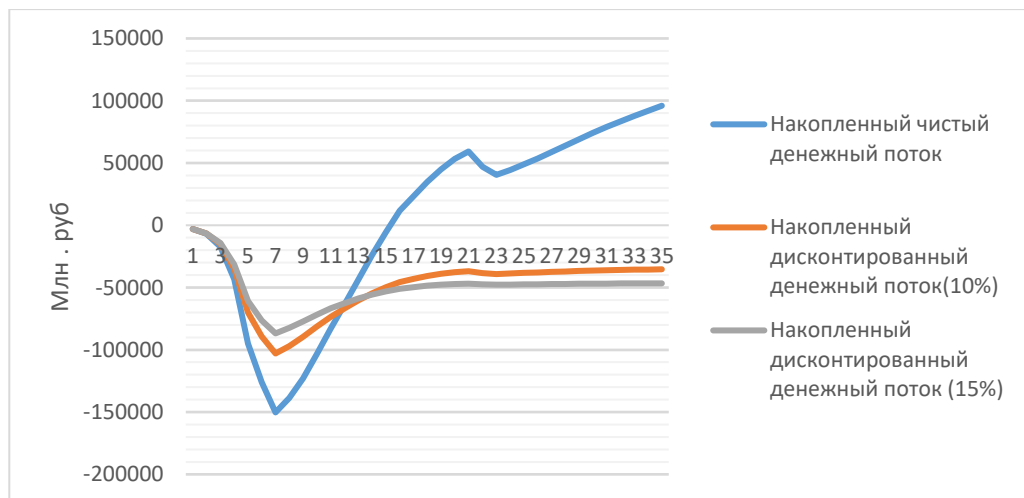


Рисунок 2.7. - Динамика накопленного чистого денежного потока и чистого дисконтированного денежного потока при ценах на нефть, равных 60 долл./ баррель

Таким образом, в результате разработки месторождения в условиях низких цен получен отрицательный дисконтированный доход: минус 35 344, 5 млн. руб. при ставке 10 % и минус 46 603 млн. руб., при ставке дисконтирования 15 %, что говорит о нерентабельности проекта в условиях низких цен на ресурсы.

Далее рассматривается вариант разработки условного месторождения в условиях экономики Норвегии. В данном случае к проекту применимы условия налогообложения, представленные в таблице 2.7.

Таблица 2.7

Налоги и платежи, взимаемые при разработке арктического месторождения в условиях налоговой системы Норвегии

Налог	Значение	Описание
НДС	25%	Выплачивается при реализации нефти на внутреннем рынке
Корпоративный налог на прибыль	27%	В модели использованы цены на нефть 108 дол. /баррель на внешнем рынке и 74 дол. / баррель на внутреннем рынке
Специальный налог на прибыль	51%	Вычитается аплифт 5,5 % от капитальных вложений в течение первых 4 лет
Налог на имущество	0	Не выплачивается
Экспортная пошлина	0	Не выплачивается
Налог на CO <sub>2</sub>	0,157 дол/литр	Выплачивается в пропорции от объема сожженной на производстве нефти
Сбор за территорию	1 год - 5440 дол. /км <sup>2</sup> 2 год – 10880 дол/км <sup>2</sup> 3 год–21920 дол/км <sup>2</sup>	Выплачивается в пропорции от площади месторождения

В Норвегии также, как и в России, платежи в ликвидационный фонд отчисляются при достижении 70% выработки запасов месторождения и

составляют 10% капитальных затрат, но при этом не превышают 1 % от годового дохода.

Предполагается, что в проекте участвует частная компания с долей акций 70 %. Доля государственного участия в проекте через механизм SDFI составляет 30 %. Таким образом, государство оплачивает 30% расходов и получает 30 % выручки. Расчеты приведены в Приложении. На рисунке 2.8 представлен накопленный денежный поток в динамике.

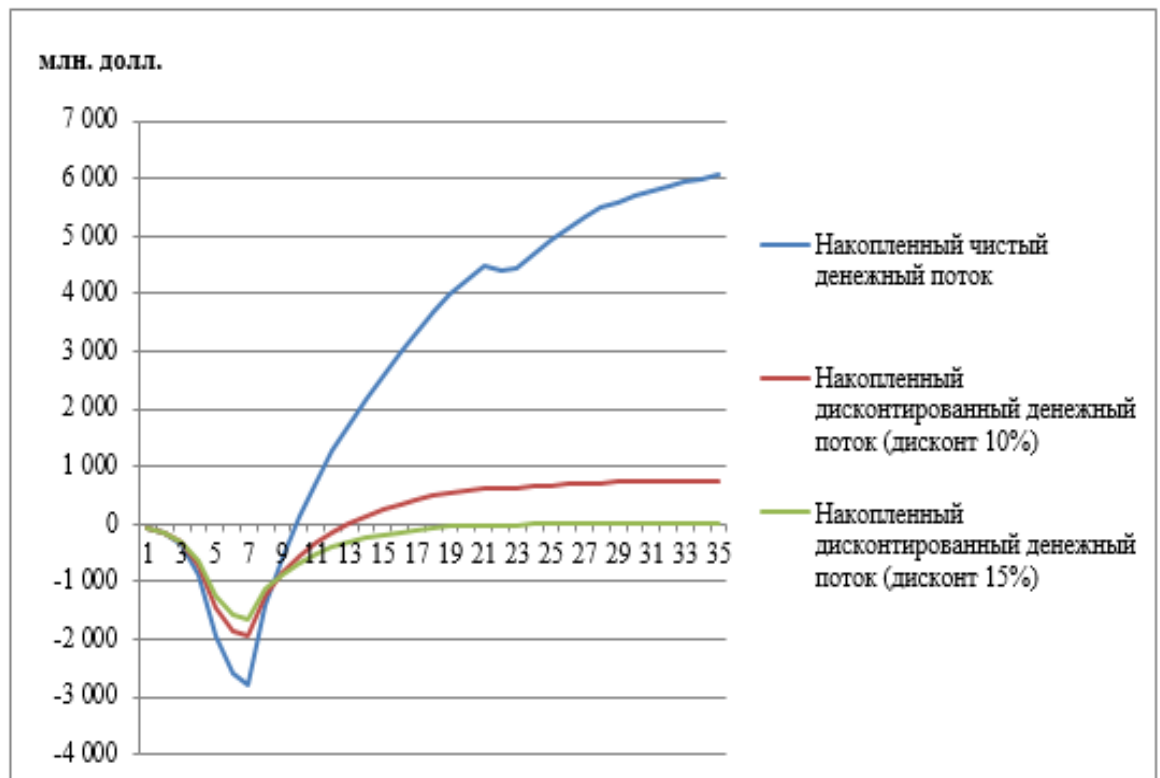


Рисунок 2.8. - Динамика накопленного чистого денежного потока и чистого дисконтированного денежного потока в условиях экономики Норвегии

Данный проект окупается через 13 лет при дисконтированной ставке 10% и через 25 лет при ставке 15%. Из таблицы 2.7 видно, что данный проект является рентабельным для компании в условиях высоких цен на нефть (108 дол/ баррель) и имеет приведенные в таблице показатели инвестиционной эффективности.

Показатели инвестиционной эффективности 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

На рисунке 2.9 представлены накопленные денежные поступления, полученные государством при доле инвестирования 30% через механизм SDFI.

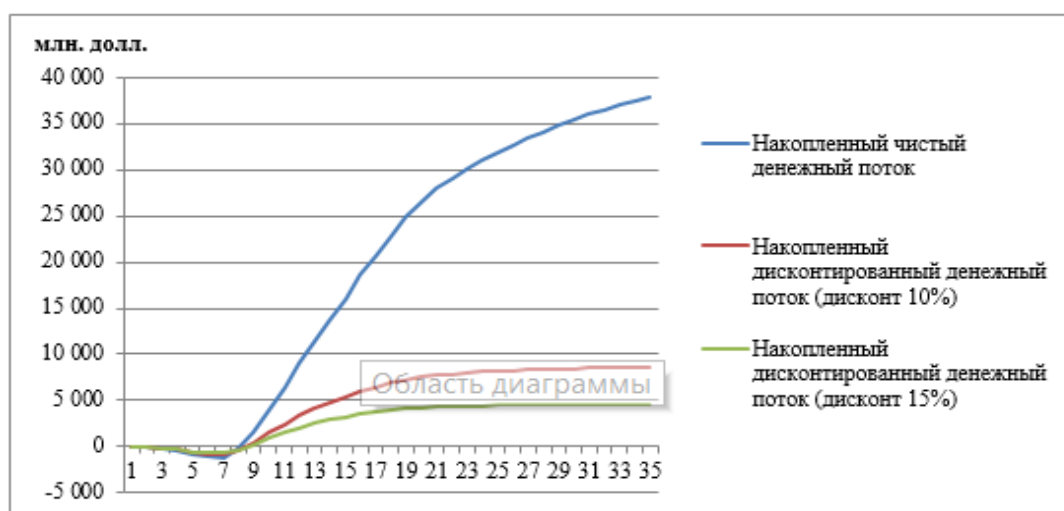


Рисунок 2.9. - Накопленные денежные поступления, полученные государством при доле инвестирования 30% через механизм SDFI

Вложенные государством денежные средства вернутся через 9 лет эксплуатации месторождения, а NPV государства от проекта превышает чистый дисконтированный доход компании. Это связано с налогом на финансовый результат, который позволяет получить значительную прибыль в бюджет государства. Результаты инвестиционной привлекательности проекта для инвестора в лице государства представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9.

Чистый дисконтированный доход государства в условия экономической системы Норвегии

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

Стоит отметить, что настолько высокие показатели доходов имеют место не столько из-за прямого участия государства, сколько ввиду самого механизма взимания налогов. Если бы государство не являлось партнером проекта, то экономическая эффективность добывающей организации была бы выше, при этом поступления в бюджет остались бы такими же высокими.

На основе проведенных расчетов можно сделать следующие выводы относительно условий экономической рентабельности проекта в экономических условиях России и Норвегии. Проект по разработке модели условного арктического месторождения является рентабельным в условиях высоких цен на нефть (108 дол. /баррель.). Во многом это осуществимо благодаря действующей в РФ системы налогообложения, подразумевающей значительные льготы по НДС и экспортной пошлине. Однако, стоит отметить длительный срок окупаемости проекта – 12 лет. В условиях же низких цен на нефть (60 дол. /баррель.), которые наблюдаются на рынке нефти и газа в период 2014-2017

года, данный условный проект не окупается за проектный период, а значит будет рентабелен. Это связано, в первую очередь, с тем, что снижение доходов от экспорта нефти за рубеж не позволяет окупить сверхвысокие затраты по установке платформы, бурению и разработки месторождения в условиях арктического шельфа.

При разработке месторождения в условиях налоговой системы Норвегии, компании получают гораздо меньше прибыли ввиду более жесткого налогового законодательства. Но при этом, проект также является рентабельным только при условии высоких цен на нефть. И в России, и в Норвегии, государство также получает часть прибыли, как акционер. В данную модель не включены возможные расходы, связанные с разливами нефти на арктическом шельфе, что также может обернуться колоссальными затратами на их ликвидацию. Таким образом, необходимо учитывать не только рентабельность проекта, но и риски для окружающей среды.

На сегодняшний день, дальние, и как правило, наиболее перспективные месторождения не вовлекаются в эксплуатацию по причине низкой рентабельности. Это связано, в первую очередь, с низкой инвестиционной привлекательностью проекта разработки арктического морского месторождения. Таким образом, принимая во внимание текущую экономическую и геополитическую обстановку, а также уровень развития технологий для арктической добычи, можно сказать, что устойчивое развитие Арктического региона путем разработки месторождений Баренцева моря сегодня не осуществить в одиночку. Очевидно, что для достижения экономической рентабельности проекта необходимо использовать сотрудничество с иностранными партнерами.

По мнению экспертов, на развитие этой отрасли без участия иностранных партнеров уйдет не менее 20 лет. Опыт Норвегии опыт показал, что путем сотрудничества, обмена знаниями и технологиями можно сократить срок окупаемости проекта.

## ГЛАВА 3. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ И НОРВЕГИИ ПРИ ОСВОЕНИИ ШЕЛЬФА БАРЕНЦЕВА МОРЯ

### 3.1. Проблемы освоения арктического шельфа

Несмотря на все возможности и экономический потенциал освоения запасов нефти и газа Баренцева моря, существует ряд явных проблем, из-за которых промышленная добыча в регионе становится весьма затратной. Тем не менее, совместными усилиями Россия и Норвегия могут преодолеть эти задачи путем обмена знаниями, технологиями и профессиональным опытом. Это позволит сделать разработку арктического шельфа осуществимой и менее дорогостоящей. На рисунке 3.1 схематично представлены основные проблемы, которые на сегодняшний день значительно затрудняют освоение месторождений Баренцева моря. Данные проблемы невозможно решить без активного сотрудничества стран данного региона.



Рисунок 3.1 - Основные проблемы освоения ресурсов Баренцева моря

Проблемой № 1 является низкая скорость развития технологий для разработки месторождений арктического шельфа. В первую очередь,

технологические барьеры отражаются в системе логистики, процессе бурения, конструкции трубопроводов и коммуникационным покрытием.

Развитие системы логистики на месторождении является одним из ключевых элементов функционирования нефтегазового промысла. Освоение арктических месторождений подразумевает постоянный подвоз персонала и оборудования к платформам, что является непростой задачей для отдаленных месторождений. В данном случае наиболее эффективным видом транспорта является вертолет. Тем не менее, расстояние до самых перспективных частей Баренцева моря весьма велико для использования вертолетного транспорта.

Сотрудничество с Норвегией позволит внедрить более экономичный метод перевозки персонала к добывающей платформе. Также необходимы тяжелые суда для транспортировки оборудования и материалов к месту ведения производственного процесса. На сегодняшний день в РФ существует не так много судов ледового класса, способных работать в условиях такого количества ледовых образований [5, с. 135].

Стоит отметить, что существующая система спутниковой связи неприменима для использования в условиях шельфа крайнего севера. Такие факторы, как отсутствие прибрежной инфраструктуры и недостаточное спутниковое покрытие территорий значительно ограничивают развитие коммуникаций в регионе. На сегодняшний день, сигнал значительно слабеет севернее  $72^{\circ}$  северной широты, а севернее  $75^{\circ}$  спутниковое покрытие вообще отсутствует для всех практических целей. Связь будет удовлетворительной на судах и между судами, но такой это неприемлемо в условиях чрезвычайных ситуаций, когда необходимы передачи больших объемов информации между месторождением и центрами связи на берегу. Это проблема актуальна почти для всей территории Баренцева моря. Исключение составляет только южная его часть. Совместным решением данного вопроса является модернизация действующих спутниковых систем, обеспечивая расширение площади покрытия коммуникаций. [16, с.6].



Оффшорное бурение в Арктике также подразумевает значительные сложности. Оно представляет собой процесс вскрытия нефтенасыщенного пласта через толщу воды на глубинах от сотни до нескольких тысяч метров ниже уровня моря. Бурение на участках морского шельфа с преобладанием массивных ледовых образований является потенциально рискованным. Норвегия же владеет опытом реализации удаленных от берега проектов [3, с.57]. Также немаловажную роль играют передовые технологии для бурения, разведки и эксплуатация шельфовых месторождений, полученные за последние 50 лет активной работы в этой области.

Стоит отметить, что при освоении морских месторождений часть технологического оборудования будет находиться непосредственно на дне моря. Это могут быть колонные головки, фонтанные елки, манифольды и многое другое. Несмотря на то, что существующие технологии могут использоваться и для крайнего севера, большинство из них было спроектировано для работы в более мягких климатических условиях. Стоит отметить, при размещении оборудования придется столкнуться с наличием слоя льда на морском дне, а также таянием газовых гидратов [4, с. 446].

Основным ограничением для функционирования арктического промысла является проектирование системы энергоснабжения, способной генерировать необходимый объем энергии на дальние расстояния. Сегодняшние системы энергоснабжения не способны в полной мере удовлетворить потребность подводного промысла в условиях крайнего севера. Развитие системы подводных трубопроводов рассматривается как один из основных элементов строительства при разработке арктических месторождений. Природные условия предъявляют особые требования к производству и установке оборудования. Норвежская компания «Statoil» имеет опыт разработки самого удаленного в мире арктического месторождения Snøhvit в западной части Баренцева моря. Добываемый природный газ отправляется по 143-х километровому трубопроводу на завод СПГ, расположенный на берегу. Таким образом

совместные научные исследования наряду с применением норвежского опыта проектирования могли бы значительно ускорить проектирование и более длинных трубопроводов [18, с.21].

Проблемой № 2 являются высокие инвестиционные затраты. Это обусловлено суровыми климатическими условиями, а также высокой стоимостью всех стадий осуществления работ. Как было выяснено ранее, в России доступ частных компаний на шельф весьма ограничен законодательно, а российские государственные предприятия довольно неохотно инвестируют в высокозатратные арктические проекты, ввиду большого финансового риска. Наличие большого количества традиционных ресурсов нефти и газа на суше также снижает стимулы к добыче арктической нефти. В Норвегии же, пик добычи уже прошел, и её уровень с каждым годом падает. Поэтому для страны чрезвычайно важно искать проекты для инвестирования за её пределами. И в данном случае одним из перспективных вложений является освоение ресурсов Баренцева моря. Привлечение инвестиций норвежских компаний может стать финансовым рычагом, который позволит ускорить освоение Арктического шельфа и, как следствие, привести к Устойчивому развитию акватории Баренцева моря.

Проблемой № 3 для ведения деятельности в Баренцевом море является чувствительность региона к изменениям окружающей среды. Среда обитания Баренцева моря богата различными представителями флоры и фауны. Здесь обитает 114 видов рыб, часть которых имеет промысловое значение: сельдевые, тресковые, пикша, морской окунь, путассу, зубатка, камбала, палтус. Также здесь обитает морские млекопитающие: гренландские тюлени, китообразные (финвал, сейвал, малый полосатик, синий кит, горбатый кит, гренландский кит), дельфиновых (белухи, нарвалы, касатки), некоторые виды акул (гигантская, сельдевая, полярная, катрана). Из сухопутных млекопитающих в прибрежной зоне можно встретить белого медведя, нерпу, гренландского тюленя, белуху, из птиц – кайру, чистиков, чаек-моевок [1].

Кроме того, разработка морских месторождений несет в себе риск масштабных разливов углеводородов. История знает не мало примеров, когда аварии на платформах приводили к катастрофическим последствиям для окружающей среды. 6 июля 1988 года на платформе «Piper Alpha», принадлежащей компании «Occidental Petroleum», в Северном море случилась крупнейшая катастрофа в истории офшорной добычи нефти и газа. В результате утечки газа, произошёл взрыв и сильнейший пожар, что привело к гибели 161 члена экипажа. Потери компании составили 3, 4 млрд. долларов США. Другим примером служит недавняя авария на платформе «Deepwater Horizon», осуществляющей глубоководную добычу в Мексиканском Заливе. Инцидент произошёл 20 апреля 2010 года. В результате аварии образовалось нефтяное пятно площадью 75 тысяч квадратных метров. Объем разлитой нефти составил - 5 млн. баррелей. Общий ущерб составил 1 млрд. долларов. В результате аварии был нанесен колоссальный вред окружающей среде, в частности, животному миру: популяция коричневых попугаев сократилась на 12 процентов, популяция смеющихся чаек – на 35 [7, с.2017].

Вполне очевидно, что необходимо разрабатывать систему экологической безопасности в Баренцевом море. Хорошим примером является действующая в Норвегии специальная система оценки экологического риска для шельфовых проектов(ERA), разработанная Норвежской ассоциацией нефти и газа. В России же нет специализированной системы оценки экологических рисков при ведении работы на морских месторождения. Действующая система экологической безопасности, в большей мере, ориентирована на проекты на суше [36, с.17].

Проблемой № 4 для разработки Арктических месторождений является низкая цена на нефть. Цена на энергоресурсы это один из самых переменчивых и слабо прогнозируемых факторов при реализации нефтегазовых проектов. Практика показывает, что изменение соотношения спроса и предложения на энергетическом рынке напрямую влияет на цены. С момента начала промышленной добычи нефти в 1848 году с наблюдались значительные скачки

мировых цен на данное сырьё. За полтора века существования нефтегазовой промышленности были выделены факторы, формирующие спрос на нефть и нефтепродукты: научно-технический прогресс, появление новых отраслей промышленности, высокий уровень добычи, военные конфликты другое. Стоит отметить, что цены на нефть стали довольно мощным инструментом политического влияния. Ввиду вышеперечисленных факторов, цена на нефть находится в постоянной динамике и могут демонстрировать значительные перепады [39].

Одним из главных регуляторов цены на нефть является уровень добычи нефти стран-участниц ОПЕК, куда входят: Иран, Ирак, Кувейт, Саудовская Аравия и Венесуэла. На их долю приходится порядка 40 % общемировой добычи и более половины экспорта. Геологическое строение резервуаров, а также колоссальные запасы сырья делают себестоимость добычи в этих странах достаточно низкой. Этот факт открывает возможности для демпинга цен и регулирования соотношения спроса и предложения на рынке в свою пользу. Так, например, арабское эмбарго на поставки нефти в США в 1973 вызвало повышение цен с 17,25 дол. США до рекордных на тот момент 104, 12 дол. США. Последующий отказ от фиксирования цен и переизбыток производства приводит к резкому падению цен до 30, 67 долларов США в 1986 году [12, с. 487].

Также на формирование нефтяных котировок влияют мировые финансовые спады. Так, например, кризис 2008 года вызвал резкое падение цены на нефть со 147 до 40 долларов. США. Тем не менее, период 2009-2014 гг. демонстрирует довольно стабильный рост. Это обусловлено несколькими фактами устойчивым спросом на энергоносители в развивающихся странах, войнами на ближнем востоке, установлением ограничений по добыче в размере 1,25 млн. баррелей в день. Динамика среднегодовой цены на нефть марки Brentпоказано на рисунке 2.

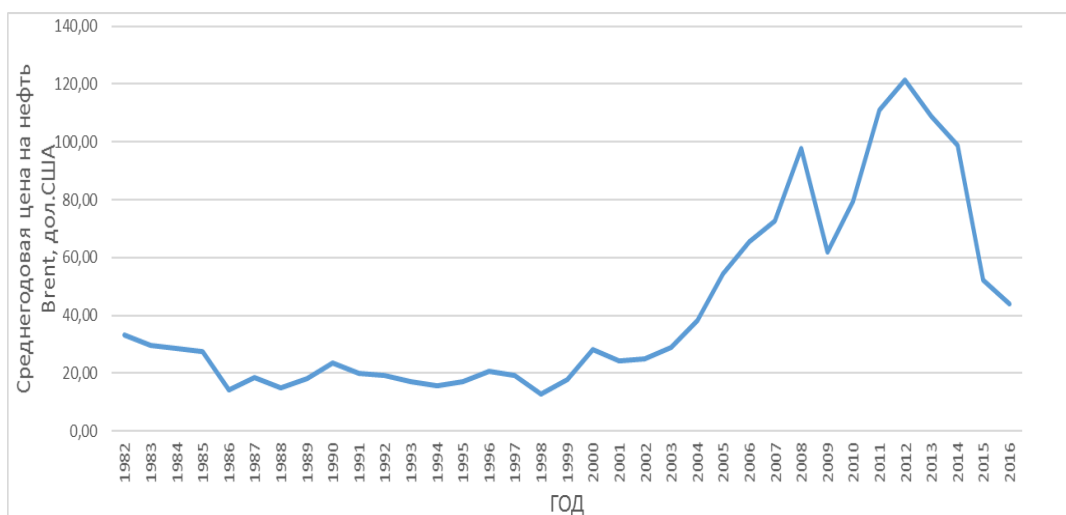


Рисунок 3. 1. Среднегодовая цена на нефть марки Brent в период 1982-2016

Источник: [38]

Высокие цены на нефть вызвали рекордное повышение уровня добычи в странах ОПЕК, России, и других государствах-недропользователях. Стоит отметить, что высокие котировки также стали стимулом для развития технологий по добыче сверхтяжелой нефти и сланцевого газа в США. Это вызвало перерасчёт запасов, и как следствие также значительно повлияло на рынок углеводородов. В период с июня 2014 по январь 2015 произошло одно из самых стремительных падений цены нефти Brentco 115 до 47 дол. США за баррель. Это вызвало значительный экономический спад в государствах-недропользователях, в том числе и в РФ. Возможность реализации многих нефтегазовых проектов, которые ранее считались рентабельным, в таких условиях подверглись пересмотру. В период 2015-2017 цены держатся в коридоре 35-60 долларов за баррель. Большинство стран-членов ОПЕК во главе с Саудовской Аравией отказываются значительно снижать уровень добычи в этот период, общая квота составляет 30 млн. тонн. Очевидно, это связано со стремлением вытеснить с рынка более инновационные и дорогостоящие сланцевые углеводороды, добываемые в США. Стоит предположить, что мировая экономика входит в новый цикл низких цен на нефть, подобный тому, что наблюдался в период 1982-2003 годы. Это значит, что нефте- и

газодобывающие компании будут вынуждены приспособиться к «выживанию» в новых реалиях: пересмотреть инвестиционные планы, провести оптимизацию бизнес-процессов, осуществить масштабное внедрение технологических инновации. Также это ставит под сомнение реализацию высокочрезвычайно затратных шельфовых проектов (разработка которых не осуществлялась даже при ценах 100-120 долларов).

Проблемой № 5 является напряженная геополитическая обстановка в отношениях с западными странами. В связи с присоединением Крыма в 2014 году в отношении России были введены секторальные санкции, которые затронули 90% нефтегазового сектора РФ. Это значительно ограничило работу крупных нефтегазовых компаний на территории России. На тот момент на российском рынке вели деятельность порядка 300 иностранных компаний. Одним из основных положений санкций является запрет на поставку российским нефтегазовым компаниям оборудования, которое используется при добыче углеводородов в условиях арктического шельфа и на сланцевых проектах. К таким технологиям относятся: мобильные буровые вышки, плавучие буровые платформы, морские платформы и многое другое. В список санкций США включены такие основные российские компании: Газпром, Транснефть, Лукойл, Газпромнефть, Сургутнефтегаз, Новатэк. Основные поставки оборудования ежегодно осуществлялись странами, которые ввели санкции. Были практически остановлены совместные проекты с крупнейшими зарубежными компаниями: «ExxonMobil», «Shell», «Total» [14, с. 95].

Исторически сложилось, что большинство российских добывающих компаний тесно сотрудничают с зарубежными нефтесервисными компаниями, деятельность которых также попала под действие санкций. По данным Центра Сырьевой экономики РАНХиГС, доля иностранного участия в секторе нефтесервисных услуг составляет 23%. Особое внимание стоит уделить высокой зависимости от технологии бурения боковых стволов (56%) и почти полной зависимости от технологии гидравлического разрыва пласта (93%) Как

правило, такие операции осуществляют западные компании «Schlumberger», «Halliburton», «Weatherfort» и другие [2, с.15].

Норвегия также приняла решение присоединиться к санкциям Евросоюза в отношении России. В частности, ограничения распространяются на поставку оборудования для арктических шельфовых проектов. Также запрещен экспорт технологий, используемых при разработке сланцевых месторождений трудноизвлекаемых углеводородов. Поставки других видов оборудования для российской нефтяной и газовой промышленности требуют дополнительного разрешения со стороны Норвежских властей. Любое инвестирование или сервисное обслуживание также требует согласования. Предвидеть эффект от этих запретов в долгосрочной перспективе довольно сложно, так как в законах обеих стран такие понятия, как «Арктический» или «Шельфовый» проект являются довольно общими, и не вполне понятно, на что именно распространяются санкции. «Statoil» и другие норвежские компании зарегистрированы на Американской фондовой бирже, и, вполне возможно, будут вынуждены следовать американской трактовке санкций, которые являются более жесткими и специфическими, чем санкции Евросоюза. Это может значительно ограничить возможности для сотрудничества между государствами в Арктическом регионе.

### 3.2. Разработка сценариев сотрудничества между Россией и Норвегией на шельфе Баренцева моря

Данный раздел включает построение трёх сценариев развития событий сотрудничества между Россией и Норвегией на шельфе Баренцева моря, основываясь на факторах неопределенности и предположениях, наиболее тесно влияющих на развитие данного региона. Технология построения сценариев зарекомендовала себя при реализации проектов компании Royal Dutch Shell [41, с.190]. Данная методика заключается не столько в прогнозировании, сколько в

определении альтернативных путей развития, основываясь на взаимосвязи между множеством факторов. [40, с.35]

При построении сценариев были определены факторы, которые будут при любых условиях влиять на сотрудничество между Норвегией и Россией. Это не значит, что данные события гарантированно будут иметь место, однако они являются логически вероятными. В таблице 3.1 представлены предположения, используемые для построения сценариев [46, с. 141].

Таблица 3.1

Обзор факторов, влияющих на сотрудничество между странами для трех сценариев

Предположение	Описание
Геополитический контекст	Геополитический контекст становится более значимым в отношении сотрудничества на шельфе Арктики
Спрос на энергию	Потребление энергии растет по причине увеличения численности населения и экономического роста
Рост азиатских рынков	Азиатские рынки продолжают расти. Россия продолжает диверсифицировать свой экспорт, путем увеличения объема поставок ресурсов в Азиатско-Тихоокеанский регион
Глобальное экологическое регулирование	Изменение климата останется важным вопросом для мирового сообщества
Объем геолого-разведочных работ в Баренцевом море	Вероятность открытия крупных месторождений на шельфе, помимо уже открытых, невелика. Особенно, это касается норвежской стороны Баренцева моря.
Добыча на арктическом шельфе	Интерес добывающих компаний к добыче на Арктическом шельфе будет весьма велик, но промышленная эксплуатация будет зависеть от стоимости обустройства, обслуживания и логистики. Даже учитывая значительный научный прогресс, стоимость работы будет оставаться высокой.



Биологические ресурсы Арктики	Баренцево море останется средой обитания мирового уровня для множества биологических видов, а также территорией для промышленного рыболовства
Арктические природные условия	Климат Арктического региона является фактором, снижающим эффективность персонала и оборудования
Северный морской путь	Северный морской путь остается второстепенным каналом при транспортировке нефти и газа из Баренцева моря в Азию

При построении сценариев также используются факторы неопределенности. Они представляют собой события и обстоятельства, которые напрямую влияют на сотрудничество между Россией и Норвегией на шельфе Баренцева моря. В данной работе использованы следующие факторы неопределенности:

1. Цена на нефть и газ.

Основной вопрос: будут ли цены на нефть и газ достаточно высоки для разработки арктических месторождений Баренцева моря? Исторически, цены на нефть и на газ были тесно взаимосвязаны. Тем не менее, в период 2007-2017 гг. корреляция между данными показателями значительно снизилась, так как большие объемы газа начали продаваться на спотовом рынке. Цены на нефть и газ были выделены в отдельные факторы при проектировании сценариев. Это обусловлено различными вариациями распределения запасов в сценариях.

2. Разработка сланцевых ресурсов нефти и газа в США.

Важно понимать, насколько затратной окажется разработка сланцевых ресурсов, и как это повлияет на разработку месторождений арктического шельфа. Если добыча этих ресурсов окажется достаточно дешевой, то предпочтение будет отдано именно сланцевой нефти и газу, так как они доступны для большего числа стран и менее экологически рискованны [30, с.45].

### 3. Запасы углеводородов, обнаруженные на шельфе Баренцева моря.

Как было выяснено в главе 1, Баренцево море несет в себе большой запас перспективных ресурсов нефти и газа. Наиболее перспективное месторождение, Свод Федынского, может разрабатываться как норвежскими, так и российскими компаниями. Подтверждение запасов ведет к промышленной добыче в данном районе, ввиду близости к имеющейся инфраструктуре на берегу.

### 4. Развитие инфраструктуры

Основная неопределенность состоит в том, будет ли построен трубопровод, позволяющий транспортировать газ из Баренцева море до Европейского рынка, и будет ли он проходит через норвежские воды или через Республику Карелия? На сегодняшний день, монополия на экспорт газа принадлежит «Газпрому». Если Газпром потеряет монополию, это может привести к динамике в разработке ресурсов Баренцева моря. На сегодняшний день, исключительное право на экспорт сжиженного природного газа (СПГ) предоставлено только для частной компании «Новатэк».

### 5. Уровень развития технологий.

Важным фактором неопределенности является скорость и уровень развития технологий для добычи в суровых условиях шельфа Баренцева моря. Применение инновационных технологии способствуют уменьшению затрат на добычу, а также позволят определить, какие месторождения являются рентабельными на практике. Стоит отметить, что развитие технологий должно быть направлено на предотвращения разливов нефти и снижение выбросов отходов в данном регионе.

### 6. Рост экономики азиатских рынков.

Предполагается, что развитие Азиатских рынков будет иметь значительное влияние в формировании спроса на российские нефть и газа, так как выход на этот рынок позволяет значительно диверсифицировать поставки ресурсов. С одной стороны, развитие экономики Китая может повысить спрос

на энергоресурсы, что благоприятно скажется на цене на нефть. С другой стороны, это может негативно повлиять на освоение Баренцева моря в виду переноса концентрации внимания государства на месторождениях Восточной Сибири и Дальнего востока.

#### 7. Развитие России в направлении азиатских рынков.

Ухудшение отношений между Россией и западом может привлечь китайские нефтяные компании к шельфу Баренцева моря. Соответственно, это негативно скажется на сотрудничестве с Норвегией. Территория РФ весьма обширна и запасы нефти и газа здесь значительно диверсифицированы, что дает возможность выбирать те или иные регионы для добычи. В данном случае, помимо Баренцева моря, другие шельфовые провинции, такие как Дальний Восток или Ямал, могут стать приоритетными для осуществления шельфовых проектов.

#### 8. Отношения России и Запада.

В период 2018-2028 будет достаточно проблематично спрогнозировать будущее отношений России и западных стран. Ухудшение отношения может привести к снижению импорта ресурсов из России. Конфликт на Украине придал отношениям России и запада негативный характер, и данное влияние может только усиливаться в виде закручивающейся спирали для обеих сторон. Понимание дальнейшего развития отношений с западными странами крайне важно. Это дает представление о том, в какой степени доступ прямых иностранных инвестиций к российскому арктическому шельфу будет открыт для иностранных компаний.

#### 9. Отношения между Россией и Норвегией.

Отношения между Россией и Норвегией никогда не разрывались, тем не менее они в большой степени зависят от российско-западных отношений. Это обусловлено тем, что Норвегия, является западно-ориентированной страной. Несмотря на разногласия, сотрудничество в Баренцевом море поможет решить ряд общих для обеих стран вопросов: методы разведки и эксплуатации,

устойчивое развитие регионов, охрана окружающей среды и т. д. В сценариях не предполагается совершенный разрыв диалога между государствами, однако имеет место широкий спектр направлений, куда эти отношения могут сместиться. Как было выяснено в главе 1, одним из наибольших успехов в истории российско-норвежского сотрудничества является принятие соглашения о разделе пограничной территории в 2010 году.

#### 10. Глобальная экологическая политика

Неизвестно, будет ли в будущем подписано новое соглашение, обязывающее сократить и стабилизировать выбросы парниковых газов. Ранее эту роль выполнял Киотское соглашение, принятое в декабре 1997 [15]. В недавнем отчете Глобальной Комиссии Экономики и Климата «Better Growth, Better Climate» были определены возможности для продолжения экономического роста путем снижения выбросов углекислого газа [39]. Тем не менее, разработка новых соглашений в период 2018-2023 может вызвать значительное ограничение добычи в Арктике.

На рисунке 3.2 представлено, каким образом взаимодействуют между собой факторы неопределенности. Это позволяет сделать предположение о том, как будут развиваться события в будущем. Темная стрелка отражает сильное взаимодействие между факторами. Пунктирная линия означает, что данный фактор усиливает эффект других факторов.

В Сценарии №1 отношения России и Запада полностью не восстановились после событий на Украине, однако это никак не повлияло на сотрудничество между Россией и Норвегией. Отношения между странами находятся на высоком уровне. Наблюдается кооперация на шельфе Баренцева моря. Тем не менее, цены на нефть и, особенно, на природный газ – низкие. Учитывая стоимость развития инфраструктуры для месторождений, это означает, что многие месторождения не являются коммерчески эффективными. Обе страны не будут торопиться в освоении Баренцева моря, ожидая начала действий друг от друга.

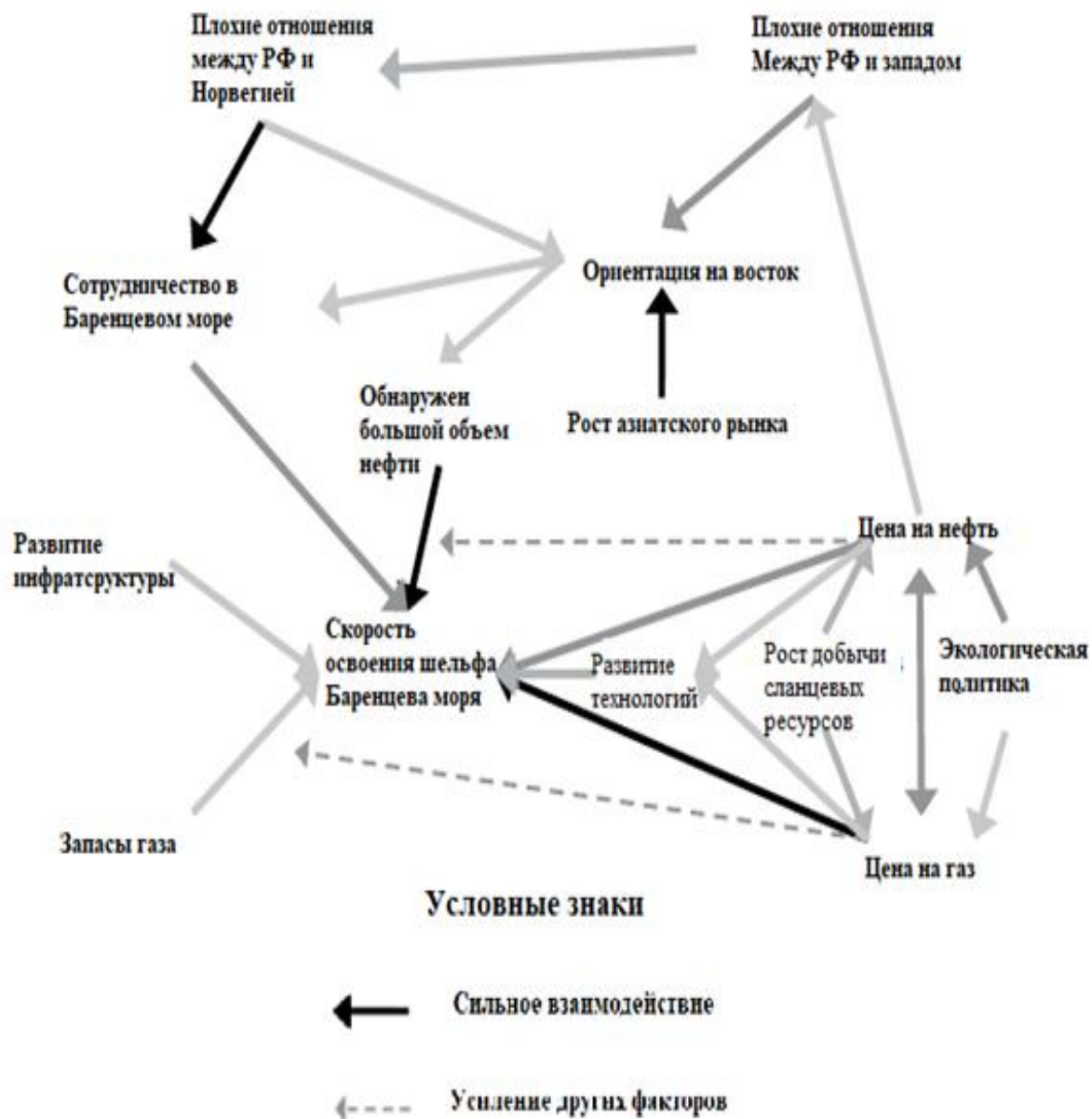


Рисунок 3.2 - Влияние факторов неопределенности на Динамику освоения шельфа Баренцева моря

На рисунке представлена лепестковая диаграмма, отражающее значение факторов неопределенности сотрудничества для сценария 1 по шкале от 1 до 10. На рисунке 3.4 представлена лепестковая диаграмма, отражающее значение факторов неопределенности сотрудничества для Сценария 2 по шкале от 1 до 10.

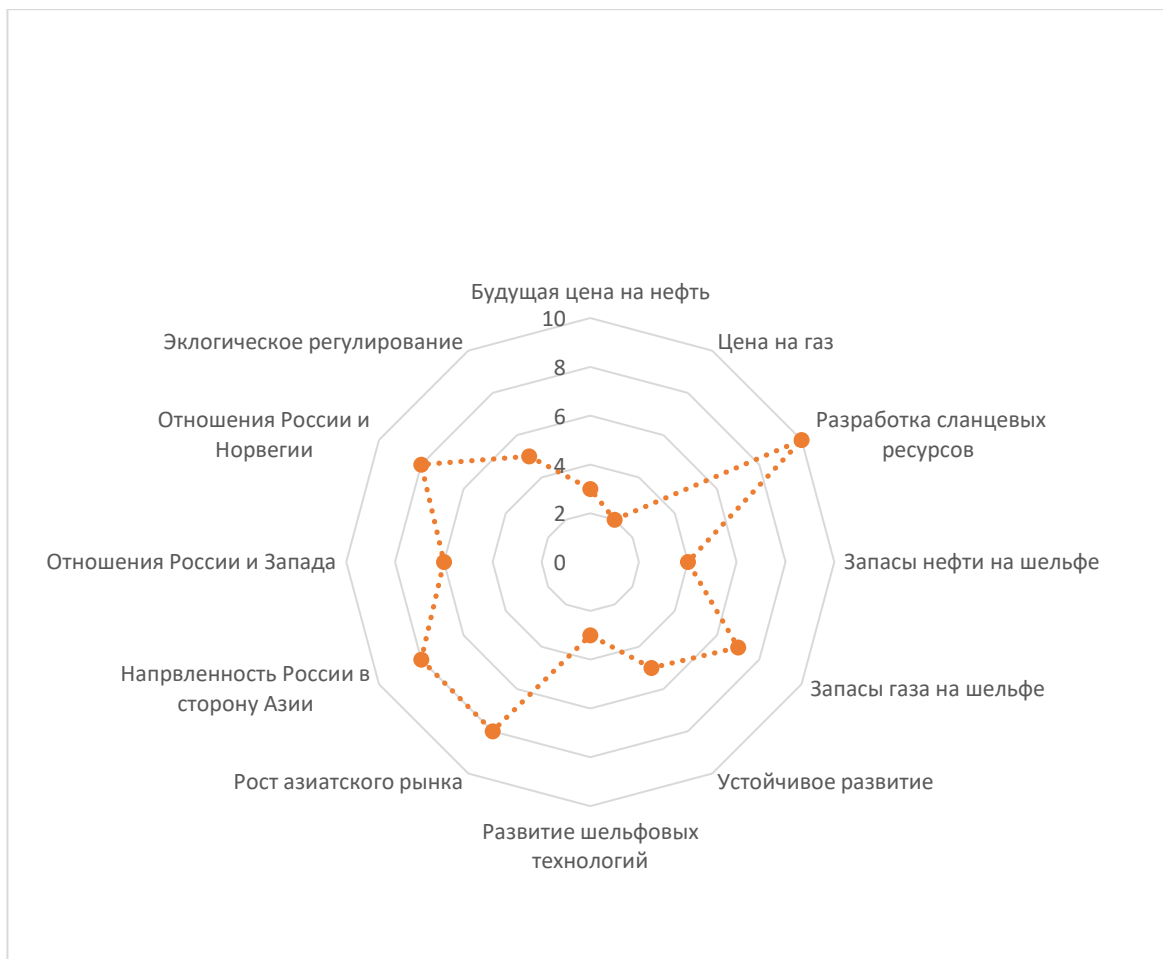


Рисунок 3.3. - Значение факторов неопределенности сотрудничества для сценария №1 по шкале от 1 до 10

В 2018 году принят новый закон, регулирующий объем выбросов углекислого газа в атмосферу. Успешная реализация сланцевых проектов в США привела к росту добычи нетрадиционного газа в Китае, Аргентине и других странах, таким образом, перенасытив рынок углеводородов. В результате, интерес компаний к разработке Арктических инновационных технологий значительно снизился. Даже в РФ, разработка сланцевых месторождений стала более привлекательна, чем дорогостоящий Арктический шельф. Китайские компании, помимо разработки собственных сланцевых ресурсов также начинают поставлять на рынок технологии и специалистов для других стран.

С российской стороны добыча на шельфе Баренцева моря движется чрезвычайно медленно, из-за монополии «Роснефти» и «Газпрома». С

Норвежской стороны, власти и «Statoil» не смогли договориться об устойчивом развитии путем разработки месторождений Норвежского моря в районе Лофотенские островов, в этот Архипелаг остаётся закрытыми для геологической разведки. Российские и норвежские власти неактивно дают налоговые каникулы добывающим компаниям. В районе хребта Федынского обнаружены запасы газа, равные 1, 8 трлн. м<sup>3</sup>. Месторождение разрабатывается «Газпромом» совместно со «Statoil», согласно соглашению о разделе продукции. Добываемый газ транспортируется из России в Европейский Союз, частично заменяя объемы ресурсов Западной Сибири. Большая часть углеводородов, добываемых на месторождениях Западной и Восточной Сибири отправляются через Алтай в западный Китай при помощи трубопровода «Сила Сибири».

Несколько малых месторождений были открыты с норвежской стороны Баренцева моря. Они расположены на участке шельфа между месторождением JohanCatsbergи Сводом Федынского. Так как количество арктических проектов, на которых ведется промышленная эксплуатация, невелико, развитие локальной индустрии поставок оборудования для добычи нефти и газа будет на низком уровне. Месторождения более активно разрабатываются с норвежской стороны, где Киркенес используется как базовый центр поставок ресурсов с шельфа Баренцева моря. Предпочтение отдается норвежским фирмам с успешным опытом такого вида работ. При этом используется несколько местных локальных поставщиков из России, которые ранее уже сотрудничали с «Газпромом» во время реализации проекта «Shtokman Development AG».

В Сценарии №2 состояние рынка весьма благоприятно для осуществления проектов в Баренцевом море. В большей степени, это обусловлено ростом экономики Азиатских стран и чрезвычайным ростом спроса на углеводородные энергоносители. Стоит отметить, что не было принято никакого глобального экологического соглашения. Разработка сланцевых ресурсов не ведется за пределами США, так как другие страны не

смогли адаптировать свою систему налогообложения и лицензирования под нетрадиционные проекты. Цены на нефть и природный газ являются высокими, обеспечивая тем самым значительную поддержку для разработки арктического шельфа Баренцева моря. На рисунке 3.4 представлена лепестковая диаграмма для Сценария №2, отражающее значение факторов неопределенности сотрудничества для сценария 2 по шкале от 1 до 10.

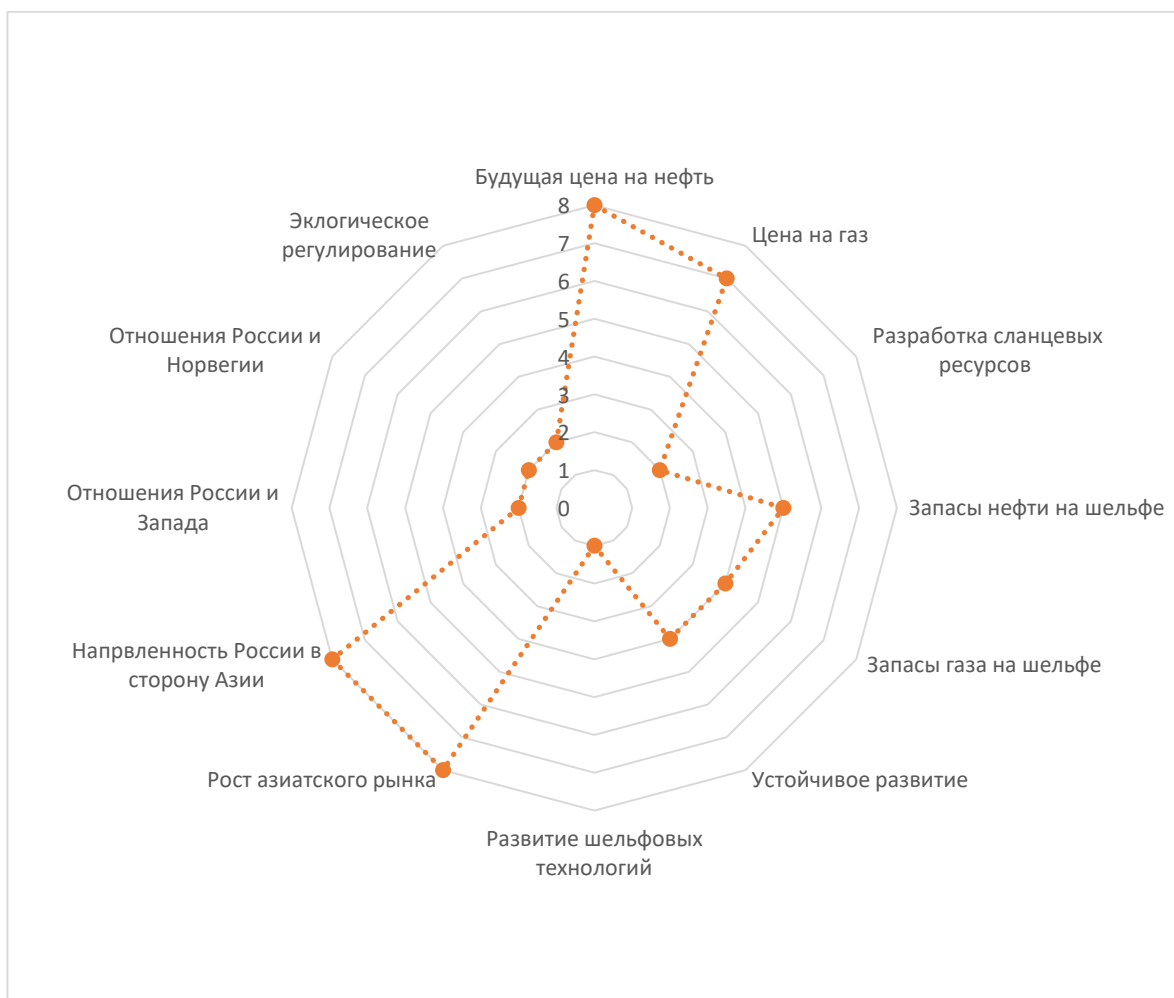


Рисунок. 3.4 - Значение факторов неопределенности сотрудничества для сценария №2 по шкале от 1 до 10

Однако, отношения между Россией и Норвегией находятся на низком уровне в следствие ухудшения диалога России и Запада. Кроме соглашений о ловле трески, сотрудничества в регионе не наблюдается. При этом обе страны пытаются идти параллельно, но каждый - своей дорогой. В 2022 году вблизи берегов архипелага Шпицберген происходит вооруженное столкновение,



вызванное конфликтом интересов разделения территорий рыбных промыслов. В результате столкновения никто не пострадал, однако это негативно сказывается на отношениях между Россией и Норвегией. Таким образом, обе страны ведут действуют активно, но не работают сообща. Стоит отметить, что с российской стороны разработка шельфа Баренцева моря идет продвигается не так быстро, ввиду направления усилий на Дальний Восток и Восточную Сибирь. Это обусловлено переориентированием российского экспорта в Азию.

Соглашение «О разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане» утратило свою силу. Это также значительно затруднило освоение пограничных месторождений между странами. Китайская компания «CNPC» становится основным партнером России в сфере добычи нефти и газа после приобретения 49 % акций нефтегазоконденсатного Штокмановского месторождения.

В результате выборов, в Норвегии приходит к власти консервативная партия, которая открыла доступ к добыче на шельфе Лофотенских островов, не смотря на протесты местного населения. Большое количество лицензионных участков выдано норвежской стороной в 2020 году. Добытый газ экспортируется по трубопроводу через Лофотенский архипелаг, однако запасы газа, открытые в этом регионе не такие значительные. Российские и китайские компании, работающие в Баренцевом море с российской стороны, используют технологию сжиженного природного газа (СПГ) для транспортировки газа со Штокмановского месторождения.

Индустрия поставок активно развивается в обоих странах, обеспечивая месторождения необходимым сервисом и оборудованием. При этом увеличивается количество контрактов, заключенных с местными поставщиками.

В Сценарии №3 Норвегия и Россия плотно сотрудничают на шельфе Баренцева моря, однако состояние мирового рынка нефти и газа не способствует инвестированию в разработку дорогостоящих арктических

месторождений. На рисунке представлена лепестковая диаграмма, отражающая значение факторов неопределенности сотрудничества по шкале от 1 до 10 для Сценария № 3.

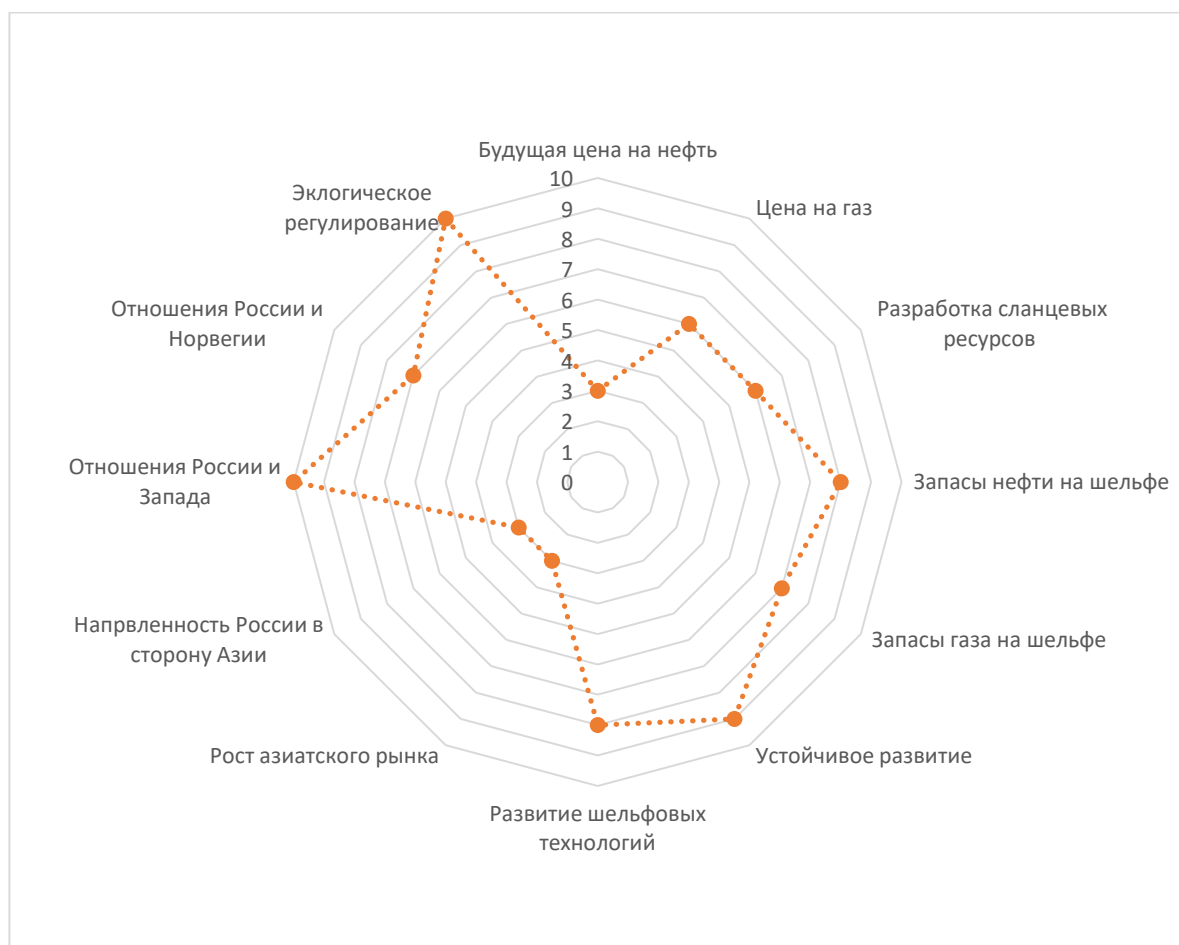


Рисунок 3.5. - Значение факторов неопределенности сотрудничества для сценария №3 по шкале от 1 до 10

Отношения между Россией и Западными странами находятся на высоком уровне, что благоприятно сказывается на российско-норвежском диалоге. В результате замедления роста азиатской экономики спрос на углеводороды значительно снизился. Взаимодействие РФ и КНР сокращается до поставок газа по трубопроводу «Сила Сибири» в соответствии с соглашением 2014 года, при этом трубопровод, пролегающий через Алтай, не работает в полную мощность. Мировое сообщество становится значительно обеспокоенным о проблеме глобального потепления, предпринимаются попытки урегулирования этого вопроса. Правительства РФ и Норвегии принимают инициативу ЕС

относительно разработки единой политики в области охраны окружающей среды. Следствием этого регулирования становится запрет добычи углеводородов на Лофотенских островах.

На глобальном уровне было заключено несколько соглашений, продлевающих действие Киотского протокола. Такое жесткое регулирование оказало значительное давление на цену нефти. Цена природного газа значительно выше, так как газ заменяет уголь, который становится значительно более дорогостоящим ресурсом при текущем «экологическом» векторе развития. По этой же причине снижается уровень добычи трудноизвлекаемых ресурсов, а в частности сланцевой нефти.

Новый климатический режим вызвал ужесточение требований по охране окружающей среды в процессе разработки Арктического шельфа в Норвегии и России. Это подтолкнуло компании к развитию инновационных методик, позволяющих выполнять морские операции в суровых климатических условиях Арктики. Ввиду тесного научного сотрудничества компании разрабатывают инновационные технологии, позволяющие значительно удешевить реализацию арктических проектов. Тем не менее, отсутствие инфраструктуры в районе Лофотенского архипелага не позволяет соединить Баренцево море с южной частью Норвежского шельфа. Вместо этого, в 2027 году построен трубопровод, позволяющий осуществлять транзит газа, добытого на Своде Федынского, из Мурманска в Выборг. Начало же разработки месторождения положено в 2028 году на основании соглашения о разделе продукции (СРП) между тремя добывающими компаниями: «Газпром», Statoil, и «Total». Помимо вышеуказанного проекта, в Баренцевом море разрабатывается ещё несколько небольших нефтяных месторождений, однако уровень добычи ограничивается низким спросом на нефть из-за ужесточения климатического регулирования. Местные же поставщики оборудования и услуг для нефтегазовой промышленности вынуждены перестраивать собственные стратегии, делая упор на экологически чистые и энергоэффективные технологии. Многие

компании диверсифицируют свой бизнес, направляя свое внимание на иные отрасли промышленности, такие как: индустриальные парки, альтернативные источники энергии и т.д. Это показывает, каким образом развитие технологических инноваций заставляет взаимодействовать норвежские и российские компании.

Таким образом, сотрудничество при разработке месторождений на арктическом шельфе Баренцева моря сегодня позволяет решить ряд серьёзных проблем. В первую очередь, совместное инвестирование в НИОКР поможет усовершенствовать процесс бурения, разработки, обустройства и логистики на шельфе. Во-вторых, заимствование норвежского опыта в области оценки экологических рисков позволит снизить антропогенное воздействие на акваторию Баренцева моря. В - третьих, привлечение норвежских компаний к рискованным арктическим проектам является своего рода финансовым рычагом, позволяющим значительно диверсифицировать финансовые риски для Российских компаний.

Также в процессе работы было определено, что на динамику добычи ресурсов в Баренцевом море влияет целый ряд внешних факторов, не зависящих от уровня русско-норвежской кооперации. Сюда можно отнести отношения РФ с западными странами, рост экономики Китая, цены на нефть и газ, разработку сланцевых месторождений. Все эти процессы являются фундаментом для построения сценариев сотрудничества между Россией и Норвегией в процессе разработки месторождений Баренцева моря. В ходе работы были выделены основные факторы неопределенности, а также предположения относительно будущего развития мирового энергетического рынка в ту или иную сторону.

Первый сценарий характеризуется сотрудничеством между странами при разработке Хребта Федынского в пограничной зоне, однако объем работ весьма ограничен внешними факторами. Это обусловлено низкими ценами на нефть и газ, а также активной добычей сланцевых ресурсов. Малое количество проектов

не приведет к значительному уровню устойчивого развития в добывающем регионе, так как развитие местной индустрии поставок, будет на низком уровне.

Во втором сценарии сотрудничество между Россией и Норвегией в нефтегазовой индустрии отсутствует. Это обусловлено ухудшением отношений между РФ и странами запада, а также ориентиром национальной экономики на азиатские страны. Каждая из сторон ведет разработку своих участков Баренцева моря обособленно, при этом эффективность разработки значительно снизилась: разработка технологических инноваций для арктического шельфа продвигается довольно медленно. При этом не принимается никакого экологического соглашения. Развитие добывающего региона в данном сценарии нельзя назвать устойчивым. Экономический рост достигается в основном за счет активного вовлечения местных поставщиков в процесс обеспечения производства.

Третий сценарий является наиболее благоприятным для обеспечения устойчивого развития. Россия и Норвегия активно сотрудничают на шельфе Баренцева моря. Это обусловлено построением диалога между РФ и западными странами. Сценарий характеризуется развитием инноваций и введением глобального экологического регулирования в условиях низких цен на ресурсы. Очевидно, что в данном сценарии устойчивое развитие региона путем разработки шельфа Баренцева моря достигается даже в условиях низких цен на нефть.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день Арктика является стратегически важным субъектом для РФ с точки зрения энергетического обеспечения страны в Будущем. Баренцево море обладает огромным ресурсным потенциалом, при этом большая часть запасов сосредоточена именно на российском шельфе. Устойчивое развитие в Арктике призвано ориентировать хозяйственную деятельность на удовлетворение нынешних экономических и социальных потребностей, не ставя под угрозу экологическое состояние и ресурсную базу Арктики в будущем.

Для достижения устойчивого развития в сфере добычи углеводородов на Арктическом шельфе Россия могла бы воспользоваться опытом Норвегии, где подход к регулированию добычи на шельфе направлен на удовлетворение интересов компаний, государства и граждан при минимальном воздействии на окружающую среду. Стоит также отметить либеральную норвежскую практику по привлечению к разработке иностранных компаний путем проведения раундов специальных конкурсов-лицензионных раундов. В России же к освоению шельфовых месторождений допущены компании на 50 % и более принадлежащие государству. Это значительно замедляет процесс добычи в российской части Арктического региона.

В ходе работы была проведена экономическая оценка эффективности добычи нефти на арктическом шельфе Баренцева моря путем разработки модели условного месторождения. Анализ проведен в условиях экономических систем России и Норвегии путем расчета чистого дисконтированного дохода компании. При построении модели не учитывалось участие в проекте иностранных инвесторов. В условиях цен на нефть, равных 108 дол. /баррель проект является рентабельным для компаний обоих государств, однако для проекта характерен длительный срок окупаемости. В условиях цен на нефть, равных 60 дол./баррель проект не окупается за проектный период. А значит разработка месторождения является нерентабельной как для норвежских, так и

для российских компаний. Стоит также отметить что налоговые сборы в России значительно ниже, чем в Норвегии, ввиду введения в РФ льготной системы налогообложения арктических месторождений в Баренцевом море до 2037 года.

В процессе анализа причин низкой экономической эффективности проекта были выделены проблемы, характерные для шельфа Баренцева моря, и самое главное, пути их решения путем сотрудничества с Норвегией.

Прежде всего, следует выделить технологические сложности, связанные с процессом бурения, добычи и транспортировки углеводородов в Баренцевом море. Это обусловлено суровыми климатическими условиями, сложным геологическим строением пластов, а также значительной удаленностью от берега наиболее перспективных месторождений. Норвежский опыт показал, что данная проблема может быть решена путем проведения российскими и норвежскими компаниями совместных НИОКР в сфере нефтегазовых технологий для Арктического шельфа.

Второй значимой проблемой, значительно замедляющей освоение шельфа, являются, собственно, высокие затраты и на реализацию проекта, а также длительный срок окупаемости. Участие норвежских компаний позволит привлечь дополнительные инвестиции для, тем самым диверсифицируя финансовые риски российских компаний и уменьшая сроки реализации проекта.

Третьей проблемой, которую можно решить путем сотрудничества, является отсутствие в РФ специализированной оценки экологических рисков для арктического региона. Ввиду чувствительности региона к антропогенным воздействию необходимо заимствование опыта Норвегии по оценке экологических рисков, а также внедрение совместного регламента по охране окружающей среды в Баренцевом море.

Однако, есть ряд внешних факторов, которые могут значительно повлиять на скорость освоения Арктики. Сюда можно отнести цены на нефть, отношения с западными странами, степень освоения сланцевых ресурсов,

поворот РФ в сторону торговли с Китаем. Эти и многие другие факторы стали основой для разработки сценариев будущего сотрудничества между Норвегией и РФ при реализации проектов в Баренцевом море. Данные сценарии призваны не столько спрогнозировать будущее, сколько показать возможности для сотрудничества с учетом широкого круга экономических и геополитических факторов. Стоит отметить Сценарий №3, где в условиях низких цен на нефть РФ и Норвегия активно кооперируются в Баренцевом море путем совместной разработки шельфовых месторождений газа. В этом сценарии наблюдается развитие инноваций в сфере технологий для арктической добычи, вовлечение местных поставщиков в цепь производства, а также высокий уровень климатического регулирования на глобальном уровне.

Таким образом, вполне возможно достижение устойчивого развития арктического региона путем сотрудничества РФ и Норвегии на шельфе Баренцева моря. Однако, стоит отметить, что существует множество внешних факторов, которые могут как способствовать сотрудничеству, так и свести его к минимуму.

На основе проанализированного материала можно выделить следующие рекомендации для сотрудничества на арктическом шельфе Баренцева моря и достижения устойчивого развития:

- Активное привлечение норвежских компаний - партнеров.

Партнерство с норвежскими компаниями на выгодных для них условиях позволит России получить доступ к мировым передовым технологиям геологоразведки и добычи углеводородов. Стоит отметить, что российская сторона должна сохранить свой контроль над разработкой арктических месторождений. Одним из способов сохранения государственного контроля может стать допуск норвежских компаний на основе заключения соглашений о разделе продукции (СРП), согласно которым каждой из сторон будет принадлежать фиксированная доля добытых углеводородов.

- Совместная разработка научных исследований



Для освоения Арктики России и Норвегии необходимо отдать приоритет развитию собственного научно-технического потенциала, который станет главным источником новых технологий. Государства должны финансировать проведение совместных НИОКР в нефтегазовом секторе экономики, ставить задачи для отраслевой науки и стимулировать инновационную деятельность добывающих компаний. В дальнейшем это способствует разработке собственных технологий добычи на арктических месторождениях.

– Внедрение прямого участия государства в проекте

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 шельфа Баренцева моря риски, а государству – получить дополнительный чистый доход.

– Рациональное использование иностранного участия в проекте

Разработка арктических месторождений должна способствовать устойчивому развитию. И примером того, как это можно сделать, является подход Норвегии. Россия могла бы допустить к континентальному шельфу Арктики норвежские компании при условии обязательного обучения местных кадров, инвестирования в российские научные исследования, покупки оборудования отечественного производства. Необходимо отметить, что привлечение иностранных партнеров не должно стать раздачей запасов арктического шельфа России, государство тоже должно извлекать значительную выгоду от добывающей деятельности на шельфе.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Биологические ресурсы Баренцева моря: характеристика, особенности и описание [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kakfb.ru/novosti-i-obshhestvo/priroda/88705-biologicheskie-resursy-barenceva-morja.html>
2. Бобылев, Ю.С. Рынок нефти: новая реальность / Ю.С. Бобылев: Оперативный мониторинг экономической ситуации в России. – 2016. – №1. – С 14–17.
3. Богоявленский, В.И. Перспективы и проблемы освоения месторождений нефти и газа шельфа Арктики / В.И. Богоявленский // Специализированный журнал «Бурение и нефть». – 2012. – №11. – С.56 – 59.
4. Богоявленский, И.В. Стратегия, технологии и технические средства поиска, разведки и разработки морских месторождений в Арктике / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский // Вестник МГТУ, том 17. – 2014. – №3. – С.437-451.
5. Буч, О.В Развитие транспортно-логистических маршрутов в Арктике / О. В. Буч // Российское предпринимательство. – 2013. – №18. – С. 134–137.
6. Васильев, А.М. Совершенствование экономических подходов к управлению освоением морских углеводородных месторождений Арктики / А.М. Васильев // Апатиты: Изд. Кольского научного центра РАН. – УДК 620.92. – 2013. – С 45–48.
7. Владимиров, В.А. Разливы нефти: причины, масштабы, последствия / Владимиров В. А // Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования. – №3. – 2014. – С. 216–220.
8. Газпром. «Газпром», «Статойл» и «НорскГидро» подписали меморандум о взаимопонимании [Электронный ресурс]: Пресс-релиз от 20.06. 2005. – Режим Доступа: [www.gazprom.com/press/news/2005/june/article63157/](http://www.gazprom.com/press/news/2005/june/article63157/) (Дата обращения: 14.12.2016)

9. Газпром. «Газпром», «Роснефть» и «Статойл» подписали Меморандум о взаимопонимании [Электронный ресурс]: Пресс-релиз от 09.09.2004. – Режим  
Доступа:<http://www.gazprom.ru/press/news/2004/september/article55014/>  
(Дата обращения: 20.11.2016)
10. Газпром. Главы «Газпрома», «Statoil» и «Total» провели совещание по освоению Штокмановского месторождения [Электронный ресурс]: Пресс-релиз от 5 апреля 2011, Режим доступа:  
<http://www.gazprom.ru/press/news/2011/april/article110921/> (Дата обращения: 16.12.2016)
11. Газпром. Компания «Total» вышла из состава акционеров «Штокман Девелопмент АГ» [Электронный ресурс]: Пресс-релиз от 2 августа 2015, Режим доступа: <http://www.shtokman.ru/press/news/2015/273/> (Дата обращения: 16.12.2016)
12. Ергин, Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д. Ергин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Альпина Паблишер, 2016. – 1440 с.
13. Информационное агентство «Риа–Новости». Россия и Норвегия подписали договор о границе в Баренцевом море. [Электронный ресурс]: Пресс-релиз от 15 сентября 2010. Режим доступа:  
<https://ria.ru/politics/20100915/275970925.html> (Дата обращения: 15.01.2017)
14. Мучкин, К. П. Проблемы развития российской нефтяной промышленности в условиях международных санкций / Мучкин, К. П. // Территория новых возможностей. Вестник ВГУЭС. – 2015. – №4. – С.92–96.
15. Киотский протокол к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

- [http://www.un.org/ru/documents/decl\\_conv/conventions/kyoto.shtml](http://www.un.org/ru/documents/decl_conv/conventions/kyoto.shtml) (Дата обращения: 15.02.2017)
16. Козьменко, С.Ю. Экономическое развитие арктических коммуникаций под влиянием оборонной и хозяйственной деятельности в Арктике / С.Ю. Козьменко, А. Н. Савельев, А.А. Щеголькова // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №1. – С. 5–8.
17. Лаверов, Н. П. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы/ Н. П. Лаверов, В.И. Богоявленский // Арктика: экология и экономика. – 2016. – №2. – С. 30–33.
18. Кузнецов, М.А. Проблемы обустройства морских месторождений российской Арктики/ М.А. Кузнецов, К.К. Севастьянова, С.А. Нехаев, П.В. Беляев // Вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. – №3. С.18–24.
19. Мазур, И.И. Арктика – точка бифуркации в развитии глобального мира / И.И. Мазур // Век глобализации. – №2. – 2010. – С. 93-104.
20. Мирзоев, Д.А. Инновационные технологии подводной добычи углеводородов на шельфе Арктики / Д.А. Мирзоев, И.Э. Ибрагимов, О.Л. Архипова // Наука и Технологии. – 2013. №12. – с 46.
21. Налоговый кодекс РФ. Часть 2: Федеральный закон от 11.09.2013, Ст. 3–6, по состоянию на 08.12.2016 [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=209829&fld=134&dst=1000000001,0&rnd=0.5830181755463772#0> (Дата обращения: 15.02.2017)
22. О континентальном шельфе Российской Федерации: федеральный закон от 30.11.1995 № 187–ФЗ (ред. 02.05.2015) // Собрание законодательства РФ. – 1995. – № 49. – Ст. 4694.
23. О недрах: закон РФ от 21.02.1992 № 2395–1 (ред. 01.01.2016) // Собрание законодательства РФ. – 1995. – № 10. – Ст. 823.

24. О таможенном тарифе: закон РФ от 21.05.1993 г. № 5003–1 (ред. 28.12.2016 г.) // М.: Ведомости СНГ и ВС РФ–2016. – Ст. 821.
25. Пименова, Н.А. Сравнительный анализ налоговых режимов освоения Арктического шельфа зарубежных стран и Российской Федерации / Н.А. Пименова, Р.В. Базалева // Нефтепромышленное дело. – 2015. – №3. – С.53–55.
26. Роснефть. «Роснефть» и подписали соглашения по созданию совместных предприятий для проведения геологоразведочных работ на шельфе. [Электронный ресурс]: Пресс-релиз 30 августа 2012, Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/176919/> (Дата обращения: 21.12.2016)
27. Роснефть. «Роснефть» выходит на норвежский шельф Баренцева моря по результатам 22 лицензионного раунда [Электронный ресурс]: Пресс-релиз от 13 июня 2013, Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/1225/> (Дата обращения: 14.12.2016)
28. Роснефть. «Роснефть» начала бурение в Охотском море. [Электронный ресурс]: Пресс-релиз от 2 июня 2016, Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/press/releases/item/182261/> (Дата обращения: 25.12.2016)
29. Gorst, I. Norway & Russia: New oil best friends/ Gorst. I. // Beyondbrics. – 2013. – №1. – С.9–11
30. Савина, Н.П. Ценообразование на мировом нефтяном рынке в условиях расширения добычи сланцевой нефти / Н.П. Савина // Новая наука: теоретический и практический взгляд. – Сборник статей Международной научно–практической конференции, 14 августа 2015 г, Стерлитамак. – 2015. – С. 43–47.
31. Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года

- [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.government.ru/docs/22846/> (Дата обращения: 25.12.2016)
- 32.Тидеман, Д. Е. Инвестиционные проекты в российской нефтегазовой отрасли. Четыре шага к повышению эффективности / Д. Е. Тидеман, Ж. С. Шехад, Е.А. Козинченко, strategy &. – 2015. – С. 9–15.
- 33.Фадеев, А. Устойчивое развитие нового добывающего региона при реализации нефтегазовых проектов на шельфе Арктики / А.М., Фадеев, А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2013. – №1. – С. 32–36.
- 34.Фадеев, А.М. Зарубежный опыт освоения углеводородных ресурсов Арктического континентального шельфа/ А.М., Фадеев, А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2011. – №1. – С.83–86.
- 35.A driving force offshore Norway [Электронный ресурс]: Petoro – state-owned limited company, 2016. – Режим доступа: <https://www.petoro.no/home>
- 36.Andvik, Т.К (2013). Russian–Norwegian oil & gas industry cooperation in the High North. / Т.С. Andvik, J.P. Barlindhaug, E. Bjørnbom, Sochnev. O// INTSOK. –2013. – Summary report. – С 14–18.
- 37.Arctic Europe petroleum resources and infrastructure [Электронный ресурс]: Resource map. – Storvik & Co AS Cartographer. – Режим доступа: [www.Arcticeurope.com/images/Kart\\_noytralt\\_2013.pdf](http://www.Arcticeurope.com/images/Kart_noytralt_2013.pdf) (Дата обращения: 15.02.2017)
- 38.Average annual OPEC crude oil price from 1960 to 2017 (in U.S. dollars per barrel) [Электронный ресурс]: Statistics Portal. Режим доступа: <https://www.statista.com/statistics/262858/change-in-opec-crude-oil-prices-since-1960/> (Дата обращения: 15.01.2017)
- 39.Better growth better climate: The New Climate Economy [Электронный ресурс]: Washington: the global commission on the economy and climate,

2014. – 313 с. – Режим доступа:  
<https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/annual-reports/2016/statoil-2016-annual-report.pdf> (Дата обращения: 15.02.2017)
40. Bourmistrov, A. International Arctic Petroleum Cooperation Barents Sea scenarios: учеб. пособие / A. Bourmistrov, F. Mellemvik, Indra Overland. – Abingdon: Routledge, 2015. – 291 с.
41. Jefferson, M. Shell scenarios: What really happened in the 1970s and what may be learned for current world prospects / M. Jefferson // *Technological Forecasting & Social Change*. – № 79. – 2012. – С.186–197.
42. Licensing position for the norwegian continental shelf [Электронный ресурс]: Stavanger: Norwegian petroleum Directorate, 2017. – Режим доступа: <http://www.norskpetroleum.no/en/exploration/licensing-position-for-the-norwegian-continental-shelf/> (Дата обращения: 11.02.2017)
43. Ministry of Finance: The Petroleum Taxation Act of 13 June 1975 № 35, last amended by Act of 29 June 2007 № 51 [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.regjeringen.no/en/dep/fin/Selected-topics/taxes-and-duties/Act-of-13-June-1975-No-35-relating-to-th.html> (Дата обращения: 19.01.2017)
44. Norway Corporate Tax Rate Statistics 1981–2017 [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.tradingeconomics.com/norway/corporate-tax-rate> (Дата обращения: 18.01.2017)
45. Norwegian Petroleum Directorate: Budget 2014: Area fees – Stipulation of new rates. – Режим доступа: <http://www.npd.no/en/news/News/2013/Area-fees—Stipulation-of-new-rates/> (Дата обращения: 14.12.2016)
46. Overland, I. Rosneft’s offshore partnerships: The reopening of the Russian petroleum frontier? / I. Overland, J. Godzimirski, L. Lunden // *Polar Record*. – 2013. – № 49. – С 140–153.
47. Statoil Annual report 2016. [Электронный ресурс]: Stavanger: Statoil, 2017. – 280 с. – Режим доступа:

- <https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/annual-reports/2016/statoil-2016-annual-report.pdf> (Дата обращения: 15.02.2017)
48. Statoil. Gazprom and Statoil sign sci-tech cooperation agreement [Электронный ресурс]: Пресс-релиз 18. 06. 2010. Режим доступа: [www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2010/Pages/18JuneGazpromAgreement.aspx](http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2010/Pages/18JuneGazpromAgreement.aspx) (Дата обращения: 16.12.2016)
49. Statoil. Gazprom and StatoilHydro sign MoU [Электронный ресурс]: Пресс-релиз 05.06.2009. - Режим доступа: [www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2009/Pages/GazpromAndStatoilHydroSignMemorandumOfUnderstanding050609.aspx](http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2009/Pages/GazpromAndStatoilHydroSignMemorandumOfUnderstanding050609.aspx) (Дата обращения: 14.12.2016)
50. Schlumberger: The Knowledge Hub [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://content.slb.com/hub/> (Дата обращения: 25.01.2017)
51. Statoil. Rosneft and Statoil sign declaration on Russian Arctic environmental protection [Электронный ресурс]: Пресс-релиз 23 ноября 2012, Режим доступа: [www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2012/Pages/23Nov\\_Articisc.aspx](http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2012/Pages/23Nov_Articisc.aspx) (Дата обращения: 23.12.2016)
52. The petroleum resources on the Norwegian continental shelf 2016. Fields and discoveries. [Электронный ресурс]: Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate, 2016. – 56 с. – Режим доступа: <http://www.npd.no/Global/Engelsk/3-Publications/Resource-report/Resource-report-2016/Resource-report-2016.pdf> (Дата обращения: 15.12.2016)
53. Treaty on Maritime Delimitation and Cooperation in the Barents Sea and the Arctic Ocean, Norway–Russia from September 15, 2010 [Электронный ресурс]: Режим доступа: [www.regjeringen.no/upload/ud/vedlegg/folkerett/avtale\\_engelsk.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/ud/vedlegg/folkerett/avtale_engelsk.pdf) (Дата обращения: 28.12.2016)



54. Zolotukhin, A. Russian Arctic petroleum resources. / Zolotukhin A. Gavrilov, V. // Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies Nouvelles. – 2011. – №6. – C. 899–910.







