

*На правах рукописи*



**ЖУКОВ ОЛЕГ ВИКТОРОВИЧ**

**ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ГАЗОДОБЫЧИ В АРКТИКЕ**

Специальность 08.00.05 – Экономика и управление  
народным хозяйством  
(экономика, организация и  
управление предприятиями,  
отраслями, комплексами –  
промышленность)

**ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук**

**Научный руководитель  
доктор экономических наук,  
профессор Череповицын А.Е.**

**АПАТИТЫ - 2022**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>3</b>
<b>ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ГАЗОДОБЫЧИ.....</b>	<b>13</b>
1.1 Принципиальные особенности экономического развития промышленных комплексов газодобычи.....	13
1.2 Научный подход к экономическому развитию промышленных комплексов газодобычи.....	25
1.3 Зарубежный опыт формирования промышленных комплексов нефтегазодобычи в Арктике.....	38
Выводы по главе 1.....	51
<b>ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ И ПРОБЛЕМ СОЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ГАЗОДОБЫЧИ В АРКТИКЕ .....</b>	<b>54</b>
2.1 Современное состояние развития промышленных комплексов газодобычи арктического региона.....	54
2.2 Исследование экономических и организационно-технических проблем реализации газодобывающих арктических проектов.....	66
2.3 Возможности и целевые индикаторы экономического развития промышленных комплексов газодобычи.....	82
Выводы по главе 2.....	93
<b>ГЛАВА 3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ГАЗОДОБЫЧИ.....</b>	<b>96</b>
3.1 Методические подходы к оценке комплекса мероприятий по развитию газодобычи.....	96
3.2 Банк данных геолого-технической и экономической информации при формировании промышленных комплексов газодобычи.....	108
3.3 Оценка эффективности развития газового потенциала и формирование инвестиционной программы.....	118
Выводы по третьей главе.....	138
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>140</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>143</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Промышленное освоение природных ресурсов Арктической зоны Российской Федерации является одной из ключевых задач государства, поставленных перед отраслью на ближайшую перспективу. Согласно проведенным оценкам ряда научно-исследовательских организаций Арктика обладает существенными запасами и ресурсами углеводородов, как на территории суши, так и на шельфе. В акваториях Баренцева и Карского морей сконцентрирован наибольший потенциал, основой которого являются уникальные и крупные шельфовые месторождения: Штокмановское, Русановское, Ленинградское и др. В зависимости от интенсивности разработки возможный добычный потенциал по каждому из них может превысить 70 млрд м<sup>3</sup> природного газа в год. В этой связи, автору представляется важным оценить перспективы развития газового комплекса в Арктике.

Необходимо отметить, что техническая доступность и экономическая целесообразность освоения сырьевой базы углеводородного сырья в Арктике вызывает множество научных и производственных дискуссий. Для реализации проектов газодобычи, и в особенности шельфовых проектов, требуется гигантский объем капиталовложений с длительным сроком окупаемости инвестиций, что увеличивает инвестиционные риски и подтверждает необходимость обязательной интеграции государства и бизнеса с целью распределения рисков и ответственности. В условиях высокой изменчивости мировых цен, трансформации энергетики и развития низкоуглеродных технологий, а также при интенсивном освоении нетрадиционных нефтегазовых запасов суши (сланцевое углеводородное сырье) такие проекты газодобычи в Арктике, и особенно морские проекты, могут быть отложены на неопределенный срок. При этом необходимо отметить, что природный газ, как наиболее чистый вид ископаемого энергоресурса, будет еще долго востребован в мировой экономике как

переходный вид топлива. В этой связи, газовые ресурсы Арктики должны быть востребованы.

Следует подчеркнуть, что отказ от освоения морских ресурсов углеводородов не позволит решать важнейшие геополитические и технологические задачи, а также не будет способствовать решению проблем транспортно-инфраструктурных сдвигов на арктических территориях. Экономические перспективы развития газового комплекса должны быть связаны с методичной реализацией технологических сложных проектов по формированию промышленных комплексов газодобычи в Арктике, что будет способствовать инновационному развитию энергетики России в целом.

Перспективы развития промышленных комплексов газодобычи во многом определяются и выработкой эффективных решений на уровне государства. Формирование научно-обоснованных организационно-экономических мероприятий в сфере государственного регулирования должны способствовать созданию и экономическому развитию газодобычи, арктических территорий и акваторий в том числе. Вышеперечисленные аргументы обуславливают актуальность заявленной темы исследования.

**Степень разработанности темы исследования.** Становлению теории и методологии экономического развития промышленных комплексов в сырьевом секторе, включая нефтегазовый комплекс, посвящены научные работы ряда ученых и специалистов: А.Ф. Андреева [9-11], В.А. Балуковой [15], В.С. Жарова [32,33,175], А.А. Ильинского [46,47,156], А.В. Комаровой [111], А.Е. Карлика [24,50], Ф.Д. Ларичкина [59-62], К.Н. Миловидова [67], И.В. Петрова [77], И.В. Филимоновой [111-116], А.Е. Череповицына [59-62,117-123,144,145], Л.В. Эдера [131-134].

В рамках оценки перспектив экономического развития газодобывающих комплексов охватываются различные области знаний, включая принципы и методы формирования промышленной, транспортной и социальной инфраструктуры, данные вопросы освещены в работах С.А. Агаркова [1,2], М.В. Ивановой [45], С.Ю. Козьменко [51-53].

Теоретические и методические вопросы, связанные с геолого-экономическими задачами освоения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья, раскрыты в трудах А.А. Герта [25,26], Г.А. Григорьева [28,29], О.С. Краснова [58,71], Л.В. Медведевой [66,70], Д.М. Меткина [65,66,83,144,159], В.И. Назарова [69-71], П.Б. Никитина [74], О.М. Прищепы [82,83], И.В. Шарф [125-129].

Методологическим и практическим вопросам формирования стратегий развития промышленных комплексов, в том числе и в нефтегазовом секторе, посвящены работы В.И. Богоявленского [16,17], Е.Н. Ветровой [23,24], О.Т. Гудместада [153], Т.А. Митровой [160], В.В. Пленкиной [78], М. Портера [165,166], С.В. Размановой [84-88,167,168], Е.А. Телегиной [97-99], А.М. Фадеева [101-103,150], Д. Шендела [171], Г. Штейнера [173].

Принципы развития промышленной политики государства и методов государственной поддержки в нефтегазовом комплексе раскрыты в работах Ю.П. Ампилова [3-7], А.Г. Арбатова [12], Д.В. Буньковского [20], Э.А. Крайновой [55-57], С.В. Федосеева [108-110].

В настоящее время отсутствует четкое понимание перспектив формирования комплексов газодобычи в Арктике, которые осложняются суровостью природно-климатических условий и отсутствием эффективных технологических решений. При оценке перспектив экономического развития именно морских комплексов газодобычи необходимо учитывать несущественный опыт освоения подобных месторождений в мировой практике, необходимость развития инфраструктуры, хрупкость экологии Арктики.

Однако, несмотря на высокую теоретическую проработанность принципов экономического развития в нефтедобывающем комплексе к настоящему времени, по вопросу формирования промышленных комплексов газодобычи, и в особенности морских проектов, в условиях Арктики до сих пор не выработано единого подхода.

**Цель диссертационного исследования.** Разработка научно-методического обоснования перспектив формирования и экономического развития промышленных комплексов газодобычи в условиях современных тенденций глобального характера.

Поставленная цель научного исследования требует решения ряда научных **задач:**

1. Обосновать условия и факторы геологического, технического и социально-экономического характера, способствующие и препятствующие становлению промышленных комплексов газодобычи.

2. Разработать концептуальные подходы к формированию и экономическому развитию промышленных комплексов газодобычи.

3. Обобщить угрозы и возможности развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике с выявлением специфических особенностей экономики морских проектов.

4. Определить тренды мирового энергетического комплекса в части устойчивого развития и определить комплекс индикаторов, необходимых для оценки стабильного функционирования промышленных комплексов газодобычи.

5. Сформировать концептуальную модель банка данных ретроспективной и текущей геолого-технической и экономической информации.

6. Выполнить экономическую оценку стратегических альтернатив с целью определения наилучших параметров реализации крупномасштабных проектов по созданию промышленных комплексов газодобычи.

**Объектом исследования** являются функционирующие и перспективные промышленные комплексы газодобычи в Западной Арктике, как сложные технологические и социально-экономические системы.

**Предметом исследования** являются экономические отношения, формирующиеся при обосновании перспектив развития промышленных комплексов газодобычи.

**Исследование выполнено** в соответствии с пунктом 1.1.20. Паспорта специальностей ВАК «Состояние и перспективы развития отраслей топливно-энергетического, машиностроительного, металлургического комплексов».

**Информационную базу исследования** составили данные открытых информационных источников, материалы, содержащиеся в геологических фондах России, действующих нормативно-правовых актах, программных стратегических документах по развитию отечественного топливно-энергетического комплекса. Источником фактографических исходных данных послужили сведения, опубликованные на официальных сайтах вертикально-интегрированных нефтяных компаний России.

**Теоретической и методологической основой диссертационной работы** служат исследования зарубежных и российских ученых в области проектного управления в отраслях топливно-энергетического комплекса, государственного регулирования и промышленной политики. Для решения поставленных задач применялись методы системного, сравнительного и стратегического анализа, прогнозирования, вероятностной оценки, моделирования денежных потоков и экспертных оценок.

**Научная новизна результатов исследования** заключается в выявлении специфических условий создания промышленных комплексов газодобычи в Арктике, а также в формировании концепции и развитии методов обеспечения их эффективного экономического развития.

**Результаты исследования, обладающие научной новизной и полученные лично соискателем:**

1. Выполнено сопоставление геолого-технических, инфраструктурных и социо-экономических условий, способствующих и препятствующих становлению промышленных комплексов газодобычи на суше и море, на осознании которого обоснована уникальность экономической оценки и управленческих решений в рамках шельфовых проектов Арктики, как правило, не имеющих аналогов и сопряженных со значительными

капитальными затратами и высокой ответственностью бизнеса в части сохранения экосистем.

2. Разработан концептуальный подход к экономическому развитию промышленных комплексов газодобычи, отражающий особенности освоения ресурсного углеводородного потенциала в Арктике, с выделением базовых принципов, которые подчеркивают необходимость использования кластерных и организационно-информационных инструментов, а также целесообразность учета степени вовлеченности заинтересованных сторон.

3. Обобщены ключевые отраслевые угрозы и выявлены перспективы формирования промышленных комплексов газодобычи в Арктике, требующие детализации экономики морских проектов, что в свою очередь связано с использованием вероятностных подходов к геолого-экономической оценке и применением методов сценарного планирования. В рамках проведенного анализа также раскрыт широкий круг технико-технологических проблем развития морской газодобычи.

4. Выявлены глобальные тренды мировой энергетики и определены перспективы экономического развития промышленных комплексов газодобычи на основе подходов устойчивого развития. На базе выявленных трендов обоснованы целевые ориентиры и предложена система индикаторов эффективности экономического развития газового комплекса с использованием инвестиционных, отраслевых макроэкономических, геологических, технологических, социальных и эколого-климатических критериев.

5. Предложена концептуальная модель цифрового хранилища – банка данных геолого-технической и экономической информации, выступающего в качестве инструмента для обеспечения точности технико-экономических расчетов текущих и прогнозируемых параметров формирования и реализации проектов добычи природного газа в Арктике.

6. Сформированы стратегические альтернативы развития промышленных комплексов газодобычи в основу которых заложены



различные сценарные условия фискального обложения и дифференцированы сроки начала ввода их в эксплуатацию. На этой основе разработана инвестиционная программа развития промышленных комплексов морской добычи газа в Арктике, включающая мероприятия организационно-экономического и технического характера и их стоимостную оценку.

**На защиту выносятся следующие научные положения:**

1. Сопоставление геолого-технических, инфраструктурных, экономических и социальных условий создания промышленных комплексов газодобычи на суше и море позволяет обосновать уникальность экономических и управленческих подходов при реализации арктических проектов.

2. Концептуальный подход к экономическому развитию промышленных комплексов газодобычи должен использовать кластерные и организационно-информационные инструменты, а также учитывать степень вовлеченности заинтересованных сторон в перспективные проекты.

3. Перспективы формирования и развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике целесообразно связывать с особенностями экономики морских проектов, которые должны использовать вероятностные подходы к геолого-экономической оценке и методы сценарного планирования.

4. Глобальные тренды мировой энергетики нацелены на обеспечение устойчивого развития, что диктует необходимость учета инвестиционных, отраслевых макроэкономических, геологических, технологических, социальных и эколого-климатических критериев для оценки целесообразности создания промышленных комплексов газодобычи в Арктике.

5. Концептуальная модель цифрового хранилища позволяет формировать банк данных геолого-технической и экономической информации для эффективной реализации существующих и формировании перспективных проектов добычи природного газа.

6. Инвестиционную программу развития промышленных комплексов газодобычи в условиях Арктики рекомендуется обосновывать на основе поэтапной, многовариантной схемы оценки коммерческой и бюджетной эффективности с учетом необходимых организационно-технологических мероприятий.

**Теоретическая значимость.** Диссертационное исследование способствует приращению научного знания в области концептуальных и методических подходов по обоснованию экономических перспектив развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике, а также в части систематизации проблем и возможностей освоения углеводородного потенциала для обеспечения устойчивости энергетического комплекса страны в условиях современных трансформационных процессов в мировой экономике.

**Практическая значимость работы.** Разработан комплекс мероприятий организационно-экономического характера, в том числе, в части научно-методического сопровождения проектов реализации газодобычи, а также выполнена экономическая оценка перспектив развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике.

Результаты диссертационной работы могут быть рекомендованы к использованию государственным органам управления промышленностью, энергетики, недропользованием при формировании стратегии развития работ в Арктике, а также нефтегазовыми компаниями, ведущими производственные работы по изучению и освоению сырьевой базы природного газа.

**Степень достоверности и апробация результатов.** Степень достоверности результатов содержащихся в диссертационной работе, обеспечивается применением комплекса современных методов исследования, сбора и подготовки информации, анализа большого количества исследовательских работ, научной и методической литературы, нормативно-правовой базы относящейся к топливно-энергетическому комплексу, отчетов

публичных нефтегазовых компаний, подтверждается публикациями в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией (ВАК) при Министерстве образования и науки Российской Федерации.

Основные положения и результаты исследований были представлены и получили положительную оценку на научно-практических конференциях: I Международная междисциплинарная научно-практическая конференция «Человек в Арктике» 2021 – Арктика как вызов», Санкт-Петербург, ноябрь 2021; II International scientific and practical conference «Actual problems of the energy complex: mining, production, transmission, processing and environmental protection» (APES 2021), онлайн формат, июнь 2021 г; Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы экономических наук и современного менеджмента», Новосибирск, май 2021 г; VI международная научно-практическая интернет-конференция «Проблемы экономического роста и устойчивого развития территорий», Вологда, май 2021; Международная конференция и выставка «Инновации в геонауках – время открытия», Санкт-Петербург, апрель 2018; IV Международная научно-практическая конференция «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения» (WGRR-2017), Москва, 2017 г; Международная научно-практическая конференция «Современный этап геологического изучения Арктики и континентального шельфа России - проблемы и перспективы освоения минеральных ресурсов», Мурманск, ноябрь 2017 г.

Методические разработки диссертационного исследования докладывались на научно-технических советах ООО «Газпром Флот».

Научные и практические результаты работы могут быть использованы в учебном процессе российских высших учебных заведений.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в т.ч. в изданиях, рекомендуемых ВАК – 9 статей, цитируемых в международной базе Scopus – 3.

**Объем.** Диссертация состоит из введения, 3 глав и заключения общим объемом 165 страниц, содержит 22 таблицы, 21 рисунок, список литературы включает 178 наименований.

## **ГЛАВА 1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ГАЗОДОБЫЧИ**

### **1.1 Принципиальные особенности экономического развития промышленных комплексов газодобычи**

Запасы нефти российской Арктической зоны оцениваются в 7,3 млрд тонн, конденсата – 2,7 млрд тонн, природного газа – около 55 трлн м<sup>3</sup> [49]. С 2008 года освоение ресурсов уникальной территории обозначено важной стратегической задачей развития государства. Последнее десятилетие для Арктической зоны Российской Федерации – время ключевых решений, реализации масштабных инфраструктурных и добывающих проектов, привлечения инвестиций, роста роли Северного морского пути, определение особой роли Арктики как на законодательном уровне, так и в рамках государственного регулирования.

Разработка углеводородных месторождений в Арктике сопряжена с определенными сложностями, связанными с природными и климатическими условиями, низким уровнем развития инфраструктуры, удаленностью от рынков потребления, значительными капитальными и эксплуатационными затратами, потенциально высокими экологическими рисками [6,124].

Важнейшие геологические и технико-экономические особенности развития промышленных комплексов нефтегазодобычи с градацией по месторождениям суши и моря представлены на рисунке 1.1.

Рассмотренные особенности являются факторами, которые важно принимать во внимание при осуществлении процесса проектирования технологических и производственных систем, которые по своему характеру относятся либо к инфраструктурным, либо к промышленным.

Особенности, которыми характеризуется арктический регион, оказывают серьезное влияние как на величину требуемых инвестиционных затрат, так и на экономические перспективы, связанные с осуществлением проектов нефтегазового комплекса, при этом значительная капиталоемкость

(цена строительства морской скважины в Арктике может достигать 75 млрд руб. [68]) таких проектов и необратимость стратегических управленческих решений является ограничивающим фактором в условиях трендов «зеленой» экономики, когда объемы используемого углеводородного сырья в мировой энергетике, предположительно, будут уменьшаться.



Рисунок 1.1 – Особенности, влияющие на экономическое развитие промышленных комплексов добычи углеводородного сырья

*Источник:* составлено автором по материалам: [6,14,18,58,124]

В России только компании с государственным участием не менее 50%, обладающие как минимум пятилетним опытом работы на шельфе, могут претендовать на разработку недр морских месторождений Арктики [44]. На настоящее время работы по изучению и добыче на шельфе могут вести только компании ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть».

Поэтому, несмотря на значительные ресурсные возможности, комплексное освоение арктического углеводородного потенциала

представляет собой сложнейшую задачу, требующую всестороннего учета всех факторов и рисков, в том числе и новых трендов устойчивого развития, включая планы мирового сообщества по формированию низкоуглеродной экономики [5,59,78]. Особую трудность представляет процесс создания и функционирования морских промышленных комплексов добычи углеводородов, включая газодобычу.

В научной литературе термин «промышленный комплекс» определяется как множество сопряженных групп отраслей, выпускающих однородную либо родственную продукцию, или осуществляющих реализацию подобных услуг и работ [130]. В национальной экономике России выделяются следующие комплексы: металлургический, агропромышленный (АПК), машиностроительный, военно-промышленный (ВПК), топливно-энергетический (ТЭК), химико-лесной и др.

В свою очередь термин ТЭК представляется возможным изложить следующей формулировкой: «сложная система, объединяющая совокупность производств, процессов, материальных устройств по добыче топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), их обогащению, транспорту, распределению и потреблению в виде первичных ТЭР и преобразованных видов энергоносителей».

Промышленный комплекс газодобычи является одной из составляющих ТЭК и может определяться как промышленная система осваиваемых и планируемых к разработке месторождений природного газа, связанных общей инфраструктурой и имеющих единый пункт отгрузки в газотранспортную систему с целью доставки конечного продукта потребителям. Данный термин схож с определением минерально-сырьевого центра, которое фигурирует в Стратегии пространственного развития Российской Федерации [95]. В настоящей работе подчеркивается, что под промышленным комплексом газодобычи, понимается, прежде всего, совокупность технико-технологических систем добычи углеводородов и транспортно-логистической инфраструктуры.

Высокая сложность освоения газовых месторождений в Арктике, и в особенности морских объектов, предопределяет отсутствие в ближайшей перспективе существенного увеличения добычи углеводородов на российском шельфе. За последние несколько лет, в условиях глобальной нестабильности мирового энергетического рынка и низкой ценовой конъюнктуры на углеводороды, значительная часть проектов по освоению ресурсов арктического шельфа была приостановлена на стадии поиска и разведки по причине их нерентабельности.

Процесс освоения газовых ресурсов и создание газодобывающего арктического промышленного комплекса имеет существенные отличия по сравнению с формированием традиционных промышленных комплексов добычи газа в пределах сухопутной части. В таблице 1.1 представлено сопоставление геологических, технологических, инфраструктурных, экономических и социальных условий создания промышленных комплексов по добычи природного газа на суше и арктическом море.

Таблица 1.1 – Сопоставление геолого-технических, логистических и экономических условий создания промышленных комплексов газодобычи

Функциональный критерий сравнения	Промышленный комплекс по добыче природного газа	
	Территория (суша)	Арктическая акватория
1	2	3
Технологии геологоразведки	Отсутствие каких-либо ограничений в пространстве и во времени при проведении работ. Апробированные и широко применяемые технологии.	Сезонность проведения работ, существующий порог технологической доступности. Отсутствие российских технологий.
Технологии разработки	Наличие в большинстве случаев значительного опыта и типовых технологических решений в независимости от геолого-промысловых характеристик залежей.	Технологическая уникальность каждого отдельно реализуемого проекта, которая формируется, во многом, из-за сложных географических и природно-климатических условий (например, ледовая обстановка). Отсутствие опыта работ и применения подобных технологий. Отсутствие отечественных технологических решений.
Инфраструктура	Налаженная транспортно-логистическая система	Необходимость привлечения арктического флота для снабжения и



Функциональный критерий сравнения	Промышленный комплекс по добыче природного газа	
	Территория (суша)	Арктическая акватория
	сбора и транспорта сырья Наличие транспортных средств по обеспечению и снабжению промыслов. Хорошая развитость промышленной инфраструктуры в большинстве регионов, за исключением труднодоступных и малоизученных территорий.	обеспечения бесперебойного промышленного процесса. Технические трудности при строительстве газотранспортных внутрипромысловых и межпромысловых нитей. Отсутствие современной портовой инфраструктуры, включая береговые базы. Отсутствие прибрежных промышленных комплексов для переработки углеводородов.
Экономика	В большинстве случаев устоявшийся уровень капитальных и эксплуатационных затрат, постепенное их увеличение в связи с нарастанием доли трудноизвлекаемых запасов и низконапорного газа.	Высокая капиталоемкость, в большинстве случаев, поскольку запасы сами по себе трудно извлекаемые, места промышленной добычи труднодоступные, требуются специфические затраты. Более высокие инвестиционные риски. В значительной части случаев необходимы налоговые льготы и другие институты поддержки.
Управленческие аспекты	Развитие автоматизированных методов управления, во многом отлаженный управленческий процесс, однако требующий использования цифровых технологий. Достаточно количество опытных управленцев.	Уникальность управленческих решений. Необходимость менеджерам обладать новыми компетенциями, а также способностью принимать нетривиальные решения. Максимизация безлюдных технологий и широкомасштабное внедрение умных технологий для принятия управленческих решений.
Социум	Сохранение социальной стабильности, предоставление рабочих мест в случае перехода месторождения на завершающий этап разработки. Развитие вахтового метода.	Новые рабочие места с требованиями высокой квалификации. Использование только вахтового метода работы. Развитие коммуникативного и эргономичного пространства в условиях замкнутости морских платформ.
Экология и климатическая повестка	Нарастающие требования по сохранению экосистем. Кардинальное сокращение выбросов техногенных парниковых газов, снижение утечек метана при транспортировке.	Жесткие требования по сохранению морских экосистем и биоразнообразия. Минимизация выбросов парниковых газов – достижение «нулевой эмиссии».

Источник: составлено автором по материалам: [2,11,52,53,136]

Промышленная деятельность, связанная с изучением и освоением морских арктических газовых месторождений, строительством транспортных и производственных объектов оказывает существенное влияние на экологическую составляющую региона, подвергая водную природную среду существенным техногенным рискам, связанным в первую очередь с повышенной вероятностью возникновения аварийных ситуаций ввиду наличия сложных природно-климатических условий.

Вместе с тем, основные технико-технологические проблемы, препятствующие развитию полномасштабных работ по реализации проектов изучения и освоения газовых месторождений арктического шельфа России, связаны с отсталостью отечественной машиностроительной отрасли в области производства современного геолого-геофизического и добычного оборудования арктического исполнения для выполнения работ в суровых климатических условиях рассматриваемого морского региона.

Применяемое для осуществления проектов на шельфе нефтегазодобывающее оборудование и технологии характеризуется максимальной зависимостью от импортных поставок.

Импульс экономическому развитию газовой отрасли в части формирования промышленных комплексов морской газодобычи в Арктике может придать эффективная государственная политика.

Государственная промышленная политика рассматривается как механизм стимулирования инновационной деятельности промышленных предприятий, так и как инструмент, позволяющий реализовывать стратегические приоритеты страны в контексте экономического развития национальной промышленности и в рамках отдельных отраслей промышленности.

Процесс регулирования в области промышленной политики страны основывается на положениях Конституции РФ и основных ее законах и осуществляется в соответствии с ФЗ от 31.12.2014 № 488 «О промышленной политике в Российской Федерации» [107], в соответствии с положениями

которого термин «промышленная политика» определяется как «набор мер экономического, организационно-правового и других характеров, реализация которых направлена на развитие промышленного потенциала государства». Базовыми легитимными документами, регламентирующими промышленную политику, являются отраслевые стратегии, комплексные планы и программы экономического развития различных промышленных комплексов [81,100,105].

Согласно положениям указанного выше федерального закона № 488, осуществление процесса стимулирования промышленников реализуется путем обеспечения их информационно-консультационной поддержкой и предоставления субсидий, направленных на поддержку выполняемой ими инновационной и научно-технической деятельности. Вместе с этим, государство содействует проведению внешнеэкономической деятельности компаний и обеспечивает предоставление кадров.

Финансовая поддержка предоставляется в форме различных субсидий и налоговых льгот. Такую поддержку может реализовывать *Фонд развития промышленности (ФРП)*, представляющий собой институт развития, осуществляющий деятельность, направленную на повышение глобальной конкурентоспособности отечественной промышленности и проведение политики импортозамещения. Фонд развития промышленности выступает оператором по заключению специальных инвестиционных контрактов (СПИК), представляющих собой меру государственного стимулирования в форме контрактов между государственным заказчиком и инвестором [30].

Содействие в научно-технической и инновационной деятельности осуществляется путем предоставления компаниям субсидий на финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР), поддержки инновационных проектов стимулирования спроса на инновационную продукцию, стимулирования деятельности по освоению новых производств путем внедрения в производственный цикл результатов

интеллектуальной деятельности, поддержки мероприятий по применению наилучших доступных технологий [30].

В рамках информационно-консультационной поддержки субъектов промышленности успешно функционирует Государственная информационная система промышленности (ГИСП), позволяющая автоматизировать сбор и обработку информации.

Поддержка промышленных компаний при осуществлении внешнеэкономической деятельности осуществляется за счет предоставления имущественной и финансовой поддержки, применения мер содействия в продвижении на мировые рынки отечественной промышленной продукции и т.д.

Территориальное развитие промышленности осуществляется за счет создания индустриальных промышленных парков и промышленных технопарков. Одним из наиболее перспективных подходов, является формирование кластеров.

Одним из ключевых аспектов экономического развития в настоящее время является обеспечение устойчивого развития отраслей нефтегазового комплекса (НГК), являющихся системообразующим сектором национальной экономики и обеспечивающим во многом экономическую и энергетическую безопасность страны [15,33]. С учетом текущих тенденций, роль государства в развитии отраслей нефтегазового комплекса России должна заключаться, прежде всего, в поддержке инновационного развития, а также в обеспечении и регулировании функционирования устойчивой институциональной среды, что реализуется посредством осуществления эффективных организационных, правовых, экономических и информационных мер [111].

Основопологающей целью экономического развития в отношении отечественного нефтегазового комплекса является формирование необходимых институциональных условий, обеспечивающих переход к сбалансированному развитию НГК. Сбалансированность предполагает экономическое развитие в рамках полного технологического цикла –

«воспроизводство, добыча, переработка и реализация продукции на отечественном и зарубежном рынках». В качестве ключевых задач экономического развития отечественного НГК следует выделить [17,21, 35,60,61,67,118,178]:

- 1) создание и развитие промышленной инфраструктуры;
- 2) реализация комплекса мер, как государством, так и менеджментом компаний НГК, направленных на стимулирование к коммерциализации результатов интеллектуальной деятельности и внедрению инновационных производств;
- 3) рациональное и эффективное использование ресурсов, внедрение ресурсосберегающих и экологически безопасных технологий;
- 4) развитие производств, ориентированных на создание продукции высокого уровня передела и глубокую переработку углеводородов;
- 5) обеспечение необходимого уровня объемов воспроизводства запасов;
- 6) поддержка и развитие экспорториентированной продукции высокого уровня передела;
- 7) поддержка инновационно-технологических изменений в компаниях минерально-сырьевого комплекса;
- 8) обеспечение технологической независимости в отрасли;
- 9) содействие принципам устойчивого развития и следования трендам формирования низкоуглеродной экономики;
- 10) рост корпоративной социальной ответственности.

Следует также отметить и механизм партнерства государства и бизнеса. В России действует федеральный закон №225-ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» (СРП) [104]. Данный закон заложил правовые и экономические основы взаимоотношений инвесторов и государства, возникающих в процессе реализации проектов, связанных с работами по воспроизводству сырьевой базы и добычи полезных ископаемых, в том числе нефти и газа.

По своей природе соглашения о разделе продукции являются частноправовым договором между компанией-инвестором и государством. Это обеспечивает возможность гибкого регулирования экономических параметров реализации проектов на основе СРП. В рамках СРП существует возможность изменения различных экономических (включая налоговые) параметров с учетом горно-геологических и технологических факторов освоения месторождений. Данная возможность делает экономически-эффективной реализацию тех проектов, которые являются нерентабельными в рамках существующей системы налогообложения. В основе экономического развития НГК лежат общие принципы, следование которым представляется неременным условием при формировании такого специфического объекта исследования, как морская газодобыча. Таким принципам должна соответствовать деятельность, как государства, так и компаний.

Первый принцип – *стратегическая направленность*, сущность которого заключается в потребности в регулярном проведении стратегического анализа, осуществлении функций стратегического планирования и прогнозирования промышленных комплексов нефтегазодобычи и переработки (в соответствии с ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации») [105].

Значимыми принципами являются также *скоординированность и конкретность*. Скоординированность основана на формировании постоянно действующих механизмов и инструментов согласования имеющихся ресурсов и возможностей компаний с установленными программными мероприятиями в рамках документов, генерируемых различными министерствами (Минпромторг, Минэнерго, Минприроды России). Конкретность обосновывает адресное стимулирование государством определенных направлений экономической деятельности компаний НГК для обеспечения воспроизводства, добычи и переработки углеводородного сырья. А компании в свою очередь должны ориентироваться на проекты

развития своего бизнеса в корреляции с программными документами государства.

Принцип *сбалансированности* должен обеспечивать своевременное устранение «узких мест» в функционировании технологических цепочек производства продукции, в том числе и продукции с высокой добавленной стоимостью. В случае газового комплекса развитие газохимии является важнейшим направлением в получении продукции высокотехнологичного передела.

Важнейшим принципом является *обеспечение устойчивости* при появлении чрезвычайных аварийных ситуаций и климатических катаклизмов, а также в условиях резкой смены рыночной конъюнктуры и падения спроса и цен на углеводороды. Принципы *экологосбалансированности и социальной ответственности*, как составляющие общей устойчивости, также являются важными в условиях формирования «зеленой» экономики и экономики низкоуглеродного развития.

Значимым принципом поступательного экономического развития в отношении НГК является также принцип *интеграции государства, бизнеса (компаний, осуществляющих добычу и переработку полезных ископаемых) и науки*. Реализация данного принципа должна исходить из условия сбалансированности потенциалов и экономических интересов каждой из представленных сторон с целью достижения общих перспективных целей развития отраслей НГК.

Эффективное экономическое развитие промышленных комплексов газодобычи должно быть сопряжено с совершенствованием системы налогообложения нефтегазовой отрасли, в основе которого необходимо обеспечивать дифференцированный подход [112]. Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) как основной налог требует гибкости для обеспечения экономических интересов инвесторов. В 2020 году для месторождений, которые относятся к арктическим, введена налоговая ставка 1% для первых 15 лет разработки газовых месторождений. Для компаний, осуществляющих

разработку новых морских месторождений, вводятся льготы по налогу на прибыль и возможность использования ускоренной амортизации [106].

Одной из основополагающих целей современного экономического развития НГК является обеспечение технологической независимости. Для нефтегазовой отрасли данная тема особенно актуальна в связи продолжающейся санкционной политикой, пропагандируемой странами Европы и Соединенными Штатами Америки в отношении российской нефтегазовой отрасли. Именно поэтому развитие НГК рассматривается сегодня с позиции необходимости решения важнейших задач в сфере импортозамещения и обеспечения независимости развития отечественного топливно-энергетического комплекса [84].

Ввиду данного фактора приоритетным направлением экономического развития является осуществление программ импортозамещения в области нефтегазового машиностроения [20] с целью поддержки деятельности существующих промышленных производств и достижения целевых показателей замещения импорта в нефтегазовом секторе. В начале 2021 года российские законодательные органы власти приняли и утвердили в окончательной редакции «План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения РФ» разработанный на ближнесрочную перспективу [79], включающий описание целевых ориентиров, необходимых для обретения технологической независимости нефтегазовой промышленности от импорта.

На рисунке 1.2 представлены фрагменты прогнозируемых результатов программ импортозамещений касательно морской добычи углеводородов.

Следует отметить, что процесс импортозамещения в отрасли нефтегазового машиностроения для шельфовых проектов – это практически создание новой индустрии. Уже имеются определенные положительные сдвиги в создании отечественной отрасли для индустрии морской добычи углеводородов. В частности, постепенно развивается производство отечественного оборудования, предназначенного для плавучих буровых



установок и судов, выпущены из верфей специализированные суда, предназначенные для организации и проведения геолого-геофизических и буровых работ в арктических акваториях. При этом развитие промышленности в области создания отечественных технологий подводно-подледной добычи осуществляется только в проектных документах.

Прогнозируемые изменения в оснащении морской добычи углеводородов отечественным оборудованием		
Доля российской продукции до реализации программ импортозамещения	Технологии и оборудование, для реализации <i>морских углеводородных проектов</i>	Прогнозируемая доля отечественной продукции к 2024 году
10%	Технологическое оборудование для плавучих буровых установок	35%
0%	Цементировочный агрегат для морских буровых систем	25%
0%	Системы подводно-подледной добычи УВС	10%
0%	Системы сбора газа (манифольды)	10%
0%	Подводное устьевое оборудование скважины	10%

Рисунок 1.2 – Планы по импортозамещению технологических систем морской газодобычи

*Источник:* составлено автором по материалам: [79]

Особенности и принципы функционирования промышленных комплексов морской газодобычи диктуют необходимость обосновать концептуальные подходы к экономическому развитию вышеуказанных сложных производственно-инфраструктурных систем.

## 1.2 Научный подход к экономическому развитию промышленных комплексов газодобычи

Основополагающей задачей по развитию промышленных комплексов газодобычи в труднодоступных регионах, и в частности на арктическом шельфе, является обеспечение сбалансированного социально-

экономического развития прибрежных территорий, вовлечение в промышленное освоение сырьевых активов с наиболее существенным экономическим и геолого-техническим потенциалом, повышение конкурентоспособности местных производств сферы услуг (поставщиков) и улучшение динамики инвестиционной деятельности.

Современный уровень экономического развития требует создания и дальнейшего внедрения в хозяйственную деятельность принципиально новых форм организации производства. Устойчивое развитие промышленных систем труднодоступных территорий и эффективное функционирование составляющих этих систем (добывающие и перерабатывающие объекты, инфраструктурные объекты, поставщики, венчурные компании) не может быть достигнуто традиционными подходами к экономике и управлению. Необходимо развитие передовых механизмов экономической интеграции, способных активизировать инновационную составляющую и максимизировать синергетические эффекты внутри системы [113].

Особое место в организации производительных сил занимают промышленные кластерные образования [85]. Объединяя усилия множества участников, промышленные кластеры становятся ключевыми точками роста, синергетический эффект внутри которых оказывает позитивное влияние как на экономику региона, так и страны в целом.

М. Портер является одним из основных теоретиков кластеров [165,166]. Кластеры, как спонтанно или целенаправленно формирующиеся системы, способны аккумулировать рыночный потенциал, развивать конкуренцию, привлекать финансовые, людские и инновационные ресурсы.

В целом кластеризацию можно сформулировать следующим образом:

1. Специализация поставщиков: концентрация производителей в определенной отрасли стимулирует поставщиков сырья/комплектующих (или субподрядчиков) разместиться поблизости. Вследствие этого все производители могут использовать более специализированные услуги,

экономить на транспортных расходах и извлекать выгоду из более высокой конкуренции на входных рынках, что ведет к снижению затрат на материально-техническое обеспечение.

2. Объединение рынка труда: концентрация работодателей привлекает более высококвалифицированные кадры и создает более специализированную рабочую силу, повышая привлекательность территории для новых работодателей. Объединение рынка труда подразумевает, что у компаний меньше возможностей столкнуться с нехваткой трудовых ресурсов, в то время как у сотрудников меньше возможностей стать безработными.

3. Трансфер знаний: наличие формальных и неформальных контактов способствует передаче знаний и технологий.

Для формирования промышленных комплексов газодобычи на основе кластерного подхода необходимыми условиями являются:

- заинтересованность региональных властей в развитии промышленного комплекса;
- построение четкой технологии формирования кластера;
- наличие необходимого научно-исследовательского потенциала в выбранном направлении;
- наличие сетей обмена между государственными структурами, компаниями и научными организациями;
- доступность финансовых ресурсов;
- наличие стратегически важных целей и задач.

Положительные эффекты динамичного развития топливно-энергетического комплекса в свете образования новых арктических промышленных комплексов газодобычи должны быть связаны с инновационными преобразованиями в научно-технологической сфере. В этой связи целесообразность кластерного подхода обозначается возможностью выстроить эффективный диалог между органами власти, промышленными предприятиями и научными организациями, кроме того кластерный подход

служит инструментом стимулирования инноваций и повышения эффективности государственной политики. Использование институтов развития научно-технических парков и других элементов инновационной инфраструктуры будет способствовать продвижению технологических и организационно-управленческих новшеств в рамках развития промышленных комплексов морской газодобычи.

В мировой практике наиболее успешными и эффективными примерами создания нефтегазовых кластеров являются Соединенные Штаты Америки, Норвегия, Шотландия, при этом опыт Норвегии и Шотландии наиболее точно подходит по ключевым характеристикам к условиям создания нефтегазовых кластеров в арктическом регионе.

Учитывая специфику и сложность систем освоения углеводородных ресурсов шельфа, автор предлагает свою трактовку промышленного комплекса морской газодобычи. Промышленный комплекс морской газодобычи – несколько близкорасположенных газовых (газоконденсатных, газонефтяных) месторождений, имеющих общую инфраструктуру для доставки в пункт отгрузки и далее в транспортную систему (трубопроводный, транспорт СПГ) для доставки потребителям. Промышленные комплексы морской газодобычи представляют собой технологически связанные объекты разработки, подготовки (осушка газа, сжижение), переработки и транспортировки на рынки сбыта. Также в состав промышленного комплекса могут быть включены: сервисные предприятия, инновационная инфраструктура (ВУЗы, НИИ, бизнес-акселераторы) и финансовые организации, вовлеченные в проект освоения морского газового месторождения [62].

Концептуально промышленные комплексы газодобычи в Арктике должен формировать устойчивую систему социально-экономических отношений между компаниями, государством и другими заинтересованными сторонами (общество, поставщики, производители оборудования и

технологий). Процесс формирования промышленных комплексов на основе кластерного подхода должен сопровождаться рядом закономерностей:

- создание общего открытого информационного пространства для осуществления инновационной деятельности;
- оптимизация затрат участников промышленного комплекса;
- равномерное распределение экономических, технологических и геологических рисков между основными стейкхолдерами;
- достижение приемлемой коммерческой, бюджетной и общественной эффективности проектов по созданию промышленных комплексов газодобычи в Арктике.

В качестве системообразующего «ядра» промышленного комплекса газодобычи выступает крупномасштабный проект освоения газового месторождения с основным оператором (нефтегазовая компания или альянс компаний) реализующим проект. Формируются кооперационные связи с большим числом подрядных организаций, проектных институтов, а также поставщиков оборудования и услуг. Общая структура газового кластера представлена на рисунке 1.3, который отражен в одной из публикации автора исследования.

При формировании промышленного комплекса газодобычи в Арктике ввиду высокой рискованности их создания необходимы особые катализаторы, которые запускают процессы кластеризации в регионе. Роль катализаторов в данном случае выполняют государственные инициативы и начинания бизнеса, возникающие в ответ на потребность в решении сложных стратегических задач экономического развития в условиях глобальных вызовов. На этапе запуска крупномасштабных проектов по освоению морских газовых ресурсов ключевыми стимулами их инициации и реализации являются экономические и геополитические (политическая воля руководства). В этой связи необходимо четко обозначить концептуальные подходы экономического развития промышленных комплексов морской газодобычи (рисунок 1.4).



Рисунок 1.3 – Концептуальный подход к формированию промышленного комплекса газодобычи на основе кластерного механизма

Источник: составлено автором по материалам: [64]



Рисунок 1.4 – Концептуальная схема экономического развития промышленного комплекса газодобычи

Источник: составлено автором по материалам: [41,64]

Экономическое развитие промышленных комплексов морской газодобычи должно быть динамичным. Эффективная реализация мероприятий в рамках формирования промышленных комплексов зависит от способности менеджмента компаний быстро реагировать на тренды внешней среды. Изменения геополитической обстановки, трансформация экономики в части нарастания влияния «зеленого вектора», волатильность цен на мировых рынках энергоресурсов, ужесточающиеся требования к экологической безопасности, предупреждение новых рисков технологического и инвестиционного характера определяет необходимость учета многих факторов и требует построения альтернативных вариантов развития программ и проектов создания промышленных комплексов газодобычи [3,4].

Появляется необходимость использования компетенций высококлассных менеджеров, способных корректировать вектор экономического развития и принимать эффективные и своевременные управленческие решения. Кроме того, необходимо разрабатывать принципиально новые подходы к стимулированию участников промышленного комплекса к активному взаимодействию, интенсивным кооперационным связям, ориентации на тесное внутрисетевое сотрудничество.

Экономическое развитие промышленных комплексов газодобычи должно основываться на методологических подходах, позволяющих учесть специфические особенности арктических природных, технологических и социально-экономических систем.

Широкомасштабные геологоразведочные работы и детальная геолого-экономическая оценка требуются в связи низкой изученностью арктического шельфа и высокими рисками неподтверждаемости запасов.

Разнородные показатели эффективности формирования промышленных комплексов газодобычи позволят спрогнозировать ожидаемые финансовые результаты инвестора и государств, а также



смоделировать сопряженные эффекты сервисного бизнеса и научно-социальной инфраструктуры.

Социально-экономические задачи отражают как развитие компетентностных характеристик специалистов, так и социального благополучия, а также вопросы экологической устойчивости и обеспечения низких выбросов углекислого газа и других парниковых газов при функционировании добывающих и инфраструктурных объектов.

Технологический блок задач отражает необходимость генерации прорывных технико-технологических решений, включая усиление цифровой составляющей.

Организационный блок задач связан с обеспечением эффективного взаимодействия всех стейкхолдеров.

Уникальность геолого-промысловых, технико-технологических и управленческих решений требует создания информационного хранилища для тиражирования достижений проекта на следующие арктические проекты.

Методы и инструменты экономического развития промышленных комплексов газодобычи, безусловно, должны быть связаны с государственным регулированием и институтами развития.

Также важно использовать сценарные методы в рамках реализации программ формирования и развития арктической газодобычи. Сценарии могут базироваться, например, на прогнозе цен или выборе использования той или иной налоговой системы (традиционное налогообложение на основе налогового кодекса или использование механизма СРП).

Динамичное развитие газодобычи в Арктике также должно быть основано на использовании совокупности методов и инструментов, характеристики которых зависят от конкретных целей, предъявляемых к таким масштабным ресурсно-промышленным объектам со стороны заинтересованных сторон, основными среди которых является государство, недропользователи, компании сопряженных отраслей, местные сообщества (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Ключевые стейкхолдеры и их интересы в отношении промышленного комплекса морской газодобычи

Стейкхолдер	Интересы
Недропользователи	Развитие ресурсной базы, усиление позиций в индустрии, инновационно-технологическое развитие, высокая доходность активов, синергия для новых проектов, диверсификация портфеля проектов и инвестиций.
Сервисные компании и другие промышленные компании сопряженных отраслей	Экономия ресурсов, высокая рентабельность бизнеса, загрузка производственных мощностей, высокая производительность, отсутствие аварий и сбоев поставок.
Государство	Социально-экономическое развитие страны и арктических территорий, развитие отраслей добывающей промышленности, уникальных отечественных технико-технологических средств нефтегазового машиностроения для работы в Арктике, программных комплексов, интеллектуальных высокоточных технологий арктического исполнения, развитие транспортной инфраструктуры и технологий, исполнение налоговых поступлений, импортозамещение в целом, диверсификация поставок газа, геополитика и усиление имиджа страны на глобальной арене, освоение удаленных месторождений УВ, развитие человеческого капитала, рост ВВП, экологически безопасное освоение Арктики.
Общество	Создание рабочих мест, создание/модернизация объектов социальной инфраструктуры, минимальное воздействие на окружающую среду, газификация арктических регионов.

*Источник:* составлено автором по материалам: [41,64]

Эффективность реализации программ развития арктической газодобычи и согласование интересов заинтересованных сторон находятся в корреляционной зависимости друг от друга, т.к. реализация приоритетных направлений по развитию ресурсной базы и эффективность используемых инструментов управления не будут обеспечиваться без создания условий и формирования экономических стимулов для активизации производственной деятельности.

Экономическое развитие арктической газодобычи направлено, в том числе, на обеспечение организационного единства и повышение эффективности хозяйственной деятельности предприятий, создании

оптимальных условий для улучшения экономических отношений, стимулирования устойчивого социально-экономического развития региона.

Кластерный подход, используемый при создании промышленных комплексов газодобычи в Арктике, основывается на системе принципов, которые отражают ключевые закономерности и взаимосвязи, проявляющиеся в процессе его функционирования. Реализация таких принципов позволит существенно максимизировать качество управляющего воздействия. Основными принципами кластерного подхода являются:

- целенаправленность – соответствие целей компаний-инвесторов федеральным, региональным и отраслевым целям;
- системность – единое и структурированное взаимодействие всех внутренних элементов механизма;
- максимизация развития потенциала газовой отрасли и топливно-энергетического комплекса в целом;
- гибкость – оперативное реагирование на изменения во внешней среде;
- максимальный охват решаемых задач, возникающих в ответ на глобальные вызовы энергоперехода и климатической повестки низкоуглеродного развития;
- баланс интересов участников;
- содействие развитию производственно-хозяйственной деятельности внутри кластерного образования;
- инновационность – ориентация на стимулирование инновационного развития предприятий и организаций, входящих в промышленный комплекс;
- нормативно-информационное обеспечение: его полнота и обоснованность;
- четкость и оперативность в принятии решений, в том числе стратегического характера;
- оптимальное использование финансовых, материальных, трудовых и иных ресурсов;

- ориентация на долговременные результаты;
- конкуренция внутри кластерного образования, стимулирующая участников к непрерывному развитию;
- рискориентированность;
- прозрачность и единое информационное пространство.

На первоначальном этапе создания промышленных комплексов газодобычи необходимо использовать принципы целенаправленности (целеполагания), включая определение миссии проекта (программы), которая определяется через систему стратегических целей. Формулировка целей не только определяет будущий вектор развития кластера, но и служит ориентиром для привлечения участников кластера.

На этапе формирования промышленных комплексов газодобычи особо значимым является глубокий анализ внешней среды. Определив ключевые факторы, сдерживающие в настоящий момент реализацию основных целей, представляется возможным определить экономические механизмы, которые поспособствуют запуску процесса освоения газового ресурсного потенциала.

При формировании промышленных комплексов газодобычи важна роль государства, и соответственно, компаниям необходимо опираться на набор методов и инструментов поддержки. Можно выделить следующие направления государственной поддержки, включая разработку нормативно-правовых актов федерального и регионального уровня, создающих благоприятную институциональную среду и обеспечивающих снижение рисков инвесторов.

1) Программно-целевое планирование. Политика развития промышленных комплексов газодобычи должна быть построена на основе целевых ориентиров, заданных в соответствии с ключевыми вызовами со стороны федеральных властей, региона и отрасли. Каждая цель должна быть измеримой и иметь фиксированный горизонт достижения. В рамках программно-целевого планирования должны быть детально оценены риски и методы управления рисками.

2) Сбалансированность. Стратегии развития промышленных комплексов газодобычи должны быть взаимоувязаны с задачами социально-экономического развития регионов и отраслевого развития [56];

3) Партнерство. Функционирование сложных систем – промышленных комплексов морской газодобычи, требует тесного сотрудничества органов власти и субъектов хозяйствования;

4) Дополняемость. Федеральная финансовая поддержка по развитию промышленных комплексов морской газодобычи должна осуществляться как из государственного, так и регионального бюджетов.

Кластерный подход, который должен использоваться при формировании промышленных комплексов газодобычи, можно охарактеризовать, как подход с более высокой инновационной ориентированностью в сравнении с традиционным отраслевым подходом. Традиционный отраслевой подход предполагает преимущественно стимулирование деятельности предприятий промышленного комплекса посредством предоставления им налоговых льгот. Кластерные стратегии предполагают большую эффективность за счет создания гибких производственных и коммерческих связей на принципах синергии и ориентации на непрерывные улучшения внутри сложной системы взаимодействий и развития.

Особенно важным можно считать то, что в рамках кластерного подхода создается благоприятная обстановка для привлечения инвестиций, необходимых для эффективного развития промышленности и нефтегазового комплекса, а также формируется среда, поощряющая инициативу, развиваются интеграционные механизмы, происходит более полное информационное наполнение и в конечном итоге появляется все больше интереса у потенциальных инвесторов.

Для национальной экономики промышленные комплексы газодобычи должны исполнять также роль точек роста внутреннего рынка. Поскольку возникают новые производства инновационного характера в сопряженных и

косвенных отраслях, такие как новые инновационные предприятия, консалтинговые бюро, предприятия нефтегазового машиностроения и нефтегазосервиса. Что в свою очередь может обеспечить повышение уровня инновационности и конкурентоспособности страны на международном рынке.

Целесообразно обратить внимание на опыт зарубежных стран, где например, в части морской нефтегазодобычи в Арктике опыта гораздо больше, и в частности в Норвегии.

### **1.3 Зарубежный опыт формирования промышленных комплексов нефтегазодобычи в Арктике**

Удаленность и труднодоступность арктических территорий в совокупности с высокой капиталоемкостью нефтегазовых проектов, технологическими и экологическими рисками, еще недавно ограничивали круг стран, заинтересованных в этом регионе. Постепенное исчерпание традиционной ресурсной базы повышает интерес к освоению уникального углеводородного потенциала Арктической зоны со стороны различных государств с одной стороны, но тенденции низкоуглеродного развития и возможный отказ от использования углеводородов в «зеленой» экономике отталкивает инвесторов от реализации проектов в Арктике [12,14].

США, наравне с Норвегией, Российской Федерацией, Данией и Канадой, обладают преимущественными юридическими основаниями на разработку арктических ресурсов. В новой Арктической стратегии (U.S. Arctic Strategy) [138], утвержденной в 2019 году, освоение углеводородного потенциала северных территорий обозначено как фактор обеспечения энергетической безопасности и экономического развития страны. Основным регионом добычи является нефтегазоносный бассейн Северного склона Аляски, в состав которого входят Национальные нефтяные запасы Аляски (National Petroleum Reserve Alaska), Арктический национальный заповедник (Arctic National Wildlife Refuge), акватории морей Бофорта и Чукотского. По

сравнению с другими нефтегазодобывающими регионами Арктики, Аляска имеет значимые конкурентные преимущества – залежи углеводородов здесь локализованы на относительно небольших глубинах, морские нефтегазовые месторождения расположены в пределах 10 миль от линии побережья.

К крупнейшим месторождениям арктического сектора США, открытые еще в 1970 гг. XX века, относятся Prudhoe Bay (начальные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 1,95 млрд тонн, природного газа в 750 млрд м<sup>3</sup>) и Kuparuk-River (0,41 млрд тонн; 28 млрд м<sup>3</sup>) [16]. Несмотря на естественное падение добычи, благодаря инновациям в нефтепромысловых технологиях и внедрению инновационных и эффективных методов, направленных на повышение нефтеотдачи пластов [140], месторождения до сих пор являются важным источником углеводородов для внутреннего потребления в стране. Из наиболее крупных морских действующих проектов можно выделить Point McIntyre (83 млн тонн нефти, 17 млрд м<sup>3</sup> природного газа), Endicott (80 млн тонн) [16], Nikaitchuq (30 млн тонн) [174] в море Бофорта. Нефтеизвлечение на этих активах осуществляется либо с сухопутной части с помощью горизонтального бурения, либо с искусственных плавучих гравийных островов, без использования морских платформ.

Все вышеуказанные месторождения интегрированы в транспортно-логистическую систему Транс-Аляскинская (Trans-Alaska Pipeline System) протяженностью 800 миль и пропускной способностью 2,1 млн бар./сутки. Введенный в эксплуатацию более 40 лет назад, нефтепровод и сегодня признается образцом инженерной мысли и строительно-эксплуатационным примером освоения арктических ресурсов [90].

В 2016 году компания ExxonMobil ввела в промышленную эксплуатацию крупное нефтегазовое месторождение Point Thomson (400 млн тонн нефти, 3 трлн м<sup>3</sup> газа). Актив содержит 25% от изученных запасов газа на Северном склоне и способен обеспечить 7% годовой потребности США [149]. Запасы природного газа месторождений Point Thomson и Prudhoe Bay должны стать ресурсной базой амбициозного проекта Alaska LNG,

предусматривающего строительство завода по производству СПГ, терминала хранения и отгрузки, газопровода длиной 800 миль [151]. Alaska LNG станет крупнейшим в США проектом по экспорту СПГ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Перспективными нефтегазоносными районами являются Национальные нефтяные запасы Аляски (122 млн тонн нефти, 1,5 трлн м<sup>3</sup> газа) и Арктический национальный заповедник (1,5 млрд тонн нефти) [169]. Освоение углеводородных ресурсов этих территорий сегодня сдерживается внутривнутриполитическими дебатами об экологической безопасности добычи в арктических условиях. Большие ожидания в части развития ресурсной базы Аляски связаны с морскими запасами газогидратов – твердых соединений природного газа (в основном метана) и воды [27]. Газогидраты арктического сектора США содержат порядка 16,7 трлн м<sup>3</sup> газа, что намного больше ресурсов традиционного газа в этом регионе.

США имеют многолетний опыт проведения геологоразведочных работ и эксплуатации месторождений в Арктической зоне. Государство предоставляет активную поддержку развитию национальной промышленности по производству нефтегазового оборудования и технологий морского бурения, оказанию нефтесервисных услуг. Особое внимание уделяется формированию научно-технической и образовательной базы в области эксплуатации арктических месторождений на базе специализированных институтов и центров. Также стоит отметить поступательное развитие американского ледокольного флота и железнодорожного сообщения в рамках совершенствования транспортно-логистической инфраструктуры в Арктике.

Тем не менее, в последние годы на арктических нефтегазовых месторождениях США наблюдается спад производства, обусловленный институциональными ограничениями проведения работ за полярным кругом, ужесточением экологического законодательства и правил техники безопасности поисково-разведочного бурения в Арктике, а также



возрастанием экономической привлекательности разработки сланцевых бассейнов. Кроме того, колебания ценовой конъюнктуры на углеводороды и неопределённость перспектив спроса на энергоносители снижает интерес нефтегазовых компаний к реализации сложных арктических проектов. Так, в 2015 году о приостановке деятельности в арктическом регионе заявили крупные игроки нефтегазовой отрасли – компании Chevron и BP; компания Royal Dutch Shell сообщила о прекращении геологоразведочных работ на нефтяном месторождении Burger (590 млн тонн нефти) в акватории Чукотского моря [172]. Эти действия привели к значительному снижению добычи углеводородов на Аляске, в особенности на шельфе (рисунок 1.5).

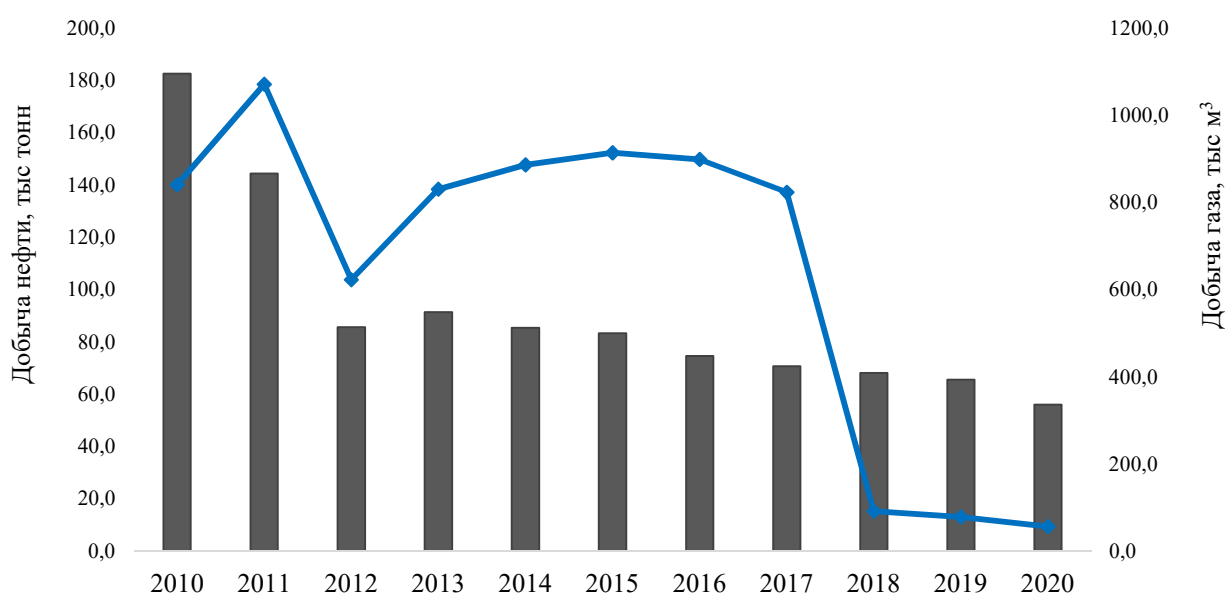


Рисунок 1.5 – Динамика добычи нефтегазовых ресурсов на арктическом шельфе США

*Источник:* составлено автором по материалам: [164]

Норвегия также относится к полноправным недропользователям большой арктической «пятерки». Важно отметить, что 80% морской зоны государства расположено внутри арктического сектора [162].

Нефтегазовый сектор является крупнейшим в Норвегии с точки зрения добавленной стоимости (12%), государственных доходов (10%), инвестиций (18%) и стоимости экспорта (42%) [161]. Важно отметить, что внутреннее

потребление газа в Норвегии очень низкое, и почти все добываемое сырье идет на экспорт, обеспечивая до 25% потребностей стран Европейского союза в газе. В этой связи для Норвегии реализация арктических проектов имеет стратегическую важность для поддержания стабильного объема добычи и экспорта углеводородов: 64% неразведанных запасов нефти и газа страны находится в Баренцевом море. Динамика экспорта углеводородов представлена на рисунке 1.6.

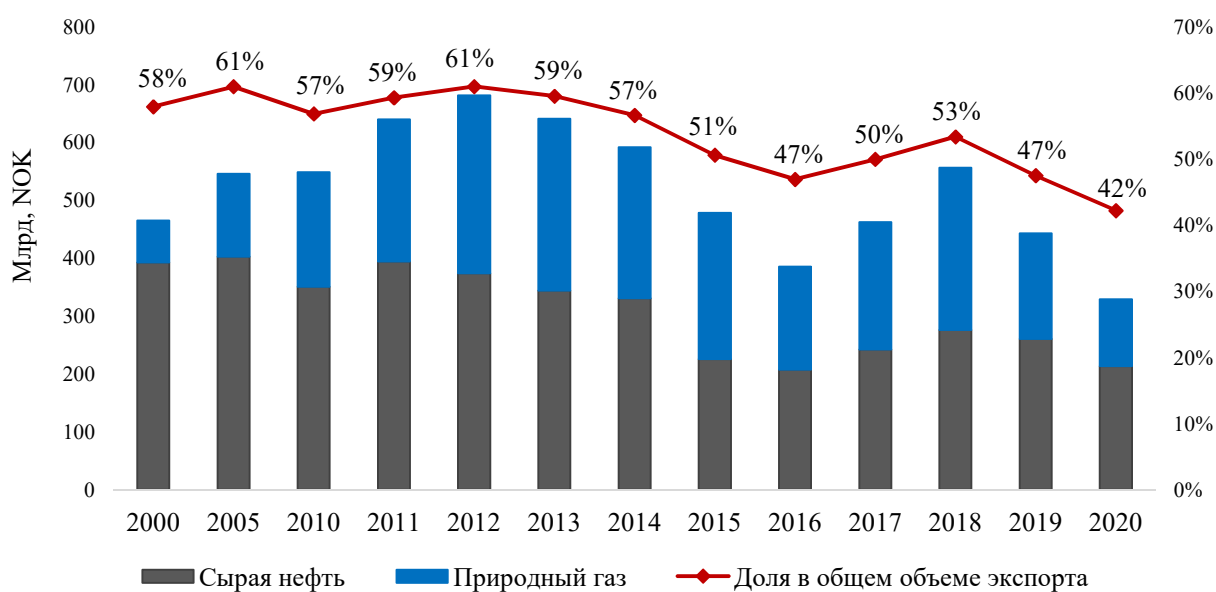


Рисунок 1.6 – Динамика экспорта углеводородов Норвегии [161]

Источник: составлено автором по материалам: [161]

Норвежская государственная компания Equinor владеет в Арктике заводом по производству СПГ (Hammerfest LNG) годовой производительностью около 4,6 млн тонн. Сырьевой основой этого проекта выступают месторождения, расположенные в акватории Баренцева моря, величина извлекаемых запасов нефти которых оценивается в 20 млн тонн, природного газа в 161 млрд м<sup>3</sup> [148]. Проект имеет название Snohvit является пионерным в Норвегии в части использования исключительно с применением подводно-подледных добычных технологий, включающих системы для осуществления подводно-подледного закачивания реагентов в скважины, устья которых находятся на поверхности морского дна. В

будущем планируется, что развитие таких технологий будет совершенствоваться для условий арктических акваторий на которых лед держится большую часть времени года [80]. Углеводороды с проекта Snohvit поставляется на СПГ-завод по подводному трубопроводу протяженностью 168 км [148]. В первой половине 2024 года компания планирует начать разработку месторождения Askeladd Vest в южной части Баренцева моря. Проект обеспечит добычу 134 млн барр н.э., увеличивая объем производства Hammerfest LNG на 2 года. Основная доля производимой продукции Hammerfest LNG экспортируется морским путем на рынки Европы и США, а также по Северному морского пути в Японию. С 2016 года в Баренцевом море Equinor осуществляет добычу углеводородов на месторождении Goliat, объем извлекаемых запасов нефти которого оценивается в 24 млн тонн, природного газа в 8 млрд м<sup>3</sup> [148].

По объемам доказанных запасов нефти и природного газа Норвегия заметно отстает от своих партнеров в Арктической зоне. При этом страна имеет самые высокие объемы геологоразведки и разведочного бурения в регионе. Это обеспечивается активным проведением научно-технических исследований в области разведки и эксплуатации залежей в арктических условиях и формированием национальной промышленности по производству нефтегазового оборудования и технологий.

Тем не менее, на сегодняшний день Норвегия имеет только два действующих актива в Арктике. В качестве основных препятствий для более интенсивного освоения шельфа Баренцева моря можно выделить отсутствие подходящих рынков сбыта и слаборазвитая инфраструктура. Предложения о расширении трубопроводной системы, транспортирующей газ в Европу, не получили развития из-за низких цен на газ.

В 2022 году ожидается начало промышленной эксплуатации месторождения Johan Castberg. В результате снижения стоимости нефти в период 2014-2015 гг. нефтегазодобывающая компания «Equinor» приняла решение о полной смене проектного концепта, разработав и внедрив в

производственную деятельность к настоящему времени инновационные технологические решения, позволяющие почти вдвое сократить капитальные затраты. Актив рассматривается в качестве импульса для дальнейшего эффективного развития арктического сектора Норвегии, в том числе для совершенствования инфраструктуры в Баренцевом море [148].

Канада, также являясь одной из пяти официальных арктических держав, контролирует четверть всех северных территорий. Около 25% разведанных запасов углеводородов страны локализованы за полярным кругом. Согласно данным Канадского Северного Агентства Экономического Развития (Canadian Northern Economic Development Agency), разработка нефтегазовых месторождений рассматривается в качестве одного из условий экономического благополучия страны, при этом приоритетом является экологическая безопасность производства углеводородов [170].

Изучение ресурсного потенциала канадского сектора Арктики началось еще в 1970-1980 гг. прошлого столетия. При значительной инвестиционной поддержке государства активно проводились геологоразведочные работы в акватории моря Бофорта и сухопутных провинциях Нунавут, Северо-Западные территории и Юкон. Изменения на мировом нефтегазовом рынке привели к сокращению государственных субсидий в развитие арктического региона и прекращению бурения в Арктике. В 1997 году Канада возобновила выдачу лицензий на проведение поискового бурения в море Бофорта. В последующие годы права на освоение канадского шельфа получили американские компании Chevron, ConocoPhillips, Devon, английские – Royal Dutch Shell, BP, канадские – Petro-Canada, Imperial Oil. На начало 2014 года в трех сухопутных провинциях реализовывалось более 30 крупных проектов, которые либо находились на стадии процесса экологической оценки и выдачи разрешений, либо успешно завершили его, а капитальные вложения оценивались более чем в 25 млрд долл. [170]. Однако падение мировых цен на энергоресурсы сдвинуло на неопределенный срок дальнейшее освоение канадских арктических ресурсов.

Сегодня добыча нефти и природного газа производится в минимальных объемах на 7-ми сухопутных месторождениях, расположенных в пределах северо-западных территорий: 4 месторождения, содержащие природный газ и 1 месторождение, содержащее нефть размещены в южной части этих территорий (Southern Northwest Territories), месторождение, содержащее нефть Norman Wells и газовое месторождение Ikhil в дельте реки Маккензи [90]. Основным способом транспортировки углеводородов является трубопроводный транспорт, соединяющий арктические месторождения с инфраструктурой провинции Альберта [170]. Разработка морских месторождений не ведется ввиду двух факторов экологическая безопасность и экономика. Возможные разливы углеводородов и утечки при транспортировке, которые могут привести к серьезным последствиям для хрупкой северной природы, являются лимитирующими факторами. Также проекты имеют граничный уровень рентабельности.

*Институциональная среда (налоги, кредитование и т.д)*

Запасы углеводородного сырья арктических территорий США являются собственностью государства, а освоение нефтегазовых месторождений оперативно и строго контролируется государственными инстанциями различных уровней. При этом в США, в отличие от других арктических держав, отсутствует обязательная доля государственного участия в разработке месторождений Арктики. Права недропользования распределяются между компаниями посредством аукциона с заключением договора аренды на 10 лет.

Для США характерен низкий уровень иностранного участия в арктических нефтегазовых проектах – около 3%. Это объясняется способностью национальных компаний обеспечить разведку и добычу арктических ресурсов за счет собственного капитала.

Государственное регулирование реализации нефтегазовых проектов в Арктике опирается на разграничение управленческих функций между

различными органами для более эффективного управления и контроля (рисунок 1.7).

Ежегодно недропользователь выплачивает роялти от объема нефти или газа, получаемых с арендованных площадей. Ставка роялти варьируется от 12,5% до 18,75%. Кроме того, нефтегазовые компании обязаны выплачивать налог на прибыль (35%), бонусы (выплаты за получение лицензии) и платежи ренталис (ежегодная плата за аренду участка) [163,164]. Для стимулирования недропользователей применяется ряд налоговых льгот и субсидий. К самым распространенным и действенным мерам поддержки относятся различные версии ускоренной амортизации капиталовложений в геологоразведку и добычу углеводородов, а также освобождение от налога на прибыль или его снижение.

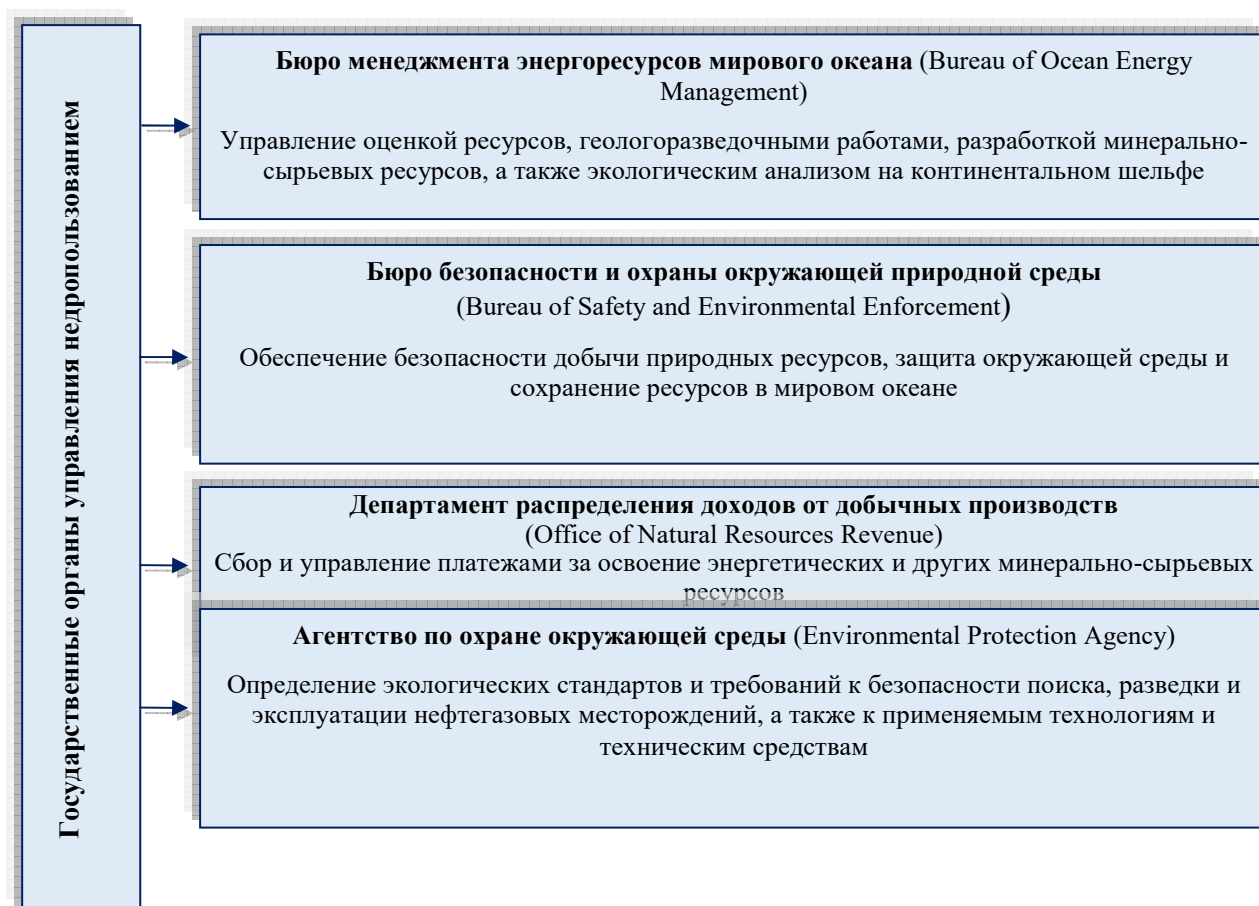


Рисунок 1.7 – Государственные органы управления недропользованием в Арктической зоне США

Источник: составлено автором по материалам: [142,163,164]

В последние годы в США не утихают споры на государственном и общественном уровне о целесообразности интенсификации реализации нефтегазовых проектов в Арктической зоне. В 2016 году в США был принят запрет на геологоразведку и добычу нефти и газа в арктических акваториях до 2022 года. Решение было вызвано главным образом причинами экологического характера – риск разлива нефти при добыче в северных условиях регионе значителен, а возможность ликвидации последствий во льдах ограничена.

В период 2017-2020 гг. акценты в арктической политике были существенно изменены – отменен мораторий на выдачу новых лицензий на шельфе, анонсирована реализация нескольких масштабных проектов, предложено разрешить добычу в Арктическом национальном заповеднике. В январе 2021 году новый американский президент подписал указ, который позволяет начать процесс возвращения США в Парижское соглашение по климату. Данное решение, вероятно, приведет к новой волне запретов на добычу в Арктике, а также уменьшению субсидирования арктических проектов. Приоритеты США в Арктике будут связаны прежде всего с военно-стратегическими интересами, обеспечением внутренней безопасности и расширением политического присутствия в регионе.

Норвегии удалось добиться существенных успехов в освоении арктического ресурсного потенциала в значительной степени благодаря эффективной государственной политике и гибкой системе налогообложения.

В стране действует административное лицензирование на основе конкурсного отбора. Крупнейшая национальная нефтегазовая компания Equinor, 67% в акционерном капитале которой принадлежит государству, получает долю в каждой лицензии, обеспечивая таким образом участие государства в добыче и получении части прибыли.

Министерство нефти и энергетики (Ministry of Petroleum and Energy) отвечает за управление нефтегазовыми ресурсами, а также за управление государственными долями собственности в Equinor ASA, Gassco AS и Petoro

AS, Прямом Государственном Финансовом Интересе (ПГФИ). Норвежское нефтяное управление (The Norwegian Petroleum Directorate) – подчиненное учреждение Министерства нефти и энергетики – координирует деятельность по разведке и добыче углеводородов на норвежском континентальном шельфе [161].

Норвегия поощряет допуск к работе на своих арктических территориях иностранных и частных компаний. Доля иностранного капитала в некоторых проектах может достигать 60%. Страна обязала иностранные предприятия осуществлять выполнение научно-исследовательских программ, а также привлечение национальных сервисных организаций, Норвегия получает в интеллектуальную собственность новейшие нефтегазовые технологии, а также повышает конкурентоспособность отечественной нефтесервисной отрасли на мировом рынке. Активное партнерство с зарубежными предприятиями и возможность доступа к мировым технологиям привело к ускоренному развитию норвежского нефтегазового комплекса, сделав Норвегию полноценным игроком в Арктическом регионе.

Кроме владения значительной долей в акционерном капитале Equinor, государство напрямую участвует в процессе освоения месторождений, расположенных в пределах шельфа Норвегии с учетом наличия ПГФИ, на доходы от которого приходится порядка 40% всех нефтегазовых доходов государства [161].

Основным принципом фискальной системы Норвегии является налогообложение финансового результата, а не выручки. Такой подход способствует разработке как новых месторождений, без развитой инфраструктуры, так и выработанных месторождений, где требуется применение дорогостоящих технологических решений. Под финансовым результатом понимается прибыль, образованная в результате исключения из объема выручки расходов, связанных с проведением ГРП, НИР, амортизации, сумм, выплачиваемых за выброс CO<sub>2</sub>, операционных расходов и платы за лицензию. Величина налога на прибыль составляет 22%.



Установленный в размере 56% специальный налог взимается с той же расчетной базы за вычетом апlifта – дополнительной амортизации на оборудование для морской добычи, а также трубопроводы (20,8% от капитальных вложений). Механизм апlifта предоставляет возможность нефтегазовым компаниям производить ускоренный возврат инвестиций [161].

На рисунке 1.8 представлена динамика и структура бюджетных поступлений от нефтегазовой отрасли.

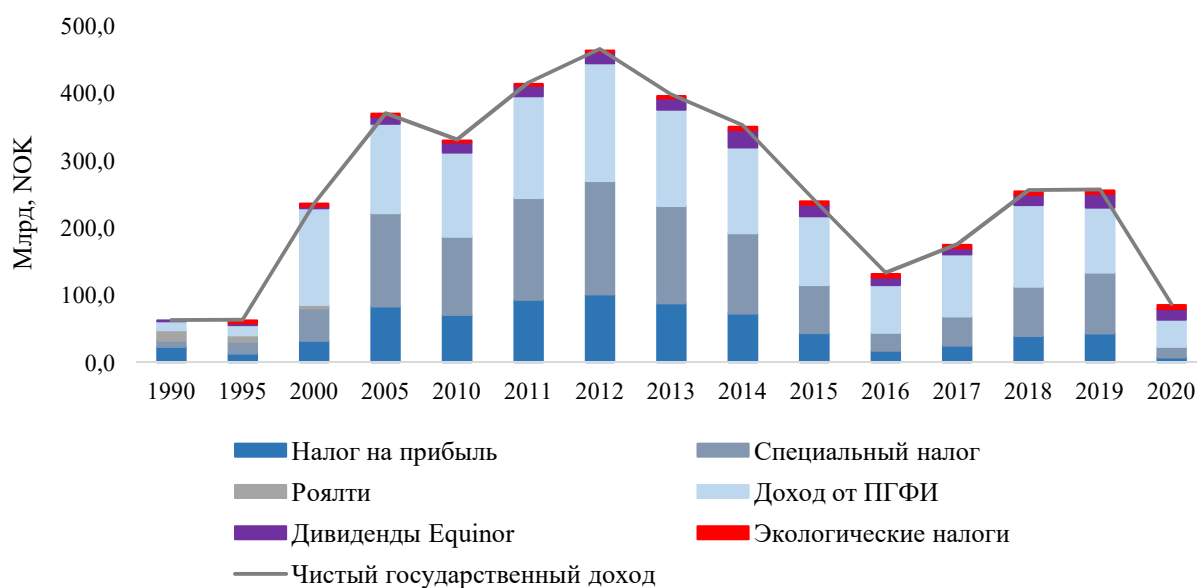


Рисунок 1.8 – Налогообложение нефтегазовой отрасли Норвегии

Источник: составлено автором по материалам: [161]

Дополнительными стимулирующими мерами государственной поддержки нефтегазового комплекса Норвегии (только для арктических проектов) являются льготное налогообложение, осуществление целевого государственного субсидирования, развитие сети технопарков и осуществление научного сотрудничества со странами и компаниями, осуществляющими добычу нефти и природного газа в экстремальных морских условиях. При этом, экономическое развитие нефтегазового комплекса страны осуществляется путем применения кластерного подхода. Органы государственной власти, осуществляющие регулирование процессом

недропользования разрабатывают целевые направления Программы развития арктических территорий и акваторий, при этом региональные власти отвечают за итоговый результат осуществления мероприятий таких программ.

В 2020 году для сохранения инвестиционной активности в Арктике норвежский парламент утвердил временные изменения в налоговом законодательстве. Нововведения изменяют правила начисления амортизации и повышения ее стоимости, а также определяют порядок возмещения убытков нефтегазовых компаний от последствий мирового экономического кризиса.

Регулирование процесса освоения арктических ресурсов Канады находится в компетенции двух органов государственной власти: выдачей лицензий на разведку и разработку нефтегазовых залежей, а также распределением прибыли от деятельности компаний, занимается отдел Правительства Канады, отвечающий за северные земли и коренные народы (Crown-Indigenous Relations and Northern Affairs Canada), что подчеркивает ориентированность на экологию и защиту интересов человека в государственной политике данного государства по вопросу освоения минерально-сырьевых ресурсов. Экологический контроль, а также контроль за соблюдением требуемых стандартов безопасности осуществляет Канадский энергетический регулятор (Canada Energy Regulator). Помимо анализа проекта разработки или геологоразведочных работ, департамент запрашивает также планы по купированию и ликвидации возможных чрезвычайных происшествий и даже сведения об организационной структуре организации. Выдача лицензий на разведку месторождений нефти и газа предоставляется на срок до 9 лет; лицензия на добычу углеводородов не превышает 25 лет [143,170].

Налог на прибыль в нефтегазодобыче Канады составляет 25%, суммарная ставка платежей на базе валовых показателей – до 45%. В качестве налоговых льгот применяется режим ускоренной амортизации,

обеспечивающий полное списание из налогооблагаемой базы капитальных затрат, понесенных недропользователем при осуществлении геологоразведочных работ на углеводородное сырье (Canadian Exploration Expense) и налоговый кредит по ставке 15% в рамках закона на прибыль корпораций [143,170].

В 2016 году Канада присоединилась к решению США о запрете проведения ГРП и работ по промышленному освоению углеводородного сырья на арктических акваториях. В последние пять лет серьезной активности нефтегазовых компаний в арктическом регионе не наблюдается. Запрет на осуществление геологоразведочных и добычных работ на нефть и природный газ на арктическом шельфе, в совокупности с принятыми жесткими экологическими стандартами, а также усиление требований к безопасности проведения таких работ послужили основной причиной утраты интереса недропользователей к освоению ресурсов Арктической зоны Канады.

### **Выводы по главе 1**

1. Выполнено сопоставление геолого-технических, инфраструктурных и социо-экономических условий создания промышленных комплексов газодобычи на суше и море с обоснованием уникальности экономической оценки и управленческих решений в рамках шельфовых проектов Арктики, как правило, не имеющих аналогов и сопряженных со значительными капитальными затратами и высокой ответственностью бизнеса в части сохранения экосистем.

2. Ключевой целью экономического развития НГК является формирование необходимых условий, обеспечивающих устойчивость, инновационность и экологичность, что предполагает сбалансированный процесс воспроизводства, добычи, переработки и последующей реализации природного газа.

3. Комплексное освоение месторождений природного газа в удаленных регионах представляет собой сложную стратегическую задачу, которая требует внедрения передовых методов развития промышленных комплексов на определенных территориях. Формирование территориально-производственных систем на базе ресурсного потенциала позволит решить не только отраслевые задачи, но и стимулирует диверсификацию точек роста на территориях арктических регионов (прибрежные регионы в случае морской газодобычи).

4. В основе экономического развития нефтегазового комплекса лежат общие принципы, содержащие важные допущения при исследовании такого специфического объекта, как арктическая газодобыча. Таким принципам должна соответствовать деятельность, как государства, так и компаний. К этим принципам относятся: скоординированность и конкретность, сбалансированность, устойчивость, интеграция бизнеса и государства.

5. Разработан концептуальный подход к экономическому развитию промышленных комплексов газодобычи, отражающий особенности освоения ресурсного углеводородного потенциала в Арктике, с выделением базовых принципов, которые подчеркивают необходимость использования кластерных и организационно-информационных инструментов, а также целесообразность учета степени вовлеченности заинтересованных сторон.

6. Предложены теоретические принципы в рамках кластерного подхода при формировании промышленных комплексов газодобычи в Арктике, среди которых: целенаправленность, системность, инновационность, максимальный охват решаемых задач, возникающих в ответ на глобальные вызовы энергоперехода и климатической повестки низкоуглеродного развития, долгосрочная ориентация, конкуренция внутри кластерного образования, формирование информационной базы и пространства и другие.

7. Анализ отечественного и зарубежного опыта промышленного освоения углеводородного потенциала арктических территорий и акваторий свидетельствует о том, что успешность реализации подобных проектов

зависит от гармонизированного сочетания качественного управления процессами из различных научно-практических областей, включая экологию, международное сотрудничество, взаимодействие со стейкхолдерами и экономику. При этом динамика развития арктических проектов по недропользованию растягивается на длительный промежуток времени и выглядит весьма неравномерно. Из четырех стран, осваивающих месторождения нефти и газа в Арктике, только три – Норвегия, Российская Федерация и Соединенные Штаты Америки осуществляют морскую добычу. При этом, следует отметить, что перспективы развития морской газодобычи в зарубежных странах неясны вследствие жестких экологических ограничений и растущих тенденций в области использования «зелёной» энергетики.

## ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИЙ И ПРОБЛЕМ СОЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ГАЗОДОБЫЧИ В АРКТИКЕ

### 2.1 Современное состояние развития промышленных комплексов газодобычи арктического региона

Неблагоприятная внешняя конъюнктура, а также сокращение внутреннего спроса на газ из-за пандемических ограничений, привели к существенному падению добычи газа в России в 2020 году. Как видно из рисунка 2.1, снижение производства произошло впервые за последние пять лет. При этом глубина спада была одной из самых больших в новейшей истории [134]. Важно отметить, что основной газодобывающий регион России – Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), расположенный в Арктической зоне – продемонстрировал один из худших результатов, снизив добычу на 7,7%. Показатель экспорта газа снизился в 2020 году на 10,4% по сравнению с предыдущим годом; доходы от экспорта – на 39,4% [8].

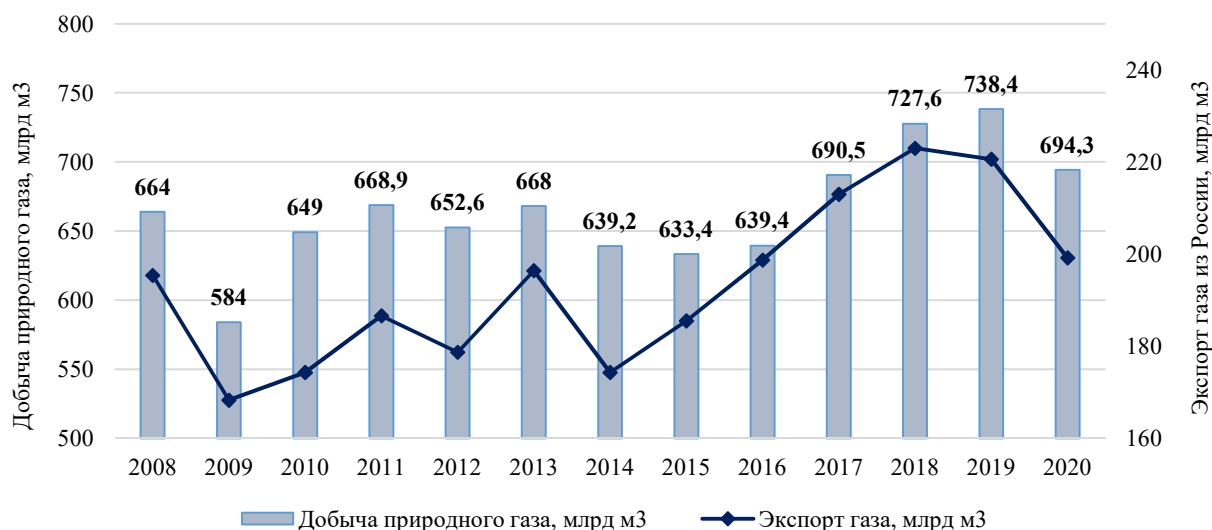


Рисунок 2.1 – Динамика добычи и экспорта природного газа в России

Источник: составлено автором по материалам: [8]

Однако уже в середине 2021 года ситуация на мировом газовом рынке кардинально изменилась. Оживление мировой экономической активности стимулировало рост глобального энергопотребления до пандемийных

значений. Увеличение спроса на сжиженный природный газ в Азии, низкий уровень наполненности европейских газохранилищ, снижение производства возобновляемой энергии привели к росту котировок газа до исторических максимумов [73]. Несмотря на текущий положительный эффект для российских производителей, дальнейшие перспективы развития газового рынка весьма туманны, так как нет полной уверенности в сценариях восстановления мировой экономики.

Арктические территории рассматриваются как перспективный регион, освоение запасов природного газа которого позволит сохранить уровень добычи УВ в стране в среднесрочной перспективе.

Перспективным направлением развития арктического газового потенциала является освоение континентального шельфа. Морские месторождения нефти и природного газа, расположенные в пределах акваторий Арктической зоны в среднесрочной и долгосрочной перспективе будут основой для обеспечения отечественного и мирового рынка углеводородным сырьем [135].

Углеводородные ресурсы распределены на морских территориях неравномерно, и большая их часть приходится на западно-арктический шельф – около 67%, который можно считать стратегическим резервом нефтегазового комплекса России.

По оценкам ФГБУ ВСЕГЕИ, «Существенная доля извлекаемых запасов свободного газа сосредоточена на шельфе арктических морей, где Государственным балансом запасов учтено 21 месторождение с технологическими извлекаемыми запасами свободного газа (в том числе газа газовых шапок) кат.  $A+B_1+C_1$  – 8337,895 млрд  $m^3$  (22,3% от запасов АЗРФ и 17,0% от запасов РФ), кат.  $B_2+C_2$  - 3815,862 млрд  $m^3$ , в том числе на шельфе Баренцева моря – 7 месторождений, все - разведываемые, с запасами кат.  $A+B_1+C_1$  – 4 231,202, кат.  $B_2+C_2$  - 608,894 млрд  $m^3$ , на шельфе Карского моря – 14 месторождений, 3 разрабатываемых и 11 разведываемых, с запасами 4 106,693 и 3 206,968 млрд  $m^3$ , соответственно» [94].

В пределах арктических морей (включая губы и заливы) в процесс промышленной эксплуатации вовлечены только два месторождения: Юрхаровское, расположенное в Тазовской губе Карского моря (разработка осуществляется путем бурения наклонно-направленных скважин с суши) и Приразломное нефтяное месторождение, расположенное в Печорском море (разработка ведется с морской ледостойкой платформы).

В плане добычи Россия отстает от Норвегии и США, где регулярная добыча ведется уже несколько десятилетий.

Однако следует отметить, что современные тенденции энергоперехода и поворот к развитию «зеленой» энергетики в связи с климатическими изменениями, ставят под угрозу масштабную добычу углеводородов в Арктике. Цели устойчивого развития и особое внимание к эколого-сбалансированному освоению природных ресурсов может помешать реализации многих арктических проектов по добыче углеводородов, в том числе и природного газа. Ряд арктических проектов в вышеупомянутых странах сворачивается, некоторые государства отказываются от геологоразведки на морских участках.

Арктическая зона Российской Федерации состоит из четырёх крупных географических частей: Европейская (западно-арктические акватории), Западно-Сибирская (западно-арктические акватории), Якутская (восточно-арктические акватории) и Дальневосточная (восточно-арктические акватории).

Наиболее развитым районом по географо-экономическим условиям является европейский арктический регион, обладающий развитой инфраструктурой и расположенный на относительно небольшом расстоянии от рынков сбыта. На его территории уже успешно функционируют Варандейский стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал (СМЛОП) «Варандей», принадлежащий компании ПАО «ЛУКОЙЛ»; Колгуевский нефтяной морской терминал, расположенный северо-восточнее острова Колгуев, предназначенный для перегрузки нефти.



Западно-Сибирская Арктика характеризуется отсутствием или слабой развитостью инфраструктуры и большей удаленностью от рынков сбыта. Она затрагивает северную часть Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (губы и заливы Карского моря). Здесь, на территории порта Сабетта расположены морской транспортно-логистический узел, состоящий из морского терминала, предназначенного для работы в условиях Арктики и обеспечивающий круглогодичную отгрузку добываемой на Новопортовском месторождении нефти и отгрузочная технологическая эстакада СПГ с двумя причалами. Территории Якутской и Дальневосточной Арктики характеризуется наличием большого числа полезных ископаемых, необходимых для развития минерально-сырьевой базы страны. Разработка этих полезных ископаемых осложняется отсутствием транспортной инфраструктуры и суровыми климатическими условиями.

В Западной Арктике на сегодняшний день реализуется два крупномасштабных газовых проекта: «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ 2» (начальная стадия). Оператором проектов является компания ПАО «НОВАТЭК». Хотя необходимо отметить, что данный комплекс не является морским, добыча газа осуществляется на суше.

В рамках настоящей диссертационной работы в соответствии с объектом исследования, целями и задачами представляется целесообразным подробно рассмотреть проект «Ямал-СПГ» – поскольку данный проект представляет собой как раз создание мощного промышленного комплекса газодобычи в Западной Арктике – от разработки месторождения до дальнейшей переработки и транспортировки углеводородного сырья.

Сырьевой базой проекта служит Южно-Тамбейское месторождение, территориально расположенное в прибрежной зоне северо-восточной части полуострова. Объем технически извлекаемых запасов месторождения составляет порядка 1,0 трлн м<sup>3</sup> газа и около 30 млн тонн жидкого углеводородного сырья. Указанный объем позволит обеспечить в течение 20 лет уровень добычи природного газа на отметке 26-27 млрд м<sup>3</sup>/год.

Техническое обеспечение процесса бурения производится буровыми установками «Арктика», которые предназначены для производства буровых работ в природно-климатических условиях региона. С целью повышения эффективности промышленного освоения месторождения в производственном процессе применяются современные, экологически-безопасные технологии.

В состав промышленного комплекса входит завод по производству сжиженного природного газа, мощность которого составляет 17,4 млн. т/год. Заводской комплекс расположен на берегу Обской губы.

Для снижения величины капитальных затрат и оптимизации времени работы в суровых арктических условиях используется так называемый модульный принцип монтажа. Мощность завода СПГ обеспечивается за счет 4-х технологических линий. Строительство первой очереди завершено в 2017 году и в этом же году завод был запущен в эксплуатацию.

Схематично, технологическую цепочку возможно описать следующим образом: добываемая смесь углеводородов направляется в комплекс по подготовке и сжижению. Изначально производится отделение примесей составляющих эту смесь друг от друга. Далее, выделенный из смеси газ направляется на технологические линии, предназначенные для его сжижения, осуществляются процессы очистки, осушки, удаления ртути и прочие. Затем газ охлаждается и сжижается. Готовый продукт – СПГ поступает в криогенные резервуары для хранения и дальнейшей отгрузки в танкеры.

Для обеспечения бесперебойной транспортировки СПГ предназначены танкеры ледового класса «Arc7», построенные совместными усилиями отечественных и зарубежных проектных и судостроительных предприятий, не требующие ледокольного сопровождения. Направления транспортировки – западная часть Северного морского пути (круглогодичная действующая транспортно-логистическая схема) и восточное направление (транспорт осуществляется только в период арктического летнего сезона). Уникальность танкеров заключается в том, что они обладают системой двойного действия.

Их кормовая часть обеспечивает процесс навигации в трудных ледовых условиях, носовая – в открытой воде, либо в условиях тонкого льда.

Морской порт обеспечен ледозащитными сооружениями. К объектам, обеспечивающим транспортную составляющую проекта «Ямал СПГ» относятся два специализированных причала по перевалке СПГ. Возведение портовой инфраструктуры осуществлялось в два этапа. На первом было произведено строительство грузового порта, предназначенного для приемки строительных грузов, на втором – были построены специализированные технологические причалы, предназначенные для отгрузки готовой товарной продукции [137].

В пределах лицензионного участка, на котором расположено базовое месторождение проекта, построен международный аэропорт, осуществляющий внутренние и международные перевозки пассажиров. Опорным пунктом проекта является поселок Сабетта, обладающий инфраструктурой для обеспечения жизнедеятельности персонала.

Компанией-оператором проекта заключены перспективные долгосрочные контракты, обеспечивающие потребление порядка 95% производимого СПГ.

В работах [31,123,145] рассмотрены экономическая и бюджетная эффективность проекта. Несмотря на то, что проект получил налоговые льготы от государства, высокое значение бюджетного эффекта говорит о значимости данного проекта для национальной и региональной экономики.

Инфраструктура, созданная в рамках проекта, может стать импульсом по развитию близлежащих месторождений природного газа, которые не введены в промышленную разработку по экономическим причинам (низкая рентабельность), можно прогнозировать и возможное использование транспортно-логистических объектов данного проекта и при разработке морских месторождений в среднесрочной перспективе [96].

В части использования налоговых инструментов государственной поддержки следует отметить, что проект «Ямал СПГ» получил налоговые льготы (рисунок 2.2).



Рисунок 2.2 – Налоговые льготы проекта «Ямал СПГ»

Источник: составлено автором по материалам [31]

По оценкам автора [31] налоговые преференции обеспечили повышение эффективности более чем на 3,5 млрд. долларов США.

Создание порядка 32 тыс. рабочих мест говорит о социальной значимости проекта «Ямал СПГ» [145].

Действующими акционерами проекта «Ямал СПГ» числятся:

1. ПАО «НОВАТЭК» – самое большое частное предприятие России основной деятельностью которого является производство природного газа. Предприятие осуществляет весь цикл производственных работ: от поисково-разведочных, до транспорта газа конечным потребителям.

2. Total Exploration & Production – зависимое общество французской компании Total, которое также осуществляет реализацию всего производственного цикла.

3. CNPC – крупнейшая китайская нефтегазовая компания, принадлежащая государству.

4. Фонд Шелкового пути [137].

Учитывая имеющийся в стране опыт реализации крупномасштабных проектов добычи газа в условиях Арктики (месторождения суши) состав морского промышленного комплекса добычи и переработки природного газа схематично представляется в следующем виде (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Потенциальный состав морского промышленного комплекса добычи и переработки природного газа

*Источник:* составлено автором по материалам: [64]

Отсутствие технологий морской добычи препятствует промышленному освоению уже открытых газовых месторождений. Одновременно с этим промышленное освоение месторождений арктического шельфа связано с наличием дополнительных затрат по управлению техногенными рисками, которые могут оказать пагубное влияние на сложившиеся морские экосистемы. Требуется особое внимание и дополнительные инвестиции на соблюдение экологической безопасности, развитие мониторинга окружающей среды, содержание аварийно-спасательных служб.

Освоение перспективных месторождений шельфовых районов Баренцевого и Карского моря богатых природным газом, вместе со

строительством крупных транспортно-логистических инфраструктурных объектов для реализации экспортных поставок и покрытия нужд внутреннего потребления являются одними из ключевых задач развития [109,110]. Проекты, реализуемые в ЯНАО (прибрежный регион Карского моря), задают сегодня основной вектор развития Арктической зоны РФ в целом. Здесь также необходимо развивать перерабатывающие производства.

Ввод в промышленный оборот месторождений, содержащих природный газ и расположенных в пределах акватории Карского моря, является комплексной стратегической задачей, для успешного решения которой требуется использование актуальных на сегодняшний день методов управления, обеспечивающих процесс программно-целевого планирования с целью обеспечения пространственного развития территорий. Огромный потенциал запасов газа удаленного региона со сложными климатическими условиями можно разрабатывать только при наличии высокотехнологичной инфраструктуры, создание которой для каждого отдельного проекта приведет к их убыточности даже несмотря на то, что по мнению экспертов, месторождения Карского моря наиболее доступны с учетом их технико-экономических показателей.

Открытые в конце прошлого и начале текущего веков месторождения и залежи природного газа, приуроченные к синоманским отложениям на сегодняшний день являются сырьевой региональной базой Карскоморского региона, включающего в т.ч. Обскую и Тазовскую губы. Согласно государственному балансу запасов природного газа в этом регионе насчитывается свыше 2 трлн м<sup>3</sup> разведанных запасов природного газа, которые сосредоточены в прибрежно-морских (Тота-Яхинское, Антипаютинское, Семаковское) и шельфовых (Юрхаровское, Кеменномысское-море, Северо-Каменномысское) месторождениях.

В настоящее время компанией ПАО «Газпром» осуществляется проект добычи природного газа с уникального по крупности (объем извлекаемых запасов превышает 500 млрд м<sup>3</sup>) месторождения Каменномысское-море,

расположенного в Обской губе. Начало реализации этого проекта обусловлено стратегией комплексного освоения Карскоморского региона, учитывающей близкую расположенность и совместную транспортную инфраструктуру соседних месторождений: Семаковского, Тота-Яхинского и Северо-Каменомысского [76].

Вовлечение шельфовых месторождений Карского моря в кластерные образования происходит достаточно активно. Так, например, Харасавэйское и Крузенштернское газоконденсатные месторождения планируется разрабатывать в рамках мегапроекта ПАО «Газпром» «Ямал».

По оценкам компании ПАО «Газпром», Харасавэйское месторождение будет введено в эксплуатацию в 2023-2024 года. Выход на проектную мощность ожидается в 2026-2027 годах. В 2028 году начнется разработка Крузенштернского месторождения с выходом на проектную мощность 33 млрд м<sup>3</sup> в год [76]. Следует отметить, что ранее на Харасавэйском месторождении планировалось построить СПГ-завод производительностью 24 млн т/год СПГ. Проект был отклонен из-за опасений в том, что регулярные поставки танкерами-газовозами будут затруднены переменной ледовой обстановкой в Карском море.

Проект «Ямал» направлен на формирование нового центра газодобычи, который в перспективе может стать одним из ведущих в развитии газовой отрасли России. Количество месторождений нового центра газодобычи – 18 (месторождений, принадлежащих ПАО «Газпром»). Общий объем доказанных запасов и прогнозных ресурсов природного газа, расположенного в недрах полуострова Ямал оценивается в 20,4 трлн м<sup>3</sup>, при этом сырьевая база жидких УВ составляет порядка 1 млрд тонн [76].

Структура данного проекта включает 4 промышленных зоны:

– Бованенковская промышленная зона (Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское месторождения) – годовая добыча здесь планируется на уровне 220 млрд м<sup>3</sup> природного газа и порядка 4 млн тонн газового конденсата;

– Южная промышленная зона (Новопортовское, Мало-Ямальское, Хамбате́йское, Ближне́новопортовского, Ка́менномысское месторождения). Уровень добычи природного газа могут достигнуть 30 млрд м<sup>3</sup>.

– Тамбейская промышленная зона (Тамбейское, и Малыгинское – принадлежит ПАО «Газпром», Южно-Тамбейское и Сядорское – НОВАТЭКУ);

– Приямальская группа – морские месторождения (Ленинградское и Русановское, Нярмейское, им. В. А. Динкова и «75 лет Победы).

К настоящему моменту времени введены в строй транспортные, промышленные и жилые объекты инфраструктуры, включающие электростанции, которые обеспечивают электроэнергией район проведения работ, ветку железнодорожного сообщения от станции «Обская» до станции «Карская» и аэропорт, автомобильные дороги, поселок для проживания вахтовых работников, промышленные базы, построенные на эксплуатируемых месторождениях. К концу 2016 года построен и введен в строй морской терминал «Ворота Арктики», который обеспечивает круглогодичную отгрузку добытого на Новопортовском месторождении нефтяного сырья с целью осуществления его поставки на энергетический рынок Европы. Вместе с этим с 2012 года запущена газотранспортная нить «Бованенково-Ухта», мощность которой в 2017 году увеличена запуском параллельной нити «Бованенково-Ухта-2» [76].

Крупномасштабный, уникальный по используемым технологиям проект «Ямал» является единственным в мире по уровню совокупности факторов, осложняющих условия добычи углеводородного сырья. Район расположения проекта характеризуется суровыми природно-климатическими условиями, включая низкие температуры воздуха (до -50°С) и наличием вечномёрзлых грунтов. При этом транспортная доступность района в летнее время осложняется наличием большого количества болот и озёр, что затрудняет снабжение промысла материально-техническими и жизненно-необходимыми ресурсами. Компания недропользователь, в лице которой



выступает ПАО «Газпром», успешно внедряет на новых и давно функционирующих объектах на полуострове высокоэффективные логистические схемы.

Ямальский газ подается в Единую систему газоснабжения России через нити газотранспортных систем нового поколения, позволяющих передавать сырье под давлением в 120 атмосфер, создаваемым на дожимных компрессорных станциях [76].

Одним из самых сложных участков в момент осуществления строительных работ стал участок, расположенный под водой губы Байдарацкого залива. Данный участок характеризуется тем, что здесь часто бывает штормовая погода, а также отмечается непростой рельеф дна и небольшие морские глубины, которые в зимнее время полностью замерзают.

Следует отметить, что весомую роль в улучшении экономической ситуации в регионе и появлении дополнительных стимулов для реализации новых газовых проектов сыграло развитие инфраструктурного каркаса в рамках реализующегося с 2019 года проекта «Ямал СПГ».

Построенный в поселке Сабетта морской порт, являющийся основным транспортно-логистическим узлом проекта «Ямал-СПГ» относится к числу уникальных ввиду природно-климатических, гидрогеологических и географических условий расположения, а также масштабности – ожидаемая максимальная годовая мощность оценивается в 30 млн тонн, что обеспечит ему второе место среди арктических портов России [137].

Несмотря на сложную геополитическую обстановку и наличие технологических санкций в отношении России со стороны ведущих индустриальных держав нельзя вычеркивать стратегические задачи по развитию международного сотрудничества в Арктической зоне и совместной реализации ряда проектов [13]. Поскольку, по состоянию на сегодняшний момент времени, силами только отечественных компаний осуществить крупномасштабные арктические морские проекты по добыче природного газа не представляется возможным, то для эффективной и успешной их

реализации в сложившихся непростых финансовых условиях, требуется государственная поддержка, которая должна заключаться в обеспечении привлекательного инвестиционного климата с целью привлечения иностранных инвесторов и технологий.

## **2.2 Исследование экономических и организационно-технических проблем реализации газодобывающих арктических проектов**

Исследование экономических и организационно-технических проблем выполним на примере освоения морских месторождений, которые в отличие от сухопутных объектов, требуют использования сугубо инновационных технологий, технических и организационно-экономических решений [1,32,86,102,175].

*Геологоразведка.* В 80-е годы XX века большинство исследований, проводимых на шельфе арктических акваторий выполнялись с применением отечественной аппаратуры, отвечавшей в то время мировым уровням. Спустя практически 40 лет морские компании российского геофизического сервиса вынуждены использовать для проведения геологических исследований изношенную флотилию судов, не приспособленных для выполнения 3D-сейсмических работ, ввиду отсутствия возможности осуществлять буксировку нескольких сейсмических кос, длина которых может достигать 12 км. Мировой опыт осуществления 3D сейсмических работ на акваториях северных морей свидетельствует о существенной технологической отсталости России по данному направлению работ: суда иностранного производства могут осуществлять буксировку до 24 сейсмодосок и при производительности работ свыше 1000 км<sup>2</sup> в течение одной недели. Отечественные суда способны буксировать не более одной сейсмодоски – технология 2D.

Подобная ситуация характерна для большинства геологоразведочной техники [66,101]. На рисунке 2.4 представлено соотношение используемого импортного и отечественного оборудования при проведении ГРП на шельфе

арктических акваторий России. Согласно приведенным данным отечественная промышленность в настоящий момент может обеспечить «штучное» производство виброисточников, сейсмокос и компрессоров.

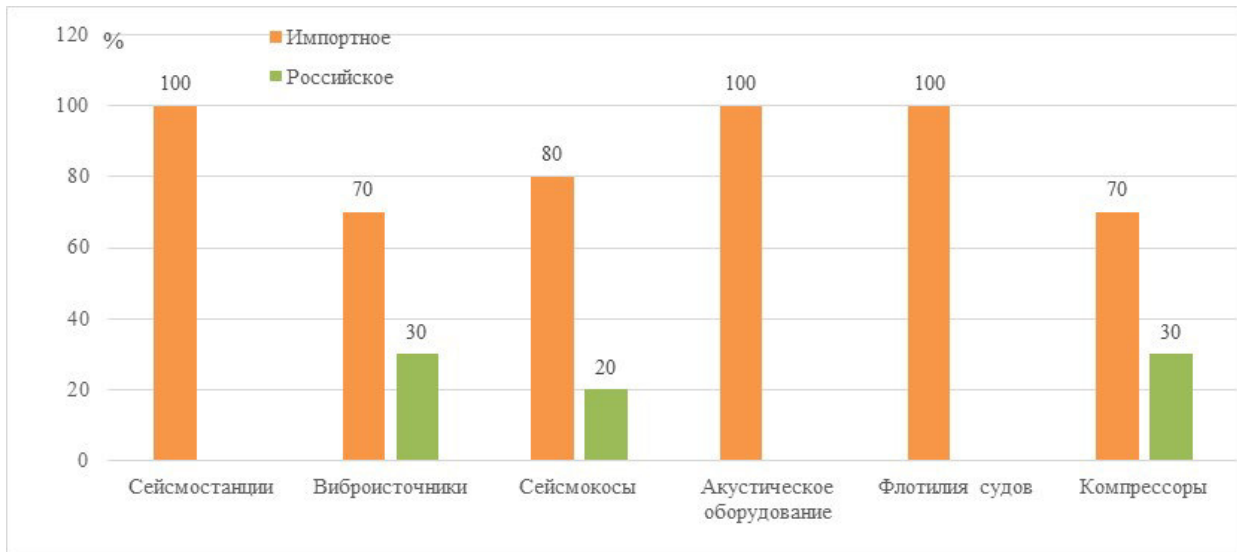


Рисунок 2.4 – Соотношение используемого при проведении ГРП иностранного и российского оборудования на шельфе арктических акваторий

*Источник:* составлено автором по материалам: [92]

*Промышленное освоение.* Вовлечение в промышленный оборот морских газовых арктических объектов может осуществляться с применением следующих основных технологий: искусственные намывные острова, морские ледостойкие плавучие / стационарные платформы (МЛ(П/С)П), горизонтальные и наклонно-направленные скважины с суши.

Использование перечисленных технических средств зависит от ряда сопутствующих факторов: расположение месторождения относительно берега, глубины моря, ледовой обстановки, геологических характеристик залежей и пр. В таблице 2.1 приведены средства освоения морских арктических месторождений с учетом возможности их применения на арктических акваториях.

При вводе в промышленный оборот арктических шельфовых объектов углеводородного сырья потребуется производить плавучие буровые платформы, рассчитанные на работу в сложных климатических условиях.

Таблица 2.1 – Характеристика технических средств промышленной разработки морских газовых арктических объектов по возможности применения

Технология / Тип технического средства	Максимально допустимая глубина моря, м	Максимально допустимая толщина льда, м	Акватории, на которых возможно использовать указанные технологии/технические средства
Искусственный остров	до 20	2,5	Мелководные участки западно-арктических и восточно-арктических акваторий
Плавучий буровой комплекс	до 20	2,5	
Ледостойкая буровая установка	до 50	2,5	
Гравитационная платформа (железобетон)	до 100 м	2,5	Участки глубиной до 100 м западно-арктических и восточно-арктических акваторий
Гравитационная (сталь)	До 50	2,5	Мелководные участки западно-арктических и восточно-арктических акваторий
Подводные системы добычи	До 600 м	До 5 м	Участки глубиной до 600 м западно-арктических и восточно-арктических акваторий

*Источник:* составлено автором по материалам: [93,120]

Российские компании обладают технологиями по выпуску морских платформ и некоторых комплектующих для них. Однако по факту до 90% комплектующих импортируется, и технологии производства многих их видов в стране отсутствуют, что является существенной проблемой отрасли. У России в настоящее время есть возможность производить только основания для буровых платформ. Блоки верхних уровней, системы управления и контроля бурения, а также комплектующие закупаются либо в странах Европы, либо в Китае [167].

Кроме того, предприятия, производящие платформы, находятся на большом расстоянии от будущих месторождений. Затраты на транспортировку платформ, произведенных на этих предприятиях к месту их непосредственной эксплуатации весьма существенны.

Основные предприятия, производящие платформы в России – ПАО «ВСЗ» и АО «ПО «Севмаш». Первое из указанных предприятий

осуществляет строительство полупогружных буровых установок, глубоководных полупогружных платформ, самоподъемных буровых установок. Платформы строятся по проектам, разработанным норвежской компаний Moss Maritime. ПО «Севмаш – Северное машиностроительное предприятие» производит плавучие технические сооружения и платформы для месторождений шельфа. На этом заводе была произведена реконструкция платформы, которая в настоящее время используется на нефтяном месторождении Печорского моря «Приразломное».

Анализируя мировой рынок поставщиков промышленного оборудования, предназначенного для разработки газовых объектов арктического шельфа, можно сделать вывод, что производством основного глубоководного оборудования занимаются всего несколько крупных компаний (рисунок 2.5).

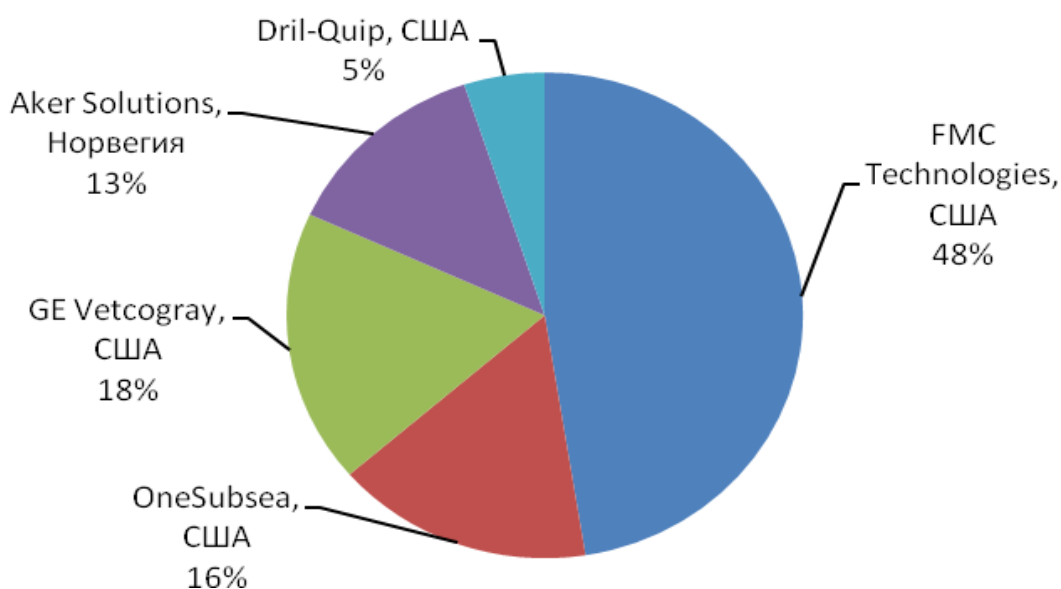


Рисунок 2.5 – Рыночные доли производителей оборудования для добычи морских углеводородов в Арктике

Источник: составлено автором по материалам: [92,93]

Как показано на рисунке 2.5, основную долю (более 80%) занимает оборудование компаний из США (компании Schlumberger, Halliburton, General Electric и др.). Примерно такое распределение долей характерно и для

других групп оборудования. Также основными странами-производителями нефтегазового оборудования для арктических проектов являются Канада, Норвегия, страны Западной Европы, Китай и Корея. Морские буровые установки импортного производства значительно превосходят российские аналоги по своим техническим характеристикам.

Сложившаяся структура внешнего и низкий объём внутренних рынков объективно препятствует процессам развития отечественных производств по выпуску специального технологического оборудования для нужд газодобывающих компаний, осуществляющих свою деятельность по вводу в промышленный оборот газовых объектов арктического шельфа.

В качестве основных предприятий изготовителей платформы рассмотрены АО «ПО «Севмаш» и АО «ЦС «Звездочка». Данные предприятия могут быть рекомендованы для изготовления ледостойких платформ и блок-кондукторов по следующим причинам:

- предприятия имеют опыт строительства буровых платформ;
- существует возможность буксировки ледостойкой стационарной платформы в полностью собранном виде на точку производства работ;
- производственные мощности предприятий позволяют строить платформы в полностью законченном виде;
- налажена техническая и технологическая связь между предприятиями изготовителями и проектно-конструкторскими организациями.

Строительные работы на акваториях, удаленных от производственной инфраструктуры, будут связаны как с высокими затратами, так и необходимостью решения множества логистических задач. Проекты по строительству стационарных ледостойких платформ должны разрабатываться с учетом минимизации объема проводимых в море работ по достройке и пусконаладке платформ.

Помимо предприятий АО «ПО «Севмаш» и АО «ЦС «Звездочка» строительство платформ для освоения месторождений Обской и Тазовской

губ и Приамальского шельфа может быть осуществлено другими судостроительными заводами Северо-Западного региона РФ и Тюменской области. Возможности ПАО «Выборгский судостроительный завод» (ПАО «ВСЗ») позволяют изготовить корпусные конструкции, отдельные крупногабаритные модули для морских платформ, в т.ч. в кооперации с судостроительными заводами г. Северодвинска.

В случае строительства платформ на зарубежных верфях необходимо проведение тендера на изготовление и установку платформ с привлечением ведущих компаний Западной и Северной Европы, таких как Kvaerner ASA, Herema, OGN Group и т.д.

При разработке подводного оборудования первоочередной задачей для российской промышленности является определение его номенклатуры. Для добычи газа и газового конденсата на месторождениях западно-арктического шельфа потребуется применение подводного устьевого оборудования, фонтанных арматур, оснащенных дистанционно-управляемыми запорно-регулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами, сборных манифольдов и системы управления подводными скважинами. На поздних стадиях освоения, по мере падения давления потребуется установка подводных компрессорных станций.

Рассматривая подходы к созданию технических средств для подводных систем добычи, необходимо отметить, что разработка «с нуля» отечественных аналогов западного оборудования на основе собственных разработок представляется весьма затруднительной, но реализуемой задачей. Мировой опыт проектирования, изготовления и эксплуатации подводного оборудования насчитывает более 40 лет. Последние годы основной тенденцией в развитии подводного оборудования является его унификация. В мире в этом направлении успешно функционирует четыре компании производителя, которые пытаются выработать единые требования к интерфейсам элементов подводных систем для обеспечения возможности интеграции оборудования разных производителей в рамках единого проекта.

В случае производства оборудования в России необходимо также обеспечить его унификацию.

В ближнесрочной перспективе для освоения ресурсов арктических акваторий наиболее экономически обоснованным подходом к созданию подводных технических средств представляется заключение долгосрочных контрактов с зарубежными производителями оборудования с обязательным условием локализации его производства в России одним из двух способов:

а) создание в России совместного предприятия с передачей ему западной компанией прав на интеллектуальную собственность с условием реализации продукции этого предприятия исключительно на территории России;

б) размещение западной компанией заказов на производство элементов системы подводной добычи на российских предприятиях.

При выборе отечественных компаний для организации на них производства подводного оборудования необходимо ориентироваться на предприятия, имеющие положительный опыт производства высокотехнологического оборудования для нефтегазовой отрасли.

В случае принятия решения о создании отечественных аналогов оборудования в области подводной добычи данные работы целесообразно использовать различные формы проектного финансирования.

*Транспортно-логистическое обеспечение и снабжение.* При проведении работ, связанных со снабжением и обеспечением, основные трудности прослеживаются в связи с отсутствием в России производств по строительству буровых судов и судов обеспечения шельфовых проектов. Более того, потенциальным производителям судов крайне сложно выдержать внешнюю конкуренцию с крупными морскими судостроителями Китая, Южной Кореи и Японии.

Необходимо также развивать флот обеспечения морских объектов. Процесс завоза материалов и оборудования на ППБУ, вывоза технологических отходов протекает неравномерно, имеет место



неритмичность работы судов обеспечения, в частности, по причине цикличности процесса строительства скважин. Кроме того, геологоразведочные (и в меньшей степени, эксплуатационные) скважины запроектированы на разные глубины. По этой причине потребности в материалах для разных скважин и время строительства таких скважин существенно отличается [52,115].

*Строительство объектов прибрежной промышленной инфраструктуры.* Создание береговых баз обеспечения работ на шельфе является неотъемлемым компонентом процесса реализации планов по освоению ресурсов арктических акваторий [2], который состоит из двух этапов.

На первом этапе предполагается освоение перспективных месторождений и структур, которые целесообразно ввести в эксплуатацию в среднесрочной перспективе (до 2035 года). На этом этапе предусмотрено проведение комплекса геологоразведочных работ, подготовка проектной и рабочей документации, строительство эксплуатационных скважин перспективных месторождений, их обустройство и ввод в промышленный оборот.

На втором этапе предполагается ввод в разработку газовых объектов, отложенных на долгосрочную перспективу (за пределами 2035 года).

Для организации обеспечения работ, например, на шельфах Карского и Баренцева морей имеются береговые базы, размещенные в Мурманске и Ямбурге. Текущее техническое состояние этих объектов требует существенного расширения и модернизации.

Береговые базы обеспечения работ на шельфе могут быть условно подразделены на три основных уровня в зависимости от решаемых задач и в соответствии с выполняемыми функциями оснащаются оборудованием и инфраструктурой.

Организация работы береговых баз обеспечения процесса промышленной разработки морских месторождений углеводородного сырья, расположенных в водах Арктики должна учитывать следующие аспекты:

- учет географического расположения осваиваемых месторождений;
- рациональный технико-технологический состав;
- эффективность системы управления.

Береговые базы должны создаваться на базе функционирующей инфраструктуры портов. Базы должны опираться на проекты разработки морских месторождений и иметь возможность быть трансформированными в условиях изменений внешних параметров экономического развития газового комплекса.

*Экономические особенности создания промышленных комплексов газодобычи.* Перспективы развития арктической газодобычи во многом определяются экономическими параметрами и принципами экономической оценки, имеющей определенные особенности. Значительные капитальные вложения, которые необходимы на разведку и освоение морских газовых месторождений в арктической зоне, должны быть оправданы.

Существующие методики [25,28,69,71,74,119,126,144] экономической оценки освоения углеводородных запасов ориентированы в основном на решение традиционных задач освоения сырьевой базы месторождений, находящихся в промышленно развитых нефтегазоносных провинциях суши. Здесь, как правило, существуют уже используемые (имеющие аналоги) технологии и технические решения промышленной эксплуатации газовых месторождений. Имеется необходимая геологическая, технологическая и экономическая информация, в том числе удельные показатели капитальных и эксплуатационных, которые используются для обоснования проектных расчетов, в том числе и с помощью метода аналогов.

В случае технико-экономической оценки создания промышленных комплексов газодобычи в арктических акваториях необходимо учитывать и использовать ряд особенностей, таких как:

1. Технологии в большинстве случаев не апробированы.
2. Сложно оцениваемое влияние геолого-технических, природных, географических и макроэкономических факторов на затратную составляющую проекта и тем самым наблюдаются высокие инвестиционные риски, которые являются следствием геологических, технологических и логистических рисков.
3. Важность использования методов вероятностной оценки подтверждаемости ресурсов, детализация геолого-экономической оценки с учетом вероятностных факторов.
4. Отсутствует надежная и достоверная информационно-нормативная и аналитическая база для оценки затрат, как инвестиционных, так и текущих.
5. Уникальность проектов подчеркивает невозможность использования метода сравнения с аналогичным проектом.
6. Важно использовать сценарный подход. Сценарии – это возможные варианты развития событий. Они должны помогать управленцам газовых компаний осуществлять перспективное видение проекта, с учетом вероятностных оценок их наступления. Важно отметить, что «сценарий», как правило, базируется на непротиворечивом множестве объективных факторов внешнего характера, при этом компания, как правило, практически не может оказывать на них влияние.
7. Целесообразно рассмотреть возможность использования гражданского-правового режима недропользования, такого как соглашение о разделе продукции. Тем самым существует большая вероятность привлечения западных инвесторов к осуществлению технологически сложных проектов газодобычи.
8. Выбор инвестиционного решения менеджментом компании должен опираться не только на достижение финансовой и бюджетной эффективности. Необходимо учитывать принципы ответственного инвестирования, всецело принимать во внимание социальные и экологические факторы.

Укрупненный сводный перечень проблем и организационно-экономических решений для конкретных технико-технологических средств морской газодобычи представлен таблице 2.2. Таблица составлена по материалам, опубликованным в открытых источниках информации: научных статьях [24,34,50,99,150,156,168] и учебных пособиях [114], посвященных экономическим и организационно-техническим проблемам создания крупномасштабных проектов добычи энергетического сырья.

В группу основных промышленно-технологических объектов включены укрупненные категории оборудования, необходимого для реализации проектов формирования промышленных комплексов газодобычи. Определены основные организационно-экономические и технико-технологические проблемы, препятствующие развитию добычи газа в морском арктическом регионе. Решение перечисленных проблем в настоящее время осуществляется путем реализации программных мероприятий, изложенных в различных стратегических и программных документах, однако эффективность их воплощения в жизнь находится на достаточно низком уровне. В связи с чем, в настоящей работе предлагается ряд мер, направленных на достижение положительного эффекта в области развития технико-технологических средств арктического исполнения.

*Санкционные и инвестиционные риски морской газодобычи.* Существенной проблемой развития промышленных комплексов газодобычи, требующей решения, являются санкционные ограничения, включающие запрет на использование кредитных ресурсов, высокую зависимость отечественных недропользователей от импортных технологий и оборудования, трудности в области выстраивания партнерских отношений с зарубежными компаниями [65]. Введенные в 2014 году санкции в отношении нефтегазового сектора можно условно распределить на три основные группы по географическому признаку – американские, европейские, канадские.

Таблица 2.2 – Укрупненный сводный аналитический перечень экономических и организационно-технических проблем создания крупномасштабных арктических газодобывающих комплексов

№ п/п	Основные промышленно-технологические объекты промысла	Описание проблемы	Перечень рекомендуемых для решения выявленных проблем организационно-экономических мер
1	Суда для выполнения 3D сейсмических работ, многофункциональные суда	Изношенная флотилия судов и их технологическая отсталость, отсутствие в России производств по строительству буровых судов и судов обеспечения	Создание единого центра по реализации НИР и ОКР в области создания технологий и оборудования для проведения ГРП и работ по освоению месторождений на арктическом шельфе России Привлечение предприятий судостроительной промышленности и оборонного комплекса к строительству современной флотилии
2	Сейсмокося для проведения работ в условиях Арктики	Отсутствие возможности масштабного производства сейсмокося, отсутствие отечественных судов для их буксирования	
3	Сейсморазведочное оборудование	Малые производственные мощности отечественных предприятий, высокая рыночная конкуренция с зарубежными аналогами	
4	Плавучий буровой комплекс	Высокая зависимость отечественных производителей от импортных составляющих. Отсутствие в стране технологий производства многих компонент Сложившаяся структура внешнего и низкий объем внутреннего технологического рынков Российские производители имеют возможность создания только оснований платформ Удаленность производств от месторождений	Реализация отдельных мероприятий НИР и ОКР по созданию опытных образцов отечественной техники. Формирование более детальных программ создания и внедрения в производство указанных технических средств. Осуществление жесткого контроля сроков и качества исполнения мероприятий
5	Ледостойкая буровая установка		
6	Гравитационная платформа (железобетон/сталь)		
7	Подводные системы добычи	Отсутствие опыта производства подобного оборудования Технологическая отсталость. Огромные инвестиционные затраты. Сложности при типизации и унификации подледно-подводных систем добычи	Создание совместных предприятий (СП) с ведущими компаниями по производству подводных систем добычи. Предоставление СП государственного финансирования на безконкурсной основе для реализации работ НИР и ОКР
8	Береговые базы обеспечения разного уровня	Требуются широкомасштабные работы по модернизации имеющихся производственных мощностей и в этой связи экономические механизмы развития	Разработка приемлемых для государства и бизнеса экономических механизмов финансирования проектов модернизации имеющихся логистических мощностей

Источник: составлено автором

Наибольшую угрозу для российского бизнеса со стороны американских санкций представляет сентябрьский пакет, состоящий из 4 директив, 2 из которых напрямую коснулись нефтегазового сектора.

Директива № 2 устанавливает ограничения в части финансирования нефтегазового комплекса. Запрет распространяется на предоставление заемных финансовых средств, приобретение государственных облигаций и размещение акций и других ценных бумаг на фондовом рынке США, на период превосходящий 90 календарных дней для российских ВИНК (в том числе и их дочерних структур).

Директива № 4 устанавливает запрет экспорта компаниям США товаров и услуг для геологоразведочных и добычных работ на глубоководных и арктических шельфовых проектах.

Следует отметить важную особенность: положение директивы не распространяет своего негативного воздействия на проекты, касающиеся разработки газовых месторождений. Тем не менее, если вместе с производством природного газа существует вероятность добычи нефти, то такой проект также попадает под санкции.

Под европейские санкции в первую очередь попали объекты транспортно-логистической инфраструктуры, энергетические объекты и объекты, посредством которых осуществляется телекоммуникация.

Пакет мер по запрету деятельности европейских экспортеров в нефтегазовой отрасли, содержит полные ограничения по осуществлению продаж и предоставления в любой другой форме технологий и техники, предназначенных для реализации проектов поисков и добычи УВ, реализуемых в пределах глубоководного шельфа арктических акваторий вне зависимости от принадлежности страны-производителя к Европейскому союзу.

После введения обозначенных ограничений ряд крупных западных компаний приостановили деятельность по участию в российских проектах промышленной разработки трудноизвлекаемых и морских углеводородов.

Примером является решение компании «ExxonMobil» отказаться от участия во российских проектах за исключением действующего проекта «Сахалина-1» по добыче нефти.

Санкции, введенные Канадой похожи на американские и европейские. Ввиду того, что освоение шельфа являлось и является для России стратегической задачей, именно морские проекты в первую очередь попали под санкции.

В наибольшей степени действие западных санкций коснулось проектов ПАО «НК «Роснефть», реализуемых в партнерстве с иностранными компаниями. Фактически были приостановлены все проекты, связанные с промышленным освоением арктических нефтегазоконденсатных месторождений. Из-за антироссийских санкций проекты, реализуемые компанией ПАО «НК «Роснефть» в Карском море (Восточно-Приновоземельские лицензионные участки) оказались замороженным на неопределенное время.

Аналогичным образом возникли проблемы у компании ПАО «НК «Роснефть» и на шельфе Охотского, Баренцева и Черного морей. Следует также отметить, что на приостановку работ влияние оказали и санкции, и резкое снижение цен на нефть, которые некоторые эксперты также считают последствием санкций. Компания ПАО «НК «Роснефть» ввиду низкой ценовой конъюнктуры стала генерировать меньше прибыли, что в совокупности с закрытием внешних финансовых рынков заставило ее сократить инвестиционную программу [23].

*Обобщение ключевых рисков.* Непростые условия осуществления промышленной и хозяйственной деятельности в Арктике, трансформация на рынках энергоносителей, климатические изменения, кризис вызванный пандемией коронавируса также формируют рисковую среду создания промышленных комплексов газодобычи [10,29,98].

В последние несколько лет множество опубликованных научных работ посвящено вопросам изучения геологических, технико-технологических,

организационно-экономических рисков [9,22,38,57,108,129,153] и транспортно-логистических, нормативно-правовых и трудовых проблем [45,51,52,97], связанных с реализацией крупномасштабных энергетических проектов в том числе в условиях Арктики [34,40,41,53,77,176,178]. На основе этих работ определены ключевые риски осуществления хозяйственной и производственной деятельности в Арктике по вовлечению в промышленный оборот газового потенциала, к которым относятся следующие тенденции:

- сложности получения кредитных ресурсов, обусловленные высокой капиталоемкостью морских проектов, а также существенной экологической опасностью для окружающей среды;

- низкая геологическая изученность ресурсов шельфа, точная величина которых будет определять прогнозные финансовые потоки и тем самым ценность углеводородных активов;

- чувствительность экономики проектов по созданию арктических промышленных комплексов газодобычи к изменению цен на мировых энергетических рынках, в свою очередь высокая волатильность цен на природный газ, сложившаяся в последнее время, не дает возможности стабильно формировать пулы проектов, направленных на промышленное освоение морских газовых месторождений;

- возможности аварий и техногенных катастроф, которые могут привести к необратимым последствиям для арктических экосистем;

- недостаточная проработка нормативно-правовой базы. Согласно закону «О недрах» пользователями нефтегазоносных недр, расположенных в границах континентального арктического шельфа, могут выступать только такие компании, которые имеют опыт не менее 5-ти лет по проведению работ по геологическому изучению и промышленному освоению сырьевого потенциала континентального шельфа страны. При этом доля страны в уставном капитале обозначенных компаний не должна быть меньше пятидесяти процентов [44]. Под обозначенные требования попадают лишь две отечественные ВИНК: ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть».



- значительный промежуток времени от получения разрешения на пользование недрами до момента запуска ГРП на морских объектах, что обуславливается недостаточно эффективной организацией процесса лицензирования;
- слаборазвитая транспортно-логистическая и социально-экономическая инфраструктура;
- сложная логистика, долгий временной период для формирования запасов материально-технических ресурсов;
- нехватка человеческих ресурсов с высоким уровнем необходимых специфических компетенций для работы в условиях Арктики;
- риск доступа иностранцев к стратегическим запасам и объектам при условии активного участия зарубежных компаний в проектах добычи нефти и природного газа.

В целях минимизации ряда финансово-экономических рисков и повышения инвестиционной привлекательности стратегически важных проектов могут применяться следующие механизмы государственной поддержки в рамках промышленного освоения сырьевого углеводородного потенциала Арктики [26,125,131,133,178]:

- прямое государственное финансирование;
- дополнительные налоговые преференции, не прописанные в законодательстве РФ, например, такие как увеличение продолжительности налоговых каникул;
- выкуп у собственников (физических и юридических лиц) земельных участков для осуществления строительства объектов промышленной и транспортной инфраструктуры с применением механизмов партнерства бизнеса и государства;
- реализация высококапиталоемких ГРП, в том числе, за счет бюджетных средств;
- поддержка и развитие российского нефтегазового сервисного бизнеса.

В качестве основных направлений эффективного развития газодобывающих промышленных комплексов в Арктике с точки зрения минимизации экономических рисков стоит выделить следующие: масштабное инвестирование в НИОКР со стороны государства и частных компаний – развитие собственной высокотехнологичной индустрии арктической ориентации; развитие надежного инфраструктурного потенциала и технического надзора с целью обеспечения стабильной производственной деятельности; создание эффективной экологической политики, направленной на оценку возможных экономических потерь в результате возможных аварий и нанесения ущерба природной среде и комплексное управление безопасностью в области защиты окружающей среды; развитие системы страхования рисков разной направленности.

### **2.3 Возможности и целевые индикаторы экономического развития промышленных комплексов газодобычи**

Ресурсный потенциал шельфовых акваторий Арктики обоснованно определяет предпосылки для интенсивного освоения как уже выявленных запасов углеводородов, так и потенциальных для открытия. Безусловно, масштабное промышленное освоение морских газовых ресурсов возможно только при интенсификации геологоразведочных работ и огромного вливания инвестиций в геологоразведку. Однако формировать подход к эффективному вовлечению в разработку перспективных участков недр шельфа Арктики необходимо дифференцированно с учетом совокупности стратегических факторов.

Ключевой тенденцией развития энергетического рынка является трансформация структуры энергопотребления под влиянием трендов декарбонизации и актуализации вопросов изменения климата. Во всем мире страны и компании заявляют о стремлении к углеродной нейтральности, создании энергетических систем с низким уровнем выбросов парниковых

газов и о расширении использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [152,154].

По оценкам экспертов Центра энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, мировые инвестиции в нефтегазовую промышленность сократятся в 2020-2021 гг. более чем на 45 %, что связано в том числе с переориентацией ряда компаний на «зеленый» вектор развития [91]. Во многом смещение фокуса добывающих компаний в пользу низкоуглеродных стратегий связано с ростом ESG-факторов (Environmental, Social, Governance) при оценке проектов. Мировые финансовые институты отказываются финансировать углеродоемкие активы, что приводит к глобальному перетоку финансирования в возобновляемую энергетику.

Снижение роли ископаемого топлива и диверсификация энергетического баланса может повлиять на перспективы реализации арктических газовых проектов, ориентированных прежде всего на экспорт. Экономический кризис и движение мировой экономики в сторону чистого нуля отразились на динамике спроса на природный газ. После значительного увеличения на 5,3% в 2018 г. глобальный спрос на газ вырос на 1,8% в 2019 г. и снизился на 3% в 2020 г. Это революционный поворот для отрасли, ориентированной на динамичный рост. Согласно прогнозам развития мирового энергетического рынка, спрос на природный газ продолжит увеличиваться на 1,2 % в год в период 2030–2040 гг., что ниже докризисных прогнозов, так как газ все чаще будет сталкивается с конкуренцией со стороны ВИЭ [155].

Однако в долгосрочной перспективе ожидается сохранение конкурентных позиций природного газа [160], в особенности в условиях растущего спроса на голубое топливо в развивающихся странах. Необходимо отметить, что добыча и использование природного газа более приемлема в условиях современной экологической и климатической повестки. Газ более «экологичен» по сравнению с добычей и использованием других энергоресурсов – угля и нефти. В случае чрезвычайных ситуаций не

происходит губительных для природных систем разливов нефти, а выбросы  $\text{CO}_2$  при сжигании природного газа гораздо меньше чем при сжигании мазута или угля. Также природный газ сегодня рассматривается в качестве сырья для производства водорода, который в долгосрочной перспективе может стать важным энергоносителем для решения климатических задач, получения, накопления, хранения и доставки энергии [89].

Решение климатических проблем повышает интерес государств, игроков энергетического рынка и научных сообществ к эколого-ориентированному освоению и эксплуатации арктических недр [19].

В газовой индустрии остро стоит проблема эмиссии и утечки метана. Несмотря на то что  $\text{CH}_4$  сохраняется в атмосфере более короткое время чем  $\text{CO}_2$ , парниковый эффект от выбросов метана в десятки раз выше, чем от углекислого газа [146]. Развитие процедур предотвращения и реагирования на негативные явления промышленной деятельности, а также моделирование возможных сценариев аварий позволят снизить экологические риски газовых проектов [141]. Глубокая интеграция принципов экологической безопасности производства в бизнес-модели и строгое соблюдение национальных и международных природоохранных требований представляется важными элементом современного экономического развития газовой компании.

Развитие новых научных знаний, апробация наукоемких технологий производства и методов транспортировки позволит существенно снизить издержки производства, обеспечить рациональное использование ресурсов и экологическую безопасность процессов освоения недр, расширить экспорт высокотехнологичной продукции и сервиса, обеспечить развитие и максимальную загрузку российской науки и смежных отраслей [61,139,147].

Особую роль в условиях современного технологического уклада занимают цифровые технологии. Трансформация экономического развития газовой компании с помощью внедрения принципиально новых систем получения и обработки данных, цифровых инструментов и механизмов управления является конкурентным преимуществом для компаний на уровне

мировой газовой отрасли [158]. Особенно важны цифровые технологии для освоения арктических месторождений не только в контексте достижения технологических и экономических эффектов, но и с позиции обеспечения промышленной безопасности («интеллектуальное месторождение»).

В таблице 2.3 систематизированы основные тенденции развития мировой энергетической системы и газового комплекса в частности.

Таблица 2.3 – Глобальные тренды развития и возможности развития газового комплекса

Глобальные тренды	Возможности развития арктического газового комплекса
Пандемийная и постпандемийная действительность развития экономики и энергетики	Переход на перманентный анализ факторов внешнего окружения, а также постоянный их мониторинг. Обеспечение гибкости и адаптивности экономического развития, путем формирования альтернативных промышленных стратегий, более широкое использование сценарного подхода. Совершенствование подходов к принятию решений и модернизация стратегического управления компании. Формирование стратегических партнёрств.
Усиление конкурентной борьбы на традиционных рынках углеводородных ресурсов	Формирование новых конкурентных преимуществ (бизнес сегменты газохимии и возобновляемой энергетики). Обеспечение экономической эффективности активов по всей цепочке создания конечной стоимости. Максимизация ценности активов за счет внедрения принципиально новых подходов к управлению стоимостью и портфелем активов.
Изменение климата, декарбонизация мировой экономики	Снижение энергоёмкости и ресурсоемкости. Развитие технологий для снижения углеродного следа по всей цепочке создания стоимости. Использование возобновляемой энергии и водорода в производственных процессах. Снижение объема или отказ от сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), сокращение утечек метана.
Обеспечение экологической безопасности недропользования в Арктике	Внедрение инновационных технологических решений, повышающих экологическую безопасность. Реализация мер по предотвращению аварийных ситуаций. Соблюдение высоких экологических национальных и международных экологических стандартов и требований. Создание систем экологического менеджмента.
Технологическая трансформация и цифровизация нефтегазового комплекса	Формирование собственного научно-технологического задела. Снижение уровня зависимости от импортного оборудования, техники, технологий и сервисного обслуживания. Развитие собственных технологических компетенций. Внедрение цифровых решений в производственные процессы и управленческие процессы

Источник: составлено автором по материалам: [35]

Таким образом, с одной стороны, в последние несколько лет наблюдается активизация проектной деятельности по освоению углеводородного потенциала Арктической зоны, подкрепленная государственной поддержкой в рамках определения макрорегиона как основного инструмента реализации геополитических интересов и обеспечения национальной безопасности России. Проводится модернизация и обновление объектов арктической инфраструктуры, разрабатывается комплекс стимулирующих мер для недропользователей, создаются условия для инвестиционной и предпринимательской активности в Арктике.

С другой стороны, глобальные изменения в организации мировой экономики и энергетических рынков угрожают стабильности и устойчивому развитию капиталоемких, высокорисковых, требующих непрерывного технологического обновления арктических газовых проектов. Спровоцированная дисбалансом спроса и предложения жесткая ценовая конкуренция и, как следствие, резкое падение цен на углеводороды, существенное изменение структуры энергопотребления, включая заметное увеличение доли ВИЭ, ставят под вопрос эффективность новой деятельности по освоению газовых ресурсов в Арктике и увеличивают риски изменения сроков и снижения рентабельности текущих проектов.

Тем не менее, пока наблюдается только краткосрочный негативный эффект, и основной задачей является минимизация отрицательных последствий экономического спада 2020 года, стабилизация экономического развития, наращивание мощностей и достижение долгосрочной эффективности газового комплекса в Арктике. Низкая конкурентоспособность арктических проектов, в особенности морских, не означает необходимости отказа от дальнейшего изучения и освоения перспективного региона газодобычи.

Таким образом, обобщим проблемы и факторы разрыва в контексте формирования промышленных комплексов газодобычи (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Анализ проблем и разрывов при формировании промышленных комплексов газодобычи в арктических акваториях

Проблема	Фактор разрыва
Недостаточная геологическая изученность арктических акваторий Западной Арктики	Отсутствие необходимых технологий, отсутствие стратегического фокуса на геологоразведочных работах Арктического шельфа
Высокая зависимость от импортных технологий и оборудования и, как следствие, слабый уровень технической оснащенности новых проектов	Отсутствие должного стимулирования научно-технического сектора, отсутствие условий для реального внедрения имеющихся научных знаний и разработок
Слабый инфраструктурный каркас прибрежных территорий	Отсутствие должного финансирования и организационно-экономических схем
Налоговая политика требует перманентно совершенствования	Высокая зависимость эффективности шельфовых проектов от налогового режима
Недостаточно развитая нормативно-правовая база, не учитывающая специфику ведения работ на континентальном шельфе	Отсутствие взаимосвязи и противоречия основных программных документов, декларативный характер положений и предполагаемых мероприятий
Низкий учет в стратегиях экономического развития факторов обеспечения устойчивости и парадигмы энергоперехода	Отсутствие должного подхода к формированию гибких стратегических планов и более масштабному использованию сценарных методов управления. Малая степень действий газовых компаний по диверсификации бизнеса создание новых подразделений, направленных на формирование портфеля низкоуглеродных активов

*Источник:* составлено автором

Заметную роль в современной экономической политике по освоению шельфового углеводородного потенциала должны, по мнению автора, играть промышленные, обладающие инновационно-технологической составляющей и привязанные к территории развития кластеры, которые предполагают активизацию различного рода экономических механизмов с активным использованием интересов государства в реализации комплексных стратегических программ развития промышленных и социально-экономических систем в Арктике. Интеграция усилий стейкхолдеров позволит указанным выше кластерам выступать в качестве драйверов роста, обеспечивая внутренний мультипликативный эффект, оказывающий

благоприятное влияние не только на региональную экономику, но и на экономику всей страны.

Низкий уровень социально-экономической освоенности арктических территорий выступает основным препятствием в реализации проектов промышленного освоения нефтегазовых арктических морских месторождений. В этой связи эффективное развитие арктического шельфового углеводородного потенциала зависит как от наличия производственных, кадровых и финансовых ресурсов, так и от степени развитости объектов транспортно-логистической, энергетической и промышленной инфраструктуры. Выполненный анализ экономических оценок перспективных проектов освоения морского углеводородного потенциала Арктики позволяет заключить, что основная часть капитальных затрат должна быть направлена не на строительство и обустройство промысла, а на возведение объектов транспортно-логистической, энергетической и промышленной инфраструктуры, отсутствие которой не позволит обеспечить полноценную проектную жизнедеятельность. Выявленное соотношение в структуре капитальных затрат является основным фактором, приводящим к убыточности реализации таких проектов.

Поскольку реализация морских проектов добычи связана с привлечением определенных организаций, выступающих в качестве поставщиков и подрядчиков, к числу которых относятся научно-исследовательские центры, образовательные организации, сервисные компании, транспортно-логистические предприятия и пр., то этим обосновывается необходимость моделирования и создания территориально-производственных кластерных систем, позволяющих ко всему прочему оптимизировать проектные издержки, оценивать прямые и косвенные эффекты от интеграционных процессов.

Значительное влияние реализация инвестиционных проектов, в частности по добыче газа, оказывает на социально-экономическое развитие Арктики. Сырьевая направленность экономики регионов определяет



высокую долю добычи углеводородов в составе валового регионального продукта (ВРП) и налоговых поступлений в бюджет, оказывает значительное влияние на формирование уровня жизни и обеспечение занятости населения. Процесс реализации арктического ресурсного потенциала представляется фундаментом стабильной, имеющей возможности адаптации к внешним вызовам экономики российской Арктики [63,87]. Кроме того, эксплуатация газовых месторождений придаст импульс развитию смежных секторов промышленности, таких как нефтегазохимия, судостроение, производство оборудования и материалов для газовой отрасли, послужит стимулом для развития сектора малого и среднего предпринимательства, особенно в сервисном бизнесе, и для повышения предпринимательской активности в регионе в целом.

Значительны выгоды от интенсификации газодобычи в макрорегионе с точки зрения социально-экономических последствий для населения. Это выражается в повышении качества жизни и благосостояния жителей арктических регионов, в обеспечении положительных демографических процессов, формировании условий для эффективного использования высококвалифицированного труда и развития компетенций, построении эффективной социальной инфраструктуры и снижении расслоения общества по уровню доходов. Повышение занятости в высокотехнологичных отраслях, в свою очередь, активизирует развитие системы образования и научно-исследовательской деятельности [54].

Таким образом, фундаментом развития промышленных систем газодобычи в Арктике становится единство обеспечения экономической эффективности добычи, социально-экономического развития регионов и сохранения уязвимых экосистем Крайнего Севера. Перечисленные условия лежат в основе устойчивого развития газового сектора. На базе этих императивов можно сформировать систему целей развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике в контексте концепции устойчивого развития (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Целевые ориентиры реализации газового комплекса в контексте экологической безопасности и социально-экономического развития арктических регионов

Направления развития	Целевые ориентиры
Экологическая безопасность	Развитие системы охраны окружающей среды, сохранение биоразнообразия в местах ведения геологоразведочных и добычных работ. Реализация проектов по очистке территорий от загрязнений и ликвидации накопленного экологического ущерба. Реализация концепции «нулевая эмиссия CO <sub>2</sub> ».
Социальная ответственность	Повышение уровня занятости, рост благосостояния и улучшение качества жизни населения арктических регионов. Модернизация и развитие социальной и транспортной инфраструктур. Сохранение традиционных видов деятельности коренного населения Крайнего Севера.
Экономическая эффективность	Обеспечение восполнения минерально-сырьевой базы и вовлечение в разработку новых месторождений. Приток частных и государственных инвестиций в регионы. Увеличение налоговых отчислений в региональные бюджеты. Стимулирование развития смежных отраслей.

*Источник:* составлено автором

Таким образом, общей целью экономического развития промышленных комплексов газодобычи Арктики является обеспечение устойчивой эксплуатации углеводородных месторождений, всецело учитывающей экономические, геологические, инновационные, технологические, социальные и экологические факторы в целях национальной и энергетической безопасности и защиты интересов Российской Федерации в Арктике. Важно обеспечить новый импульс социально-экономическому развитию арктических регионов (прибрежных территорий), а также формированию транспортно-логистических коммуникаций, в том числе активизации транзитного потенциала Северного морского пути (СМП) как национальной транспортной магистрали, обеспеченной соответствующей грузовой базой [45].

Мировые тренды развития энергетического сектора и глобальные вызовы, такие как неблагоприятная конъюнктура цен на ресурсы,

сокращение потребления углеводородов в долгосрочной перспективе, развитие рынка ВИЭ, опережающее технологическое развитие, а также ужесточение природоохранных требования к газовому бизнесу, способствуют формированию новых подходов к управлению сложными промышленными системами, связанными с добычей природного газа.

Учет этих тенденций — важнейшая целевая установка системы стратегического развития [171,173] на уровне газовых компаний и государства в целом для сохранения стабильности текущей деятельности, повышения эффективности и укрепления положения для обеспечения устойчивого развития в будущем.

Влияние факторов глобальной нестабильности заставляют недропользователей сдвигать акценты в сторону коммерческой и производственной эффективности хозяйственной деятельности. Учитывая уязвимость арктических природных комплексов и трудности социально-экономического развития макрорегиона, необходимо соблюдать приоритет экологической безопасности и социальной ответственности при осуществлении производственной деятельности. Принципы устойчивого развития последовательно интегрируются в систему стратегического управления объектами газодобычи. Их учет позволит выполнить более комплексную и объективную оценку для принятия инвестиционных решений.

На основе перечисленных факторов автором предложен перечень индикаторов экономической эффективности промышленных комплексов газодобычи в Арктике с учетом целевых ориентиров реализации арктических газовых проектов и факторов глобальной нестабильности мирового энергетического сектора (таблица 2.6).

Предложенные индикаторы подразумевают соблюдение баланса между амбициозными глобальными целями, национальным и региональным контекстами освоения газовых ресурсов Арктики и интересами недропользователей [55]. Индикаторы всецело учитывают особенности

реализации арктических газовых проектов, в том числе шельфовых, специфику развития региональных экономических систем, параметры инновационного развития энергетического сектора, а также влияние трансформации мировой энергетической системы.

Таблица 2.6 – Индикаторы эффективности экономического развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике

Группа индикаторов	Индикаторы
Инвестиционные	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Период окупаемости, лет</li> <li>- Индекс доходности инвестиций</li> <li>- Внутренняя норма доходности</li> <li>- Чистый дисконтированный доход</li> <li>- Ожидаемый доход (с учетом вероятности подтверждения ресурсов)</li> </ul>
Отраслевые макроэкономические	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Объем экспорта, млрд руб.</li> <li>- Доход государства, млрд руб.</li> <li>- Объем перевозок по СМП, млн тонн / год</li> <li>- Выход на новые рынки, ед.</li> </ul>
Геологические	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Объем доказанных извлекаемых запасов, трлн м<sup>3</sup></li> <li>- Успешность ГРП (подтверждаемость прогнозной сырьевой базы)</li> <li>- Соотношение объема извлекаемых запасов и объема рентабельных запасов, доли ед.</li> <li>- Степень геологической изученности (объем сейсмических данных, количество поисково-оценочных и разведочных скважин)</li> </ul>
Технологические	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Использование инновационных, наукоемких технологий в добыче и транспортировке природного газа, ед. технических средств (технологий)</li> <li>- Доля российского оборудования и технологий в активах проекта, %</li> <li>- Использование цифровых технологий, ед. технологий</li> <li>- Привлечение специалистов высокого уровня профессионально-технической компетентности, чел.</li> </ul>
Социальные	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Создание рабочих мест в регионе присутствия, тыс.ед.рабочих мест</li> <li>- Развитие региональной транспортной инфраструктуры, кол-во объектов</li> <li>- Развитие региональной социальной инфраструктуры, кол-во объектов</li> <li>- Газификация российских регионов, ед.</li> </ul>
Экологические и климатические	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Выбросы метана, млн тонн / год</li> <li>- Энергоемкость производства, кВт / м<sup>3</sup> природного газа</li> <li>- Объем ликвидированного накопленного экологического ущерба, тонн</li> <li>- Объём финансирования на сохранение биоразнообразия и защиту экосистем, млн руб.</li> <li>- Уровень утилизации ПНГ, %</li> <li>- Отношение суммы утилизированных и обезвреженных отходов к количеству отходов, находящихся в обращении</li> <li>- Энергопроизводство из ВИЭ, кВт / ч</li> </ul>

Источник: составлено автором по материалам [35]

Значительное количество показателей экологической устойчивости промышленных систем газодобычи обусловлено высоким значением решения проблем экологически безопасной добычи и транспортировки природного газа. На сегодняшний день сохраняются высокие экологические риски реализации газовых проектов, в особенности на континентальном шельфе, и расширения трансарктических перевозок. Решение этих проблем является приоритетной по сравнению с получением экономических и геополитических выгод от освоения Арктики.

### **Выводы по главе 2**

1. Российская Арктика имеет существенные запасы и ресурсы природного газа, особенно значительным потенциалом обладают арктические акватории. Согласно существующим оценкам, объем извлекаемых запасов природного газа превышает 8,1 трлн м<sup>3</sup>, прогнозных ресурсов – 55,5 трлн м<sup>3</sup> при достаточно низкой степени геологической изученности: Баренцево море – 20%, Карское – 15%, Восточно-Арктические акватории – менее 1%.

2. Техническая доступность газового сырьевого потенциала в Арктике определяется негативным влиянием ряда факторов: природно-климатических, геолого-технических, рыночных и экономических. Степень влияния этих факторов может быть существенно снижена за счет применения инновационных технологических решений, связанных с изучением и освоением запасов и ресурсов природного газа, доступность которых связана с рядом проблем технико-технологического и геополитического характера.

3. К ключевым факторам, сдерживающим развитие промышленных комплексов газодобычи в Арктической зоне можно отнести следующие: суровый климат; точечное промышленно-хозяйственное освоение территорий; недостаточное финансирование проектов, обусловленное их высокой капиталоемкостью и трудностями привлечения заемного капитала;

высокая зависимость шельфовых проектов от изменений цен на рынках углеводородного сырья; санкции; отсутствие квалифицированных кадров для работы со сложными техническими системами арктического исполнения; высокие природоохранные риски, которые могут привести к экологическим катастрофам мирового масштаба; отсутствие отечественных современных технологий и оборудования для освоения морских месторождений углеводородов в арктических условиях; отсутствие современных технологий мониторинга состояния окружающей среды в условиях Крайнего Севера.

4. Формирование промышленных комплексов газодобычи, и особенно морских, является высокотехнологичным процессом, обеспечивающим разработку и реализацию инновационных технологических решений, как для газовой отрасли, так и для сопряженных с ней отраслей, таких как машиностроение, энергетика, транспорт, химическая промышленность. В этой связи доказано, что реализация арктических газовых проектов станет катализатором для перехода национальной экономики на инновационный путь развития.

5. К основным технико-технологическим проблемам развития газодобычи в Арктике, и в частности, на шельфе относится технологическая составляющая машиностроительного комплекса страны, характеризующаяся изношенностью отечественной флотилии, отсутствием в России производств по строительству многофункциональных судов обеспечения, высокой степенью зависимости отечественных производителей оборудования от импортных комплектующих, отсутствием опыта производства подобного оборудования и острой необходимостью модернизации имеющихся производственных мощностей.

6. Обобщены ключевые отраслевые угрозы и потенциал формирования промышленных комплексов газодобычи в Арктике с детализацией особенностей экономики проектов, которая в том числе связана с необходимостью использования вероятностных подходов к геолого-экономической оценке и применением методов сценарного планирования, а

также представлен широкий круг технико-технологических проблем морской газодобычи.

7. Выявлены глобальные тренды развития мировой энергетики и определены возможности экономического развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике на основе принципов устойчивого развития. На базе выявленных трендов обоснованы целевые ориентиры и предложена система индикаторов эффективности экономического развития газового комплекса с использованием инвестиционных, отраслевых макроэкономических, геологических, технологических, социальных и эколого-климатических критериев.

8. Одновременное решение технико-экономических вопросов развития промышленных комплексов газодобычи и социально-экономических проблем функционирования хозяйства территории способствует реализации актуальнейшей концепции обеспечения управления устойчивым развитием (ESG) на корпоративном уровне в долгосрочном тренде.

## ГЛАВА 3 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СОЗДАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ ГАЗОДОБЫЧИ

### 3.1 Методические подходы к оценке комплекса мероприятий по развитию газодобычи

Методика оценки эффективности развития промышленных комплексов газодобычи базируется, прежде всего, на использовании пяти групп индикаторов, разработанных в разделе 2.3 второй главы, а именно: геологические, технологические, инвестиционные, отраслевые, макроэкономические. В то время как социальные и экологические индикаторы практически отсутствуют ввиду долгосрочности планов развития рассматриваемых проектов, сложности их прогнозирования и верификации. Методический подход к определению показателей эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию арктической газодобычи основывается на четырех ключевых этапах (рисунок 3.1), которые определены на основе методических подходов к стоимостной [25,126,127], геолого-экономической [69,144], а также оценке эффективности проектов добычи и разработки месторождений [40,41,74] углеводородов.

В первую очередь, следует выполнить анализ и оценку сырьевой базы, что позволит учесть при проведении технико-экономических расчетов потенциал углеводородных залежей. Оценку следует выполнять с учетом доказанной и прогнозной частей. При этом, доказанная часть сырьевого потенциала углеводородных скоплений принимается за константу, поскольку уже выполнены полностью или частично геологоразведочные работы, включающие в том числе и лабораторные исследования кернового материала. Прогнозная часть сырьевого потенциала требует более детального внимания ввиду того, что ее подтверждаемость зависит от ряда геологических факторов, в том числе и продуктивности будущих разбуренных пластов.



В этой связи следующий этап оценки сырьевого потенциала предполагает использование вероятностных методов подсчета прогнозной части запасов – например метода математического моделирования Монте-Карло.

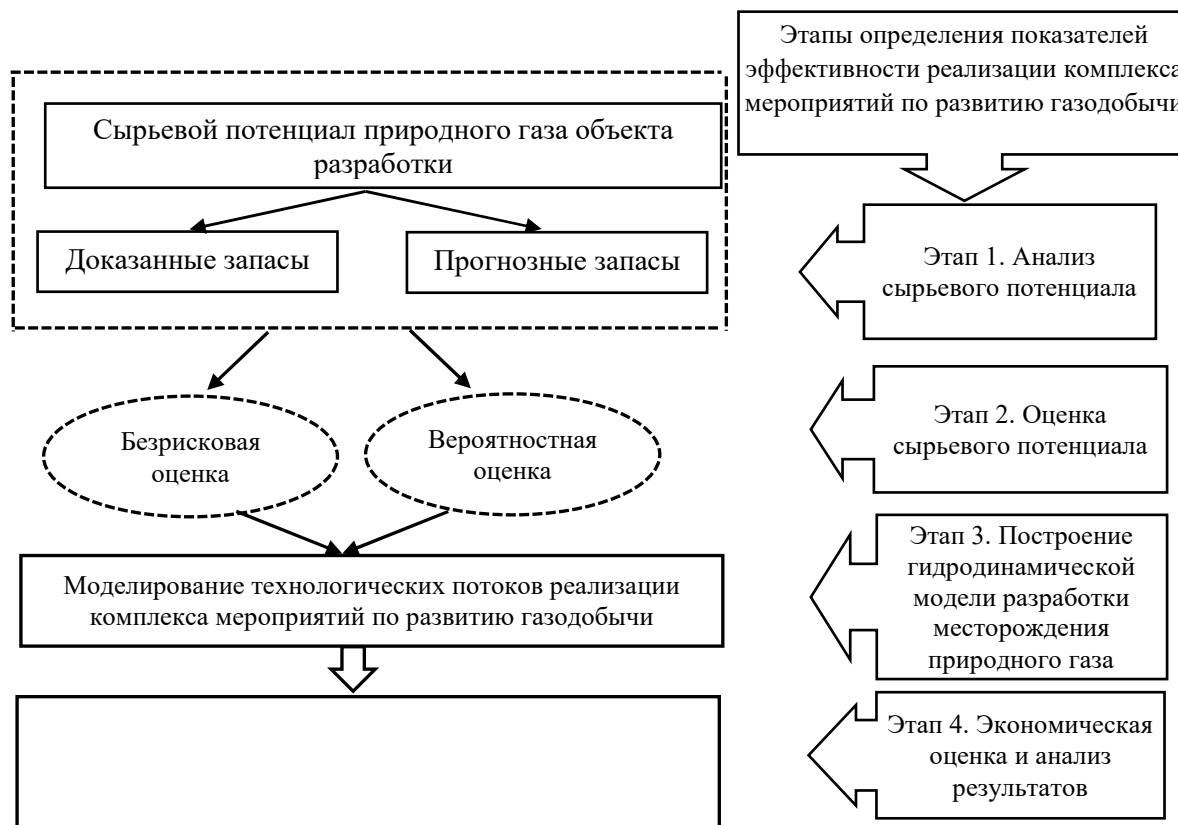


Рисунок 3.1 – Порядок определения показателей эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию морской газодобычи

Источник: составлено автором по материалам [144]

В качестве инструмента для выполнения расчетов могут выступать программные средства, включающие алгоритм выполнения расчетов по указанному методу. В диссертационном исследовании для этих целей использована программа «Eva – анализ рисков». Ниже представлена стандартная методика подсчета запасов прогнозных объектов с учетом включения в классическую формулу коэффициента извлечения природного газа (КИГ).

$$V = F \cdot h \cdot m \cdot f \cdot p \cdot 10,197 \cdot K_2 / z \cdot K \quad (3.1)$$

где:  $V$  – объем прогнозных запасов природного газа,  $m^3$ ;

$F$  – величина площади газоносности,  $\text{м}^2$ ;

$h$  – эффективная газонасыщенная толщина,  $\text{м}$ ;

$m$  – пористость пород-коллекторов;

$f$  – температурная поправка, ед.;

$p$  – пластовое давление, МПа;

$K_2$  – коэффициент газонасыщенности, доли ед.;

$z$  – коэффициент сверхсжимаемости, ед.

$K$  – коэффициент извлечения природного газа (КИГ), д.ед.

Температурная поправка ( $f$ ) определяется по формуле:

$$f = (T + t_{\text{см}}) / (T + t_{\text{пл.}}) \quad (3.2)$$

$T = 273,15^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{\text{см}} = 20^{\circ}\text{C}$ ;

$t_{\text{пл.}}$  – пластовая температура.

Пластовая температура рассчитана по градиенту  $0,03^{\circ}\text{C}/\text{м}$ , соответствующему данным по поисково-оценочным скважинам и составляет от 0,78 до 1,01 и зависит от глубины залегания оцениваемых прогнозных отложений.

Все перечисленные параметры варьируются в пределах установленных оценщиком значений, которые в свою очередь основаны на данных проведенных сейсморазведочных, поисково-оценочных и разведочных работ в недрах акватории прибрежной части полуострова Ямал.

В результате выполнения вероятностной оценки рассчитываются величины прогнозных запасов [25,144]: минимальная, наиболее вероятная и максимальная, где:

– минимальные прогнозные запасы (P90) – объем природного газа, который исходя из анализа промысловых и геологических характеристик возможно извлечь с высокой степенью вероятности – 90%;

– наиболее вероятные прогнозные запасы (P50) – объем природного газа, который исходя из анализа промысловых и геологических характеристик возможно извлечь со средней степенью вероятности – 50%;

– максимальные прогнозные запасы (P10) – объем природного газа, величина степени вероятности успешного извлечения которого составляет 10 %.

Достоверность и надежность полученных результатов выполненной вероятностной оценки зависит от исходных параметров, которые закладываются в расчеты. Для проведения полноценного моделирования методом Монте-Карло требуется на менее 3000 имитаций.

Третий этап оценки показателей эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи связан с моделированием технологических показателей реализации проекта, которые могут быть потенциально достигнуты после внедрения нововведений. Здесь предполагается построение кривых отбора запасов во времени, основанное на использовании физико-математического аппарата. Построенные имитационные модели технологических потоков позволяют оценить объем добычи в динамике вместе с основными показателями разработки, такими как дебит скважин, их количество, движение и предстоящие объемы эксплуатационного бурения.

Степень детализации моделируемых показателей зависит от точности и достоверности исходной геолого-технической информации, включая степень изученности оцениваемых объектов разработки.

При условии недостаточности фактографической информации о геологических условиях залегания прогнозной части сырьевого потенциала объекта разработки, моделирование технологических параметров предполагает использование агрегированных имитационных моделей, учитывающих фактор неполноты и недостоверности исходных данных.

Структура и состав исходных данных, необходимых для проведения процесса моделирования технологических потоков объекта разработки зависит от используемого алгоритма расчета и содержит информацию о величине сырьевого потенциала, глубине его расположения в недрах, пластовых свойств и пр. Алгоритм расчета по формированию

технологических потоков процесса разработки газового месторождения заложен в программе EVA [144], предназначенной для выполнения технико-экономических расчетов по определению показателей геологической и экономической эффективности проектов добычи нефти и природного газа.

Четвертый этап направлен на оценку показателей геолого-экономической эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи и базируется на следующих основных принципах [178]:

1. В качестве объектов экономической оценки рассматриваются прогнозные залежи.

2. Показатели экономической оценки прогнозируемых УВ объектов определяются за весь период освоения.

3. Определение показателей эффективности основывается на процессе моделирования притоков и оттоков денежных средств, образующихся в результате поисков, добычи и транспорта природного газа до потребителей.

4. Разновременные прогнозируемые доходы и расходы по локальным УВ объектам приводятся к моменту начала оценки.

5. Оценка показателей эффективности выполняется на основе используемых экономических нормативов, соответствующих геолого-промысловым характеристикам объекта разработки, его географическому расположению, параметрам требующихся элементов промышленно-производственной инфраструктуры вместе с учетом факторов, которые определяют внутренние и внешние экономические условия реализации проекта.

6. Прогнозируемые показатели экономической оценки рассчитываются с учетом предстоящих затрат и результатов.

7. Расчеты проводятся в базовых ценах без учета инфляции.

Порядок определения показателей геолого-экономической эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи представлен на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Порядок определения показателей геолого-экономической эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи

Источник: составлено автором по материалам [144]

Определение показателей капитальных и эксплуатационных затрат основывается на использовании фактографической информации, которая в свою очередь хранится и накапливается в банке данных (банк данных подробно рассмотрен в разделе 3.2) [43,159], в специально отведенном блоке: «Экономика проекта», включающем результаты ранее проведенных расчетов по проектам аналогам, примененные на момент прошлых оценок исходные данные и коэффициенты дефляторы, позволяющие осовременить исторические значения. В блоке «Экономика проекта» содержатся нормативы по следующим направлениям затрат: капитальные – удельная стоимость бурения эксплуатационных и нагнетательных скважин, стоимость требуемого для реализации мероприятий проекта подводного оборудования, ориентировочные стоимости строительства платформенных сооружений и судов снабжения, удельные затраты на сооружение подводных и сухопутных газопроводов, затраты на создание объектов берегового технологического комплекса и портовых сооружений; эксплуатационные – нормативы, связанные с обслуживанием добычного комплекса.

Расчеты капитальных затрат проводятся в динамике по следующим основным статьям:

- строительство различных типов скважин;
- затраты на обустройство, структура которых соответствует заложенным проектным технологическим решениям;
- стоимость оборудования для добычи и транспортировки УВ;
- затраты на создание транспортной инфраструктуры;
- затраты на природоохранные мероприятия (предполагаемые компенсационные выплаты, отчисления на рекультивацию земель и т.п.).

Расчеты эксплуатационных затрат на разработку объектов проводятся по следующим направлениям:

1. условно переменные (в руб./т жидкости), в .т.ч.: электроэнергия на добычу, технологическую подготовку, сбор и внутривидовой транспорт УВ, транспортные и прочие затраты.

2. условно-постоянные (в руб./скв. действующего фонда), в т.ч.:

– содержание и эксплуатация оборудования (в руб./ скв. действующего фонда);

– ФОТ персонала, осуществляющего производственную деятельность промысла (руб./чел./год);

– прочие (в руб./ скв. действующего фонда).

В экономическом блоке отражаются также платежи и налоги, включаемые в себестоимость добычи, и амортизационные отчисления.

Макроэкономические показатели в условиях которых выполняются технико-экономические расчеты определяются следующим образом. Стоимость природного газа определяется его потенциальным рынком сбыта. Условия налогообложения оцениваемого проекта определяются с учетом действующего законодательства в строгом соответствии с исчисляемыми платежами и правомерно применяемыми льготами по налогообложению. Стоимость транспорта природного газа до потребителя оценивается на основе действующих тарифов по уже существующим транспортно-логистическим системам.

Определение показателей эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи осуществляется в течение безубыточного периода проведения добычных работ на месторождении, под которым принято понимать продолжительность времени с момента начала осуществления работ и до момента при котором чистый доход по проекту перестает принимать положительное значение.

Основными показателями эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию морской газодобычи являются классические чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма рентабельности (ВНР), период окупаемости инвестиций (Т), индекс доходности инвестиций и специальные: экономическая эффективность программы ГРП, объем рентабельных запасов природного газа, эффективность применяемого налогового режима, выраженная в дисконтированном доходе государства,

удельный чистый дисконтированный доход недропользователя от освоения рентабельных запасов природного газа.

Ниже представлены формулы расчета классических и специальных показателей оценки эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи. Алгоритмы определения классических показателей эффективности, таких как ЧДД, ВНР, ИД и срок окупаемости встречаются во множестве работ, посвященных методам экономической [69-71,144] и стоимостной [24,116] оценки запасов и ресурсов углеводородного сырья и методическим подходам по оценке проектов разработки месторождений нефти и газа [7,60,88,132], количественной оценке рисков этих проектов [38,39,48] и методам оценки их экономической устойчивости [119].

Чистый дисконтированный доход от реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи, как и величина ВНР, определяются по классическим формулам. Первый показатель рассчитывается как совокупность эффектов, которые образуются в течение каждого года расчетного периода реализации проекта и впоследствии приводятся к моменту выполнения оценки.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(\text{Ц}_t - \text{К}_{\text{ГРР}t} - \text{К}_{\text{разр.}t} - \text{Э}_t - \text{П}_t)}{(1 + E)^t} \quad (3.3)$$

$\text{Ц}_t$  – цена 1000 м<sup>3</sup> природного газа, который добывается в году  $t$ , ден. ед.;

$\text{К}_{\text{ГРР}t}$  – величина затрат на геологоразведочные работы в году  $t$ , ден. ед.;

$\text{К}_{\text{разр.}t}$  – величина затрат, связанных с обустройством промысла, строительством необходимой береговой и транспортной инфраструктуры и промышленной разработкой месторождения в году  $t$ , ден. ед.;

$\text{Э}_t$  – величина текущих затрат, связанных с эксплуатацией промысла в году  $t$ , ден. ед.;

$\text{П}_t$  – величина налоговых отчислений, которые понесет недропользователь при реализации проекта, ден. ед.;

$E$  – величина нормы дисконтирования, %;



$T$  – период реализации проекта морской газодобычи, год.

Определение величины ВНР ( $E_{\text{вн}}$ ) осуществляется при решения следующего равенства с одним неизвестным:

$$\sum_{t=0}^T \frac{(Ц_t - K_{\text{дт}} - K_{\text{разр.т}} - Э_t - \Pi_t)}{(I + E_{\text{вн}})^t} = 0 \quad (3.4)$$

$E_{\text{вн}}$  – величина ВНР, %.

Оценка специальных показателей эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи, таких как экономическая эффективность программы ГРР, объем рентабельных запасов природного газа, эффективность применяемого налогового режима, выраженная в дисконтированном доходе государства и удельный чистый дисконтированный доход недропользователя от освоения рентабельных запасов природного газа определяются по следующим формулам, представленным в таблице 3.1.

После определения величин классических и специальных показателей эффективности рекомендуется провести их анализ на предмет устойчивости к внешним негативным воздействиям. Реализация подобного расчета позволит принять наиболее обоснованное управленческое решение о целесообразности внедрения в практику мероприятий по развитию морской газодобычи.

Учитывая предложенный методический подход и с учетом поставленных в исследовании задач по формированию инвестиционной программы реализации мероприятий по развитию крупномасштабных проектов добычи природного газа необходимо провести оценку их экономической и бюджетной эффективности в различных сценарных условиях, подразумевающих применение двух налоговых режимов: ДНС – базовый сценарий реализации проектов и СРП – альтернативный сценарий реализации проектов. Схематично, порядок проведения технико-экономических расчетов представлен на рисунке 3.3.

Таблица 3.1 – Алгоритм расчета специальных показателей эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи

№	Показатель	Формула расчета
1	Эффективность программы ГРР	<p>Величина прироста запасов природного газа на 1 м поисково-оценочного и/или разведочного бурения</p> $P_{м.пр.} = \frac{Q_{BC_1}}{V_{пр}}, \quad (3.5)$ <p><math>V_{пр.}</math> – объем поисково-оценочного и/или разведочного бурения, пог м  Величина удельных затрат на подготовку 1000 м<sup>3</sup> запасов природного газа</p> $З_{пр} = \frac{З_{пр}}{Q_{BC_1C_2}}, \quad (3.6)$ <p><math>З_{пр}</math> – величина затрат на ГРР;  <math>Q_{BC_1C_2}</math> – запасы природного газа промышленных категорий, подготовленные для разработки</p>
2	Объем рентабельных запасов природного газа	$Q_{извл\ рент\ пер} = \sum_{t=0}^T Q_{t-1}, \quad ЧДД_t < 0, \quad (3.7)$ <p><math>Q_t</math> – объем добычи природного газа в году t</p>
3	Удельный ЧДД от освоения рентабельных запасов природного газа	<p>ЧДД за рентабельный период</p> $ЧДД_{рент\ пер} = \sum_{t=0}^T ЧДД_{t-1}, \quad ЧДД_t < 0 \quad (3.8)$ $УЧДД = \frac{ЧДД_{рент\ пер}}{Q_{извл\ рент\ пер}}, \quad (3.9)$
4	Эффективность применяемого налогового режима	<p>ЧДД государства</p> $ЧДД_{гос} = \sum_{t=0}^T H_t, \quad (3.10)$ <p>где <math>H_t</math> – величина налоговых отчислений в году t  Удельный ЧДД государства</p> $УЧДД_{гос} = ЧДД_{гос} / Q_{извл\ рент\ пер} \quad (3.11)$

Источник: составлено автором по материалам [25,69,144]



Рисунок 3.3 – Порядок проведения технико-экономических расчетов по обоснованию эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию газодобычи

Источник: составлено автором по материалам [144]

Сценарий, реализуемый в условиях действующей налоговой системы предполагает реализацию комплекса мероприятий по развитию газодобычи силами отечественных компаний с применением возможных льгот, положенных недропользователям, осуществляющим проекты добычи углеводородного сырья в условиях Арктики. При этом сроки реализации мероприятий могут быть сдвинуты во времени в зависимости от успешности выполнения технических проектных задач и параметров рынка потребления природного газа.

Сценарий, предполагаемый к осуществлению в условиях действия Соглашения о разделе продукции обеспечивает реализацию комплекса мероприятий по развитию газодобычи силами зарубежных и отечественных компаний, при этом сам механизм раздела подразумевает под собой отличную от ДНС структуру налоговой нагрузки, что может позволить недропользователю произвести компенсацию затрат за счет определенной доли добываемого природного газа, которую предлагается держать в

хранилищах и впоследствии, при наступлении благоприятных рыночных условий реализовать по высоким, в сопоставлении с принятыми в расчетах, ценам.

### **3.2 Банк данных геолого-технической и экономической информации при формировании промышленных комплексов газодобычи**

Формирование банка данных геолого-технической и экономической информации в системе механизма формирования промышленных комплексов газодобычи предполагается с целью систематизации подготовки и хранения исходных и текущих данных реализации процесса проектирования и последующего контроля за его осуществлением [43].

Структура банка данных состоит из элементов, которые включают подробную информацию о природно-климатических и инженерно-геологических условиях участка, на котором расположено месторождение, результаты проведенных геологоразведочных работ и построенные на этой основе геологические модели, необходимые для оценки сырьевого потенциала, исходные данные и результаты построения гидродинамических моделей, данные о возможных системах обустройства месторождения и ее компонентах, экономические условия реализации проекта, нормативы затрат и экономические риски присущие проекту.

Создание единой базы данных по лицензионным участкам, содержащим газовые месторождения, направлено на реализацию возможностей хранения и доступа к материалам, содержащим информацию из различных областей знаний. Подобный банк данных позволит организовать надежные связи между стадиями осуществления проектов и наладить эффективное взаимодействие между исполнителями.

Наиболее целесообразной представляется следующая структура данных. Создание единой информационной базы следует начать с укрупненного выделения основных областей знаний, соответствующих различным частям проектов освоения недр на шельфе, к которым относятся:

основные параметры лицензионных соглашений, условия климата и окружающей природной среды, накопленная геологическая и геофизическая информация, гидродинамические модели, инфраструктурные объекты, экономическая информация, включающая в себя нормативы капитальных и текущих затрат.

Лицензирование. Этот блок хранения информации предназначен для документов, входящих в комплект лицензионных соглашений: актов проверки, дополнений к лицензионным соглашениям, паспортов структурных объектов, картографической и топографической информации, содержащей ключевые географические элементы и координаты, описывающие территориальное деление и пр. Создание подобного хранилища основано на систематизированных электронных каталогах, содержащих файлы с информацией. Учитывая развитие цифровизации в стране здесь же реализована функция, обеспечивающая реальное картографическое отображение географических и промышленных объектов, за счет использования внутренней геоинформационной системы.

Описание условия окружающей природной среды объекта лицензирования. Актуальные и исторические сведения о природно-климатической обстановке района расположения объекта лицензирования весьма существенны, поскольку прибрежная и морская части Западной Арктики находятся в экстремальных климатических и погодных условиях. Наблюдения за климатическими условиями, которые осуществлялись достаточно большой промежуток времени, анализируются и используются недропользователями для осуществления процессов управления техногенными рисками, возможность возникновения которых при осуществлении промыслово-добычных работ моделируется посредством современного программного обеспечения.

Информация о геологической и геофизической изученности. Сбор, накопление и использование первичной информации о геологической и геофизической изученности будущих объектов разработки и сопредельных

недр позволяет осуществлять процессы ее переинтерпретации с целью последующего бассейнового и геологического моделирования. Дополнительным, подтверждающим корректность отстраиваемых моделей элементом являются фактические данные, полученные при бурении геологоразведочных скважин.

Промысловая информация и гидродинамические модели. В данном разделе банка данных предполагается накапливать информацию о различных отстраиваемых геологических моделях. Геологами и геофизиками помимо собственных знаний о регионе используется современный программный инструментарий ведущих мировых производителей геолого-геофизического софта (Paradigm, Schlumberger, CGG, Landmark и пр.). Учитывая развитие цифровизации, внедрение в банк данных различных геологических моделей анализируемых объектов углеводородов, поддерживаемых в режиме он-лайн программными средствами обработки, интерпретации и моделирования позволит оперативно вносить дополнения и уточнения, что увеличит эффективность работ по геологическому изучению и промышленному освоению доказанных и прогнозируемых месторождений. Следует отметить, что для осуществления непрерывной геолого-геофизической деятельности, выбранные для этих целей программные инструменты должны быть обеспечены долгосрочными лицензиями, позволяющими своевременно получать актуальные обновления.

Обустройство газового месторождения самым тесным образом связано с параметрами разработки, природно-климатическими условиями и базами данных по узлам и агрегатам технологических элементов. В данном разделе предполагается аккумулировать информацию, включающую состав комплекса технических средств по освоению выявленных и прогнозируемых на участке промышленных скоплений природного газа.

Экономический блок включает нормативы капитальных и текущих затрат, которые необходимо осуществить при реализации процесса промышленного освоения перспективного объекта разработки. Здесь же

содержится актуальная информация о налоговом окружении проекта, которая требует оперативного обновления, информация о текущих и прогнозируемых уровнях цен на сырье и описание возможных экономических рисков.

Сопоставление предложенной структуры банка данных по морским месторождениям с Отраслевой геолого-геофизической информационной системой компании ПАО «Газпром», осуществляющей деятельность по реализации проектов освоения газовых месторождений по всей территории России, свидетельствует о наличии существенной разницы в составе исходных данных. Имеющаяся в компании система практически ограничивается геологическими и технологическими показателями месторождений, то есть содержит только два из пяти информационных раздела, которые входят в состав банка данных по морским месторождениям, при этом отмеченные разделы насыщены менее детализированной информацией, поскольку содержат только 20-30 % показателей по сравнению с предлагаемой в диссертационном исследовании структурой банка данных.

Определенные концептуальные пересечения наблюдаются и с информационно-управляющей системой минерально-сырьевой базы, действующей в компании ПАО «Газпром», по направлениям, содержащим информацию о состоянии лицензирования, а также сведения о результатах выполненных геологоразведочных работ, бурении скважин и объемах добычи. Принципиальным отличием здесь является ориентированность банка данных на весь период разработки месторождения.

В то же время в разделах банка данных дополнительно предусматривается наличие геологических и гидродинамических моделей месторождений, необходимых для проектирования его разработки. Кроме того, присутствует целый набор специфических для морских условий разделов, таких как природно-климатические условия, надводные и подводные гидротехнические сооружения, оценка рисков, а также комплекс экономических показателей, учитывающих особенности освоения арктических газовых месторождений (суша и море) (рисунок 3.4).

БАНК ДАННЫХ  
геолого-технической и экономической  
информации

Лицензирование	Природно-климатическая информация	Геолого-геофизическая информация	Промысловая информация	Обустройство	Экономика проекта
<p>Копия лицензии Параметры лицензирования, включающие границы участка, виды и объемы работ, сроки их выполнения, условия пользования геологической информацией,</p>	<p>Метеорология Гидрология Ледовые условия Данные по батиметрии Рельеф поверхности дна Инженерные условия разработки месторождения Геологические условия разработки месторождения Описание имевших место быт опасных природных явлений</p>	<p>Сведения о пробуренных поисковых и разведочных скважинах; Сведения о проведенных сейсморазведочных работах (в том числе высокоразрешающих исследованиях); Цифровые геолого-геофизические модели месторождения (постоянно-действующие модели), созданные в общедоступных программных пакетах.</p>	<p>Результаты лабораторных исследований; Сведения о принятых проектных решениях по разработке месторождения; Цифровые геолого-технические модели месторождения; Сведения об основных фактических технологических показателях разработки; Сведения о добывающих и нагнетательных скважинах; Геомеханическая модель месторождения; Действующая нормативная база организации при разработке месторождения</p>	<p>Инфраструктурные условия Газодобывающие сооружения, включающие корпус плавучих сооружений, опорный блок стационарных сооружений, верхние строения Трубопроводы Система управления подводным оборудованием Подводное оборудование промысловой подготовки Береговой технологический комплекс Результаты комплексного анализа рисков технических решений по освоению месторождения</p>	<p>Экономические условия реализации проекта - цены - затраты на транспортировку продукции до потребителя - ставки налогов и платежей - ставки страховых взносов Капитальные вложения - скважины - подводное оборудование - платформы и суда - трубопроводы - береговой технологический комплекс Текущие затраты - морской добычной комплекс - береговой технологический комплекс</p>

Рисунок 3.4 – Структура хранения геолого-технической и экономической информации в Банке данных по лицензионному участку

Источник: составлено автором по материалам [43]



В качестве примера хранения информации в Банке данных в диссертационной работе предлагается заполненный блок «Экономика проекта» по проектам добычи газа с морских месторождений Западной Арктики с учетом их специфики. В таблице 3.2 представлена информация по принятым в расчетах по определению показателей экономической эффективности проекта освоения морского газового месторождения ценам, ставкам налогов и платежей и тарифам на транспорт продукции до потребителя.

Таблица 3.2 – Экономические условия реализации крупномасштабного газового проекта в пределах западно-арктического шельфа

№п/п	Экономические условия	Значение
В условиях ДНС		
1	Экспортная цена	360 долл./тыс м <sup>3</sup>
2	Транспортировка (от ГКС Ямбурга)	139 долл./тыс м <sup>3</sup>
3	Транспортировка (от ГКС Бованенково)	164 долл./тыс м <sup>3</sup>
4	Внутренняя цена (от ГКС Ямбурга)	113 долл./тыс м <sup>3</sup>
5	Внутренняя цена (от ГКС Бованенково)	88 долл./тыс м <sup>3</sup>
6	Доля природного газа, поступающего на	64%
7	Таможенная пошлина	0 руб., до 2042 г.
8	НДПИ	1%, до 2042 г.
9	Налог на имущество	0%
10	Налог на прибыль	10%
Налоговые параметры в условиях СРП		
1	Роялти	1% (до 2042 г.), далее 8%
2	Налог на прибыль до 2042 г.	10%
3	Налог на прибыль после 2042 г.	20%
4	Доля компенсационной продукции	90%
5	Доля прибыльной продукции инвестора	50%
6	Доля прибыльной продукции государства	50%

Источник: составлено автором по материалам [22,28,48,72,103,104]

Для морских месторождений Западной Арктики объем поставок природного газа в процентном соотношении для внутреннего рынка принят на уровне 64% в соответствии с НК РФ, статья 342.4, что хорошо корреспондирует с долей поставок на внутренний рынок в соответствии с

документов «Генеральная схема развития газовой отрасли на период до 2030 года».

Цена сетевого газа при поставках на экспорт составляет 360 долл./тыс. м<sup>3</sup>, при стоимости транспорта в размере 139 долл./тыс. м<sup>3</sup> от ГКС Ямбурга и 164 долл./тыс. м<sup>3</sup> от ГКС Бованенково. Равновесная промышленная цена газа для внутреннего рынка принята равной 113 долл./тыс. м<sup>3</sup> для ГКС Ямбурга и 88 долл./тыс. м<sup>3</sup> для ГКС Бованенково [76].

Оценка эффективности реализации проектов осуществляется в условиях действующей налоговой системы с учетом изменений, внесенных в Налоговый Кодекс РФ и другие законодательные акты.

Закон №263-ФЗ вносит значительные изменения в определение ставок по налогу на добычу природного газа и газового конденсата, начиная с 01.07.2014г.. Законодательно с указанного момента определяется только базовая ставка по НДС. Определение окончательного значения ставки НДС зависит от величины коэффициентов, которые характеризуют как рыночные аспекты, так и степень сложности процесса добычи, географическое и пространственное расположение залежей углеводородов и степень их выработанности.

Законом №268-ФЗ вводятся понятия и термины, используемые при налогообложении добычи углеводородного сырья, включая определение термина нового морского месторождения, записанное как «морское месторождение углеводородного сырья, дата начала промышленной добычи углеводородного сырья на котором приходится на период с 01.01.2016 г. (включая морское месторождение углеводородного сырья, для которого по состоянию на 01.01.2016 г. дата начала промышленной добычи углеводородного сырья не определена)». Для указанных месторождений вносятся значительные коррективы и дополнения при определении таможенных пошлин, НДС, налога на имущество, налога на прибыль и пр. [26,72].

При расчетах показателей экономической эффективности в данной работе использованы следующие нормативы налогов и платежей: освобождение от уплаты таможенной пошлины на период до 2042 года. За пределами льготного периода ставка пошлины исчисляются на основании текущего состояния таможенно-тарифного регулирования деятельности по добыче углеводородов.

Налог на добычу полезных ископаемых. В [72] обозначена льгота, в соответствии с которой новые морские месторождения облагаются НДС по адвалорной ставке: 1% при добыче газа природного горючего до истечения 180 месяцев, но не позднее 31 марта 2042 года.

Для новых месторождений за пределами льготного периода, исчисление НДС производится на основании положений статьи 342 Налогового кодекса РФ: 35 руб./тыс. м<sup>3</sup> при добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья. Налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата. Полученное произведение суммируется со значением показателя, характеризующего расходы на транспортировку газа горючего природного.

Налог на имущество – налоговым кодексом предусмотрено обнуление ставки регионального налога на имущество. Льгота предусмотрена в отношении имущества, которое используется в течение налогового периода при осуществлении деятельности по разработке морских месторождений углеводородного сырья, включая геологическое изучение, разведку, проведение подготовительных работ.

Налог на прибыль. Для новых морских месторождений определено ускоренное включение капитальных затрат в состав расходов для целей налога на прибыль. В расчетах предусматривается применение к текущей норме амортизации дополнительного коэффициента, не превышающего 3.

Ставка налога на прибыль при реализации проектов освоения морских месторождений Западной Арктики составляет 10%.

Параметры СРП определены с учетом требований ФЗ №255 от 30.12.1995 г. [104] Величина роялти указана в размер 1%, что соответствует ставке НДС, применяемой в условиях ДНС на период до 31 марта 2042 года, далее 8% [26,28,128] (по аналогии с проектами Сахалин-1 и Сахалин-2).

Укрупненные величины капитальных затрат, требующихся для осуществления проекта освоения морского газового месторождения Западной Арктики представлены в таблице 3.3. Прогноз капитальных затрат выполнен по двум направлениям: в создание морского добычного комплекса и в строительство береговых объектов обустройства. В качестве примера рассмотрен крупномасштабный проект освоения Крузенштернского газоконденсатного месторождения.

Крузенштернское газоконденсатное месторождение находится в северо-западной части Нурминского нефтегазоносного района Ямальской нефтегазоносной области. Большая часть его площади расположена в акватории Карского моря, в пределах мелководного замерзающего залива Шарапов Шар.

Основными объектами обустройства месторождения являются: кусты скважин, системы сбора продукции скважин, УКПГ в районе месторождения, трубопровод от УКПГ до ГКС Бованенковская. Выделенный газовый конденсат направляется по подземному конденсатопроводу на существующую нефтебазу, расположенную в 40 км к северу от Крузенштернского месторождения. Исходные данные для расчета определены на основе информации, взятой из открытых источников [28,48,75,76,103,104,157] с применением методов экстраполяции данных и аналогии с учетом использования коэффициентов-дефляторов.

Таблица 3.3 – Прогноз удельных объемов капитальных затрат при разработке газового морского месторождения Западной Арктики

Направление затрат	Всего
НИР и ПИР	От 35 до 250 млн руб. в зависимости от масштаба работ
Бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин	От 800 до 1 200 млн руб./м
Строительство промышленной базы, включая основные элементы промысловой инфраструктуры	От 220 до 300 млрд. руб.
Дорожное строительство	От 12 до 24 млн руб./км
Линии высоковольтных передач, ЛЭП	От 8 до 12 млн руб./км
Прочие объекты	20% от общего объема капитальных затрат (экспертная)
Природоохранные мероприятия	1% от объема капитальных затрат (экспертная оценка)
Внутрипромысловая система газопроводов	От 70 до 85 млн руб./км

*Источник:* составлено автором по материалам [28,48,75,76,103,104,157]

Приведенные в таблице нормативы капитальных затрат определены на основе информации официальных сайтов нефтегазодобывающих компаний, из раздела «архив закупочных процедур». Данные для строки «Строительство промышленной базы, включая основные элементы промысловой инфраструктуры» получены в результате аккумуляции начальных максимальных цен, объявленных компаниями в период 2017 – 2020 гг. закупочных процедур по привлечению подрядных организаций для обустройства промыслов, расположенных в пределах северных и прибрежных территорий Арктической зоны России.

Предусматривается разработка залежей с суши строительством двух забойных скважин на каждый из эксплуатационных объектов. Общий фонд скважин составит 205 шт. Затраты в обустройство и разработку Крузенштернского месторождения, определенные в «Технологической схеме...», актуализированы в настоящей работе с помощью индексов-дефляторов инвестиций.

Эксплуатационные затраты складываются из статей расходов по обслуживанию добывающего комплекса, комплекса подготовки продукции и транспорту углеводородов (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Прогноз объемов текущих затрат при разработке и эксплуатации газового морского месторождения Западной Арктики, млрд руб.

Статьи затрат	Всего
Заработная плата персонала	139,1
Капитальный ремонт	212,7
Материально-техническое снабжение	23,8
Страхование	23,4
Прочие затраты	279,2
Текущие издержки на транспорт природного газа	37,3
Всего	715,5

*Источник:* составлено автором по материалам [28,48]

### **3.3 Оценка эффективности развития газового потенциала и формирование инвестиционной программы**

Полуостров Ямал потенциально является новым крупным регионом добычи природного газа и в последствие заменит традиционные месторождения Западной Сибири. Морские газоконденсатные месторождения Ленинградское и Русановское имеют очень высокий потенциал прироста запасов природного газа и конденсата. Однако экстремально сложные природно-климатические и геолого-промысловые условия месторождений определяют необходимость разработки и внедрения принципиально новых и ранее не апробированных организационно-экономических и технико-технологических решений для их промышленного освоения.

Вовлечение в промышленный оборот газового потенциала акваторий Западной Арктики основывается на стратегии поступательного развития региона [3,5,13,14]. Ввиду отсутствия технологий разработки и инфраструктурных объектов, позволяющих обеспечить весь цикл

промышленного освоения сырья, реализация крупномасштабных морских газовых проектов является весьма капиталоемким процессом в масштабах как крупных компаний, так и страны. В этой связи первоочередными организационно-экономическими и техническими представляются мероприятия, связанные с реализацией обеспечительного процесса газодобычи, который включает [34,36,37,46,47]:

- определение первоочередных с точки зрения технической доступности и экономической целесообразности объектов освоения;
- проектирование сухопутной и морской инфраструктуры для обеспечения промысла;
- постановка технических заданий предприятиям отечественного машиностроительного комплекса в области создания технических средств, предназначенных для снабжения и добычи с учетом их реальных возможностей;
- настройка фискальных режимов реализации крупномасштабных проектов, обеспечивающих соблюдение всесторонних интересов их участников.

Рассмотрим более детально каждое из перечисленных мероприятий.

Первоочередными с точки зрения технической доступности и экономической целесообразности объектами освоения акваторий Западной Арктики являются доказанные и прогнозные объекты, расположенные в пределах лицензионных участков Приамальского шельфа, характеризующиеся высокими показателями эффективности ГРП, что отмечается в работах ученых геологов [29,82,83] и экономистов [48,109,117,121,122,177]. Осредненный показатель геологической эффективности ГРП по арктическим акваториям представлен на рисунке 3.5.

В соответствии с имеющейся статистической информацией по эффективности ГРП на арктических акваториях, наиболее привлекательными с точки зрения ГРП являются перспективные объекты Приамальского шельфа Карского моря.

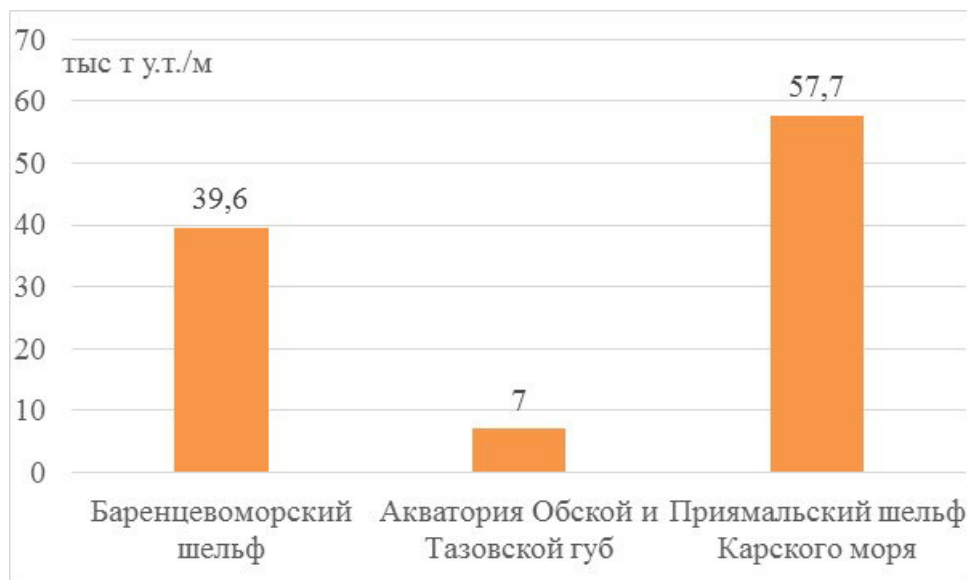


Рисунок 3.5 – Осредненная величина прироста запасов углеводородов на метр проходки

*Источник:* составлено автором по материалам [48,82,83,109,117,121,122,127]

Учитывая сроки лицензионных обязательств, ввод в освоение перспективных объектов Приамальского шельфа в основном приходится на период 2020-2022 гг. Однако, ввиду имеющихся санкционных ограничений, указанный период может быть увеличен на 10 лет. Таким образом, к числу крупномасштабных проектов освоения газовых месторождений, на которых уже проведены поисково-оценочные и частично разведочные работы относятся Крузенштернский, Ленинградский, Русановский и Нярмейский. Характеристика доказанного сырьевого потенциала указанных проектов представлена в таблице 3.5 (детерминированная оценка).

Основой сырьевой базы одного из рассматриваемых крупномасштабных проектов (Крузенштернский) является одноименное газоконденсатное месторождение, уникальность которого заключается в его пространственно-географическом расположении: 55% месторождения расположено в пределах шельфа, оставшаяся часть принадлежит суше. В этой связи введение в промышленную эксплуатацию данного объекта в первую очередь представляется наиболее целесообразным, поскольку большинство из необходимых технических решений для его разработки на



сегодняшний день доступны. Очередность введения в эксплуатацию оставшихся проектов не столь однозначна.

Таблица 3.5 – Характеристика сырьевого потенциала крупномасштабных проектов морской добычи газа в пределах Приямальского шельфа

№ п/п	Крупномасштабный проект	Месторождение, прогнозный объект	Объем технически-доступных запасов газа, млрд м <sup>3</sup>		Эффективность ГРП Тыс м <sup>3</sup> /м
			Доказанные	Прогнозные	
1	Русановский	Русановское	2108	-	602,3
		Южно-Русановская	-	116	40,0
		Им. Динкова	391	-	134,8
2	Ленинградский	Ленинградское	1951	-	696,8
		Северо-	-	30	10,7
		Спортивная	-	157	56,1
3	Нярмейский	Нярмейское	120,8	-	44,4
		Западно-Нярмейская	-	110	39,3
4	Крузенштернский	Крузенштернское (суша+море)	1573	-	491,6

*Источник:* составлено автором по материалам [28,48]

Для реализации крупномасштабных проектов морской добычи газа на Приямальском шельфе потребуется создание сухопутной и морской инфраструктуры с целью обеспечения промысла. Основной составляющей сухопутной инфраструктуры являются береговые базы обеспечения, которые в свою очередь подразделяются на центральные, региональные и локальные.

Для создания береговых баз обеспечения работ на Приямальском шельфе целесообразно использовать уже имеющуюся инфраструктуру поселков и портопунктов Харасавэй и Амдерма, которые расположены наиболее близко по отношению к месторождениям южной и западной частей Карского моря.

В качестве варианта размещения базы обеспечения работ на Приямальском шельфе может послужить порт Сабетта. Расстояние до района проведения работ от порта Сабетта – около 450 км.

Для успешной реализации морских арктических проектов по освоению газовых месторождений необходимо внедрение на специализированных российских предприятиях полного спектра технологий по изготовлению технических средств для обустройства морских месторождений. Решение поставленной задачи основывается на привлечении предприятий судостроительной промышленности и оборонного комплекса, поскольку при этом не потребуются проведение коренной перестройки их основного производства.

Технической схемой разработки Ленинградского и Русановского газоконденсатных месторождений предусматривается использование подводно-подледных добычных комплексов.

Рассматривая подходы к созданию технических средств, предназначенных для подводных систем добычи, необходимо отметить, что разработка «с нуля» отечественных аналогов западного оборудования на основе собственных разработок представляется хотя и трудной, но реализуемой задачей. Последние годы основной тенденцией в развитии подводного оборудования является его унификация. После серии слияний и поглощений в мире осталось всего четыре производителя, которые под нажимом нефтегазодобывающих компаний пытаются выработать единые требования к интерфейсам элементов подводных систем для обеспечения возможности интеграции оборудования разных производителей в рамках единого проекта. В случае производства оборудования в России необходимо также обеспечить его унификацию, при этом надо учитывать, что все основные технические решения защищены патентами западных компаний. Подводно-подледные добычные комплексы включают множество узлов, технических устройств и специальных деталей, производство которых на отечественных мощностях требует НИОКР.

Наиболее перспективным подходом к созданию подводных технических средств представляется заключение долгосрочных контрактов с

зарубежными производителями оборудования с обязательным условием локализации производства в России одним из двух способов [42,46]:

- создание в России совместного предприятия с передачей ему западной компанией прав на интеллектуальную собственность с условием реализации продукции этого предприятия исключительно на территории России;

- размещение западной компанией заказов на производство элементов системы подводной добычи на российских предприятиях.

Технологическая схема промышленного освоения Ленинградского газоконденсатного месторождения подразумевает обеспечение безостановочного процесса бурения добывающего фонда скважин. Для обеспечения непрерывного процесса бурения потребуется разработка инновационных решений для буровых технических средств. В частности:

- строительство подводно-подледной буровой установки, которая имеет возможность осуществлять процесс бурения либо автономно, либо совместно с ледостойким судном, обеспечивающим ее управление;

- строительство плавучей ледостойкой буровой установки, оснащенной якорной системой или системой турели для защиты буровых райзеров и системой динамического позиционирования. При этом для работы такой установки потребуется ледокольная поддержка с привлечением нескольких ледоколов.

Первый вариант пока представляется крайне сложно реализуемым, поскольку на сегодняшний день нигде в мире нет даже прототипа подводной буровой установки частично автономного типа, не говоря уже о совершенно автономной.

Второй вариант более реалистичен, однако и в этом варианте, сложно говорить о возможности обеспечения круглогодичного бурения.

Согласно представлениям современного научно-технического сообщества [58,82], срок ввода в промышленное освоение Русановского и Ленинградского газоконденсатных месторождений определен за границей

2035 года. Поэтому на настоящее время целесообразно сформировать предварительные организационно-технические и экономические мероприятия, которые позволят определить перспективы развития промышленных комплексов газодобычи на базе вышеуказанных месторождений.

В настоящее время реализация проектов освоения новых морских газовых месторождений арктического шельфа подразумевает применение специального льготного налогообложения, реализуемого в границах действующей налоговой системы. Подобный фискальный механизм обеспечивает соблюдение интересов бизнеса и государства. В качестве альтернативы может быть рассмотрен механизм, основанный на реализации соглашения о разделе продукции, широко используемый в мировой практике.

Согласно закону [104], СРП – договор, на основании которого РФ предоставляет инвесторам, выступающим в лице субъекта предпринимательской деятельности, на определенный срок и на возмездной основе права на проведение полномасштабных геологоразведочных и добычных работ на выделенном для этих целей участке недр. Инвестор со своей стороны возлагает на себя обязательства по осуществлению перечисленных видов работ собственными силами. В соглашении определяются условия пользования недр и порядок раздела добытого сырья (продукции) между его участниками.

То есть, СРП представляет собой форму отношений между государством и бизнесом, частично напоминающую традиционную концессию. Отличие состоит в распределении продукции между государством и инвестором – в концессиях концессионеру принадлежит вся произведенная (добытая) по соглашению продукция, а в СРП инвестору принадлежит лишь ее часть. Раздел продукции определяется параметрами специального соглашения. По мнению специалистов нефтегазовой отрасли, СРП может рассматриваться как специальный налоговый режим при

освоении нефтегазовых месторождений, расположенных в районах с неразвитой инфраструктурой.

При реализации крупномасштабных проектов на условиях СРП, инвестор, в лице которого выступает отечественная компания, будет защищен от рисков, связанных с потерей инвестиций понесенных на строительство инфраструктурных объектов, а в случае благоприятной рыночной конъюнктуры государство наряду с инвестором сможет получать доходы в бюджет за счет раздела прибыльной продукции. Механизм СРП целесообразно использовать при реализации первоочередных проектов освоения морских газовых месторождений, требующих колоссальных объемов инвестиционного капитала.

Первоочередными крупномасштабными проектами добычи на Приямальском шельфе являются Крузенштернский и Ленинградский. Возможные сроки ввода их в промышленную эксплуатацию представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Плановые периоды ввода в эксплуатацию первоочередных крупномасштабных проектов освоения газового потенциала

№ периода ввода в эксплуатацию	Начало разработки	Период льгот для обоих сценариев
Проект Крузенштернский		
I	2028	2028-2041 (14 лет)
II	2032	2032-2041 (10 лет)
III	2033	2033-2041 (9 лет)
Проект Ленинградский		
I	2030	2030-2041 (12 лет)
II	2037	2037-2041 (5 лет)
III	2038	2038-2041 (4 года)

*Источник:* составлено автором с учетом мнений, изложенных в [58,82]

Начало разработки спрогнозировано с учетом сложности и уникальности технико-технологического обеспечения процессов обустройства промысла и последующей добычи. Предполагается, что сроки подготовки к вводу в промышленную эксплуатацию месторождений ввиду

их исключительности могут увеличиться до 6 лет (проект «Крузенштернский») и 9 лет (проект «Ленинградский»). Существуют риски невыполнения технико-технологических заказов поставщиками и смежными организациями.

Одновременно с этим в таблице представлены сроки предоставления льгот по двум рассматриваемым сценариям ДНС (по НДС) и СРП (по роялти), определенные на основе действующего налогового законодательства (для ДНС) и распространенные по аналогии на роялти (для СРП).

Перед проведением экономических расчетов проведена оценка геологических рисков, результаты которой представлены в таблице 3.7. Учет рисков произведен на основе использования метода математического моделирования Монте-Карло, который применен к формуле расчета запасов газа объемным методом. В качестве исходных данных для моделирования использовались данные геологоразведочных работ, проведенных дочерней компанией ПАО «Газпром» на газоконденсатных месторождениях Крузенштернское и Ленинградское.

Таблица 3.7 – Результаты вероятностной оценки подтверждаемости извлекаемых запасов газа на Крузенштернском и Ленинградском газоконденсатных месторождениях, млрд м<sup>3</sup>

№ п/п	Месторождение	Вероятностная оценка запасов газа		
		P10	P50	P90
1	Крузенштернское	983,4	1201,6	1657,8
2	Ленинградское	1321,6	1754,0	2310,1

*Источник:* составлено автором

В дальнейших расчетах использована оценка запасов природного газа P50.

*Крупномасштабный проект Крузенштернский. Базовый сценарий.* Период проведения оценки экономической эффективности составляет 44 года. Сырьевой базой проекта является Крузенштернское газоконденсатное прибрежно-морское месторождение. Учитывая, что

прогнозные сроки ввода проекта в эксплуатацию различны, отличаются и льготные налоговые периоды. Показатели экономической эффективности реализации крупномасштабного проекта Крузенштернский в условиях ДНС приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Показатели экономической эффективности реализации крупномасштабного проекта Крузенштернский (Базовый сценарий)

Показатели	Единицы изм.	Период №I	Период №II	Период №III
Объем добычи природного газа (P50)	млрд м <sup>3</sup>	1201,6	1201,6	1201,6
Выручка	млрд руб.	7166	7166	7166
Расходы на транспорт продукции	млрд руб.	2266	2266	2266
Объем капитальных затрат	млрд руб.	515	515	515
Объем эксплуатационных затрат	млрд руб.	715	715	715
<b>Показатели геологической эффективности</b>				
Эффективность геологоразведочного бурения	тыс м <sup>3</sup> /м	491,6	491,6	491,6
<b>Показатели коммерческой эффективности (Инвестор)</b>				
Чистый доход	млрд руб.	1811	1637	1594
Чистый дисконтированный доход	млрд руб.	200	173	164
Срок окупаемости инвестиций	лет	7	7	7
Внутренняя норма доходности	%	27,6	26,7	26,3
Удельный ЧДД	руб./тыс м <sup>3</sup>	166,4	144,0	136,5
<b>Показатели бюджетной эффективности (Государство)</b>				
Таможенная пошлина	млрд руб.	983	1145	1185
НДПИ	млрд руб.	423	479	493
Налог на прибыль	млрд руб.	453	409	398
Доход государства	млрд руб.	1859	2033	2076
Дисконтированный доход государства	млрд руб.	249	298	313
Удельный дисконтированный доход государства	руб./тыс м <sup>3</sup>	207,2	248,0	260,5
<b>Соотношение коммерческого и бюджетного эффекта</b>				
Инвестор	%	44,47	36,78	34,37
Государство	%	55,53	63,22	65,63

Источник: составлено автором

Полученные результаты свидетельствуют об эффективности реализации проекта в условиях ДНС при условии запуска проекта в любой из планируемых периодов. Соотношение доходов инвестора и государства в натуральном и относительном измерении представлены графически на

рисунке 3.6 (а,б). При реализации проекта в режиме ДНС доход государства превышает доход инвестора.

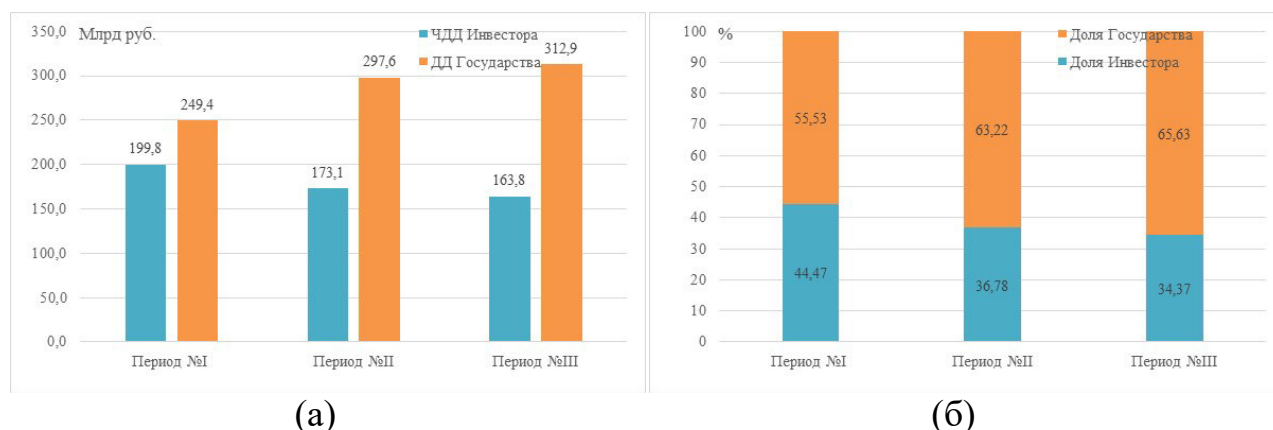


Рисунок 3.6 (а,б) – Соотношение ожидаемой коммерческой и бюджетной эффективности от реализации проекта Крузенштернский (ДНС)

Источник: составлено автором

*Крупномасштабный проект Крузенштернский. Альтернативный сценарий.* Результаты оценки коммерческой и бюджетной эффективности реализации крупномасштабного проекта Крузенштернский согласно альтернативному сценарию представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Показатели экономической эффективности реализации крупномасштабного проекта Крузенштернский (Альтернативный сценарий)

Показатели	Ед. изм.	Период №I	Период №II	Период №III
Объем добычи природного газа (P50)	млрд м <sup>3</sup>	1201,6	1201,6	1201,6
Выручка	млрд руб.	1201,6	1201,6	1201,6
Расходы на транспорт продукции	млрд руб.	7166	7166	7166
Объем капитальных затрат	млрд руб.	2266	2266	2266
Объем эксплуатационных затрат	млрд руб.	515	515	515
<i>Показатели геологической эффективности</i>				
Эффективность геологоразведочного бурения	тыс м <sup>3</sup> /м	491,6	491,6	491,6
<i>Показатели коммерческой эффективности (Инвестор)</i>				
Чистый доход	млрд руб.	2245	2172	2154
Чистый дисконтированный доход	млрд руб.	252	246	244
Срок окупаемости инвестиций	лет	5	5	6
Внутренняя норма доходности	%	35,5	34,5	34,0
Удельный ЧДД	руб./тыс м <sup>3</sup>	209,7	204,7	203,1
<i>Показатели бюджетной эффективности (Государство)</i>				



Показатели	Ед. изм.	Период №I	Период №II	Период №III
Роялти	млрд руб.	339	383	394
Налог на прибыль	млрд руб.	525	475	462
Прибыльная продукция	млрд руб.	492	572	593
Доход государства	млрд руб.	1355	1430	1449
Дисконтированный доход государства	млрд руб.	182	209	218
Уд. Диск. доход государства	руб./тыс м <sup>3</sup>	151,5	173,9	181,4
<i>Соотношение коммерческого и бюджетного эффекта</i>				
Инвестор	%	58,10	54,07	52,74
Государство	%	41,90	45,93	47,26

Источник: составлено автором

В условиях режима СРП реализация крупномасштабного проекта Крузенштернский является эффективной при условии его запуска в любом из планируемых периодов. При этом доход инвестора превышает доход государства (рисунок 3.7 (а,б)). Это связано с перераспределением изымаемых налогов. Для компании реализация проекта в условиях СРП является наиболее привлекательной по сравнению с реализацией проекта при ДНС.

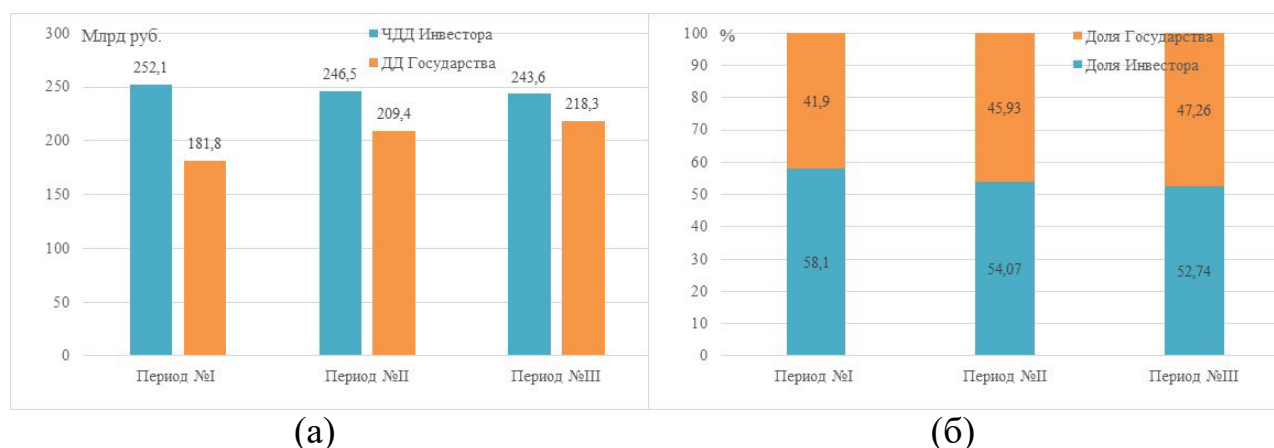


Рисунок 3.7 (а,б) – Соотношение ожидаемой коммерческой и бюджетной эффективности от реализации проекта Крузенштернский (СРП)

Источник: составлено автором

Сопоставление основных результирующих показателей коммерческой и бюджетной эффективности при реализации базового и альтернативного сценариев представлены в таблице 3.10. Согласно получившимся

результатам проект может быть реализован в любой из рассматриваемых периодов как в условиях ДНС, так и в условиях СРП. При этом, при реализации проекта в режиме СРП, государство недополучит в бюджет от 67,6 до 94,6 млрд руб. дисконтированных поступлений в зависимости от выбранного периода запуска проекта.

Таблица 3.10 – Сравнительный анализ показателей эффективности реализации крупномасштабного проекта Крузенштернский по рассматриваемым сценариям

Сценарий реализации	Период I		Период II		Период III	
	Эффективность		Эффективность		Эффективность	
	Инвестор	Бюджет	Инвестор	Бюджет	Инвестор	Бюджет
Базовый, млрд руб.	200	249	173	298	164	313
Альтернативный, млрд руб.	252	182	246	209	244	218

Источник: составлено автором

*Крупномасштабный проект Ленинградский. Базовый сценарий.* Период проведения оценки экономической эффективности составляет 45 лет. Основой сырьевой базы проекта является Ленинградское месторождение, относящееся к категории новых морских месторождений, льготный налоговый режим для которых предоставляется на 15 лет в период до 2042 года. Результаты расчета показателей эффективности проекта при условии его запуска в периоды №I, №II и №III приведены в таблице 3.11 [177].

Таблица 3.11 – Показатели экономической эффективности реализации крупномасштабного проекта Ленинградский (Базовый сценарий)

Показатели	Единицы измерения	Период №I	Период №II	Период №III
Объем добычи природного газа (P50)	млрд м <sup>3</sup>	1754	1754	1754
Выручка	млрд руб.	10567	10567	10567
Расходы на транспорт продукции	млрд руб.	3315	3315	3315
Объем капитальных затрат	млрд руб.	1555	1555	1555
Объем эксплуатационных затрат	млрд руб.	1254	1254	1254
<i>Показатели геологической эффективности</i>				
Эффективность геологоразведочного бурения	тыс м <sup>3</sup> /м	763,3	763,6	763,6

Показатели	Единицы измерения	Период №I	Период №II	Период №III
<i>Показатели коммерческой эффективности (Инвестор)</i>				
Чистый доход	млрд руб.	635	512	482
Чистый дисконтированный доход	млрд руб.	-91	-128	-183
Срок окупаемости инвестиций	лет	-	-	-
Внутренняя норма доходности	%	5,9	3,3	2,9
Удельный ЧДД	руб./тыс м <sup>3</sup>	-	-	-
<i>Показатели бюджетной эффективности (Государство)</i>				
Таможенная пошлина	млрд руб.	1762	2156	2184
НДПИ	млрд руб.	726	862	871
Налог на прибыль	млрд руб.	159	53	45
Доход государства	млрд руб.	2647	3070	3100
Дисконтированный доход государства	млрд руб.	217	224	245
Удельный дисконтированный доход	руб./тыс	123,7	127,7	139,7
<i>Соотношение коммерческого и бюджетного эффекта</i>				
Инвестор	%	-	-	-
Государство	%	-	-	-

*Источник:* составлено автором

Согласно получившимся результатам, реализация проекта в условиях ДНС является неэффективной для инвестора. При запуске проекта в различные периоды его окупаемость расчетами не подтверждается. Это связано с тем, что льготный период по НДПИ, обозначенный в налоговом кодексе, на сегодняшний день действует до 2041 года включительно. После указанного момента времени реализация проектов происходит в безльготном режиме. Поскольку запуск проекта запланирован на 2030, 2037 или 2038 годы и учитывая высокие капитальные затраты, ввод в эксплуатацию базового месторождения Ленинградское в действующих законодательно принятых налоговых условиях является не целесообразным.

*Крупномасштабный проект Ленинградский. Альтернативный сценарий.* Результаты оценки коммерческой и бюджетной эффективности реализации крупномасштабного проекта Ленинградский согласно альтернативному сценарию представлены в таблице 3.12 [177]. При условии реализации проекта в режиме СРП показатели коммерческой эффективности

являются привлекательными для инвестора. При этом, стоит отметить снижение, по сравнению с базовым сценарием, величины дисконтированного дохода государства, которое согласно расчетам может составить от 81,3 до 195 млрд руб. Соотношение доходов инвестора и государства в натуральном и относительном измерении представлены графически на рисунке 3.8 (а,б).

Таблица 3.12 – Показатели экономической эффективности реализации крупномасштабного проекта Ленинградский (Альтернативный сценарий)

Показатели	Единицы измерения	Период №I	Период №II	Период №III
Объем добычи природного газа (P50)	млрд м <sup>3</sup>	1754	1754	1754
Выручка	млн руб.	10567	10567	10567
Расходы на транспорт продукции	млн руб.	3315	3315	3315
Объем капитальных затрат	млн руб.	1555	1555	1555
Объем эксплуатационных затрат	млн руб.	1254	1254	1254
<i>Показатели геологической эффективности</i>				
Эффективность геологоразведочного бурения	тыс м <sup>3</sup> /м	763,3	763,6	763,6
<i>Показатели коммерческой эффективности (Инвестор)</i>				
Чистый доход	млн руб.	940	813	769
Чистый дисконтированный доход	млн руб.	125	112	106
Срок окупаемости инвестиций	лет	12	17	18
Внутренняя норма доходности	%	18,8	16,6	15,9
Удельный ЧДД	руб./тыс	71,3	63,9	60,4
<i>Показатели бюджетной эффективности (Государство)</i>				
Роялти	млн руб.	58	69	70
Налог на прибыль	млн руб.	184	62	53
Прибыльная продукция государства	млн руб.	881	1078	1092
Доход государства	млн руб.	1124	1208	1214
Дисконтированный доход государства	млн руб.	86	89	90
Удельный дисконтированный доход	руб./тыс	49,0	50,7	51,3
<i>Соотношение коммерческого и бюджетного эффекта</i>				
Инвестор	%	59,3	55,7	54,1
Государство	%	40,7	44,3	45,9

Источник: составлено автором

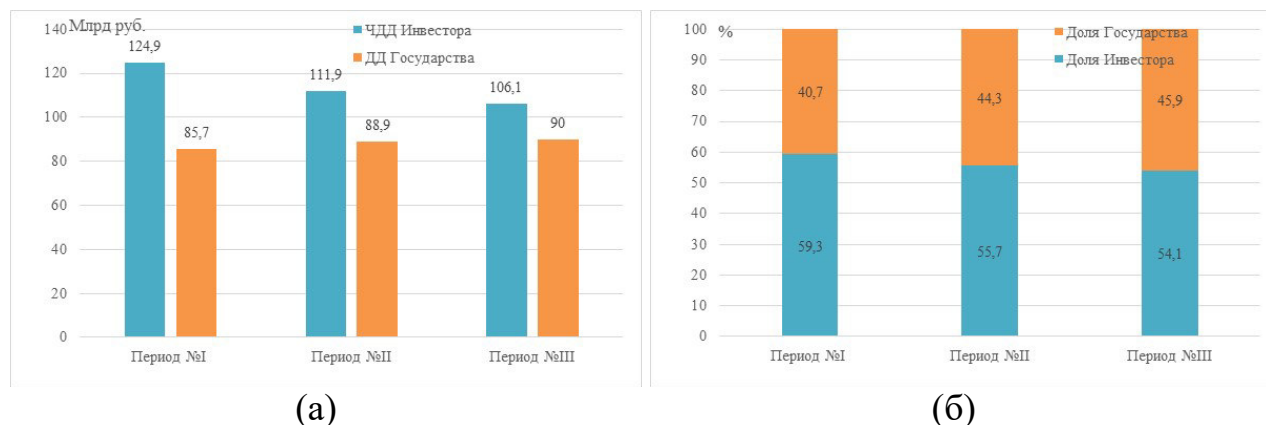


Рисунок 3.8 (а,б) – Соотношение ожидаемой коммерческой и бюджетной эффективности от реализации крупномасштабного проекта Ленинградский (СРП)

Источник: составлено автором

Сопоставление основных результирующих показателей экономической и бюджетной эффективности при реализации базового и альтернативного сценариев представлено в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Сопоставление сценариев реализации проекта Ленинградский

Сценарий реализации	Период I		Период II		Период III	
	Эффективность		Эффективность		Эффективность	
	Инвестор	Бюджет	Инвестор	Бюджет	Инвестор	Бюджет
Базовый, млрд руб.	-90,7	217,0	-128,4	223,6	-183,3	245,2
Альтернативный, млрд руб.	124,9	85,7	111,9	88,9	106,1	90,0

Источник: составлено автором

Как видно, при реализации базового сценария наблюдается отрицательная эффективность, что связано с более поздним сроком начала реализации проекта и в этом случае период действия налоговых льгот сокращается. Можно предположить, что период льготного налогообложения будет продлен и в этом случае можно будет выполнить переоценку проекта.

Полученные результаты оценки экономической эффективности реализации крупномасштабных проектов на Приямальском шельфе являются основой для формирования инвестиционной программы. Реализация крупномасштабного проекта Крузенштернский может быть осуществлена в условиях действующей налоговой системы, причем период начала запуска

проекта определяет разнонаправленность интересов инвестора и государства. В результате чего при запуске проекта в период №1 инвестор может получить наибольший коммерческий эффект, государство – наименьший из возможных бюджетных эффектов, при запуске проекта в период №3 – наоборот, бюджет получает наибольший эффект из возможных, инвестор – наименьший.

Реализация крупномасштабного проекта Ленинградский в условиях ДНС, согласно проведенным технико-экономическим расчетам, является не эффективной для инвестора при условии его ввода в эксплуатацию в любой из рассматриваемых периодов времени. При этом в случае его реализации в условиях СРП вне зависимости от рассматриваемых периодов запуска, проект обладает положительными коммерческим и бюджетным эффектами. Период ввода проекта в эксплуатацию разнонаправленно отражается на ожидаемых эффектах. Так, в случае старта проекта в период №1 бюджетный эффект будет наивысшим по сравнению с получившимися результатами оценки в случае запуска проекта в период №3.

Таким образом, учитывая комплексные интересы инвестора и государства, наиболее целесообразным для реализации представляется следующий вариант: крупномасштабный проект Крузенштернский предлагается реализовать в условиях ДНС, дата начала запуска – 2028 год. Ожидаемый коммерческий эффект составит 199,8 млрд руб., бюджетный – 249,4 млрд руб. Крупномасштабный проект Ленинградский предлагается к вводу в эксплуатацию в условиях режима СРП, датой начала запуска определен 2038 год. Ожидаемый коммерческий эффект составит 106,1 млрд руб., бюджетный – 90,0 млрд руб.

В соответствии с выбранными сценариями реализации крупномасштабных проектов добычи газа на Приямальском шельфе и учитывая характер первоочередных мероприятий, формирование и последующая реализация инвестиционной программы представляется в виде этапов, которые условно можно объединить в несколько групп:

геологоразведка, проектирование, НИОКР, обустройство, эксплуатация. Каждая из обозначенных групп мероприятий включает набор связанных между собой действий.

К геологоразведке относятся мероприятия, связанные с проведением работ, связанных с доизучением сырьевого потенциала базовых месторождений крупномасштабных проектов Крузенштернский и Ленинградский, а так же прогнозных объектов, входящих в их состав и содержащих природный газ и конденсат. На основе полученных данных предполагается произвести моделирование уточненной 3D-модели пластов месторождений с последующей разработкой детальной технологической схемы разработки.

Одновременно с этим следует реализовать мероприятия, связанные с проектированием промыслов и определением на этой основе первоочередного оборудования, которое будет необходимо для начала эксплуатации. Здесь же проектируются транспортно-логистические и перерабатывающие мощности. Утверждение проектных работ служит запуском производственного процесса для предприятий машиностроительной отрасли, продукция которых будет направлена на обеспечение промысла.

По окончании процесса проектирования планируется реализовать мероприятия, связанные с обустройством промысловой и транспортно-логистической инфраструктуры. Данный этап является наиболее капиталоемким. Для исключения срыва запланированных сроков к моменту начала реализации указанной группы мероприятий инвестор должен обладать необходимым объемом свободных финансовых средств.

Эксплуатационный этап предусматривает группу мероприятий, успешная реализация которых позволит производить эффективную эксплуатацию крупномасштабных проектов. Ожидаемые затраты и результаты реализации программы определены исходя из денежных потоков, рассчитанных при проведении оценки эффективности реализации

крупномасштабных проектов Крузенштернский и Ленинградский. Укрупненно, инвестиционная программа может быть представлена следующим образом – таблица 3.14. В графах напротив названий мероприятий представлена стоимость их реализации на начало периода.

Реализация крупномасштабных проектов добычи газа на Приямальском шельфе потребует от инвестора вложения финансовых средств в объеме 2064,6 млрд руб. в течение 18 лет, при условии начала реализации проектов с 2023 года, при этом практически 75% указанного объема инвестиций придется на период с 2028 по 2038 гг. Для привлечения указанного объема финансовых средств потребуются участие не только компании-недропользователя, но и финансовых организаций, механизмы взаимодействия с которыми должны быть определены уже на предпроектном этапе. В качестве финансовых учреждений могут выступать крупные отечественные банки и финансовые фонды.



Таблица 3.14 – Инвестиционная программа реализации крупномасштабных проектов добычи газа на Приямальском шельфе, млрд руб.

Мероприятия	Годы реализации проектов								
	2023	2028	2033	2038	2043	2048	2053	2058	2082
Этап 1 Геологоразведка									
Доразведка месторождений и прогнозных ресурсов	12,4	40,9	22,1	-	-	-	-	-	-
Моделирование процесса разработки	1,6	3,0	2,8	-	-	-	-	-	-
Этап 2 Проектный									
Проектирование сухопутной и морской инфраструктуры	5,9	24,3	18,8	-	-	-	-	-	-
Проектирование разработки базовых месторождений	2,4	30,7	40,1	-	-	-	-	-	-
Этап 3 НИОКР									
Постановка ТЗ предприятиям машиностроительного комплекса	62,1	239	319,8	-	-	-	-	-	-
Этап 4 Обустройство									
Обустройство промысла	-	159,7	174,1	229,8	-	-	-	-	-
Строительство объектов транспортно-логистической инфраструктуры	-	82,4	272,6	185,2	-	-	-	-	-
Строительство перерабатывающих мощностей	-	40,5	77,1	17,3	-	-	-	-	-
<b>Итого объем инвестиций</b>	<b>84,4</b>	<b>620,5</b>	<b>927,4</b>	<b>432,3</b>	-	-	-	-	-
Этап 5 Эксплуатация									
Добыча природного газа			64,4	184,4	223,8	241,8	219,3	199,9	836,3
Транспорт продукции до потребителя	-	-	339,8	566,3	1164,8	1204,3	1189	822,7	904,1
Ожидаемый эффект от реализации инвестиционной программы									
Инвестор	-	-	64,4	184,4	223,8	241,8	219,3	199,9	836,3
Государство	-	-	339,8	566,3	1064,3	1054,3	1039	713,2	804,1

Источник: составлено автором

### Выводы по третьей главе

1. В качестве первоочередных технических и организационно-экономических мероприятий, способствующих реализации крупномасштабных проектов добычи газа в Западной Арктике выступают: определение первоочередных с точки зрения технической доступности и экономической целесообразности объектов освоения; проектирование сухопутной и морской инфраструктуры для обеспечения промысла; постановка технических заданий предприятиям отечественного машиностроительного комплекса в области создания технических средств, предназначенных для снабжения и добычи с учетом их реальных возможностей; определение наиболее благоприятного фискального режима в качестве которого могут выступать ДНС или СРП.

2. В современных условиях развития научно-технического прогресса и технологий, а так же в соответствии с принципами цифровизации информации, для обеспечения технико-экономического мониторинга осуществления работ и дальнейшего прогнозирования реализации крупномасштабных высокотехнологических проектов требуется создание банка данных геолого-технической и экономической информации, обеспечивающего систематизацию подготовки и хранения исходных и текущих проектных данных.

3. Предложена концептуальная модель цифрового хранилища – банка данных геолого-технической и экономической информации, выступающего в качестве инструмента для обеспечения точности технико-экономических расчетов текущих и прогнозируемых параметров формирования и реализации комплексов газодобычи в Арктике.

4. Выполнена многовариантная оценка коммерческой и бюджетной эффективности промышленного освоения морского газового потенциала первоочередных объектов освоения, расположенных в пределах Западной Арктики, определены наиболее благоприятные сценарии ввода крупномасштабных проектов добычи газа в промышленный оборот.

5. На основе проведенной экономической оценки крупномасштабных проектов разработана инвестиционная программа их реализации, включающая весь период эксплуатации. Объем требуемых инвестиций определен в размере 2064,6 млрд руб.

6. Сформированы стратегические альтернативы развития промышленных комплексов газодобычи, в основу которых заложены различные сценарные условия фискального обложения и дифференцированы сроки начала ввода их в эксплуатацию. На этой основе разработана инвестиционная программа развития промышленных комплексов морской добычи газа в Арктике, включающая мероприятия организационно-экономического и технического характера и их стоимостную оценку.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам исследования были получены следующие научно-практические результаты:

1. Сопоставлены геолого-технические, инфраструктурные и социально-экономические условия, определяющие возможности и ограничения создания промышленных комплексов газодобычи на суше и море. Рассмотренные особенности являются факторами, которые целесообразно принимать во внимание при проектировании технико-технологических систем промышленного и инфраструктурного характера. Специфика арктической зоны хозяйствования оказывает серьезное влияние на капиталоемкость проектов, и, соответственно, на их экономические перспективы. Следует отметить, что уникальность морских проектов газодобычи определяет и эксклюзивность экономической оценки принятых управленческих решений. Кроме того, зачастую, можно говорить о необратимости стратегических управленческих решений в рамках создания промышленных комплексов газодобычи в Арктике. При этом необходимо понимать высокую степень ответственности бизнеса и государства перед арктическими экосистемами и социальным окружением. Тренды становления «зеленой» экономики снижают перспективы развития арктической добычи углеводородов.

2. Разработан концептуальный подход к экономическому развитию промышленных комплексов газодобычи, отражающий специфику задач в рамках экономического, социального, технологического, организационного и информационных блоков. Выделены базовые принципы, которые подчеркивают необходимость использования кластерных и организационно-информационных инструментов современной экономики, а также целесообразность учета степени вовлеченности заинтересованных сторон. Определены методы и инструменты перспективных задач экономического развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике.

3. Обобщены ключевые отраслевые угрозы и выявлены перспективы формирования промышленных комплексов газодобычи в Арктике, требующие детализации экономики проектов. Представляется целесообразным использовать методы вероятностной оценки подтверждаемости запасов и детализировать геолого-экономическую оценку с учетом вероятностных факторов. Отсутствие надежной исторически проверенной информационно-нормативной и аналитической базы увеличивает риски инвестиционных решений, поскольку снижается достоверность прогнозной оценки капитальных и эксплуатационных затрат. При проектировании промышленных систем газодобычи важно использовать сценарный подход, позволяющий формировать различные альтернативы в зависимости от действия различных рыночных или институциональных факторов. Использование гражданско-правового режима недропользования – соглашение о разделе продукции (СРП), увеличивает возможность привлечения западных инвесторов к реализации программ и проектов промышленных комплексов газодобычи.

4. Выявлены глобальные тренды мировой энергетики и определены перспективы экономического развития промышленных комплексов газодобычи на основе подходов устойчивого развития. Такие тренды как пандемийная и постпандемийная действительность развития экономики и энергетики, усиление конкурентной борьбы на традиционных рынках углеводородных ресурсов, изменение климата, декарбонизация мировой экономики, растущие требования к экологической безопасности недропользования в Арктике, технологическая трансформация и цифровизация нефтегазового комплекса формируют комплекс новых задач газового бизнеса. На основе выявленных трендов обоснованы целевые ориентиры и предложены индикаторы, оценивающие эффективность экономического развития газового комплекса с использованием инвестиционных, отраслевых макроэкономических, геологических, технологических, социальных и эколого-климатических критериев.

5. Предложена концептуальная модель цифрового хранилища – банка данных геолого-технической и экономической информации, выступающего в качестве инструмента для обеспечения точности технико-экономических расчетов текущих и прогнозируемых параметров формирования и реализации промышленных комплексов газодобычи в Арктике. В разделах банка данных дополнительно предусматривается наличие геологических и гидродинамических моделей газовых месторождений, необходимых для проектирования его разработки. Кроме того, присутствует целый набор специфических для морских условий разделов, таких как природно-климатические условия, особенности обустройства, включая надводные и подводные гидротехнические сооружения, оценка рисков, а также комплекс экономических показателей, учитывающих отличительные черты освоения морских месторождений.

6. Предложена этапность определения показателей эффективности реализации комплекса мероприятий по развитию морской газодобычи и обоснован алгоритм их расчета. Сформированы стратегические альтернативы развития промышленного комплекса газодобычи, в основу которых заложены различные сценарные условия фискального обложения и дифференцированы сроки начала ввода их в эксплуатацию. Предлагается использовать специальный льготный режим налогообложения, реализуемый в границах действующей налоговой системы и механизм, основанный на реализации соглашения о разделе продукции. Разработана инвестиционная программа развития ряда крупных морских проектов в Западной Арктике, включающая мероприятия организационно-экономического и технического характера и их стоимостную оценку.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Агарков, С. А. Новая индустриализация как фактор устойчивого экономического развития АЗРФ / С. А. Агарков, Е. В. Никора // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2021. – № 1(71). – С. 98-115. – DOI 10.37614/2220-802X.1.2021.71.008.
2. Агарков С.А. Формирование инфраструктуры нефтегазового комплекса Арктики / В.Ф. Богачев, Н.П. Веретенников, С.А. Агарков и др.// Монография. Санкт-Петербург. Издательство "Инфо-да". - 2018. - 244 с.
3. Ампилов Ю.П. Главные вопросы освоения Арктики / Ю.П. Ампилов, В.И. Старостин // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. - №4(100). - 2020. - С.158-163.
4. Ампилов, Ю. П. Освоение недр Российской Арктики: углеводороды новые тренды? / Ю. П. Ампилов // Энергетическая политика. – 2019. – № 3(141). – С. 42-53.
5. Ампилов, Ю. П. Перспективы развития энергетики в российской Арктике и энергетические тренды / Ю. П. Ампилов // Арктические ведомости. – 2020. – № 1(29). – С. 78-87.
6. Ампилов Ю.П. Проблемы освоения минерально-сырьевых ресурсов территории и континентального шельфа Арктики / Ю.И. Важенин, Г.И. Орденов, Ю.П. Ампилов, Б.В. Хахимов // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. - №4-5(173). - 2020. - С.43-47.
7. Ампилов Ю.П. Экономика организаций топливно-энергетического комплекса / Ю.П. Ампилов, Л.Г. Ахметшина, С.А. Горина // Учебное пособие. Издательско-торговая корпорация "Дашков и К" (Москва). - 2020. - 578 с.
8. Аналитический бюллетень «Нефтегазодобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность: тенденции и прогнозы». Выпуск №41. Итоги 2020 года – URL: <https://riarating.ru/images/63019/52/630195265.pdf> (дата обращения: 20.10.2021).

9. Андреев А.Ф. Нефтегазовый комплекс: современное состояние, проблемы и перспективы развития / А.Ф. Андреев, С.Е. Анисимова, Г.Н. Булискерия Г.Н и др. // Монография. Издательство: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (Москва). - 2020. - 457 с.

10. Андреев А.Ф. Риски нефтегазовых проектов на разных стадиях процесса изучения и освоения ресурсов углеводородов / А.Ф. Андреев, А.А. Каламкарлова, Е.В. Бурыкина // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - №4(184). - 2020. - С.16-19.

11. Андреев, А. Ф. Риски нефтегазовых проектов на разных стадиях процесса изучения и освоения ресурсов углеводородов / А. Ф. Андреев, А. А. Каламкарлова, Е. В. Бурыкина // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 4(184). – С. 16-19. – DOI 10.33285/1999-6942-2020-4(184)-16-19.

12. Арбатов А.Г. Международно-политические условия развития Арктической зоны Российской Федерации /А.Г. Арбатов, В.З. Дворкин, А.В. Загорский, С.К. Ознобищев, Д.А. Данилов, Н.М. Антюшина// Монография. Москва. Издательство ООО "Издательство МАГИСТР". - 2016 г. - 304 с.

13. Арктика в современной системе международных отношений и национальные интересы России / Е. С. Хотькова, Ю. Н. Глущенко, Т. Б. Аничкина [и др.] // Проблемы национальной стратегии. – 2014. – № 5(26). – С. 9-43.

14. Арктические стратегии: энергетика, безопасность, экология и климат. Фонд СКОЛКОВО, 2020 – URL: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_RU\\_Arctic\\_Voll1.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_RU_Arctic_Voll1.pdf). (дата обращения 02.12.2020).

15. Балукова, В. А. Устойчивое развитие нефтегазовых компаний как залог стабильности российской экономики / В. А. Балукова, В. И. Песля, А.



А. Порядина // Экономика и предпринимательство. – 2019. – № 6(107). – С. 145-151.

16. Богоявленский В.И. Арктика и Мировой океан: современное состояние, перспективы и проблемы освоения ресурсов углеводородов / В.И. Богоявленский // Научные труды Вольного экономического общества России. – № 3/2014. – С. 12 – 18.

17. Богоявленский В.И. Стратегия, технологии и технические средства поиска, разведки и разработки морских месторождений в Арктике / В.И. Богоявленский, И.В. Богоявленский // Вестник МГТУ. – Том 17, № 3. – 2014. – С. 437 – 451.

18. Бояринов, А. Ю. Перспективы освоения арктического шельфа / А. Ю. Бояринов, О. В. Литвинова // Международный научно-исследовательский журнал. – 2021. – № 2-2(104). – С. 19-22. – DOI 10.23670/IRJ.2021.103.2.034.

19. Брехунцов А.М. Экологические аспекты освоения природно-ресурсного потенциала российской Арктики / А.М. Брехунцов, Ю.В. Петров, О.А. Прыкова // Арктика: экология и экономика. - 2020. - №3. - (39). - С. 34–47. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-3-34-47.

20. Буньковский Д.В. Развитие предприятий нефтегазовой промышленности: перспективы импортозамещения. Экономика и управление: проблемы, решения. – 2020. – Т. 1. – № 10 (106). – С. 80-86.

21. Буренина И.В. Цепочка создания стоимости газовых компаний в условиях вертикальной интеграции на примере сегмента добычи / И. В. Буренина, Г. Т. Сиргалина // Вестник экономики и менеджмента. – 2019. – № 1. – С. 4-7.

22. Бушуев В.В. Энергетика России. Монография. Издательство: ООО "Издательско-аналитический центр Энергия" (Москва). - 2021. - 428 с.

23. Ветрова Е.Н. Оптимизация управления как часть стратегии развития промышленных предприятий в новых социально-экономических условиях на примере ПАО НК "Роснефть" / Д.Ю. Игнатова, Т.М. Гвилия, В.В. Наволокина, Е.Н. Ветрова // Коллективная монография. Под редакцией

О.Н. Кораблевой [и др.]. Издательство: Центр научно-информационных технологий "Астерион". Санкт-Петербург. - 2021. - С.650-656.

24. Ветрова Е.Н. Проблемы оценки эффективности предприятий судостроительного комплекса современной России. Сборник тезисов по итогам Межвузовской научно-практической конференции по результатам научно-исследовательской и проектной работы студентов с международным участием. Под редакцией А.Е. Карлика. Санкт-Петербург. - 2021.

25. Герт А.А. Совершенствование методики геолого-экономической оценки перспективных и прогнозных ресурсов углеводородного сырья / А.А. Герт, В.И. Порожун, О.Г. Немова и др. // Геология нефти и газа. - №2. - 2013. - С.69-79.

26. Герт А.А. Сравнительная оценка российских и зарубежных систем налогообложения для новых нефтяных месторождений / А.А. Герт, О.Г. Немова, К.Н. Кузьмина // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. - №1(164). - 2019. - С.54-60.

27. Гошовский С.В. Газогидратные залежи: формирование, разведка и освоение. / С.В. Гошовский, А.В. Зурьян // ГПИМО.- 2017. - №4 (50). – С.65-78.

28. Григорьев Г.А. Геолого-экономическая оценка как основа формирования стратегии воспроизводства запасов и развития добычи нефти и газа в России / Г.А. Григорьев. - Санкт-Петербург: «Реноме», 2014. - 344 с.

29. Григорьев Г.А. Перспективы освоения углеводородных ресурсов российского арктического шельфа - стратегическая пауза неизбежна. Минеральные ресурсы: экономика и управление. - №2(165). - 2019. - С.37-45.

30. Дианова, Я. Новая промышленная политика в Российской Федерации / Я. Дианова // Нефть, газ и право. – 2015. – № 1(121). – С. 13-18.

31. Евсева О.О. Развитие методов оценки устойчивости крупномасштабных проектов по производству сжиженного природного газа // Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. – 2021.

32. Жаров В.С. Особенности структурно-инвестиционной и инновационной промышленной политики в регионах Севера и Арктики / В.С. Жаров, Н.В. Жаров // Друкеровский вестник. - №2. - 2021. - С.268-276.

33. Жаров В.С. Формирование механизма управления устойчивым развитием промышленности регионов Арктики. Сборник тезисов докладов участников международной конференции. Ответственный редактор Т.Ю. Сорокина; Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова. - 2020.

34. Жуков О.В. Анализ экономических и организационно-технических проблем при формировании газодобывающих промышленных комплексов в Арктике. Материалы VI международной научно-практической интернет-конференции: в 2 ч. "Проблемы экономического роста и устойчивого развития территорий". Вологда. - 2021.

35. Жуков О.В. Глобальные тренды и целевые индикаторы экономического развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике // Север и рынок. - 2021. - №4.

36. Жуков О.В. Освоение недр Арктики: от нефти и газа к полезным ископаемым для нового технологического уклада. / Ю.П. Ампилов, О.В. Жуков // Региональная энергетика и энергоснабжение. - 2018. - №1.

37. Жуков О.В. Освоение недр Арктики: уточнение концепции или смена приоритетов? / О.В. Жуков, Ю.П. Ампилов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2018. - №1.

38. Жуков О.В. Оценка рисков проектов освоения месторождения арктического шельфа с учетом ущерба от возникновения аварийных и катастрофических последствий. Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2013. - №5.

39. Жуков О.В. Оценка рисков проектов разработки нефтяных и газовых месторождений с учетом безопасности осуществления технологических процессов / О.В. Жуков, В.Д. Зубарева, А.С. Саркисов // Нефть, газ и бизнес. - 2012. - №12.

40. Жуков О.В. Показатели эффективности управления рисками нефтегазовых проектов. Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2013. - №4.

41. Жуков О.В. Потенциальные эффекты развития промышленного комплекса морской газодобычи в Арктике//Север и рынок: формирование экономического порядка. - 2020. - №1.

42. Жуков О.В. Промыслово-технологические и финансово-экономические проблемы освоения углеводородных ресурсов Арктического шельфа России. / Г.А. Григорьев, С.М. Маммадов, О.В. Жуков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2018. - №1.

43. Жуков О.В. Структура модели цифрового хранилища данных геолого-экономической информации. Экономика и предпринимательство. - 2021. - №4(129).

44. Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. N 2395-1 «О недрах» - URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_343/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/) (дата обращения 04.07.2021).

45. Иванова М. В. Оценка возможности развития арктических коммуникаций в акватории Северного морского пути. Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2021. – № 2(72). – С. 35-45. – DOI 10.37614/2220-802X.2.2021.72.003.

46. Ильинский А.А. Системный анализ проблем и приоритетов технологического развития горнодобывающего комплекса Арктики / А.А. Ильинский, М.А. Багаева, В.Д. Мелехин // Российский экономический интернет-журнал. - №1. - 2021.

47. Ильинский А.А. Перспективы развития инфраструктуры центров добычи минерального сырья в Арктической зоне при различных методах финансирования / Г.В. Матвеев, А.А. Ильинский // Неделя науки СПбПУ. Материалы научной конференции с международным участием. Лучшие доклады. - 2018.

48. Калист Л.В. Экономическая оценка углеводородной сырьевой базы акваторий морей России / Л.В. Калист // Диссертация на соискание степени кандидата экономических наук. – 2009. – 183 с.

49. Кобылкин Д.Н. Ресурсы арктического шельфа – это наш стратегический запас. Энергетическая политика, ноябрь 2019 – URL: <https://energypolicy.ru/resursy-arkticheskogo-shelfa-eto-nash/business/2019/22/14/> (дата обращения 13.12.2020).

50. Карлик А.Е. Специфика рисков организаций производственной инфраструктуры газовой промышленности. / А.Е. Карлик, Ю.А. Митина // Экономические науки. - 2021 г. - №194. – С. 92-95.

51. Козьменко С.Ю. Глобальные и региональные факторы промышленного освоения углеводородов континентального шельфа Арктики / С.Ю. Козьменко, А.Н. Савельев, А.Б. Тесля // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. - №3(117). - 2019. - С.65-73.

52. Козьменко С.Ю. Региональные факторы экономического развития морских коммуникаций в Арктике. Морской сборник. - №6. - 2020. - с. 66-70.

53. Козьменко С.Ю. Экологические и техногенные риски освоения энергетических ресурсов в Арктике / В.П. Семенов, С.Ю. Козьменко, А.Н. Савельев, А.А. Щеголькова // Качество. Инновации. Образование. - №5(163). - 2019. - С. 81-85.

54. Корчак Е.А. Арктическая зона России: социальный портрет регионов / Инт. экон. проблем Кольского науч. центра РАН. Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН. - 2017. - 101 с.

55. Крайнова Э.А. Зоны национальных интересов нефтегазовых компаний в Арктике и их привлекательность / Э.А. Крайнова, А.Д. Лайпанова // Инновации и инвестиции. - №3. - 2018. - С. 178-186.

56. Крайнова Э.А. Ключевой вектор социально-экономического развития российских Арктических зон / Э.А. Крайнова, А.Д. Лайпанова //

Вестник РГУ. Серия: Экономика. Управление. Право. - №1. - 2020. - С.97-109.

57. Крайнова Э.А. Перспективные направления промышленной политики при освоении морских нефтегазовых месторождений Арктики. Реструктуризация экономики России и промышленная политика. Труды научно-практической конференции с зарубежным участием. Под редакцией А.В. Бабкина. - 2015.

58. Краснов О.С. Арктический нефтегазовый шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса / В.И. Назаров, О.С. Краснов, Л.В. Медведева // Энергетическая политика. - №7(161). - 2021. - С.70-85.

59. Ларичкин Ф.Д. Основные термины и понятия экономики комплексного освоения ресурсов недр / Ф.Д. Ларичкин, В.Д. Новосельцева, А.Е. Череповицын, Л.И. Гончарова // Рациональное освоение недр. - №6. - 2019. - с.12-20.

60. Ларичкин Ф.Д. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике / А.М. Фадеев А.М, А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин // Монография. Издательство: Кольский научный центр Российской академии наук (Апатиты). - 2019. - 289 с.

61. Ларичкин Ф.Д. Формирование концепции рационального природопользования на арктических территориях, способствующей их устойчивому промышленному и социально-экономическому развитию / А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин, А.А. Ильинова, В.М. Соловьева // Вопросы территориального развития. - №5(45). - 2018.

62. Ларичкин Ф.Д. Экономические перспективы развития производства сжиженного природного газа. / А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин, А.Г. Воробьев, А. Иброхим // Горный журнал. - №2. - 2018. - с.59-64.

63. Лексин В.Н. Социально-экономические приоритеты устойчивого развития арктического макрорегиона России / В.Н. Лексин, Б.Н. Порфирьев //

Экономика региона. - 2017. - Т.13. - №4. - С. 985–1004. DOI: 10.17059/2017-4-2.

64. Маммадов С.М., Холодилов В.А., Жуков О.В., Баюро К.А. Организационно-экономический механизм повышения эффективности геологоразведки при формировании газодобывающего комплекса в условиях арктического шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2020. - Т.15. - №1. - URL: [http://www.ngtp.ru/rub/2020/8\\_2020.html](http://www.ngtp.ru/rub/2020/8_2020.html).

65. Меткин Д.М. Оценка и управление санкционными рисками при реализации морских проектов добычи УВ / Д.М. Меткин, К.А. Макарская, К.А. Макарская // Наукосфера. - №1-1. - 2021. - С.233-236.

66. Меткин Д.М. Проблемы развития технической базы российской нефтегазовой геофизики / Д.М. Меткин, Л.В. Медведева, В.И. Назаров // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. - №2(171). - 2020. - С.39-48.

67. Миловидов К.Н. Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт / О. Б. Брагинский, К. Н. Миловидов // Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. - 2018. – 423 с.

68. Министерство энергетики РФ, официальный сайт – URL: <https://minenergo.gov.ru> (дата обращения: 21.11.2020).

69. Назаров В.И. Концепция методики геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа. Нефтегазовая геология. Теория и практика. - Т.12. - №1. - 5 с.

70. Назаров В.И. Опыт количественной оценки факторов, определяющих эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ / В.И. Назаров, Л.В. Медведева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - Т.13. - №3. - 2018 г. - 4 с.

71. Назаров В.И. Проблемы организации и проведения геолого-экономического аудита не востребуемых запасов и ресурсов нефти и газа /

О.С. Краснов, В.И. Назаров // Нефтеазовая геология. Теория и практика. - Т.11. - №3. - 2016. - 7 с.

72. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) 5 августа 2000 года N 117-ФЗ – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_28165/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/) (дата обращения: 03.09.2021).

73. ЕК: Цена на газ в Европе выросла в 13 раз, Нефтегазовая вертикаль – URL: [http://www.ngv.ru/news/ek\\_tsena\\_na\\_gaz\\_v\\_evrope\\_vyroslo\\_v\\_13\\_raz\\_/?sphrase\\_id=3586987](http://www.ngv.ru/news/ek_tsena_na_gaz_v_evrope_vyroslo_v_13_raz_/?sphrase_id=3586987) (дата обращения: 27.10.2021).

74. Никитин П.Б. Оценка эффективности инвестиций в освоение месторождений газа на шельфе РФ в современных экономических условиях / П.Б. Никитин, П.П. Никитин, И.А. Зюзина // Минеральные ресурсы России: экономика и управление. - №2. - 2013. - С.11-17.

75. Официальный сайт Единой информационной системы в сфере закупок – URL: <https://zakupki.gov.ru/epz/main/public/home.html> (дата обращения: 20.01.2022).

76. ПАО «Газпром», официальный сайт – URL: <http://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 25.12.2021).

77. Петров И.В. Потенциал промышленного развития Российской Арктики / И. В. Петров, Х. П. Харчилава, Д. Ю. Башков // Самоуправление. – 2020. – Т. 2. – № 1(118). – С. 313-317.

78. Пленкина В.В. Обоснование комплексного подхода к управлению освоением месторождений арктического шельфа / В.В. Пленкина, И.В. Осиновская, А.Х. Мамаева // Общество: политика, экономика, право. – 2021. – № 5(94). – С. 41-46. – DOI 10.24158/per.2021.5.7.

79. Приказ Минпромторга России от 30.06.2021 N 2362 «Об утверждении Плана мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации на период до 2024



года» – URL:<http://www.consultant.ru/law/hotdocs/70328.html/> (дата обращения: 15.10.2021).

80. Подводные добычные комплексы: как перспективный тренд в освоении арктических месторождений и некоторые вопросы их электроснабжения / Ю. В. Косарева, В. В. Бесхижко, С. В. Симакова, А. А. Чесноков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 11(95). – С. 26-34.

81. Постановление Правительства РФ от 30 марта 2021 г. № 484 Об утверждении Государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» – URL: <http://static.government.ru/media/files/bIT1JDkAw1JWhBgHy1SAZIkBRlNmT3pG.pdf> (дата обращения: 10.09.2021).

82. Прищепа О.М. Прогноз и перспективы освоения газового потенциала акваторий Карского и Баренцева морей в первой половине текущего столетия / В.А. Холодилов, А.С. Оганов, О.М. Прищепа, И.А. Зинченко // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. - №2. - 2021. - С.42-48.

83. Прищепа О.М. Углеводородный потенциал Арктической зоны России и перспективы его освоения / О.М. Прищепа, Д.М. Меткин, И.С. Боровиков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - №3(166). - 2019. - С.14-28.

84. Разманова С.В. От импортозамещения в нефтегазовом машиностроении к локализации технологий в нефтесервисе / С.В. Разманова, О.В. Андрухова // Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера: вестник научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования сыктывкарского государственного университета. - №1. - 2019. - С.124-135.

85. Разманова С.В. Арктический кластер СПГ: новые возможности или новые угрозы? / С.В. Разманова, А.Н. Стеблянская // Север и Арктика в новой парадигме мирового развития. Лузинские чтения. - 2020.

86. Разманова С.В. О критериях оценки технологий в отечественном нефтесервисе / О.В. Андрухова, С.В. Разманова // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. Материалы X Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. Под редакцией Н.Н. Савельевой, Е.А. Исуповой. - 2020.

87. Разманова С.В. Обоснование стратегических приоритетов социально-экономического развития Северного региона / Т.С. Крестовских, С.В. Разманова // Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера: вестник научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования Сыктывкарского государственного университета. - №1. - 2021. - С.31-40.

88. Разманова С.В. Основы оценки экономической эффективности доработки нефтегазоконденсатных месторождений / Е.В. Костоломов, С.В. Разманова // Управление устойчивым развитием топливно-энергетического комплекса. Материалы I Всероссийской научно-практической конференции. Ухта. - 2021.

89. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики / О. Аксютин, А. Ишков, К. Романов, Р. Тетеревлев // Энергетическая политика. 2021. № 3 (157). С. 6–19. DOI: 10.46920/2409-5516\_2021\_3157\_6.

90. Системы транспорта углеводородов в Арктике, РСМД – URL: <https://russiancouncil.ru/arctic-petroleum-transport> (дата обращения: 19.05.2021).

91. СКОЛКОВО. Коронакризис. Влияние COVID-19 на ТЭК в мире и в России – URL: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_COVID19\\_and\\_Energy\\_sector\\_RU.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_COVID19_and_Energy_sector_RU.pdf) (дата обращения: 02.11.2021).

92. Составлено по материалам отчета о выполнении экспертно-аналитической работы «Экспертно-аналитические работы, направленные на изучение современного состояния отечественных достижений в области

проведения геолого-геофизических работ на углеводородное сырье и разработку предложений по их использованию» шифр 18-11-Р/02, Санкт-Петербург, АО «ВНИГРИ». - 2019. - книга 1. - 380 с.

93. Составлено по материалам отчета о научно-исследовательской работе «Анализ возможностей предприятий нефтегазового машиностроения в выполнении программ импортозамещения оборудования, согласно потребностям нефтегазовых компаний, в краткосрочной, среднесрочной, долгосрочной перспективе» Москва, АНО «ИПЕМ». - 2015. – 112 с.

94. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Арктической зоны РФ на 15.03.2021 г. Справка подготовлена ФГБУ «ВСЕГЕИ» в рамках выполнения Государственного задания Федерального агентства по недропользованию от 14.01.2021 г. № 049-00016-21-00.

95. Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года [утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. № 207-р] – URL: <http://static.government.ru/media/files/UVA1qUtT08o60RktoOX122JjAe7irNxc.pdf> (дата обращения: 10.09.2021).

96. Тараканов, М.А. Проект «Ямал СПГ»: комплексный подход к освоению нового района в Арктике / М.А. Тараканов // Развитие Севера и Арктики: проблемы и перспективы: материалы межрегиональной научно-практической конференции. – Апатиты: Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук, 2012. – С.49-50.

97. Телегина Е.А. Перспективы реализации нефтегазовых проектов при сопряжении проекта экономического пояса шелкового пути и ЕАЭС / Е.А. Телегина, Г.О. Халова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - №9 (201). - 2021. - С.41-45.

98. Телегина Е.А. Трансформация газовых рынков: глобализация и конкуренция / Е.А. Телегина, Л.А. Студеникина, Д.О. Тыртышова // Энергетическая политика. - №1 (143). - 2020. - С.60-69.

99. Телегина Е.А. Факторы дезинтеграции нефтегазового бизнеса: оценка и моделирование / Е.А. Телегина, Д.А. Чапайкин // Газовая промышленность. - №7(787). - 2019. - С. 110-117.

100. Указ Президента РФ от 5 марта 2020 г. N 164 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» - URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/73606526/> (дата обращения: 13.07.2021).

101. Фадеев А.М. Инновационные факторы в освоении Арктического шельфа и проблемы импортозамещения / А.Н. Виноградов, Е.С. Горячевская, А.А. Козлов, А.М. Фадеев, В.А. Цукерман // Монография. Кольский научный центр Российской академии наук (Апатиты). - 2019. - 80 с.

102. Фадеев А.М. Обеспечение производства в Арктике: стратегический взгляд. Стратегирование: теория и практика. - №1. - 2021. - С.15-27.

103. Фадеев А.М. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике в современных макроэкономических условиях. Теория и практика стратегирования. Тезисы докладов участников III Международной научно-практической конференции. Сер. "Экономическая и финансовая стратегия" Под научной редакцией В.Л. Квинта. - 2020.

104. Федеральный закон «О соглашениях о разделе продукции» от 30.12.1995 N 225-ФЗ [одобрен Советом Федерации 19 декабря 1995 года] – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_8816/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_8816/) (дата обращения: 15.04.2021).

105. Федеральный закон «О стратегическом планировании в Российской Федерации» от 28.06.2014 N 172-ФЗ [одобрен Советом Федерации 25 июня 2014 года] – URL:

[http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_164841/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_164841/) (дата обращения: 15.04.2021).

106. Федеральный закон "О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации" от 18.03.2020 N 65 [одобрен Советом Федерации 11 марта 2020 года] – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_347932/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_347932/) (дата обращения: 15.04.2021).

107. Федеральный Закон от 31.12.2014 № 488 «О промышленной политике в Российской Федерации [одобрен Советом Федерации 25 декабря 2014 года] – URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_173119/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_173119/) (дата обращения: 15.04.2021).

108. Федосеев С.В. Анализ специфики организации проектов малотоннажного производства СПГ / П.С. Цветков, С.В. Федосеев // Записки Горного института. - Т.246. - 2020. - С.678-686.

109. Федосеев С.В. Оценка приоритетности разработки месторождений российской Арктики как инструмент эффективного природопользования в современных макроэкономических условиях / А.М. Фадеев, А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин, С.В. Федосеев // Энергетическая политика. - №4. - 2018. - С.34-47.

110. Федосеев С.В. Устойчивое развитие и повышение конкурентоспособности промышленности в Баренцевом Евро-Арктическом регионе / Д.О. Скобелев, С.В. Федосеев // Север и рынок: формирование экономического порядка. - №2(72). - 2021. - С. 7-19.

111. Филимонова И.В. Влияние институциональных преобразований на повышение эффективности нефтегазовых проектов Арктики / А.В. Комарова, И.В. Филимонова // Интерэкспо. Гео-Сибирь. - Т.3. - №1. - 2020. - С.96-103.

112. Филимонова И.В. Инструменты государственного налогового регулирования недропользования, направленные на повышение эффективности работы нефтегазового комплекса России / И.В. Филимонова,

А.В. Комарова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Материалы XVI международной конференции. Новосибирск. - 2020.

113. Филимонова И.В. Механизмы и направления повышения уровня инновационного развития нефтегазового комплекса России. Интерэкспо ГЕО-Сибирь. - Т.2. - №4. - 2021. - С.342-347.

114. Филимонова И.В. Нефтегазовый комплекс России - 2020 / И.В. Филимонова, В.Ю. Немов, И.В. Проворная // Научно-аналитическое издание: в 4 частях: часть 2. Газовая промышленность – 2020: долгосрочные тенденции и современное состояние. Новосибирск. - 2021. - 58 с.

115. Филимонова И.В. Пространственная организация системы коммуникаций арктического минерально-сырьевого центра / И.В. Филимонова, Е.А. Земнухова // Экономические науки. - №200. - 2021. - С.131-138.

116. Филимонова И.В. Развитие теории и методологии геолого-экономической оценки ресурсов углеводородов / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, И.В. Проворная, Д.С. Юва // Вестник Томского государственного университета. Экономика. - №43. - 2018. - С.5-20.

117. Череповицын А.Е. Анализ сырьевого углеводородного потенциала российской Арктики / А.Е. Череповицын, В.М. Соловьева // Наукосфера. - №11-2. - 2020. - С.257-261.

118. Череповицын А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е. Череповицын, С.А. Липина, О.О. Евсеева // Записки Горного института. - Т.232. - 2018. - С.438-444.

119. Череповицын А.Е. Критический анализ методических подходов к оценке устойчивости арктических нефтегазовых проектов / А.Е. Череповицын, П.С. Цветков, О.О. Евсеева // Записки Горного института. - Т.249. - №3. - 2021. - С.463-478.

120. Череповицын А.Е. Перспективы развития инноваций в рамках освоения нефтегазовых месторождений Арктического региона / Н.А. Третьяков, А.Е. Череповицын // Наукосфера. - №1-2. - 2021. - С.189-194.

121. Череповицын А.Е. Перспективы реализации арктических шельфовых проектов в условиях постпандемии / А.Е. Череповицын, В.М. Соловьева // Наукосфера. - №1-1. - 2021. - С.251-255.

122. Череповицын А.Е. Устойчивое развитие нефтегазового комплекса России: роль арктических проектов / А.Е. Череповицын, Е.Г. Рутенко // Экономика и предпринимательство. - №5(130). - 2021. - С.443-447.

123. Череповицын, А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е. Череповицын, С.А. Липина, О.О. Евсеева // Записки горного института. – 2018. – Том 232. – С. 438-444. 25.

124. Чвилева, Т. А. Факторы, сдерживающие реализацию углеводородных проектов в Российской Арктике / Т. А. Чвилева // Оригинальные исследования. – 2019. – Т. 9. – № 12. – С. 127-131.

125. Шарф И.В. Государственно-частное партнерство при освоении газогидратов / И.В. Шарф, В.А. Малетин // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. - 2017.

126. Шарф И.В. Методологические подходы к оценке эффективности воспроизводства запасов углеводородов. Фундаментальные исследования. - №2. - 2019. - С.43-48.

127. Шарф И.В. Оценка эффективности воспроизводства запасов углеводородов в региональном разрезе / И.В. Шарф, А.А. Михальчук, И.В. Филимонова // Горный журнал. - №9. - 2020. - С.88-93.

128. Шарф И.В. Современные тенденции в формировании и распределении нефтегазовых доходов в бюджетных системах разных странах

/ И.В. Шарф, М.Р. Цибулькинова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. - Т.2. - 2018. - С.144-152

129. Шарф И.В. Современные тенденции развития нефтегазового комплекса / О.В. Пожарницкая, И.В. Шарф, М.Р. Цибулькинова // Монография. - 2015. - 166 с.

130. Шаталова, Т. Н. Региональная экономика: промышленный комплекс: учеб. пособие / Т.Н. Шаталова, М.В. Чебыкина. Самара: Изд-во Самарского университета, 2018. – 92 с.: ил.

131. Эдер Л.В. Газовая отрасль России: достижения и перспективы / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, В.Ю. Немов и др. // Нефтегазовая вертикаль. - №17(439). - 2018. - С. 24.

132. Эдер Л.В. Газовая промышленность России: долгосрочные тенденции и закономерности развития / И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, И.В. Проворная и др. // Учебное пособие. Издательство: Новосибирский национальный исследовательский государственный университет (Новосибирск). - 2019. - 58 с.

133. Эдер Л.В. Перспективы развития газовой промышленности. Интерэкспое ГЕО-Сибирь. - Т.2. - №5. - 2019. - С.147-153.

134. Эдер Л.В. Экспорт газа из России: структура и динамика поставок / Л.В. Эдер, И.В. Филимонова, А.В. Комарова и др. // Газовая промышленность. - №1(779). - 2019. - С.86-92.

135. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [утверждена распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 года N 1523-р] – URL: <https://docs.cntd.ru/document/565068231?marker=6580IP> (дата обращения: 15.04.2021).

136. Яворский Е.Д. Ключевые факторы развития российских предприятий газовой отрасли / Е.Д. Яворский, В.А. Балукова // Экономика и предпринимательство. – 2018. - №10(99). – С. 1032-1037.

137. Ямал СПГ, официальный сайт – URL: <http://yamallng.ru/> (дата обращения: 15.12.2021).



138. Arctic Strategy. Department of Defense – URL: <https://media.defense.gov/2019/Jun/06/2002141657/-1/-1/1/2019-DOD-ARCTIC-STRATEGY.PDF> (дата обращения: 08.09.2021).

139. Berezikov S. A. Structural changes and innovation economic development of the Arctic regions of Russia. *Journal of Mining Institute*, 2019, 240, pp. 716–723. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.716.

140. BP celebrates 40 years of production at Prudhoe Bay – URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-celebrates-40-years-production-prudhoe-bay.html/> (дата обращения: 12.10.2021).

141. Bubbico R. Dynamic assessment of safety barriers preventing escalation in offshore Oil & Gas / R. Bubbico, S. Lee, D. Moscati, N. Paltrinieri // *Safety Science*. - 2020. - №121. - P. 319–330. <https://doi.org/10.1016/j.ssci.2019.09.011>.

142. Bureau of Safety and Environmental Enforcement, U.S. – URL: <https://www.bsee.gov/> (дата обращения: 06.11.2021).

143. Canada Petroleum Resources Act, Government of Canada – URL: <http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/C-8.5/index.html> (дата обращения: 13.08.2021).

144. Cherepovitsyn, A. An algorithm of management decision-making regarding the feasibility of investing in geological studies of forecasted hydrocarbon resources / A. Cherepovitsyn, D. Metkin, A. Gladilin // *Resources*. – 2018. – Vol. 7. – No 3. – P. 47. – DOI 10.3390/resources7030047.

145. Cherepovitsyn, A. Parameters of sustainable development: Case of arctic liquefied natural gas projects / A. Cherepovitsyn, O. Evseeva // *Resources*. – 2021. – Vol. 10. – No 1. – P. 1-27. – DOI 10.3390/resources10010001.

146. Cooper J. The quantification of methane emissions and assessment of emissions data for the largest natural gas supply chains / J. Cooper, P. Balcombe, A. Hawkes // *Journal of Cleaner Production*. - 2021. - 320 P. 128856. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.128856>.

147. Dmitrieva D. Sustainable Development of Oil and Gas Potential of the Arctic and Its Shelf Zone: The Role of Innovations. / D. Dmitrieva, N. Romasheva // J. Mar. Sci. Eng. - 2020. - №8. - p. 1003 <https://doi.org/10.3390/jmse8121003>.

148. Equinor – URL: <https://www.equinor.com/> (дата обращения: 10.10.2021).

149. ExxonMobil starts production at Point Thomson – URL: [https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2016/0422\\_ExxonMobil-starts-production-at-Point-Thomson](https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2016/0422_ExxonMobil-starts-production-at-Point-Thomson) (дата обращения: 05.05.2021).

150. Fadeev, A. Arctic Offshore Fields Development: New Challenges & Opportunities at the Current Post-Pandemic Situation / A. Fadeev, F. Larichkin, M. Afanasyev // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science: St. Petersburg, 2020. – P. 012008. – DOI 10.1088/1755-1315/554/1/012008.

151. Gas Treatment Plant, Alaska LNG – URL: <https://alaska-lng.com/project-overview/gas-treatment-plant/> (дата обращения: 05.05.2021).

152. Gielen D. The role of renewable energy in the global energy transformation. / D.Gielen, F. Boshell, D. Saygin and etc. // Energy Strategy Reviews. - 2019. - №24. - pp. 38–50. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006>.

153. Gudmestad O.T. Oil and Gas Operations under Extreme Conditions in the Cold North / O.V. Gudmestad, T. Markeset // International Journal of Computational Methods & Experimental Measurements. – 2015. – Volum 3(1). – P. 7 – 12.

154. Hemrit W. Does renewable energy index respond to the pandemic uncertainty? / W.Hemrit, N. Benlagha // Renewable Energy. - 2021. - 177. - pp. 336–347. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.130>.

155. IEA, Global Energy Review 2021 – URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021> (дата обращения: 15.12.2021).

156. Ilinskiy A.A. Mechanisms for reducing technological risk of oil and gas companies to improve environmental safety in the Arctic region / Ilinskiy

A.A., Bianco I.E. // Север и рынок.: формирование экономического порядка. - №1(71). - 2021. - С.4-12.

157. Information on Procurements of Rosneft and Rosneft Subsidiaries – URL: <http://zakupki.rosneft.com/> (дата обращения: 20.01.2022).

158. Kazanin A. G. Trends and prospects of development of the oil and gas sector in the conditions of digitalization. *Economics and Management*, 2020, vol. 26, no. 1 (171), pp. 35–45. (In Russ.). DOI: 10.35854/1998-1627-2020-1-35-45.

159. Metkin D. Digital technologies of investment analysis of projects for the development of oil fields of unallocated subsoil reserve fund / A. Iliinsky, M.Afanasiev, D. Metkin // IOP conference series: materials science and engineering. - 2019.

160. Mitrova T.A. Long-term development of the global energy sector under the influence of energy policies and technological progress / A.A. Makarov, T.A. Mitrova, V.A. Kulagin // *Russian Journal of Economics*. – 2020. – Vol. 6. – No 4. – P. 347-357. – DOI 10.32609/j.ruje.6.55196.

161. Norwegian petroleum – URL: <https://www.norskipetroleum.no/en/> (дата обращения: 15.10.2021).

162. Norway, The Arctic Institute – URL: <https://www.thearcticinstitute.org/countries/norway> (дата обращения: 12.12.2020).

163. Office of Natural Resources Revenue, U.S. – URL: <https://www.onrr.gov/> (дата обращения: 02.03.2021).

164. Oil and Gas Energy, Bureau of Ocean Energy Management, U.S. – URL: <https://www.boem.gov/oil-and-gas-energy> (дата обращения: 06.03.2021).

165. Porter M.E. *Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance* / M.E. Porter. – New York: Free Press, 1985.

166. Porter M.E. *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors* / M.E. Porter. – New York: Free Press, 1980.

167. Razmanova S. China and Russia energy strategy development: Arctic LNG / A. Steblyanskaya, X. Qingchao, S. Razmanova etc. // International journal of energy economics and policy. - Т.11. - №4. - 2021. - P.450-460.

168. Razmanova S. Is the implementation of energy savings and eroi increasing policy really effective in russian gas companies? The case of JSC “Gazprom” / A. Steblyanskaya, Z. Wang, S. Razmanova etc.// Natural gas industry B. - Т.6. - №6. - 2021. - P.639-651.

169. Region 11: Alaska, U.S. Geological Survey – URL: [https://www.usgs.gov/unified-interior-regions/region-11?qt-regions\\_12\\_landing\\_page\\_tabs=0#qt-regions\\_12\\_landing\\_page\\_tabs](https://www.usgs.gov/unified-interior-regions/region-11?qt-regions_12_landing_page_tabs=0#qt-regions_12_landing_page_tabs) (дата обращения: 07.08.2021).

170. Mining, Government of Canada – URL: <https://www.canada.ca/en/services/environment/natural-resources/mining.html> (дата обращения: 17.08.2021).

171. Schendel D.E. Business Policy or Strategic Management: A Broader View for an Emerging Discipline / D.E. Schendel, K.J. Hatten // Academy of Management Proceeding. - August. - 1972.

172. Shell updates ON Alaska exploration, Royal Dutch Shell – URL: <https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2015/shell-updates-on-alaska-exploration.html> (дата обращения: 15.10.2021).

173. Steiner G.A. Management Policy and Strategy: Text, Readings and Cases / G.A. Steiner, J.B. Miner // New York: McMillan. - 1977.

174. The Nikaitchuq Oil Field Project, USA – URL: <https://www.offshore-technology.com/projects/nikaitchuqoilfieldal/> (дата обращения: 16.05.2021).

175. Zharov V.S. Forming strategy of innovative and technology development for manufacturing facility. / International Science and Technology Conference "Earth Science". - 2021. - Chapter 5.

176. Zhukov O. How much do fields in the russian shelf cost amid the crisis? / O.Zhukov, S. Mammadov, Y.P Ampilov // Saint-Petersburg 2018: Innovations in geosciences & time for breakthrough. - 2018.

177. Zhukov O.V. Project implementation efficiency: developing natural gas resources of the western Arctic shelf. / O.V. Zhukov, A.E. Cherepovitsyn// IOP Conference series: earth and environmental science 3, Mining, Production, Transmission, Processing and Environmental Protection. Cep. "III International Scientific and Practical Conference "Actual Problems of the Energy Complex: Mining, Production, Transmission, Processing and Environmental Protection"". - 2021.

178. Zhukov O.V. Basic Principles (Indicators) for Assessing the Technical and Economic Potential of Developing Arctic Offshore Oil and Gas Fields / G. Stroykov; Y.N. Vasilev // MDPI. - 2021.