

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Санкт-Петербургский горный университет»

*На правах рукописи*

Юдин Сергей Сергеевич



ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ  
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ В АРКТИКЕ

Специальность 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика  
промышленности)

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук

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

Санкт-Петербург – 2023

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ</b> .....	12
1.1 Экономическая устойчивость промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике: теоретические подходы.....	12
1.2 Роль арктического углеводородного потенциала в контексте долгосрочного устойчивого развития российского нефтегазового комплекса .....	29
1.3 Глобальные вызовы и возможности при формировании промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике.....	40
1.4 Выводы к главе 1 .....	52
<b>ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ В АРКТИКЕ</b> .....	55
2.1 Нефтегазовые ресурсы Арктической зоны Российской Федерации: проблемы и перспективы.....	55
2.2 Государственное регулирование развития промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике.....	68
2.3 Зарубежный опыт государственного регулирования развития интеграционных механизмов в недропользовании .....	84
2.4 Выводы к Главе 2 .....	95
<b>ГЛАВА 3 КОНЦЕПТУАЛЬНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ В АРКТИКЕ</b> .....	98
3.1 Механизмы интеграционного взаимодействия при формировании и развитии промышленных нефтегазовых комплексов .....	98
3.2 Методические подходы к повышению экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике .....	113
3.3. Апробация системы оценки устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике.....	127
3.4 Выводы по Главе 3 .....	136
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	138
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	141
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ</b> .....	164

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования.**

Перспективы масштабного освоения нефтегазовых ресурсов Арктической зоны Российской Федерации в условиях глобальной нестабильности энергетического рынка и беспрецедентного давления на российский нефтегазовый сектор являются предметом активных дискуссий на уровне научного сообщества, нефтегазовых компаний, государства. Препятствием для экономически устойчивой эксплуатации арктических недр служат как технико-технологические проблемы, связанные, в том числе, с обеспечением экологической безопасности производственных процессов, так и организационно-экономические причины. Следует отметить, что разработка перспективных объектов нефтегазодобычи в арктическом секторе сопряжена с огромной инвестиционной нагрузкой и необходимостью формирования инструментов, стимулирующих компании к освоению объектов углеводородного сырья.

Для достижения стратегических целей в Арктике вопросы создания промышленных нефтегазовых комплексов должны обеспечиваться системным государственным управлением, учитывающим особенности освоения арктических углеводородных ресурсов в современных макроэкономических и геополитических условиях: уникальность используемых технологий, рисковый характер инвестирования и хозяйствования, ограничение доступа к технологиям ряда индустриально развитых стран и мировой системе финансирования. Важно принимать во внимание и объективные условия освоения нефтегазового потенциала Арктики, такие как: экстремальные природные условия, глобальные климатические изменения, чувствительность экологических систем к внешним воздействиям. Государственная политика должна быть направлена на развитие инструментов поддержки реализации проектов по функционированию промышленных комплексов нефтегазодобычи, стимулирование механизмов интеграционного взаимодействия и формирование новых подходов к привлечению потенциальных частных инвесторов, выстраивание связей с зарубежными партнерами для развития процессов обмена знаниями и компетенциями.

В этой связи, автору представляется важным концептуально и методически обосновать комплекс стратегических мер, направленных на повышение экономической устойчивости при формировании промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике. Меры стратегического развития предполагают институциональные преобразования и использование различных интеграционных механизмов. Экономическую устойчивость промышленного нефтегазового комплекса в Арктике целесообразно трактовать, в том числе, и как характеристику, оценивающую степень взаимодействия компаний-лицензиатов и компаний-инвесторов с внешней средой путем обмена потоками информации и ресурсами в рамках установленных правил и допущений.

Вышеуказанные аспекты формируют актуальность темы диссертационного исследования.

#### **Степень разработанности темы исследования.**

Концептуальным и методологическим вопросам повышения экономической устойчивости промышленных систем (отраслей, комплексов, предприятий) посвящены работы М.А. Асаула, В.М. Безденежных, Г.Б. Клейнера, О.В. Михалева, В.Л. Тамбовцева, А.Н. Фоломьева.

Проблемы и возможности стратегического развития нефтегазового сектора и повышение его экономической устойчивости отражены в исследованиях Ю.Н. Бобылева, А.А. Ильинского, А.Е. Карлика, О.С. Краснова, С.А. Липиной, Ф.Д. Ларичкина, А.М. Мастепанова, К.Н. Миловидова, В.И. Назарова, Е.А. Телегиной, А.М. Фадеева, С.В. Федосеева, А.Е. Череповицына, Ю.К. Шафраника, Л.В. Эдера.

Теоретические и методические вопросы, связанные с экологическими, геолого-экономическими, социальными задачами развития экономики Арктики, а также проблемами инновационно-технологического обеспечения освоения нефтегазового потенциала раскрыты в трудах А.Г. Айрапетовой, Ю.П. Ампилова, А.Г. Бездудной, В.И. Богоявленского, Е.Н. Ветровой, Г.А. Григорьева, Н.С. Кондратенко, А.Э. Конторовича, Э.А. Крайновой, В.А. Крюкова, Е.В. Мазуриной, Л.В. Медведевой, Е.С. Мелехина, О.М. Прищепы; в зарубежных

научных исследованиях – M. Jacobsen, T. Harsem, C. Humrich, B. Kristoffersen, O. Lee, T. B. Nilssen, T. Palosaari, G. Peterson, F. Stipo.

В исследованиях А.А. Бардина, Г.В. Выгона, А.А. Конопляника, Т.А. Митровой, И.В. Филимоновой рассмотрены проблемы государственного регулирования и формирования экономико-правовой и институциональной среды реализации российского нефтегазового комплекса.

Несмотря на значительное внимание научного сообщества к организационно-экономическим и эколого-социальным аспектам проблем освоения углеводородных ресурсов в Арктике, а также вопросам формирования производственной нефтегазовой инфраструктуры, необходимо отметить отсутствие единого подхода к оценке долгосрочного экономически устойчивого развития промышленных комплексов нефтегазодобычи в макрорегионе.

Тема исследования, направленная на научное обоснование задач повышения экономической устойчивости арктических нефтегазовых комплексов с учетом тенденций глобального характера, требует дополнительной проработки концептуально-методических аспектов, что обуславливает актуальность исследования.

Содержание диссертации **соответствует паспорту научной специальности**

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика промышленности):

- пункт 2.11 Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий.

**Объектом исследования** являются промышленные нефтегазовые комплексы Арктической зоны Российской Федерации как сложные экономические, технологические и социально-экологические системы.

**Предмет исследования** – экономические и управленческие отношения, возникающие при обосновании долгосрочной экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в системе взаимодействия заинтересованных сторон.

**Цель работы** заключается в разработке и обосновании концептуальных и методических подходов к повышению экономической устойчивости

формирования и функционирования промышленных нефтегазовых комплексов в Арктической зоне на основе интеграционных механизмов взаимодействия.

### **Идея исследования.**

Повышение экономической устойчивости в процессе формирования промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике, который характеризуется значительными инвестиционными, геологическими, технологическими и экологическими рисками, должно обеспечиваться развитием интеграционных механизмов и обоснованием комплекса стимулирующих мер и инструментов государственной поддержки, направленных, в том числе, на рост инвестиционной привлекательности и технологическую самостоятельность отечественной нефтегазовой отрасли.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения нижеуказанных **задач**:

1. Сформулировать и обосновать специфические критерии и параметры, определяющие базис экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике.

2. Уточнить концептуальные принципы и подходы к экономической устойчивости при формировании и функционировании промышленных комплексов нефтегазодобычи в условиях современных тенденций глобального характера.

3. Обобщить основные тенденции и опыт развития мирового нефтегазового комплекса с уточнением существующих вызовов и возможностей, способствующих развитию российского нефтегазового комплекса в Арктике и обеспечению его устойчивости.

4. Выполнить оценку систем государственного регулирования в нефтегазовом комплексе Российской Федерации и зарубежных странах с акцентом на проблемах экономико-правового и институционального обеспечения интеграционного взаимодействия в сырьевом секторе.

5. Разработать концептуальный и методический подходы к повышению экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике на основе симбиоза лицензионных и гражданско-правовых форм взаимодействия.

6. Смоделировать условия использования соглашений гражданско-правового характера и выполнить экономическую оценку альтернативных вариантов формирования и развития нефтегазовых комплексов в арктических условиях с использованием критериев повышения устойчивости проектов разработки месторождений.

#### **Научная новизна:**

1. Выполнена систематизация экономико-технологических и социально-экологических параметров освоения нефтегазовых ресурсов в Арктической зоне, определяющих необходимость формирования новых концептуальных и методических подходов к повышению экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов.

2. Уточнены концептуальные принципы и подходы к повышению экономической устойчивости освоения арктических ресурсов. Наиболее целесообразным к использованию представляется комплексный подход, предполагающий развитие институционально-правовых основ недропользования, которые, в свою очередь, позволят в рамках реализации проектов или программ по формированию арктических комплексов нефтегазодобычи обеспечивать целостность механизма взаимодействия ключевых стейкхолдеров и генерировать экономические, эколого-социальные и инновационные эффекты в условиях нестабильности мирового рынка.

3. Обобщены основные тенденции развития мировой энергетической системы и выявлены существующие вызовы и возможности повышения устойчивости формирования и функционирования арктических нефтегазовых комплексов, в том числе, с использованием апробированного опыта освоения нефтегазовых ресурсов и формирования промышленных систем в сложных климатических условиях.

4. Определено, что первостепенное значение для повышения экономической устойчивости при формировании и функционировании промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике имеет использование интеграционных механизмов, которые, в свою очередь, позволяют совершенствовать условия привлечения инвесторов и развивать конкурентную среду.

5. Обоснована необходимость развития концепции активного использования равноправных инвестиционных режимов недропользования в нефтегазовом секторе Российской Федерации, сочетающих лицензионную систему с гражданско-правовой, что позволит дать импульс развитию программ по формированию промышленных комплексов нефтегазодобычи и повысить их устойчивость в среднесрочной и долгосрочной перспективах.

6. Предложена экономическая модель оценки проектов формирования арктических промышленных комплексов нефтегазодобычи на основе двух стратегических альтернатив, базирующихся на различных инвестиционных и фискальных условиях. В результате моделирования условий и эффектов доказана нецелесообразность применения гражданско-правовых режимов для проектов с высоким уровнем инфраструктурного и технологического оснащения. При этом, для крупномасштабных проектов формирования промышленных комплексов нефтегазодобычи на арктическом шельфе использование соглашений о сервисных рисках способно обеспечить приемлемый коммерческий и бюджетный эффекты.

#### **Теоретическая и практическая значимость работы.**

Результаты диссертационной работы способствуют расширению научного теоретического базиса в области разработки концептуальных основ повышения экономической устойчивости промышленных комплексов. Разработан методический подход к оценке экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов.

Результаты диссертации использованы в научной деятельности Института экономических проблем им. Г.П. Лузина – обособленного подразделения Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального

исследовательского центра «Кольский научный центр Российской академии наук» (Акт внедрения от 27.10.2023г., приложение А).

### **Методология и методы исследования.**

Теоретической и методической основами диссертационной работы являются труды российских и зарубежных научных исследователей и специалистов в области стратегического развития промышленных комплексов и обеспечения экономической устойчивости на макро-, мезо- и микроуровнях экономических систем, а также формирования и развития государственной политики в нефтегазовом секторе. Используются методы системного, сравнительного и стратегического анализов, экономико-математического моделирования, методы оценки экономической эффективности инвестиционных проектов.

### **На защиту выносятся следующие положения:**

1. Вопросы повышения устойчивости формирования и функционирования промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике должны базироваться на предложенной концепции, которая отражает перечень стратегических задач по обеспечению экономической эффективности, экологической безопасности, социальной ответственности, технологического развития и масштабного использования инноваций, и предусматривает использование теоретических подходов и принципов, включающих, в том числе, рост интеграционного взаимодействия ключевых заинтересованных сторон.

2. Важное значение для повышения экономической устойчивости промышленных комплексов нефтегазодобычи в Арктике, деятельность которых сопряжена с высокими рисками геологического, экономического, политического характера, должно играть создание и развитие интеграционных механизмов посредством использования равноправных инвестиционных режимов разработки объектов углеводородного сырья, сочетающих лицензионную и гражданско-правовую системы. При этом, важнейшая роль отводится государству, способному результативно обеспечивать институциональную, правовую и экономическую основы сотрудничества с компаниями-лицензиатами и компаниями-инвесторами.

3. В рамках экономического обоснования проектов по формированию промышленных нефтегазовых комплексов и обеспечения их долгосрочной устойчивости, целесообразно выполнять сравнительный анализ лицензионного режима, соглашений о разделе продукции и соглашений о сервисных рисках с обоснованием преимуществ и недостатков данных систем. При использовании соглашений о сервисных рисках следует выделять наиболее значимые группы критериев разработки арктических нефтегазовых месторождений, которые позволят объективно определить долю участия в проекте компании-лицензиата и потенциальной компании-инвестора.

**Степень достоверности результатов исследования** обеспечивается применением современных методов исследования, анализа значительного количества российских и зарубежных научных исследований, аналитической и статистической информации по объекту исследования, законодательно-правовых актов и документов государственного стратегического планирования, определяющих вектор развития нефтегазовой отрасли Российской Федерации, отчетов крупнейших нефтегазовых компаний, подтверждается публикациями в рецензируемых научных изданиях, а также апробацией на российских и международных научно-практических мероприятиях.

#### **Апробация результатов.**

Основные положения и результаты исследования были представлены и получили положительную оценку на научно-практических конференциях: I Международная междисциплинарная научно-практическая конференция «Человек в Арктике» (г. Санкт-Петербург, 2021 г.), IX Международная конференция MEET (Management, Economics, Ethics, Technics) (г. Санкт-Петербург, 2023 г.).

**Личный вклад автора** заключается в постановке цели, научных задач и концептуальной идеи диссертационной работы, определении методологии исследования, проведении аналитического обзора проблем и перспектив развития российского арктического нефтегазового комплекса в условиях тенденций развития мирового энергетического рынка; обосновании концептуальных основ

экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике; предложении методического подхода к оценке экономической устойчивости крупномасштабных проектов освоения ресурсного потенциала российского сектора Арктики.

### **Публикации.**

Результаты диссертационной работы в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (№ 134, 140, 141, 151, 161 в списке литературы), в том числе в 2 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 3 статьях - в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus.

### **Структура работы.**

Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы. Работа содержит 38 рисунков, 22 таблицы. Список литературы содержит 195 наименований. Общий объем работы составляет 165 страниц.

### **Благодарности.**

Автор выражает благодарность научному руководителю – д.э.н., профессору Череповицыну А.Е., а также всему коллективу кафедры организации и управления Горного университета за помощь в подготовке диссертации.

# ГЛАВА 1 ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ

## 1.1 Экономическая устойчивость промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике: теоретические подходы

Российская Федерация, обладая уникальными по объему запасами углеводородов, является одним из крупнейших в мире производителем и экспортером нефти и газа. Высокие конкурентные позиции российского нефтегазового комплекса на мировом энергетическом рынке обеспечивают стабильное развитие национальной экономики и социальной сферы, формирование и пополнение бюджетов всех уровней, загрузку смежных производств [55, 106]. Согласно «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» [97], ключевым условием воспроизводства минерально-сырьевой базы (МСБ) национального топливно-энергетического комплекса (ТЭК) является развитие нефтегазовых производств в Арктической зоне на основе формирования благоприятных долгосрочных инвестиционных условий и расширения инфраструктурных возможностей.

Россия реализует активную государственную политику по комплексному освоению ресурсного и экономического потенциала Арктической зоны [48, 54]. Общая линия на рациональное использование природных ресурсов, обеспечение экологической безопасности и социально-экономического развития северных регионов включает в себя последовательные решения по развитию промышленных нефтегазовых комплексов за полярным кругом.

Несмотря на широкие перспективы, недропользование в Арктике и создание промышленных нефтегазовых комплексов – важнейший геополитический и технологический вызов для страны [141]. Эффективное функционирование нефтегазовых комплексов, в особенности, в морских акваториях, требует непрерывного технологического обновления, сопряжено с высокими экологическими рисками, зависит от изменения ценовой конъюнктуры на глобальном рынке углеводородов. Для большинства месторождений Крайнего

Севера снижение цен на энергоресурсы при наличии высоких издержек делает добычу нерентабельной, даже несмотря на действие фискальных преференций.

Значительные затраты обусловлены, прежде всего, не простыми геологическими и климатическими условиями макрорегиона, которые обуславливают высокую технологическую сложность геологоразведочных работ (ГРР) и эксплуатации арктических недр. К повышению капиталоемкости освоения арктического ресурсного потенциала приводит слабое развитие, а местами полное отсутствие транспортно-логистической, производственной, информационной, цифровой инфраструктур [34, 44-45, 56].

Кроме того, перспективы освоения арктических нефтегазовых ресурсов напрямую связаны с глобальными процессами, в частности, с последствиями мирового экономического кризиса, вызванного пандемией COVID-19, который поставил под вопрос дальнейшее развитие и без того дискуссионных промышленных нефтегазовых комплексов, бросая вызов государству и российским компаниям [30, 132]. Способность к развитию в постпандемийный период усложняется ростом использования альтернативных источников энергии и геополитическими аспектами [25].

Сегодня перед государством и операторами арктических нефтегазовых месторождений стоят сложные организационно-управленческие задачи, решение которых позволит обеспечить долгосрочное стабильное развитие нефтегазового сектора региона. Особые условия освоения арктических недр требуют разработки эффективных концептуальных и методических инструментов, направленных на повышение экономической устойчивости процесса формирования промышленных комплексов нефтегазодобычи.

В рамках диссертации важно определиться с термином «промышленный нефтегазовый комплекс». Приведем несколько определений.

О.В. Жуков определяет, что «промышленный комплекс нефтегазодобычи может трактоваться как территориальный комплекс нескольких близкорасположенных месторождений, обладающих единой инфраструктурой для доставки углеводородов потребителям» [139].

В исследовании А.А. Ильиной, В.М. Соловьевой «под термином промышленно-сырьевой комплекс понимается совокупность субъектов хозяйственной деятельности, а именно производственных предприятий, научно-исследовательских центров и обслуживающих структур, действующих в определенной отрасли горной промышленности, характеризующихся своей специализацией, отношениями территориальной близости и возможностью интеграции производственных процессов. Ключевыми целями формирования таких комплексов являются создание непрерывного производственного цикла, материально-техническое и кадровое обеспечение производств, развитие научно-технического потенциала, достижение установленных ориентиров по уровню добычи, переработки и сбыта определенных видов минерально-сырьевых ресурсов» [31].

В данной работе под промышленным нефтегазовым комплексом понимается создание добычной, промысловой и транспортной инфраструктуры на базе системообразующего месторождения. По сути, автором предлагается отождествлять процесс формирования промышленного нефтегазового комплекса с проектом освоения крупного нефтегазового месторождения, реализация которого должна развивать партнерство нескольких компаний с использованием их научного, инженерно-технического и финансового потенциала. Тем самым, целесообразно идентифицировать крупномасштабный проект разработки арктического месторождения как процесс формирования промышленного нефтегазового комплекса, поскольку, скорее всего, на его базе будет формироваться инфраструктура, которая впоследствии может быть применена и при освоении близлежащих углеводородных объектов. Кроме того, в рамках проекта будет создаваться научный и инженерно-технический задел, который также может быть использован для других арктических проектов.

Для формирования концептуальных основ экономически устойчивого развития промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике необходимо рассмотреть теоретические подходы к дефиниции экономической устойчивости.

Тематика экономической устойчивости промышленных систем (предприятий, комплексов, отраслей) традиционно привлекает к себе внимание научного сообщества [7, 9, 65]. При этом, экономическая устойчивость как понятие характеризуется многоаспектностью, в связи с этим отсутствует единый подход к ее определению, а также нет четкого представления о наборе показателей, позволяющих ее оценить.

В экономической теории устойчивость рассматривается с позиции концепции экономического равновесия, согласно которой достижение равновесного состояния системы является одной из важнейших макроэкономических задач [129]. В финансовом менеджменте экономическая устойчивость определяется достижением заданных финансово-экономических показателей [11, 107]. В теории организации под устойчивостью понимается способность организации сохранять свои социально-ориентированные приоритеты в условиях внутренней и внешней нестабильности [58].

В «Большом экономическом словаре» под редакцией А.Н. Азрилияна предлагается следующее определение: «устойчивость – это стойкость, постоянность, не подверженность риску потерь и убытков» [17]. Л.И. Лопатников считает, что устойчивость – это «способность динамической системы сохранять движения по намеченной траектории (поддерживать намеченный режим функционирования), несмотря на воздействующие на нее возмущения» [50]. И.Г. Альтшулер предполагает, что устойчивость – «постоянное реагирование на изменения во внешней среде, при условии обеспеченного взаимосвязанного управления доходами и выпуском продукции в соответствии с требованиями рынка» [2]. А.О. Недосейкин, Е.И. Рейшахрит, А.Н. Козловский определяют экономическую устойчивость как «свойство экономических систем достигать поставленных стратегических целей за установленный стратегией период в условиях внешних и внутренних вызовов негативного и позитивного направления» [75].

Таким образом, общностью большинства подходов к определению экономической устойчивости является характеристика состояния объекта по

отношению к внешним воздействиям. Состояние устойчивости предполагает отсутствие изменений или незначительное отклонение от заданных параметров при внешнем влиянии или внутренних сдвигах [29, 37]. Кроме того, экономическая устойчивость подразумевает не только сохранение заданного уровня характеризующих ее показателей, но и включает в себя развитие, которое проявляется в экономическом росте как тенденции положительного изменения совокупных показателей экономического и финансового развития предприятия (отрасли, комплекса) за определенный промежуток времени [66, 70]. То есть под экономической устойчивостью понимается главным образом экономический рост и различные виды практик, поддерживающие этот рост в долгосрочной перспективе [150].

Следовательно, в отношении нефтегазового комплекса или проекта освоения углеводородного месторождения экономическая устойчивость подразумевает положительную динамику производственных и финансовых показателей текущей или проектной деятельности нефтегазовых компаний в условиях глобальных потрясений энергетического рынка и может быть выражена критериями коммерческой и бюджетной эффективности проектов разработки месторождений, а также показателями эколого-социальной эффективности [133].

Однако, в последние годы все большую актуальность получают тезисы о том, что экономический рост не может больше поддерживаться без ущерба для нашей планеты. Экономический рост не может быть устойчивым, если природные ресурсы используются без ограничений или если общество продолжает зависеть от таких видов экономической деятельности, как добыча природных ресурсов, которые были движущей силой экономического роста в прошлом [150]. Сегодня экономическая устойчивость – это не только сбалансированность развития и достижение финансово-экономических показателей, обеспечивающих приемлемый уровень рентабельности. Экономическая устойчивость должна обеспечивать сохранение высокочувствительных природных систем и содействовать социокультурному развитию общества при расширении производственной деятельности [133].

А.Е. Череповицын и соавторы утверждают, что важно идентифицировать определение «устойчивость» в глобальном контексте, поскольку именно этот контекст отражает необходимость оценки экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов с позиций учета социально-экологических факторов [150]. Согласно опубликованного в 1987 году доклада «Наше общее будущее» [148], экономическое развитие без учета экологической и социальной составляющих приведет к коллапсу экономики, общества и окружающей среды. Современная трактовка устойчивого развития наиболее точно выражена Нуртдиновым Р. М., Нуртдиновым А. Р. – «качественно новый этап в эволюции эколого-экономических отношений, связанный с построением гармонично организованного общества, которое способно обеспечить равновесное и сбалансированное взаимодействие экологических, социальных и экономических факторов развития» [78].

Возможность эксплуатации недр и создание на их базе промышленных комплексов на принципах устойчивого развития (экономическая эффективность, экологическая безопасность, социальная ответственность) многие годы остается дискуссионным вопросом [159, 160, 167]. Существуют мнения о невозможности обеспечения экологической безопасности при эксплуатации недр [164, 166]. Другие ученые допускают, что процесс освоения ресурсного потенциала может быть совместим с концепцией устойчивого развития в случае, если долгосрочные эколого-социальные эффекты будут равны или превышать значения, существовавшие до начала разработки [163].

Стоит признать, что на современном этапе развития глобального нефтегазового сектора принципы устойчивого развития являются неотъемлемой частью стратегий и программ развития нефтегазовых компаний, которые понимают свою высокую ответственность за экономическое развитие социума и качество окружающей среды [168, 191]. Для компаний является стандартной практикой при принятии инвестиционного решения изучение возможных социальных и экологических последствий промышленной деятельности, в частности, определение возможного объема потребления природных ресурсов,

объемов выбросов вредных веществ, способности реагировать на аварийные ситуации и предотвращать их, а также оценка социальных аспектов в регионе присутствия и особенностей взаимодействия с местными сообществами [153].

Все чаще приоритеты ключевых игроков рынка формируются в последовательности, представленной на рисунке 1.1.

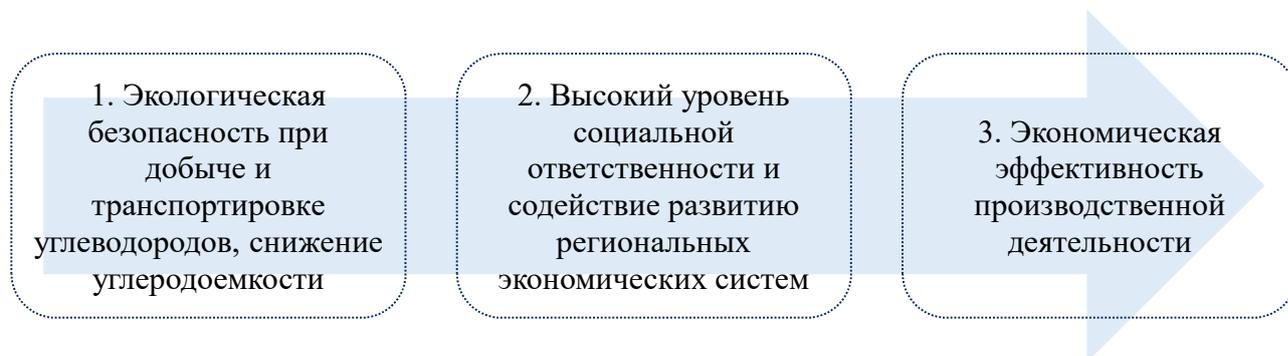


Рисунок 1.1 – Приоритеты нефтегазовых компаний в процессе реализации проектов по формированию промышленных комплексов

*Источник: составлено автором по материалам [153]*

Уникальность арктического недропользования обуславливает повышенное внимание к обеспечению устойчивости нефтегазовых комплексов с точки зрения сохранения экосистем и биоразнообразия. Всемирный фонд дикой природы (WWF) заявляет о необходимости приверженности целям устойчивого развития при освоении нефтегазовых ресурсов Арктики, прежде всего, экологическим аспектам [144]. Арктический совет – ключевая структура международного взаимодействия в регионе – в 2013 году документально закрепил важность устойчивого использования природно-ресурсного потенциала Арктики [165]. Доклад «Mapping the oil and gas industry to the Sustainable Development Goals: An Atlas», опубликованный в 2017 году [169], определяет связь между целями устойчивого развития (ЦУР) и реализацией нефтегазовых проектов.

Важно отметить, что принципы устойчивого развития отображены и в программных документах развития Арктической зоны государств, имеющих юридические основания на разработку ресурсов за полярным кругом [153].

Обновленная в 2017 году стратегия Норвегии «Norway’s Arctic Strategy – between geopolitics and social development» [172] формирует ключевые задачи

страны в Арктике – развитие морской нефтегазодобычи на принципах экологической безопасности и социальной ответственности. Достичь этого планируется за счет укрепления инновационного потенциала [153]. Документ государственного стратегического планирования в Арктической зоне Канады («Canada's Northern Strategy: Our North, Our Heritage, our Future») [149] определяет приоритет защиты экосистем макрорегиона перед масштабным промышленным развитием. В утвержденной в 2018 году Белой книге Китая под названием «China's Arctic Policy» [154] отмечается, что баланс между освоением природно-экономического потенциала и сохранением природных систем и климата является ключевым вектором в изучении Арктики.

Таким образом, автор предлагает уточнить термин «устойчивое развитие» и «экономическая устойчивость».

*Устойчивое развитие* идентифицируется как процесс, который связан с глобальными преобразованиями, направленными, в том числе, на сохранение природно-ресурсного задела для будущих поколений и «Целями устойчивого развития». Устойчивое развитие базируется на трилемме: экономика, социум, экология.

*Устойчивость* промышленной системы можно трактовать как достижение определенного статического положения объекта исследования и обеспечение его стабильного функционирования вне зависимости от происходящих изменений во внешней экономической среде. *Повышение устойчивости* означает возможности трансформации исследуемой системы, при этом такие преобразования должны обеспечивать еще более предсказуемое поведение системы в условиях высокой неопределенности на внешних рынках.

При рассмотрении устойчивости формирования и функционирования промышленных нефтегазовых комплексов следует опираться на трилемму устойчивого развития. В процессе формирования и функционирования промышленных нефтегазовых комплексов должно обеспечиваться экологически безопасное и экономически эффективное освоение природно-ресурсного потенциала, способствующее созданию социальных эффектов.

Автором предлагается для повышения экономической устойчивости учитывать важность постоянных *инновационных преобразований* – технологического и организационного характера, которые позволят формировать долгосрочные ключевые конкурентные преимущества нефтегазовых компаний в процессе реализации проектов по формированию промышленных комплексов нефтегазодобычи (рисунок 1.2).



Рисунок 1.2 – Элементы устойчивости в процессе формирования и функционирования промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике

Источник: составлено автором и опубликовано в [134]

При этом, стоит выделить *организационную составляющую* как важнейший элемент, координирующий и гармонизирующий ключевые элементы устойчивости. Организационная составляющая позволяет добиться повышения устойчивости функционирования промышленного нефтегазового комплекса как сложной системы. В этом аспекте организационная составляющая может дополнить классическую трактовку «устойчивости» в качестве инструмента, способного перевести промышленную систему в более стабильное положение и обеспечить приток инвестиций в технологически сложные и капиталоемкие проекты по освоению арктического нефтегазового потенциала. В этой связи, предполагается развитие институциональных основ для использования различных механизмов взаимодействия в рамках проектов по формированию арктических промышленных комплексов. Такие механизмы будут способствовать развитию институциональной среды, распределению справедливой ответственности между ключевыми стейкхолдерами, привлечению инвестиций со стороны зарубежных партнеров, прежде всего, из дружественных стран.

С учетом сформированных критериев экономической устойчивости осуществлена выборка показателей, характеризующих устойчивую траекторию развития на примере деятельности компании ПАО «Газпром», реализующей крупномасштабные нефтегазовые проекты в Арктике.

Колоссальный ресурсный потенциал арктических регионов не является показателем устойчивости. Экономическая устойчивость промышленных нефтегазовых комплексов представляет собой взаимосвязь разнонаправленных, но при этом взаимодополняемых элементов. Так, очевидна высокая зависимость прибыли от продаж компании от показателя инвестиций в рациональное использование природных ресурсов и повышение энергоэффективности, уровня компетенций сотрудников, а также инновационно-ориентированных критериев (таблица 1.1) [134].

Таблица 1.1 – Корреляционный анализ показателей устойчивости компании ПАО «Газпром»

Показатель	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	Коэф. корр.
<b>Зависимая переменная</b>							
Прибыль от продаж	млрд. руб.	871	1930	1120	615	2 411	
<b>Независимые переменные</b>							
<i>Экологические показатели</i>							
Инвестиции в охрану окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов	млрд. руб.	35,6	29,2	20,4	13,9	60,5	<b>0,82</b>
Ввод новых установок на базе возобновляемых источников энергии	шт.	87	132	30	56	38	- 0,41
Использование попутного нефтяного газа	млрд. м <sup>3</sup>	11,4	13,9	17,6	19,0	22,5	0,7
Энергосбережение топливно-энергетических ресурсов	млн. тонн у. т	3,6	3,5	3,9	3,9	4,8	<b>0,88</b>
<i>Экономические показатели</i>							
Добыча углеводородов	млн. тонн у. т	630,5	660,3	663,9	608,7	680,0	<b>0,84</b>
Реализация продуктов переработки, газо- и нефтехимии	млн. тонн	65,96	68,86	70,18	66,63	67,73	0,32
Инвестиции в ГРП на углеводороды	млрд. руб.	79,0	65,1	86,4	116,9	96,1	0,01
Производство электрической энергии	млрд. кВт/ч	156,6	153,2	149,1	132,2	147,5	0,12
<i>Социальные показатели</i>							
Численность работников, прошедших обучение	тыс. чел.	342,9	381,1	456,2	406,1	603,8	<b>0,94</b>
Инвестиции в программы газификации регионов	млрд. руб.	29,4	36,7	34,3	56,0	54,0	0,38
<i>Инновационные показатели</i>							
Количество патентов на объекты патентных прав	шт.	2365	2555	2 674	2 786	2 901	<b>0,71</b>
Объем инвестиций в инновационно-технологическое развитие	млрд. руб.	8,2	9	12,1	21,4	24,6	<b>0,75</b>
Количество опорных высших учебных заведений	шт.	12	13	13	13	17	<b>0,94</b>

Источник: составлено автором по материалам [82]

Автором предлагается четыре концептуальных подхода к повышению экономической устойчивости промышленно-сырьевых комплексов в Арктике.

**Организационно-ориентированный подход** строится на формировании управленческой парадигмы на основе четко прописанных стимулов создания и развития арктических промышленных нефтегазовых комплексов с параллельным формированием эффективной инновационной инфраструктуры. При этом, внешние воздействия макроэкономического характера в части геополитических событий, трансформационных трендов энергетического перехода и волатильности цен на ископаемое топливо не должны быть решающими при принятии согласованных управленческих решений со стороны государства и крупнейших отечественных нефтегазовых компаний, имеющих арктический опыт освоения месторождений. Государство планомерно развивает институциональную среду с организацией схем взаимодействия между ключевыми участниками проектов разработки арктических нефтегазовых месторождений в Арктике. Важным аспектом при данном подходе является солидаризация рисков, а возможные экономические потери в результате наступления рискового события, например, в случае низкой успешности геологоразведочных работ или серьезных ценовых изменений на рынках энергетического сырья, нивелируются специально создаваемыми страховыми государственными фондами. Создается организационная среда развития технологических партнерств. Сохраняется паритет финансово-экономической эффективности, но при этом, безусловно, учитываются социальные и экологические результаты.

**Экономико-ориентированный подход** ориентирован на минимизацию экономических потерь (как государства, так и компаний) при реализации проектов разработки углеводородных месторождений и дальнейшем формировании арктических промышленных комплексов. В случае неблагоприятных воздействий внешней среды и существенной изменчивости цен на углеводородные ресурсы проекты могут быть законсервированы. Инициация и реализация проектов должны быть связаны с детальным технико-экономическим обоснованием, гарантирующим доходность проекта. При позитивно складывающихся рыночных условиях

реализуются сложные и капиталоемкие проекты создания взаимосвязанных промышленно-сырьевых систем в Арктике с использованием накопленных резервов и вовлечением зарубежных партнеров (Китай, Индия и др.). Стратегия в рамках экономико-ориентированного подхода формируется на позиции ожидания благоприятной рыночной конъюнктуры. В этой связи, в рамках такого подхода не предполагается масштабное освоение арктических объектов углеводородного сырья.

**Конкурентно-ориентированный подход** направлен на создание среды для генерации уникальных конкурентных преимуществ в нефтегазовой сфере. Осуществляется глубокий учет мировых достижений в вопросах освоения арктических и трудноосваиваемых месторождений. Задействуются академические институты и корпоративные научные центры для формирования базы данных для последующего осуществления технологического прорыва. В рамках данного подхода необходимо непрерывно формировать способность создавать и развивать конкурентные преимущества, формирующиеся в рамках реализации уникальных проектов освоения углеводородных месторождений и развития промышленно-технологических комплексов в Арктике в условиях меняющейся внешней среды. При стратегическом программировании государству, также как и в рамках организационно-ориентированного подхода, целесообразно создавать благоприятную институциональную среду и развивать механизмы интеграционного взаимодействия. Также более широко, нежели в рамках других подходов, используются возможности обеспечивающих отраслей национальной экономики, таких, как нефтегазовое машиностроение, нефтесервис, инжиниринг.

**Комплексный подход** объединяет управленческие и инновационные характеристики организационно-ориентированного и конкурентно-ориентированного подходов и предполагает многовариантное развитие институциональной среды, в том числе, и в части экономико-правовых аспектов. Глубокое развитие институциональных механизмов способно стимулировать решение сложных и взаимосвязанных проблем как единого целого и получать экономические, природоохранные, инновационные и социальные результаты. В

рамках представленного подхода при реализации проектов разработки углеводородных месторождений Арктики или стратегических программ по созданию высокотехнологичных промышленных комплексов на базе нефтегазового объекта в значительной степени учитываются интересы ключевых стейкхолдеров, таких как: представители федеральных и региональных властей, бизнеса, различные социальные группы и общественные экологические организации. В рамках комплексного подхода развивается целостная система взаимосвязанных показателей оценки проектов по развитию нефтегазовых промышленных комплексов. Важно, что в рамках такого подхода необходимо обеспечивать технологический суверенитет и активно привлекать отечественные компании для решения сложных технологических задач, наращивая при этом компетенции и опыт освоения сложных промышленных нефтегазовых объектов Арктики. Роль индикаторов экономического характера остается, безусловно, системообразующей, но не является решающей, все большую значимость представляют экологические, климатические, социальные, инновационные и технологические индикаторы.

Масштабное освоение ресурсов Арктики связано с достижением стратегических целей и задач, следовательно, для повышения экономической устойчивости при формировании промышленных комплексов нефтегазодобычи, использование комплексного подхода представляется наиболее целесообразным. При этом ключевая роль отводится реализации эффективной государственной политики.

В процессе обеспечения и повышения устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике реализуются механизмы, направленные на рост результативности взаимодействия между собой прямых и косвенных участников процесса, таких как: федеральные и региональные власти, нефтегазовые компании, инвесторы, поставщики, региональные общественные организации, население. Также в процессе повышения устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов используются методы, инструменты и

процессы воздействия, обеспечивающие достижение стратегических целей в интересах заинтересованных сторон.

При этом, в условиях высоких рисков разработки арктических месторождений и нестабильности развития мирового энергетического рынка основные управленческие и организационные функции должно взять на себя государство. Понимая высокую значимость нефтегазового сектора в контексте обеспечения энергетической безопасности страны и стабильного роста национальной экономики, роль государства представляется важнейшей, а государственная политика освоения ресурсно-экономического потенциала Арктики должна быть системной. Для повышения устойчивости процессов формирования и функционирования нефтегазовых комплексов требуется формирование целостного механизма государственного управления недропользованием и промышленным развитием в Арктической зоне, включая развитие стабильной экономико-правовой среды, а также совершенствование действующих и создание новых инструментов привлечения потенциальных инвесторов в регион [140].

Повышение экономической устойчивости нефтегазового сектора в целом представляется важной задачей государственного управления, которая может решаться на основе создания гибкой, эффективной системы, сфокусированной на формировании благоприятных нормативно-правовых, организационных и экономических условий. В свою очередь, деятельность нефтегазовых компаний должна быть направлена на конкретизацию и декомпозицию целей экономически устойчивого и долгосрочного развития, обеспечивающих многокритериальное согласование множества реализуемых мероприятий и задач, формируемых на уровне государства.

На основе проведенного анализа, сформулированы стратегические задачи в системе координат государство – нефтегазовые компании в рамках комплексного подхода к повышению экономической устойчивости при формировании и функционировании нефтегазовых комплексов (рисунок 1.3).



Рисунок 1.3 – Стратегические задачи повышения устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов Арктики

Источник: составлено автором и опубликовано в [140]

Вышеизложенные выводы позволяют сформировать перечень принципов, которые должны стать базисом экономической устойчивости промышленных комплексов нефтегазодобычи в Арктике [140]:

- программность – разработка программы комплексного освоения нефтегазовых ресурсов с учетом перспектив развития производственно-логистической инфраструктуры и приоритетных направлений сбыта;

- многоаспектность – согласование экономических и производственных интересов бизнеса, потребностей национальной экономики и целей регионального социально-экономического развития;

- экологосбалансированность – усиление экологической компоненты при принятии инвестиционных решений, непрерывный поиск и внедрение возможностей снижения негативного воздействия производственной деятельности на природные системы и климат;

- кооперационность – обеспечение сбалансированного развития нефтегазовой отрасли, смежных отраслей промышленности и сервиса для достижения синергических эффектов;

- системность - развитие взаимодополняющих мер по повышению эффективности реализации проектов освоения нефтегазовых ресурсов в части целостности развития институциональной среды с широким спектром использования мер государственной поддержки и различных гражданско-правовых режимов;

- инновационность и технологическое развитие – объединение научного и производственного потенциалов для экономически эффективной добычи углеводородов и создание производств высокого уровня передела;

- интеграционность – развитие стратегических партнерств, в том числе, государственно-частного взаимодействия, привлечение научно-образовательных сообществ к решению сложных производственных задач, сотрудничество с зарубежными странами и компаниями.

Можно заключить, что необходимость обоснования специфических критериев экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов

в Арктике определяется «исключительностью» северных территорий, которые существенно отличаются по ряду признаков от традиционных регионов добычи – уникальный характер экосистем, высокая сложность проведения промышленных работ, необходимость применения инновационных технико-технологических решений, неоднородность социально-экономических процессов [57, 140].

Выявленные концептуальные основы экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике диктуют необходимость обосновать взаимосвязь эффективного функционирования арктического нефтегазового сектора и устойчивого развития отрасли в целом.

## **1.2 Роль арктического углеводородного потенциала в контексте долгосрочного устойчивого развития российского нефтегазового комплекса**

Сегодня на уровне государства и нефтегазовых компаний есть понимание того, что Арктика – это ресурс глобальной конкурентоспособности отечественного ТЭК и России как мирового производителя нефти и газа в целом [15, 68, 93]. При этом, вызовы и ограничения реализации проектов по созданию арктических промышленных нефтегазовых комплексов одновременно являются драйверами развития отрасли. Стоит отметить, что несколько десятилетий назад, когда начиналось изучение и эксплуатация уникальных нефтегазовых месторождений Западной Сибири, этот регион также считался крайне сложным и потребовал значительных инвестиций, но, тем не менее, был успешно освоен. Таким же образом, масштабное освоение арктического углеводородного потенциала сегодня способно обеспечить устойчивое функционирование российского нефтегазового комплекса в будущем и обеспечить значительный социально-экономический эффект, выраженный в стабильном внутреннем энергообеспечении, экспорте добываемого сырья, развитии промышленных производств, инфраструктуры, связанных отраслей, экосбалансированных технологий, создании новых рабочих мест [1, 10].

Прежде всего, освоение арктических недр способно обеспечить **стабильное воспроизводство минерально-сырьевой базы.**

Необходимость масштабного освоения уникальных арктических ресурсов обусловлено проблемой снижением добычи в традиционных нефтегазовых провинциях [12]. Степень выработанности запасов нефти в целом по стране по состоянию на 2022 год составила более 57%. Нефтеизвлечение в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, который традиционно вносил наибольший вклад в производство, за последние десять лет снизилось на 20%. Выработанность разбуренных запасов природного газа составляет около 35%, увеличившись за последние десять лет почти на 6% [22]. В этой связи, развитие промышленных комплексов за полярным кругом является приоритетной задачей и одним из ключевых драйверов сохранения имеющихся объемов добычи энергоресурсов.

Россия обладает крупнейшими ресурсами углеводородов в сравнении с другими арктическими державами (рисунок 1.4).

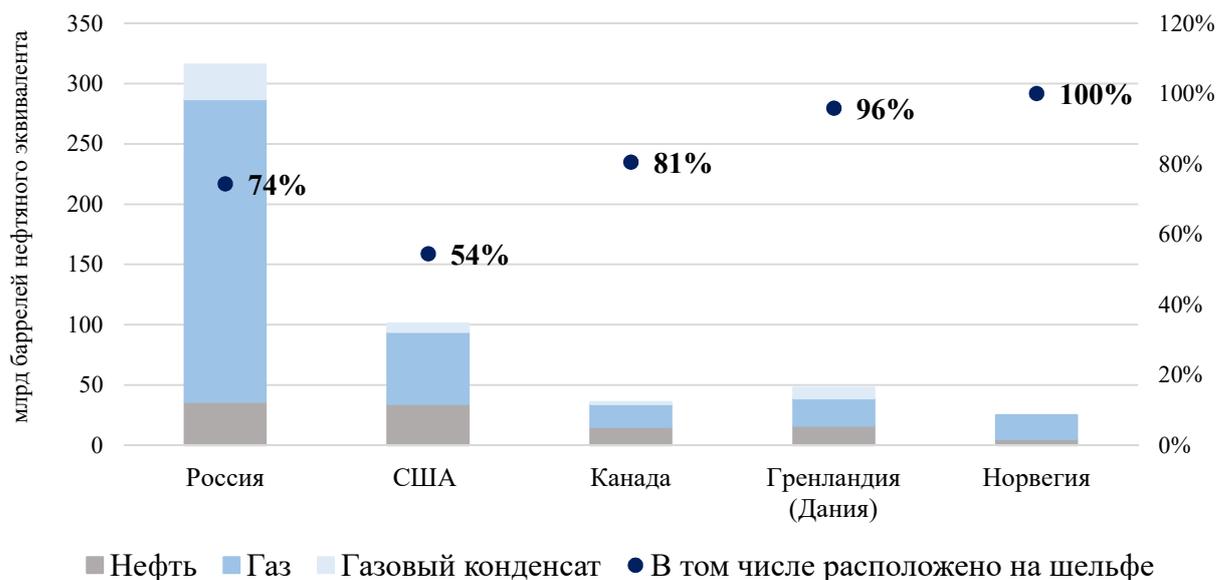


Рисунок 1.4 – Суммарные потенциальные ресурсы традиционных углеводородов Арктики и их распределение по странам

Источник: составлено автором по материалам [59]

Стратегическим резервом российского нефтегазового комплекса по праву называют арктический континентальный шельф, стоимость запасов которого оценивается в более чем 20 трлн долл. Прогнозируется, что в перспективе до 2050

года до 30% российской добычи углеводородов будет обеспечена разработкой месторождений арктических акваторий [76].

Однако степень разведанности северных территорий до сих пор является низкой. Незазведанный потенциал углеводородов Арктической зоны составляет 91% на шельфе и 53% на суше. Потенциально значительное количество открытий можно сделать на шельфе Северного Ледовитого океана, который отличается крайне неравномерной геологической изученностью недр [39]. Относительно хорошо изучены акватории Баренцева и Карского морей [42], в то время как в пределах моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского морей не пробурено ни одной глубокой скважины. В этой связи, необходимо обеспечить рост объемов геологоразведочных работ, чтобы структура прироста запасов закладывала долговременные основы воспроизводства минерально-сырьевой базы региона [69].

Утвержденная в 2021 году «Программа геологического изучения участков недр на территории Арктической зоны РФ в целях формирования перспективной грузовой базы Северного морского пути (СМП) на период до 2035 года» [88] ставит задачи повышения региональной геологической изученности Арктики и создания фонда перспективных участков недр для формирования ресурсной базы, обеспечивающей грузоперевозки по СМП. Примечательно, что в положениях документа прослеживается тенденция смещения государственных приоритетов геологического изучения макрорегиона от углеводородного сырья в сторону твердых полезных ископаемых (ТПИ). Новые акценты сделаны исходя из долгосрочных прогнозов развития глобального энергетического рынка. Однако сохраняется интерес к природному газу как наиболее экологичному виду ископаемого топлива, драйвером спроса на который являются развивающиеся страны и водородная энергетика.

Прогнозируется, что к 2035 году будет обеспечен прирост ресурсов углеводородного сырья как на суше, так и на шельфе свыше 413 млрд тонн у.т. Всего планируется пробурить с целью уточнения геологического строения 20 параметрических скважин. Доля государственных инвестиций в финансировании ГРР на углеводороды в Арктике составит 50%.

Однако для долгосрочной эффективной реализации нефтегазового комплекса в Арктике требуется дальнейшее совершенствование направлений государственной политики по воспроизводству ресурсной базы углеводородов. В качестве рекомендаций можно выделить следующие меры:

- формирование стимулов для повышения инвестиционной активности в сегменте ГРП с увеличением объемов и ростом результативности на всех этапах проведения работ;
- запуск механизмов конкуренции в геологоразведочной отрасли, которые обеспечат снижение стоимости работ, позволят выдерживать объемы и сроки;
- разработка налогового стимулирования проведения ГРП в Арктической зоне на основе технологических показателей разработки недр.

В рамках формирования промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике необходимо обеспечить развитие **эколого-сбалансированного подхода к недропользованию**.

Разработка нефтегазовых месторождений за полярным кругом, бесспорно, вызывает конфликт экономических и природоохранных интересов. Каждый этап освоения месторождений, начиная с поиска и разведки до добычи и транспортировки углеводородного сырья оказывает серьезное неблагоприятное воздействие на хрупкие природные системы Крайнего Севера (загрязнение окружающей среды, деградация земель, изменение биоразнообразия, негативные последствия происходящих глобальных изменений климата) [14, 18, 38, 49]. WWF подчеркивает, что в силу сложных природно-климатических условий аварийные нефтяные разливы в Арктике имеют большую вероятность, чем в других регионах, а их последствия имеют более продолжительный эффект [95].

Высокая значимость экологической составляющей нефтегазодобычи обуславливает появление в Российской Федерации значительного количества документов в сфере обеспечения экологической устойчивости освоения углеводородных ресурсов. Действующая нормативно-правовая база сфокусирована на мотивации участников нефтегазового рынка к эколого-технологической модернизации производства, увеличению ресурсо- и

энергоэффективности. Нефтегазовые компании, в свою очередь, стремятся аккумулировать в значительном объеме организационные, финансовые и кадровые ресурсы для обеспечения экологической безопасности проведения работ, организации рекультивационных и других технических мероприятий по компенсации ущерба, наносимого природной среде.

На основании анализа стратегий нефтегазовых компаний, осуществляющих добычу в Арктике, а также государственных нормативно-правовых документов, в таблице 1.2 представлены ключевые приоритеты государства и нефтегазовых компаний в направлении обеспечения экологической безопасности освоения недр.

Таблица 1.2 – Ключевые направления обеспечения экологической устойчивости

<b>Государство</b>	<b>Нефтегазовые компании</b>
Формирование комплекса руководящих документов (стратегий, норм, стандартов, долгосрочных программ), определяющих основы экологосбалансированного и ресурсоэффективного недропользования	Построение систем экологического менеджмента, включая экологическую экспертизу и аудит, проведение экологической оценки на всех стадиях жизненного цикла проекта
Создание инновационных экологически эффективных технико-технологических систем и оборудования, развитие цифровых технологий, развитие механизма технологического нормирования и наилучших доступных технологий	Внедрение высокотехнологичного оборудования, создание перспективных научно-технических решений для экологизации процессов добычи и транспортировки ресурсов, переход на наилучшие доступные технологии
Развитие системы мониторинга влияния производственной деятельности на экосистемы и климат	Реализация превентивных мероприятий, позволяющих повысить надежность работы оборудования и снизить вероятность аварий на производственных объектах
Экономическое стимулирование обеспечения экологической безопасности производственной деятельности	Реализация мер по ресурсосбережению и сохранению климата, забота о поддержании биоразнообразия
Подготовка специалистов в области обеспечения экологической безопасности нефтегазовых производств	Непрерывное повышение уровня экологических знаний сотрудников
Развитие системы государственного экологического страхования	Страхование экологических рисков

*Источник: составлено автором по материалам [81-84, 122, 125]*

Важно отметить, что ключевым аспектом эколого-ориентированной концепции в рамках формирования промышленных нефтегазовых комплексов государство и компании признают разработку и внедрение проектных решений и

передовых технологий, способствующих минимизации воздействия на экосистемы, в том числе достижение нулевого промышленного освоения. Как отмечается в исследовании Моргуновой М., «экологические принципы работы и соответствующие технологические инновации следует использовать как базис для устойчивого развития Арктических территорий России» [67].

Современный вызов в контексте устойчивого развития нефтегазовых комплексов связан с актуализацией климатической повестки и глобальное стремление к углеродной нейтральности [188]. Выбросы парниковых газов нефтегазовой отрасли составляют около 12% глобальной эмиссии в сфере охвата 1 и 2 (прямые и косвенные энергетические выбросы) [24]. При этом важной тенденцией развития отрасли является опережение роста уровня выбросов над уровнем добычи, что обусловлено расширением разработки сложных категорий запасов. Большая часть выбросов приходится на нефтяную отрасль – почти 60%. Однако в газовой индустрии остро стоит проблема выбросов и утечки метана [153].

Климатическая повестка особенно актуальна для арктического региона, где темп потепления в два раза превышает общемировую. Глобальное потепление является одной из основных экологических проблем Арктики, которая уже привела к смещению границ лесной зоны, деградации ландшафтов, таянию вечной мерзлоты, а также изменениям площади и толщины морского льда [153].

Кроме того, актуализация проблемы изменения климата ставит под вопрос стабильность спроса на традиционные энергоресурсы и грозит снижением инвестиций в развитие промышленных нефтегазовых комплексов. Высокая доля сжигания ископаемого топлива в глобальной эмиссии парниковых газов обуславливает отказ международных кредитных организаций от финансирования проектов по разработке углеводородных месторождений. Ряд иностранных банков – UBS (Швейцария), Wells Fargo and Company, Goldman Sachs (США) объявили об ограничениях инвестиций в морские нефтегазовые проекты, поскольку их реализация не соответствует климатическим целям [153]. Крупнейшие импортеры углеводородного сырья в рамках движения мировой экономики к нулевым выбросам переориентируют закупки на экологически чистые источники энергии. В

2020 году в странах Европейского союза (ЕС) доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в выработке электричества (38,2%) впервые превысила долю ископаемых видов топлива (37%) [156].

Однако, как показывает анализ промышленного развития российских арктических регионов, интенсификации деятельности в сфере добычи нефтегазовых ресурсов может сочетаться со снижением негативного влияния на окружающую среду (рисунок 1.5).

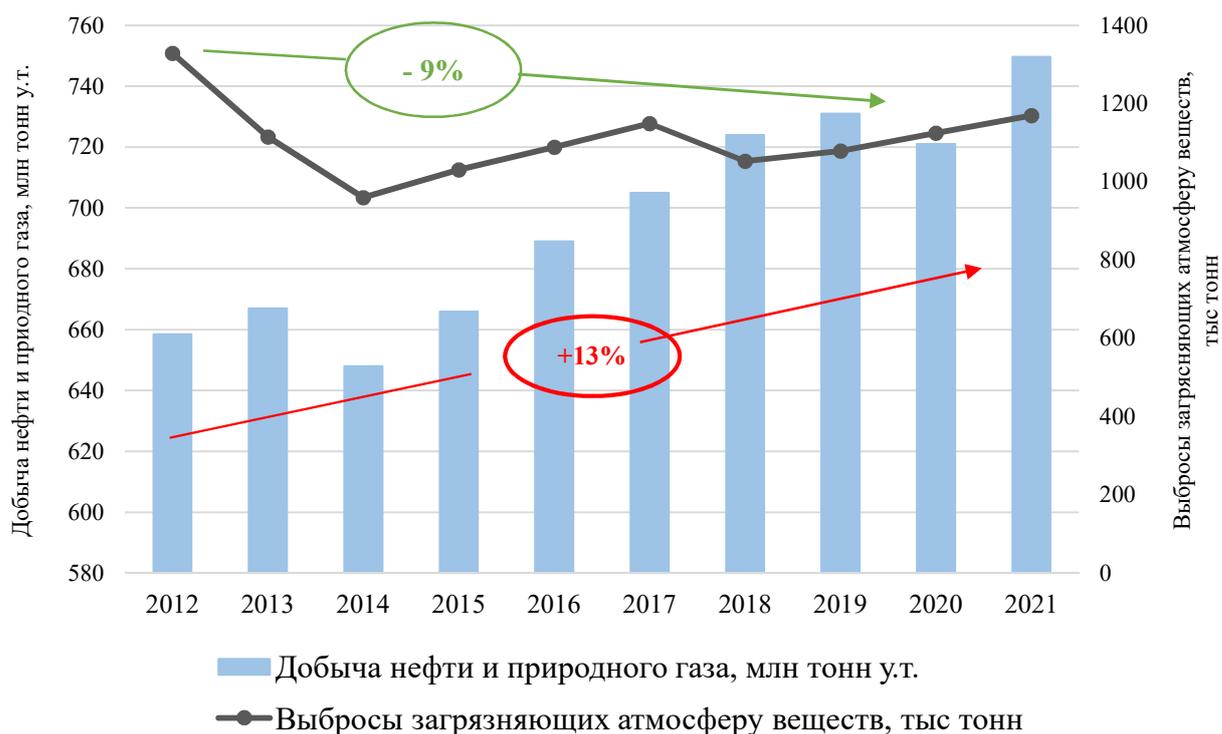


Рисунок 1.5 – Динамика показателей добычи углеводородных ресурсов и выбросов загрязняющих атмосферу веществ регионов Арктики

Источник: составлено автором по материалам [153]

Можно заключить, что ужесточение природоохранного законодательства и появление новых экологических критериев при разработке нефтегазовых месторождений, с одной стороны, приводит к повышению затрат и увеличению сроков запуска проектов. С другой стороны, эффективная государственная политика в сфере повышения экологической устойчивости нефтегазодобычи в интеграции с действиями нефтегазовых компаний способны обеспечить баланс экономической и экологической компонент и направить российский нефтегазовый комплекс на траекторию высоких показателей экологической безопасности [130].

Также, эксплуатация арктических недр способствует **технологическому развитию российского нефтегазового комплекса.**

Стремительное совершенствование нефтегазовых технико-технологических систем стало в последнее десятилетие ключевым фактором развития отрасли [135]. В первую очередь, инновационно-технологическое обновление позволяет существенно снижать издержки производства углеводородного сырья, повышая экономическую устойчивость нефтегазовых проектов. Так, за счет опережающего технологического развития, норвежская компания Equinor достигла рекордно низкого уровня затрат на добычу нефти в Арктике – 20 долл./барр. (рисунок 1.6).

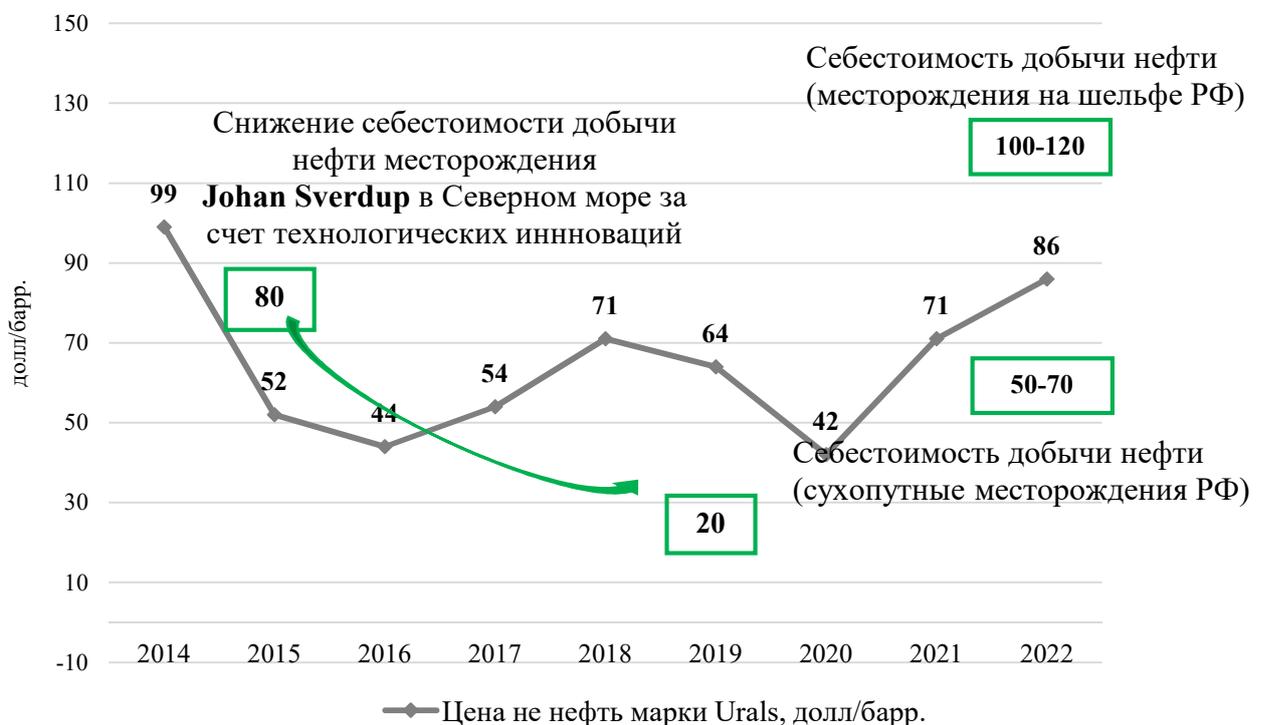


Рисунок 1.6 – Динамика мировых цен на нефть и себестоимость добычи нефти в Арктике

Источник: составлено автором по материалам [59, 178, 195]

Трансформации технологического контура способствовали завершение эпохи «легкой нефти» и обострившаяся конкуренция за традиционные и перспективные рынки сбыта. Благодаря активизации разработки инновационных технологий, в том числе цифровых, появляется возможность вовлекать в эксплуатацию сложные запасы. Особенно актуально развитие наукоемких методов добычи и транспортировки ресурсов для арктических нефтегазовых комплексов,

требующих применения передовых технологий и технических средств, отвечающим суровым условиям Арктики.

С 2014 года российский нефтегазовый комплекс развивается в условиях ограничения на использование зарубежных технологий и оборудования. При этом, ряд экспертов отмечают очевидные плюсы сдерживающих мер для развития и выхода на высокотехнологичный рынок российского нефтегазового оборудования и сервиса. Так, Фадеев А.М. отмечает, что для промышленных нефтегазовых комплексов технологические вызовы становятся «новыми точками роста профессиональных компетенций и перспективного развития» [100].

Антироссийские санкции показали, как важно обладать полной самостоятельностью и независимостью по части оборудования и технологий, особенно в сфере разработки сложных арктических месторождений. Уход зарубежных компаний с российского рынка способствовал развитию государственной политики по стимулированию возможностей импортозамещения, развитию собственных технологических компетенций, поиску новых партнеров, прежде всего в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). В результате заметно растет заинтересованность в технологическом совершенствовании у отраслевых компаний, а многие отечественные разработки уже нашли практическое применение [114]. При этом, арктические территории являются уникальной площадкой для апробации новых технологий и оборудования, в рамках которых будет создаваться высокотехнологичные нефтегазовые комплексы и сопутствующая инфраструктура.

Тем не менее, в России пока остаются технологии и оборудование, которые импортируются. Сложный процесс движения от локализации и импортозамещения до создания собственных разработок и инноваций требует совершенствования системы взаимодействия между государством, наукой и бизнесом с целью разработки и внедрения прогрессивных решений в производственный цикл, дальнейшей настройки мер и механизмов поддержки научно-исследовательских работ, максимальной концентрации технологических и производственных компетенций российских компаний.

Согласно государственной программы «Научно-технологическое развитие Российской Федерации» [86], утверждённой в 2019 году, главными вызовами и одновременно драйверами комплексного развития нефтегазовой промышленности должны стать осуществление перехода к цифровым технологиям, повышение энергоэффективности добычи и переработки сырьевых ресурсов, развитие ресурсосберегающих и экологически чистых технологий, формирование интеллектуальных транспортных и коммуникационных сетей (что особенно актуально для отдаленных регионов Арктики), внедрение системного подхода к проводимым исследованиям и коммерциализации инновационных технологий.

На рисунке 1.7 представлен перечень наиболее перспективных технологий для российской нефтегазовой отрасли согласно «Прогноза научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период 2035 года» [92].

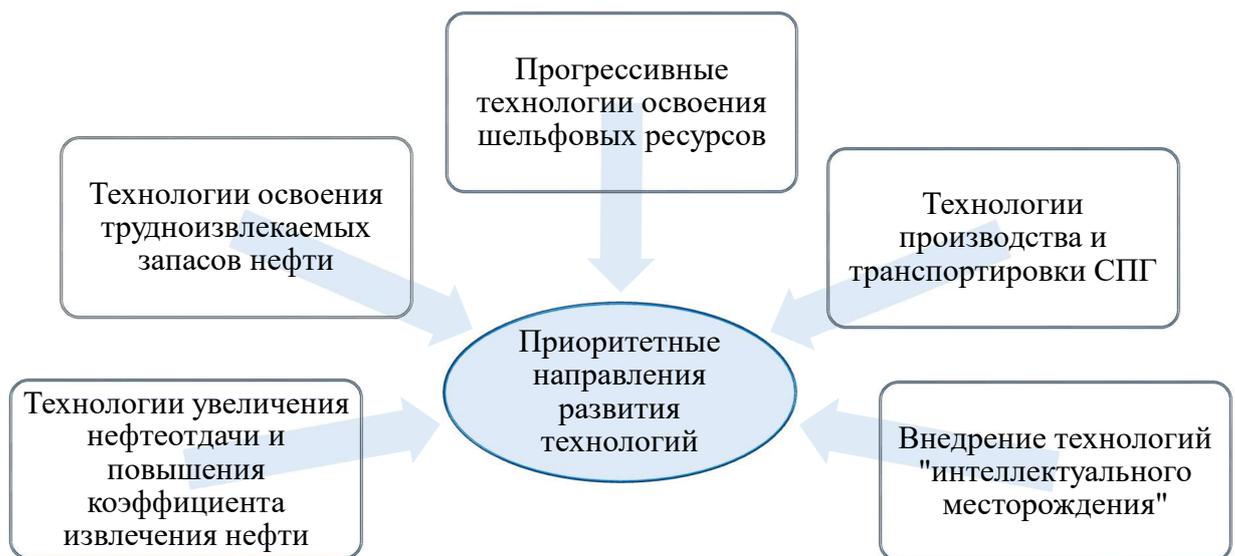


Рисунок 1.7 – Приоритетные направления развития технологий в нефтегазовой отрасли Российской Федерации

*Источник: составлено автором по материалам [92]*

Ключевое значение на современном этапе развития нефтегазового сектора имеет развитие цифровых технологий [21]. В нефтегазовой отрасли цифровые технологии должны обеспечивать оптимизацию производственных процессов, а также позволяют анализировать гигантские массивы данных для принятия эффективных управленческих решений [109].

В 2017 году сформирован ведомственный проект «Цифровая энергетика», направленный на создание условий для преобразования энергетической инфраструктуры страны посредством внедрения цифровых технологий, включая план мероприятий цифровой трансформации нефтегазовой отрасли (рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Направления цифровой трансформации нефтегазового сектора Российской Федерации

*Источник: составлено автором по материалам [46]*

Важно отметить, что существенное внимание в вопросе технологического развития нефтегазового сектора уделяется научно-исследовательскому направлению. На территории Арктики действуют научно-образовательные центры (НОЦ) мирового уровня (НОЦ «Север: территория устойчивого развития» в Республике Саха (Якутия) [74], НОЦ «Российская Арктика» в г. Архангельск [52]). Деятельность НОЦ предполагает кооперацию образовательных, научных

организаций и промышленных компаний с целью проведения совместных инновационных исследований и опытно-конструкторских работ для решения крупных научно-технологических задач в регионе.

Таким, образом, развитие промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике является локомотивом развития отрасли в целом. Масштабное освоение ресурсного потенциала за полярным кругом обеспечит стабильное воспроизводство минерально-сырьевой базы страны, позволит выйти российской промышленности на новый уровень технологического развития, сохранит лидерские позиции России на мировом энергетическом рынке [13, 27].

Для определения перспектив долгосрочного развития нефтегазовых комплексов в Арктике необходимо исследовать тенденции развития глобального энергетического рынка.

### **1.3 Глобальные вызовы и возможности при формировании промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике**

Современный этап развития мировой энергетической системы характеризуется высоким уровнем нестабильности и динамичности изменений [170]. Экономический кризис, ставший следствием пандемии COVID-19, а также геополитические потрясения постпандемийного периода определили беспрецедентную дестабилизацию глобального нефтегазового рынка.

Ключевым фактором является неопределенность перспектив спроса на углеводородные ресурсы. Аналитики Организации стран-экспортеров нефти (ОПЕК) прогнозируют, что вероятный исторический пик спроса на нефть наступит в 2035-2040 гг. [194]. Эксперты консалтинговой компании Rystad Energy ожидают замедление спроса после 2028 года [189]. Компания BP утверждает, что уровень спроса на нефть уже был достигнут в 2019 году [155].

Мировые настроения относительно спроса на нефть находят свое отражение в «Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года». Верхний сценарий не предполагает роста уровня добычи нефти в стране, а лишь его стабилизацию на уровне 555 млн тонн ежегодно, согласно нижнего сценария ожидается снижение добычи до показателя 490 млн тонн [97].

Восходящая траектория нестабильности приводит к сокращению инвестиционного интереса к разработке нефтегазовых месторождений. Низкий уровень инвестиций в последние годы означает, что в разработке находится все меньшее количество новых ресурсов. По оценке Международного энергетического агентства (IEA), мировой прирост запасов нефти в 2021-2022 гг. был на самом низком уровне с 1930-х гг. Отчасти сокращение инвестиций обусловлено оптимизацией затрат по новым проектам. Однако существенная часть сокращений связана с переносами или отказами от реализации проектов (рисунок 1.9).



Рисунок 1.9 – Динамика мировой добычи нефти и инвестиций в нефтяную отрасль

*Источник: составлено автором по материалам [195]*

Конкурентные позиции природного газа на мировом энергетическом рынке выглядят более уверенно (рисунок 1.10).



Рисунок 1.10 – Динамика мировой добычи природного газа и инвестиций в газовую отрасль

*Источник: составлено автором по материалам [195]*

Традиционные аргументы в пользу газа обусловлены его более высокими экологическими характеристиками по сравнению с другими видами ископаемого топлива. Согласно прогнозу IEA, спрос на природный газ продолжит рост в пределах 5% до 2030 года с последующей стабилизацией. При этом снижение потребления в странах с развитой экономикой компенсируется ростом в странах с формирующимся рынком и развивающихся странах. Более оптимистичное прогнозирование развития газовой отрасли ограничено возрастающей конкуренцией со стороны возобновляемых источников энергии [157].

Пандемия усилила непредсказуемость доходности нефтегазовых проектов, а энергетический кризис 2021-2022 гг. укрепляет бизнес-аргументы в пользу ВИЭ [142, 193]. За последние 15 лет объем глобальных инвестиций в развитие мощностей ВИЭ превысили 4 трлн долл [195]. При этом важной тенденцией развития рынка становится достижение паритета цены между ископаемыми и возобновляемыми ресурсами за счет стремительного развития технологических инноваций в секторе ВИЭ.

Расширение использования ВИЭ определяет существенные изменения в структуре глобального энергобаланса в долгосрочной перспективе (рисунок 1.11).

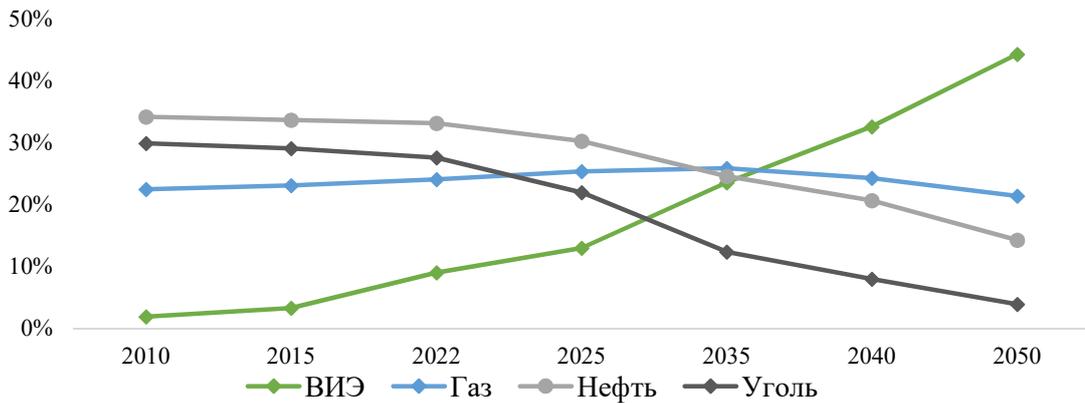


Рисунок 1.11 – Прогноз изменения структуры потребления первичной энергии  
 Источник: составлено автором по материалам [155]

Сокращение эмиссии парниковых газов и установление взаимной связи между экономическим ростом, использованием ресурсов и защитой окружающей среды также становятся приоритетом стратегий нефтегазовых компаний [25]. Наибольшего прогресса в движении к углеродной нейтральности добились европейские нефтегазовые компании. Североамериканские операторы, а также национальные нефтяные компании одновременно с целями низкоуглеродного развития продолжают поддерживать добычу нефти и природного газа (рисунок 1.12).

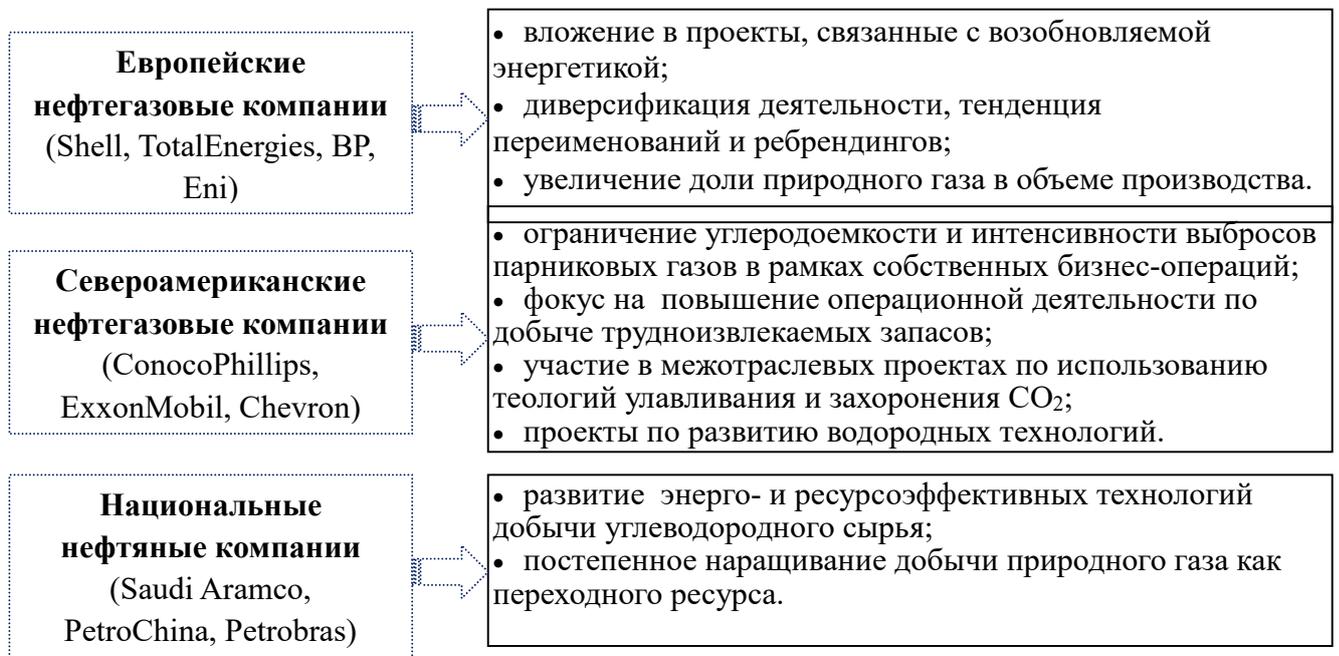


Рисунок 1.12 – Современные направления развития зарубежных нефтегазовых компаний

Источник: составлено автором по материалам [174-184]

Из традиционных видов сырья составить конкуренцию ВИЭ может природный газ – единственный вид ископаемого топлива, который при минимальном экологическом ущербе способен обеспечить энергетическую безопасность глобальной экономики. Кроме того, ожидается поддержание спроса на газ для производства водорода, который рассматривается в качестве важного энергоносителя и средства хранения избыточной электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ (рисунок 1.13).

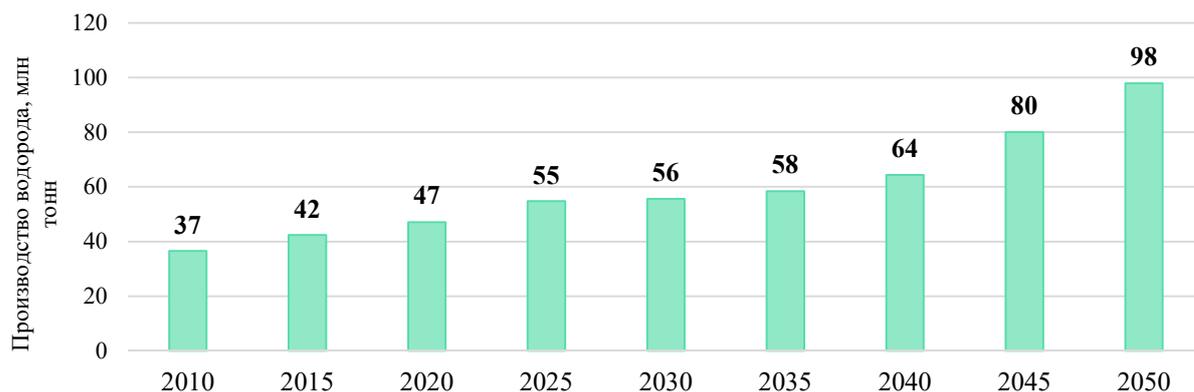


Рисунок 1.13 – Динамика и прогноз производства водорода из природного газа

*Источник: составлено автором по материалам [155]*

Потребности в метане как сырье для производства водорода, по предварительным оценкам, не уступают современному потреблению газа.

Таким образом, газовая отрасль может быть успешно адаптирована к декарбонизированной энергосистеме, производя энергию с нулевым выбросом парниковых газов и может эффективно развиваться не только в краткосрочной перспективе в рамках трансформации энергетической системы, но и после достижения углеродной нейтральности.

Также важно отметить масштабное расширение производства сжиженного природного газа (СПГ), который, в условиях волатильности цен на мировых рынках, становится более привлекателен для импортеров, чем поставки трубопроводного газа по долгосрочным контрактам [110, 152]. Основным драйвером роста спроса на СПГ являются страны АТР, прежде всего, Китай, на фоне непрерывного увеличения потребления энергии (рисунок 1.14).

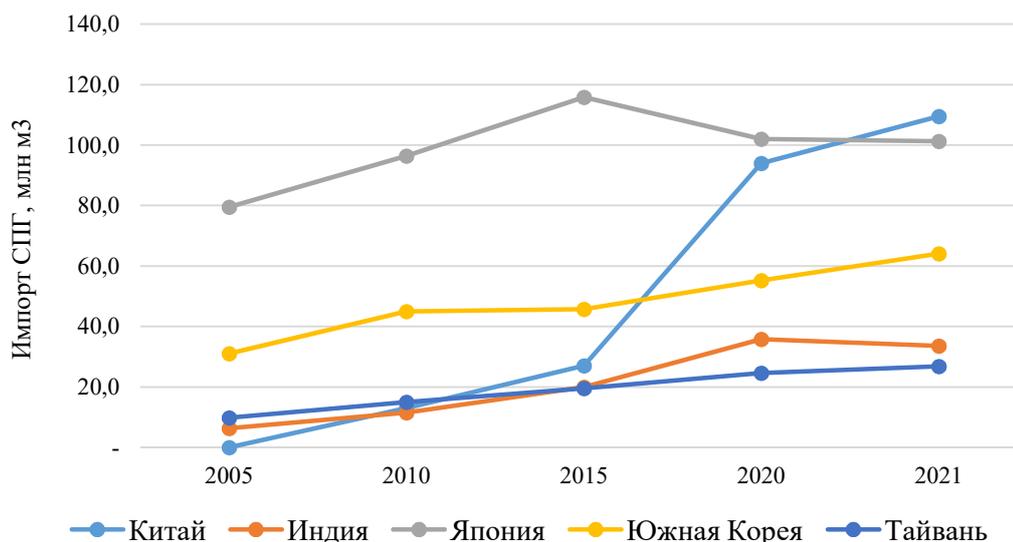


Рисунок 1.14 – Динамика импорта СПГ по странам

Источник: составлено автором по материалам [155]

За последнее десятилетие объем торговли СПГ удвоился, в то время как торговля трубопроводным газом снизилась на 5,8%. Примечательно, что в 2019 году объемы продаж СПГ и трубопроводного газа достигли паритета.

Сегодня Россия входит в пятерку крупнейших игроков рынка, а российская Арктическая зона получила статус мирового центра производства СПГ (рисунок 1.15).

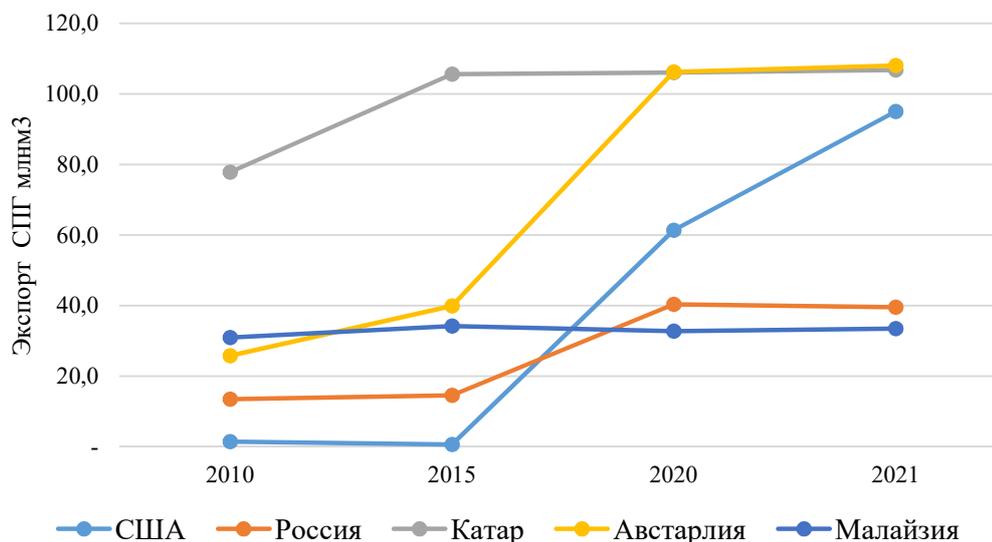


Рисунок 1.15 – Динамика экспорта СПГ по странам

Источник: составлено автором по материалам [155]

Согласно планам Министерства энергетики Российской Федерации, доля страны на мировом рынке СПГ к 2035 году должна составить 15-20%

(прогнозируемый объем производства от 80 до 140 млн тонн ежегодно), что будет равняться четвертому месту по мощностям в списке ведущих производителей [98]. Достичь этого показателя планируется за счет ценовой конкурентоспособности отечественных СПГ-проектов, которые имеют низкую операционную себестоимость, а также пользуются значительными налоговыми преференциями, предоставляемыми государством. Россия располагает возможностями для наращивания производства СПГ на Дальнем Востоке и на северо-западе европейской части страны. Но основная роль в увеличении производства СПГ отводится Арктике.

Помимо России, большие планы по наращиванию СПГ-мощностей есть у Австралии (прогнозируемый уровень производства к 2035 году – 70-90 млн тонн) и Катара (от 70 до 140 млн. тонн). Ожидается, что первенство в развитии СПГ-индустрии возьмут США с ежегодным уровнем производства до 300 млн тонн.

Также угрозой для экономической устойчивости арктических нефтегазовых комплексов представляет появление новых игроков на мировом нефтегазовом рынке. За последние несколько лет США показали крупнейший устойчивый рост добычи углеводородов за всю историю рынка. Так называемая «сланцевая революция» произошла благодаря внедрению эффективных технологий, предоставлению максимальной поддержки частному бизнесу в нефтегазовой отрасли, а также значительному расширению разрешенной к разработке минерально-сырьевой базы. Это не только изменило пропорции рынка и механизм формирования цен на ресурсы, но и обострило конкуренцию за традиционные и перспективные рынки сбыта для России. Так, в 2012 году из-за увеличения добычи и сокращения импорта природного газа в США, было отложено инвестиционное решение по крупнейшему газоконденсатному месторождению в российской Арктике – Штокмановскому [151].

Глобальные потрясения нефтегазового комплекса в 2020-2022 гг. негативно повлияли на сегмент сланцевой добычи в США. Прогноз IEA предрекает этой отрасли резкое снижение инвестиций и объемов производства [195]. Тем не менее, США остаются ключевым игроком на мировом нефтегазовом рынке, используя при

этом концепцию политического и санкционного давления на конкурентов. Разговоры об энергетической безопасности Европы и независимости от поставок сырья из России, ограничение реализации российских проектов, претензии на Северный морской путь, запрет на поставку оборудования и технологий для нефтегазодобычи – попытки США препятствовать эффективному освоению российской минерально-сырьевой базы [151].

На мировом нефтегазовом рынке появляются и другие значимые игроки и регионы добычи. Значительными перспективами обладают континентальный шельф Бразилии, шельф Израиля, Гайаны, Мексики, Кипра, Танзании, Мозамбика и ряда других стран. В этой связи, доля российских энергоресурсов, прежде всего, нефти, на мировом рынке снижается. Прирост добычи нефти за последние 10 лет в России ниже показателей крупных нефтедобывающих стран (рисунок 1.16).

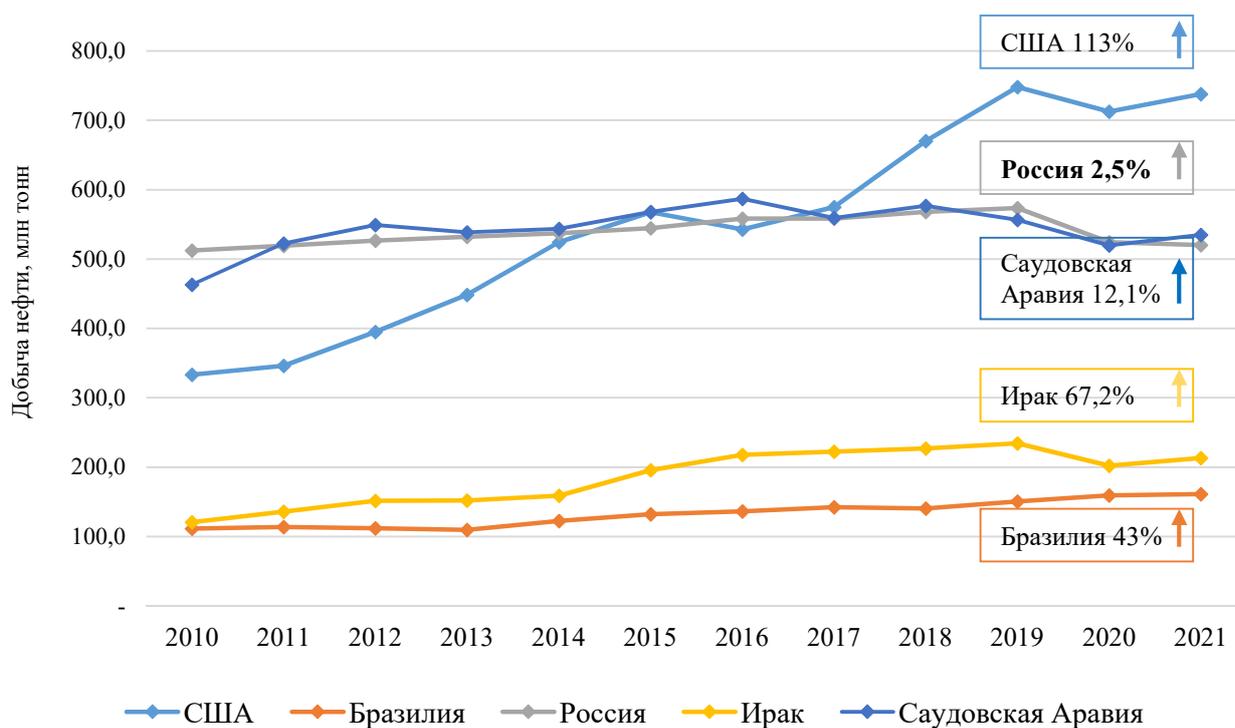


Рисунок 1.16 – Динамика добычи нефти крупнейшими мировыми производителями

Источник: составлено автором по материалам [155]

В 2022-2023 гг. правительства стран ЕС и США на фоне обострения геополитической обстановки призывают сосредоточиться на ускоренном отказе от

российских энергоресурсов. Введено поэтапное эмбарго на сырую нефть и нефтепродукты, сокращается импорт природного газа и СПГ.

Перспективными направлениями экспорта российских углеводородов, компенсирующими сокращение поставок в страны европейского региона, становятся страны АТР, прежде все, Китай и Индия, экономика которых активно восстанавливается от последствий пандемии.

Расширение сотрудничества на азиатском рынке – важная стратегическая ориентация российского нефтегазового комплекса. Однако, перенаправление экспорта требует активизации усилий по строительству дополнительной транспортной инфраструктуры. Так, согласно оценкам экспертов, наращивание поставок природного газа в Азию до уровня, близкого к объему экспорта в 2021 году в страны ЕС (155 млрд м<sup>3</sup>), требует не менее 10 лет. Переориентирование поставок газа может привести к суммарной потере добычи до 550 млрд м<sup>3</sup> газа за период 2022-2025 гг. [157]. Больше всего пострадает добыча газа в российском секторе Арктики, а сроки запуска ряда нефтегазовых проектов могут быть сдвинуты.

Также к значимым тенденциям развития энергетического рынка можно отнести развитие нефтегазохимической промышленности. Драйверами спроса на продукцию нефтегазохимии выступают крупные развивающиеся страны, прежде всего АТР, в отраслевой структуре – сфера упаковки, строительная и автомобильная отрасли. До 2050 года прогнозируется глобальный рост производства нефтегазохимических веществ в мире в 1,5 раза, в результате чего выпуск практически достигнет 1 млрд тонн. Нефтегазохимическая индустрия обеспечит около 75% прироста мирового спроса на нефть до 2040 года [195].

Российский нефтегазовый комплекс имеет высокий потенциал для развития производства основных продуктов нефтегазохимии – пластмасс, полимеров, пластмасс, каучуков, продуктов органического синтеза – как в целях удовлетворения внутреннего потребления для импортозамещения, так и за счет расширения экспорта в ключевые для России регионы – Европу и Китай.

Развитие нефтегазохимической индустрии позволит: обеспечить загрузку нефтегазового производства, в том числе в арктических регионах; создать значительную добавленную стоимость; снизить импортозависимость от продукции высоких переделов; сократить экспорт базового сырья с увеличением поставок на внутренний рынок для последующей переработки [77, 91].

Изучение вариантов монетизации уникальной сырьевой базы Арктики через развитие газоперерабатывающих и нефтегазохимических производств является актуальной задачей государственной политики. Формирование нефтегазохимических комплексов в Арктике в рамках кластерного подхода с учетом перспектив освоения нефтегазовых ресурсов и возможностей транспортно-логистической инфраструктуры выведет нефтегазовый сектор макрорегиона на новый уровень развития.

Таким образом, развитие российского арктического нефтегазового сектора осуществляется в условиях значительного количества внутренних ограничений (низкий темп ГРП, отсутствие собственного технологического задела по приоритетным направлениям, значительная социальная значимость проектов) и высокой нестабильности внешней среды [136-138, 147].

Безусловно, формируемые вызовы следует рассматривать не только как угрозы для сложных комплексов нефтегазодобычи за полярным кругом, но и как новые возможности. Однако, можно предположить, что потрясения глобального энергетического рынка будут только возрастать, снижая инвестиционную привлекательность освоения арктических ресурсов и оказывая влияние на степень устойчивости процесса формирования промышленных нефтегазовых комплексов.

Это обуславливает необходимость разработки и реализации эффективной государственной политики в сфере освоения арктических недр, направленной, прежде всего, на формирование интеграционных механизмов в нефтегазовом комплексе посредством создания инвестиционно-привлекательных нормативных и правовых условий [128]. Также, первостепенное значение имеет стабильность таких условий, что особенно важно для долгосрочных, капиталоемких проектов нефтегазодобычи в Арктике.

Объединение финансовых возможностей, технологического потенциала и компетенций в рамках развития различных форм кооперации государства и частных инвесторов позволит снизить риски проектов по развитию промышленных комплексов за полярным кругом.

При этом, реализация интеграционных механизмов требует формирования диверсифицированной экономико-правовой среды. Действующая в Российской Федерации лицензионная система должна быть дополнена развитием гражданско-правового режима недропользования для стимулирования интереса частных российских и зарубежных инвесторов к освоению арктического ресурсного потенциала.

Правовая основа стабильности инвестиционных проектов, индивидуализированная формула налогообложения в рамках гражданско-правового режима позволят вводить в эксплуатацию нерентабельные при лицензионной системе участки недр, к которым относятся, прежде всего, морские нефтегазовые месторождения Арктики.

Как отмечает Конопляник А.А., «именно гражданско-правовая система недропользования (равные права и встречная ответственность сторон) дает возможность устанавливать механизмы максимизации ресурсной ренты и ее оптимального распределения между сторонами на основе переговорного, то есть доказательно-соревновательного процесса» [41].

Проведенный анализ глобальных вызовов и угроз развития российского нефтегазового комплекса позволяет сформировать концептуальную схему, которая определяет возможности повышения экономической устойчивости при создании новых и функционировании старых промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике (рисунок 1.17).



Рисунок 1.17 – Концептуальная схема, направленная на повышение экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике

#### 1.4 Выводы к главе 1

1. Установлено, что в рамках процесса формирования и функционирования промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике помимо анализа перспектив достижения приемлемых производственно-экономических показателей требуется учет эколого-социальных и инновационно-технологических аспектов, которые являются неотъемлемыми компонентами устойчивого развития промышленности в новой парадигме мировой экономики. Уточнены термины «устойчивое развитие», «устойчивость», «повышение устойчивости». Определены критерии и элементы, определяющие экономическую устойчивость арктических комплексов нефтегазодобычи. Отдельно выделены инновационный и организационный элементы, способные повысить устойчивость процесса формирования и функционирования арктических промышленных комплексов.

2. Повышение экономической устойчивости при создании промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике связано с решением симбиоза разнородных задач и требует разработки уникальных управленческих решений на уровне государства и компаний. Комплекс управленческих и инвестиционных решений должен учитывать стратегическую направленность освоения ресурсного потенциала арктических регионов, высокие экономические, экологические и технологические риски, параметры технологического развития отрасли. Также представляется важным определять принципы взаимодействия с ключевыми стейкхолдерами, развивая при этом интеграционные механизмы между ключевыми участниками арктических нефтегазовых проектов. Сформулированы стратегические задачи повышения экономической устойчивости при создании промышленных нефтегазовых комплексов Арктики в системе координат государство – нефтегазовые компании.

3. Геополитические потрясения и глобальные экономические проблемы определяют высокую нестабильность минерально-сырьевых рынков. В ходе проведенного анализа исследованы основные тенденции

развития мировой энергетической системы с учетом формируемых вызовов и возможностей для развития российской нефтегазовой индустрии.

4. Ключевым сдерживающим фактором развития нефтегазовых комплексов в Арктике является недостаточное технико-технологическое обеспечение. Переориентация российской нефтегазовой отрасли на технологические возможности партнеров из дружественных стран должна сочетаться с развитием собственного технологического задела. Арктика является перспективной платформой для разработки и апробации инноваций.

5. Предложены четыре концептуальных подхода к обеспечению экономической устойчивости освоения арктических ресурсов. Наиболее целесообразным для решения важных стратегических задач развития арктических нефтегазовых комплексов представляется комплексный подход, предполагающий формирование и закрепление институционально-правовых основ, которые позволят в рамках программ и проектов по развитию промышленных комплексов обеспечивать целостность и генерировать экономические, эколого-социальные и технологические эффекты в условиях нестабильности мирового рынка энергоресурсов.

6. Сформулированы теоретические принципы экономически устойчивого развития арктических промышленных нефтегазовых комплексов, к которым относятся программность, многоаспектность, эколого-сбалансированность, системность, инновационность, кооперационность. Важнейшим принципом является интеграционность – формирование и развитие взаимовыгодного сотрудничества между государством, частным бизнесом, научным сообществом, предприятиями смежных отраслей, иностранными партнерами.

7. Стратегическая ориентация арктического нефтегазового сектора определяет решающую роль государства в обеспечении и повышении экономической устойчивости при создании промышленных нефтегазовых комплексов. Инвестиционно-ориентированная государственная политика, основанная на развитии механизма гражданско-правовых договоров сможет

способствовать притоку инвестиций, технологий и компетенций. В этом случае нефтегазовые комплексы могут стать точками экономического роста в Арктике, мультипликативный эффект которых окажет положительное влияние на социо-экономическую ситуацию как арктических регионов, так и страны в целом, а также позволит повысить конкурентоспособность и экономическую устойчивость российского нефтегазового сектора в целом.

## ГЛАВА 2 АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ В АРКТИКЕ

### 2.1 Нефтегазовые ресурсы Арктической зоны Российской Федерации: проблемы и перспективы

Государственным балансом запасов полезных ископаемых в Арктической зоне Российской Федерации (с учетом прилегающих акваторий) учтены 288 месторождения с нефтяной составляющей с технологическими извлекаемыми запасами нефти категорий  $A+B_1+C_1$  – 4083,7 млн тонн (21,5% от общероссийских запасов), категорий  $B_2+C_2$  – 4644,3 млн тонн. Геологические запасы нефти составляют по сумме категорий  $A+B_1+C_1$  – 16813,9 млн тонн, категорий  $B_2+C_2$  – 19032,3 млн тонн [103]. На рисунке 2.1 представлена динамика добычи нефти в России.

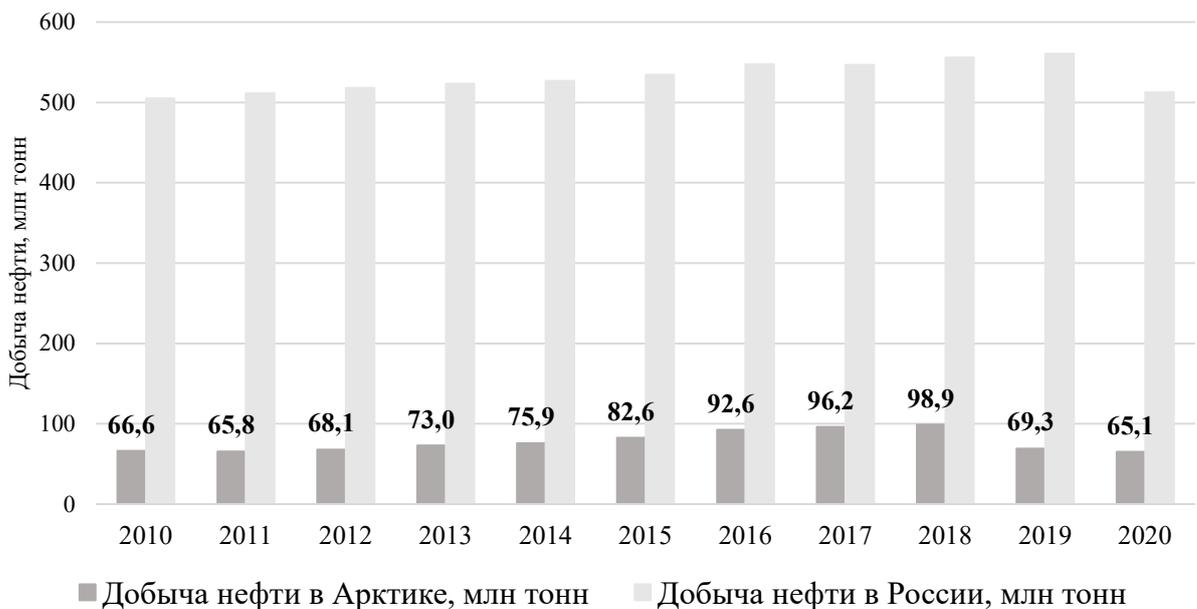


Рисунок 2.1 – Динамика добычи нефти в Российской Федерации

Источник: составлено автором по материалам [59, 103]

Государственным балансом запасов учтены 297 месторождений с технологическими извлекаемыми запасами свободного газа категорий  $A+B_1+C_1$  – 36542,3 млрд  $m^3$  (76,7% от запасов по стране), категорий  $B_2+C_2$  – 17230,5 млрд  $m^3$  [103]. На рисунке 2.2 представлена динамика добычи природного газа.

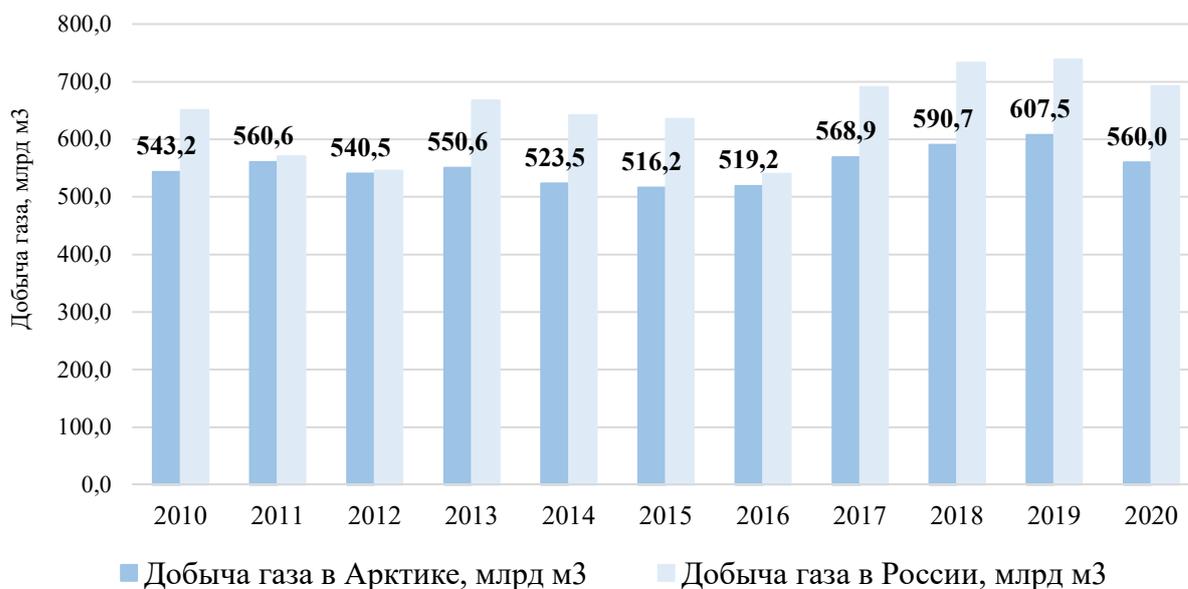


Рисунок 2.2 – Динамика добычи газа в Российской Федерации

Источник: составлено автором по материалам [59, 103]

При этом нефтегазовые ресурсы распределены по арктическим территориям неравномерно (рисунок 2.3), что значительно осложняет освоение недр ввиду необходимости инфраструктурного обеспечения.

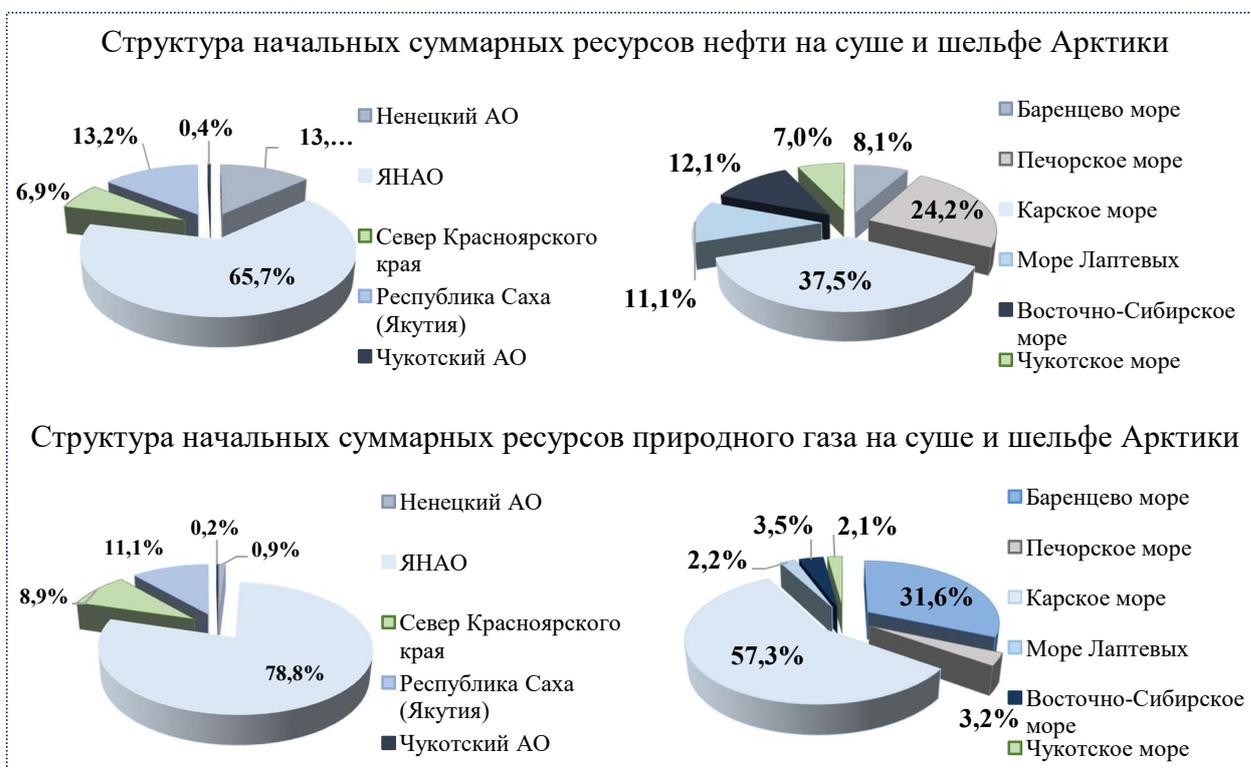


Рисунок 2.3 – Структура начальных суммарных ресурсов нефти и природного газа Арктической зоны Российской Федерации

Источник: составлено автором по материалам [59, 103]

Ввиду высокой сложности реализации морских проектов, добыча нефти и газа на российском арктическом шельфе ведется в минимальных объемах и в ближайшей перспективе ее существенного роста не ожидается [161]. Сложность освоения ресурсов арктических акваторий определяется геологическими и климатическими особенностями территорий, необходимостью соблюдения жестких природоохранных требований и использования инновационных технологий и оборудования, что обуславливает высокую капиталоемкость добычи и снижение интереса инвесторов [23, 186]. В последние годы из-за падения котировок на энергоресурсы часть инициатив по реализации шельфовых проектов была заморожена на стадии ГРР по причине нерентабельности.

Согласно законодательству Российской Федерации только подконтрольные государству компании (с долей государственного участия не менее 50%), имеющие как минимум пятилетний опыт работы на шельфе, могут претендовать на разработку морских месторождений в Арктике. Сегодня доступ к эксплуатации арктических недр имеют только компании ПАО «Газпром» и ПАО «НК «Роснефть».

Получение «Газпром» и «Роснефть» лицензий предполагало, что риски и затраты на освоение шельфовых участков с российскими игроками разделят иностранные партнеры. Так, крупное месторождение Победа на шельфе Карского моря было открыто в рамках сотрудничества компаний «Роснефть» и ExxonMobil. Однако, с введением санкций в отношении российского нефтегазового комплекса взаимодействие с иностранными партнерами было остановлено. После ухода зарубежных инвесторов, «Газпром» и «Роснефть» самостоятельно занимаются ГРР, однако, в отсутствие доступа к технике и технологиям, их темпы значительно снизились, а сроки выполнения лицензионных обязательств (особенно в части бурения) отодвигаются вплоть до 2030 года.

В таблице 2.1 представлена характеристика основных месторождений российского арктического шельфа.

Таблица 2.1 – Основные морские нефтегазовые месторождения Арктической зоны Российской Федерации

Месторождение	Тип флюида	Год открытия	Извлекаемые запасы						Класс месторождения
			Нефть, млн тонн		Свободный газ, млрд м <sup>3</sup>		Конденсат, млн т		
			A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	
<b>Баренцево море</b>									
Штокмановское	ГК	1988	-	-	3939,4	-	56	-	уникальное
Лудловское	Г	1990	-	-	80,1	131,1	-	-	крупное
Ледовое	ГК	1992	-	-	91,7	330,4	0,8	3,3	уникальное
Мурманское	Г	1983	-	-	59,1	61,6	-	-	крупное
Северо-Кильдинское	Г	1985	-	-	5,1	10,5	-	-	среднее
<b>Печорское море</b>									
Приразломное	Н	1989	46,5	25,5	-	-	-	-	крупное
Северо-Гуляевское	НГК	1986	0,8	10,6	10,4	41,4	0,3	1,2	среднее
Поморское	ГК	1985	-	-	6	15,9	0,2	0,4	среднее
Варандей-море	Н	1995	1,8	4	-	-	-	-	среднее
Медынское-море	Н	1997	54,1	22,3	-	-	-	-	крупное
Долгинское	Н	1999	0,9	234,9	-	-	-	-	крупное
Мадачагское	Н	2022	-	82,0	-	-	-	-	крупное
<b>Карское море</b>									
Русановское	ГК	1989	-	-	240,4	538,6	2,4	5,4	уникальное
Ленинградское	ГК	1990	-	-	71,1	980,6	0,2	2,8	уникальное
Каменномысское-море	Г	2000	-	-	555,0	-	-	-	крупное
Северо-Каменномысское	ГК	2000	-	-	404,9	27,1	2,5	1,3	крупное
Антипаютинское	Г	1978	-	-	20,9	79,1	-	-	крупное
Чугорьяхинское	Г	2002	-	-	42,5	4,4	1,6	0,2	крупное
Семаковское	Г	1971	-	-	273,2	-	-	-	крупное
Победа	НГ	2014	-	130,0	-	422,0	-	-	уникальное
Нярмейское	Г	2019	-	-	-	120,8	-	-	крупное
Им. В. А. Динкова	Г	2019	-	-	-	390,7	-	-	уникальное
75 лет Победы	Г	2020	-	-	-	202,4	-	-	крупное
Им. Маршала Жукова	Г	2020	-	-	-	800,0	-	-	уникальное
Им. Маршала Рокоссовского	ГК	2020	-	-	-	514,0	-	53,0	уникальное
<b>Море Лаптевых</b>									
Центрально-Ольгинское	Н	2018	-	81,0	-	-	-	-	крупное

Источник: составлено автором по материалам [81-83]

На сегодняшний день промышленная добыча нефти на шельфе Арктики осуществляется компанией ПАО «Газпром нефть» на месторождении Приразломное в Печорском море (извлекаемые запасы нефти более 70 млн тонн); добыча газа не производится [81]. Разработка Приразломного месторождения – первый российский опыт добычи на шельфе Арктики.

Реализация стратегических планов российских компаний по освоению углеводородного потенциала арктического шельфа находится на начальных стадиях – оценка ресурсов, бурение разведочных скважин. Так, например, доразведка месторождений Победа и Медыньское-море («Роснефть»), Ленинградского, Лудловского, Русановского и Ледового («Газпром»), планируется на период 2025-2030 гг.

Перспективный шельфовый проект в Арктике – месторождение Каменномысское-море компании ПАО «Газпром», расположенное в Карском море. По размеру запасов газа месторождение относится к категории уникальных – около 555 млрд м<sup>3</sup>. Ключевыми объектами обустройства станут специальная ледостойкая платформа и ледостойкие блок-кондукторы. Начало добычи газа планируется после 2025 года. Проектный уровень добычи газа – 15 млрд м<sup>3</sup> в год. Месторождение входит в группу перспективных активов «Газпрома»: Каменномысское-море, Северо-Каменномысское, Обское, Семаковское, Антипаютинское, Тота-Яхинское и Чугорьяхинское. Разведанные запасы газа этих участков и прилегающих прибрежных территорий превышают 1,5 трлн м<sup>3</sup>, суммарный уровень добычи может достичь 60 млрд м<sup>3</sup> в год. Согласно генеральной схеме развития компании, все они будут объединены в единый добывающий узел, связанный с существующей газотранспортной схемой Ямбургского месторождения [82].

ПАО «Газпром нефть» активно проводит ГРП на всех лицензионных участках в Арктике, включая Северо-Западный, Хейсовский, Северо-Врангелевский [81].

Среди перспективных проектов компании по добыче нефти – проект разработки Долгинского нефтяного месторождения на шельфе Печорского

моря. В настоящее время ведутся ГРП, которые осложнены особенностями строения месторождения и его протяженностью – почти 90 км. На текущий момент закончено бурение трех разведочных скважин и ведется актуализация геологической модели. В 2020 году стало известно о возможности подключения Долгинского месторождения к инфраструктуре Приразломного месторождения [81]. Критической задачей является поиск партнеров для совместной реализации проекта.

Компания также рассчитывает на удачное завершение бурения на Южно-Обском участке в Карском море, лицензия на который была получена в 2019 году. В случае, если произойдет открытие месторождения, оно может быть введено в эксплуатацию в ближайшее десятилетие с учетом близости к действующей инфраструктуре Новопортовского месторождения.

ПАО «Роснефть» является крупнейшим держателем лицензий на участки арктического шельфа и активно осуществляет комплекс ГРП в регионе. Компании принадлежит 28 лицензий на участки в акваториях арктических морей с суммарными ресурсами 34,3 млрд тонн н.э.: в Западной Арктике (Баренцево, Печорское и Карское море) – 19 проектов, в Восточной (море Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское море) – 9 проектов [83].

В 2015 году ПАО «Роснефть» получила лицензию на разработку Хатангского участка в море Лаптевых на севере Красноярского края. В 2018 году завершено строительство поисковой скважины «Центрально-Ольгинская-1». По результатам бурения скважины была подтверждена нефтегазоносность акватории моря Лаптевых и открыто месторождение Центрально-Ольгинское с извлекаемыми запасами более 80 млн тонн нефти.

В Западной Арктике компания проводит сейсморазведочные и геологоразведочные работы на пяти месторождениях (Победа в Карском море, Северо-Гуляевское, Медыньское-море, Варандей-море и Поморское в Печорском море) с суммарными извлекаемыми запасами  $C_1+C_2$  нефти и конденсата – 247 млн тонн, газа – 501 млрд м<sup>3</sup> [83].

В последние несколько лет было сделано несколько новых открытий морских арктических активов – в 2019 году компания ПАО «Газпром» открыла на шельфе полуострова Ямал в Карском море месторождение им. В.А. Динкова (извлекаемые запасы газа  $C_1+C_2$  390,7 млрд  $m^3$ ) и Нярмейское месторождение (120,8 млрд  $m^3$ ), в 2020 году – месторождение 75 лет Победы (202,4 млрд  $m^3$ ) [82].

В 2020 году «Роснефть» поставила на учет два уникальных месторождения в Карском море – имени Маршала Жукова и Маршала Рокоссовского, сформировав в этом районе новый нефтегазовый кластер с суммарным объемом оцененных запасов более 1,7 трлн  $m^3$  газа и порядка 200 млн тонн нефти и конденсата. Бурение велось в рамках комплексной программы компании по освоению нефтегазового потенциала Карского моря, начатой в 2014 году с бурения скважины «Университетская-1» и открытием одного из крупнейших в мире нефтегазовых месторождений Победа [83].

Безусловно, неблагоприятная конъюнктура на глобальном энергетическом рынке, включая ограничение цен на российскую нефть и сокращение импорта природного газа, ставит под сомнение крупномасштабное освоение ресурсов арктических акваторий в ближайшей перспективе [4, 68]. Вместе с тем, углеводородный потенциал арктического шельфа по-прежнему обладает долгосрочными перспективами ввиду необходимости обеспечения возрастающих внутренних потребностей в энергоресурсах и появления возможностей расширения экспорта в страны АТР. Развитие собственного технологического задела в сфере разработки морских месторождений, расширение транспортной и производственной инфраструктур, внедрение экологосбалансированных и ресурсоэффективных проектных решений позволит существенно снизить издержки производства и обеспечить конкурентоспособность и экономическую устойчивость нефтегазовых комплексов на шельфе Арктики [127].

В этом сложном процессе ключевая роль принадлежит формированию эффективной государственной политики. В частности, ускорение темпов

освоения ресурсов арктических акваторий может произойти после либерализации доступа на шельфовые территории и появления возможности участвовать в разработке морских месторождений для зарубежных и частных российских инвесторов.

В сухопутной части российского арктического сектора добыча углеводородов происходит более интенсивно.

Компания ПАО «Газпром» активно формирует новый центр газодобычи на полуострове Ямал, который должен стать фундаментом развития газовой отрасли Российской Федерации. При активном взаимодействии с научными организациями и российскими предприятиями нефтегазового машиностроения компания сделала Ямал полигоном для апробации и внедрения высокоэффективных инновационных технологий и технических решений.

Полуостров включает в себя четыре промышленных зоны освоения – Бованенковскую, Тамбейскую, Южную и Приямальскую, в пределах которых расположено 18 месторождений компании с суммарными запасами газа 20,4 трлн м<sup>3</sup>, 1 млрд тонн нефти и газового конденсата; их ввод в эксплуатацию позволит к 2030 году добывать на полуострове Ямал до 360 млрд м<sup>3</sup> природного газа ежегодно. Значительным ресурсным потенциалом обладает Бованенковская зона, включающая три уникальных месторождения – Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское, валовая добыча которых оценивается в 217 млрд м<sup>3</sup> газа и 4 млн тонн конденсата в год [82].

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение – опорное месторождение ямальского центра газодобычи. Добыча газа будет осуществляться до 2128 года. Для вывода ямальского газа в Единую систему газоснабжения России «Газпром» построил новый газотранспортный коридор от Бованенково до Ухты.

Харасавэйское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на западном побережье полуострова Ямал, треть месторождения приходится на шельфовую часть. Слабая разведанность шельфовой части месторождения

допускает возможный прирост запасов. Начало добычи газа запланировано на 2023 год. Изначально проект предполагал создание завода по производству СПГ на базе месторождения с проектной мощностью до 24 млн тонн в год, предполагающий транспортировку СПГ танкерами ледового класса. Однако от реализации проекта отказались в пользу трубопроводной транспортировки газа по причине сложных условий судоходства в Карском море. Для транспортировки добытого на Харасавэйском месторождении газа будет построен газопровод-подключение протяженностью около 100 км до Бованенковского месторождения [82].

Ввод Крузенштернского газоконденсатного месторождения в промышленную эксплуатацию планируется в 2025-2029 гг. Месторождение частично выходит на шельф Карского моря. Сложные ледовые и инженерно-геологические условия обуславливают необходимость рассмотрения вариантов разработки месторождения с применением морских нефтегазопромысловых гидротехнических сооружений и других объектов обустройства, которые не имеют опыта апробации в мировой практике [19].

ПАО «Газпром» реализует другие крупные добычные проекты на территории ЯНАО. Потенциал Уренгойского месторождения Надым-Пур-Тазовского региона связан с разработкой труднодоступных ачимовских отложений, Южно-Русского месторождения – с освоением трудноизвлекаемых запасов туронского газа. Продолжается добыча газа на уникальных месторождениях – Ямбургском и Заполярном [82].

ПАО «Газпром нефть», доля арктической добычи которого в общем портфеле составляет до 30%, осуществляет промышленную эксплуатацию крупных месторождений за полярным кругом.

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение – крупнейшее разрабатываемое месторождение на Ямале (запасы нефти 250 млн тонн, газа – 320 млрд м<sup>3</sup>). В 2018 году компания получила лицензии на право поиска и геологического изучения в пределах Южно-Новопортовского и Сурового

участков недр, которые возможно подключить к производственно-логистической инфраструктуре Новопортовского месторождения.

Мессояхская группа нефтегазоконденсатных месторождений, расположенная на Гыданском полуострове, в Тазовском районе ЯНАО, является самым северным активом компании и разрабатывается совместно с компанией «Роснефть». Месторождение стало первым в России, где была опробована технология бурения горизонтальных скважин с множественными ответвлениями («фишбон»). Горизонтальное бурение позволило достичь сложных пластов месторождения без значительных затрат [81].

В последние годы ПАО «Газпром нефть» существенно расширила портфель проектов за счет заключения долгосрочных рискованных операторских договоров (ДРОД) с ПАО «Газпром», приступив к освоению нефтяных оторочек, ачимовских залежей и неоком-юрских газовых и газоконденсатных залежей. В настоящее время по этой схеме компания осуществляет добычу углеводородов на крупных арктических месторождениях – Песцовом, Ен-Яхинском, Западно-Таркосалинском, Ямбургском, Уренгойском, Харасавэйском и Бованенковском. Концепция ДРОД предполагает, что «Газпром нефть» инвестирует собственные средства в ГРП и строительство объектов инфраструктуры, при этом консолидирует запасы, добычу и финансовый результат от реализации этих проектов [81].

Стратегическим направлением компании является освоение труднодоступных ачимовских залежей. Проекты по разработке ачимовской толщи, рассматриваемые в ближайшей перспективе как локомотив российской нефтяной отрасли, способны открыть доступ к масштабным запасам еще не освоенных активов, а также продлить жизнь выработанным месторождениям с развитой инфраструктурой. В 2019 году «Газпром нефть» запустила масштабный проект по освоению ачимовских нефтяных формаций Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения, потенциал которых составляет 3,9 млрд тонн нефти. В стадии реализации находятся также крупные проекты геологоразведочных работ – на Тазовском, Меретояхинском

месторождениях, опытно-промышленных работ – на Северо-Самбургском. В число приоритетов компании входит также технически сложная разработка нефтяных оторочек Уренгойского, Тазовского, Песцового, Ен-Яхинского, Западно-Таркосалинского месторождений.

На 2025-2026 гг. запланировано начало промышленного освоения неоком-юрских залежей Бованенковского и Харасавэйского месторождений. Максимальный ежегодный уровень добычи на активах будет достигнут к 2031 году и составит более 38 млрд м<sup>3</sup> газа и до 4,1 млн тонн конденсата [81]. В настоящее время на месторождениях ведутся подготовительные работы и обустройство кустовых площадок.

Проект «Енисей» включает два лицензионных участка – Лескинский и Пухуцяяхский, расположенные на краю континентальной территории российской Арктики – на берегу Карского моря на полуострове Гыдан. Несмотря на высокие риски, компания видит здесь потенциал открытия гигантского месторождения и развития нового промышленного нефтегазового комплекса. Право на геологическое изучение, разведку и добычу нефти на участках компания получила в начале 2019 года [81].

Компания ПАО «НК «Роснефть» осуществляет разработку крупных месторождений в Арктике. В 2018 году, благодаря применению передовых технологий в добыче высоковязкой нефти, введено в эксплуатацию Русское нефтегазоконденсатное месторождение. Интеграция месторождений Ванкорской группы – Тагульского, Сузунского, Лодочного и Ванкорского в единый инфраструктурный кластер позволила максимально эффективно вести разработку недр.

Крупнейший проект компании «Роснефть» в Арктике – «Восток Ойл», запуск которого намечен на 2024 год в рамках реализации национального проекта для обеспечения грузопотока по Северному морскому пути. В проект «Восток Ойл» войдут активы «Роснефти» на севере Красноярского края – Западно-Иркинский участок и месторождения Ванкорского кластера. Кроме того, в «Восток Ойл» должны войти месторождения Восточно-Таймырского

кластера и Пайяхская группа месторождений. Также в рамках проекта «Восток Ойл» компанией будет сооружен завод по производству СПГ. Ресурсы «Восток Ойл» – 5 млрд тонн легкой малосернистой нефти, в 2024 году добыча может составить 25 млн тонн, а к 2030 году – до 115 млн тонн (20% всей российской добычи). Для выхода проекта на промышленные масштабы понадобится строительство с нуля масштабной инфраструктуры в Арктике [83].

Широкие перспективы также имеет развитие СПГ-мощностей за полярным кругом. Компания ПАО «НОВАТЭК» активно реализует планы по реализации крупномасштабного производства СПГ в Арктике (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Характеристика новых проектов производства СПГ в Арктике

Проект	Локация	Ресурсная база природного газа	Проектная мощность (млн.т/год)	Срок ввода в эксплуатацию
Арктик СПГ-1	ЯНАО	Солетско-Ханавейское месторождение, прогнозные ресурсы 1,8 трлн м <sup>3</sup>	20	Нет данных
Арктик СПГ-2	ЯНАО	Утреннее месторождение, запасы природного газа 1,43 трлн м <sup>3</sup>	19,8	Первая линия – 2023 г. Вторая линия – 2024 г. Третья линия – 2026 г.
Арктик СПГ-3	ЯНАО	Северо-Обское месторождение, ресурсы 0,9 трлн м <sup>3</sup>	Нет данных	2026-2030 гг.
Обский СПГ	ЯНАО	Верхнетиутейское и Западно-Сеяхинское месторождения, совокупные запасы 350 млрд м <sup>3</sup>	5	Нет данных

*Источник: составлено автором по материалам [84]*

Прогнозируется, что геополитические потрясения 2022-2023 гг. окажут меньшее негативное воздействие на реализацию СПГ-проектов, чем на нефтегазовые проекты, поскольку основным рынком для экспорта российского СПГ является АТР. Однако, существует проблема недостатка технологического обеспечения из-за ухода зарубежных партнеров. По оценке экспертов, выход на необходимую локализацию оборудования для СПГ-

заводов возможен через 10 лет и это потребует создания благоприятных нормативно-правовых условий для развития качественной отечественной научно-технической базы, а также привлечения заинтересованных в российском рынке партнеров из дружественных стран [6].

Развитие промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике способствует формированию грузовой базы для Северного морского пути. СМП – ключевой элемент развития экономики Арктической зоны, важнейшая транспортная и коммуникационная артерия, кратчайший морской путь из Европы в Азию.

Развитие СМП уже несколько лет занимает центральное положение в российской государственной политике. Согласно «Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года» [96], грузопоток по СМП должен достичь 220 млн тонн. Большую часть этого показателя обеспечат арктические проекты (рисунок 2.4).

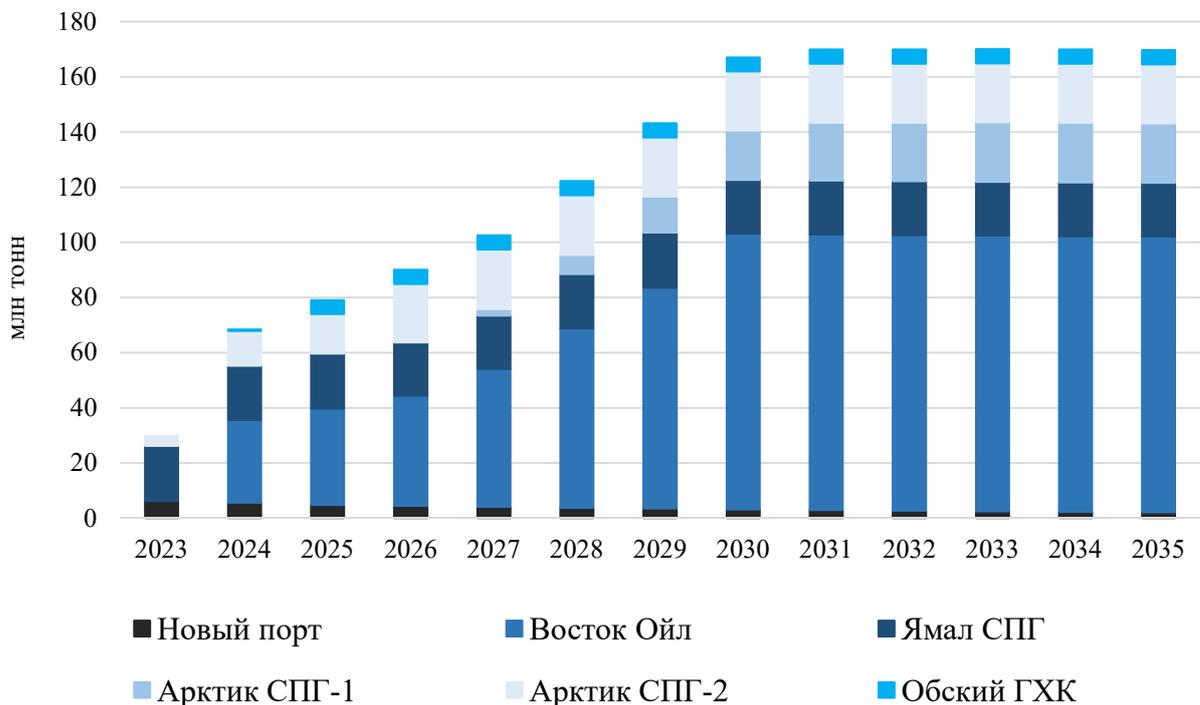


Рисунок 2.4 – Прогнозируемый объем грузопотока углеводородов по Северному морскому пути

Источник: составлено автором по материалам [96]

Дальнейшие перспективы масштабного освоения арктического углеводородного потенциала во многом определяются эффективностью

государственной политики в макрорегионе в части создания стимулов для инвестиционной и производственной деятельности в сложных внешних условиях, что обуславливает необходимость исследования действующих мер государственной поддержки недропользования в Арктике.

## **2.2 Государственное регулирование развития промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике**

Стратегическое для экономики Российской Федерации направление по комплексному освоению ресурсов арктических недр и создание на их базе промышленных комплексов обуславливает необходимость эффективного государственного управления и развития институциональной среды, включая систему стимулов, которые государство будет создавать инвесторам. Стабильная инвестиционно-ориентированная государственная политика во многом определяет экономическую устойчивость промышленных нефтегазовых комплексов.

Главная цель законодательно-правовых актов Российской Федерации в сфере недропользования – обеспечение эффективной и бесперебойной работы нефтегазового сектора. Ключевые нормативно-правовые документы, относящиеся к регламентированию функционирования отрасли представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Нормативные и правовые акты Российской Федерации в сфере недропользования

Документ	Ключевые положения
Закон «О недрах» от 21.02.1992 N 2395-1	Разделы закона раскрывают основные понятия в сфере недропользования, определяют задачи государственного регулирования отношений недропользования, утверждают виды, сроки и ограничения пользования недрами, регламентируют основы рационального использования и охраны недр.
ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» от 31.03.1999 N 69-ФЗ	Закон утверждает правовые основы функционирования Единой системы газоснабжения и развития единого рынка газа на территории страны

*Продолжение таблицы 2.3*

ФЗ "О континентальном шельфе Российской Федерации" от 30.11.1995 N 187-ФЗ	Закон устанавливает особенности и порядок изучения, разведки и разработки минеральных ресурсов на участках континентального шельфа, принципы морских научных исследований, правила защиты и сохранения морской среды, а также особенности экономических отношений при пользовании континентальным шельфом.
ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 04.05.2011 N 99-ФЗ	Положения закона определяют требования по оформлению, государственной регистрации и выдаче лицензий на пользование недрами. Лицензии выдаются в конкурсном или аукционном порядке Министерством экологии и природных ресурсов РФ. Отвечает за этот процесс Федеральное агентство по вопросам недропользования (Роснедра).
ФЗ «О концессионных соглашениях» от 21.07.2005 N 115-ФЗ	Закон регламентирует порядок предоставления российским и иностранным компаниям прав на проведение изыскательных работ и разработку полезных ископаемых.
ФЗ «О соглашениях о разделе продукции» от 30.12.1995 N 225-ФЗ	Документ определяет нормативно-правовые особенности привлечения российских и иностранных инвестиций в поиски, разведку и добычу минерального сырья на территории РФ на условиях соглашений о разделе продукции.
ФЗ «О соглашениях, заключаемых при осуществлении геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, и о внесении изменения в Закон Российской Федерации «О недрах» от 01.04.2022 N 75-ФЗ	Документ определяет правовые условия для привлечения инвестиций в сферу геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, а также реализации инвестиционных проектов на основе осуществления юридическими лицами совместной деятельности; регулирует отношения, возникающие в связи с заключением соглашений о сервисных рисках и соглашений об управлении финансированием деятельности по изучению и эксплуатации недр.

*Источник: составлено автором по материалам [28, 116, 119, 120, 121, 123, 126]*

Реализация государственной политики по развитию Арктической зоны осуществляется Министерством Российской Федерации по развитию Дальнего Востока и Арктики [60]. Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики [43] управляет преференциальными режимами и обеспечивает комплексное сопровождение инвесторов.

Ключевые функции управления со стороны государственных структур объединены на рисунке 2.5.

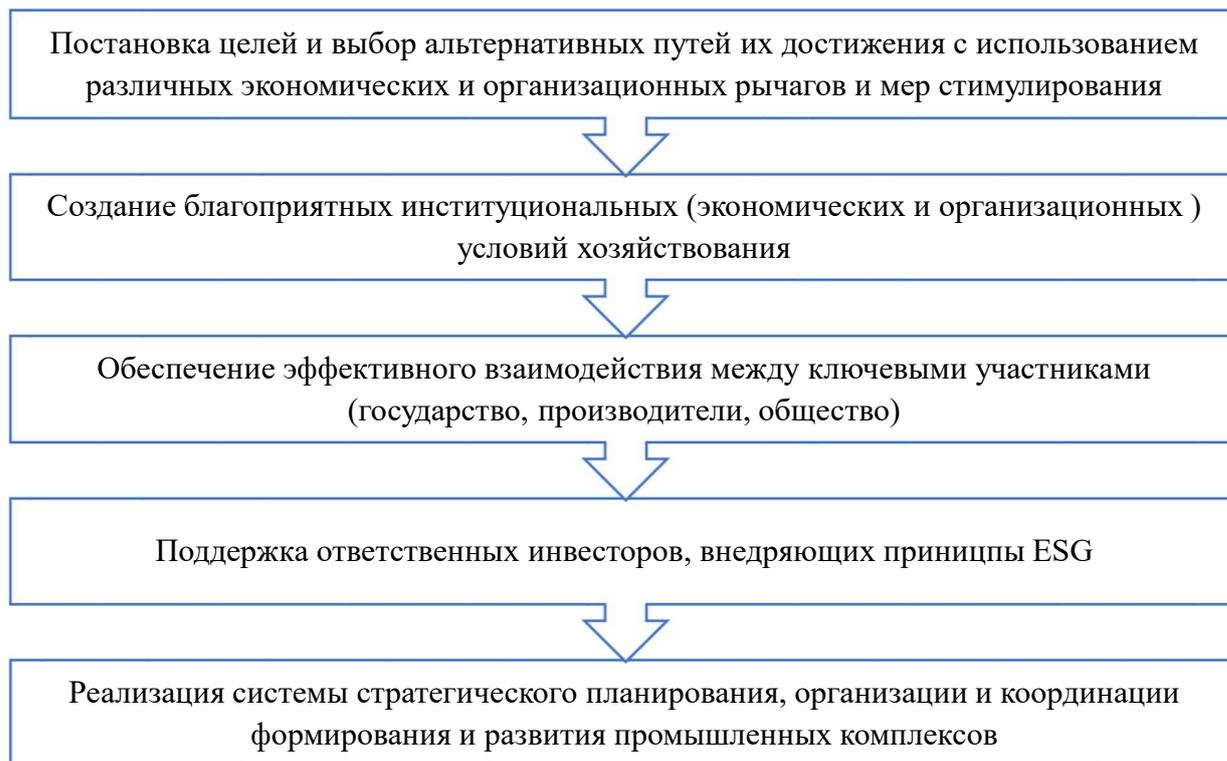


Рисунок 2.5 – Функции государственного управления при формировании и развитии промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике

*Источник: составлено автором и опубликовано [140]*

Концептуальную основу правовой базы недропользования в Российской Федерации формирует лицензионный режим доступа к недрам на основе сохранения права государственной собственности на ресурсы и действия механизма изъятия и распределения рентной составляющей [121]. Примечательно, что с 2022 года действует запрет на владение лицензиями на пользование участками недр для нерезидентов страны. Данное решение, отраженное в Законе «О недрах» [28], принято с целью защитить российские компании от выхода иностранных партнеров из совместных проектов.

Лицензионная система дополняется действием гражданско-правового режима между государством и компанией-инвестором в рамках возможности применения механизма соглашения о разделе продукции (СРП) [126], который на данный момент используется ограниченно, а также введением нового договорного механизма в рамках заключения соглашений о сервисных рисках (ССР) и соглашений об управлении финансированием (СФ) [123].

Нормативно-правовая база недропользования в России дополняется действием документов стратегического планирования федерального уровня, определяющих цели и задачи долгосрочного развития национального топливно-энергетического комплекса, а также механизмы государственной энергетической политики, в том числе в Арктике. Так, в обновленной в 2020 году «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» развитию промышленных комплексов нефтегазодобычи и расширению производственно-логистической инфраструктуры за полярным кругом уделяется особое внимание [97].

Утвержденная в 2021 году государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации» ставит задачи ускорения экономического развития северных территорий, в том числе за счет развития нефтегазовых производств [87].

«Основы государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года» [111] признают рациональное использование нефтегазового потенциала макрорегиона движущей силой экономического роста страны. Основные задачи устойчивого развития, согласно положениям документа, представлены на рисунке 2.6.

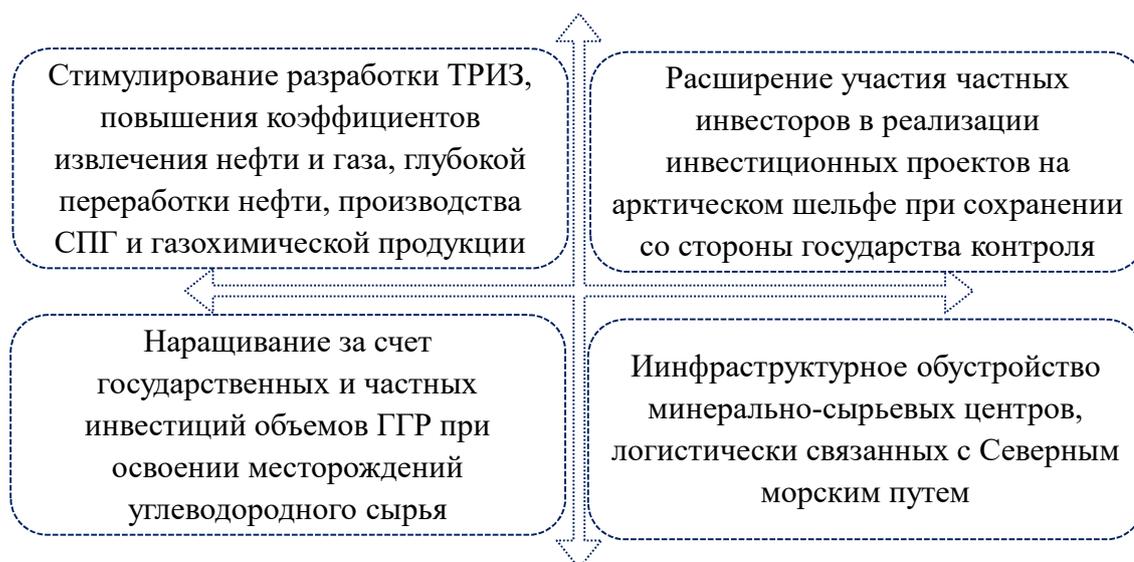


Рисунок 2.6 – Основные задачи устойчивого развития российского арктического нефтегазового сектора

Источник: составлено автором по материалам [111]

«Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» прогнозирует к 2035 году увеличение более чем на 8% доли добытой в Арктике нефти в суммарном объеме добычи нефти в России при некотором снижении доли добытого газа [113]. При этом планируется десятикратное увеличение объема производства СПГ (рисунок 2.7).

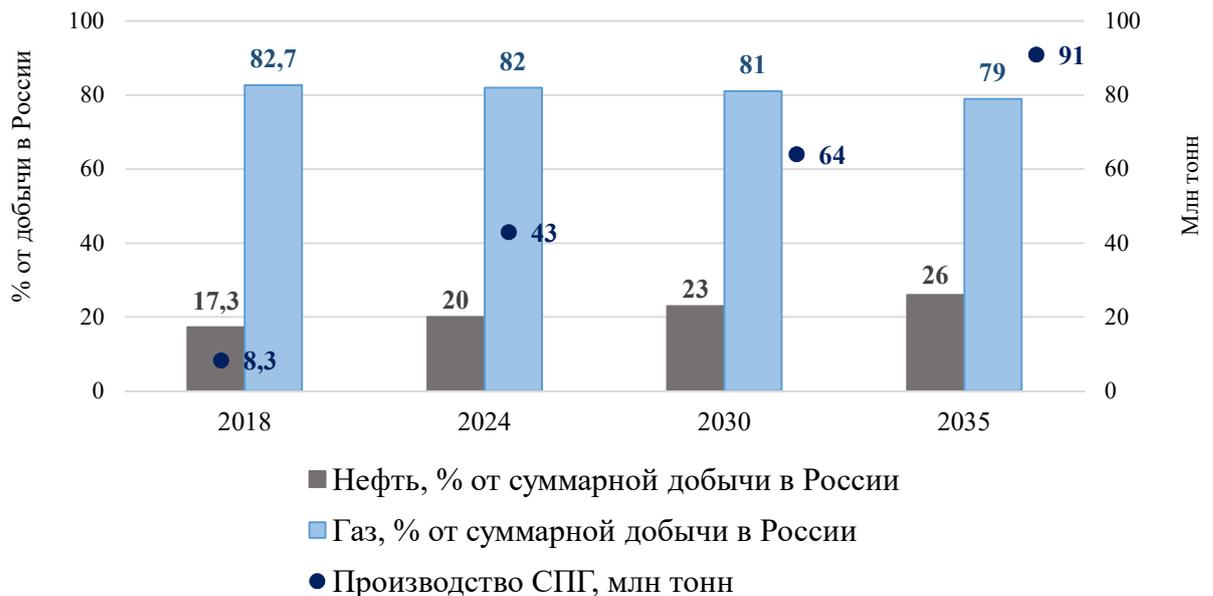


Рисунок 2.7 – Прогноз добычи нефти и газа, производства СПГ в Арктической зоне Российской Федерации

Источник: составлено автором по материалам [113]

Анализ указанных документов стратегического планирования позволяет выделить ключевые приоритеты государственной политики в сфере освоения нефтегазовых ресурсов Арктики и создания на их основе промышленных комплексов:

- разработка и реализация программы геологического изучения недр северных регионов для стабильного воспроизводства МСБ;
- оказание мер государственной поддержки, направленных на создание и внедрение передовых наукоемких технологий и оборудования для освоения нефтегазовых месторождений;
- комплексное развитие производственной, информационной, транспортно-логистической инфраструктур, в том числе СМП;

- содействие снижению негативного воздействия нефтегазового сектора на окружающую среду, повышению ресурсоэффективности и снижению углеродоемкости производственных процессов.

Таким образом, формируемые на уровне государства приоритеты созвучны с систематизированными в Главе 1 принципами экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов. Долгосрочное экономически устойчивое развитие нефтегазодобычи в Арктике может стать ответом на внутренние и внешние вызовы, стоящие перед отраслью.

Практическое решение заявленных стратегических задач в области отраслевого, научно-технического и эколого-социального прогресса в Арктике выражается путем создания новых моделей территориально-отраслевого развития северных регионов, предусматривающих формирование инфраструктурного каркаса вокруг перспективных сырьевых центров для максимального использования ресурсно-экономического потенциала.

В 2010 году в «Стратегии геологической отрасли Российской Федерации на период до 2030 года» [99] был предложен инновационный подход в сфере освоения ресурсного потенциала Арктики на основе создания минерально-сырьевых центров (МСЦ), выделяемых с учетом возможностей транспортной и энергетической инфраструктур территорий.

Важно заметить, что перспективы развития МСЦ связаны не только с решением отраслевых задач. Функционирование МСЦ определяется как стимул для социально-экономического развития регионов посредством повышения уровня занятости, модернизации и создания инфраструктуры общего назначения, развития малого и среднего предпринимательства, роста поступлений в бюджеты различных уровней и др.

В таблице 2.4 представлены основные МСЦ на базе арктических нефтегазовых месторождений.

Таблица 2.4 – Основные минерально-сырьевые центры Арктической зоны Российской Федерации

МСЦ	Месторождения	Транспортировка
Варандейский	Варандейское, Харьягинское, Им. Требса, Им. Титова	Морской транспорт, терминал «Варандей»
Хасырейский	Хасырейское, Черпаюское и Нядейюское	Магистральный нефтепровод «Усинск-Ярославль»
Харьяго-Усинский	Харьягинское, Усинское, Тэдинское	Магистральный нефтепровод «Харьяга – Уса»
Приразломный	Приразломное	МЛСП «Приразломная»
Южно-Тамбейский	Южно-Тамбейское	Морской транспорт, терминал «Сабетта»
Новопортовский	Новопортовское, Ростовцевское	Нефтеналивной терминал «Ворота Арктики»
Бованенковский	Бованенковское, Харасавэйское, Крузенштернское, Ленинградское Русановское	Магистральный газопровод «Бованенково—Ухта»
Ванкорский	Ванкорское, Сузунское, Тагульское и Лодочное	Магистральный нефтепровод «Пурпе-Самотлор»

Источник: [5]

Концепция МСЦ получает развитие в создании промышленных кластеров, для которых нефтегазовые месторождения могут стать системообразующими элементами. Функционирование кластера предполагает кооперацию государственных структур, частных компаний, научных сообществ вокруг перспективного направления экономической деятельности с целью интеграции финансово-технологических возможностей, снижения рисков, развития компетенций [47, 146].

Успешным примером реализации промышленных нефтегазовых кластеров можно назвать государственные кластерные программы Норвегии (The Arena Programme и Norwegian Centres of Expertise), которые позволили обеспечить высокий уровень разработки сложных морских нефтегазовых месторождений на основе внедрения инновационных технико-технологических решений, которые сегодня признаются одними из лучших в мире [134].

Важно отметить, что интеграционные процессы в рамках формирования кластеров преимущественно стимулируются инновационно-

технологическими потребностями, что особенно актуально для промышленных комплексов в Арктике. Как отмечается в исследовании Н.В. Смородинской и соавторов [162], все современные кластеры, независимо от их отраслевой принадлежности, изначально являются инновационными – в силу непрерывного обновления и укрепления конкурентного профиля. Кластерная модель выступает своего рода платформой, где сочетаются последние достижения фундаментальной науки, научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, проектные работы и высокотехнологичные производства [134].

Кластерная политика в Российской Федерации развивается поступательно. В течение последних лет разработаны различные виды поддержки кластерных инициатив, включая формирование гибких налоговых и регуляторных условий, внедрение форм стимулирования инвестиций, организацию инфраструктуры (бизнес-инкубаторы, технопарки, промышленные парки, венчурные фонды, центры трансфера знания). Однако, несмотря на поощрение кластерных инициатив, в стране отмечаются системные изъяны институциональной и экономической среды (фрагментация экономики, монополизация рынков, низкий уровень конкуренции), препятствующие интеграционным процессам. При этом мотивация частной стороны, как правило, объясняется доступом к дополнительным бюджетным средствам. Это не позволяет на сегодняшний день в полном объеме использовать идею кластеров.

В государственных документах стратегического планирования в Арктической зоне использование кластерного подхода определено как один из инструментов модернизации экономики, развития промышленных комплексов и реализации конкурентного потенциала регионов. Однако, никаких нормативно-правовых или рекомендательных документов по вопросам кластерной политики в Арктике на сегодняшний день не принято, кластерные модели в Арктике не выделяются в качестве отдельного объекта государственной промышленной политики.

К факторам, определяющим целесообразность формирования кластерных образований в рамках развития промышленных нефтегазовых комплексов в российской Арктике можно отнести:

- необходимость формирования общей программы разведки, освоения и промышленной эксплуатации нефтегазовых месторождений и создания единого инфраструктурного каркаса для повышения эффективности развития капиталоемких нефтегазовых комплексов;

- необходимость активизации инновационной и научно-технической деятельности как ключевого фактора преодоления высоких рисков разработки арктических недр, связанных со сложными климатическими и геологическими условиями разработки;

- актуальность решения вопросов несистемности и несбалансированности процессов социально-экономического развития арктических регионов;

- потребность в обеспечении эколого-ориентированного подхода к арктическому недропользованию в условиях актуализации глобальной экологической и климатической повестки [134].

Важно отметить разноплановость интересов государства и бизнеса от реализации кластерных инициатив. Как правило, частная сторона заинтересована в максимизации экономической выгоды с учетом существующих рисков, в то время как государство стремится к накоплению долгосрочных эффектов. В отношении реализации промышленных нефтегазовых кластеров в Арктике речь идет об обеспечении стабильного развития российского нефтегазового комплекса; достижении целей, связанных с решением наиболее острых социально-экономических проблем развития территорий; реализации приоритетных направлений технологического развития. В этой связи, временной горизонт интересов государства значительно шире, нежели у частных компаний.

Таким образом, задача государственной политики заключается в обеспечении комплексного подхода к организации кооперационных связей.

Важной особенностью такого подхода должен стать акцент не на точечной поддержке отдельных субъектов кластерного образования, а на последовательное развитие взаимоотношений между ними. При этом, при проработке практических механизмов реализации кластерных инициатив необходимо не только определять новые подходы, но и обеспечить преемственность тех инструментов и методов, которые уже доказали свою эффективность, например, развитие территориально-производственных комплексов (ТПК), которые были первым опытом пространственной формы организации производительных сил в стране. Данный курс способен обеспечить не только решение локальных задач экономического развития, но и принести значительный мультипликативный эффект [134].

В качестве рекомендаций для развития кластерной политики в арктических регионах Российской Федерации предлагаются следующие мероприятия:

- уточнение целей социально-экономического развития Арктической зоны в разрезе основных отраслей и разработка общей стратегии развития кластерных инициатив в соответствии с выделенными приоритетами;
- развитие действующих инструментов и методов экономического стимулирования для создания и развития кластеров в арктических регионах;
- интеграция принципов кластерной политики в деятельность региональных министерств и ведомств, а также интеграция кластерного подхода в стратегии и программы развития отдельных отраслей;
- разработка системы мониторинга и оценки эффективности развития кластеров на федеральном и региональном уровнях.

Можно заключить, что развитие кластеров в Арктической зоне России имеет огромный, но до сих пор не в полной мере реализованный потенциал. Для этого требуется совершенствование институционально-правовых условий реализации кластерных инициатив, а также разработка инструментария государственной поддержки проектов внутри кластера [134].

Примечательно, что во всех документах государственного стратегического планирования в Арктике основным инструментом долгосрочного устойчивого функционирования промышленных комплексов является формирование условий для привлечения частных инвестиций.

В государственной политике можно отметить ряд попыток стимулирования повышения интереса частного бизнеса к реализации инвестиционных проектов за полярным кругом. Однако, в отношении нефтегазодобычи невозможно воспользоваться рядом разработанных механизмов активизации притока инвестиций в промышленное развитие.

Так, действие преференциальных режимов в Арктической зоне (рисунок 2.8) ограничено для организаций, реализующих проекты по освоению нефтегазовых ресурсов.

<b>ТОСЭР</b> <b>(территория опережающего развития)</b>	<b>АЗРФ</b> <b>(резиденты Арктической зоны)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ налог на прибыль 0% в течение 5 лет с момента получения первой прибыли, 12% на следующие 5 лет;</li> <li>✓ налог на имущество от 0% до 0,3% на первые 5 лет, от 0,5% до 2,2% на следующие 5 лет;</li> <li>✓ налог на землю от 0% до 1,5% в течение 3-5 лет;</li> <li>✓ единый социальный налог 7,6% в течение 10 лет после получения статуса резидента;</li> <li>✓ понижающий коэффициент для налога на добычу полезных ископаемых на 10 лет (от 0 до 1).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ налог на прибыль 0% на 10 лет (федеральная часть);</li> <li>✓ налог на землю 0% в течение первых 3-5 лет;</li> <li>✓ налог на имущество организаций 0-1,1% на первые 5 лет;</li> <li>✓ единый социальный налог - 75% объема страховых взносов субсидируется;</li> <li>✓ НДС 0,5% действующей ставки (только ТПИ);</li> <li>✓ предоставление субсидии из федерального бюджета на осуществление капитальных вложений в объекты инфраструктуры.</li> </ul>

Рисунок 2.8 – Преференциальные налоговые режимы в Арктической зоне Российской Федерации

*Источник: составлено автором по материалам [117, 124]*

Также, такие действенные инструменты государственной поддержки, как специальный инвестиционный контракт (СПИК) (инструмент промышленной политики, направленный на стимулирование инвестиций в промышленное производство в России), соглашение о защите и поощрении

капиталовложений (СЗПК) [62] (соглашение, обеспечивающее гарантии стабильности налоговых и институциональных условий реализации инвестиционного проекта), региональный инвестиционный проект (РИП) (получение организацией статуса участника РИП позволяет использовать ряд налоговых преференций) [73] не распространяют свое действие на проекты добычи нефти, природного газа и (или) газового конденсата.

В отношении промышленных нефтегазовых комплексов действует комплекс точечных налоговых льгот, который стал результатом многолетнего развития налоговой системы российской нефтегазовой отрасли с целью реагирования на вызовы экономики [20, 53]. Базовый налоговый режим, основанный на налоге на добычу полезных ископаемых (НДПИ), сочетается с региональными налоговыми льготами и понижающими коэффициентами для отдельных категорий запасов (таблица 2.5).

Таблица 2.5 – Налоговые льготы для промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике

Налог	Льготные условия
Налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0% в течение первых 12 лет, а начиная с 13 года по 17 год – поэтапный выход на полную ставку, для проектов по добыче на месторождениях на суше в новых нефтегазовых провинциях Восточной Арктики (север Красноярского края, Якутии, Чукотка);</li> <li>• 0% на 12 лет для проектов по добыче газа для производства СПГ и продукции газохимии на всей территории Арктики. К их числу относятся газовые месторождения, впервые введенные в эксплуатацию после 1 января 2017 года;</li> <li>• 5% в течение 15 лет для проектов по добыче нефти на континентальном шельфе на месторождениях, расположенных более, чем на 50% в арктических морских акваториях.</li> </ul>
Налог на прибыль	<ul style="list-style-type: none"> <li>• возможность снижения региональной части налога до 0%;</li> <li>• повышающий коэффициент 1,5 для расходов по геологическому изучению, включающему поиски и оценку новых морских месторождений углеводородного сырья.</li> </ul>
Страховые взносы во внебюджетные государственные фонды	<ul style="list-style-type: none"> <li>• пониженные тарифы в отношении базы для исчисления страховых взносов для физических лиц, занятых на новых рабочих местах.</li> </ul>
Налог на добавленную стоимость (НДС)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0% на морские перевозки и ледокольное сопровождение экспортных грузов.</li> </ul>

Источник: составлено автором по материалам [73]

В 2018 году в Налоговый кодекс Российской Федерации добавлена новая глава – «Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья». Преимущество нового налога на дополнительный доход (НДД) заключается в расчетной формуле: он учитывает экономику процесса освоения месторождения за весь период инвестиций и, по сравнению с НДС, предполагает более низкую налоговую нагрузку до выхода проекта на окупаемость [101].

Планировалось, что внедрение НДД позволит сделать нефтегазовые проекты более рентабельными и привлечь инвестиции в нефтегазодобычу, в том числе в арктических регионах. Однако, по оценкам Министерства финансов, применение нового налога привело к увеличению экономической выгоды нефтегазовых операторов, но не отразилось на росте инвестиций в отрасль [61]. Несмотря на негативную оценку со стороны ведомства, отмена НДД была исключена, предполагается, что в дальнейшем данный налоговый инструмент будет корректироваться.

Можно заключить, что, несмотря на реализацию активной государственной политики по развитию нефтегазового сектора Арктической зоны, инвестиционная привлекательность разработки месторождений обеспечивается ограниченным набором мер государственной поддержки. Кроме того, институционально-правовая среда характеризуется частыми изменениями действующих условий, что негативно сказывается на интересе инвесторов к участию в долгосрочных арктических проектах.

Действующий налоговый режим в рамках лицензионной системы недропользования направлен, прежде всего, на пополнение доходной части государственного бюджета и не приносит ни сопоставимого прироста инвестиций, ни ощутимого снижения зависимости отрасли от поставок импортного оборудования. Такой подход сдерживает реализацию масштабных, капиталоемких и высокотехнологичных проектов по реализации нефтегазовых комплексов в Арктической зоне. Система дифференциации налоговой нагрузки в условиях нарастающей нестабильности глобального

энергетического рынка не способна в достаточной мере снизить риски освоения арктических недр.

Также, в законодательстве Российской Федерации нет действенных форм организации совместной работы по реализации нефтегазовых проектов. При этом, как отмечалось в Главе 1, развитие интеграционных механизмов способно повысить инвестиционную привлекательность освоения углеводородного потенциала, увеличить приток в отрасль частных инвестиций и стимулировать внедрение передовых технологий.

В этой связи, в государственном управлении недропользованием в Арктике требуется развитие гражданско-правового режима и введение в российское правовое поле механизмов привлечения частных, в том числе, зарубежных инвесторов к разработке арктических недр. Либерализация доступа к освоению арктических ресурсов станет ключевым поворотом в развитии российского нефтегазового комплекса и позволит обеспечить экономическую устойчивость отрасли в долгосрочной перспективе.

Важным шагом в этом направлении является разработка законопроекта, который устанавливает новую модель работы инвесторов на российском континентальном шельфе [94]. Проект документа устанавливает, что на основе соглашений о консорциуме по совместному использованию участков недр, заинтересованные инвесторы могут получать право на геологическое изучение, разведку и добычу полезных ископаемых на российском континентальном шельфе. При этом, доля государства в заключаемом соглашении о консорциуме должна составлять не менее 25,1%. Интересы государства может представлять институт развития Дальнего Востока и Арктики или организация, единственным акционером которой является государственная корпорация ВЭБ.

В этом решении просматривается опыт Норвегии в государственном регулировании деятельности в Арктике – допуск к работе на своих территориях иностранных и частных компаний в объединении с государственной компанией.

Однако, ключевым событием в развитии гражданско-правовых отношений в недропользовании является принятие в 2022 году Федерального закона «О соглашениях, заключаемых при осуществлении геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, и о внесении изменения в закон Российской Федерации «О недрах» [123]. Документ направлен на создание нормативно-правовой основы реализации инвестиционных проектов в нефтегазовом комплексе. При его создании были учтены предложения российских нефтегазовых компаний.

Положения документа вводят новые механизмы – *соглашение о сервисных рисках и соглашение об управлении финансированием*, основная цель которых – привлечь частные инвестиции в развитие нефтегазовых производств, в том числе в арктическом регионе. Как отметил министр природных ресурсов и экологии России Александр Козлов, «принятый документ позволит снизить риски российских нефтегазовых компаний за счет диверсификации капитальных вложений в проекты по разведке и добыче. В комплексе это станет стимулом для более активной разработки месторождений» [59].

Особенностью новых договорных инструментов является возможность в условиях санкционных ограничений привлекать потенциальных инвесторов к разработке месторождений с сохранением лицензии и контроля над активами за российской стороной. Механизм ССР предполагает индивидуальную настойку долей участников в доходах и расходах, при этом, исключает сложные процедуры образования нового юридического лица, как, например, при создании совместных предприятий.

В международной практике реализации проектов по добыче полезных ископаемых широко используются подобные механизмы объединения капитала и технологий [8]. Классической моделью является соглашение о совместной деятельности (Joint Operating Agreement, JOA), разработанное Ассоциацией специалистов по международным нефтегазовым переговорам (AIPN) [145]. Ключевая функция JOA – создать гражданско-правовую основу

для интеграционного взаимодействия заинтересованных в разработке недр сторон с разделением прав и обязанностей по лицензии.

ЮА – это соглашения между двумя или более организациями, в рамках которого формируется совместное предприятие, определяется оператор работ по разведке и добыче, распределяются ответственность и риски сторон, фиксируется способ распределения доходов между членами ЮА.

В ЮА ожидается, что каждая сторона будет распоряжаться своей долей нефти и газа независимо, следовательно, получая свою прибыль. То есть отношения в рамках ЮА означают совместные инвестиции в производственный процесс, а не совместное распределение полученной прибыли, как, например, в соглашении СРП.

Привлекательность соглашений о совместной разработке обусловлена рядом факторов:

- объединение финансовых возможностей, обусловленное высокой капиталоемкостью нефтегазовых проектов, в особенности, по разработке трудноизвлекаемых запасов и месторождений в отдаленных районах без развитой транспортно-производственной инфраструктуры;

- привлечение партнеров, обладающих передовыми технико-технологическими решениями для освоения недр;

- получение доступа к минерально-сырьевым ресурсам компаниями, обладающими капиталом, опытом и компетенциями, но ограниченными в собственных ресурсах;

- объединение поставщиков и предприятий сопряженных отраслей для оптимизации цепочки поставок в нефтегазовом секторе;

- приобретение навыков и опыта, подготовка квалифицированных кадров для последующего эффективного освоения углеводородных ресурсов и управления нефтегазовыми активами.

Новая концепция недропользования позволит увеличить темпы ГРП в российской Арктике, вовлечь в освоение нерентабельные при лицензионной системе нефтегазовые месторождения с сохранением высокой бюджетной

эффективности, привлечь новые компетенции и повысить технологический уровень российской нефтегазовой отрасли.

Таким образом, государственное регулирование отношений недропользования в Арктике находится в состоянии оптимизации и развития, система управления стремится ответить на новые вызовы и потребности устойчивого развития арктических промышленных нефтегазовых комплексов. Наблюдается точечное совершенствование действующих норм и институтов. Однако, несистемность мер поддержки, частое изменение правовых норм и стимулирующих механизмов для реализации инвестиционной деятельности в Арктике существенно затрудняет оценку эффективности функционирования конкретных мероприятий и их влияние на развитие промышленных комплексов.

Дальнейшее развитие российского законодательства должно быть направлено на гармонизацию и стандартизацию норм интеграционного взаимодействия в нефтегазовом комплексе, оптимизацию нормативно-правовых актов и механизмов государственной поддержки, в том числе с учетом опыта зарубежного государственного регулирования в Арктике.

### **2.3 Зарубежный опыт государственного регулирования развития интеграционных механизмов в недропользовании**

Экономически эффективное и рациональное освоение нефтегазовых ресурсов в Арктике требует привлечения финансовых возможностей, опыта и компетенций партнеров, в том числе, зарубежных. Очевидно, что важнейшую роль при этом играет обеспечение интересов государства-собственника недр посредством реализации эффективной государственной политики.

Анализ мировой практики управления недропользованием позволяет выделить два основных подхода к развитию интеграционных механизмов в нефтегазовом комплексе (таблица 2.6).

Таблица 2.6 – Подходы к привлечению частных инвесторов к поиску, разведке и разработке нефтегазовых ресурсов

Подход	Характеристика
«Либеральная» политика	Привлечение национальных и иностранных компаний-инвесторов к освоению недр при сохранении права собственности на ресурсы за государством и обеспечении высокого государственного контроля недропользованием. Данный подход позволяет обеспечивать высокие темпы ГРП и стабильный прирост запасов, повышать экономическую эффективность и экологическую безопасность разработки месторождений. Однако, требуется развитие гибкой системы государственного управления недропользованием, которая обеспечит, с одной стороны, интерес частного бизнеса к освоению недр, с другой, высокую бюджетную эффективность.
«Консервативная» политика	Государство ограничивает доступ частного и иностранного капитала в сферу ГРП и эксплуатации месторождений или механизмы интеграционного взаимодействия являются невыгодными для инвесторов. Значительное количество перспективных месторождений не может быть введено в эксплуатацию по причине недостатка собственных финансовых и технологических возможностей. Данный подход требует разработки эффективных мер государственной поддержки освоения недр, стимулирования научно-исследовательской деятельности, формирования собственного технологического задела и развития компетенций в нефтегазовом комплексе.

*Источник: составлено автором с использованием [115]*

Как правило, степень привлечения частных инвесторов к изучению и эксплуатации нефтегазовых месторождений значительно отличается по странам и зависит от уровня значимости отрасли для национальной экономики, наличия собственных технологий и оборудования, опыта и компетенций для освоения арктических недр.

Так, в США, которые имеют многолетний опыт проведения ГРП и разработки ресурсов в сложных арктических условиях, запасы углеводородов находятся в собственности государства, при этом, разведка и добыча полностью реализуется частными компаниями [143, 185].

Стоит отметить, что либеральный подход США (допуск частных компаний, включая иностранные, отсутствие государственного участия в освоении недр) [33] дает наглядный результат – успешная эксплуатация таких крупных арктических месторождений, как Point Thomson, Prudhoe Bay, Endicott, Kuparuk River позволяет говорить об эффективности привлечения

частных инвесторов. Кроме того, США сегодня является лидером в создании технологий морского бурения и добычи углеводородного сырья на суше, которые послужили базой для технологического развития арктических промышленных нефтегазовых комплексов во всем мире. Американские нефтесервисные компании обеспечивают реализацию значительной части мировых нефтегазовых проектов.

Бразилия не является арктической державой, однако 95% запасов страны локализованы на континентальном шельфе и страна имеет значительный опыт в разработке сложных морских месторождений. В Бразилии действует гибридная система недропользования, сочетающая ряд правовых инструментов привлечения зарубежных инвесторов (концессионные соглашения, контракты СРП, соглашения о совместной разработке). В 2019 году было аннулировано преимущественное право государственной нефтегазовой компании Petrobras на разработку месторождений в стране [171]. Сегодня в эксплуатации углеводородных ресурсов бразильского шельфа принимают участие крупнейшие зарубежные нефтегазовые компании – BP, Chevron, CNOOC, Equinor, ExxonMobil, Repsol, Shell, TotalEnergies и др. [51].

Благодаря либеризации нефтегазового сектора, с 2011 по 2021 гг. добыча нефти в стране увеличилась на 37,5%, природного газа – на 41,2%, что обеспечило Бразилии статус мирового экспортера нефтегазовых ресурсов [155].

Особый интерес представляет рассмотрение опыта формирования и развития промышленных нефтегазовых комплексов в арктическом секторе Норвегии, которая добилась высокого уровня функционирования отрасли во многом благодаря активному привлечению частных инвесторов.

Нефтегазовая промышленность является наиболее важным сектором экономики Норвегии с точки зрения уровня доходов государственного бюджета, объема инвестиций, уровня экспорта (рисунок 2.9).

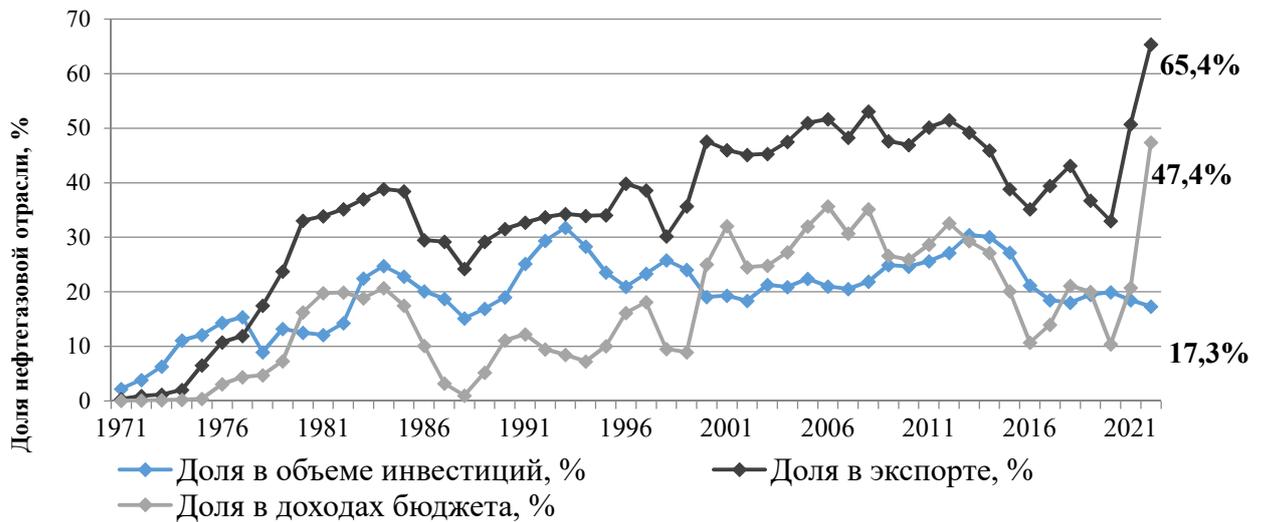


Рисунок 2.9 – Динамика макроэкономических показателей для нефтегазовой отрасли Норвегии

Источник: составлено автором по материалам [173]

На момент начала промышленного освоения арктических нефтегазовых ресурсов (1971 год) Норвегия не обладала арсеналом собственных технико-технологических решений и компетенций в сфере нефтегазодобычи. Иностранные компании доминировали в разведочной деятельности и являлись операторами первых нефтегазовых месторождений страны. Роль государства заключалась в разработке эффективной системы управления и контроля недропользованием.

В 1972 году была основана государственная компания Statoil (сейчас Equinor). Сегодня государству принадлежит 67% акций Equinor, которая является оператором 70% добычи нефти и газа в стране. Норвегия установила принцип, согласно которому государство должно иметь не менее 50% участия в каждой лицензии на добычу. Кроме того, осознавая высокую технологическую сложность разработки недр в северных условиях, Норвегия закрепила обязательство проведения научных исследований и опытно-конструкторских работ в интересах национального нефтегазового комплекса для иностранных партнеров, что сегодня обеспечивает технологическое лидерство страны в освоении ресурсов. Таким образом, нефтегазовый сектор Норвегии развивается на основе высокого государственного контроля, но при активном взаимодействии с частными партнерами.

Норвегия является важным поставщиком нефтегазовых ресурсов на мировой рынок, обеспечивая около 2% мирового спроса на нефть и 3% мирового спроса на природный газ. Добыча нефти в стране достигла пика в 2001 году, составив 3,4 млн барр. н.э. в сутки. Затем наблюдалось снижение добычи на 5% ежегодно, с 2011 года уровень добычи вышел на стабильную траекторию (рисунок 2.10).

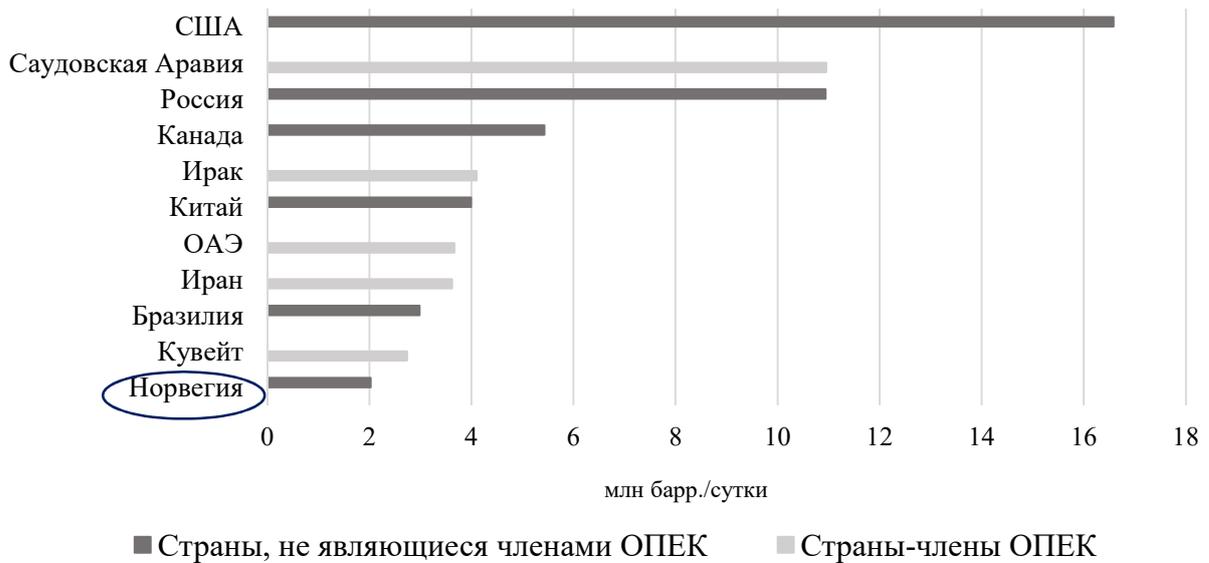


Рисунок 2.10 – Добыча нефти по странам в 2021 году

Источник: составлено автором по материалам [173]

Норвегия является третьим по величине экспортером природного газа в мире после России и Катара (рисунок 2.11).

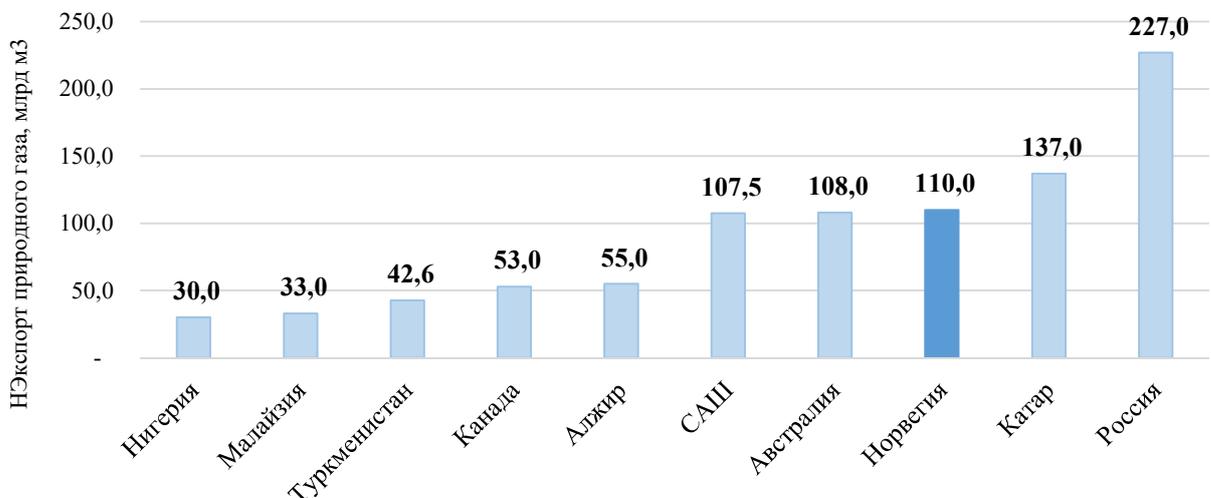


Рисунок 2.11 – Экспорт природного газа по странам в 2021 году

Источник: составлено автором по материалам [155]

Около 95% добываемого в Норвегии природного газа экспортируется по трубопроводам в страны ЕС и Великобританию. Около 5% экспорта приходится на СПГ, который транспортируется с месторождения Snøhvit на СПГ-танкерах (рисунок 2.12).

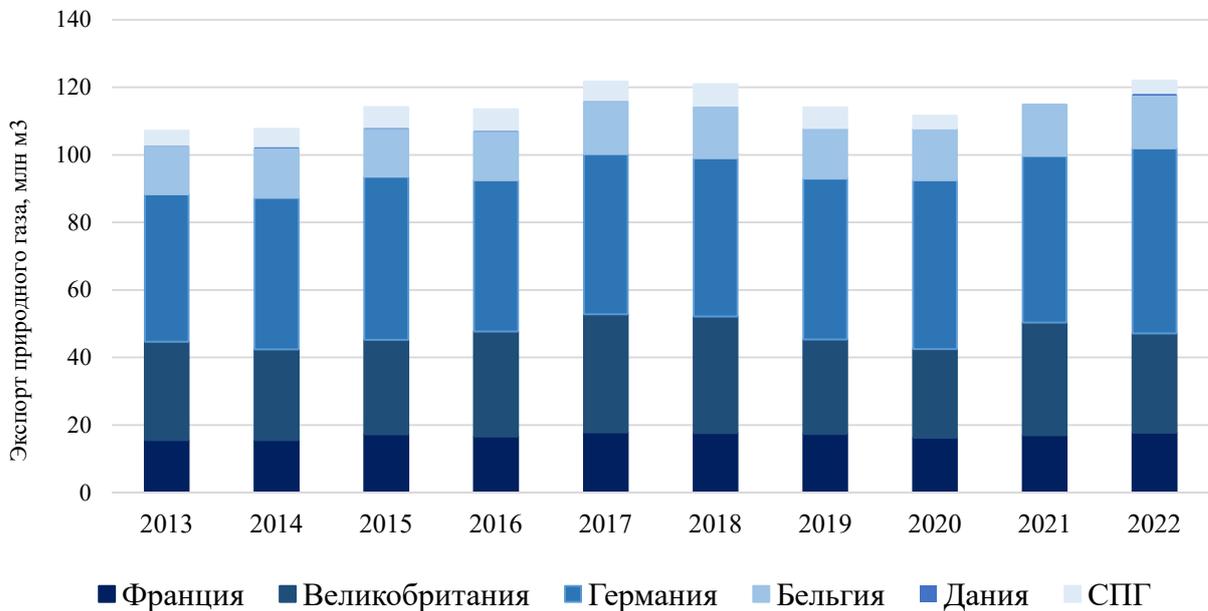


Рисунок 2.12 – Экспорт природного газа из Норвегии

*Источник: составлено автором по материалам [173]*

Разветвленная сеть подводных трубопроводов связывает морские газовые месторождения Норвегии и береговые терминалы напрямую со странами-получателями в Европе. Общая протяженность норвежской сети газопроводов составляет около 8800 км. В отличие от сферы разведки и добычи нефтегазовых ресурсов, где сами компании несут ответственность за операции, система газопроводов находится под государственным контролем. Газотранспортная система страны является естественной монополией, при этом государственной политикой предусмотрено обеспечение равного доступа к пропускной способности системы на основе потребностей компаний и разумности тарифов.

Уровень и прогнозные значения добычи нефтегазовых ресурсов Норвегии представлены на рисунке 2.13.

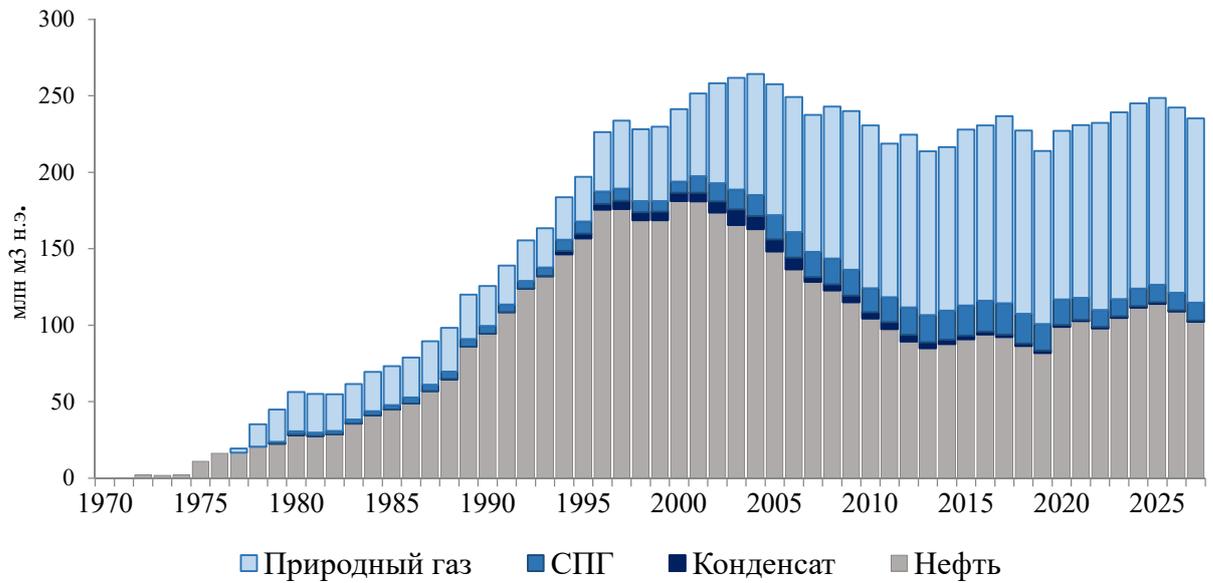


Рисунок 2.13 – Динамика и прогноз добычи нефтегазовых ресурсов Норвегии

Источник: составлено автором по материалам [173]

На конец 2022 года в стране разрабатываются 93 месторождения: 70 в Северном море, 21 в Норвежском море и два в Баренцевом море [173].

Крупнейшие месторождения Норвегии представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Арктические нефтегазовые месторождения Норвегии

Месторождение	Локация	Статус	Начало добычи	Начальные запасы, млн м <sup>3</sup> н.э.	Оператор
Troll	Северное море	Добыча	1979	1773,5	Equinor Energy AS
Statfjord	Северное море	Добыча	1974	717,9	Equinor Energy AS
Ekofisk	Северное море	Добыча	1969	716,8	ConocoPhillips Skandinavia AS
Oseberg	Северное море	Добыча	1979	560,2	Equinor Energy AS
Åsgard	Норвежское море	Добыча	1981	450,3	Equinor Energy AS
Johan Sverdrup	Северное море	Добыча	2010	420,2	Equinor Energy AS
Gullfaks	Северное море	Добыча	1978	418,9	Equinor Energy AS
Ormen Lange	Норвежское море	Добыча	1997	365,0	A/S Norske Shell
Heidrun	Норвежское море	Добыча	1985	259,0	Equinor Energy AS
Snøhvit	Баренцево море	Добыча	1984	249,1	Equinor Energy AS

Источник: составлено автором по материалам [173]

Важно отметить, что норвежская нефтегазовая отрасль отличается высокими экологическими и климатическими стандартами по сравнению с другими странами-производителями. Стимулирующие меры государственной политики к экологизации промышленного производства в сочетании с инициативами компаний в сфере поиска экосбалансированных проектных решений опирается на принципы устойчивого развития и обеспечивают стабильную динамику снижения воздействия нефтегазового сектора на природные системы и климат.

Ключевая роль при этом принадлежит разработке и внедрению инновационных технологий и оборудования, обеспечивающих как экологическую безопасность производственных процессов, так и снижение операционных издержек. Несмотря на высокие конкурентные преимущества нефтегазового комплекса в части технологического обеспечения, Норвегия поощряет сотрудничество нефтегазовых компаний, поставщиков и исследовательских институтов для развития инноваций.

В Норвегии действует лицензионная система недропользования. Лицензия на добычу предоставляет исключительные права на разведку, разведочное бурение и добычу нефтегазовых ресурсов на определенном участке недр. Лицензиаты становятся владельцами доли добытой нефти и газа, пропорциональной их доле владения. Лицензия обычно выдается группе компаний, возглавляемой назначенным оператором. Оператор несет ответственность за операционную деятельность, разрешенную лицензией. Лицензия выдается на 10 лет с последующей пролонгацией на срок до 30 лет.

Норвегия уделяет особое внимание реализации ГРП за полярным кругом для обеспечения стабильного воспроизводства МСБ (рисунок 2.14). При этом, в государственной политике освоения ресурсов Арктики отмечается важность активного использования выданных лицензий. В связи с этим, выдача лицензии предполагает обязательное наличие программы работ у недропользователя. В случае отсутствия возможностей для проведения ГРП на участке недр, лицензия может быть отозвана или передана заинтересованной

компаний. Это обеспечивает перераспределение перспективных площадей и способствует более эффективной разведке ресурсов.

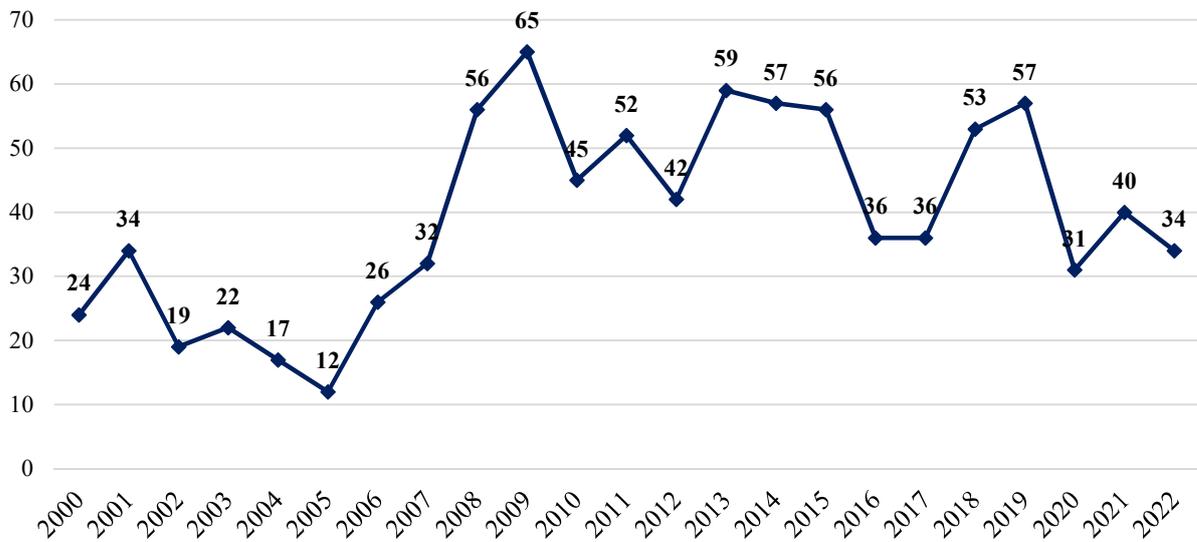


Рисунок 2.14 – Количество разведочных скважин, пробуренных в норвежском секторе Арктики

*Источник: составлено автором по материалам [173]*

В течение многих лет ГРП в Норвегии проводились усилиями крупных международных компаний, обладающих необходимым опытом и финансовыми ресурсами. Однако, по мере расширения географии деятельности и вовлечения сложных залежей в освоение, изменилось количество и типы компаний, занимающихся ГРП. Низкие барьеры для входа в норвежскую геологоразведочную отрасль, а также введенная в 2005 году схема возмещения затрат на ГРП способствуют повышению интереса инвесторов и стимулируют конкуренцию.

В государственной политике Норвегии признается высокая значимость для эффективного использования ресурсов развития конкуренции и разнообразия участников во всех звеньях цепочки создания стоимости. Участие нескольких компаний в одной лицензии позволяет интегрировать финансово-технологические возможности отдельных участников, и обеспечивать принятие наилучших возможных управленческих и производственных решений. В проектах по формированию и развитию

промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике участвуют несколько норвежских и иностранных компаний (рисунок 2.15)



Рисунок 2.15 – Количество компаний, реализующих добычу нефтегазовых ресурсов в Норвегии

Источник: составлено автором по материалам [173]

Важно отметить, что в Норвегии также, как и в Российской Федерации, акцентируется внимание на территориальной организации нефтегазовых комплексов в Арктике с учетом существующего инфраструктурного обеспечения. Меры государственной поддержки направлены на стимулирование лицензиатов проводить разведку и добычу вблизи существующей инфраструктуры с целью ее эффективного совместного использования. Это позволяет рентабельно разрабатывать новые месторождения без дополнительных затрат.

Компании, получившие лицензию на добычу, обязаны заключить соглашение о совместной эксплуатации, разработанному в соответствии со стандартами Joint Operating Agreement. В соглашении регламентируется создание Комитета по управлению – высшего органа совместного предприятия. При этом, каждая сторона вносит свой вклад в управление деятельностью совместного предприятия и контроль за ней.

В соглашении конкретизируются риски изучения и разработки недр, а также фиксируется, что каждый участник совместного предприятия имеет право и обязанность получать в натуральной форме и распоряжаться долей добытого сырья, эквивалентной доле его участия. Право собственности, а также ответственность и риск, относящиеся к добытой нефти и природному газу, определяются в отношении каждой стороны до начала добычи.

Ключевая цель государственного регулирования нефтегазового комплекса в Норвегии – обеспечение баланса между интересами государства и компаний. Контроль и управление отраслью реализуется государством. При этом, понимая высокие коммерческие и технологические риски инвесторов, государство стремится установить понятные и стабильные рамки недропользования и сформировать систему стимулов для компаний к осуществлению инвестиций.

Налоговая ставка достаточно велика – 78%, однако предоставляются меры государственной поддержки нефтегазового комплекса, такие как льготное налогообложение, государственные субсидии, программы технологического сотрудничества. Реализуемые мероприятия позволяют разрабатывать месторождения со сложными геологическими и климатическими условиями с максимальной экономической эффективностью даже в период волатильности цен [173].

Таким образом, проведенный анализ формирования интеграционных механизмов в нефтедобывающих странах позволяет сделать вывод о том, привлечение частных инвесторов к разработке месторождений способно запустить механизмы устойчивого роста в нефтегазовом комплексе.

Схожесть в структуре экономики и равные геолого-климатические условия освоения недр обуславливают необходимость детального рассмотрения опыта развития нефтегазового комплекса Норвегии при определении перспектив нефтегазовой индустрии российской Арктики.

Привлечение инвесторов, владеющих инновационными технико-технологическим решениями, способными обеспечить высокие экологические

требования и безопасность проведения работ, привело к ускоренному развитию норвежского нефтегазового комплекса, сделав Норвегию полноценным игроком в Арктике. Разнообразие и конкуренция между участниками во всех звеньях цепочки создания стоимости стали драйвером развития не только нефтегазовой промышленности, но и предприятий смежных отраслей.

При этом, норвежская модель предполагает создание стабильных и прозрачных нормативно-правовых и фискальных условий, обеспечивающих высокий интерес инвесторов к возможностям, открывающимся в Арктике, в совокупности с эффективной системой защиты государственных интересов.

Важно отметить общность заключаемых в Норвегии соглашений о совместной эксплуатации и российских соглашений о сервисных рисках. Можно предположить, что расширение инструмента ССР в Российской Федерации позволит вывести арктический промышленный нефтегазовый комплекс на траекторию устойчивого развития.

#### **2.4 Выводы к Главе 2**

1. Потенциал разработки уникальных по объему запасов нефтегазовых месторождений российской Арктики реализован не в полной мере. В арктических акваториях остро стоит вопрос увеличения объемов ГРП, однако, институциональные особенности ограничивают количество потенциальных недропользователей и замедляют темп освоения арктического шельфа. Разработка сухопутных месторождений происходит более интенсивно, но требует активного государственно-частного взаимодействия для привлечения новых инвестиций, технологий и компетенций.

2. Определение ресурсно-экономического потенциала Арктической зоны Российской Федерации как важного инструмента обеспечения стабильности национальной экономики и энергетической безопасности страны закреплено во множестве нормативно-правовых актах и документах стратегического планирования. Однако, внешние вызовы и внутренние ограничения требуют развития единой государственной системы управления

нефтегазовым комплексом Арктики, способной выявить перспективы экономического роста, обеспечить устойчивое развитие и сформировать комплекс стимулирующих механизмов для их реализации.

3. Применение ряда механизмов государственной поддержки инвестиционной активности в Арктике ограничено для нефтегазового сектора. Действующая налоговая система в рамках лицензионного режима недропользования ориентирована на максимальное накопление бюджетных поступлений и, несмотря на многочисленные попытки дифференциации, не отвечает потребностям развития нефтегазовых комплексов в Арктике.

4. Повышение экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов должно быть связано с привлечением значительного числа поставщиков технологий и оборудования, сервисных компаний, научно-исследовательских организаций, предприятий транспорта и связи, инжиниринговых компаний. Определено, что первостепенное значение приобретает создание интеграционных механизмов посредством совершенствования условий привлечения инвесторов и развития конкуренции.

5. Перспективным является формирование и дальнейшее функционирование нефтегазовых комплексов на основе кластерного подхода, предполагающего широкое вовлечение в производственное сотрудничество всех участников производственно-сбытовой цепочки. Масштабная ресурсная база, перспективы расширения экспортных возможностей в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, в том числе, продукции высокого передела, обуславливают необходимость проработки мер государственного стимулирования кластерных инициатив. Кластерный подход, как одна из форм интеграционного взаимодействия, способен обеспечить экономическую устойчивость и инновационность нефтегазовых комплексов в Арктике. В рамках проекта разработки крупного месторождения углеводородного сырья также может быть сформирован кластер.

6. Опыт государственного управления недропользованием в Норвегии заслуживает детального изучения в части следующих характеристик: защита государственных интересов при широком доступе частного бизнеса; акцент на усилении государственного контроля экологической безопасности освоения недр; стимулирование ГРР; системная поддержка инновационного и технологического развития.

7. Установлено, что развитие **концепции активного использования равноправных инвестиционных режимов недропользования** в нефтегазовом секторе Российской Федерации на основе сочетания лицензионной и гражданско-правовой систем станет импульсом для экономически устойчивой реализации проектов по развитию промышленных комплексов в Арктике. При этом, главенствующую роль должно выполнять государство, обеспечивая институциональную, правовую и экономическую основу сотрудничества с частным сектором.

## ГЛАВА 3 КОНЦЕПТУАЛЬНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ПОВЫШЕНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПЛЕКСОВ В АРКТИКЕ

### 3.1 Механизмы интеграционного взаимодействия при формировании и развитии промышленных нефтегазовых комплексов

Экономически устойчивое развитие промышленных комплексов нефтегазодобычи в Арктике ввиду климатических и экосистемных особенностей требует концентрации значительных экономических и административных ресурсов, что зачастую сложно реализуемо только усилиями нефтегазовых компаний без значимой поддержки и кооперации с государственными структурами и частными партнерами. Решение актуальных производственных задач в Арктике в турбулентных внешних условиях требует объединения возможностей, опыта и компетенций всех заинтересованных сторон.

В таблице 3.1 систематизированы ключевые тенденции развития арктического нефтегазового сектора и факторы, определяющие необходимость создания интеграционных механизмов.

Таблица 3.1 – Факторы развития интеграционных механизмов при реализации промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике

Глобальные вызовы	Факторы развития интеграционных механизмов
Истощение ресурсной базы традиционных регионов добычи	Геологическая сложность арктических проектов, неразвитость транспортно-логистической и производственной инфраструктур, удаленность месторождений от развитых промышленных центров требует кооперации финансовых и технологических возможностей для освоения недр в северных условиях.
Увеличение глобальной конкуренции на традиционных рынках углеводородных ресурсов	Появление новых игроков и регионов добычи обуславливает необходимость оптимизации капитальных и операционных издержек для обеспечения эффективности активов по всей цепочки создания стоимости.

## Продолжение таблицы 3.1

Глобальные вызовы	Факторы развития интеграционных механизмов
Повышенные требования к экологической устойчивости нефтегазовых проектов, конкуренция со стороны «зеленой» энергетики	Необходимость решения проблем изменения климата и сохранения окружающей среды диктует важность внедрения технологических инноваций и экологически безопасных методов добычи и транспортировки углеводородов в условиях Крайнего Севера.
Развитие технологических инноваций в нефтегазовом комплексе, повышение роли цифровизации производственных и управленческих процессов	Непрерывное инновационное обновление является обязательным условием эффективного функционирования арктического нефтегазового комплекса. Особенно актуален этот вопрос для российских компаний, имеющих дефицит экологически и коммерчески эффективных технологических решений и инженерных изысканий.

Источник: составлено автором и опубликовано в [141]

Сегодня в Российской Федерации при реализации нефтегазовых проектов применяются различные формы сотрудничества государства и бизнеса (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Интеграционные механизмы в нефтегазовом комплексе

Источник: составлено автором

**Технологические партнерства (ТП)** как форма интеграции не имеют нормативно-правового обоснования в государственной политике, не

обеспечиваются налоговой системой и реализуются, преимущественно, в рамках заключения меморандумов о технологическом сотрудничестве или консорциумов. Однако, в контексте промышленных нефтегазовых комплексов, требующих непрерывного инновационно-технологического обновления, такие партнерства имеют стратегическое значение для перспектив устойчивого развития.

Сегодня освоение нефтегазовых ресурсов в российской Арктике осуществляется в условиях ограниченного доступа к современным мировым технологическим достижениям. Усиление санкционного давления со стороны США и стран Евросоюза в 2022 году увеличивает разрыв между российским и мировым энергетическими секторами в части технологического обеспечения. Особо остро ощущается дефицит апробированных решений для разработки арктического шельфа, технологий ликвидации экологического ущерба, связанного с возможными утечками нефти и газа, сервисных компетенций [141].

Формирование технологических партнерств, в рамках которых рождаются инновационные решения, может позитивно влиять на развитие не только отдельно взятых компаний, но всей нефтегазовой отрасли. Эксперты Сколково предлагают следующее определение ТП – «форма кооперации, подразумевающая передачу технологий, обмен знаниями, рисками, ресурсами для решения технологических задач, которые экономически целесообразно решать сообща» [64].

Объединение компетенций и ресурсов позволяет быстрее и качественнее масштабировать новые технико-технологические решения на рынке, поэтому компаниям важно увеличивать число партнеров и совершенствовать инструменты взаимодействия с ними. Привлечение и интеграция значительного числа партнеров позволит сформировать экосистему, обеспечивающую инновациями всю цепочку создания стоимости в нефтегазовом бизнесе [141].

Мировая практика показывает, что наибольший эффект для решения стратегических, комплексных технологических задач в нефтегазовой сфере, к которым относится эксплуатация месторождений углеводородного сырья в северных условиях, приносит создание партнерств в под общим лидерством государства для объединения компетенций нефтегазовых операторов, производственных, инжиниринговых, научно-исследовательских компаний с целью организации полного цикла производства нефтегазового оборудования и технологий. Так, например, сланцевая революция в США – это результат многолетних совместных усилий государства, компаний и научных институтов в проведении передовых исследований и внедрении инновационных технологий [26, 190]. В Норвегии технологические разработки и партнерства вокруг них в Арктической зоне поддерживаются государством или принадлежащей государству компанией Equinor.

Роль государства заключается, прежде всего, в формировании благоприятной регуляторной среды для участников ТП (льготное кредитование, развитие механизмов страхования рисков). Кроме того, государство может создавать выгодные условия для вхождения на рынок иностранных партнеров, стимулируя их передавать свои технологии и компетенции. Для реализации высокоприоритетных направлений технологического развития государственные структуры могут быть участником совместных предприятий или партнерских соглашений с представителями различных отраслей и исследовательских организаций, осуществляя финансирование и непосредственно участвуя в создании технологий. Ключевые функции государства при формировании технологических партнерств в нефтегазовом секторе можно сформулировать следующим образом [141]:

1. Повышение эффективности существующих и разработка новых мер поддержки в отношении отечественных производителей высокотехнологичного оборудования и инновационных технологий, востребованных в нефтегазовой отрасли.

2. Субсидирование затрат на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в сфере технологического развития нефтегазового сектора.

3. Формирование научно-исследовательской, производственно-испытательной и организационно-финансовой инфраструктур для технологического развития нефтегазовой отрасли.

4. Разработка планов мероприятий (дорожных карт) реализации проектов по импортозамещению технологий и оборудования для нефтегазовой отрасли.

5. Стимулирование опытно-промышленной эксплуатации новых образцов технических средств, в том числе на технологических полигонах и действующих месторождениях.

6. Развитие научно-технического сотрудничества для создания инновационной и высокотехнологичной продукции с иностранными партнерами.

7. Увеличение спроса и выход на новые рынки сбыта. Продвижение выпускаемого российского нефтегазового оборудования и технологий.

Стимулом для дальнейшего развития ТП в российской нефтегазовой отрасли может стать организация отраслевого диалога и технологической координации между участниками рынка. Государственное стимулирование создания ТП, а также доработка нормативно-правовой базы в этой сфере позволит компаниям активнее работать в области критических капиталоемких технологий [141].

В долгосрочной перспективе технологическое сотрудничество государства и бизнеса связано с организацией технологических полигонов, создание которых значительно расширяет возможности для испытания разработанных технико-технологических решений в полевых условиях, а также их последующего усовершенствования и тиражирования на действующие и перспективные нефтегазовые активы [3]. Технологический полигон – это лицензия на участок, цель которой не коммерческая добыча, а

разработка технологии. Это новый тип недропользования, он позволит компаниям фокусироваться только на поиске новых технологических решений, а не на обязательствах по бурению или объемам добычи [35].

Концепция научно-технологических полигонов по испытанию нефтегазовых технологий в Арктике представлена на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – Концептуальная схема организации технологических полигонов в Арктике

*Источник: составлено автором и опубликовано в [141]*

Сегодня Арктика может стать уникальной экспериментальной площадкой по созданию и освоению инновационных технологий общемирового значения в области разведки, добычи и транспортировки углеводородов. Апробация и сертификация технологических инноваций будет способствовать активизации геологоразведки за полярным кругом и эффективному вовлечению в разработку запасов углеводородов со сложным

геологическим строением. В условиях актуализации климатической повестки и повышения конкурентных преимуществ «зеленой» энергетики [187], приоритетом технологических полигонов в Арктике должно стать развитие решений, обладающих высокими экологическими характеристиками.

Принципиально формировать технологические полигоны открытого доступа, на которых смогут тестировать технологии все участники нефтегазового рынка: от недропользователей и нефтесервисных компаний до научно-исследовательских центров и университетов. Для многих российских производителей оборудования сейчас такой возможности нет. Технологические полигоны могут стать тем катализатором, который необходим для привлечения в нефтегазовую отрасль большого количества инновационно-ориентированных компаний [141].

**Совместные предприятия (СП).** Механизм сотрудничества, при котором партнеры создают и управляют общими активами через совместные предприятия, распределяя прибыль согласно долям, – на сегодняшний день один из самых распространенных в нефтегазовом комплексе. Разделить риски, объединить финансовые ресурсы, управленческие и инженерные компетенции, найти новые возможности для развития – это основные мотивы создания совместных предприятий [102]. Результат – диверсификация финансовой нагрузки, минимизация рисков, трансфер организационно-экономического и технологического опыта. При этом, взаимодействие в рамках СП требует формирования гибкой, кооперационной модели управления, при которой важно учитывать интересы партнера, быть способным отойти от внутренних практик для того, чтобы найти точки соприкосновения, улучшить условия совместной работы [141].

Российские нефтегазовые игроки имеют опыт сотрудничества в рамках СП, в том числе с иностранными партнерами. Однако, после введения экономических санкций США и ЕС в отношении энергетического сектора России в 2014 году, некоторые совместные предприятия российских компаний с зарубежными партнерами прекратили свое существование. Например,

американская компания ExxonMobil приняла решение о выходе из совместных предприятий с ПАО «НК «Роснефть». У партнеров было 11 совместных проектов, по которым 33% долей участия, принадлежавших ExxonMobil, перешли к «Роснефти» [83].

Внесла свои коррективы и кризисная ситуация в нефтегазовом комплексе 2020 года, вызванная пандемией COVID-19 и существенным снижением мировых цен на нефть. В апреле 2020 года британо-голландская Royal Dutch Shell проинформировала ПАО «Газпром нефть» о том, что не будет завершать сделку по созданию СП на базе «Меретояханефтегаз» по освоению пяти лицензионных участков в российской Арктике в связи с сокращением инвестиций на 20% [81].

В 2022 году из-за обострения геополитической ситуации наблюдается новая волна оттока иностранных компаний из российских нефтегазовых проектов. Так, Royal Dutch Shell вышла из СП с компанией «Газпром нефть» «Гыдан Энерджи», созданного для освоения крупного перспективного нефтегазового кластера на северо-востоке полуострова Гыдан в российской Арктике [81]. Британская BP и норвежская Equinor вышли из всех совместных проектов в России.

В этих условиях крайне важно расширять сотрудничество между российскими нефтегазовыми компаниями. Так, место Royal Dutch Shell в СП «Меретояханефтегаз» в 2021 году заняла компания ПАО «ЛУКОЙЛ», что позволит эффективно вовлекать в разработку арктические ресурсы [81].

Крупными историческими партнерами являются «Газпром нефть» и «Роснефть». В 2015 году компании заключили генеральное соглашение акционеров с целью закрепления основных принципов управления совместными активами [81, 83]. В арктическом регионе взаимовыгодное сотрудничество представлено СП «Мессояханефтегаз», осуществляющим эксплуатацию Восточно-Мессояхского месторождения. Недропользование здесь осложнено трудными геологическими условиями и требует применения прогрессивных методов работы и масштабных капиталовложений. Благодаря

консолидации усилий компаний-партнеров, сегодня Мессояха – проект, сочетающий экономическую эффективность, технологическую инновационность и экологическую безопасность.

В 2021 году «Газпром Нефть» совместно с ПАО «НОВАТЭК» анонсировали создание СП для геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Северо-Врангелевского участка на арктическом шельфе [81]. Компании отмечают, что создание совместных предприятий является одной из самых эффективных моделей для работы на шельфе. Партнерства позволяют объединить не только финансовые возможности, но и отраслевую экспертизу, материальные, кадровые и логистические ресурсы участников. У компаний уже имеется опыт сотрудничества в рамках СП «Арктикгаз», которое осуществляют освоение нефтегазовых ресурсов на нескольких месторождениях в ЯНАО.

Уход большинства зарубежных партнеров из совместных предприятий грозит потерей уникальных практик в развитии нефтегазовых комплексов за полярным кругом. В условиях отсутствия возможности взаимодействия с европейскими и североамериканскими партнерами, сотрудничество российских компаний выходит на качественно новый уровень и приобретает стратегически важное значение для устойчивого развития промышленных нефтегазовых комплексов. Кроме того, поскольку глобальный центр потребления углеводородных ресурсов смещается на восток, открываются широкие перспективы взаимодействия с нефтегазовыми корпорациями АТР, которые в последние годы существенно увеличили технологические компетенции в освоении нефтегазовых ресурсов Арктики [141].

Несмотря на явные преимущества такой формы взаимодействия, формирование СП осложнено необходимостью создания нового юридического лица, а также не предполагает специального налогового режима для таких объединений.

**Соглашение о разделе продукции.** Документами стратегического планирования в Арктической зоне Российской Федерации подчеркивается

важность государственной поддержки реализации инвестиционных проектов в регионе на основе механизмов государственно-частного партнерства (ГЧП) [118]. Так, предполагается, что инструмент ГЧП может быть эффективно реализован в рамках территориально-отраслевого развития арктических регионов – формирования опорных зон развития (ОЗ), основой которых станут МСЦ. ОЗ представляют собой перечень взаимодополняющих проектов промышленной, инфраструктурной, социальной направленности, скоординированных с помощью инструментов государственной поддержки.

В ряде ОЗ системообразующими элементами являются действующие или перспективные промышленные нефтегазовые комплексы. Так, драйвером развития Ямало-Ненецкой ОЗ станут месторождения полуостровов Ямал и Гыдан, акваторий Обской и Тазовской губ Карского моря. Основой функционирования Ненецкой ОЗ является масштабное освоение углеводородов на континентальном шельфе Баренцева и Карского морей. Важные стратегические проекты Кольской ОЗ – Приразломное и Штокмановское месторождения. Формирование Таймыро-Туруханской ОЗ связано с разработкой новых месторождений Ванкорского кластера.

Масштабное развитие нефтегазовых производств потребует формирования современной системы транспортно-логистической, обеспечивающей, энергетической, информационно-телекоммуникационной инфраструктур. Снятие инфраструктурных ограничений позволит более эффективно использовать ресурсный потенциал ОЗ и обеспечит экономическую интеграцию арктических регионов, однако потребует применения всего комплекса действующих инструментов и механизмов государственной поддержки в России, наиболее действенным из которых может стать государственно-частное партнерство. Примером эффективного применения механизма ГЧП при развитии инфраструктуры промышленных комплексов нефтегазодобычи в Арктике можно назвать строительство многофункционального порта Сабетта, обеспечивающего реализацию

промышленных возможностей северных регионов и достижение стратегических государственных задач в макрорегионе.

В рамках интеграции взаимосвязанных инструментов территориального и отраслевого развития, а также механизмов реализации инвестиционных проектов на основе ГЧП для развития арктических промышленных нефтегазовых комплексов управленческие функции государственных федеральных и муниципальных структур можно сформулировать следующим образом:

1. Актуализация ключевых инфраструктур арктических регионов с учетом расположения промышленных нефтегазовых комплексов.

2. Отбор наиболее перспективных проектов ГЧП по приоритетным направлениям развития, обеспечивающих максимальный синергетический эффект для развития промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике.

3. Поиск и отбор потенциальных инвесторов, в том числе по критериям ESG (Environmental, Social, Governance), привлечение предприятий малого и среднего бизнеса.

4. Формирование институтов и организация бизнес-среды ГЧП, подготовка специалистов в сфере развития инфраструктуры и государственно-частного партнерства.

Однако, на сегодняшний день классическая конструкция ГЧП при геологоразведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений не используется. Законодательными актами в сфере ГЧП недра не предусмотрены в качестве объекта соглашений. Кроме того, согласно определению частного партнера, сторонами соглашения о ГЧП не могут быть организации, находящиеся под контролем Российской Федерации. Это ограничение автоматически делает невозможным участие в ГЧП-проектах большей части крупных нефтегазовых компаний, в которых значительная доля акций принадлежит государству.

Высокая сложность реализации промышленных нефтегазовых комплексов, динамичность и нестабильность внешнего окружения

обуславливают необходимость точечного совершенствования законодательной базы в сфере ГЧП, как на федеральном, так и на региональном уровне, направленного на:

- создание правовых условий для привлечения инвестиций на основе государственно-частного партнерства в нефтегазовый комплекс;
- повышение прозрачности и инвестиционной привлекательности механизмов ГЧП при развитии промышленных нефтегазовых комплексов;
- устранение барьеров для заключения соглашений ГЧП при освоении ресурсного потенциала;
- установку понятийного аппарата применения механизма ГЧП при эксплуатации недр;
- развитие инструментария ГЧП для формирования благоприятного инвестиционного климата в нефтегазовой отрасли [141].

Одной из форм ГЧП признается соглашение о разделе продукции. СРП – это гражданско-правовой договор между государством-собственником недр и частным инвестором, который предусматривает принцип раздела добытого сырья с учетом покрытия капиталовложений [16]. Инвестор осуществляет инвестиции в поиск, геологоразведку и эксплуатацию участков недр и принимает на себя все риски, связанные с неполучением прибыли. Государство обязуется обеспечить стабильные нормативно-правовые и административные условия. Введение конструкции СРП в российское правовое поле было первым опытом апробации механизма привлечения иностранных инвесторов к освоению российских ресурсов.

Главным отличием СРП от лицензионного режима в части налогообложения является индивидуализированный порядок распределения ресурсной ренты, который не подлежит изменению в течение всего срока действия. За счет гибкой шкалы раздела, механизм СРП позволяет дифференцировать налоговую нагрузку в рамках жизненного цикла проекта, перенося ее на стадии максимальной прибыли. Кроме того, механизм СРП предполагает пропорциональный раздел прибыльной продукции, в результате

государство-собственник недр получает максимально возможный в условиях конкретного проекта бюджетный эффект, а компания инвестор – приемлемую норму прибыли с учетом возникающих затрат и рисков [40] (ограничение – часть продукции, передаваемой в собственность инвестора для возмещения понесенных им расходов, не должна превышать 75%, а при добыче на континентальном шельфе – 90% общего объема продукции).

В этой связи, СРП является более выгодным при реализации проектов, находящихся в граничных условиях рентабельности [40], к которым относятся разработка арктических нефтегазовых месторождений, прежде всего на шельфе, СПГ-проекты.

Сегодня реализуются три проекта разработки месторождений в форме СРП – «Сахалин-2», «Сахалин-1», «Харьягинское СРП», которые до 2022 года имели высокую долю иностранного участия (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Соглашения о разделе продукции в Российской Федерации

Проект	Запасы	Участники СРП (до 2022 года)
Нефтегазовый проект «Сахалин-1»	307 млн тонн нефти; 485 млрд м <sup>3</sup> газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Exxon Neftegas Limited, доля участия – 30%;</li> <li>• ПАО «Роснефть», доля участия – 20%;</li> <li>• индийская государственная нефтяная компания ONGC, доля участия - 20%;</li> <li>• японский консорциум SODECO, доля участия - 30%.</li> </ul>
Нефтегазовый проект «Сахалин-2»	150 млн тонн нефти 500 млрд м <sup>3</sup> газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ПАО «Газпром», доля участия 50% минус 1 акция;</li> <li>• «Royal Dutch Shell», доля участия 27,5% минус 1 акция;</li> <li>• японская компания «Mitsui Oil Exploration», доля участия – 12,5%;</li> <li>• японская компания «Mitsubishi Corporation», доля участия – 10%.</li> </ul>
Нефтяное месторождение «Харьягинское»	160,4 млн тонн нефти	<ul style="list-style-type: none"> <li>• АО «Зарубежнефть», доля участия 40%;</li> <li>• «Статойл Харьяга АС», доля участия 30%;</li> <li>• «Тоталь Разведка Разработка Россия», доля участия 20%;</li> <li>• АО «Ненецкая нефтяная компания», доля участия 10%.</li> </ul>

Источник: составлено автором по материалам: [79, 82, 83]

Однако, в 2022 году иностранные партнеры инициировали выход из российских проектов в рамках СРП, фактически заблокировав работу проектов, что привело к значительному снижению добычи. Для защиты российских нефтегазовых активов от негативного воздействия со стороны иностранных акционеров в правовом поле Российской Федерации были

созданы юридические основания, позволяющие переводить иностранных недропользователей в форму российского юридического лица – общества с ограниченной ответственностью [112].

Дальнейшие перспективы данных проектов сопряжены с высоким уровнем неопределенности, в первую очередь, по причине высокой технологической зависимости. В этой связи, необходим поиск новых партнеров из дружественных стран, заинтересованных в инвестициях в российский нефтегазовый сектор.

Пробелы и противоречия в договорных условиях нефтегазовых проектов, реализуемых на принципах СРП, привели в 2003 году к фактическому прекращению действия режима СРП в России при сохранении, тем не менее, законодательных основ. Несмотря на значительную критику применения СРП в России, нельзя не отметить ряд важных эффектов. В первую очередь, запуск первого в России завода по производству СПГ, который имеет важное политическое и экономическое значение. Кроме того, приобретен опыт работы на шельфе, апробированы уникальные технологии, выявлены потенциальные риски и найдены пути их преодоления. Значительный приток инвестиций в регион стимулировал развитие смежных отраслей и социальной сферы [141].

**Соглашения о сервисных рисках и соглашения и об управлении финансированием** также, как и СРП имеют гражданско-правовую основу. Освоение нефтегазовых ресурсов в рамках ССР осуществляется в строгом соответствии с законом «О недрах». Сделка заключается между владельцем лицензии и оператором проекта (количество недропользователей и операторов не ограничено) с созданием Управляющего комитета, то есть государство не является участником соглашения (рисунок 3.3). СФ позволяет оператору (Управляющему товарищу) привлекать инвестиции. В случае, если оператор обладает необходимым объемом собственных финансовых средств, СФ не заключается [123].

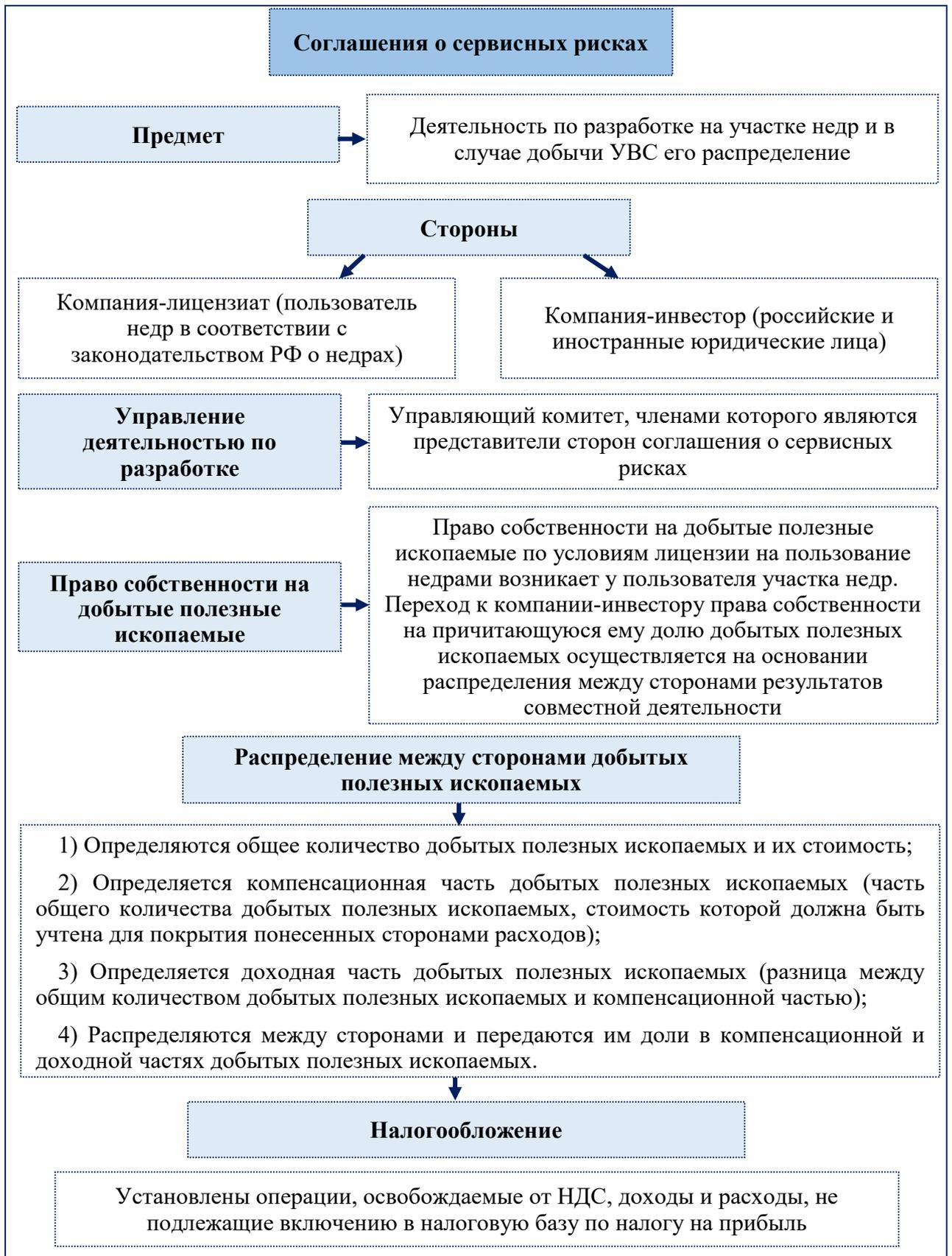


Рисунок 3.3 – Основные аспекты механизма соглашений о сервисных рисках

Источник: составлено автором по материалам: [123]

Для корректной работы механизма ССР система налогообложения находится на стадии оптимизации.

Необходимость заключения соглашений о сервисных рисках, в первую очередь, обусловлена экономикой разведки и добычи нефтегазовых ресурсов, которая является высокорисковым и капиталоемким направлением с высоким уровнем начальных инвестиций. Сотрудничество в рамках таких соглашений позволяет снизить риски и разделить затраты.

С точки зрения частного бизнеса, применение инструмента ССР важно тем, что он позволяет компаниям-инвесторам управлять своим портфелем активов таким образом, чтобы обеспечить баланс между минимизацией риска и максимизацией доходности, позволяя инвестировать в несколько различных проектов при одних и тех же капитальных затратах [192]. Кроме того, совместная разработка недр позволяет компаниям привлекать меньшее количество сотрудников, устранять дублирующие объекты, оборудование и функции, оптимизировать закупки.

При определении перспектив применения ССР при реализации промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике требуется сравнительная оценка гражданско-правового и лицензионного режима.

### **3.2 Методические подходы к повышению экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике**

Анализ нормативно-правового обеспечения функционирования нефтегазового сектора в Российской Федерации (п. 2.2) позволяет сделать вывод о противоречивости действующей системы доступа к изучению и эксплуатации недр. Лицензионная система, основанная на административном праве в соответствии с Законом «О недрах», обеспечивает высокий уровень государственного контроля привлечения к освоению ресурсов потенциальных инвесторов, обладающих необходимым уровнем финансовой и технологической оснащенности, и предполагает реализацию унифицированного налогового режима по схеме «налог плюс роялти» [40].

При этом, концепция налогообложения отрасли в рамках лицензионной системы, ориентирована, прежде всего, на высокий уровень изъятия ресурсной ренты в пользу государства и не содержит механизмов «платы за риск» инвестора, связанного с геологическими особенностями освоения недр и нестабильностью развития нефтегазового рынка.

Многие годы не утихают дискуссии о том, что действующая система дифференциации налогообложения, предусматривающая точечное льготирование отдельных категорий недр, не создает долгосрочных стимулов для осуществления крупномасштабных капиталовложений в поиск и разведку новых месторождений. Безусловно, сохранение стабильных нефтегазовых доходов федерального бюджета является важнейшим приоритетом, однако требуется поиск баланса между интересами государства и инвесторов в части распределения рисков и получения экономических эффектов для дальнейшего устойчивого развития нефтегазового сектора.

Сегодня налоговая нагрузка на отрасль, по оценкам экспертов, выше, чем во многих нефтегазодобывающих странах и для отдельных нефтегазовых активов может достигать до 89% [72]. В таблице 3.3 представлены характеристики систем налогообложения добычи нефтегазовых ресурсов в зарубежных странах.

Таблица 3.3 – Системы налогообложения добычи нефтегазовых ресурсов в зарубежных странах

Страна	Ставка роялти	Ставка налога на финансовый результат	Особенности
Великобритания	-	40%	Система льгот для ГРП на шельфе, развитие инструментов привлечения инвестиций к изучению и эксплуатации недр
США	12,5-30%	21-31%	Развитая система налоговых льгот и субсидий, высокие требования к экологической безопасности работ, низкий уровень иностранного участия в

*Продолжение таблицы 3.3*

Страна	Ставка роялти	Ставка налога на финансовый результат	Особенности
Норвегия	-	78%	Значительная доля иностранного и частного капитала в нефтегазовых проектах, стимулирование инновационно-
Бразилия	34%	10-40%	Система адресных льгот для концессионных соглашений в сочетании с применением механизма СРП
Канада	45%	15%	Ограничение разработки ресурсов арктического сектора, высокие экологические требования, существенные льготы для нефтеносных песков

*Источник: составлено автором по материалам: [71-72, 173, 185]*

Особенно актуальна проблема привлечения инвестиций и создания интеграционных механизмов между государством и частным бизнесом при создании промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике. Сегодня капиталоемкое, высокотехнологичное направление по освоению арктических ресурсов осуществляется в условиях существенного ограничения доступа российских игроков на мировые рынки капитала и технологий.

Кроме того, в условиях усиления мирового энергетического кризиса, государственные интересы все чаще смещаются в сторону преимущественной поддержки отрасли твердых полезных ископаемых и несырьевого сектора. Это увеличивает стоимость и доступность инвестиций для нефтегазового сектора внутри страны. Сокращение возможностей внутреннего и внешнего финансирования, безусловно, является серьезным препятствием в реализации принятых и разработке новых инвестиционных программ в Арктике.

Важно отметить, что для потенциальных держателей капитала, принимающих инвестиционные решения, важен ряд геолого-технических и экономико-правовых факторов реализации нефтегазовых комплексов в Арктике (рисунок 3.4).

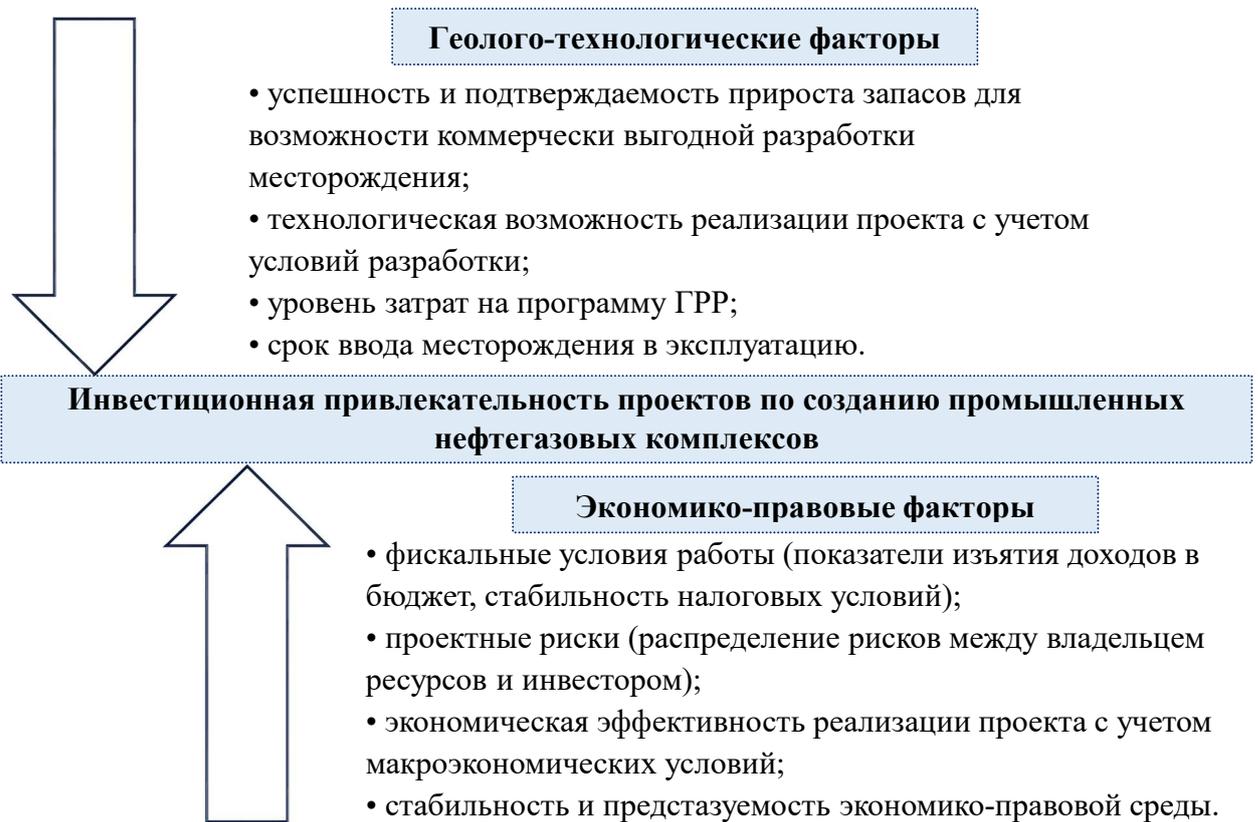


Рисунок 3.4 - Факторы инвестиционной привлекательности проектов создания промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике

*Источник: составлено автором*

Ключевая проблема для развития российского нефтегазового сектора – слабый приток частных инвестиций в геологическое изучение недр, особенно на ранних стадиях [80]. При этом, как отмечалось в Главе 1, высокие темпы ГРП – ключ к устойчивому долгосрочному освоению Арктической зоны. Инвесторов, помимо отсутствия правовой стабильности и налоговой благоприятности, останавливают длительный срок возврата капитала (10-15 лет), сложный процесс получения разрешительной документации, недостаточная доступность геологической информации.

Анализ законодательной среды в сфере недропользования Норвегии, Великобритании, Канады, позволяет говорить о формировании в этих странах эффективной системы, основанной на принципах привлечения частного капитала в сферу ГРП. Это обусловлено тем фактом, что компании являются главными интересантами воспроизводства МСБ для сохранения перспектив добычи и реализации углеводородов. В свою очередь, в России компании,

преимущественно, обеспечены нефтегазовыми запасами на долгие годы, что значительно снижает стимулы вести геологоразведку.

В то же время, несмотря на проблемы, в целом объем финансирования геологического изучения недр на протяжении последних лет растет, при этом более 90% капиталовложений – средства недропользователей (рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 – Динамика финансирования ГРР на углеводородное сырье по источникам финансирования

*Источник: составлено автором по материалам: [22]*

Однако инвестируются средства преимущественно в освоение участков недр с наибольшей доступностью запасов и значительными инфраструктурными возможностями. Объемы ГРР на углеводороды в стратегически важном регионе – Арктической зоне, находятся на низком уровне, что требует совершенствования системы мер экономического стимулирования геологоразведки за полярным кругом.

Несмотря на выявленные недостатки лицензионной системы недропользования, формирование альтернативных режимов, направленных на привлечение потенциальных инвесторов, не получает активного развития. Так, ключевой аргумент против развития гражданско-правового режима недропользования в Российской Федерации заключается в том, что освоение ресурсов в рамках данной концепции приводит к образованию выпадающих

доходов бюджета по сравнению с предполагаемой величиной налоговых поступлений в рамках лицензионного режима.

Однако, важно, учитывать, что использование договорных инструментов происходит только в том случае, если разработка недр при действующей налоговой системе нерентабельна. То есть, применение гражданско-правовых договоров позволяет вовлекать в промышленную разработку значительный ресурсный потенциал, который не был бы освоен при лицензионной системе, и формировать значительные бюджетные эффекты, которые не были бы достигнуты. Следовательно, как справедливо отмечает Конопляник А.А., речь идет о фактически выпадающих доходах бюджета от применения лицензионного режима вместо договорного [41]. Кроме того, важно учитывать недополучение синергетических эффектов – создание инфраструктуры, социально-экономическое развитие регионов, приобретение технологического опыта.

Развитие договорных систем в недропользовании может стать драйвером развития арктических нефтегазовых комплексов, способствовать привлечению частного капитала и передовых технологий. При этом, такие подходы не должны затрагивать основы действующей системы предоставления доступа к эксплуатации недр, снижать ведущую роль государственных компаний в стратегическом секторе экономики, сокращать бюджетную эффективность разработки месторождений. Договорной режим позволит диверсифицировать риски российских участников рынка и повысить устойчивость функционирования отрасли без дополнительного бюджетного финансирования и сокращения государственного эффекта.

Введенный в 2022 году механизм соглашений о сервисных рисках и соглашений об управлении финансированием является важной попыткой построения эффективной системы договорных взаимоотношений между государством и частным бизнесом для решения стратегических задач реализации промышленных нефтегазовых комплексов в условиях турбулентности рынка.

В условиях отсутствия взаимодействия с инвесторами ЕС и США, концепция ССР и СФ направлена на создание партнерств с китайскими, индийскими и арабскими компаниями и позволяет без передачи долей привлекать инвесторов для разработки месторождений, что особенно актуально в условиях санкций. Экономика отношений по разделу углеводородов напоминает соглашение о разделе продукции, но в отличие от него, ССР не затрагивает отношения по пользованию недрами, а регламентирует исключительно гражданско-правовые отношения между недропользователем и инвестором.

Использование механизма ССР при создании и развитии промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике способно обеспечить:

- предсказуемость правил и гарантию неизменности фискальных, правовых и институциональных условий для инвесторов, заинтересованных в участии в проектах по развитию сложных капиталоемких промышленных нефтегазовых комплексов;

- оптимизацию распределения ресурсной ренты с учетом индивидуальных особенностей конкретного нефтегазового комплекса, минимизацию противоречий в сфере пересечения финансовых интересов недропользователей и компаний-инвесторов;

- развитие конкуренции между компаниями-инвесторами, обладающими технико-технологическим оснащением, необходимым опытом и набором компетенций, научно-инновационным потенциалом, а также соответствующими критериям ESG;

- повышение инвестиционной привлекательности и экономической устойчивости в процессе формирования нефтегазовых комплексов Арктики.

В таблице 3.4 представлен сравнительный анализ лицензионной системы, механизмов СРП и ССР.

Таблица 3.4 – Сравнительная характеристика систем недропользования

Параметр	Лицензионный режим	СРП	ССР
Концептуальная основа	Компания-лицензиат получает доступ к изучению и эксплуатации недр и получает выгоду от реализации продукции после уплаты налогов	Компания-инвестор получает доступ к изучению и эксплуатации недр и получает компенсацию затрат и выгоду в виде доли от добытого сырья	Компания-лицензиат и компания-инвестор осуществляют совместную деятельность по эксплуатации недр и получают компенсацию затрат и выгоду в виде доли от добытого сырья
Право на участок недр	Государство	Государство	Государство
Право на добытую продукцию	Компания-лицензиат	До раздела – государство, после раздела – государство и компания-инвестор пропорционально согласованным долям	До раздела - компания-лицензиат. После раздела - компания-лицензиат и компания-инвестор пропорционально согласованным долям
Инвестиционные риски	Высокая степень распределения рисков со стороны государства на компанию-лицензиата, отсутствие гарантий возврата инвестиций	Высокая степень рисков компании-инвестора	Высокая степень рисков участников соглашения
Налогообложение	Согласно действующим налоговым требованиям с учетом льготных условий в соответствии с технико-экономическими параметрами	Предполагается значительное количество налоговых льгот с учетом специфики конкретного инвестиционного актива	Предполагается ряд налоговых льгот, система налогообложения находится в процессе совершенствования
Стабильность условий	Частое изменение налогового законодательства, влекущее изменение фискальных условий разработки недр	Государство не вправе изменять условия договора, в первую очередь положения о налоговой нагрузке на весь срок действия	Государство не вправе изменять условия договора, в первую очередь положения о налоговой нагрузке на весь срок действия
Преимущества	Немедленное поступление средств в государственный бюджет, стабильное развитие национальной экономики	Привлечение инвестиций для реализации нерентабельных при лицензионной системе нефтегазовых проектов	Привлечение частных инвестиций для интенсификации ввода в промышленное освоение трудноосваиваемых месторождений, что будет способствовать, в том числе, повышению экономической устойчивости процесса освоения нефтегазовых ресурсов в Арктике
Недостатки	Слабое развитие стимулов для привлечения инвестиций к разработке ресурсов, прежде всего в регионах со сложными геологическими условиями	Необходимость совершенствования договорных условий для соблюдения интересов государства-собственника недр	Отсутствие опыта реализации ССР в России, необходимость дальнейшей доработки нормативно-правовой базы

Источник: составлено автором по материалам: [32, 126]

На основе проведенного анализа предлагается система дифференциации условий ССР для реализации проектов по развитию промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике (рисунок 3.6).

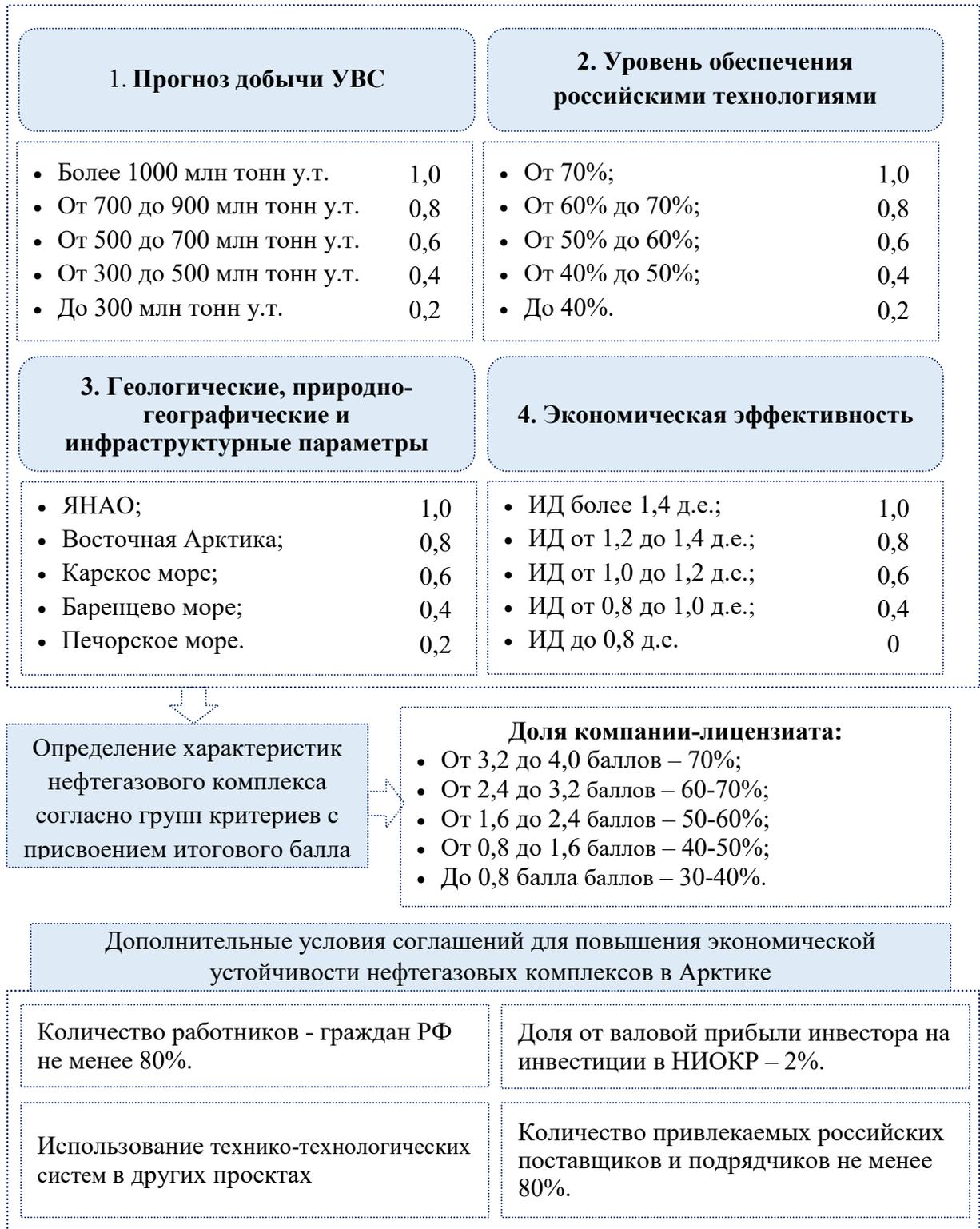


Рисунок 3.6 – Система дифференциации условий соглашений о сервисных рисках

Источник: составлено автором

Предлагаемая система предполагает присвоение конкретному нефтегазовому комплексу определенного балла посредством суммирования баллов в соответствии с четырьмя группами критериев. Итоговый показатель определяет долю участия компании-лицензиата.

**Первая группа критериев** – прогнозные значения добычи углеводородов за весь период разработки месторождения. Крупные нефтегазовые проекты с высоким уровнем предполагаемого объема добычи, как правило, реализуются как локальная пространственная промышленная агломерация, представляющая совокупность предприятий геологоразведки, добычи и переработки углеводородного сырья, компаний транспортно-логистической инфраструктуры, организаций смежных отраслей, предоставляющих научно-инжиниринговые услуги, обеспечивающих поставки оборудования и реализующих вспомогательные мероприятия. Развитие таких комплексов определяет формирование значительных синергических эффектов для региональных экономических систем и смежного производства. Ввиду стратегической направленности разработки крупных нефтегазовых месторождений, доля компаний-лицензиатов, которые представлены компаниями с государственным участием, в таких проектах должна положительно коррелироваться с уровнем добычи.

Предлагаемая шкала разработана с учетом действующей в Российской Федерации «Классификации месторождений нефти и газа по величине извлекаемых запасов нефти и балансовых запасов газа» [89], а также на основе данных об объемах предполагаемой добычи в Арктике (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Прогнозные уровни добычи углеводородного сырья на арктических месторождениях

Месторождение	Уровень добычи, млн тонн у.т.
Ленинградское	1414,7
Крузенштернское	1369,2
Нярмейское	737,5
Северо-Каменномыское	322,6
Семаковское	296,4
Кириновское	125,3

*Источник: составлено автором по материалам: [59, 82]*

**Вторая группа критериев** – уровень технологического обеспечения проекта российскими технологиями. Как отмечалось в п. 1.2, низкий уровень отечественного технологического задела в нефтегазовой отрасли является ключевым ограничением экономической устойчивости освоения ресурсов Крайнего Севера и определяющим фактором необходимости привлечения в российские нефтегазовые проекты частных, в том числе, иностранных, инвесторов. Следовательно, недостаток технико-технологических решений определяет более высокую долю инвестора в соглашении.

Распределение баллов предложено исходя из анализа данных компаний «Газпром» и «Роснефть» относительно уровня оснащенности арктических проектов отечественными технико-технологическими системами. Так, например, сухопутные месторождения ЯНАО (Уренгойское, Заполярное, Новопортовское) используют 70-80% российских технологий, в то время, как разработка шельфовых активов (Ленинградское, Каменномысское-море) может быть обеспечена не более, чем на 20-30% [81-83].

**Третья группа факторов** – параметры, характеризующие сложность геолого-физических, природно-географических и инфраструктурных условий разработки. Выделены пять ключевых нефтегазоносных регионов.

*ЯНАО.* Территория региона обладает наиболее благоприятными геологическими условиями, которые позволяют с учетом существующего технологического обеспечения вовлекать уникальный ресурсный потенциал в промышленное освоение. В последние годы происходит снижение добычи углеводородов на традиционных нефтегазовых месторождениях ключевого региона добычи – Надым-Пур-Тазовского района, обусловленные значительной выработанностью запасов (около 75%). При этом более 9 трлн м<sup>3</sup> запасов газа остаются не вовлеченными в эксплуатацию, что обусловлено высокой долей газа сеноманских залежей с низким пластовым давлением и сложных неокомских залежей. Снижение производства природного газа в Надым-Пур-Тазовском районе компенсируется добычей углеводородов в перспективных районах освоения – на полуостровах Ямал и Гыданский.

Кроме того, ЯНАО характеризуется развитой инфраструктурой магистральных трубопроводов: введены в эксплуатацию первая и вторая очереди газопровода «Бованенково-Ухта», обеспечивающие транспортировку газовых ресурсов с полуострова Ямал, завершено строительство нефтепровода «Заполярье-Пурпе-Самотлор», запущен нефтеналивной терминал «Ворота Арктики», запущен морской порт «Сабетта» для отгрузки СПГ и газового конденсата [104].

*Восточная Арктика.* Ресурсный потенциал Восточно-Сибирского, Лаптевых и Чукотского шельфов Восточной Арктики относится к группе весьма слабо изученных, названные акватории характеризуются сложнейшей ледовой обстановкой. Вместе с тем, регион представлен крупнейшими сухопутными месторождениями нефтегазовых ресурсов, локализованными преимущественно на севере Красноярского края. Степень разведанности начальных суммарных ресурсов нефти составляет 11,78 %, природного газа - 3,56%, следовательно, сухопутная часть обладает значительным потенциалом прироста запасов [105]. Более интенсивному освоению региона препятствует зона сплошного распространения вечной мерзлоты и слабое развитие производственно-логистической инфраструктуры. Однако, данные территории могут вызвать значительный интерес технологически оснащенных инвесторов с учетом интенсификации производственной деятельности компании «Роснефть» в регионе и близости к СМП.

*Карское море.* Карский шельф принадлежит к преимущественно газоносным нефтегазовым объектам. Характерной особенностью данного региона является приуроченность практически всей акватории, перспективной на нефть и газ, к области развития мощных ледовых полей и наличием значительных по площади участков с глубинами моря более 50 м, считающихся на сегодня предельными для организации добычи нефти и газа. Вместе с тем, существенные части акватории попадают в зону технологически доступную, что делает эту часть прогнозных ресурсов пригодной для формирования программ ее освоения.

В отношении газовых ресурсов Карского моря остро стоит проблема его доставки потребителям – он может поставляться либо через систему сухопутных трубопроводов, либо в виде СПГ. Первый вариант потребует огромных инвестиций в строительство новых магистральных газопроводов, второй вариант сопряжен с необходимостью капиталовложений в строительство СПГ, танкеров-газовозов ледового класса и флота атомных ледоколов для их сопровождения (при этом, в случае ориентации на рынки АТР такие потребности возрастают кратно).

*Баренцево море.* Неблагоприятным фактором для данного региона является значительная (до 200-300 км) удаленность наиболее перспективных на углеводороды областей от континентальной суши с относительно развитой инфраструктурой. Требуется дальнейшее проведение региональных сейсмических работ и параметрического бурения с целью уточнения геологических характеристик недр для определения перспектив наращивания (относительно сегодняшних оценок ресурсного потенциала) объемов прогнозных ресурсов.

Высокий ресурсный потенциал региона, в первую очередь, газовый – предполагает существенное количество открытий в классах крупных объектов (с объемом ресурсов до 100-500 млрд. м<sup>3</sup> и более). При появлении практического интереса недропользователей к этому потенциалу высока вероятность достаточно динамичного наращивания в регионе инфраструктурных мощностей и, тем самым, технологического обеспечения освоения более мелких по объему ресурсов объектов, как это наблюдается в шельфовых провинциях Норвегии.

*Печорское море.* Сложные природно-климатические условия акватории Печорского моря делают этот богатый, но безусловно сложный регион малопривлекательным для инвесторов, даже несмотря на уже имеющуюся приемлемую обеспеченность инфраструктурой, близость к рынкам, относительную простоту и доступность базовых технологических решений по разработке запасов и ресурсов. Востребованность столь существенной по

объему ресурсной базы при относительно благоприятных сопутствующих факторах могла бы обеспечить более детальная характеристика углеводородного потенциала. Для этого требуются сейсмические исследования региона, более полное освещение перспективных зон бурением.

Перечисленные регионы ранжированы с учетом специфических особенностей разработки недр. Доля инвестора достигает максимальных значений для месторождений, расположенных в зонах с наиболее сложными природно-климатическими условиями, требующими решения задач обустройства месторождения и сопряженными с высокими эксплуатационными расходами.

**Четвертая группа критериев** – предполагаемая коммерческая эффективность проекта в рамках действующей налоговой системы на основе расчета значения индекса доходности инвестиций, более высокое значение которого определяет меньшую заинтересованность компании-лицензиата к привлечению частных инвесторов.

Определение доли компании-лицензиата в проекте основано на анализе уровней участия зарубежных партнеров в норвежских проектах по развитию комплексов нефтегазодобычи в Арктике (таблица 3.6).

Таблица 3.6 – Характеристика проектов разработки нефтегазовых месторождений Норвегии

Месторождение	Участники	
Troll – крупнейшее месторождение Норвегии, локализовано в северной части Северного моря. Глубина воды составляет 300-330 м. Месторождение осваивается с применением плавучей и полупогружной платформ.	Petoro (оператор)	56,0%
	Equinor Energy	30,6%
	Shell	8,1%
	TotalEnergies	3,7%
	ConocoPhillips	1,6%
Snøhvit, газоконденсатное месторождение, первое из разрабатываемых в норвежском секторе Баренцева моря. Snøhvit – первый опыт разработки на норвежском шельфе без стационарной или плавучей установки.	Equinor Energy (оператор)	36,8%
	Petoro	30,0%
	TotalEnergies	18,4%
	Neptune Energy	12,0%
	Wintershall Dea	2,8%

*Продолжение таблицы 3.6*

Johan Sverdrup, нефтяное месторождение в центральной части Северного моря (запасы 2,7 млрд барр. н.э.). Инфраструктура месторождения включает 4 морских платформ и 3 подводных добычных комплекса.	Equinor Energy (оператор) Aker BP Petoro TotalEnergies	46,6% 31,6% 17,3% 8,4%
Ekofisk – месторождение в Северном море. Концепция разработки месторождения предусматривает использование интегрированной устьевой, добывающей и эксплуатационной морской платформы.	TotalEnergies (оператор) ConocoPhillips Vår Energi Sval Energi Petoro	39,9% 35,1% 12,4% 7,6% 5,0%

*Источник: составлено автором по материалам: [173]*

Кроме того, предложенная система дифференциации условий ССР дополняется рядом факторов, определенных с учетом опыта заключения СРП в российской и мировой практике, а также параметрами привлечения частного капитала в освоение недр в норвежском нефтегазовом комплексе. Одним из основных принципов организации проектов по реализации промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике на условиях ССР должно стать привлечение российских поставщиков и подрядчиков, а также российских специалистов [131]. Важным представляется отражение в ССР обязательства проведения зарубежными инвесторами НИОКР в интересах проекта и возможности использования полученных результатов на других активах.

### **3.3. Апробация системы оценки устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике**

Апробация предложенного подхода к разработке арктических нефтегазовых месторождений с применением режима ССР производится на примере трех арктических активов, отличающихся геологическими и технологическими параметрами разработки, локацией, коммерческим и бюджетным эффектами. Оценка экономической эффективности проектов производится по критериям, представленным в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Показатели оценки экономической эффективности инвестиционного проекта

Показатель	Формула расчета
<b>Чистый дисконтированный доход (ЧДД)</b> – определяется как чистая прибыль (ЧП), уменьшенная на капитальные затраты (К) и увеличенная на величину амортизации (А) с учетом ставки дисконтирования (Е)	$ЧДД = \sum_{t=0}^T \frac{(ЧП_t - K_t + A_t)}{(1 + E)^t} \quad (3.1)$
<b>Внутренняя норма доходности (ВНД)</b> – процентная ставка ( $E_v$ ), при которой чистый дисконтированный доход равен нулю (ЧДД=0)	$ЧДД = \sum_{t=0}^T \frac{(ЧП_t - K_t + A_t)}{(1 + E_v)^t} = 0 \quad (3.2)$
<b>Индекс доходности инвестиций (ИД)</b> – отношение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) пользователя недр к размеру дисконтированных капитальных затрат (КД)	$ИД = \frac{ЧДД}{\sum КД} + 1 \quad (3.3)$
<b>Дисконтированный доход государства (ДДГ)</b> – сумма всех налоговых отчислений и платежей (Н) с учетом ставки дисконтирования (Е)	$ДДГ = \sum_{t=0}^T \frac{H_t}{(1 + E)^t} \quad (3.4)$

Источник: составлено автором по материалам: [90]

*Исходные данные для расчета экономической эффективности.*

Большая часть характеристик по капитальным затратам и уровням добычи углеводородов базируется на информации из публикаций в специализированных источниках по нефтегазовой тематике, данных нефтегазовых компаний, информации по нефтегазовым проектам со схожими геологическими характеристиками.

При проведении экономической оценки принимается во внимание формирование рынков сбыта с учетом региональной специфики (в том числе с учетом наличия или отсутствия соответствующей транспортной инфраструктуры). Так, преимущественно, все объемы шельфовых ресурсов предполагаются к поставке на экспорт, часть добытого сырья на сухопутных месторождениях поставляется на внутренний рынок. Варьирование объемов поставок, в первую очередь, сказывается на оценках по газовым проектам, так как внутренние цены реализации газа существенно ниже экспортных, что заведомо негативно отражается на доходности инвестиций по этим проектам.

При определении затрат учитываются природно-климатические данные региона, рассматриваемого месторождения; тип углеводородов; объекты инфраструктуры; профиль добычи; методы транспорта и хранения. Расчет капитальных вложений в обустройство морских месторождений включает также затраты на строительство гидротехнических сооружений, береговых комплексов и дополнительных систем транспортировки продукции.

При расчете капитальных вложений в обустройство арктических месторождений учитывается комплексный подход, который предусматривает совместное освоение близкорасположенных групп объектов. Такой подход позволяет оптимизировать затраты на строительство производственной и транспортной инфраструктуры и создает условия для экономически эффективной разработки относительно небольших месторождений в качестве спутников более крупных объектов.

Расчеты проведены в рамках действующей налоговой системы с учетом последних законодательных норм по налогообложению нефтегазодобычи, призванных стимулировать активность добывающих компаний в Арктике (таблица 2.4). Цена реализации нефти, газа и конденсата принята с учетом конъюнктуры рынка, а также прогнозов развития рынка.

Расчет производится в двух вариантах – при действующей налоговой системе (ДНС) в рамках лицензионной системы с учетом применяемых льгот (вариант ДНС) и в рамках режима ССР с учетом предложенной системы дифференциации (вариант ССР). Вариант ССР предусматривает привлечение частных, в том числе, зарубежных компаний-инвесторов, заинтересованных в ресурсных возможностях российского арктического сектора и обладающими необходимыми финансовыми средствами и технологическим обеспечением.

**Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение**, введенное в эксплуатацию в 2021 году, является центром нового добывающего кластера компании ПАО «Газпром нефть» в Надым-Пур-Тазовском регионе ЯНАО с геологическими запасами около 1,1 млрд тонн нефти и 492 млрд м<sup>3</sup> газа. Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена в

сеноманских отложениях, неокомских отложениях ачимовской толщи и среднеюрских отложениях тюменской свиты. В проект также входят Меретояхинское, Северо-Самбургское месторождения и два Западно-Юбилейных участка. На месторождениях продолжаются ГРП, результаты позволят сформировать долгосрочную стратегию развития кластера [81].

Разработка месторождения требует применения современных технико-технологических решений. Так, на участках недр пробурены сложные многозабойные и многоствольные скважины с протяженностью горизонтального участка более 2 км, а также скважины, построенные по технологии «фишбон», что определило высокий уровень капиталовложений.

При проектировании и строительстве использовались цифровые инструменты – BIM-моделирование, цифровой «двойник» месторождения. Применение блочно-модульного подхода сократило объемы капитального строительства и вдвое уменьшило сроки обустройства инфраструктуры.

Геологические запасы Тазовского месторождения составляют 419 млн тонн нефти и 225 млрд м<sup>3</sup> газа. Прогнозируется, что ежегодный уровень добычи составит 1,7 млн тонн нефти и 8 млрд м<sup>3</sup> газа [81].

В таблице 3.8 представлены характеристики месторождения согласно групп критериев и соответствующие баллы.

Таблица 3.8 – Характеристика Тазовского месторождения

Показатель	Характеристика	Балл
Прогноз добычи	288 млн тонн у.т.	0,2
Уровень обеспечения российскими технологиями	65%	0,8
Геологические, природные и инфраструктурные параметры	ЯНАО	1
Экономическая эффективность	1,4	0,8
	Итого:	2,8
	Доля компании-лицензиата	70%

*Источник: составлено автором*

Показатели экономической эффективности освоения Тазовского месторождения в двух вариантах представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Показатели экономической эффективности разработки Тазовского месторождения

Показатели	Единица измерения	Вариант ДНС	Вариант ССР	
			Компания-лицензиат	Компания-инвестор
Капитальные вложения	млн руб.	281123,3	196186,3	84937,0
Эксплуатационные затраты	млн руб.	1131779,5	792245,7	339533,8
<i>Коммерческая эффективность</i>				
ЧДД при норме дисконта 10%	млн руб.	173942,6	153047,5	28645,4
ИД	ед.	1,4	1,6	
ВНД	%	23,0	24,5	
<i>Бюджетная эффективность</i>				
ДДГ при норме дисконта 10%	млн руб.	312324,7	219227,0	

*Источник: составлено автором*

Таким образом, режим ССР для Тазовского месторождения представляется менее выгодным, чем разработка в рамках лицензионной системы с применением ДНС. При этом, снижается не только коммерческая эффективность разработки, но и объем поступлений в бюджет.

В первую очередь, это обусловлено значительным развитием инфраструктуры месторождения. В 2021 году завершено строительство установки подготовки нефти и газа (УПНГ) – ключевого объекта нефтегазовой инфраструктуры промысла. Проектная мощность установки составляет 2,1 млн тонн в год по нефти, 6 млрд. м<sup>3</sup> в год по газу [108]. Товарная нефть поступает в магистральный нефтепровод «Заполярье-Пурпе», природный газ в систему магистральных газопроводов. Кроме того, наличие опыта разработки месторождений со схожими геолого-физическими и природно-климатическими условиями обеспечило необходимое технологическое сопровождение проекта. Следовательно, российские нефтегазовые компании на сегодняшний день обладают достаточным уровнем финансовых ресурсов, технологий и компетенций для освоения сухопутных месторождений ЯНАО без привлечения частных инвесторов.

**Ленинградское газоконденсатное месторождение** расположено в юго-западной части Карского моря. В пределах площади месторождения глубины

моря составляют 50-100 м. Извлекаемые запасы газа оцениваются в 1,9 трлн м<sup>3</sup>. На месторождении реализуются активные работы по геологическому изучению недр, в 2020 году компанией ПАО «Газпром» в результате бурения разведочной скважины с применением полупогружной плавучей буровой установки была открыта новая газовая залежь. Добываемую на месторождении газоконденсатную смесь планируется транспортировать в многофазном состоянии по подводным трубопроводам на береговые сооружения, откуда после подготовки доставлять на головную компрессорную станцию (ГКС) Бованенковского месторождения [82].

Шельфовые месторождения в Карском море расширяют ресурсную базу формируемого компанией «Газпром» крупнейшего центра газодобычи на полуострове Ямал, однако их освоение требует применения полного спектра инновационных технологий и технических средств для поиска и эксплуатации недр, а также обустройства морских месторождений.

На месторождении предусмотрено применение подводных систем добычи. На сегодняшний день мировой опыт в области проектирования, изготовления и эксплуатации подводного оборудования превышает 40 лет, при этом лидерство принадлежит норвежским компаниям. В Российской Федерации производство собственных подводных комплексов для освоения шельфа ведется в недостаточных количествах [85].

Как было отмечено в п 2.3, при решении проблем функционирования инновационной производственной нефтегазовой инфраструктуры важно стремиться к обеспечению максимального участия отечественных предприятий в изготовлении технико-технологических систем, но, при этом, учитывать и использовать положительный опыт иностранных компаний.

В 2022 году стало известно о проектировании и установке собственной системы подводной добычи нефти и газа Китайской национальной корпорацией по эксплуатации морских нефтяных ресурсов (CNOOC) [36]. Развитие взаимовыгодного сотрудничества с китайскими производителями с возможностью локализации производства в Российской Федерации позволит

организовать в стране полный цикл производства и защитить морские проекты от технологических рисков.

В таблице 3.10 представлены характеристики месторождения согласно групп критериев и соответствующие баллы.

Таблица 3.10 – Характеристика Ленинградского месторождения

Показатель	Характеристика	Балл
Прогноз добычи	1414,7 млн тонн у.т.	1
Уровень обеспечения российскими технологиями	25%	0,2
Геологические, природные и инфраструктурные параметры	Карское море	0,6
Экономическая эффективность	-	0
Итого:		1,8
Доля компании-лицензиата		60%

Источник: составлено автором

Показатели экономической эффективности освоения Ленинградского месторождения в двух вариантах представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – Показатели экономической эффективности освоения Ленинградского месторождения

Показатели	Единица измерения	Вариант ДНС	Вариант ССР	
			Компания-лицензиат	Компания-инвестор
Капитальные вложения	млн руб.	1554560,8	932736,5	621824,3
Эксплуатационные затраты	млн руб.	3469863,3	2081918,0	1387945,3
<i>Коммерческая эффективность</i>				
ЧДД при норме дисконта 10%	млн руб.	-343530,4	47191,0	31460,6
ИД	ед.	-	1,5	
ВНД	%	2,5	14,8	
<i>Бюджетная эффективность</i>				
ДДГ при норме дисконта 10 %	млн руб.	309762,8	335395,3	

Источник: составлено автором

**Нярмейское месторождение** локализовано в Карском море в 10 км от северо-западного побережья полуострова Ямал. По величине запасов газа относится к категории крупных, извлекаемые запасы по сумме категорий  $C_1+C_2$  составляют 120,8 млрд м<sup>3</sup>. Для бурения разведочных скважин была задействована самоподъемная плавучая буровая установка (СПБУ)

«Арктическая», предназначенная для разведочного и эксплуатационного бурения нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м с надводным расположением устьев скважин при глубине моря от 7 до 100 м.

Для Нярмейского месторождения в зоне глубин до 60 м схема обустройства будет связана с созданием надводных промыслов, состоящих из общеизвестных апробированных в мировой практике ледостойких объектов обустройства. Планируется использование трех морских ледостойких стационарных платформ: двух буровых платформ (на 10 и 21 скважину) и одной многофункциональной платформы (на 17 скважин) [82].

Для глубин моря до 60 м создание ледостойкой стационарной платформы не является сложной проблемой, и, более того, она может быть создана в течение ближайших 5-6 лет на отечественных производственных предприятиях [63]. Предпочтительным решением является строительство платформы на предприятии в полностью законченном виде, что не требует выполнения операций по достройке платформы непосредственно на месторождении. Строительные работы на акваториях, удаленных от производственной инфраструктуры, будут связаны как с высокими затратами, так и необходимостью решения множества логистических задач.

В таблице 3.12 представлены характеристики месторождения согласно групп критериев и соответствующие баллы.

Таблица 3.12 – Характеристика Нярмейского месторождения

Показатель	Характеристика	Балл
Прогноз добычи	687,3 млн тонн у.т.	0,6
Уровень обеспечения российскими технологиями	35%	0,2
Геологические, природные и инфраструктурные параметры	Карское море	0,6
Экономическая эффективность	-	0
Итого:		1,4
Доля компании-лицензиата		50%

*Источник: составлено автором*

Показатели экономической эффективности освоения Нярмейского месторождения в двух вариантах развития представлены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Показатели экономической эффективности разработки Нярмейского месторождения

Показатели	Единица измерения	Вариант ДНС	Вариант ССР	
			Компания-лицензиат	Компания-инвестор
Капитальные вложения	млн руб.	780122,5	390061,3	390061,3
Эксплуатационные затраты	млн руб.	1874753,4	937376,7	937376,7
<i>Коммерческая эффективность</i>				
ЧДД при норме дисконта 10%	млн руб.	-195385,3	106691,4	106691,4
ИД	ед.	-	1,6	
ВНД	%	2,1	16,2	
<i>Бюджетная эффективность</i>				
ДДГ при норме дисконта 10 %	млн руб.	155761,8	218385,2	

*Источник: составлено автором*

Таким образом, разработка нефтегазовых месторождений арктического шельфа – Ленинградского и Нярмейского – при лицензионной системе недропользования является нерентабельной в текущих условиях технологического развития отрасли и рыночной конъюнктуры. Учитывая специфику освоения ресурсного потенциала арктического шельфа (высокие геологические риски, более сложные технические и технологические проблемы по сравнению с сухопутными месторождениями в силу большей удаленности от уже имеющихся «точек» развития нефтегазодобычи, несоизмеримо более высокая себестоимость разработки и значительные коммерческие риски), реализация таких проектов остается под вопросом или переносится на неопределенный срок.

Безусловно, несколько изменить ситуацию может рассмотрение альтернативных схем обустройства месторождений. Для Ленинградского месторождения это может быть вариант с установкой платформ, который, в свете новых технологий освоения шельфа, становится возможным для требуемых глубин воды и ледовой остановки Карского моря. Кроме того, для повышения эффективности как Ленинградского, так и Нярмейского месторождения, возможно рассмотрение варианта производства СПГ.

Однако, результат экономической оценки разработки месторождений с применением механизма ССР позволяет говорить об эффективности привлечения частного бизнеса к освоению морской части ресурсного потенциала нефти и газа Арктики в рамках развития новых инвестиционных режимов недропользования. Вместе с тем, для обеспечения более прагматического интереса частных компаний высокое значение имеет наращивание степени геологической изученности арктического шельфа. Это могло бы существенно изменить баланс интересов и повысить практическую заинтересованность инвесторов, ускорить возможный ввод участков недр в более детальное изучение и последующее освоение, стимулировать развитие инновационных технологий, необходимых для повышения экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике.

### **3.4 Выводы по Главе 3**

1. Развитие промышленных нефтегазовых комплексов в Арктике требует высоких капитальных вложений и наукоемких технологий, поэтому вопрос, связанный с поиском источников финансирования и технологического обеспечения является важнейшим, особенно в условиях ограниченного сотрудничества с зарубежными партнерами. В Российской Федерации повышение устойчивости процесса формирования арктических нефтегазовых комплексов может быть реализовано через интеграционное взаимодействие посредством организационно-правовых форм ведения предпринимательской деятельности (технологические партнерства, совместные предприятия). Однако, наиболее перспективным представляется расширение механизмов гражданско-правового режима недропользования, в частности, более детальная оценка возможностей заключения соглашений о сервисных рисках.

2. При рассмотрении вопросов, связанных с определением возможного интереса частных инвесторов, в том числе зарубежных, к освоению арктической ресурсной базы, определяющими являются два фактора: геолого-экономические характеристики перспективных нефтегазовых комплексов и

гарантии прозрачности и неизменности правовых и институциональных условий.

3. Предложена система дифференциации условий соглашений о сервисных рисках с выделением и обоснованием наиболее значимых групп критериев разработки арктических нефтегазовых месторождений, которая позволяет объективно определить долю участия в проекте компании-лицензиата и потенциальной компании-инвестора.

4. Выполнена экономическая оценка перспективных объектов нефтегазодобычи в Арктике в двух стратегических альтернативах – при действующей налоговой системе и с применением инструмента соглашений о сервисных рисках. Полученный результат свидетельствует о нецелесообразности применения гражданско-правовых режимов для месторождений с высоким уровнем инфраструктурного и технологического оснащения. Однако, для крупномасштабных проектов нефтегазодобычи на арктическом шельфе данный подход способен обеспечить приемлемый коммерческий и бюджетный эффекты.

5. Учитывая необходимость в активизации ГРП с последующим освоением нефтегазовых месторождений, расположенных в пределах российского арктического шельфа, а также принимая во внимание объективные высокие затраты и риски, наиболее целесообразным является применение для этих проектов гражданско-правового режима недропользования, формирующего возможности для привлечения инвесторов и повышение устойчивости процесса освоения углеводородных ресурсов и создания промышленных нефтегазовых комплексов, что подтверждается накопленным опытом разработки месторождений углеводородов на шельфе северных морей Норвегии.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации предлагается решение актуальной научной задачи по повышению экономической устойчивости нефтегазовых проектов на основе интеграционных механизмов и развития гражданско-правовых отношений между государством, инвестором и оператором. По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы и рекомендации:

1. Развитие стратегического потенциала арктического нефтегазового комплекса во многом связано с обеспечением и повышением экономической устойчивости в процессе ввода в промышленное освоение углеводородных месторождений, что во многом определяет значимую роль государства. Инвестиционно-ориентированная и инновационно-направленная политика государства с использованием различных интеграционных механизмов, включая более интенсивное использование гражданско-правового характера взаимоотношений с бизнесом, способна обеспечить приток денежных средств в отрасль и дать импульс развитию новых технологий и компетенций.

2. Предложены четыре концептуальных подхода, направленных на обеспечение экономической устойчивости освоения арктических ресурсов. Наиболее целесообразным для решения стратегических задач развития арктического нефтегазового комплекса представляется комплексный подход, предполагающий формирование и закрепление институционально-правовых основ, которые позволят в рамках реализации программ и проектов формирования и последующего функционирования промышленных нефтегазовых комплексов обеспечивать целостность взаимодействия важнейших стейкхолдеров и акцентировать внимание, как минимум, на паритетности достижения экономических, эколого-социальных и технологических результатов в условиях нестабильности мирового рынка энергоресурсов.

3. Уточнены важнейшие принципы, направленные на повышение экономической устойчивости в процессе развития арктических промышленных нефтегазовых комплексов. Данные принципы включают в себя:

программность, многоаспектность, эколого-сбалансированность, инновационность, кооперационность. Важнейшими принципами являются системность и интеграционность, предполагающие развитие институциональной среды и взаимовыгодного сотрудничества между государством, частным бизнесом, научным сообществом, предприятиями смежных отраслей.

4. Обобщен опыт государственного управления недропользованием в зарубежных странах, при этом установлено, что целесообразно использовать меры по защите государственных интересов при широком доступе частного бизнеса. Также важно адаптировать комплекс мероприятий по системной поддержке инновационно-технологического развития и совершенствованию системы государственного контроля по обеспечению экологической безопасности при освоении ресурсного углеводородного потенциала. Кроме того, на основе зарубежного опыта в отечественной практике важно совершенствовать концептуальные подходы к дифференциации налогообложения с фокусом на стимулирование геологоразведочных работ.

5. Установлено, что развитие концепции активного использования равноправных инвестиционных режимов недропользования в нефтегазовом секторе Российской Федерации, сочетающих лицензионную систему с гражданско-правовой, станет импульсом для реализации проектов по развитию промышленных комплексов в Арктике, обеспечивая экономическую устойчивость всего процесса освоения углеводородного потенциала.

6. Предложена система дифференциации условий соглашений о сервисных рисках с выделением и обоснованием наиболее значимых групп критериев разработки арктических нефтегазовых месторождений, которая позволяет объективно определить долю участия в проекте компании-лицензиата и потенциальной компании-инвестора.

7. Выполнена экономическая оценка перспективных объектов нефтегазодобычи в Арктике в рамках двух стратегических альтернатив, таких, как: действующая налоговая система и применение инструмента соглашений

о сервисных рисках. Полученный результат свидетельствует о нецелесообразности применения гражданско-правовых режимов для месторождений с высоким уровнем инфраструктурного и технологического оснащения. Однако, для крупномасштабных проектов нефтегазодобычи на арктическом шельфе данный подход способен обеспечить приемлемый коммерческий и бюджетный эффекты.

8. Научные результаты диссертации дополняют существующие концептуальные и методические подходы к проблеме повышения экономической устойчивости процессов формирования и функционирования нефтегазовых промышленных комплексов в Арктике. Исследование может получить развитие в части совершенствовании подходов и принципов по развитию интеграционных механизмов и гражданско-правовых отношений между ключевыми участниками проектов освоения углеводородного потенциала в Арктике.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Айрапетова, А. Г. Технологические аспекты комплексного развития экосистемы арктического региона / А. Г. Айрапетова, В. В. Корелин, Г. Р. Хакимова // ФЭС: Финансы. Экономика. Стратегия. – 2023. – Т. 20, № 2. – С. 49-54.
2. Альтшулер, И.Г. Стратегическое управление на основе маркетингового анализа. Инструменты, проблемы, ситуации. Москва: Вершина, 2006. 232 с.
3. Амирагян, А. С. Научно-технологические полигоны в нефтегазовой отрасли как механизм апробации инновационных технологий / А. С. Амирагян // Нефть, газ и право. – 2016. – № 2(128). – С. 25-30.
4. Ампилов, Ю. П. Освоение недр Арктики: уточнение концепции или смена приоритетов? / Ю. П. Ампилов, О. В. Жуков // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 1. – С. 27-34.
5. Арктика: стратегия развития / С. А. Липина, О. О. Смирнова, Е. В. Кудряшова [и др.]. – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, 2019. – 338 с. – ISBN 978-5-261-01405-8.
6. Арктическая заморозка [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5549399> (дата обращения: 18.08.2023).
7. Асаул М. А. Управление устойчивостью предпринимательских структур. – СПб.: Издание института проблем экономического возрождения, 2008. – 285 стр.
8. Бардин, А. А. Соглашение о сервисных рисках. Новые тенденции в правовом регулировании / А. А. Бардин, Е. С. Кувшинов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2021. – № 1-6(175). – С. 95-100.
9. Безденежных В. М. Синергетический подход к оценке устойчивости сложных экономических систем: монография / Безденежных Вячеслав Михайлович. - Москва: Изд-во ЭГСИ, 2006. - 160 с.

10. Бездудная, А. Г. Исследование путей развития нефтегазового сектора: региональные, экологические и информационные аспекты / А. Г. Бездудная, Р. В. Смирнов, М. Г. Трейман // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2022. – № 9-1. – С. 31-38. – DOI 10.17513/vaael.2388

11. Бланк И. А. Основы финансового менеджмента: в 2 т. К.: Ника-Центр, 1999.

12. Бобылев, Ю. Н., Расенко, О. А. Нефтяной сектор экономики России: основные тенденции / Ю.Н. Бобылев, О.А. Расенко. — М.: Издательский дом «Дело» РАНХиГС, 2016. —68 с. — (Научные доклады: экономика).

13. Богоявленский, В. И. Анализ состояния, перспектив и проблем освоения ресурсов углеводородов и угля в Арктике в связи с экономическими, геополитическими и технологическими реалиями / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2021. – Т. 228, № 2. – С. 154-180. – DOI 10.38197/2072-2060-2021-228-2-154-180.

14. Богоявленский, В. И. Освоение ресурсов углеводородов и экологическая безопасность в Арктике В.И. Богоявленский / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Арктические ведомости. – 2021. – № 1(31). – С. 30-43.

15. Богоявленский, В. И. Фундаментальные проблемы освоения ресурсов углеводородов в Арктике на современном этапе развития мировой нефтегазовой индустрии / В. И. Богоявленский, И. В. Богоявленский // Энергетическая политика. – 2018. – № 4. – С. 22-33.

16. Богуславский М.М. Международное частное право. М.: Инфра-М, 2010. С. 212.

17. Большой экономический словарь: 26500 терминов / А.Н. Азрилиян, О.М. Азрилиян, Е.В. Калашникова, О.В. Квардакова; Под ред. А.Н. Азрилияна. Изд. 7-е, доп. Москва: Ин-т новой экономики, 2007. 1472 с.

18. Ветрова, Е. Н. Формирование модульной структуры экологических рисков освоения арктической зоны / Е. Н. Ветрова, Г. Р. Хакимова, Л. В. Лапочкина // Недвижимость: экономика, управление. – 2020. – № 1. – С. 93-96.
19. В «Газпром ВНИИГАЗ» обсудили проблемы освоения Крузенштернского газоконденсатного месторождения. [Электронный ресурс]. – URL: <https://vniigaz.gazprom.ru/press/news/2019/04/401/> (дата обращения: 15.03.2023).
20. Выгон, Г. В. Краткая характеристика налоговых систем в нефтегазовом секторе (поиски, разведка и добыча нефти и газа) / Г. В. Выгон, Д. В. Козлова // Oil, Gas and Law. – 2021. – № 2-4(154). – С. 61-82.
21. Гильманов, А. Р. Эффективность цифровой трансформации / А. Р. Гильманов, И. В. Буренина // Вестник экономики и менеджмента. – 2020. – № 4. – С. 4-8.
22. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году». [Электронный ресурс]. – URL: <https://gd2021.data-geo.ru/> (дата обращения: 01.08.2023).
23. Григорьев Г.А. Перспективы освоения углеводородных ресурсов российского арктического шельфа - стратегическая пауза неизбежна. Минеральные ресурсы: экономика и управление. - №2(165). - 2019. - С.37-45.
24. Грушевенко Е. и др. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России // Центр энергетики МШУ «Сколково». – 2021 (Март). – 158 с.
25. Декарбонизация нефтегазового комплекса: приоритеты и организационные модели развития / А. А. Ильинский, О. В. Калинина, М. М. Хасанов [и др.] // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2022. – № 1(75). – С. 33-46. – DOI 10.37614/2220-802X.1.2022.75.003.
26. Дмитриевский, А. Н. Цифровые технологические полигоны и сланцевая революция / А. Н. Дмитриевский, Н. А. Еремин // Недропользование XXI век. – 2022. – № 1(93). – С. 26-35.

27. Жуков О. В., Череповицын А. Е. Глобальные тренды и целевые индикаторы экономического развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2021. № 4. С.128-139. doi:10.37614/2220-802X.4.2021.74.010

28. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

29. Зубанов Н. В. Анализ устойчивости относительно поставленной цели как один из подходов к описанию функционирования организации в условиях неопределенности: монография. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2001.

30. Ильинова А. А., Соловьева В. М. Стратегическое планирование и прогнозирование: изменение сущности и роли в условиях нестабильности энергетического сектора // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2021. № 2. С. 56-68 DOI: 10.37614/2220-802X.2.2021.72.005.

31. Ильинова, А. А. Сущность стратегического прогнозирования применительно к развитию промышленно-сырьевых комплексов в Арктике / А. А. Ильинова, В. М. Соловьева // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2020. – № 1(67). – С. 69-79. – DOI 10.37614/2220-802X.1.2020.67.006.

32. Казаковцев, Д. «Россия сильно отличается от других нефтедобывающих стран мира» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.cfin.ru/press/boss/2002-11/14.shtml> (дата обращения: 01.02.2023).

33. Казначеев, П., Базалева Р. Сравнение роли частных и государственных нефтяных компаний в разработке месторождений на шельфе Арктики (Аналитический доклад Центра сырьевой экономики РАНХиГС) //М.: РАНХиГС. – 2015. – Т. 16. – С. 1.

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

35. Кирилл Стрижнев: "Газпром нефть" в процессе освоения трудных запасов готова продавать технологии рынку. [Электронный ресурс]. – URL:

<https://www.interfax.ru/interview/741179#:~:text=Технологический%20полигон%20-%20это%20лицензия,этого%20невозможно%20понять%20эффективность%20работ> (дата обращения: 05.11.2022).

36. Китай спроектировал и установил у острова Хайнань собственную систему подводной добычи нефти и газа [Электронный ресурс]. – URL: <https://russian.cgtn.com/n/BfJIA-VEA-DIA/EdGBcA/index.html> (дата обращения: 03.05.2023).

37. Клейнер, Г. Б., Тамбовцев В. Л., Качалов Р. М. Предприятие в нестабильной экономической среде: риски, стратегии, безопасность. М.: Экономика, 1997.

38. 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.

39. Кондратенко, Н.С. Экономические предпосылки освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа [Текст] / Н.С. Кондратенко. – М.: Научная библиотека, 2017. – 131 с.

40. Конопляник, А.А. Средство от «правового вакуума». Уровень экономического и правового развития государства определяет выбор инвестиционных режимов в недропользовании // Нефть России. 2012. № 8. С. 20-24.

41. Конопляник, А. А. Двадцать лет топтания на месте. Преимущества Закона "О СРП", принятого 20 лет назад, так и не были востребованы в России / А. А. Конопляник // . – 2016. – № 9. – С. 4-10.

42. Конторович, В. А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря / В. А. Конторович, А. Э. Конторович // Доклады Академии наук. – 2019. – Т. 489, № 3. – С. 272-276. – DOI 10.31857/S0869-56524893272-276.

43. Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://erdc.ru/> (дата обращения: 20.04.2023).

44. Котов, Д. В. Процесс реализации промышленных проектов с учетом принципов устойчивого развития и проблем импортозамещения / Д. В. Котов, К. Н. Бычков // Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. Серия: Экономика. – 2023. – № 2(44). – С. 22-29. – DOI 10.17122/2541-8904-2023-2-44-22-29.

45. 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.

46. Кулапин, А.И. Ведомственный проект «Цифровая энергетика» [Электронный ресурс]. – URL: [https://digital.gov.ru/uploaded/files/vedomstvennyij-proekt-tsifrovaya-energetika.pdf?utm\\_referrer=https%3a%2f%2fyandex.ru%2f](https://digital.gov.ru/uploaded/files/vedomstvennyij-proekt-tsifrovaya-energetika.pdf?utm_referrer=https%3a%2f%2fyandex.ru%2f) (дата обращения: 13.06.2023).

47. Куценко, Е. С. Кластеры в экономике / Е. С. Куценко // Обозреватель. – 2010. – № 3(242). – С. 99-110.

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

49. Липина, С. А. Внедрение инновационных технологий как фактор экологической модернизации арктических регионов России / С. А. Липина, К. С. Зайков, А. В. Липина // Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз. – 2017. – Т. 10, № 2. – С. 164-180. – DOI 10.15838/esc.2017.2.50.9.

50. Лопатников, Л.И. Краткий экономико-математический словарь. Москва: Наука, 2009. 520 с.

51. Мастепанов, А. Энергетическая политика Бразилии / А. Мастепанов, А. Сумин // Энергетическая политика. – 2021. – № 3(157). – С. 58-79. – DOI 10.46920/2409-5516\_2021\_3157\_58.

52. Межрегиональный научно-образовательный центр мирового уровня «Российская Арктика: новые материалы, технологии и методы исследования» [Электронный ресурс]. – URL: <https://secarctic.ru/about/> (дата обращения: 13.06.2023).

53. Мелехин Е.С. Методология налогового регулирования использования запасов углеводородов// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. - 2023. - № 1(217). - С. 18-23.

54. Мелехин, Е. С. Национальное богатство недр как основа экономического развития страны / Е. С. Мелехин // Микроэкономика. – 2021. – № 1. – С. 72-80. – DOI 10.33917/mic-1.96.2021.72-80.

55. Мелехин Е.С., Пельменёва А.А., Розман М.С. Запасы в запасе//Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2023. – № 11(227).- С. 5-9.

56. Методика определения приоритетных бизнес-процессов газовых компаний / Г. Т. Сиргалина, И. В. Буренина, А. А. Батталова, А. М. Акчурина // Евразийский юридический журнал. – 2019. – № 10(137). – С. 398-399.

57. 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.

58. Мильнер Б. З. Теория организации: учебник. М.: ИНФРА-М, 2001.

59. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.mnr.gov.ru/> (дата обращения: 03.03.2023).

60. Министерство Российской Федерации по развитию Дальнего Востока и Арктики. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://minvr.gov.ru/> (дата обращения: 10.05.2023).

61. Министерство финансов Российской Федерации. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://minfin.gov.ru/> (дата обращения: 24.02.2023).

62. Министерство экономического развития Российской Федерации. Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://invest.economy.gov.ru/> (дата обращения: 24.01.2023).

63. Мирзоев Ф.Д., Богатырева Е.В. Мобильная унифицированная ледостойкая стационарная платформа для создания надводно-подводных нефтегазовых промыслов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков.- 2020.-№1- С.6-9.

64. Митрова, Т. Технологические партнерства в нефтегазовом секторе: применим ли мировой опыт кооперации в России? [Электронный ресурс]. – URL: [https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO\\_EneC\\_Research02\\_2018.12.01\\_Rus.pdf](https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Research02_2018.12.01_Rus.pdf) (дата обращения: 08.03.2023).

65. Михалев, О. В. Экономическая устойчивость хозяйственных систем: методология и практика научных исследований и прикладного анализа. — СПб.: Издательство Санкт-Петербургской академии управления и экономики, 2010. — 200 с.: ил.

66. Михалев, О. В. Управленческие стратегии предприятий: устойчивость и эффективность: монография / под науч. ред. А. И. Ковалева. Омск: Изд-во ОмГПУ, 2008

67. Моргунова, М. Энергетические инновации в условиях Арктики / М. Моргунова, А. Коваленко // Энергетическая политика. – 2021. – № 4(158). – С. 30-43. – DOI 10.46920/2409-5516\_2021\_4158\_30.

68. Назаров, В. Арктический нефтегазоносный шельф России на этапе смены мирового энергетического базиса / В. Назаров, О. Краснов, Л.

Медведева // Энергетическая политика. – 2021. – № 7(161). – С. 70-85. – DOI 10.46920/2409-5516\_2021\_7161\_70.

69. Назаров, В. И. Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа как основа повышения эффективности геологоразведочных работ / В. И. Назаров, О. С. Краснов, Л. В. Медведева // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 6(66). – С. 76-85.

70. Найт, Ф. Риск, неопределенность и прибыль / пер. с англ. М.: Дело, 2003.

71. Налоги в нефтедобыче: реформа 2020. VYGON Consulting. [Электронный ресурс]. – URL: <https://vygon.consulting/products/issue-1821/> (дата обращения: 30.03.2023).

72. Налоговая нагрузка в отраслях: операция «балансировка» [Электронный ресурс]. – URL: [https://vygon-consulting.ru/upload/iblock/269/vygon\\_consulting\\_tax\\_rent.pdf](https://vygon-consulting.ru/upload/iblock/269/vygon_consulting_tax_rent.pdf) (дата обращения: 01.02.2023).

73. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть вторая. 5 августа 2000 года N 117-ФЗ // СПС Консультант.

74. Научно-образовательный центр развития Арктики и Субарктики «СЕВЕР» [Электронный ресурс]. – URL: <https://nocsever.com/> (дата обращения: 13.06.2023).

75. Недосекин, А. О. Стратегический подход к оценке экономической устойчивости объектов минерально-сырьевого комплекса России // Записки Горного института. 2019. 237. 354–360. <https://doi.org/10.31897/pmi.2019.3.354>

76. Нефтегазовый клондайк Арктики. [Электронный ресурс]. – URL: [https://www.cdu.ru/tek\\_russia/issue/2018/12/545/](https://www.cdu.ru/tek_russia/issue/2018/12/545/) (дата обращения: 21.12.2022).

77. Нефтегазохимия в России: возможности для роста. НО Фонд «Центр стратегических разработок» (ЦСР), 2021 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.csr.ru/upload/iblock/d88/9vy10zbpvss8f0h8z31616dij5zab3s6.pdf> (дата обращения 13.06.2023).

78. Нуртдинов, Р. М. От теории экономического роста к концепции устойчивого развития: вопросы переосмысления / Р. М. Нуртдинов, А. Р. Нуртдинов // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – Т. 15, № 5. – С. 178-184.

79. ООО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга». Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://zndkh.ru/> (дата обращения: 11.05.2023).

80. Отчет о результатах экспертно-аналитического мероприятия «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015–2019 годах» [Электронный ресурс]. – URL: <https://ach.gov.ru/upload/iblock/b99/b998773313b87e724ed09f287754d180.pdf> (дата обращения: 01.02.2023).

81. ПАО «Газпром нефть». Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/> (дата обращения 03.04.2023).

82. ПАО «Газпром». Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 31.03.2023).

83. ПАО «НК «Роснефть». Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rosneft.ru/> (дата обращения: 11.06.2023).

84. ПАО «НОВАТЭК». Официальный сайт [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.novatek.ru/> (дата обращения: 15.03.2023).

85. Подводные технологии освоения арктического шельфа [Электронный ресурс]. – URL: <https://pro-arctic.ru/29/03/2016/technology/20833> (дата обращения: 03.05.2023).

86. Постановление Правительства РФ от 29.03.2019 N 377 (ред. от 09.12.2022) "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Научно-технологическое развитие Российской Федерации" // СПС КонсультантПлюс.

87. Постановление Правительства РФ от 30.03.2021 N 484 (ред. от 30.12.2022) "Об утверждении государственной программы Российской Федерации "Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации" // СПС КонсультантПлюс.

88. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 7 июня 2021 г. N 388 "Об утверждении Программы геологического изучения участков недр на территории Арктической зоны Российской Федерации в целях формирования перспективной грузовой базы Северного морского пути на период до 2035 года" // ИПП Гарант.

89. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 N 477 "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" (Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 N 30943) // СПС КонсультантПлюс.

90. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 N 639 (ред. от 06.10.2020) "Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья" (Зарегистрировано в Минюсте России 02.10.2019 N 56103) // СПС КонсультантПлюс.

91. Приказ Минпромторга России N 651, Минэнерго России N 172 от 08.04.2014 (ред. от 14.01.2016) "Об утверждении Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года" // СПС КонсультантПлюс.

92. Приказ Минэнерго России от 21.12.2021 № 1436 «Прогноз научно-технологического развития отраслей ТЭК России на период до 2035 года». [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/6366> (дата обращения: 13.06.2023).

93. 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.

94. Проект Федерального закона «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части установления особенностей регулирования отношений недропользования на континентальном шельфе Российской Федерации в Северном Ледовитом и Тихом океанах» // СПС Консультант.

95. Разливы нефти. Проблемы, связанные с ликвидацией последствий разливов нефти в арктических морях. Всемирный фонд дикой природы (WWF) [Электронный ресурс]. – URL: [https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/oil\\_spill\\_russian\\_final.pdf](https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/oil_spill_russian_final.pdf) (дата обращения: 05.05.2023).

96. Распоряжение Правительства РФ от 01.08.2022 N 2115-р «Об утверждении Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года» // СПС КонсультантПлюс.

97. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 N 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» // СПС КонсультантПлюс.

98. Распоряжение Правительства РФ от 16.03.2021 N 640-р «О долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации» // СПС КонсультантПлюс.

99. Распоряжение Правительства РФ от 21.06.2010 N 1039-р «Об утверждении Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года» // СПС КонсультантПлюс.

100. Руководитель экспертной группы РГО «Арктика и освоение морских месторождений» Алексей Фадеев о реализации арктических проектов [Электронный ресурс]. – URL: <https://gazo.ru/ru/news/sector/rukovoditel-ekspertnoy-gruppy-rgo-arktika-i-osvoenie-morskikh-mestorozhdeniy-aleksey-fadeev-o-realiz/> (дата обращения: 17.04.2023).

101. Рутенко, Е. Г. Перспективы расширения в российской федерации действия налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья с учетом мирового опыта / Е. Г. Рутенко, Е. В. Мазурина // Московский экономический журнал. – 2020. – № 7. – С. 12. – DOI 10.24411/2413-046X-2020-10501.

102. Совместные предприятия как форма привлечения иностранных инвестиций / В. И. Юхимец, А. С. Тяпкина, Н. Д. Комова [и др.] // Финансовая экономика. – 2021. – № 8. – С. 179-181.

103. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Арктической зоны РФ на 15.03.2022 г. Федеральное агентство по недропользованию (Роснедра).

104. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Ямало-Ненецкого автономного округа на 15.06.2021 г. Справка подготовлена ФГБУ «ВСЕГЕИ» в рамках выполнения Государственного задания Федерального агентства по недропользованию от 14.01.2021 г. № 049-00016-21-00.

105. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Красноярского края 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.

106. Стратегическое управление развитием предприятий топливно-энергетического комплекса в Арктическом регионе Российской Федерации в условиях Industry 4.0 / И. М. Зайченко, А. А. Ильинский, М. Е. Коптев, А. М. Смирнова // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2021. – Т. 24, № 2(72). – С. 69-80. – DOI 10.37614/2220-802X.2.2021.72.006.

107. Сысоева Е.Ф. Структура капитала и финансовая устойчивость организации: практический аспект // Финансы и кредит. 2007. №22. С. 24–29.

108. Тазовское нефтегазоконденсатное месторождение, АО «ПРЕМЬЕРСТРОЙ» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.premierstroy.ru/nashi-obekty/tazovskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie/> (дата обращения: 03.05.2023).

109. Текслер, А. Л. Цифровизация энергетики: от автоматизации процессов к цифровой трансформации отрасли / А. Л. Текслер // Энергетическая политика. – 2018. – № 5. – С. 3-6.

110. 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.

111. Указ Президента РФ от 05.03.2020 N 164 (ред. от 21.02.2023) "Об Основах государственной политики Российской Федерации в Арктике на период до 2035 года" // СПС КонсультантПлюс.

112. Указ Президента РФ от 05.08.2022 N 520 (ред. от 05.12.2022) "О применении специальных экономических мер в финансовой и топливно-энергетической сферах в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций" // СПС КонсультантПлюс.

113. Указ Президента РФ от 26.10.2020 N 645 (ред. от 27.02.2023) "О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года" // СПС КонсультантПлюс.

114. 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.

115. Фадеев, А.М. Международное сотрудничество в освоении Арктики [Электронный ресурс]. – URL: [https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/mezhdunarodnoe-sotrudnichestvo-v-osvoenii-arktiki/?sphrase\\_id=75367408](https://russiancouncil.ru/analytics-and-comments/analytics/mezhdunarodnoe-sotrudnichestvo-v-osvoenii-arktiki/?sphrase_id=75367408) (дата обращения: 12.01.2023).

116. Федеральный закон "О газоснабжении в Российской Федерации" от 31.03.1999 N 69-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

117. Федеральный закон "О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации" от 13.07.2020 N 193-ФЗ (последняя редакция) // СПС Консультант.

118. Федеральный закон "О государственно-частном партнерстве, муниципально-частном партнерстве в Российской Федерации и внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 13.07.2015 N 224-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

119. Федеральный закон "О континентальном шельфе Российской Федерации" от 30.11.1995 N 187-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

120. Федеральный закон "О концессионных соглашениях" от 21.07.2005 N 115-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

121. Федеральный закон "О лицензировании отдельных видов деятельности" от 04.05.2011 N 99-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

122. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

123. Федеральный закон "О соглашениях, заключаемых при осуществлении геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья, и о внесении изменения в Закон Российской Федерации "О недрах" от 01.04.2022 N 75-ФЗ (последняя редакция) // СПС Консультант.

124. Федеральный закон "О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации" от 29.12.2014 N 473-ФЗ (последняя редакция) // СПС Консультант.

125. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

126. Федеральный закон "О соглашениях о разделе продукции" от 30.12.1995 N 225-ФЗ (последняя редакция) // СПС КонсультантПлюс.

127. 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.

128. 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.

129. Фоломьев, А.Н. Устойчивость предприятий в рыночном хозяйстве. М.: Прогресс, 1995. 245 с

130. 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. – 2018. – № 5(45). – С. 1. – DOI 10.15838/tdi.2018.5.45.1.

131. Цибизова, К.Н. "Российское участие" в соглашениях о разделе продукции [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.lawtek.ru/analytics/60> (дата обращения: 12.03.2023).

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

133. Череповицын, А. Е. Концептуально-методические подходы к оценке устойчивости арктических нефтегазовых проектов / А. Е. Череповицын, Е. Г. Рутенко, В. М. Соловьева // Российский экономический интернет-журнал. – 2021. – № 4.

134. Череповицын, А. Е. Оценка экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов / А. Е. Череповицын, С. С. Юдин // Вестник Южно-Российского государственного технического университета (НПИ). Серия: Социально-экономические науки. – 2022. – Т. 15, № 6. – С. 281-295. – DOI 10.17213/2075-2067-2022-6-281-295.

135. 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.

136. Шафраник, Ю. К. Глобальные энергетические изменения и Россия. Новая карта мирового энергетического пространства / Ю. К. Шафраник // Энергетическая политика. – 2016. – № 3. – С. 3-12.

137. 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.

138. Экономика современной Арктики: в основе успешности эффективное взаимодействие и управление интегральными рисками / В. А. Крюков, Я. В. Крюков, С. В. Кузнецов [и др.]. – Апатиты : Кольский научный центр Российской академии наук, 2020. – 245 с. – ISBN 978-5-91137-416-7. – DOI 10.37614/978.5.91137.416.7.

139. Экономические перспективы развития промышленных комплексов газодобычи в Арктике : специальность 08.00.05 "Экономика и управление народным хозяйством " : диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Жуков Олег Викторович, 2022. – 165 с.

140. Юдин, С. С. Концептуальные подходы обеспечения устойчивости промышленных нефтегазовых систем Арктики / С. С. Юдин, А. Е. Череповицын // Российский экономический интернет-журнал. – 2021. – № 4.

141. Юдин, С. С. Партнерство государства и бизнеса для обеспечения экономической устойчивости сложных промышленных нефтегазовых систем в Арктике / С. С. Юдин, А. Е. Череповицын // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2022. – № 2(76). – С. 7-18. – DOI 10.37614/2220-802X.2.2022.76.001.

142. “Green Burden”: How Global Climate Policies Could Impact Russia. Russia Matters [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.russiamatters.org/analysis/green-burden-how-global-climate-policies-could-impact-russia> (дата обращения: 23.01.2023).

143. Alaska Region. U.S. Geological Survey [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.usgs.gov/unified-interior-regions/region-11?qt->

regions\_l2\_landing\_page\_tabs=0#qt-regions\_l2\_landing\_page\_tabs (дата обращения: 08.03.2023).

144. Arctic oil and gas, WWF. [Электронный ресурс]. – URL: <https://arcticwwf.org/work/oil-and-gas/> (дата обращения: 20.05.2023).

145. Association of International Energy Negotiators [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.aien.org/forms/store/ProductFormPublic/joint-operating-agreement-2023> (дата обращения: 15.04.2023).

146. Bergman, E.M. Industrial and Regional Clusters: Concepts and Comparative Applications. – Regional Research Institute, WVU, 1999.

147. Bianco, I. Strategies for large oil and gas companies operating to support sustainable development and environmental safety in the Russian Arctic // E3S Web of Conferences. – 2023. – vol. 378. – p. 06018.

148. Brundtland, G. World Commission on Environment and Development. Our Common Future. In Proceedings of the United Nations General Assembly A/42/427, Brussels, Belgium, 5 May 1987.

149. Canada's Northern Strategy Our North, Our Heritage, Our Future, 2009. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.uaf.edu/caps/resources/policy-documents/canada-northern-strategy-2009.pdf> (дата обращения: 09.02.2023).

150. Cherepovitsyn, A. Approaches to Assessing the Strategic Sustainability of High-Risk Offshore Oil and Gas Projects. Journal of Marine Science and Engineering. 2020; 8(12):995. <https://doi.org/10.3390/jmse8120995>.

151. Cherepovitsyn, A. Global challenges and opportunities for Arctic oil and gas projects / Cherepovitsyn A., Rutenko E., **Yudin S.**//E3S Web of Conferences. – EDP Sciences, 2023. – Т. 378. – С. 06007.

152. 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.

153. Cherepovitsyn, A. Sustainable development of oil and gas resources: A system of environmental, socio-economic, and innovation indicators / A.

Cherepovitsyn, E. Rutenko, V. Solovyova // Journal of Marine Science and Engineering. – 2021. – Т. 9. – №. 11:1307. DOI 10.3390/jmse9111307.

154. China's Arctic Policy, 2018. [Электронный ресурс]. – URL: [http://english.www.gov.cn/archive/white\\_paper/2018/01/26/content\\_281476026660336.htm](http://english.www.gov.cn/archive/white_paper/2018/01/26/content_281476026660336.htm) (дата обращения: 09.02.2023).

155. Energy economics. BP p.l.c. bp. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics.html> (дата обращения: 29.03.2023).

156. EU Power Sector in 2020. Ember. [Электронный ресурс]. – URL: <https://ember-climate.org/project/eu-power-sector-2020/> (дата обращения: 27.01.2023).

157. Gas Market Report. IEA 2023 [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q1-2023> (дата обращения 10.07.2023).

158. Harsem, T. Factors influencing future oil and gas prospects in the Arctic. Energy Policy 2011, 39(12), 8037-8045.

159. Huitric, M. What factors build or erode resilience in the Arctic? In Arctic Resilience Report; Carson M., Peterson G., Eds.; Stockholm Environment Institute and Stockholm Resilience Centre: Stockholm, Sweden, 2016; pp. 96–125.

160. Humrich, C. Sustainable Development in Arctic International Environmental Cooperation and the Governance of Hydrocarbon related Activities. In C. Pelaudeix, E. M. Basse (Eds.), The Governance of Arctic Offshore Oil and Gas (pp. 31-46). (Global Governance). Routledge.

161. Ilinova, A. Scenario-based forecasting of Russian Arctic energy shelf development / Ilinova A., Solovyova V., **Yudin S.** // Energy Reports. – 2020. – Т. 6. – С. 1349-1355.

162. Innovation ecosystems vs. innovation systems in terms of collaboration and co-creation of value / N. Smorodinskaya, D. Katukov, M. G. Russell, K. Still // Proceedings of the Annual Hawaii International Conference on System Sciences: 50, Big Island, HI. – Big Island, HI, 2017. – P. 5245-5254.

163. Jacobsen, M. Digging sustainability: scaling and sectoring of sovereignty in Greenland and Nunavut mining discourses. Gad U.P., Strandsbjerg J. (red), *The Politics of Sustainability in the Arctic: Reconfiguring Identity, Space, and Time*. Routledge, 2019. Pp. 52-73 (Routledge Studies in Sustainability).

164. Kirsch, S. Sustainable Mining. *Dialect. Anthropol.* 2010, 34, 87–93. <https://doi.org/10.1007/s10624-009-9113-x>.

165. Kiruna Declaration on the occasion of the Eighth Ministerial Meeting of the Arctic Council. [Электронный ресурс]. – URL: <https://oaarchive.arctic-council.org/server/api/core/bitstreams/95f4242d-1199-46cd-9408-11c8c3533ea8/content> (дата обращения: 15.04.2023).

166. Kristoffersen, B. Sustainable Development as a Global-Arctic Matter: Imaginaries and Controversies. In: Keil K., Knecht S. (eds) *Governing Arctic Change*. 2017. Palgrave Macmillan, London. [https://doi.org/10.1057/978-1-137-50884-3\\_2](https://doi.org/10.1057/978-1-137-50884-3_2).

167. Larsen, J.N. Arctic Social Indicators (ASI II). Implementation; TemaNord 2014:568; Nordic Council of Ministers: Copenhagen, Denmark, 2014.

168. Lee, O. Effect of Corporate Sustainability Policies and Investment Risks for Future Arctic Oil and Gas Development in Alaska. *Arctic Yearbook 2020*. 17 p.

169. Mapping the oil and gas industry to the Sustainable Development Goals: An Atlas, 2017. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.ipieca.org/resources/awareness-briefing/mapping-the-oil-and-gas-industry-to-the-sustainable-development-goals-an-atlas/> (дата обращения: 15.04.2023).

170. 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.

171. Moutinho dos Santos Edmilson, Abreu Netto Anna Luisa, Drielli Peyerl: Opportunities and Challenges of Natural Gas and Liquefied Natural Gas in Brazil / Letra Capital, Rio de Janeiro, 2020.

172. Norway's Arctic Strategy: between geopolitics and social development, 2017. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/fad46f0404e14b2a9b551ca7359c1000/arctic-strategy.pdf> (дата обращения: 09.02.2023).

173. Norwegian petroleum [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.norskpetroleum.no/en/> (дата обращения: 08.03.2023).

174. Official website BP p.l.c. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.bp.com/> (дата обращения 10.01.2023).

175. Official website Chevron Corporation [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.chevron.com/> (дата обращения 10.01.2023).

176. Official website ConocoPhillips Company [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.conocophillips.com/> (дата обращения 10.01.2023).

177. Official website Eni SpA [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.eni.com/en-IT/home.html> (дата обращения 10.01.2023).

178. Official website Equinor ASA [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.equinor.com/> (дата обращения 10.01.2023).

179. Official website Exxon Mobil Corporation [Электронный ресурс]. – URL: <https://corporate.exxonmobil.com/> (дата обращения 10.01.2023).

180. Official website PetroChina Company Limited [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.petrochina.com.cn/ptr/index.shtml> (дата обращения 10.01.2023).

181. Official website Petróleo Brasileiro S.A. [Электронный ресурс]. – URL: <https://petrobras.com.br/en/> (дата обращения 10.01.2023).

182. Official website Saudi Arabian Oil Co [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.aramco.com/> (дата обращения 10.01.2023).

183. Official website Shell plc. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.shell.com/> (дата обращения 10.01.2023).

184. Official website TotalEnergies [Электронный ресурс]. – URL: <https://totalenergies.com/> (дата обращения 10.01.2023).

185. Oil and Gas Energy. Bureau of Ocean Energy Management, U.S. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.boem.gov/oil-and-gas-energy> (дата обращения: 08.03.2023).

186. Palosaari, T. (2019) The Arctic Paradox (and How to Solve It). Oil, Gas and Climate Ethics in the Arctic. In: Finger M., Hein-inen L. (eds) The Global Arctic Handbook. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-91995-9\\_9](https://doi.org/10.1007/978-3-319-91995-9_9).

187. Papaefthymiou, G. Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility. Energy Policy, 2016, 92, 69-82. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.025>.

188. Peters, G. P. Future emissions from shipping and petroleum activities in the Arctic / Peters G.P., Nilssen T.B., Lindholt L., Eide M.S., Glomsrød S., Eide L.I., Fuglestedt J.S. // Atmos. Chem. Phys. 2011., 11, 5305–5320, <https://doi.org/10.5194/acp-11-5305-2011>.

189. Rystad Energy. Covid-19 and energy transition will expedite peak oil demand to 2028 and cut level to 102 million bpd. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/covid-19-and-energy-transition-will-expedite-peak-oil-demand-to-2028-and-cut-level-to-102-million-bpd/> (дата обращения: 20.11.2022).

190. Salygin, V. Global Shale Revolution: Successes, Challenges, and Prospects. / Salygin V., Guliev I., Chernysheva N., Sokolova E., Toropova N., Egorova L. // Sustainability, 2019, 11(6), 1627. <https://doi.org/10.3390/su11061627>.

191. Stipo, F. The Future of the Arctic: A Key to Global Sustainability. Cadmus 2012, 1(5), 42-52.

192. Styles, Scott. (2018). "Joint Operating Agreements" in UK Oil and Gas Law: Current Practice and Emerging Trends: Volume II: Commercial and Contract Law Issues Chapter 2: 28 Feb. 2018.

193. The European Green Deal. European Commission, 2019. [Электронный ресурс]. – URL: [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/european-green-deal-communication\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/european-green-deal-communication_en.pdf) (дата обращения: 18.02.2023).

194. World Oil Outlook 2022. Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) [Электронный ресурс]. – URL: [https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/340.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm) (дата обращения: 08.07.2023).

195. World Energy Outlook: IEA 2022. International Energy Agency [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> (дата обращения: 15.03.2023).



- усовершенствовать концептуальные и методические подходы к повышению экономической устойчивости промышленных нефтегазовых комплексов в Арктической зоне на основе интеграционных механизмов взаимодействия.

- научно обосновать использование различных инструментов государственно-частного партнерства в сфере освоения ресурсного потенциала арктических регионов;

- применять в научно-методических разработках предложенные критерии дифференциации условий реализации нефтегазовых проектов в рамках соглашений о сервисных рисках, позволяющих определить долю государственного участия в проекте.

Результаты внедрялись при выполнении НИР по теме:

«Разработка научных основ устойчивого развития природоэксплуатирующих отраслей Арктической зоны хозяйствования РФ в условиях энергетической трансформации, глобальных экономических и климатических изменений», № государственной регистрации FMEZ-2023-0001.

**Председатель комиссии**

Директор ИЭП КНЦ РАН, д.э.н.



Федосеев С.В.

**Члены комиссии:**

Ученый секретарь



Р.В. Бадылевич

Старший научный сотрудник



С.А. Березиков

Ведущий научный сотрудник



М.В. Ульченко