



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего образования
«РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра прикладной океанографии и КУПЗ

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (бакалаврская работа)

На тему Анализ рисков освоения углеводородных ресурсов
Арктического шельфа России

Исполнитель Глущенко Савелий Петрович
(фамилия, имя, отчество)

Руководитель Ph.D.
(ученая степень, ученое звание)

Семеошенкова Вера Сергеевна
(фамилия, имя, отчество)

«К защите допускаю»
И.о.заведующего
кафедрой

(подпись)

кандидат географических наук
(ученая степень, ученое звание)

Хаймина Ольга Владимировна
(фамилия, имя, отчество)

«10» 06 2025.

Санкт-Петербург
2025

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1. Морская добыча нефти и газа – история и перспективы.	5
1.1 История освоения шельфа.....	5
1.2 Современное состояние добычи углеводородов в мире на шельфе	9
Глава 2. Арктический шельф России: особенности, потенциал и текущее состояние.....	15
2.1. Особенности добычи углеводородов на Арктическом шельфе	15
2.2. Потенциал российской части континентального шельфа.....	18
2.3. Текущее состояние проектов по добыче углеводородных ресурсов на шельфе в России.....	20
Глава 3. Анализ и оценка рисков освоения углеводородных ресурсов арктической зоны РФ.....	25
3.1 Основные риски при освоении углеводородных шельфовых месторождений в Арктике.....	25
3.2 Методика анализа рисков с использованием матрицы рисков.	35
3.3 Анализ рисков при реализации проектов по освоению углеводородных ресурсов на арктическом шельфе России с использованием матрицы.	40
3.4 Анализ рисков на примере проекта «Месторождение Каменномыское море».....	50
3.5 Анализ рисков на примере проекта «Арктик СПГ-2».....	55
3.6 Сравнительный анализ рисков проектов «месторождение Каменномыское море» и «Арктик СПГ-2».....	60
Заключение	63
Список использованной литературы.....	64

ВВЕДЕНИЕ

Развитие отрасли по добыче углеводородных ресурсов в XXI веке сопровождается также ростом мирового спроса на энергоресурсы, истощением традиционных месторождений и необходимостью освоения новых сырьевых источников. В данных условиях особое значение приобретает арктический шельф России – один из крупнейших и наименее освоенных регионов с колоссальным потенциалом ресурсов. По различным оценкам специалистов, в недрах Арктики сосредоточено до 20-25% мировых неразведанных запасов нефти и газа, что делает данный регион стратегически важным для обеспечения энергетической безопасности России.

Однако освоение углеводородных ресурсов на арктическом шельфе сопряжено с рядом уникальных и комплексных рисков. Экстремальные природно-климатические условия, высокая капиталоемкость проектов, дефицит специализированной техники и оборудования, слабая инфраструктура и особая уязвимость экосистем устанавливают высокие требования к планированию и управлению проектом. В дополнение к этому нестабильная геополитическая ситуация и санкционные ограничения усугубляют инвестиционные и технологические риски проектов добычи.

В таких условиях системный анализ рисков проектов по освоению арктического шельфа России для добычи углеводородных ресурсов, становится важнейшим инструментом для принятия управленческих решений, позволяющий повысить эффективность и безопасность реализуемых проектов.

Актуальность и практическая значимость темы данной выпускной квалификационной работы заключается в необходимости минимизации потенциальных угроз и повышения устойчивости нефтегазовых проектов в стратегически важном регионе, имеющих ключевое значение для экономического и энергетического будущего страны.

Целью выпускной квалификационной работы является проведение всестороннего качественного анализа рисков, возникающих при освоении углеводородных ресурсов на арктическом шельфе России, с последующей классификацией и оценкой степени их значимости, а также рассмотрение данных рисков на примере актуальных реализуемых проектов.

К **задачам** выпускной квалификационной работы относятся:

1. Обзор текущего состояния и перспектив освоения арктического шельфа России;
2. Выявление ключевых факторов, влияющих на уровень рисков при разработке морских месторождений;
3. Классификацию и систематизацию рисков по типам и определения уровня их влияния;
4. Применение метода анализа рисков с использованием матрицы вероятности и последствий;
5. Рассмотрение возможных способов минимизации приоритетных рисков на примере актуальных арктических проектов.

Глава 1. Морская добыча нефти и газа – история и перспективы.

1.1 История освоения шельфа

Морская нефтегазодобыча начала активно развиваться лишь в XX веке, хотя первые попытки разработки прибрежных месторождений относятся к концу XIX века – в частности, в США. На начальном этапе глубина разработки измерялась всего несколькими метрами. Например, на шельфе Каспийского моря нефть добывали вручную, вычерпывая из колодцев всего по 3-4 ведра в день. Даже небольшие погодные изменения могли серьёзно повлиять на работу таких промыслов (рисунок 1).



Рисунок 1 - Поднятие нефти ручным воротом в XIX веке на месторождении Биби-Эйбат.

В 1909 году на Каспии был реализован один из наиболее нестандартных проектов морской добычи – засыпка Биби-Эйбатской бухты (также известной как бухта Ильича), что позволило создать крупный участок суши для бурения (рисунок 2). За восемь лет было намыто 193 гектара суши, а общая стоимость

проекта составила пять миллионов золотых рублей (на современные деньги — более 4,5 миллиарда рублей). В мировой практике это был единственный случай подобной организации шельфовой добычи.[1]



Рисунок 2 - Нефтяные скважины на месторождении Биби-Эйбат.

Однако такой способ оказался чрезвычайно дорогостоящим и трудоёмким. Уже вскоре стали использовать установки, размещённые непосредственно в морской акватории – сначала на деревянных, а затем и на металлических сваях. Первая морская скважина была пробурена в 1897 году в Тихом океане, у побережья Калифорнии (Санта-Барбара, остров Сомерленд), что стало поворотным моментом в истории мировой морской добычи.

В СССР первый опыт морского бурения был получен в 1924 году – на Каспии, в бухте Ильича, где бурение велось с искусственно намытой территории. Однако более широкое использование данного метода началось в 1940-х годах, когда стали применять металлические сваи и сварные основания на глубинах от 4 до 10 метров. [2]

В конце 1950-х годов СССР и США, две страны, которые особенно активно разрабатывали шельф, начали вести добычу с плавучих конструкций. К

1981 году в мире работало уже больше 500 плавучих буровых установок в Мексиканском и Персидском заливах, у берегов Западной Африки, Юго-Восточной Азии и так далее.

Позже стали использоваться стационарные платформы для бурения при глубине воды более 100 м. Затем Северное море стало полигоном для внедрения новой техники и технологий: плавучих морских платформ (рисунок 3) и буровых судов различного водоизмещения. В 1965 г. рекордная глубина моря при бурении составляла 193 м, в 1979 г. она достигла 1487 м, в 1990 г. - 2086 м и более. В 1970-1980 гг. в Северном море были установлены морские стационарные платформы гравитационного типа, прообраз современной российской морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная». [3]

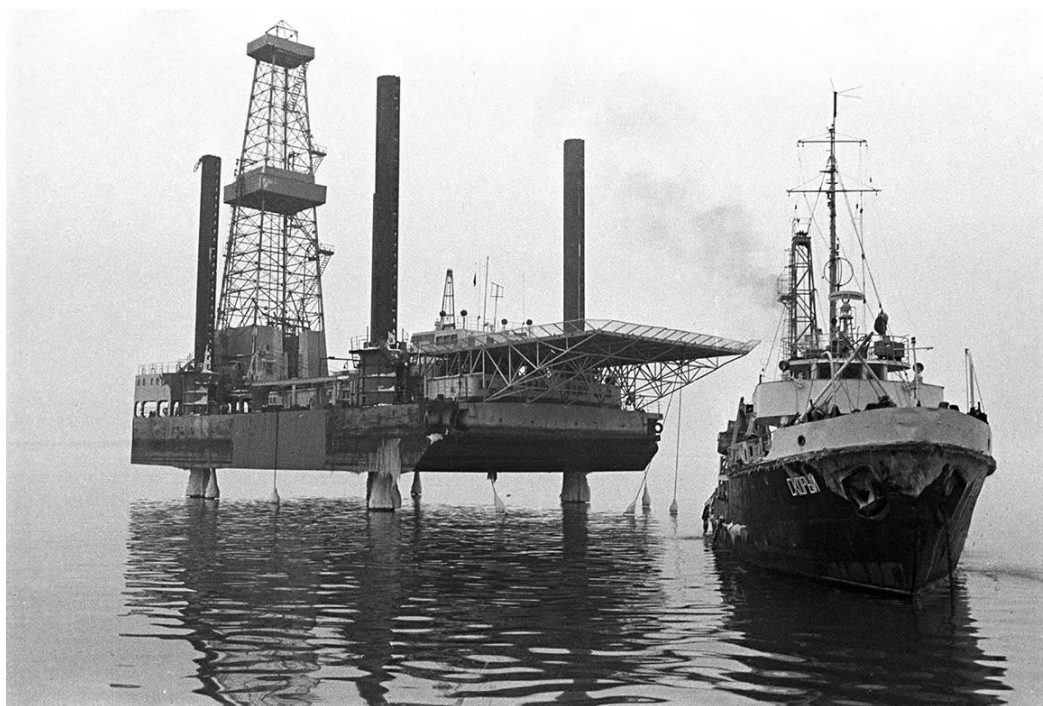


Рисунок 3 - Плавучая буровая установка «Азербайджан» в Каспийском море, 1972 год.

Сегодня в морской добыче используются три основных типа платформ: гравитационные, полупогружные и самоподъёмные. Гравитационные платформы считаются наиболее устойчивыми и применяются в сложных климатических условиях и на малых глубинах. Также используются плавучие комплексы для добычи, хранения и отгрузки нефти, буровые суда и технологические платформы. Выбор типа конструкции зависит от множества факторов: глубины моря, погодных условий, технологической схемы освоения и т.д. Платформы гравитационного типа вмещают сотни человек и подходят для работы в тяжёлых условиях. Именно такой платформой оснащено Приразломное месторождение.

Оно было открыто в 1989 году, хотя потенциальные запасы в Печорском море были определены ещё в 1960-х. В 1977 году Приразломная структура была обнаружена сейсморазведкой, а к 1987 году подготовлена к глубокому бурению. Проведено районирование, построены структурные карты и выявлены 21 локальные структуры, часть из которых стали объектами дальнейших исследований. Коммерческая продуктивность была подтверждена в 1989 году.

В 1991 году была разработана геологическая модель месторождения и начат проект по строительству платформы МЛСП «Приразломная», адаптированной к суровым условиям Арктики. Это первый в России комплекс, рассчитанный на промышленную круглогодичную добычу нефти в арктическом шельфе, и один из наиболее технологически сложных проектов такого рода (рисунок 4) [4]



Рисунок 4 – МЛСП «Приразломная».

1.2 Современное состояние добычи углеводородов в мире на шельфе

Континентальный шельф Мирового океана составляет около 5 % от общей площади поверхности Земли. На данной территории сосредоточено около 35 % мировых запасов нефти и 29 % запасов природного газа. Общий углеводородный потенциал Мирового океана оценивается на уровне около 264 млрд т нефтяного эквивалента (запасы категории P50, т. е. вероятность их извлечения оценивается в 50 %), из них около 152 млрд т – ресурсы природного газа и 112 млрд т – ресурсы нефти (рисунок 5) [5].

Ресурсы Мирового океана, млрд т нефтяного эквивалента
World Ocean resources, billion tons of oil equivalent



Углеводородный потенциал Мирового океана, млрд т нефтяного эквивалента
World Ocean' hydrocarbon potential, billion tons of oil equivalent



Рисунок 5 - Углеводородный потенциал морских акваторий различных регионов мира.

На сегодняшний день морские проекты добычи углеводородов обеспечивают около 30 % общемировой добычи нефти и газа. По данным статистики, суточная добыча нефти на шельфовых месторождениях составляет более 27 млн баррелей (около 31 % от общемировой добычи нефти), а также на морских промыслах осуществляется добыча примерно 28 % природного газа. Шельфовая добыча углеводородов ведется более чем в 50 странах мира, при этом около 43 % общемировой морской добычи нефти и газа обеспечивают пять стран: Саудовская Аравия, Бразилия, Мексика, Норвегия и США (рисунок 6) [6].

Вклад регионов в общемировую морскую добычу углеводородов
Regional input in global hydrocarbon production

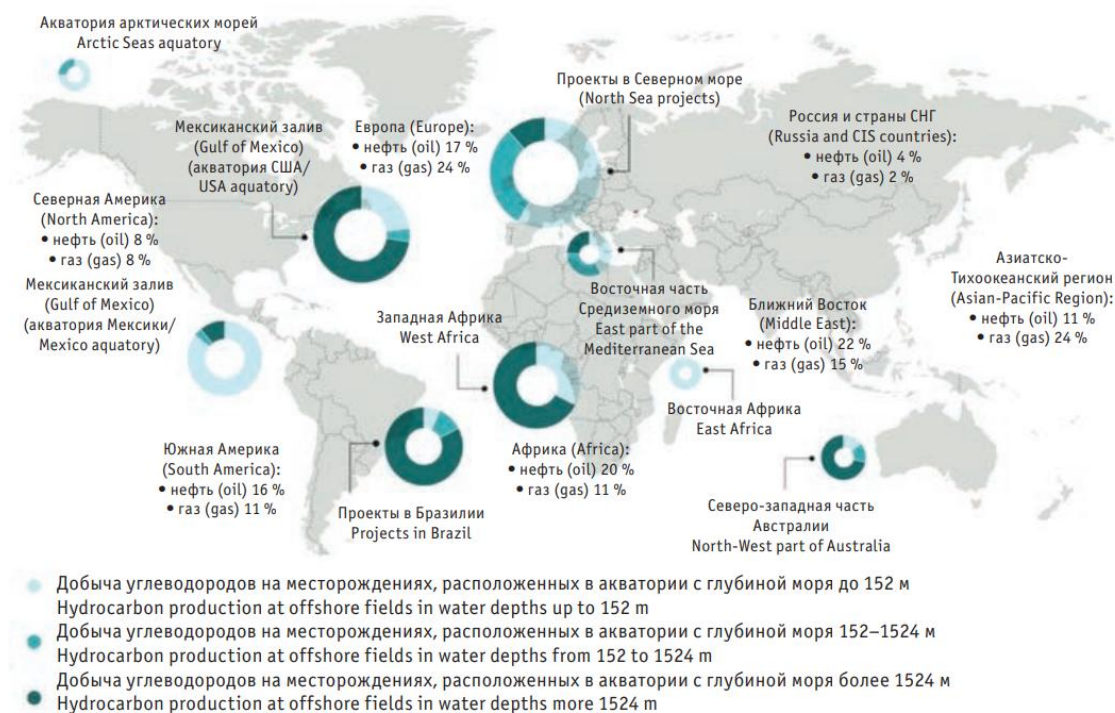


Рисунок 6 - Основные центры морской нефтегазодобычи.

Основные центры морской нефтегазодобычи сформированы в регионах, представленных на рисунке 6. Это, в частности:

- Европа, за исключением РФ и стран СНГ (17 % общемировой морской добычи нефти и 24 % добычи природного газа);
- Ближний Восток (22 % общемировой морской добычи нефти и 15 % – природного газа);
- Африка (20 % общемировой морской добычи нефти и 11 % – природного газа);
- Азиатско-Тихоокеанский регион (11 % общемировой морской добычи нефти и 24 % – природного газа);
- Южная Америка (16 % общемировой морской добычи нефти и 11 % – природного газа);
- Северная Америка (8 % общемировой добычи нефти и 8 % – природного газа).

При этом статистические данные по изменению количества проектов, активности буровых комплексов и общему числу пробуренных скважин в период с 2014 г. по 2018 г. в разных регионах мира свидетельствуют о формировании новых локаций развития морской нефтегазодобычи и в их числе:

1) Азиатско-Тихоокеанский регион:

- открыто 602 морских месторождения, из них добыча ведется на 186;
- преобладают проекты, реализованные на мелководье (акватория с глубиной моря до 152 м);
- в регионе задействовано около 90 буровых установок, при этом за последние два года пробурено около 2650 морских скважин;
- страны – лидеры по количеству новых скважин – Таиланд, Китай и Индия;

2) Европа, включая Российскую Федерацию и Каспийский регион:

- открыто 865 морских месторождений, из них добыча ведется на 315;
- преобладают проекты, реализованные в акватории с глубиной моря до 1524 м. Количество проектов, реализованных на мелководье (до 152 м), сопоставимо с количеством проектов, реализованных на территориях с глубиной моря 152–1524 м;

- наблюдается сокращение количества буровых установок, задействованных в регионе, на фоне роста числа проектов, вводимых в эксплуатацию. Данный факт объясняется завершением этапа ввода в эксплуатацию проектов, инициированных до наступления кризиса в отрасли в конце 2013 г. – начале 2014 г., а также смещением фокуса компаний-операторов на ввод в эксплуатацию небольших сателлитных месторождений, разработка которых требует относительно небольших инвестиций;

- в регионе задействовано около 30 буровых установок, за последние два года пробурено около 900 морских скважин;

- страны – лидеры в области строительства новых скважин – Норвегия и Великобритания;

3) Ближний Восток:

- открыто 63 морских месторождения, из них добыча ведется на 32;
- преобладают проекты, реализованные на мелководье (акватория с глубиной моря до 152 м);
- в течение последних двух лет пробурено около 630 скважин (без учета статистических данных по Ирану). Количество буровых установок, задействованных в регионе, стабильно в течение последних четырех лет (около 45 работающих комплексов), в то время как в других регионах объемы бурения за анализируемый период существенно сократились;
- страны – лидеры по темпам бурения – Объединенные Арабские Эмираты, Саудовская Аравия и Катар;

4) Северная Америка и Южная Америка:

- в Северной Америке открыто 417 морских месторождений, из них добыча ведется на 198;
- в Южной Америке открыто 211 морских месторождений, из них добыча ведется на 55;
- преобладают проекты, реализованные в акватории с глубиной моря более 1524 м;
- наблюдается значительное снижение активности буровых: общее количество морских скважин, пробуренных в 2016–2017 гг., составляет около 570;
- наибольшую активность в области бурения в регионе демонстрируют США, Бразилия и Мексика;

5) Африка:

- открыто 397 морских месторождений, из них добыча ведется на 110;
- в Западной Африке преобладают проекты, реализованные в акватории с глубиной моря более 1524 м, при этом для остальной части Африки характерны проекты, реализованные на мелководье (глубина моря до 152 м);
- ситуация с вводом в эксплуатацию новых скважин в регионе выглядит не очень оптимистичной – за последние два года в регионе пробурено около 430 скважин;

- подавляющее большинство новых скважин за последние два года построено в Анголе, Египте и Нигерии. [6]

В целом в течение 2016–2017 гг. во всем мире было пробурено более 5000 морских скважин. И в соответствии с трендами развития морского сектора нефтегазовой отрасли и динамикой истощения традиционных запасов углеводородов континентальной части в среднесрочной и долгосрочной перспективе ожидается увеличение доли продукции шельфовой нефтегазодобычи в общей структуре поставок углеводородов на мировой рынок.

Глава 2. Арктический шельф России: особенности, потенциал и текущее состояние.

2.1. Особенности добычи углеводородов на Арктическом шельфе

Оценивая ресурсную базу Мирового океана и изменения на мировом рынке морской добычи углеводородов, важно упомянуть об огромном потенциале Арктического региона, освоение которого только начинается. Данный регион располагает уникальными запасами нефти и газа: по оценкам экспертов, общий объем неразведанных запасов углеводородного сырья Арктического шельфа составляет более 413 млрд баррелей нефтяного эквивалента, или более 20 % совокупных неразведанных мировых запасов нефти и газа. На сегодняшний день в регионе открыто около 170 месторождений углеводородов с общими запасами более 140 млрд баррелей нефтяного эквивалента, при этом более 60 месторождений являются крупными.

Ресурсный потенциал, статистика увеличения количества новых проектов в данном регионе, а также внимание, уделяемое региону специалистами нефтегазовой отрасли, свидетельствуют о стратегическом значении Арктики для развития мирового сектора морской добычи углеводородов в будущем. Основной вклад в добычу углеводородов на европейском рынке осуществляют проекты, введенные в эксплуатацию в период с 1980 по 2000 г. Ресурсная и технологическая база данных проектов постепенно истощаются, что приводит к снижению уровня добычи нефти и газа в регионе. Расположенные в зонах традиционной нефтегазодобычи небольшие локальные проекты, ускоренный ввод которых в эксплуатацию происходит в настоящее время, не могут обеспечить достижения требуемых показателей добычи в долгосрочной перспективе. Поэтому одной из наиболее важных задач для европейского сектора морской нефтегазодобычи в ближайшие десятилетия будет реализация имеющегося потенциала субарктических и арктических регионов в целях сохранения достигнутого уровня добычи углеводородов.

В соответствии с нормами международного права доступ к ресурсам континентального шельфа Арктики имеют шесть стран: Российская федерация, Норвегия, Канада, Исландия, США и Дания (рисунок 7).



Рисунок 7 – Граница Российского сектора арктического шельфа и других стран.

При этом только на территории Российской Федерации, Норвегии и США реализованы проекты по добыче углеводородов в данном регионе (рисунок 8).

Страна Country	Арктический регион Arctic region	Субарктический регион (в том числе приравненные к нему территории морской нефтегазодобычи) Subarctic region including held to amount to it territories of offshore oil and gas production
Россия Russia	Один проект – морская ледостойкая стационарная платформа «Приразломная» One project – the Prirazlomnaya offshore ice-resistant oil-producing stationary platform	Шесть крупных проектов Six massive projects
Норвегия Norway	Два проекта – Goliat, Snohvit Two project – Goliat, Snohvit	Шесть крупных проектов Six massive projects
США USA	Четыре проекта – насыпные острова Four project – artificial islands	Три крупных проекта Three massive projects
Канада Canada	–	Четыре крупных проекта Four massive projects

Рисунок 8 – Статистика реализованных проектов в арктической и субарктических зонах.

В рамках освоения перспективных территорий Арктики в Европе введены в эксплуатацию проекты Snohvit и Goliat (оба – арктический шельф Норвегии). В целях обеспечения условий развития новых проектов на данной территории разрабатываются соответствующие законодательные инициативы, направленные на сокращение существующих технологических и организационных ограничений, а также формирование условий, стимулирующих развитие проектов в арктическом и субарктическом регионах. В этом же направлении двигаются и страны Северной Америки. Приведенные статистические данные свидетельствуют о безусловной значимости для мировой нефтегазовой промышленности сектора морской добычи углеводородов, обладающего достаточным потенциалом для обеспечения требуемых объемов поставок углеводородного сырья на мировой рынок в условиях постепенного истощения традиционных запасов нефти и газа. И в дальнейшем этот сектор будет приобретать все большее значение. Важно отметить, что развитие сектора шельфовой нефтегазодобычи дает

дополнительные преимущества экономике стран, на территории которых эта добыча осуществляется: история формирования современных центров морской добычи углеводородов показала, что реализация сложнейших в технологическом плане проектов придает значительный импульс активному развитию научного потенциала региона, смежных отраслей промышленности и инфраструктуры на осваиваемых территориях.

2.2. Потенциал российской части континентального шельфа

Российская Федерация располагает крупнейшей по площади территорией мирового континентального шельфа, составляющей около 6,5 млн.км². Углеводородный потенциал региона оценивается примерно в 100 млрд.т. нефтяного эквивалента. Наибольшие запасы углеводородов сосредоточены в акватории арктических морей. Ресурсы российской части акватории Арктики оцениваются в объеме более 85 млрд.т. нефтяного эквивалента. В регионе открыто более 40 крупных месторождений нефти и газа, при этом около 75 % разведанных запасов Арктического шельфа сосредоточено в акватории Баренцева, Карского и Печорского морей (рисунок 9). Континентальный шельф Дальнего Востока содержит примерно 13 % общих запасов российской части акватории морей. Кроме того, на сегодняшний день открыты месторождения углеводородов на шельфе Балтийского, Каспийского, Черного и Азовского морей [7].

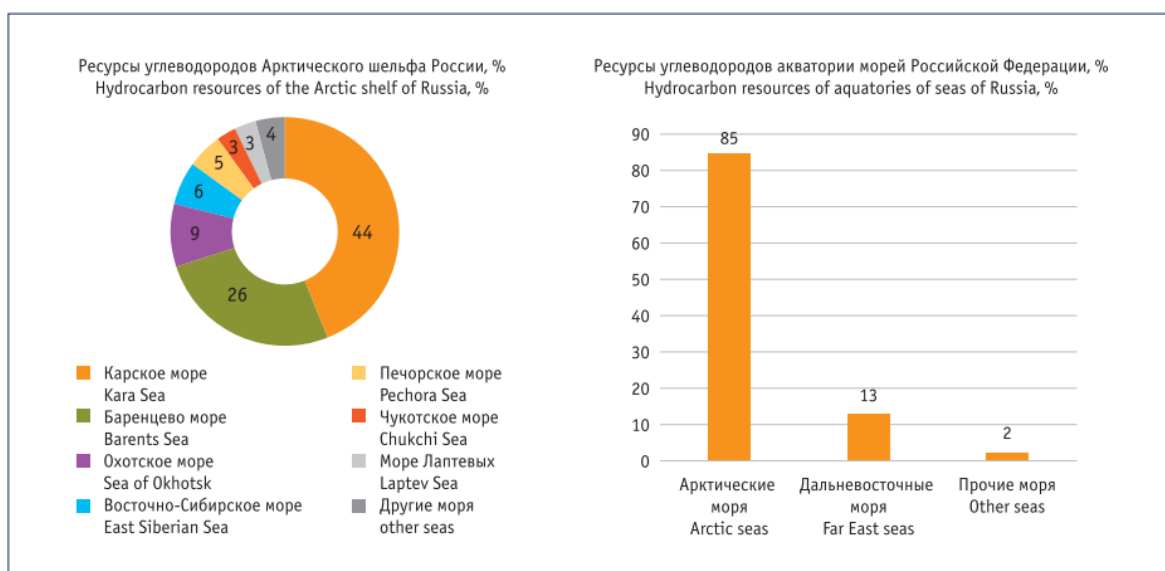


Рисунок 9 – Потенциал морской нефтегазодобычи в РФ.

В РФ морские месторождения углеводородов разрабатываются в акваториях:

1. Дальневосточных морей – в рамках реализации проектов «Сахалин» 1, 2 и 3 (месторождения Одопту, Аркутун-Даги, Чайво, Пильтун-Астохское, Лунское, Кириновское);
2. Каспийского моря – месторождения имени Юрия Корчагина, имени Владимира Филановского;
3. Балтийского моря – месторождение Кравцовское;
4. Черного и Азовского морей – месторождения Архангельское, Голицынское, Восточно-Казантипское, Северо-Булганакское, Штормовое;
5. Арктики – месторождение Приразломное.

Несмотря на огромный потенциал континентального шельфа РФ, на территории нашей страны реализуется ограниченное количество морских проектов. Это обусловлено множеством факторов, в первую очередь отсутствием острой необходимости в реализации подобных проектов в прошлом ввиду наличия достаточного количества ресурсов для освоения на суше. Однако ухудшение структуры запасов месторождений континентальной

части РФ и негативный прогноз по добыче нефти и газа на основных месторождениях Западной и Восточной Сибири формируют потребность в активном освоении новых ресурсов углеводородов, в том числе морских месторождений.

Природные ресурсы континентального шельфа РФ являются стратегическим резервом общенационального значения. Их освоение непосредственно влияет на сохранение ведущей позиции РФ на мировых рынках углеводородов, а также на наращивание экономического и промышленного потенциала как нефтегазовой отрасли, так и страны в целом. Следовательно, дальнейшее развитие сектора морской нефтегазодобычи является крайне актуальной и значимой задачей для отечественной промышленности. На сегодняшний день данный сектор российской промышленности находится в стадии формирования фундамента, способного обеспечить устойчивый рост добычи углеводородов за счет освоения морских месторождений. Поэтому при разработке стратегий дальнейшего развития морских проектов в России и выборе соответствующих технологических решений важно учитывать современные концепции обустройства и эксплуатации морских месторождений, а также трансформации мирового рынка добычи углеводородов. [7]

2.3. Текущее состояние проектов по добыче углеводородных ресурсов на шельфе в России

Активное освоение сырьевой базы России продолжается уже свыше шести десятилетий, в течение которых большинство месторождений находится в эксплуатации более 5 лет. В настоящее время около 95% всей добычи нефти приходится именно на такие зрелые объекты. Это обстоятельство усиливает проблему истощения традиционных запасов и актуализирует необходимость поиска новых перспективных направлений для восполнения и увеличения

добычи углеводородов в долгосрочной перспективе. В этом контексте континентальный шельф, особенно Арктического региона, рассматривается как одно из важнейших стратегических направлений для восполнения и увеличения ресурсов углеводородов. Согласно информации, предоставленной Роснедрами, только в арктическом секторе шельфа сосредоточено около 17 млрд. тонн нефти и порядка 85 трлн. кубометров газа.

На сегодняшний день доля шельфовой нефти в структуре общей российской добычи составляет примерно 24-30 млн. тонн из 524-540 млн. тонн, то есть около 4-6%. Объем добытого на шельфе газа по итогам 2022-2023 годов оценивается до 38 млрд. кубометров при общем национальном уровне 638-672 млрд. кубометров, что также соответствует приблизительно 5-6% [8].

Основные центры реализации шельфовых проектов сосредоточены в трех регионах: Арктика, остров Сахалин и Каспийское море (рисунок 10).

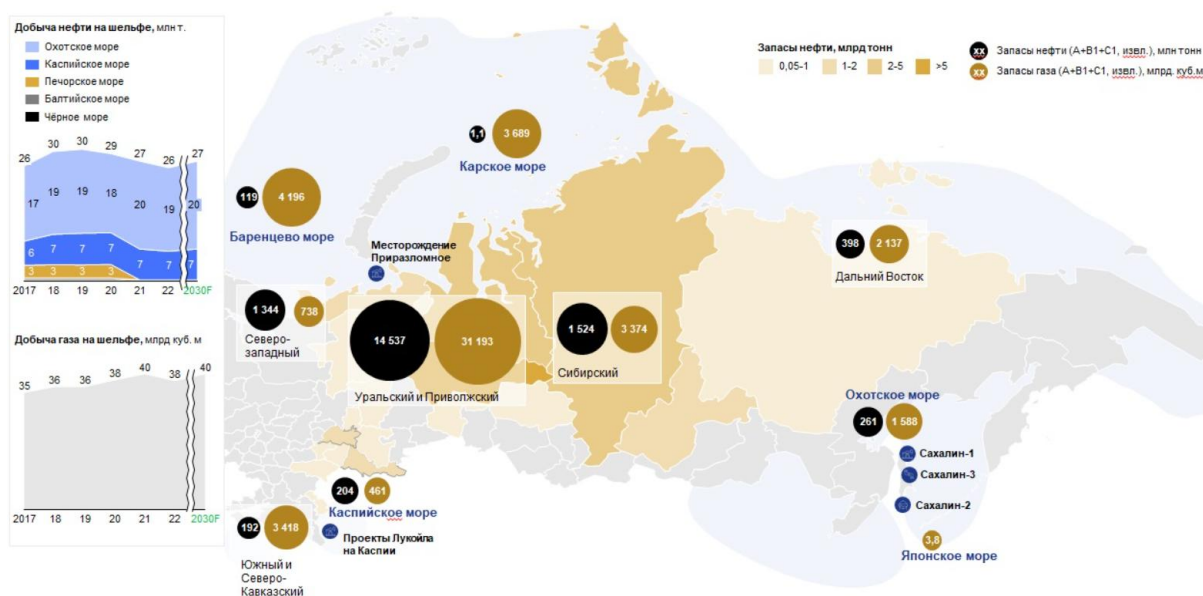


Рисунок 10 – Запасы нефти (млн тонн) и газа (млрд куб. м) по федеральным округам РФ и на шельфе.

Наиболее ключевым действующим проектом в Арктике является месторождение «Приразломное» в Печорском море – первый в России проект по промышленной добыче нефти на арктическом шельфе. С момента запуска в 2013 году на месторождении пробурено 23 скважины. На нем используется

уникальная ледостойкая платформа, специально спроектированная для добычи тяжелой нефти марки ARCO, пригодной для дальнейшей переработки. По данным компании, извлекаемые запасы оцениваются в 79 млн. тонн, при этом накопленная добыча превысила 25 млн. тонн к 2023 году, что составляет более 12% всей шельфовой добычи нефти в стране.

На сахалинском шельфе реализуются крупные проекты «Сахалин-1» и «Сахалин-2», расположенные в акватории Охотского моря. На первом из них, охватывающем три морских месторождения, к 2021 году объем совокупной добычи нефти и газового конденсата превысил 125 млн. тонн. В 2022 году ExxonMobil (владела 30% акций) объявила о выходе из проекта, что временно приостановило добычу до момента перехода контроля к «Роснефти». В рамках «Сахалин-2» функционируют два месторождения, где добыча углеводородов планомерно снижается. В 2023 году было отгружено более 10 млн. тонн сжиженного природного газа (СПГ), тогда как в 2022 году – 11,5 млн. тонн. Проект перешёл под управление «Сахалинская энергия», а доля Shell (27,5%) была выкуплена «Газпром», увеличившим свой пакет до 77,5%. При этом японские Mitsui (12,5%) и Mitsubishi (10%) остались единственными зарубежными акционерами.

«Лукойл» продолжает освоение каспийского шельфа, где в разработке находятся 10 месторождений. Основные действующие – им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского, с совокупной добычей свыше 35 млн. тонн нефти. Компания также реализует новые проекты, включая месторождения им. В. Грайфера, добыча на котором началась в конце 2023 года с ожидаемым объёмом более 1 млн. тонн нефти в год. Изначальный запуск был запланирован на 2022 год. Аналогично, ввод месторождения им. Ю. Кувыкина сдвинут с 2027 на 2029 год.

Ряд шельфовых проектов откладывается из-за действия санкций, ограниченного доступа к технологиям и инвестиционным рискам. Согласно актуализированной генеральной схеме развития нефтяной отрасли, освоение многих объектов перенесено на период после 2030-2035 годов. Тем не менее,

цели по активизации геологоразведки и росту добычи на шельфе остаются в стратегических документах, включая Морскую доктрину РФ 2020 года [9]. В краткосрочной перспективе заметного роста добычи на шельфе ожидать не приходится.

Тем временем продолжаются исследования российской части арктической зоны. Так, в 2022 году «Газпром» сообщил об открытии месторождения «75 лет Победы» в Карском море у побережья Ямала, с запасами газа около 202 млрд. кубометров. Другая крупная структура – Крузенштерское месторождение, запасы которого оцениваются более чем в 2 трлн. Кубометров газа и 11.6 млн. тонн газового конденсата. Его запуск ожидается не ранее 2028 года.

В 2022 году Роснедрами было подготовлено восемь новых участков в Обской губе и Енисейском заливе для геологоразведки, нацеленной на формирование грузового потока для Северного морского пути (СМП) после 2030 года. В этом же году «Роснефть» объявила об открытии крупного месторождения в Печорском море с извлекаемыми запасами 82 млн. тонн, ставшего одним из крупнейших открытий на российском шельфе. В июле 2023 года была проведена научная экспедиция по Восточной Арктике. По данным Роснедр, в 2023 году было открыто лишь одно новое шельфовое месторождение – имени Р. У. Маганова в акватории Каспийского моря.

Несмотря на масштабный потенциал Арктики, большая часть ресурсов требует технологий, которые либо пока не созданы, либо недоступны. По состоянию на 2024 год объёмы сейсморазведки в регионе заметно снижены, исследования проводятся в ограниченном объёме и по инициативе Роснедр.

Реализация стратегии развития Арктической зоны РФ на 2025 год также сталкивается с трудностями. Значительная часть целевых показателей оказалось невыполнимой. Так, перевозки по СМП увеличились всего на 15% с 2019 года по 2023 годы (с 31,5 до 36,5 млн.тонн) при запланированных 80 млн. тонн. Производство СПГ в 2023 году составило 21 млн. тонн против целевых 43 млн. Финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских

работ (НИОКР) снизилось вдвое, несмотря на планы его пятикратного увеличения. Ограниченность доступа к современному оборудованию и отсутствие необходимой инфраструктуры в арктических условиях остаются ключевыми сдерживающими факторами.

В 2025 году операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» прогнозируют добычу на уровне 9,8 млн. тонн нефти, 18,3 млрд. кубометров газа и 9,6 млн. тонн СПГ. По проекту «Сахалин-3», на Южно-Кирином месторождении планируется начать добычу газа (5 млрд. куб.м. в год) в 2025 году, а нефти (3 млн. тонн в год) – к 2030 году. Сейчас газ используется преимущественно для газификации Дальнего Востока.

В целом, значительного прироста шельфовой добычи до 2030 года не ожидается. Вместе с тем, наращивание ресурсной, в том числе за счёт новых открытий, создаёт основу для будущего увеличения производства, когда экономические, технологические и политические ограничения будут преодолены.

Глава 3. Анализ и оценка рисков освоения углеводородных ресурсов арктической зоны РФ.

3.1 Основные риски при освоении углеводородных шельфовых месторождений в Арктике

По данным Министерства природных ресурсов России, на Карское и Баренцево моря приходится около 80% потенциальных ресурсов углеводородов всего континентального шельфа России. Начальные углеводородные ресурсы, добываемые на шельфе России, примерно оцениваются от 90 до 100 млрд.т условного топлива, где в том числе 15,5 млрд. т нефти и 84,5 трлн. м газа. В общем всемирном объеме добычи ресурсов углеводорода эти значения соответствуют 20-25% [10].

На выбор направлений рациональной деятельности на шельфе морей может влиять множество факторов, среди которых основными являются:

1. Постоянную и сезонную ледяную обстановку местности, с учетом дрейфа льдов и айсбергов в арктических морях, а также всевозможные экстремальные погодные и природно-климатические условия местности;
2. Геологическое строение на шельфе (состав отложений и глубина залегания углеводородных ресурсов, потенциальная ледовая обстановка участка освоения, сейсмическая активность и так далее);
3. Использование существующих технологий и технических средств, а также разработка и создание абсолютно новой техники для шельфовых, ледовых, подводных и глубоководных работ, очень высокая капиталоемкость шельфовой добычи углеводородов и долгий срок окупаемости;
4. Высокая ресурсоемкость и стоимость транспортировки, удаленность от основных промышленных центров и зависимость от поставок топлива, продовольствия и товаров первой необходимости из иных регионов страны;

5. Природоохранные мероприятия (безопасность добычи и транспортировки углеводородного сырья, способы предотвращения и принятия мер по ликвидации экологических катастроф, проблема утилизации отходов);
6. Учет устойчивости экологических систем, которые определяют биологическое разнообразие региона, а также их зависимость даже от малейших антропогенных воздействий, которые могут привести к необратимым последствиям.

Объекты нефтегазовой отрасли традиционно считаются зонами повышенной опасности. На всех этапах – от освоения и обустройства месторождений до добычи, транспортировки углеводородов и эксплуатации перерабатывающих мощностей, что приводит к возможности возникновения аварийных ситуаций, которые могут перерасти в масштабные техногенные катастрофы. Особенно высок уровень риска при реализации проектов на морских месторождениях, куда входят проекты в Арктике, где они сопровождаются значительными капитальными затратами, суровыми климатическими и погодными условиями, а также отсутствием развитой технической и логистической инфраструктуры. В этих условиях тщательный анализ потенциальных рисков становится критически важным элементом планирования и реализации проектов по освоению арктического шельфа.

Геологические риски

Ограниченная геологическая изученность арктического шельфа России обусловлена суровыми климатическими условиями и значительными финансовыми затратами на проведение исследований на всех этапах геологоразведки. Эти обстоятельства создают предпосылки для возникновения геологических рисков, в первую очередь – риска не выявить коммерчески перспективных месторождений, несмотря на вложенные ресурсы и усилия. С учетом естественного снижения доступных запасов углеводородов вероятность подобных ситуаций с течением времени только увеличивается. Вместе с тем, прогресс в области геофизических методов и технологий разведки позволяет

частично нивелировать данные риски, повышая точность оценки нефтегазоносных структур.

В настоящее время геолого-геофизическая проработанность арктических морей России остается фрагментарной и крайне неравномерной. Условно нефтегазовый потенциал региона можно разделить на две зоны: западный арктический сектор (Баренцево, Печорское и южная часть Карского морей), где запасы изучены на приемлемом уровне, и восточные районы (север Карского, Лаптевых, Восточно-Сибирское и Чукотское моря), характеризующиеся низкой степенью разведанности и лишь частичным наличием сейсмических данных. [11]

Надежные прогнозы по нефтегазоносности возможны только в районах, где проведена комплексная геологическая оценка: определена структура осадочного чехла, выделены зоны потенциального накопления углеводородов, выполнена детализация по площади и разрезу, а также получены первые промышленные притоки. Отсутствие подобных данных резко увеличивает вероятность геологических ошибок и значительно удорожает весь процесс разведки. В таких условиях защита инвестиций в поисково-разведочные работы становится критически важной задачей для компаний, планирующих освоение арктического шельфа.

Технические риски

Современная нефтегазовая отрасль России представляет собой технологически сложную и потенциально опасную систему, требующую значительных финансовых и инженерных ресурсов. Освоение углеводородных ресурсов сопряжено с использованием постоянно совершенствующихся, всё более сложных технологий, на разработку и внедрение которых тратятся миллиарды рублей. В условиях растущей технологической сложности нефть, газ и сопутствующее сырьё превращаются в продукты, требующие высокоточных и наукоёмких решений. Соответственно, реализация проектов на арктическом шельфе сопровождается весомыми техническими рисками,

связанными с необходимостью эксплуатации оборудования в крайне неблагоприятной среде.

Проекты в акваториях Северного Ледовитого океана сталкиваются с уникальными вызовами. На сегодняшний день Россия – одна из немногих стран, ведущих добычу углеводородов в условиях арктических морей, покрытых дрейфующим льдом. Такие экстремальные условия требуют разработки специализированных инженерных решений, которые бы обеспечили безопасную и устойчивую эксплуатацию объектов. Проблема усугубляется тем, что значительная часть потенциальных запасов расположена в районах, большую часть года закрытых плотным ледовым покровом. Это предопределяет необходимость создания уникальных технологических систем, способных функционировать в условиях низких температур, ледового давления, ограниченного доступа и отсутствия инфраструктуры.

Для освоения морских месторождений углеводородных ресурсов на арктическом шельфе применяются специализированные морские промысловые сооружения, адаптированные к суровым климатическим условиям региона. Среди них – искусственные грунтовые острова, стационарные и плавучие платформы, а также подводные добывающие комплексы. Все эти системы рассчитаны на выполнение полного цикла технологических операций в условиях круглогодичной эксплуатации. Проектирование и производство таких объектов зачастую осуществляется на базе предприятий оборонно-промышленного комплекса, прошедших конверсию под нужды нефтегазовой отрасли.

Современный технический комплекс для добычи углеводородов в арктических морях представляет собой высокотехнологичную и многоуровневую систему. Он может включать: подводные буровые суда, стационарные модули управления (в том числе с ядерными энергетическими установками), установки предварительной подготовки продукции, подводные хранилища нефти или конденсата, всплывающие терминалы для погрузки сырья в танкеры, а также разветвленную сеть подводных коммуникаций.

Дополнительно используются автономные роботизированные системы, обеспечивающие диагностику, контроль и техническое обслуживание оборудования в подводной среде. Такой уровень технологической оснащенности необходим для безопасной и эффективной работы в условиях Арктики. [12]

Россия обладает значительным опытом деятельности в Арктике, прежде всего в области создания транспортной инфраструктуры и проведения научных исследований. Однако эксплуатация стационарных промышленных объектов в арктических морях в круглогодичном режиме по-прежнему остается для страны сравнительно новым направлением. Уникальные климатические условия этого региона – экстремально низкие температуры, мощные ветровые нагрузки, частые снегопады, густые туманы, обледенение и длительные полярные ночи – создают серьезные сложности для работы нефтегазовых объектов.

Особую угрозу представляют дрейфующие ледяные массивы и плотные поля, поступающие из центральной части Арктики, которые оказывают сильное физическое воздействие на инженерные сооружения. В результате повышается риск отказов оборудования, возникновения внештатных ситуаций и даже техногенных катастроф. Это означает, что освоение и эксплуатация углеводородных месторождений на арктическом шельфе требуют не только высокотехнологичных решений, но и особого внимания к вопросам устойчивости, безопасности и адаптации промышленных систем к суровой среде.

Транспортные риски

В любом нефтегазовом проекте вопрос транспортировки добытых ресурсов является одним из наиболее критичных. Для обеспечения стабильного вывоза углеводородов требуется развитие полноценной транспортной инфраструктуры: создание портовых комплексов, строительство трубопроводов, оснащение района специализированным флотом, включая танкеры и платформы. В арктических условиях задача усложняется:

отсутствует отлаженный опыт транспортировки больших объемов нефти и газа, ощущается нехватка ледового флота и технических решений, проверенных в экстремальной среде.

Выбор технологий транспортировки зависит от множества факторов – географического положения акватории, глубины морей, объемов добычи, протяженности маршрутов и погодных условий. При проектировании морских трубопроводов приходится учитывать специфические нагрузки, связанные с воздействием льда, а также сложности, возникающие на участках вывода трубопроводов к поверхности. Всё это требует внедрения новых материалов и инженерных решений, способных обеспечить прочность и надёжность систем в условиях многолетней эксплуатации.

Ключевым элементом логистической схемы выступает специализированный флот. Для круглогодичной транспортировки нефти из арктических вод необходимо строительство танкеров, способных действовать в ледовых полях толщиной до полутора метров и на ограниченных глубинах (до 20м). Такие суда должны соответствовать строгим требованиям к маневренности при швартовке, быть оснащены специальными устройствами для приёма нефти с платформ или терминалов и обеспечивать максимальную грузоподъемность без ущерба для эксплуатационных характеристик – как в открытых водах, так и во льду.

Даже при наличии ледового танкерного флота, в зимний период потребуется использование ледокольной поддержки для обеспечения проводки судов через замерзающие акватории. Таким образом, полноценная и бесперебойная система транспортировки углеводородов из Арктики возможна только при комплексном решении задачи – создании устойчивой, безопасной и экономически эффективной логистической цепочки от месторождений до конечных пунктов назначения.

Экологические риски

Экосистемы Арктического шельфа отличаются высокой чувствительностью к техногенному вмешательству и крайне ограниченной способностью к естественному восстановлению. Учитывая суровые климатические условия в районах шельфовой нефтегазодобычи, риск нанесения экологического ущерба возрастает многократно. Это требует обязательного учета экологических последствий на всех этапах реализации проектов – от начальных геологоразведочных работ до промышленной эксплуатации месторождений.

Экологические риски могут проявляться в различных формах и затрагивать как атмосферу, так и морскую среду и живые организмы. Их можно выделить в три основных направления по форме негативного воздействия:

1. Воздействие на атмосферу. Вредные выбросы в воздух происходят, в первую очередь, за счёт работы турбин, факельного сжигания газа и испарения легких фракций нефти при её добыче и транспортировке. Эти процессы усугубляют антропогенное воздействие на атмосферу арктического региона.

2. Воздействие на морскую среду. Растущая интенсивность перевозок углеводородов в акватории арктических морей увеличивает риски загрязнения морской воды. Основные источники опасности – аварийные разливы при перегрузке нефти в рейдовых комплексах (РКП), нарушения герметичности трубопроводов, утечки ГСМ при транспортировке. По статистике, материальный ущерб от подобных инцидентов может достигать:

- До 100-200 млн. долларов на морских трубопроводах;
- От 100 до 1200 млн. долларов на морских платформах;
- До 10 млрд. долларов в случае аварий на танкерах. [13]

3. Воздействие на морскую флору и фауну. Работы по строительству платформ, прокладке подводных трубопроводов и последующая эксплуатация объектов могут вызвать механическое нарушение морского дна, шумовое загрязнение, выбросы тепла и сброс отходов в водную среду. Всё это приводит

к гибели рыбы, морских птиц и другим негативным последствиям для биоразнообразия, в том числе ущербу рыболовной отрасли.

Таким образом, освоение углеводородных ресурсов в Арктике, при недостаточном контроле и экологических мерах, способно спровоцировать масштабные экологические нарушения. Аварии и даже плановая эксплуатация в условиях арктических морей могут надолго разрушить тонкое природное равновесие этого уникального региона.

Инвестиционные риски

Реализация проектов по освоению углеводородных ресурсов на арктическом шельфе России требует значительных капитальных вложений, нередко многократно превышающих затраты на аналогичные разработки на суше. Так, по оценкам, общий бюджет освоения Приразломного месторождения составил около 3.8 млрд. долларов, из которых капитальные вложения достигли 1.6 млрд. долларов. Такие масштабные инвестиции неизбежно сопровождаются высоким уровнем неопределенности, связанной как с природными условиями, так и с особенностями геологоразведки и инфраструктурной неподготовленности региона.

Факторы инвестиционного риска затрагивают ключевые параметры финансовой модели проекта: объём первоначальных вложений, ожидаемую доходность, сроки окупаемости и нормативы дисконтирования. Для оценки и управления этими рисками применяются различные подходы, включая анализ срока возврата инвестиций, степень гибкости проекта к изменяющимся условиям, а также расчет эффективности с учётом риска.

Срок окупаемости – один из базовых, хотя и условных показателей риска. В арктических проектах он, как правило, составляет 10-11 лет, что указывает на их долгосрочный и высокорисковый характер.

Учет риска через дисконтирование предполагает применение повышенных норм дисконтной ставки для проектов с высокой степенью неопределенности. Для месторождений, расположенных в новых и слабо

освоенных регионах с экстремальными климатическими условиями, такая «надбавка» может достигать 3-12%. Итоговая ставка дисконтирования в таких случаях колеблется в диапазоне от 13% до 23%. [14]

Важно также учитывать стадию проекта, поскольку инвестиционные риски варьируются в зависимости от уровня готовности объекта. Выделяют следующие этапы:

1. Подготовка локальной инфраструктуры;
2. Проведение поисковых работ;
3. Разведка месторождений;
4. Прямое освоение и промышленная разработка.

Каждый из этих этапов требует отдельного подхода к управлению рисками, и от их соотношения зависит итоговая инвестиционная привлекательность. Соответственно, принятие решений о вложениях сопровождается не только расчетами рентабельности, но и мероприятиями по снижению потенциальных потерь. [15]

Социальные риски

При реализации масштабных проектов по освоению углеводородных ресурсов на арктическом шельфе также необходимо учитывать влияние на социальную сферу жизни региона, связанное с воздействием на местное население, региональные интересы и общественное восприятие. Хотя данный тип рисков нередко рассматривается как второстепенный, в долгосрочной перспективе он может существенно повлиять на устойчивость и приемлемость проекта как в социальном, так и политическом плане.

В арктическом регионе проживают коренные малочисленные народы Севера, ведущие традиционный образ жизни, связанный с рыболовством, охотой и оленеводством. Начало промышленной добычи углеводородов и строительство инфраструктуры вблизи мест их обитания могут повлечь за собой нарушение привычных хозяйственных укладов, ограничение доступа к природным ресурсам, изменение экосистем и, как следствие, рост социальной

напряженности. Это особенно актуально в условиях недостаточного вовлечения местного населения в процесс принятия решений и отсутствия эффективных механизмов обратной связи.

К числу потенциальных социальных рисков относятся:

- Конфликты интересов между операторами проекта и представителями местных сообществ;
- Недостаточная информированность населения о целях, рисках и последствиях реализации проекта;
- Угроза утраты культурной самобытности и традиционного образа жизни;
- Социальное недовольство в случае экологических инцидентов и отсутствия компенсационных механизмов.

Кроме того, важным фактором является восприятие проекта обществом в целом, включая экологически активные и правозащитные организации. Отрицательная репутация в медиапространстве, протестные настроения или международная критика могут усилить административное и политическое давление на компанию, а в отдельных случаях даже привести к приостановке работ.

Таким образом, при разработке арктических месторождений необходимо заранее предусматривать меры по социальному сопровождению проектов, включая проведение общественных слушаний, создание программ социальной ответственности, локализацию занятости и защиту интересов коренного населения. Только в этом случае возможно снижение социальных рисков и обеспечение устойчивого взаимодействия между промышленностью и обществом.

3.2 Методика анализа рисков с использованием матрицы рисков.

Анализ рисков, возникающих при освоении проектов углеводородных ресурсов на арктическом шельфе, требует применения определенных подходов, которые позволят не только идентифицировать возможные риски и угрозы, но и систематизировать по степени значимости. В рамках данной работы для анализа рисков был использован метод построения матрицы рисков, который является одним из наиболее широко применяемых и рекомендованных подходов в международной и российской практике управления промышленностью и экологической безопасностью.

Метод основан на принципах, изложенных в международном стандарте ISO 31000:2018 «Управление рисками – принципы и руководство», а также в специализированном отраслевом стандарте ГОСТ Р ИСО 17776-2012 «Руководство по оценке рисков в нефтегазовой промышленности». [16][17]

Метод матрицы рисков предполагает двухфакторную оценку риска по критериям:

- Вероятность наступления события
- Тяжесть последствий

Риск же определяется как функция этих двух переменных, что в упрощенном формате можно выразить как:

$$\text{Риск} = \text{вероятность} \times \text{последствия}$$

Вероятность характеризует, насколько часто или с какой степенью уверенности то или иное негативное событие может произойти в условиях реализуемого проекта. В данной работе используется расширенная качественная шкала по оценке вероятности события, которая применяется в отраслевых и экологических оценках (таблица 1).

Таблица 1 – Уровни вероятности возникновения риска.

Уровен ь	Вероятность	Описание
1	Крайне низкая	Событие крайне маловероятно (раз в 20 лет и реже)
2	Низкая	Событие возможно при сочетании неблагоприятных факторов (раз в 10-20 лет)
3	Средняя	Может произойти при определенных условиях (раз в 3-10 лет)
4	Высокая	Ожидается периодически (раз в 1-3 года)
5	Крайне высокая	Почти наверняка произойдет (ежегодно или чаще)

Последствия риска оцениваются по предполагаемому масштабу возможного ущерба, который может быть нанесён техническим системам и технике, экологии, экономике или населению. В данной работе используется

расширенная качественная шкала по оценке уровня последствий события, которая применяется в отраслевых и экологических оценках (таблица 2).

Таблица 2 – Уровни последствий риска.

Уровень	Градация последствий	Описание последствий
1	Незначительные	Незаметное влияние, влекущее минимальный экономический/экологический ущерб.
2	Малые	Частичное отклонение от норм, незначительные простои, легкие сбои и малый ущерб.
3	Средние	Требуется корректировка процессов, средний уровень потерь, нанесен частичный ущерб среде.
4	Серьёзные	Существенные последствия, приостановка работ, штрафные санкции, сильное загрязнение.
5	Катастрофические	Полная остановка проекта, техногенная катастрофа, необратимый ущерб местной экосистеме.

После определения вероятности и последствий каждого риска, осуществляется их размещение в матрице рисков (таблица 3). В данной работе будет

применяться пятиуровневая матрица, отражающая степень значимости каждого риска. На основании данной матрицы будет производиться ранжирование рисков и выделение тех, которые требуют приоритетных мер по снижению вероятности их возникновения, либо же по уменьшению масштабов возможных последствий.

Таблица 3 – Матрица рисков для определения уровня риска.

	Вероятность				
Последствия	Крайне низкая	Низкая	Средняя	Высокая	Крайне высокая
Незначительные	Низкий	Низкий	Низкий	Средний	Средний
Малые	Низкий	Низкий	Средний	Средний	Высокий
Средние	Низкий	Средний	Средний	Высокий	Высокий
Серьёзные	Средний	Средний	Высокий	Высокий	Критический
Катастрофические	Средний	Высокий	Высокий	Критический	Критический

На основании матрицы риска (оценки вероятности и последствий) все риски возможно классифицировать по уровню значимости. Это необходимо для установки приоритетности по управлению рисками и определения необходимости дополнительных мероприятий. Классификация уровней риска представлена ниже:

- Низкий уровень риска (маловероятные события с незначительными последствиями, не оказывающими существенного влияния на реализацию проекта, незаметные или легко устраняемые отклонения, необходимо наблюдение за ситуацией, дополнительных мер не требуется);
- Средний уровень риска (вероятность событий умеренная, последствия не критичны, но могут вызвать краткосрочные сбои или дополнительную

нагрузку на систему управления, возможна частичная остановка, экономические потери допустимы, но не превышают допустимые границы);

- Высокий уровень риска (событие возможно или даже вероятно, его последствия могут существенно повлиять на реализацию проекта, вызвать остановку работ, значительные экологические или финансовые убытки, потери ресурсов, нарушение графиков, необходимо обязательное включение в план управления рисками);
- Критический уровень риска (событие с высокой вероятностью и/или катастрофическими последствиями, угрожающее безопасности персонала, окружающей среде, экономике или международной репутации проекта, потенциально необратимые последствия, невозможность продолжения проекта без вмешательства).

Преимуществами использования метода построения матрицы рисков является то, что он позволяет систематизировать и визуализировать возможные риски проекта, выделить приоритетные направления для мониторинга и управления, а также учесть как вероятностные, так и качественные риски по реализации проекта.

3.3 Анализ рисков при реализации проектов по освоению углеводородных ресурсов на арктическом шельфе России с использованием матрицы.

Для получения объективного представления об уровне угроз, сопровождающих освоение углеводородных ресурсов на арктическом шельфе России, была проведена системная идентификация и анализ рисков. Основой для анализа послужили данные из открытых источников, примеры актуальных реализуемых проектов, а также обобщённая информация о природных, технологических и социальных условиях регионов. В рамках анализа все риски были сгруппированы по шести категориям:

- Геологические риски;
- Технические риски;
- Экологические риски;
- Транспортные риски;
- Социальные риски;
- Инвестиционные риски;

Для каждого типа риска было выделено по три наиболее характерных и потенциально значимых риска, что позволило охватить весь спектр проблем, с которыми сталкиваются проекты по освоению арктического шельфа с целью добычи углеводородных ресурсов.

Анализ проводился с применением методики матрицы рисков, основанной на двух критериях:

- Вероятности наступления риска (от 1 – крайне низкой, до 5 – крайне высокой),
- Тяжести последствий, если риск реализуется (от 1 – незначительных, до 5 – катастрофических).

Полученные значения были объединены в сводную таблицу оценки рисков (таблица 4), где каждому из рисков был присвоен уровень, исходя из пересечения двух показателей.

Таблица 4 – Основные типы риска с их проявлениями, уровнями риска и рекомендациями по минимизации.

Тип риска	Форма проявления	Вероятность (1-5)	Последствия (1-5)	Уровень риска	Рекомендации по минимизации
Геологический	Ошибочная оценка запасов углеводородов	3 - Средняя	4 - Серьёзные	Высокий	Расширение геологоразведки, моделирование залежей
	Высокая геологическая сложность разреза	3 - Средняя	3 - Средние	Средний	Применение 3D-сейсмики, уточняющая разведка
	Наличие неустойчивых газогидратных зон	3 - Средняя	4 - Серьёзные	Высокий	Предварительное картирование, корректировка проекта
Технический	Отказ оборудования при низких температурах	4 - Высокая	4 - Серьёзные	Высокий	Устойчивое к холоду оборудование, предварительное тестирование
	Авария на платформе из-за воздействия льдов	4 - Высокая	5 - Катастрофические	Критический	Ледовый мониторинг, защита конструкций
	Ограничение возможности	3 - Средняя	4 - Серьёзные	Высокий	Профилактическое

	для ремонта в зимний период				обслуживание, дежурные аварийные бригады
Экологический	Разлив нефти в условиях ледового покрова	3 - Средняя	5 - Катастрофические	Критический	Системы сбора разливов, тренировочные учения
	Загрязнение морской среды в ходе бурения	3 - Средняя	4 - Серьёзные	Высокий	Очистка бурового раствора, локализаторы выбросов
	Нарушение среды обитания морских животных и птиц	2 - Низкая	4 - Серьёзные	Средний	Сезонные ограничения, экологический мониторинг
Транспортный	Недостаточное количество специализированных судов	3 - Средняя	3 - Средние	Средний	Строительство ледовых танкеров, развитие СМП-флота
	Повреждение морских трубопроводов льдом	2 - Низкая	5 - Катастрофические	Высокий	Углубление прокладки, усиление труб
	Недоступность морских путей зимой	4 - Высокая	3 - Средние	Высокий	Планирование с учётом навигации, ледокольное сопровождение
Социальный	Воздействие на традиционный образ жизни коренных	3 - Средняя	4 - Серьёзные	Высокий	Компенсации, включение КМНС в проектное

	народов				планирование
	Рост социальной напряженности из-за притока внешней рабочей силы	2 - Низкая	3 - Средние	Средний	Программы локальной занятости и адаптации
	Снижение доступности природных ресурсов для традиционного пользования	2 - Низкая	3 - Средние	Средний	Регулирование доступа, поддержка традиционного хозяйства
Инвестиционный	Рост затрат из-за удорожания логистики и оборудования	3 - Средняя	3 - Средние	Средний	Оптимизация логистики, локализация поставок
	Отсутствие госгарантий или механизмов компенсации	2 - Низкая	4 - Серьёзные	Средний	Включение проектов в нацпрограммы, субсидирование
	Уход иностранных партнёров из-за санкций	5 - Крайне высокая	4 - Серьёзные	Критический	Импортозамещение, развитие отечественных технологий

Оценка степени вероятности и тяжести последствий (по 5-бальной шкале) для каждого типа риска произведена на основе анализа аналогичных проектов, климатических и инфраструктурных Арктики, а также экспертных и статистических данных (в том числе Роснедра, Минэнерго РФ, отраслевые доклады). Ниже представлено обоснование для каждого типа риска:

Геологические риски

Ошибочная оценка запасов углеводородов (3 – высокий уровень риска)

- Средняя вероятность обусловлена недостаточной геологической изученностью арктического шельфа и ограниченным объёмом сейсмических данных.
- Последствия серьёзные, так как неверная оценка может привести к некупаемости проекта и замораживанию капитальных вложений.

Высокая геологическая сложность разреза (2 – средний уровень риска)

- В Арктике часто наблюдаются сложные тектонические структуры, осадочные чехлы переменной мощности.
- Ошибки в интерпретации повышают риски на «сухие» скважины, но влияние частично ограничено на этапе до бурения.

Наличие неустойчивых газогидратных зон (3 – высокий уровень риска)

- Вероятность средняя, так как они присутствуют локально, но выявлены в ряде арктических бассейнов.
- Последствия серьёзные – их нарушение может вызвать неконтролируемое выбрасывание газа или разрушение бурового ствола.

Технические риски

Отказ оборудования при низких температурах (3 – высокий уровень риска)

- Температуры до -50°C , обледенение и влажность воздуха вызывают деградацию материалов и нарушение работы систем.
- Ремонт в удалённых условиях сложен, что делает последствия серьёзными, вплоть до приостановки добычи.

Авария на платформе из-за воздействия льдов (4 – критический уровень риска)

- Вероятность высокая, особенно при неадекватной конструкции или внезапных ледовых полях.
- Катастрофически последствия: разрушения платформы, разлив нефти, гибель персонала.

Ограничение ремонта в зимний период (3 – высокий уровень риска)

- Ремонтные работы затруднены в зимнее время из-за льдов, плохой видимости и низких температур.
- Поломки могут длительно оставаться неисправленными, что критично для непрерывной эксплуатации.

Экологические риски

Разлив нефти в условиях ледового покрова (4 – критический уровень риска)

- Вероятность умеренная, но в условиях льда практически невозможно быстро локализовать разлив.
- Последствия катастрофические – загрязнение акватории, гибель животных, международные последствия.

Загрязнение морской среды в ходе бурения (3 – высокий уровень риска)

- При неправильной утилизации бурового шлама или выбросах токсичных веществ риск высокий.
- Возможно загрязнение донных экосистем и морской воды.

Нарушение среды обитания морских животных и птиц (2 – средний уровень риска)

- Низкая вероятность при соблюдении регламентов и сезонных ограничений.
- Последствия могут быть серьёзными, особенно при массовой гибели видов.

Транспортные риски

Недостаток специализированных судов (2 – средний уровень риска)

- Вероятность средняя из-за ограниченного количества ледовых танкеров и буксиров.
- Последствия тоже средние – возможны задержки, но не полное прекращение логистики.

Повреждение морских трубопроводов (3 – высокий уровень риска)

- Низкая вероятность при правильной глубине прокладки, но если инцидент произойдет – последствия окажутся катастрофическими.
- Разгерметизация может привести к масштабному разливу в труднодоступных условиях.

Недоступность морских путей зимой (3 – высокий уровень риска)

- Высокая вероятность в северных морях без ледокольной поддержки.
- Последствия ограничены задержками поставок и сезонными простоями.

Социальные риски

Воздействие на традиционный образ жизни коренных народов (3 – высокий уровень риска)

- Вероятность средняя при отсутствии программ адаптации и диалога.
- Может вызвать протесты и блокировку проектов, что дает серьёзные последствия.

Рост социальной напряженности из-за миграции работников (2 – средний уровень риска)

- Вероятность невысока, но в малых поселениях может вызвать рост конфликтов.
- Влияние чаще не прямое – ухудшение социальных условий, рост цен и другое.

Снижение доступности природных ресурсов для традиционного пользования (2 – средний уровень риска)

- Актуально при размещении объектов вблизи рыболовных и охотничьих зон.
- Может вызывать жалобы и судебные иски со стороны местных жителей.

Инвестиционные риски

Рост затрат из-за удорожания логистики и оборудования (3 – средний уровень риска)

- Затраты прогнозируемы, но могут выйти за рамки бюджета.
- Особенно в случае удорожания доставки, строительства или аварий.

Отсутствие господдержки проекта (3 – средний уровень риска)

- Низкая вероятность в стратегических проектах, но при снижении бюджета это критично.
- Последствия – невозможность завершения или отложенные сроки реализации.

Уход иностранных партнёров из-за санкций (4 – критический уровень риска)

- Очень высокая вероятность в текущих внешнеполитических условиях.
- Последствия – потеря технологий, сокращение финансирования, необходимость перестройки проекта.

На основе проведённой оценки рисков (таблица 4) были разработаны предложения по их минимизации, с учётом специфики природно-климатических, технико-экономических, а также социальных и политических условий арктического региона.

Для каждого типа риска определены наиболее эффективные направления профилактики, технического сопровождения или компенсационных механизмов. Рекомендации приведены в таблице, однако для глубокого анализа особенностей управления рисками требуется их более детализированное описание:

1. Геологические риски могут быть снижены за счёт расширения объёмов геологоразведочных работ с применением современных методов 3D-сейсморазведки, цифрового моделирования залежей, уточнения структурных особенностей разрезов, а также выбора наиболее изученных и геологически предсказуемых участков для первичного освоения.
2. Технические риски, связанные с эксплуатацией оборудования в условиях Арктики, требуют адаптации используемой техники под экстремальные температуры и ледовые нагрузки. Это включает использование

морозоустойчивых материалов, разработку ледостойких конструкций платформ, внедрение систем мониторинга ледовой обстановки, а также организацию профилактического технического обслуживания в летние периоды.

3. Экологические риски могут быть минимизированы за счёт создания аварийных систем быстрого реагирования на разливы нефти, экологического мониторинга, сезонных ограничений на проведение работ (например, в период миграции и размножения морских видов), а также внедрения экологически безопасных технологий бурения и очистки сточных вод.
4. Транспортные риски предполагают необходимость наращивания ледового флота, строительства специализированных танкеров (в том числе классов Arc7 и выше), прокладки трубопроводов с учётом ледовой нагрузки, заглубления и защиты труб, а также расширения портовой инфраструктуры и пунктов базирования вдоль Северного морского пути.
5. Социальные риски требуют реализации программ взаимодействия с коренными малочисленными народами Севера, включая проведение общественных слушаний, предоставление компенсаций, сохранение доступа к традиционным природным ресурсам и развитие социально значимых объектов в регионах присутствия.
6. Инвестиционные риски могут быть смягчены через государственные меры поддержки: включение проектов в федеральные программы, предоставление налоговых льгот, развитие механизмов субсидирования и страхования. В условиях санкционного давления также важно ускорить реализацию программ импортозамещения и локализации критически важного оборудования.

Таким образом, предложенные меры направлены на формирование системы комплексного управления рисками при освоении углеводородных ресурсов в Арктике, что позволит повысить устойчивость и эффективность реализации проектов в одном из наиболее сложных регионов России.

Исходя из проведенного общего анализа рисков разработки углеводородных месторождений Арктического региона Российской Федерации, можно сделать вывод, что наиболее значительными для проектов по освоению арктического шельфа являются технические и экологические риски. Их реализация может привести к непоправимым последствиям, включая техногенные катастрофы, крупные разливы нефти и нарушения жизнедеятельности местных экосистем. Также, существенную угрозу могут представлять инвестиционные и геологические риски, особенно в нынешних условиях международных санкций и недостаточной геологоразведки восточных участков. Уровень транспортных и социальных рисков может оцениваться как средний и высокий, в зависимости от конкретной локации проекта и уровня взаимодействия с местным населением.

Полученные в результате анализа риски позволяют сформировать комплексное представление и наиболее значимых угрозах, которые сопровождают реализацию нефтегазовых проектов в Арктике. Однако, для более глубокого понимания механизма проявления и управления этими рисками необходимо рассмотреть конкретные практические примеры, в которых перечисленные угрозы либо были реализованы, либо эффективно нивелированы за счет проектных, организационных и технических решений. Для этого, рассмотрим современные проекты по добыче углеводородных ресурсов на арктическом шельфе России – «месторождение Каменномысское-море» и «Арктик СПГ-2». На их примере будет проанализировано, какие риски были характерны и до сих пор актуальны для проектов, как они были учтены на стадии проектирования и освоения.

3.4 Анализ рисков на примере проекта «Месторождение Каменномысское море»

«Месторождение Каменномысское море» - проект на арктическом шельфе, расположенное в Обской губе Карского моря (рисунок 11). По размеру запасов газа оно относится к категории уникальных – около 555 млрд куб. м. Проектный уровень добычи находится на уровне – 15 млрд куб. м в год. Акватория месторождения отличается экстремальными погодными и климатическими условиями: низкие температуры (до минус 60°C), периодические сильные штормы, небольшие глубины (5-12 метров), толстые и плотные пресные льды.

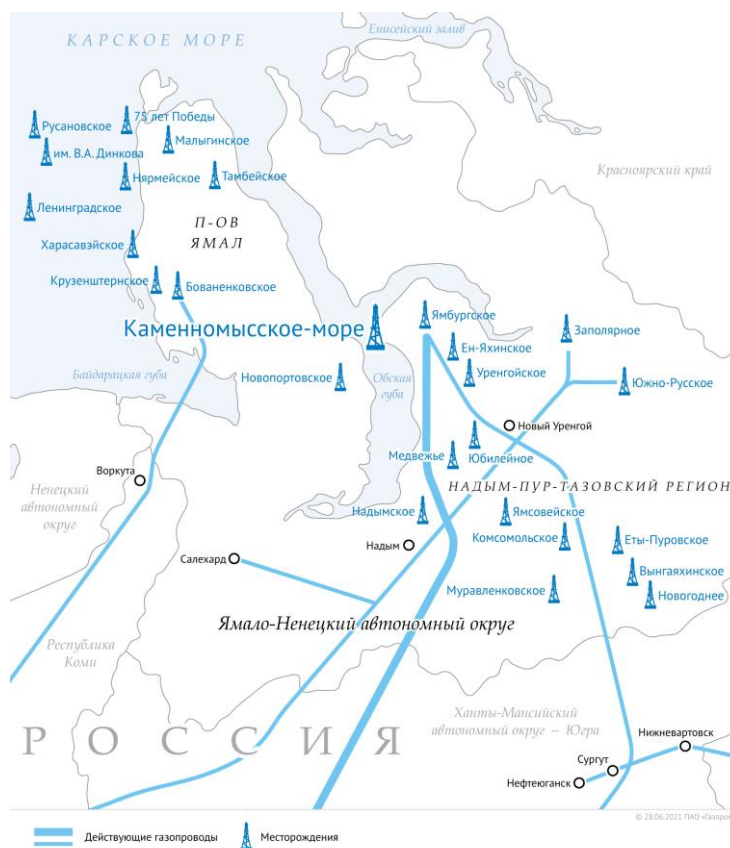


Рисунок 11– Карта действующих газопроводов и расположением месторождения Каменномысское-море. (источник:Газпром)

Проект разработки месторождения Каменномысское море включает в себя морскую и сухопутную части газоснабжения. Одним из ключевых объектов обустройства в море станет специальная ледостойкая платформа (рисунок 12), строительство которой началось еще в июне 2020 года. С платформы построят 33 основных наклонно-направленных эксплуатационных скважины. Еще 22 скважины для поддержания добычи в перспективе будут размещены на спутниковых ледостойких блок-кондукторах, не предполагающих постоянного присутствия персонала.



Рисунок 12 – Макет ледостойкой платформы (источник: Газпром)

Добытый газ по трубопроводам поступит на берег, где будут размещены установка комплексной подготовки газа и дожимная компрессорная станция. Далее газ будет направляться в Единую систему газоснабжения России. Особое внимание в проекте строительства платформы уделено решениям, исключающим воздействие на арктическую флору и фауну. В том числе предусмотрена система «нулевого сброса» — все отходы производства и

жизнедеятельности будут вывозиться на берег и затем утилизироваться. Предполагается, что платформа будет доставлена на месторождение в летнюю навигацию 2024 года. Начало добычи газа запланировано на 2025 год. [16]

На основе изложенной выше информации можно выделить и проанализировать основные типы рисков для данного проекта (таблица 5).

Таблица 5 – Анализ рисков на проекте «месторождение Каменномысское море».

Тип риска	Форма проявления	Вероятность	Последствия	Уровень риска	Меры минимизации
Технический	Отказ оборудования при низких температурах	4 – высокая	4 – серьёзные	Высокий	Применение морозоустойчивых материалов и систем
	Проблемы с подводной инфраструктурой	3 – средняя	4 – серьёзные	Высокий	Защита трубопроводов, подводный мониторинг
	Ограниченная ремонтпригодность зимой	3 – средняя	3 – средние	Средний	Профилактика и резервирование ключевых систем
Экологический	Загрязнение акватории при аварии	2 – низкая	5 – катастрофические	Высокий	Наличие аварийных систем, экологический контроль
	Нарушение миграционных маршрутов рыбы	2 – низкая	3 – средние	Средний	Сезонное планирование операций
Транспортный	Недоступность	3 –	3 – средние	Средний	Ледокольное

	навигационного маршрута зимой	средняя			сопровождение , хранение продукции на берегу
	Задержки при отсутствии специализированного флота	2 – низкая	4 – серьёзные	Средний	Использование судов ледового класса
Инвестиционный	Рост стоимости реализации из-за логистики и инфраструктуры	3 – средняя	4 – серьёзные	Высокий	Господдержка, поэтапное финансирование
	Увеличение сроков окупаемости при изменении экспортных условий	3 – средняя	4 – серьёзные	Высокий	Гибкое планирование, адаптивные бизнес-модели
Социальный	Низкая вовлечённость местных сообществ	2 – низкая	3 – средние	Средний	Социальные инициативы, поддержка инфраструктуры региона
	Возможное недоверие со стороны населения	2 – низкая	3 – средние	Средний	Прозрачная информация, участие в диалоге с населением

На основе изложенной выше информации можно выделить и проанализировать основные типы рисков для данного проекта:

- Технические риски – самый критичный по уровню риск для данного проекта. Независимо от того, что платформа разрабатывалась специально для функционирования в экстремальных климатических и погодных

условиях, невозможно стопроцентно гарантировать исправность оборудования в таких условиях. Влияние плотного, пресного, мощного льда, который создает постоянное давление на конструкцию платформы только усугубляет положение. Уровень риска – высокий.

- Экологические риски – в данном проекте предусмотрена система “нулевого сброса” при которой, все отходы производства и жизнедеятельности будут утилизироваться на суше, что минимизирует вероятность попадания их в морскую среду. Уровень риска – высокий.
- Транспортные риски – проект зависим от летней навигации, для доставки самой платформы или персонала и оборудования. Рядом с месторождением неразвита портовая инфраструктура. Логистика сильно зависима от природных условий. Уровень риска – средний.
- Инвестиционные риски – компания «Газпром» осуществляемая реализацию данного проекта имеет государственную поддержку и льготы деятельности на шельфе. В нынешней мировой обстановке добыча углеводородных ресурсов в России подвергается огромному количеству санкций, что усложняет экспорт и покупку необходимого для работы оборудования. Уровень риска – высокий.

Исходя из вышеперечисленных факторов можно выделить самые важные риски, которые требуют постоянного мониторинга на этапе реализации проекта – Технические риски, имеют самый критический уровень из всех представленных, могут повлечь за собой непоправимые последствия, в том числе катастрофические техногенные аварии. Транспортные и инвестиционные риски имеют высокий уровень риска, необходимо наблюдение и управление данными рисками, могут повлечь серьезные проблемы.

3.5 Анализ рисков на примере проекта «Арктик СПГ-2»

«Арктик СПГ-2» - проект по добыче углеводородных ресурсов на арктическом шельфе России, реализуемый ПАО «Новатэк» на Гыданском полуострове, в акватории Обской губы. Данный проект является одним из крупнейших СПГ-комплексов в мире, ориентированным на экспорт природного газа, в том числе по Северному морскому пути. Общие извлекаемые запасы газа в рамках проекта оцениваются более чем в 1,9 трлн. куб. м, а проектная мощность – 19,8 млн. тонн СПГ в год.

Проект включает строительство трёх производственных линий на гравитационных платформах (ГРП), размещённых на акватории Обской губы (рисунок 13), что создаёт особые технологические и логистические вызовы. Каждая линия представляет собой автономную технологическую платформу, построенную в Мурманске и транспортируемую по морю к месту эксплуатации.



Рисунок 13 – Макет производственных линий «Арктик СПГ-2».

Для наглядного обобщения и структурирования полученной информации по основным видам рисков, выявленных в рамках реализации проекта «Арктик СПГ-2», была составлена таблица рисков (таблица 6). В ней представлены ключевые типы рисков, формы их проявления, экспертная оценка вероятности наступления и тяжести последствий, а также меры по их минимизации. Такая систематизация позволяет определить приоритетные угрозы, требующие первоочередного внимания при реализации проекта, и сформировать основу для эффективного управления рисками на всех стадиях.

Таблица 6 – Анализ рисков проекта «Арктик СПГ-2».

Тип риска	Форма проявления	Вероятность	Последствия	Уровень риска	Меры минимизации
Технический	Повреждение платформ из-за дрейфующих льдов	4 – высокая	5 – катастрофические	Критический	Усиление конструкций, ледовая разведка, дистанционный контроль
	Отказы оборудования при транспортировке и монтаже ГРП	3 – средняя	4 – серьёзные	Высокий	Заводская сборка, резервирование узлов
	Зависимость от точности позиционирования платформ	3 – средняя	4 – серьёзные	Высокий	Системы стабилизации, регулярная геодезическая проверка
Транспортный	Затруднённости логистики из-за	4 – высокая	4 – серьёзные	Высокий	Ледовые танкеры Arc7, календарное

	ограниченно й навигации по СМП				планирование поставок
	Ограниченны й доступ к вспомогатель ному флоту зимой	3 – средняя	4 – серьёзные	Высокий	Наличие базового ледокольного флота, мобилизационн ые резервы
Инвестиционн ый	Уход иностраннных партнёров, поставщиков оборудовани я	5 – крайняя	4 – серьёзные	Критичес кий	Импортозамещ ение, пересмотр проектных решений
	Рост стоимости и сроки окупаемости из-за санкций и логистики	4 – высокая	4 – серьёзные	Высокий	Господдержка, фазирование реализации
Экологический	Загрязнение акватории в случае аварии на ГРП	2 – низкая	5 – катастрофиче ские	Высокий	Системы сбора и локализации, тренировки по ЧС
	Нарушение миграции и среды обитания морских млекопитаю щих	3 – средняя	3 – средние	Средний	Мониторинг фауны, сезонные ограничения работ
Социальный	Недостаточн ое участие местного населения в	2 – низкая	3 – средние	Средний	Программы занятости, развитие инфраструктур

	проекте				ы региона
--	---------	--	--	--	-----------

На основе проведенного анализа можно выделить ряд ключевых рисков, оказывающих наиболее существенное влияние на успешную реализацию проекта. Эти риски отличаются либо высокой вероятностью, либо тяжёлыми последствиями, либо одновременно тем и другим. Их учёт и управление ими критически важны на всех этапах жизненного цикла проекта.

1. Технические риски, связанные с риском повреждения платформы от дрейфующих льдов.

Этот риск признан критическим ввиду специфики конструкции проекта: производственные линии размещаются на гравитационных платформах (ГРП) прямо в акватории Обской губы. Арктическая зона характеризуется высокой ледовой активностью и давлением. Несмотря на защитные меры, экстремальные погодные и ледовые условия могут вызвать физические повреждения конструкций или нарушить их устойчивость, что приведёт к остановке производства и угрозе аварии. Учитывая масштаб и стоимость каждой линии, последствия могут быть катастрофическими.

2. Инвестиционные риски, связанные с уходом иностранных партнёров и поставщиков

Проект в значительной степени изначально полагался на иностранное участие: технологическое (СПГ-оборудование), финансовое и логистическое. После введения международных санкций в 2022 году часть иностранных компаний покинула проект, что поставило под угрозу поставки оборудования и компетенций. Этот риск критичен, поскольку задержки в поставках или невозможность замены компонентов могут остановить проект или потребовать его кардинальной переработки.

3. Затруднённость логистики и зависимости от Северного морского пути (транспортный риск)

Основной маршрут вывоза продукции — Северный морской путь (СМП), навигация по которому ограничена по времени и зависит от погодных условий и доступности ледокольной поддержки. Нарушения в логистике могут привести к срывам отгрузки, перегрузке складов и простоям. Это создаёт значительные риски для реализации экспортных контрактов, особенно с учётом высокой сезонности поставок.

4. Рост стоимости проекта и увеличение сроков окупаемости (инвестиционный риск)

Санкционные ограничения, рост логистических затрат, удорожание строительства и локализация производств существенно увеличивают капитальные и операционные издержки проекта. В условиях ограниченного внешнего финансирования это приводит к удлинению сроков возврата инвестиций и снижает его финансовую устойчивость. В долгосрочной перспективе риск заключается в ухудшении экономических показателей и возможной убыточности отдельных фаз.

5. Экологические риски, особенно при авариях в условиях Арктики

Несмотря на относительно низкую вероятность серьёзных аварий, последствия даже одного крупного инцидента (например, утечка газа или взрыв на платформе) в арктической зоне могут быть экологически катастрофичны. В условиях низких температур и ледяного покрова проведение аварийно-спасательных работ крайне затруднено, а экосистема региона — крайне уязвима. Это может повлечь не только экологические, но и репутационные, юридические и финансовые потери.

3.6 Сравнительный анализ рисков проектов «месторождение Каменномысское море» и «Арктик СПГ-2».

Для более глубокой оценки специфики рисков, возникающих при освоении углеводородных ресурсов на арктическом шельфе, приведено сравнение двух крупных российских проектов: «Каменномысское-море» и «Арктик СПГ-2». Оба проекта реализуются в Обской губе, но отличаются масштабом, техническими решениями, типом добычи и логистической инфраструктурой. Соответственно, отличаются и их рисковые профили.

Сравнение проведено по ключевым типам рисков, оцененным ранее, а также составлена таблица со сходными и отличными аспектами (таблица 7).

Таблица 7 – Сравнительная таблица рисков проектов «Арктик СПГ-2» и «месторождение Каменномысское море».

Тип риска	Каменномысское-море	Арктик СПГ-2	Сравнение
Технический	Риски связаны с морозами, отказами подводных систем	Риски связаны с ледовой нагрузкой на платформы и монтажом ГРП	У «Арктик СПГ-2» технические риски выше по масштабам и условиям
Транспортный	Использование существующей инфраструктуры, ограниченная зависимость от СМП	Полная зависимость от навигации по СМП, ледовые танкеры	У «СПГ-2» транспортные риски значительно выше
Инвестиционный	Средняя капиталоемкость, долгий срок окупаемости	Крайне высокая капиталоемкость, санкционные риски, уход партнёров	У «Арктик СПГ-2» инвестиционные риски критические

Экологический	Умеренные: прибрежная зона, сниженные риски разлива	Высокие: оффшорные платформы, угроза загрязнения акватории	У «СПГ-2» потенциальный ущерб экологии выше.
Социальный	Низкая плотность населения, отсутствие конфликтов с КМНС	Требуются компенсации и участие местных властей	Уровень социальных рисков схож, но у «СПГ-2» он выше.

К ключевым отличиям между проектами можно отнести:

1. Техническая реализация – «Каменномысское-море» реализуется на более стабильной береговой платформе и с использованием традиционных технологий газодобычи. В то время как «Арктик СПГ-2» использует гравитационные платформы, создавая уникальные риски монтажа, транспортировки и эксплуатации;
2. Логистика и транспорт – проект «Каменномысское-море» опирается на локальную инфраструктуру Ямала, без критической зависимости от Северного морского пути. Напротив, «Арктик СПГ-2» практически полностью зависит от сезонной навигации, ледоколов и судов класса Arc7;
3. Инвестиционная нагрузка – «Каменномысское-море» - это внутренний, в большей степени государственный проект, то «Арктик СПГ-2» изначально строился на основе международного партнёрства и экспортной ориентации. После 2022 года он столкнулся с резким ростом инвестиционных и политических рисков;
4. Экологическая чувствительность – поскольку «Каменномысское-море» находится в прибрежной акватории с меньшей ледовой активностью,

риск экологических катастроф ниже. В случае «Арктик СПГ-2» речь идёт о тяжелых морских платформах в открытых арктических условиях, где аварии может иметь международный резонанс.

Оба проекта демонстрируют высокий уровень комплексных рисков, но различаются по характеру уязвимости:

- «Каменномысское-море» - пример относительно сбалансированного проекта с управляемыми техническими и инвестиционными рисками. Его основная уязвимость – технические сбои и логистика в зимний период.
- «Арктик СПГ-2» - проект с международной вовлеченностью, так как рассчитан на экспорт газа, из-за чего ему присуще высокая степень риска, в особенности инвестиционных и транспортных. Он требует многослойной системы управления рисками и адаптации под внешнеэкономические вызовы.

Сравнительный анализа данных проектов помогает не только глубже понять структуру рисков арктических проектов, но и подчеркнуть важность индивидуального подхода к управлению рисками в зависимости от модели реализации и окружения проекта.

Заключение

Освоение углеводородных ресурсов арктического шельфа России представляет собой одно из ключевых направлений долгосрочной энергетической стратегии страны. Значительные запасы нефти и газа в арктических морях, таких как Баренцево, Карское и Печорское, способны не только обеспечить стабильность энергетического баланса в условиях истощения месторождений на суше, но и укрепить позиции России на глобальном энергетическом рынке.

Однако реализация проектов на арктическом шельфе сопряжена с рядом масштабных и взаимосвязанных рисков, которые существенно усложняют принятие инвестиционных и технических решений. В ходе исследования было выявлено, что к числу наиболее значимых относятся: технические, экологические, транспортные, геологические, социальные и инвестиционные риски.

На основе методики матрицы рисков был проведен качественный анализ вероятности наступления и тяжести последствий различных видов рисков. Результаты анализа самую наибольшую угрозу для реализации проектов на арктическом шельфе представляют технические и экологические риски, требующие первоочередного внимания со стороны разработчиков и регулирующих органов.

Таким образом, для успешного освоения ресурсов арктического требуется повышение технологической независимости России, наращивание объемов геологоразведки, развитие ледостойкой транспортной и производственной инфраструктуры, а также внедрение комплексных природоохранных и мониторинговых мер.

Список использованной литературы

1. Биби-Эйбат (месторождение) // Википедия. [2024]. [Электронный ресурс]. URL: <https://ru.wikipedia.org/?curid=2431394&oldid=135814637> (дата обращения: 03.02.2025)
2. Шельфовая добыча: история и современность [Электронный ресурс]. URL: <https://spec.tass.ru/first-in-the-arctic/shelfovaya-dobycha> (дата обращения: 03.02.2025).
3. Добыча на шельфе как стратегическое направление развития отрасли [Электронный ресурс]. URL: https://shelf.neftegaz.ru/article/liniya_shelfa_mlsp_prirazlomnaya_na_peredovoy (дата обращения: 03.02.2025).
4. Линия шельфа: МЛСП «Приразломная» на передовой [Электронный ресурс]. URL: https://shelf.neftegaz.ru/article/liniya_shelfa_mlsp_prirazlomnaya_na_peredovoy (дата обращения: 03.02.2025).
5. Global and Russian Energy Outlook up to 2040 – Report of The Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences (ERI RAS) and the Analytical Centre of the Government of the Russian Federation [Электронный ресурс]. URL: https://www.eriras.ru/files/Global_and_Russian_energy_outlook_up_to_2040.pdf (дата обращения: 03.02.2025).
6. Страны-лидеры по добыче нефти на шельфе [Электронный ресурс]. URL: <http://caspiabarrel.org/ru/2017/09/ctany-lidery-po-dobychenefiti-na-shelfe/> (дата обращения: 03.02.2025).
7. Пономарев А.С., Поздняков А.С. Современные тренды развития мирового сектора морской добычи углеводородов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 11. С. 40–50.
8. Потенциал развития добычи на шельфе в России: проблемы и перспективы. // Масаков Г., Трифонова В. Статья «СекторМедиа» от 10.06.2024. [Электронный ресурс]. URL: <https://dzen.ru/a/ZmXIGE0LkAszUD2w> (дата обращения: 03.02.2025).

9. «Морская доктрина Российской Федерации» от 31 июля 2022 г. N 512
10. Воронина Е.П. Международная и российская практика транспортировки углеводородов для формирования грузопотоков нефти с арктического шельфа России. – Москва: Издательство “ИЭ РАН”, 2007. – 180 с.
11. Григоренко Ю.Н., Мирчинк И.М., Савченко В.И., Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние и проблемы освоения [Электронный ресурс]. URL: www.vipstd.ru/gim/content/view/6/75/#ch6 (дата обращения: 03.02.2025)
12. Бондаренко Л.А. Аполонский А.О. Арктическая зона России. Углеводородные ресурсы: проблемы и пути решения. - Москва: ИАЦ «Энергия», 2009. - 120 с.
13. Алексеев С.П., Добротворский А.Н., С.В. Яценко О комплексной системе обеспечения безопасности освоения морских нефтегазовых месторождений Сахалина // Морские исследования и технологии изучения природы Мирового океана, 2005
14. Ермилов О.М., Миловидов К.Н., Чугунов Л.С., Ремизов В.В. Под редакцией проф. Вяхирева Р.И. Стратегия развития нефтегазовых компаний. - М.: Наука, 1998. - 623 с.
15. Назаров В.И., Калист Л.В. Риски в системе управленческих решений по выбору направлений и объектов освоения морских углеводородных ресурсов // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2007
16. МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ ISO 31000:2018 «Управление рисками – принципы и руководство» вторая редакция от 02.2018. Перевод документа IEC 31010, Risk management — Risk assessment techniques.
17. ГОСТ Р ИСО 17776-2012 «Руководство по оценке рисков в нефтегазовой промышленности».
18. Каменномысское-море (месторождение) // Газпром. [2023]. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom.ru/projects/kamennomysskoe/>. (дата обращения: 04.06.2025)

