

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М.В. ЛОМОНОСОВА
ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

На правах рукописи

Серебренников Евгений Владимирович

**ЭКОЛОГО–ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДОБЫЧИ
УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОГО СЕВЕРА**

5.2.3 — Региональная и отраслевая экономика
(экономика природопользования и землеустройства)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
доктор экономических наук, профессор
Кудрявцева Ольга Владимировна

Москва – 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1.	19
РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ	19
1.1. СОСТОЯНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИИ И ВОЗМОЖНОСТИ РАСШИРЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗА СЧЕТ ВОВЛЕЧЕНИЯ В ХОЗЯЙСТВЕННЫЙ ОБОРОТ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ.	20
1.2. ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ	25
1.3. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ОСВОЕНИЮ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.	30
ГЛАВА 2.	36
СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА РОССИЙСКИХ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ	36
2.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ И ВЛИЯНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ САНКЦИЙ НА ОКУПАЕМОСТЬ НОВЫХ ПРОЕКТОВ	37
2.2. ОКУПАЕМОСТЬ ЗАТРАТ НА ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ	45
2.3. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОКУПАЕМОСТИ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ	60
ГЛАВА 3.	66
УЧЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АРКТИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ	66
3.1. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ	67
3.2. МЕХАНИЗМЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ ВНЕДРЕНИЯ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ	117
3.3. ВЛИЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И ФОРМИРОВАНИЯ МОДЕЛИ НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКИ НА ОКУПАЕМОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ	125
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	132
ЛИТЕРАТУРА	140
ПРИЛОЖЕНИЕ	154

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Важность углеводородного фактора в развитии глобальной и региональной экономики, несмотря на зеленые тренды и наступление эпохи постиндустриального общества, не ослабла, если не усилилась. Сложно переоценить влияние конъюнктуры цен на углеводороды в рамках глобальной экономики и международной торговли [1, 2].

Экспоненциальный рост численности населения в мире за последние сто лет обеспечивает экспоненциальный рост потребления энергоресурсов и увеличение динамики грузоперевозок, что накладывает дополнительные сложности на формирование средне- и долгосрочных экономических стратегий; истощенность углеводородов наряду с новыми экологическими вызовами делает изучение перспектив отечественной добычи углеводородов на новых территориях, в частности, на арктическом шельфе, крайне актуальным.

Наличие огромных запасов углеводородов на российском арктическом шельфе сопряжено с суровыми климато-географическими условиями, логистической удаленностью, недостаточным уровнем развитости инфраструктуры, а также долгим сроком окупаемости в связи с большими инвестициями на фоне высокой волатильности рынков углеводородов; повышенными экологическими рисками. Следовательно, являясь аспектом высокого стратегического уровня значимости (национальная энергетическая безопасность), исследования российских шельфовых арктических проектов, зависимых от внешних экономических факторов (индикаторы спотовых и фьючерсных цен на углеводороды, динамика рынка «бумажной» нефти), от налоговых условий, предписаний и нормативно-правовых ограничений в области экологического права и недропользования, актуальны и необходимы.

Окупаемость шельфовых арктических проектов вариативна в зависимости от климатогеографических и физико-геологических характеристик разрабатываемого месторождения, геологоразведочных, инфраструктурных, нефтесервисных, добычных, транспортных технологий, используемых нефтегазовыми компаниями.

Именно это является причиной, характеризующей существование лимитированных возможностей усредненного анализа развития отрасли, который может базироваться лишь на медианных значениях числовых показателей переменных, используемых в формулах математического моделирования, либо допускающей микроэкономический анализ — моделирование разработки конкретных месторождений, добычных территорий в рамках проектной и практической деятельности, функционирования одной корпорации, в современных условиях российской нефтегазодобывающей отрасли — вертикально-интегрированной компании. Вследствие этого, математический анализ разработки конкретного месторождения в частном случае, вкупе с рассмотрением экологических вызовов, будет весьма актуален. Также на этом фоне значительно возрастает необходимость усиления экологического контроля, имплементации новых механизмов предотвращения техногенных происшествий, связанных с нефтеразливами, разработки мероприятий по минимизации возможного экологического ущерба. Именно поэтому необходимость усовершенствования методов оценки стоимости мероприятий по ликвидации экологических последствий нефтеразливов, унификации подходов и регламента российского экологического страхования и экологического законодательства особенно актуальны в последние годы.

Степень разработанности темы

В централизованной, командной экономике СССР крайне важным направлением исследований являлось решение проблемы восполнения минерально-сырьевой базы углеводородов. Смена экономической парадигмы в постсоветскую эпоху, а также преобразования в нефтегазовой отрасли повлияли на формирование новой теоретической базы. Рост мировых цен на углеводороды обеспечил рост национальной экономики в 2000-е годы, но в очередной раз выявил проблему зависимости сырьевой российской экономики от ценовой конъюнктуры в мире.

Это является весомой причиной разработки новой стратегии интеграции, модернизации и диверсификации рисков отечественного нефтегазового комплекса

(НГК). Значительное влияние на исследование будущего развития отечественного нефтегазодобывающего комплекса (НГК) и проблем экологического страхования внесли такие ученые, как: В.В.Бушуев, О.Б.Брагинский, А.А.Конопляник, А.К.Криворотов, Я.М.Миркин, Г.А.Моткин, А.С.Тулупов, А.В.Шевчук и многие другие. Концептуальное влияние на развитие идей экономики природопользования, сбалансированного эколого-экономического роста, устойчивого развития, экологизации экономики, интернализации экстерналий оказали работы таких исследователей как Т.С.Хачатуров, С.Н.Бобылев, В.И.Данилов-Данильян. Проблемы экономики природопользования в контексте устойчивого развития исследуют И.М.Потравный, О.В.Кудрявцева, О.И.Маликова, К.В.Папенков, С.В.Соловьева, С.М.Никоноров, И.Ю.Ховавко. Комплекс задач математического моделирования поведения нефтегазовых скважин при геологоразведке и добыче получил последовательное развитие в фундаментальных работах Д.В.Шевченко. Эволюция отечественного топливно-энергетического комплекса в целом и на определенных территориях, также в контексте энергетического перехода рассмотрена в работах А.А.Курдина, Ю.А.Плаkitкина, Л.С.Плаkitкиной, Б.Н.Филина. Среди зарубежных мыслителей, внесших вклад в развитие отрасли, можно упомянуть таких ученых, как Д.Ергин, С.Гримас, М.Портер, С.Симонс, Д.Фэй, С.Халмемисс и многих других.

Вопросам изучения методов оценки разливов нефтепродуктов на суше, море и шельфе, а также подсчета стоимости мероприятий по их ликвидации посвящено большое количество теоретических и экспериментальных работ исследователей из различных областей науки и регионов мира с конца 1970-х годов прошлого столетия. Стоит упомянуть работы С.Гримаса, С.Аллена и Дж.Долцетти, в которых математически исследована задача экспресс-оценки скорости проникновения углеводородов в почвы после аварийного разлива для целей быстрого реагирования, экспериментальные работы Дж.Фэя, результатом которых стало создание математической теории физических процессов нефтяного разлива на морской поверхности, ряд работ О.В.Кудрявцевой, Ж.Муангу, в которых исследована задача снижения экологических ущербов в энергетическом комплексе

посредством определения масштабов загрязнения от разливов нефти на нефтепроводах, выявлены основные проблемы экологического страхования в России и пути их решения, а также рассмотрены проблемы страхования ответственности за загрязнение окружающей среды в российском нефтегазовом секторе. Примечательны исследования П.А.Красильникова и В.В.Середина по изучению закономерностей и построению математических моделей распределения углеводородов по разрезу на территориях нефтеперерабатывающих предприятий, в которых последовательно развиваются идеи оценки динамики распространения и величины экологического ущерба при разливе углеводородов, а также методики возможных мероприятий по их ликвидации. Значительный вклад в развитие идей устойчивого развития в России, а также формирования концепции энергетического перехода, эволюции экономических инструментов энергетической отрасли и интернализации экстерналий внесли работы С.Н.Бобылева, О.И.Маликовой, С.В.Соловьевой, И.Ю.Ховавко. Широко рассмотрены эколого-экономические аспекты технологического развития Арктики в работах А.В.Шевчука, в которых последовательно исследуются вопросы экологической безопасности и ликвидации накопленного экологического ущерба. Крупный вклад в исследование проблем отечественного экологического страхования внесли работы Г.А.Моткина и А.С.Тулупова, в которых развивается вопрос обязательного экологического страхования и интернализации экологических экстерналий. Стоит отметить, что большая часть работ по данной тематике посвящена разливам продуктов углеводородов на суше, на континентальных территориях, в то же время рассмотрение задач на морской поверхности и на шельфе очень важно в настоящее время: при разливе углеводородов жидкой фракции необходимо учитывать влияние морских течений, градиент температур и множество других факторов, сводящих математическое моделирование лишь к описательной модели (не говоря уже о случаях неконтролируемых выходов попутного газа на морском шельфе, описываемых задачей распространения газа в слоях жидкости, восходящей в фундаментальную механику).

С учетом интенсивной динамики развития отечественного нефтегазодобывающего комплекса за последние 30 лет, выбор дальнейшего направления развития отрасли продолжает иметь дискуссионный характер.

Фундаментальное изменение характера национальной экономики, имеющей и поныне элементы переходного характера — от централизованной к рыночной — порождает актуальность и необходимость новых идей по развитию каждой отрасли, включая такую стратегически важную, как нефтегазодобыча. Отсюда, учитывая текущее движение в сторону усиления государственного участия в управлении функционирования НГК, вытекает цель исследования.

Цель диссертационного исследования

Целью работы является комплексное выявление эколого-экономических перспектив развития добычи углеводородов в условиях Крайнего Севера. Определены **задачи** диссертационного исследования:

1. Выявить ключевые факторы развития российского нефтегазодобывающего комплекса на фоне текущей трансформации мирового рынка энергоресурсов и условия, влияющие на целесообразность освоения нефтегазовых месторождений в российской Арктике, определить эколого-экономические перспективы добычи углеводородов в российской Арктике на фоне современных глобальных вызовов.
2. Разработать концепцию осуществления разработки, освоения и развития газоконденсатного месторождения, учитывающую ряд сценариев финансового результата.
3. Разработать метод оценки финансового обеспечения мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба при разливах углеводородов на арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах.
4. Осуществить математическое моделирование разливов нефти на арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах, провести оценку стоимости мероприятий по ликвидации этих происшествий.

Объект исследования: арктические шельфовые нефтегазодобывающие проекты компаний ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК».

Предмет исследования: эколого-экономические особенности развития добычи углеводородов в русской Арктике.

Теоретической основой исследования явились работы отечественных и зарубежных ученых, в частности, исследования отечественных ученых в области развития нефтегазодобывающего комплекса России. В качестве информационных источников исследования служат статистические материалы Правительства РФ, Минэкономки РФ, Минэнерго РФ, Минфина РФ, материалы крупнейших российских нефтегазовых компаний ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК».

Методологическую основу исследования составили методы экономико-математического, системного анализа. Также были применены методы теоретического, эмпирического и математического исследования (функциональный анализ, метод научной интерпретации, сравнительно-аналитический анализ и т.д.). Был применен метод математического моделирования в программе Wolfram Alpha. При проведении исследования использовались данные аналитических обзоров, а также нормативно-правовые документы РФ.

Информационную базу составили научные периодические издания, материалы конференций, монографии, статистические данные, нормативно-правовая, справочная и учебно-методическая литература, а также официальные данные компаний ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК».

Научная новизна результатов исследования:

1. На основании выявленных ключевых факторов и условий развития нефтегазодобывающей отрасли на российских арктических шельфовых территориях с учетом климатогеографических особенностей региона и существующих экологических и рыночных ограничений на фоне текущей глобальной турбулентности и современных экономических вызовов определены эколого-экономические перспективы добычи углеводородов в российской Арктике.
2. Разработана концепция осуществления разработки, освоения и развития Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море, учитывающая ряд сценариев финансового результата.
3. Проведен сравнительный анализ методических подходов недропользования, государственного регулирования и экологического права при разработке арктических нефтегазодобывающих шельфовых проектов в Норвегии, Канаде, США и России. Впервые разработан метод оценки финансового обеспечения мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба при разливах углеводородов на арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах.
4. Впервые осуществлено математическое моделирование нефтеразливов на арктических шельфовых нефтегазоконденсатных месторождениях «Приразломное» и «Победа»; проведена оценка стоимости мероприятий по ликвидации данных происшествий, показавшая многократное превышение их стоимости над стоимостью добытых нефтепродуктов.

Положения, выносимые на защиту:

1. Российская нефтегазодобывающая отрасль сегодня — доминанта отечественной экономики, несмотря на «зеленую» мировую энергетическую повестку. Высокая степень выработки запасов углеводородов на отечественных месторождениях Каспийского, Волго-Уральского, Восточно-Сибирского, Охотского бассейнов, повышенный интерес Норвегии, Канады и США к шельфовым месторождениям в последние десятилетия, усиление роли Северного Морского Пути в мировой торговле, волатильная рыночная

конъюнктура цен на энергоносители, сенсительная к геополитическим событиям, определяют необходимость движения отечественной нефтегазодобывающей отрасли в Арктику как задачу стратегического значения для экономики России.

Колоссальный объем разведанных запасов углеводородов российского Севера, стремительный рост энергопотребления на базе традиционных энергоносителей, повышение ежегодных медиан температур арктических широт, увеличение годового временного лага навигации по Северному Морскому пути, развитие отечественного атомного ледокольного флота, смена вектора экспортных поставок сжиженного природного газа и сырой нефти в страны Северной и Юго-Восточной Азии, экологизация нефтегазодобывающей отрасли определяют эколого-экономические перспективы комплексного развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли и территорий русской Арктики.

2. Концепция разработки и освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море содержит несколько сценариев финансового результата.

Расчеты с использованием прикладного пакета программ Wolfram Alpha показали, что в медианном, базовом приближении средний срок возврата инвестиций составляет 15-20 лет. Основные характеристики данного сценария: цена 60-80 \$/баррель нефти Brent, 6-8 \$/БТЕ СПГ, морской экспорт в дружественные страны Северной и Юго-Восточной Азии, реэкспортные морские и трубопроводные поставки в европейские страны и на внутренний рынок с последующим прямым выходом на рынки потребления Евросоюза и стран Северной Америки при отмене санкционных ограничений в период 48-60 месяцев.

3. Проведен сравнительный анализ методических подходов недропользования, государственного регулирования и экологического права при разработке арктических нефтегазодобывающих шельфовых проектов в Норвегии, Канаде, США и России.

Показано, что продолжительный и успешный опыт Норвегии в области государственного управления и регулирования нефтегазодобывающей отрасли может быть внедрен в России в виде институтов государственно-частного партнерства при разработке арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектов и характеризоваться синергетическими эффектами для развития отрасли, а именно: имплементация частных финансовых институтов нивелирует геополитические издержки отрасли, диверсифицирует технологические и экологические риски.

В рамках разработанного метода оценки финансового обеспечения мероприятий по ликвидации экологического ущерба при разливах углеводородов на арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах предложен специальный индикатор — коэффициент финансовых потерь при нефтеразливе, позволяющий оценить соотношение спотовой цены утерянных нефтепродуктов и итоговой стоимости технологий по устранению разлива.

Показано, что введение обязательного корпоративного экологического страхования шельфовых нефтегазодобывающих арктических проектов, а также обязательств по предотвращению и устранению возможного экологического ущерба характеризуются возможными мультипликативными экологическими и экономическими эффектами.

Доказана необходимость создания единой открытой базы статистических данных по экологическим катастрофам, единой государственной системы методов оценки предполагаемого экологического ущерба, а также государственной системы фискальных и конкурсно-лицензионных поощрений для нефтегазодобывающих компаний, придерживающихся высоких стандартов экологического контроля.

4. Математическое моделирование нефтеразливов на арктических шельфовых нефтегазоконденсатных месторождениях «Приразломное» и «Победа» с помощью прикладного пакета программ Wolfram Alpha показало

нелинейную динамику распространения разливов в условиях сложной ледовой обстановки.

Оценка стоимости мероприятий по ликвидации нефтеразливов на арктических шельфовых нефтегазоконденсатных месторождениях выявила значительное превышение их стоимости над рыночной стоимостью углеводородов (коэффициент финансовых потерь составляет 3,13 и 3,17 раза для месторождений «Приразломное» и «Победа» соответственно).

Полученные численные оценки обосновывают необходимость создания государственного экологического фонда средств ликвидации разливов и введение обязательного корпоративного экологического страхования.

Соответствие диссертации Паспорту научной специальности

Работа выполнена в соответствии с пунктами:

9.1. Теоретические и методологические основы экономики природопользования, землеустройства и охраны окружающей среды;

9.7. Разработка и совершенствование методов и методик экономической оценки и компенсации ущерба окружающей среде;

9.9. Совершенствование нормативной базы эколого-экономического обоснования использования земельных и иных видов природных ресурсов;

9.11. Экологическая политика. Стимулирование экологизации экономики и повышения эффективности природопользования методами экономической политики;

9.19. Проблема борьбы с климатическими изменениями. Вопросы развития «зеленой» и низкоуглеродной экономики

Паспорта научной специальности 5.2.3 — Региональная и отраслевая экономика (экономика природопользования и землеустройства).

Личный вклад автора состоит в проведении исследований теоретического и экспериментального характера, включая разработку методики и инструментария

эмпирического и математического исследования, сбора, обработки статистических данных, моделирования исследуемого процесса, а также в подготовке методических рекомендаций по формированию эффективного механизма экономико-правового обеспечения и экологизации развития арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектов.

Теоретическая значимость диссертационной работы определяется основными научными положениями и выводами, составляющими научную новизну, дающими возможность существенно расширить имеющиеся научные представления о закономерностях, принципах, методах и способах обеспечения развития арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектов.

Практическая значимость диссертационной работы определяется возможностью применения выводов и результатов исследования нефтегазодобывающими компаниями при планировании новых арктических шельфовых проектов, страховыми организациями для совершенствования программ экологического страхования, а также надзорно–регулирующими органами при разработке и реализации государственной политики по развитию экологии недропользования. Материалы диссертационной работы могут найти применение при преподавании учебных дисциплин «Экономика устойчивого развития», «Современные энергетические рынки», «Экономический анализ энергетических рынков», «Экономика топливно-энергетического комплекса», «Экономика природопользования», «Управление рисками и страхование», «Страховое дело» в высших учебных заведениях.

Апробация и реализация результатов исследования

Результаты данного исследования представлены автором на следующих международных конференциях:

1. Международная научная конференция «Экономика и экология: вызовы XXI века», посвященная 110-летию со дня рождения академика Т. С. Хачатурова 2016, стендовый доклад.

2. Международная научная конференция ИМЭМО РАН «Ускорение мирового энергетического перехода: основные направления и риски» 2021, устный доклад.

3. Международная конференц-сессия «Государственное управление и развитие России: глобальные тренды и национальные перспективы» РАНХиГС 2022, устный доклад.

4. Международная научная конференция «Хачатуровские чтения – 2022 «Устойчивое развитие и национальные цели», устный доклад.

Публикации результатов исследования

Публикации результатов исследования. По теме диссертации опубликовано 7 статей общим объемом 5,45 п.л. в изданиях, рекомендованных ВАК, в том числе 5 статей общим объемом 4,65 п.л., в журналах, рекомендованных Ученым советом МГУ для защиты в диссертационном совете МГУ по научной специальности 5.2.3 — Региональная и отраслевая экономика (экономика природопользования и землеустройства). Объем личного вклада автора в публикации из списка МГУ, выполненные автором в соавторстве, составляет 1,7 п.л., без соавторства – 2,95 п.л.

Публикации соискателя по теме диссертации

Научные статьи, опубликованные в рецензируемых журналах из перечня рекомендованных Министерством высшего образования и науки РФ, по соответствующим специальностям и отраслям наук на основании решения Ученого совета МГУ по представлению Ученых советов структурных подразделений:

1. Кудрявцева О.В., Серебренников Е.В. Перспективы развития Российской нефтегазодобывающей отрасли в контексте энергетического перехода и формирования модели низкоуглеродной экономики // Экономическое возрождение России. – 2022 – № 2 – С. 137-143 DOI.

2. Маликова О.И., Серебренников Е.В. Эколого-экономические риски освоения запасов углеводородов и технологии ликвидации нефтеразливов на российском арктическом шельфе // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. – 2022 – № 3 – С. 59-68.
3. Серебренников Е.В. Экономико-правовые особенности экологического страхования арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектов на примере месторождения «Победа» // Экономика устойчивого развития. – 2022 – № 2– С. 173-175.
4. Кудрявцева О. В., Серебренников Е. В. Использование математических методов исследования для анализа эколого-экономических перспектив Российских арктических нефтедобывающих шельфовых проектов // Russian Journal of Economics and Law (Актуальные проблемы экономики и права). — 2022. — Т. 16, № 3. — С. 535-547 DOI.
5. Серебренников Е.В. Стратегические и экологические особенности развития добычи углеводородов в российской Арктике // Инновации и инвестиции. – Издательство Общество с ограниченной ответственностью «Русайнс» (Москва) – 2019 – № 5, С. 282-289.

Иные публикации в журналах из перечня, рекомендованных Министерством высшего образования и науки РФ, по соответствующим специальностям и отраслям наук:

1. Серебренников Е.В. Развитие методических подходов в экологическом страховании арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектов на примере Приразломного месторождения // Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2022 – № 3 – С. 132-138 DOI.
2. Серебренников Е.В. Анализ развития арктического шельфового нефтегазодобывающего проекта на примере Штокмановского месторождения // Финансовые рынки и банки. Издательство Общество с ограниченной ответственностью Издательство «КноРус» (Москва) – 2022 – № 3 – С. 108-111.

Структура диссертации

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы и приложения. Полный объем диссертации 177 страниц текста с 40 рисунками и 15 таблицами. Список литературы содержит 131 наименование.

Первая глава содержит анализ и обзор теоретических предпосылок для формирования стратегии развития добычи углеводородов в российской Арктике.

В разделе 1.1. детально характеризуется состояние минерально-сырьевой базы России и возможности расширения добычи углеводородов за счет вовлечения в хозяйственный оборот ресурсов российской Арктики. Эмпирически обосновывается стратегическая значимость арктических шельфовых месторождений и необходимость их разработки в ближайшей перспективе.

В разделе 1.2. рассматриваются особенности добычи углеводородов в арктической зоне: технологические, экономические и экологические аспекты. Выявлена повышенная экологическая чувствительность арктических шельфовых проектов.

В разделе 1.3. проведен сравнительный анализ зарубежного опыта реализации проектов по освоению арктического шельфа странами Арктического Совета (Россия, США, Канада, Норвегия). Рассмотрены экономические аспекты и правовые различия недропользования стран арктического клуба.

Вторая глава содержит сравнительную характеристику эколого—экономической эффективности освоения запасов углеводородов на российских арктических месторождениях.

В разделе 2.1. дано описание технологических особенностей добычи углеводородов в условиях Арктики и влияние экономических санкций на окупаемость новых проектов. Приведены основные аспекты и предпосылки негативных факторов, осложняющих развитие российской нефтегазодобывающей отрасли в целом сегодня, и на арктических шельфовых территориях в частности.

В разделе 2.2. рассмотрены факторы окупаемости затрат на освоение арктических нефтегазовых месторождений в условиях различных сценариев изменения цен на углеводороды. Выявлено, что концепция дальнейшей разработки и освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море может содержать несколько сценариев финансового результата. В медианном, базовом приближении средний срок возврата инвестиций может составлять 15-20 лет.

В разделе 2.3. произведен сравнительный анализ окупаемости российских и зарубежных арктических проектов на примере сравнения российской и норвежской моделей. Выявлено, что элементы норвежского механизма государственно-частного партнерства и регулирования SDFI могут быть эффективно внедрены в отечественной нефтегазодобывающей отрасли.

Третья глава содержит анализ эколого-экономических факторов при разработке арктических запасов углеводородов.

В разделе 3.1. рассмотрены экологические риски освоения запасов углеводородов на арктическом шельфе. Предложен общий метод возможной оценки финансового обеспечения мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба при разливах углеводородов на арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах, рассмотрены модели нефтеразливов на арктических шельфовых месторождениях «Приразломное» и «Победа», проведена оценка стоимости мероприятий по ликвидации этих происшествий, предложено введение специального индикатора — коэффициента финансовых потерь при нефтеразливе. Проведен сравнительный анализ законодательства в области экологии недропользования России, Норвегии, США и Канады, на этой основе выдвинуты предложения, которые могут быть применимы для оптимизации текущего российского законодательства и экологического страхования.

В разделе 3.2. рассмотрены возможные механизмы государственной поддержки внедрения передовых технологий при реализации арктических проектов, выявлены основные направления: геологоразведка, нефтесервис,

логистика и разработка неконвенциональных углеводородов в долгосрочной перспективе.

В разделе 3.3. рассмотрено влияние энергетического перехода и формирования модели низкоуглеродной экономики на окупаемость арктических проектов. Выявлено отсутствие фундаментальных негативных факторов для дальнейшего развития отрасли.

В заключении приведены научные выводы и результаты, выносимые на защиту.

ГЛАВА 1.¹

РАЗВИТИЕ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИЙСКОЙ АРКТИКЕ

¹ Отдельные положения данной главы изложены на основании публикаций: [52], [55].

1.1. СОСТОЯНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИИ И ВОЗМОЖНОСТИ РАСШИРЕНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗА СЧЕТ ВОВЛЕЧЕНИЯ В ХОЗЯЙСТВЕННЫЙ ОБОРОТ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ.

Нефтегазовая индустрия, будучи стратегически важным сектором экономики России, непрерывно нуждается в развитии не только инфраструктуры, технологии, логистики и повышения эффективности управления, но и в восполнении минерально-сырьевой базы.

Нефтегазодобывающая промышленность соединяет в себе месторождения добычи, инфраструктуру переработки (НПЗ) и логистику. Наибольший объем добываемых ресурсов углеводородов находится в Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции, Каспийском, Волго-Уральском, Охотском и Восточно-Сибирском бассейнах, объем разведанных запасов в этих областях составляет в совокупности порядка 14 миллиардов тонн сырья.

Добыча углеводородов в этих бассейнах за последние 20 лет снизилась на 1 миллион баррелей, доля Западной Сибири в общем объеме добываемой нефти снизилась с 71% до 60%. Порядка 30% скважин сейчас функционируют ниже уровня безубыточности, как следствие, добыча в этих областях будет снижаться [3]. Добыча углеводородов в Каспийском бассейне, начало разработки которого положено еще концессионными структурами братьев Нобель, а затем Ротшильдами в Российской империи последней четверти 19 века, является исторически самой продолжительной для истории нефтегазовой индустрии нашей страны (а по данным Минэнерго РФ еще на протяжении 50-70 лет будет обеспечивать углеводородами при текущей динамике добычи).

Волго-Уральский бассейн, открытие которого произошло в 1930-е годы в Советском Союзе, стал мощным стратегическим источником, позволившим в ускоренном темпе провести индустриализацию страны и обеспечившим экономическое развитие в переломный для страны момент.

Месторождения бассейнов Западной и Восточной Сибири, открытые в 1950-1960-е годы и являющиеся одними из крупнейших в мире, обеспечили стабильность советской экономики на последующие 30 лет [4].

В постсоветский период началась интенсивная разработка Охотского бассейна, в том числе на шельфе, что обусловлено более мягкими климатическими условиями, по сравнению с Сибирскими бассейнами, располагающимися в условиях вечной мерзлоты, а также относительной близостью к потребителям Дальнего Востока и Восточной Азии.

Разведанные запасы углеводородов в России на текущий момент составляют 11% мировых, а обеспеченность нефтедобычи разведанными запасами при текущей динамике добычи углеводородов составляет около 100 лет, что позволяет характеризовать состояние российского нефтекомплекса как достаточно стабильное в настоящем времени и в ближайшем будущем [3].

Стоит отметить, что залежи углеводородов находятся, в большинстве своем, в отдаленных и труднодоступных районах с малой плотностью населения, обладающих сложными горно-геологическими условиями и относительно невысоким качеством нефти. Рентабельность освоения этих залежей крайне зависима от внешней, мировой конъюнктуры цен.

При падении цен на углеводороды добыча в Западной и Восточной Сибири, в самых богатых углеводородами областях страны, достигает границы рентабельности с учетом крайне суровых климато-географических условий, а также больших затрат на логистику в силу удаленности от основного потребителя, что создает дополнительные риски для национальной экономики. Порядка 46% бюджета страны (в 2018 году этот показатель составил 46,3%) приходится на добычу и экспорт углеводородов.²

Выработанность месторождений в континентальной части нашей страны достигает величины 50%, крайне значительна величина выработанности наиболее давно осваиваемых, исторических месторождений, - Урало-Поволжья и Северного

²Министерство Финансов РФ. Исполнение бюджета 2021// Официальный сайт Министерства Финансов РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://minfin.ru/>

Кавказа - доля выработанности запасов нефти на некоторых участках достигает 80%, еще 1/3 - более 70% выработанности, таким образом, проблема воспроизводства сырьевой базы имеет стратегическое значение как для нефтегазового комплекса России в частности, так и для экономики страны в целом [5].

Крупнейшими по объему добычи углеводородов компаниями в России являются ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Славнефть».

Крупнейшими компаниями, осуществляющими транспортировку углеводородов, помимо дочерних организаций в структуре упомянутых выше ВИНК (вертикально-интегрированных компаний), являются «Транснефть» и «Транснефтепродукт».

Теоретически возможным является восполнение сырьевой базы Волго-Уральского, Кавказского и Западно-Сибирского бассейнов за счет оптимизации процессов текущей добычи. К примеру, отвод попутного газа, а не его факельное сжигание, введенный в нашей стране относительно недавно, является таковым, однако, лишь только одна нефтегазовая компания в России, ПАО «Сургутнефтегаз» преодолела процентную планку утилизации попутного газа. Другим рациональным решением является увеличение глубины переработки углеводородов, в том числе технологиями замкнутого цикла, но эти экстенсивные пути решения проблемы рассчитаны лишь на среднесрочную перспективу. Интенсивным и долгосрочным решением проблемы восполнения сырьевой базы углеводородов является развитие добычи на новых территориях: в арктической области страны и на шельфовых территориях.

Несмотря на сложные условия конкуренции на мировых энергетических рынках, наша страна сохранила статус одного из ведущих лидеров по экспорту нефтепродуктов в мире. Причина тому — мощная сырьевая база и преемственность достижений советской фундаментальной и прикладной науки.

В середине 90-х годов сформировалась сложная ситуация относительно восполнения сырьевой базы. Вследствие снижения финансирования отрасли

количество геологоразведочных работ (ГРР) резко сократилось, а число открытых новых месторождений снизилось. На данный момент существует ряд успешных отечественных проектов, реализующих добычу в Арктической зоне. Нефтеналивной терминал «Ворота Арктики» («Газпромнефть-шельф»), проект Ямал СПГ («НОВАТЭК»), морская ледостойкая нефтяная платформа «Приразломная» («Газпромнефть-шельф»), проект «Ямал», находящийся на стадии реализации ПАО «Газпром», в ходе создания которых были реализованы передовые технологические решения. Величина показателей рентабельности этих проектов — вопрос ближайшего будущего, но их синергетический эффект для развития добывающей отрасли уже сейчас достаточно велик.

Множество факторов влияет на развитие добычи и переработки нефти и газа в России: высокая степень выработанности месторождений, тенденция к снижению цен на сырье, развитие новой системы налогообложения в РФ (налоговый маневр, внедрение налога на дополнительный доход НДД), ограничения на покупку высокотехнологичного иностранного оборудования.

В настоящее время наблюдается тенденция увеличения использования сжиженного природного газа (СПГ) в качестве энергоносителя, и, как следствие, компании стремятся развивать новые месторождения, тем самым увеличивая объемы предложения углеводородов (показателем для нашей страны пример компании НОВАТЭК, успешно разработавшей большой проект «Ямал СПГ», также продолжившей разрабатывать проект «Арктик СПГ-2» совместно с французской компанией Total, и продавшей долю своего участия японскому консорциуму Mitsui и Joggmes во время саммита G20 – 2019, осуществив подписание договора в присутствии глав российского и японского государств, что свидетельствует о стратегической значимости данного проекта не только в России, но и в мире).³

На текущее положение в энергетическом секторе влияет также резкое расширение объемов предложения сланцевого газа («сланцевый бум» последних

³ Арктик СПГ-2. НОВАТЭК. // Официальный сайт ПАО «НОВАТЭК». 2019. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.novatek.ru/ru/business/> (дата запроса 25.03.2022).

пяти лет), нефти низкопроницаемых пород (технология, в разы повышающая дебит добычных скважин, но крайне дискуссионная в плане возможного экологического ущерба), увеличение использования биотоплива и иных альтернативных источников энергии (новации, тренды, законопроекты и нормативы в рамках концепции устойчивого развития ООН). Подобные технологические сдвиги способствуют серьезным изменениям ситуации в мире нефтегазовой отрасли.

За последние несколько лет энергетика претерпела колоссальные изменения во всем мире. Во-первых, значительное уменьшение инвестиций в нефтепереработку и, как следствие, снижение прибыльности нефтеперерабатывающего бизнеса, во-вторых, неопределенность на рынке углеводородов, колебания цен (геополитические экстерналии), в-третьих, стремление развитых и развивающихся стран к озеленению экономики, уменьшению вредных выбросов, выполнению обязательств в рамках Киотского протокола, Парижских соглашений и других межправительственных договоров по сохранению окружающей среды [6].

За последние годы в российской нефтегазодобывающей промышленности, эволюционно возвратившейся к государственной структуре собственности в подавляющем большинстве, за счет колоссальных инвестиций было реализовано значительное количество проектов, что, невзирая на сложности политико-экономической ситуации последних нескольких лет, обеспечило лидирующим российским компаниям возможность производить продукты, соответствующие мировым требованиям.

1.2. ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

В силу упомянутых в предыдущей главе факторов, закономерно, что в последнее время наблюдается повышенный интерес к северным территориям нашей страны, в частности — к арктическим шельфовым территориям. Арктическая область — часть шельфа за Полярным кругом, находящаяся к северу от 63° широты. Подводная материковая часть включает континентальный шельф, территориальные моря и внутренние морские воды. Континентальным заполярным шельфом обладают такие моря, как: Баренцево, Бофорта, Восточно-Сибирское, Гренландское, Карское, Лаптевых, Норвежское, Печорское, Чукотское. Наиболее изученными являются Баренцево, Карское, Чукотское и Печорское моря.

В рамках Конвенции ООН о морском праве 1982 года, континентальным шельфом признается часть морского дна за пределами территориального моря на расстоянии, не превышающем 350 миль от береговой линии.

Потенциал содержания углеводородов в подводных недрах Арктики колоссален. Геологической службой США (USGS) подсчитано, что на данной территории располагается в среднем 22% необнаруженных технически извлекаемых нефтегазовых ресурсов (412 млрд. баррелей), более 80 % из них - шельфовые, суммарно около 90 млрд. баррелей нефти и 47 трлн кубометров газа. По последним геологоразведочным данным, на этой территории расположены колоссальные объемы углеводородов (стоимостью более 20 триллионов долларов США) [6], добыча которых может послужить как мощным толчком для развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли, так и драйвером роста на глобальном рынке углеводородов.

Рассматривая потенциал нефтегазовых месторождений российского арктического шельфа, выделяют два основных направления стратегических разработок — западно-арктический сектор (Баренцево, Карское и Печорское моря)

и восточно-арктический сектор (Восточно-Сибирское, Лаптевых и Чукотское моря).

В западном секторе пролегает более 60% разведанных ресурсов (преимущественно газоконденсатные месторождения), восточная часть богата залежами нефти. Сегодня наиболее изученной является южная зона Баренцева моря, акватория Печорского и Карского морей (платформы «Приразломная» и «Университетская», проект «Арктик СПГ»).

Приразломное месторождение Печорского шельфа (Тимано-Печорская нефтегазовая провинция) содержит запасы около 70 миллионов тонн сырья, находящегося на глубине 20 метров - первое в современной, постсоветской истории месторождение отечественного континентального шельфа, где ведется промышленная добыча с конца 2013 года (морская ледостойкая платформа кессонного типа, эксплуатируемая круглый год автономно).

Восточно-Баренцевская нефтегазоносная провинция является одной из самых изученных территорий российской Арктики, в ее состав входит Штокмановское месторождение площадью порядка 1400 квадратных километров, газовые запасы которого оценены в 3,9 триллиона кубометров. Глубина эффективных газоносных пластов пролегает на глубине от 300-350 до 1500-2000 метров, что создает существенные сложности для будущего освоения в рамках разработанной ПАО «Газпром» стратегии развития до 2030 года. (включающей в себя комплексные меры по освоению Приразломного, Штокмановского и Долгинского месторождений) [7].

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции разведана Южно-Карская газоносная область с двумя крупными месторождениями газа — Ленинградским (глубина залегания — 2000-2200 м) Русановским (1000-1600 м). В этой же области расположены месторождения колоссальных объемов углеводородов — Харасавэйское и Бованенковское.

Сегодня потенциал добычи Карского и Баренцева морей определяется обнаруженными газоконденсатными месторождениями в южных частях. Однако, данные геологоразведочных сейсмических работ свидетельствуют косвенным

образом о крупных залежах углеводородов всей южной части Южно-Баренцевского бассейна.

Поддержание стабильности бюджета, на более чем 40% зависящего от поступления доходов нефтегазовой отрасли [8], является стратегической задачей на фоне увеличивающейся выработанности месторождений Волго-Уральского и Западно-Сибирского бассейнов (во многих случаях более 80%). Освоение Арктики на этом фоне является крайне важной, стратегической для страны задачей, осложненной двумя ограничителями.

Первой проблемой является экологический фактор добычи в арктических условиях, связанный со сложнейшими климатическими, геологическими и гидродинамическими условиями в регионе (среднегодовые отрицательные медианы атур, вечная мерзлота, сложная ледовая обстановка).

Второй, не менее важной проблемой являются секторальные санкции США и Евросоюза на реализуемые российскими компаниями проекты в Арктике и на шельфе, повлекшие за собой закрытие доступа к кредитным линиям западных банков, вето на сотрудничество с зарубежными сервисными компаниями (Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton)⁴. Такие административные ограничения посредством технологической изоляции делают разведку, освоение и разработку достаточно сложной задачей на границе рентабельности.

При рассмотрении экологических особенностей развития добычи углеводородов России можно отметить:

- 1) постоянный рост производства и потребления нефтепродуктов в народном хозяйстве;
- 2) высокую концентрацию объектов производства нефтепродуктов;
- 3) возможность замены использования различных типов продуктов углеводородов другими источниками энергии;

⁴Санкциям вопреки. // Нефтегазовая вертикаль. Электронный журнал. 2021. [Электронный ресурс]. URL <http://www.ngv.ru/magazines/article/sanktsiyam-vopreki/> (дата запроса 25.03.2022).

- 4) неравномерность размещения производства и потребления нефтепродуктов по территории страны;
- 5) значительное влияние на окружающую среду;
- 6) высокий уровень капиталоемкости;
- 7) глубокую зависимость социальной и других сфер от нефтяного комплекса.

Существенным экономическим и экологическим недостатком российской экономики является ее высокая, по сравнению с рядом развитых стран, энергоемкость, превышающая в 3,5-4 раза аналогичные показатели в странах Европы и Северной Америки [8].

Следует констатировать увеличение на 20-30% этого показателя в последние годы, вытекающее из роста объемов промышленного производства и соответственно объемов потребления топлива.

Вышеуказанные факторы необходимо учитывать при подготовке проектов по добыче углеводородов в Арктической зоне, более того, существуют экологические особенности, характерные для условий Арктической зоны и определяющие сложность добычи.

В морских условиях Арктики особо опасны возможные утечки углеводородов и конденсата, при проникновении под лед которых создаются огромные экологические проблемы в связи с отсутствием в полярных областях нефтеразлагающих бактерий, встречающихся в тёплых морях, а также практической сложностью очистки загрязненной подводной и надводной территории, покрытой льдом и торосами, достигающими толщины 2-5 метров.

Основные факторы, осложняющие добычу на Арктическом шельфе:

1. Протяженность ледового покрова и его структура;
2. Суровые климатические условия;
3. Изменение природных условий из-за повышения медианных годовых значений температуры поверхности Земли (Приложение 31);
4. Ограниченная эффективность и возможность ликвидации нефтеразливов из-за сильных ветров, многометровых льдов и туманов;
5. Сложность работ по ликвидации аварий в условиях полярной ночи;

6. Опасность для функционирования буровых платформ и танкеров из-за наличия плавучих льдов и айсбергов;
7. Сложность при хранении дисперсионных конденсатов и шламов при добыче вследствие невозможности использования аналогов шламовых амбаров.

Углеродный след в арктической зоне вследствие интенсификации нефтегазовой добычи также может быть существенно повышен ввиду опасности разливов и сложности их устранения, тем самым все это может формировать глобальные изменения в климате арктической зоны, что представляет большую эколого-экономическую угрозу [9].

1.3. ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ОСВОЕНИЮ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА.

Разработка добычи углеводородов в Арктической зоне и на шельфе является одним из наиболее актуальных направлений в деятельности международных и зарубежных национальных нефтегазовых компаний. Исчерпаемость ресурсной базы вкупе с ограниченностью рентабельной добычи и растущим объемом потребления обращает вектор среднесрочного и долгосрочного стратегического планирования нефтегазовых корпораций в Арктику.

Территория за полярным кругом разделена между Россией, США, Канадой, Норвегией и Данией, здесь же пролегает граница национальных экономических интересов возможной добычи природных богатств и недр, обладающих огромным разнообразием — полиметаллы, руды, подледные озера пресной воды, промысловая фауна. Россия, Норвегия, США, Канада, Дания претендуют на освоение углеводородов, пролегающих в зоне арктического шельфа вышеупомянутых стран.

Подавляющая часть запасов углеводородов приходится на долю России и США (43,1% и 32,6% соответственно), газоконденсатных запасов – на долю России (93,1%). Ведущие мировые державы, столкнувшись с первым большим нефтегазовым кризисом в 1973 году (инициированным политическим кризисом на Ближнем Востоке и последующим эмбарго поставок сырья в страны Запада из Персидского залива), стали обращать пристальное внимание на разработку Арктических территорий Северно-Ледовитого океана и шельфовых зон [10]. В отношении развития данных территорий страны можно разделить на две категории:

- 1) благоприятствующие вовлечению иностранных капиталов и компаний в арктические и шельфовые проекты;
- 2) разрабатываемые арктические и шельфовые территории только посредством привлечения внутренних компаний, без иностранного капитала, исходя из стратегических принципов государственной безопасности.

Примечателен для нашей страны опыт Норвегии в разработке шельфовых месторождений в Баренцевом море: начиная с 1970-х годов, благодаря открытию нефтегазовых месторождений на шельфе (американской компанией «Филлипс Петролеум») и мощному импульсу государственной поддержки добывающего сектора, Норвегия вошла в топ-10 стран по добыче газа и в топ-20 по добычи нефти в мире, явив миру ускоренные темпы роста экономики в последующие 40 лет (для национальной экономики Норвегии в третьей четверти 20-го века благополучно сложилось сочетание спроса на углеводороды после кризиса 1973 года и существования развитых институтов государственного и корпоративного управления. Относительно благоприятные природные условия также способствовали развитию нефтегазодобывающей отрасли — акватория норвежского шельфа в Северном и Баренцевом море пролегает в области Гольфстрима, обеспечивающего отсутствие ледяного покрова на обширной территории круглый год).

Основная часть добывающих и логистических мощностей приходится на акваторию шельфовой норвежской зоны — нефтяные платформы вертикального бурения и последующая погрузка сырья в нефтеналивные танкеры и газолиновые баржи, а также по системе шельфовых трубопроводов. Шельф Баренцева моря активно исследуется норвежскими нефтегазодобывающими компаниями, запасы арктической зоны акватории насчитывают порядка 1,9 миллиарда баррелей нефтесырья.

Единственным месторождением континентального шельфа Норвегии, которое успешно осваивается по сей день, является газоносное месторождение Snohvit, открытое в первой половине 1980-х годов. Нефтегазодобывающий комплекс Snohvit пролегает под водой, эксплуатируется с помощью инновационной системы берегового управления. Газ поступает по трубопроводам, проложенным по морскому дну, и направляется на территорию завода по сжижению газа (город Хаммерфест), оттуда - в нагнетательные скважины или в подземные хранилища. С 2014 года Норвегия успешно развивает месторождения Goliat, Skrugard и Navis, суммарные запасы которых достигают 300 миллионов

баррелей нефти. Норвежское правительство декларирует дальнейшее продолжение активной разработки арктического шельфа, включая территории со сложными климатическими условиями.

Сокращение темпов добычи на разработанных участках приводит к необходимости пристального изучения арктических территорий. Новейшие геологоразведочные работы в норвежской акватории Баренцева моря оценивают объемы залежей углеводородов 1,9 миллиардов баррелей (около 15% - нефть). Успех норвежской нефтегазодобывающей отрасли обеспечен крупными инвестициями в НИОКР.

Национальный контроль со стороны Правительства Норвегии препятствует возможному переходу нефтегазодобывающих активов в собственность зарубежных партнеров, при этом осуществляется широкое привлечение иностранных инвесторов в разработку новых проектов добычи. Согласно норвежскому законодательству в области добычи углеводородов, концессии (лицензионные права на добычу) могут принадлежать только Правительству.

Разработка месторождений осуществляется консорциумами, основанными по форме государственно-частного партнерства, при этом, частные компании, допускаемые к данным проектам, проходят процедуру серьезного отбора по финансовым, технологическим и опытным показателям в несколько лицензионных раундов (существуют различные лицензии на геологоразведочную деятельность и на добычу, выдаваемые Министерством энергетики Норвегии) [11].

Возможные совместные российско-норвежские проекты в разработке шельфа могли бы принести синергетические эффекты для развития отрасли обеих стран в будущем.

США ещё с 10-х годов успешно осваивают месторождения на арктическом Аляскинском шельфе. Нефтегазодобывающая промышленность составляет примерно 90% бюджета штата Аляска, 50 % рабочих мест в штате приходится на добывающую отрасль. В период 1985-1989 годов («рейганомика») ежегодная добыча на Аляске достигала 100 миллионов баррелей.

По объему добычи Аляска обогнала все остальные месторождения на территории США после штата Техас, став стратегически значимой сырьевой базой для страны в 1970-1980-е годы. Такие мощные результаты были достигнуты благодаря созданию развитой социальной инфраструктуры и вопреки жесточайшим погодным условиям (амплитуда минимума температур на месторождении Прадхо-Бэй достигает -74°C).

Для транспортировки нефтепродуктов вдоль всего полуострова был построен Трансаляскинский нефтепровод (порядка 800 километров трубы диаметром 120 сантиметров, проложенной в большинстве своём под землей на специальных 4-6 метровых опорах-колоннах, для избежания нагрева окружающей среды нефтепродуктами, протекающими по трубе при температуре $+80^{\circ}\text{C}$ в условиях вечной мерзлоты, предотвращающих возникновение конденсата и, как следствие, негативное воздействие на окружающую среду). Постройку трубопровода осуществили компании “British Petroleum” и “Exxon”.

Несмотря на аварии-катастрофы 1989 и 2007 года, связанные с разливом нефтепродуктов, загрязнением флоры и фауны побережья Аляски и последующие блокировку и ограничения на добывающую деятельность компаний в этом регионе, Администрация Президента и Правительство США вновь имеют намерение продолжать развитие добычи в данном регионе в связи с макроэкономическими и политическими причинами.

Благодаря развитым технологиям геологоразведки и нефтесервиса, продолжительной и успешной истории добычи, а также во избежание экономических рисков, связанных с возможным эмбарго поставок топлива, в американской нефтегазодобывающей промышленности ожидается разворот в сторону нового витка интенсивного освоения месторождений и увеличения объемов добычи.

Выдача лицензий на осуществление разведки и добычи углеводородов находится в ведении Национального Бюро по управлению энергией океана, государство не принимает юридического вовлечения в разработке шельфовых территорий Арктики, ограничивая свое участие в виде роялти от частных компаний

[12]. Несмотря на геополитические сложности, взаимовыгодность сотрудничества России и США в нефтегазодобывающей отрасли очевидна и его развитие — вопрос будущего [116].

Нефтегазодобывающая промышленность Канады насчитывает порядка 50 лет истории, но за этот короткий срок страна вошла в топ-10 добывающих экспортеров углеводородов. По объему разведанных запасов Канада занимает второе место после Саудовской Аравии и седьмое место по объему добычи, уступая лишь только Саудовской Аравии, России, США, Ирану, Китаю и Мексике.

На рубеже 1950-1960-х годов в Канаде получила мощный импульс развития геологоразведка в перспективных районах Арктики, где были открыты колоссальные запасы углеводородов. Однако порядка 40 % запасов углеводородов страны пролегают в районах битуминозных песков (смесь глины, воды, земной породы, песка и углеводородов), провинции Альберта и Саскачеван, остальной потенциал приходится на территории Ньюфаундленд и Лабрадор.

Добыча углеводородов на северных территориях осложнена необходимостью извлечения из капиталоемких нефтеносных песчаников, что при падении цен балансирует на границе рентабельности, однако в границе стоимости 40-60 долларов за баррель становится интересным для государственного субсидирования, внутренних и внешних инвесторов, предпочитающих нестабильность Ближнего Востока развитым государственным и корпоративным институтам Канады. Компании “Petro-Canada”, “Royal Dutch Shell”, “Exxon Mobil”, “Chevron” с последней четверти 20 века имеют лицензии на разработку территорий.

Многочисленные официальные заявления об Арктике канадских парламентариев в 2010-х годах свидетельствуют о заинтересованности правительства в возобновлении поисковой активности в Арктике и дальнейшем освоении континентального шельфа. Недра континентального шельфа находятся в ведении федерального Правительства Канады, а лицензирование разведки и добычи углеводородов осуществляется Министерством природных ресурсов Канады на конкурсной основе, в том числе при открытии крупных месторождений в порядке исключительного права [13]. Большой опыт добычи канадскими

компаниями трудноизвлекаемых запасов может привести к мультипликативному эффекту при заключении соответствующих соглашений с российскими нефтегазодобывающими компаниями.

Таким образом, можно заключить, что нефтегазодобывающий сектор сохраняет свою доминантную роль в структуре экономики ведущих стран мира, развитие арктического шельфа представляет значительную важность, технологии для освоения добычи углеводородов на шельфе существуют, но универсальные технологические решения отсутствуют, каждый проект в Арктике уникален и требует индивидуальных технологических решений и специфических подходов.

Одной из основных проблем освоения арктического шельфа является крайне высокая стоимость технологических решений, что влечет за собой экономическую неэффективность разработки многих месторождений. В частности, подавляющая часть запасов углеводородов российского арктического шельфа находится в зоне очень суровых климатических и природных условий, что требует новых технологических решений помимо существующих, которые позволят сделать комплексные арктические проекты более рентабельными. Освоение шельфовых арктических проектов - мощный драйвер для развития углеводородного сектора во всех упомянутых выше странах.

ГЛАВА 2.⁵

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА РОССИЙСКИХ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

⁵ Отдельные положения данной главы изложены на основании публикаций: [52], [53], [54], [55], [56], [57].

2.1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ И ВЛИЯНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ САНКЦИЙ НА ОКУПАЕМОСТЬ НОВЫХ ПРОЕКТОВ

Технологическая составляющая добычи углеводородов в арктических областях является одной из наиболее сложных и актуальных при разработке проектов освоения новых территорий. Стоит отметить относительное отсутствие апробированных технологических решений в области централизованной добычи в Арктических областях; технологии, используемые на шельфе вне арктических зон, как правило, не подходят для добычи.

Суровые условия Арктики и Дальнего Востока с тяжелой ледовой обстановкой влекут за собой создание промышленной береговой инфраструктуры и зачастую опасны для жизни человека (медианы температур, достигающие -70°C), что неизменно влечет за собой существенные издержки и выводит проекты на границу рентабельности.

Но не только экономико-экологические вызовы тормозят развитие добычи в арктической зоне. Среди факторов, препятствующих росту, можно выделить:

1. Сложность и дороговизну сейсморазведочных работ в арктической зоне (2D и 3D моделирование);
2. Огромную площадь территории российского арктического шельфа, разработка которой осложняется необходимостью существенных инвестиций;
3. Отставание отечественного сейсмического геологоразведочного и добывающего оборудования от иностранного (отсутствие технологий для горизонтального бурения по сложным траекториям, для проведения многостадийных гидроразрывов пласта, недостаточный уровень сервиса в скважинах сложной конфигурации);
4. Необходимость реновации большей части российского арктического флота [14].

Для подготовки проектов разработки месторождения в арктической зоне необходимо осуществление следующих этапов реализации:

1. Составление цифровой геологической модели месторождения;
2. Классификация и подсчет запасов;
3. Построение гидродинамической модели поведения месторождения в процессе разработки;
4. Выбор места под установку добывающих и нагнетательных скважин;
5. Проведение геолого-экономической оценки реализации проекта эксплуатации месторождения как инвестиционного проекта и вывод о целесообразности дальнейшей разработки.

От каждого из вышеуказанных пунктов зависит экономическая и экологическая эффективность разработки месторождения.

При осуществлении поисково-разведывательных работ в Арктике во многих случаях используется то же буровое оборудование, что и в других регионах:

- 1) самоподъемные установки (глубина до 100 метров, экономичность);
- 2) полупогружные буровые (до 3500 метров глубины);
- 3) самоходные буровые суда (более 3500 метров глубины, наибольшая дороговизна).

Интересен канадский опыт в плане технологических решений добычи:

- 1) создание искусственных островов на мелководье;
- 2) кессонные буровые платформы (работающие круглый год, таковой была построена отечественная платформа «Приразломная», см. Приложение 1.);
- 3) гравитационная платформа, выдерживающая столкновение с огромными айсбергами.

Норвежская технология, используемая на норвежском месторождении «Snohvit» («Белоснежка»), представляет собой распределенную систему подводной добычи, контролируемой с берега посредством оптоволоконной сети на расстоянии почти 150 километров, являя собой пример автоматизации нефтегазодобычи на шельфе. Норвежский опыт добычи в открытом море также показывает рентабельность использования кессонных буровых платформ в

условиях пакового льда и торосов, что может быть учтено при развитии технологий строительства буровых в нашей стране [15].

При рассмотрении проблем логистики и трансфера углеводородов из Арктических областей нашей страны, стоит отметить существование двух основных методов транспортировки:

- 1) трубопроводы;
- 2) наливные танкеры и газолиновые баржи.

В условиях подводной добычи в крайне низких температурах проведение подводных трубопроводов представляет как экономические риски (инвестиции в строительство, дорогостоящий сервис, обслуживание), так и экологические опасности (кавитационные эффекты при переносе вещества, высокий градиент температур в условиях вечной мерзлоты, воздействие на флору и фауну окружающей среды).

Развитие данной инфраструктуры целесообразно лишь на земной поверхности и накладывает жесткие ограничения на соблюдение техники безопасности и уровень инжиниринга.

В логистическом отношении трансфера углеводородов из северных территорий логичным выглядит дальнейшее развитие арктического флота [3]: ледоколов, арктических танкеров и газолиновых арктических барж, способных осуществлять трансфер сырья на перевалочные пункты (Мурманск) и нефтеналивные хабы (Роттердам, Сингапур, Иокогама, Даллас).

Интересной технологической концепцией является использование подводного транспорта для трансфера нефти, особенно актуально это для развития Северного Морского Пути, навигация которого хоть и составляет 3–4 месяца в году, но протяженность которого в 2,5 раза короче Южного Морского пути через Средиземноморье, Суэцкий канал в акваторию Индийского и Тихого океана [16].

В 1970-х годах в Советском Союзе существовали разработки для постройки больших подводных судов, служащих для перевозки грузов и исследовательских целей (к примеру, засекреченный «Проект 18510»). Субмарина, сопоставимая по размерам с газолиновой баржей, могла бы круглогодично, в отличие от

ледокольного флота, по маршруту, сокращенному на 40 % по сравнению с навигацией в Атлантическом и Индийском океанах, поставлять СПГ потребителям Дальнего Востока и -Восточной Азии, перевозя большие объемы СПГ в корейские и японские хабы.

Крайне важными являются также проекты по постройке морских добычных комплексов, представляющих собой плавучие установки корабельного типа с оборудованием для добычи, переработки (разделения газа и конденсата) и трансфера нефтепродуктов в последующие логистические узлы. Такого рода технологическое решение выбрано при проектной разработке Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море компанией «Штокман Девелопмент», дочерней структурой ПАО «Газпром» [4]. Безусловно, это требует колоссальных инвестиций, но, с учетом оптимизации затрат топлива при отсутствии ледяных торосов и сокращенного пути, данная концепция может быть экономически эффективной и иметь место реализации в будущем.

Российская нефтегазовая отрасль в последние несколько лет находится под сильным воздействием внешнеполитических и внешнеэкономических факторов. С этим связан постепенный уход крупных международных нефтесервисных компаний с отечественного рынка (BakerHughes, Halliburton, Schlumberger и Weatherford), осуществлявших высококачественные технологические услуги в области сейсморазведки, бурения скважин сложной геометрии, гидроразрыва нефтесодержащего пласта). Как следствие, усиливается необходимость развития отечественных нефтесервисных технологий [17].

Запрещен импорт техники и технологий из стран Северной Америки и Евросоюза (буровые платформы, детали для горизонтального бурения, подводное оборудование, программное обеспечение и оборудование для гидравлического разрыва пласта, морское оборудование для работы в условиях Арктики, дистанционно управляемые подводные аппараты, насосы высокого давления, химические реактивы).

В текущих условиях, усложненных санкционными ограничениями, возникает острая необходимость оперативного решения вопросов

импортозамещения на нефтесервисном рынке (таких технических аспектов, как визуализация геологических объектов, сканирование месторождений, интеллектуализация технологий в бурении и добыче).

Вышеупомянутые технологии актуальны для развития технологий добычи и логистики углеводородов в Арктических и шельфовых областях нашей страны в целях повышения эффективности добычи и ее экологизации. Развитие нефтегазового комплекса в последнее десятилетие находилось под сильным влиянием политико-экономических процессов в России (значительное уменьшение инвестиционных проектов, спад производства в промышленности, снижение платежеспособности населения). Но несмотря на все внешние и внутренние вызовы в нашей стране в последние 20 лет нефтегазовый комплекс демонстрирует относительную стабильность и поступательное развитие.

Стоит отметить, что недостаточное внимание российские добывающие компании уделяют инвестициям в сфере научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок (НИОКР). К примеру, корпорация Shell выделяет ежегодно 0,28% годовой выручки в инвестиции НИОКР. Лидером по этому показателю в России в 2019 году является компания «Роснефть» с величиной 0,55% в научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки. Для успешной конкуренции на международном рынке российским нефтяным компаниям необходимо внедрять инновации, новые технологии. Влияние российского институционального фактора, зачастую препятствующего внедрению инноваций (к примеру, в соответствии с российским законодательством в области недропользования, нефтегазовые компании получают льготы на добычу при работе на выработанных либо сложно осваиваемых месторождениях, вследствие чего им становится невыгодным внедрять инновации в области нефтесервиса или логистики, чтобы не потерять эти льготы) достаточно сильно, но данное противоречие лишь вопрос времени. Стоит отметить также существование высокой степени монополизации нефтегазового комплекса вкупе со значительной зависимостью федерального бюджета от его деятельности.

Россия находится на высоких позициях в мировом рейтинге стран-переработчиков нефти, однако качество переработки требует значительного повышения. Будущее российской нефтяной отрасли лежит в области внедрения новых научно-технических разработок в добыче, нефтесервисе, логистике. Спрос на нефтепродукты постоянно растёт, несмотря на региональные и мировые экономические диспропорции.

Российский нефтегазодобывающий комплекс с 2014 года находится под усилившимся давлением политических факторов:

— санкционный пакет США и Евросоюза, включающий в себя закрытие кредитных линий в европейских и в американских банках для российских компаний (что оказалось достаточно чувствительно для компании «Роснефть», хотя и было нивелировано финансовыми соглашениями с китайскими и стратегическими соглашениями с катарскими, итальянскими и саудовскими компаниями), ограничения в области освоения и разработки арктических, шельфовых, трудноизвлекаемых и сланцевых месторождений (ограничения легли на деятельность компаний ПАО «НК «Роснефть» (заморозка совместной с Shell разработки шельфового месторождения в Карском море), ПАО «Газпром» (проект «Сахалин-2»), «Лукойл» (сворачивание бизнеса в Северной Америке), «Сургутнефтегаз»;

— трудности при реализации проекта Северный поток-2 («Газпром», «НОВАТЭК»).

— развитие технологии добычи нефти сланцевых и низкопроницаемых пород, значительно удешевившее стоимость ранее не рентабельной добычи, что придало рынку существенно увеличившуюся динамику относительной величины предложения при меньшей динамике величины спроса и негативно повлияло на ценообразование.

Причина столь существенной зависимости отрасли от политических факторов связана в немалой степени с исторически сложившейся государственной структурой собственности большей части нефтегазовых компаний, что влечёт за собой безусловный политический фактор в их деятельности и в репутационном

восприятию зарубежными партнерами. Из данного причинно-следственного соотношения вытекает логичность дистанцирования деятельности нефтегазовых компаний от международной политики и создание сети нелинейных, аффилированных структур, представляющих интересы отечественных нефтегазовых компаний в области продажи, логистики и транзита, что может рассматриваться как стратегия нивелирования политических рисков (пример компании «Gunvor», успешно занимавшейся логистикой и продажей российских углеводородов в период 2007-2014 в данном смысле показателен).

Также стоит отметить, что стагнация и свертывание экономического сотрудничества российских нефтегазовых компаний с европейскими и североамериканскими партнерами могут смениться и импульсом поступательного развития, полученным при развороте интересов российского нефтегазового сектора на Восток, и поиском новых рынков экспортного сбыта в Восточной Азии: Китай, Корея, Япония, Сингапур, Тайвань (совместный проект КНР и Газпром «Сила Сибири» может стать первым шагом в создание разветвленной сети СПГ-трубопроводов в Азию, что в среднесрочной и долгосрочной перспективе может обеспечить значительный синергетический эффект в развитии отрасли).

Возможным мощным мультипликативным эффектом может обладать еще одно перспективное направление развития международного сотрудничества в области добычи и переработки углеводородов — страны Соединенной Азии (Казахстан, Туркменистан, Узбекистан) и Ближнего Востока (Иран, где ПАО Роснефть с 2015 года имеет значительные инвестиции, Турция, Пакистан). Развитие этого направления может дать мощный мультипликативный эффект для развития нашей страны, стран ЕвразЭС и стран арабского мира.

Уместно в данном отношении также вспомнить о проекте развития Северного Морского Пути, морской транспортной артерии Мурманск-Владивосток, по которой возможна транспортировка нефти и СПГ. Несмотря на очевидные минусы (экстремально низкие температуры, возможность навигации сроком три-четыре месяца в год) и необходимость крупных инвестиций (создание транспортной флотилии крупных грузовых ледоколов на СПГ или атомном ходу,

восстановление и развитие инфраструктуры портов побережья Северного Ледовитого океана), окупаемо за счет уменьшения пути следования доставки контрагентам в Восточной Азии и Океании в 1,5-2 раза по сравнению со стандартным маршрутом из акватории Европейского континента через Суэцкий канал, и тем, что Севморпуть [10, 19] пролегает практически полностью в территориальных водах Российской Федерации.

2.2. ОКУПАЕМОСТЬ ЗАТРАТ НА ОСВОЕНИЕ АРКТИЧЕСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЕВ ИЗМЕНЕНИЯ ЦЕН НА НЕФТЬ

В рамках формирования концепции возможных сценариев разработки российских шельфовых арктических месторождений, безусловно, необходимо учитывать достижения зарубежного и отечественного опыта добычи углеводородов в Арктике. Важно принимать во внимание сложность и многообразие совокупности факторов при разработке проектов такого типа: наряду с инженерно-технологическими особенностями и экологическими вызовами Арктического региона необходимо формирование концепции рентабельности проекта, его окупаемости, возврата инвестиций в период, удовлетворяющий финансовой и экономической целесообразности сегодня. Ахиллесовой пятой советской нефтегазодобывающей отрасли, значительно влияющей на итоговые финансовые показатели, являлась методика учета общего количества разведанных запасов сырья при формировании концепции последующей разработки нефтегазодобывающих проектов, в отличие от исторической западной модели разделения запасов на рентабельные и нерентабельные — данная стратификация является механизмом нивелирования экономических рисков, так как нерентабельные проекты регионального, тем более государственного масштаба могут нанести чувствительный ущерб финансовому бюджету и экономике страны.

Информация о себестоимости добычи нефтепродуктов в России на текущий момент существенно разнится. По заявлениям Минэнерго РФ эта цифра колеблется в диапазоне 10-12 долларов за баррель. По информации независимых экспертов эта величина имеет порядок 15-40 долларов за баррель. Погрешность в данных объяснима различиями в условиях добычи сырья в стране — от засушливых жарких степей Калмыкии до Арктической территории - полярной ночи, вечной мерзлоты и ледяных торосов. Исходя из верхней границы себестоимости, необходим крайне аккуратный анализ окупаемости проектов в Арктике. При невозможности использовать фундаментальный анализ котировок цен на рынке реальных

углеводородов и «бумажной» нефти (фьючерсы и опционы на поставки) в силу чувствительной зависимости отрасли от сиюминутных геополитических факторов, необходимо исходить из технического (кратко- и среднесрочного) анализа динамики котировок.

При формировании концепции возможных сценариев добычи углеводородов в Арктической зоне необходимо учитывать специфику российской нормативно-правовой базы в области недропользования [111, 112, 113, 114]. Недра континентального шельфа России принадлежат государству и предоставляются в пользование Федеральным агентством по недропользованию.

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

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

В соответствии с этими законодательными нормами, только две компании могут быть допущены к континентальному шельфу России – ПАО «Газпром» и ПАО НК «Роснефть». Достаточно медленные темпы ведения работ по освоению Арктики в России являются следствием существующей системы регулирования. Лицензионные участки отличаются огромными площадями, а требования к ГРП на них минимальны.

Безусловно, предоставление благоприятных инвестиционных условий для частного капитала ускорит процесс освоения недр отечественного арктического континентального шельфа. Частные компании могут привнести мультипликативные эффекты и синергию в деятельность государственных компаний, применив свои инновационные технологические решения, потенциал, опыт, корпоративную эластичность и меньшую, в сравнении с государственными

нефтегазодобывающими компаниями, зависимость от геополитической конъюнктуры, что приведет к значительному росту финансовых индикаторов, характеризующих качество геологоразведки и добычи на арктическом шельфе.

Необходимо учитывать особенности отечественной фискальной системы, совокупность принципов российского налогообложения для добычи углеводородов на континентальных и шельфовых территориях: существуют налоговые каникулы для добычи на месторождениях арктического шельфа в зависимости от вида лицензии (на 10 лет — для целей разведки и добычи полезных ископаемых, на 15 лет — для геологического изучения - поиска, разведки и добычи). Объем льгот не должен превышать 35 млн. тонн добытой нефти. В январе 2016 года были введены новации, исходя из которых, для месторождений, открытых после данного периода, каникулы по НДС не распространяются, и НДС взимается по следующим налоговым ставкам:

- 1) 15% - участки в Печорском море на срок до 7 лет с начала промышленной добычи, но не позднее 2032 года;
- 2) 10% - участки в Баренцевом море южнее 72° с. ш. на срок до 10 лет с начала промышленной добычи, но не позднее 2037 года;
- 3) 5% - участки в северной части Баренцева моря (на 72° с. ш. и севернее), в Восточно-Сибирском, Карском, Чукотском морях и море Лаптевых на срок до 15 лет, но не позднее 2042 года.

Компании, осуществляющие разработку и добычу на арктических месторождениях, не выплачивают имущественный налог на объекты, расположенные на арктическом шельфе РФ. Продажа нефтегазовых ресурсов арктических регионов России не облагается НДС при экспортном вывозе.

В марте 2022 Правительство РФ анонсировало возможную отмену налогового маневра (программы постепенного отказа от экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты, в рамках которой размер пошлины к 2024 году должен уменьшиться с 30% до нуля, а налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) — увеличиться на эквивалентную сумму). Однако после резкого роста цен на топливо в 2018 году правительство ввело механизм топливного демпфера, который

компенсировал нефтегазодобывающим компаниям часть за то, что они сдерживают оптовые цены, таким образом, вопрос остается открытым в текущей динамике ценообразования на рынке [18, 81, 83, 84, 85].

Вопрос окупаемости арктических нефтегазодобывающих проектов (как и любых месторождений на новых территориях сегодня) требует расширенного, комплексного анализа и строгого математического подхода. Успешные проектирование и реализация новых месторождений линейно зависимы от внешних экономических факторов (индикаторы мировых цен на нефтепродукты, ситуация на рынке «бумажной» нефти), а также от фискальных условий, нормативно-правовых ограничений и экологических предписаний законодательства в области недропользования. Окупаемость шельфовых арктических проектов вариативна в зависимости от климатогеографических и физико-геологических характеристик разрабатываемого месторождения, геологоразведочных, инфраструктурных, нефтесервисных, добычных, транспортных технологий, используемых нефтегазовыми компаниями. Именно это является причиной, характеризующей существование лимитированных возможностей усредненного анализа развития отрасли, который может базироваться лишь на медианных значениях числовых показателей переменных, используемых в формулах математического моделирования, либо допускающей микроэкономический анализ — моделирование разработки конкретных месторождений, добычных территорий в рамках проектной и практической деятельности, функционирования одной корпорации, в современных условиях российской нефтегазодобывающей отрасли — вертикально-интегрированной компании.

При рассмотрении задачи рентабельности потенциального проекта на шельфе арктических морей учтем особенности налогообложения (Федеральный Закон от 30.09.2013 N 268-ФЗ)⁶, а также введем ряд допущений, основанных на реальных статистических данных:

⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152474/?ysclid=l8sk8muxh7122793750

1. Предпосылки о размерах капитальных вложений исходят из показателей уже функционирующих проектов;

2. Оценка затрат на геологоразведку базируется на аналогичных показателях уже существующих и функционирующих проектов;

3. Объемы транспортных и операционных расходов планируются на уровне показателя 3% от годовых капитальных затрат⁷;

4. Динамика ежегодной добычи углеводородов, а также срок эксплуатации месторождения детерминируется моделирующей жизненный цикл месторождения — асимметричной кривой Хуберта⁸;

5. Предпосылки о ценообразовании на углеводороды основываются на прогнозе ЕІА⁹;

6. Учитывается только НДС, вывозная таможенная пошлина и налог на прибыль организации;

7. Курс доллара предполагается равным среднему курсу за апрель 2022 года и составляет 73,2 руб/долл¹⁰;

8. Весь объем добычи реализуется;

9. Проект освобождается от имущественного налога;

10. Предполагаются следующие сценарии:

— Базовый, динамический: осуществится «налоговый маневр», снижение экспортной пошлины до нуля в 2024 году, увеличение специфической ставки НДС;

— Константный: «налоговый маневр» не будет осуществлен, специфическая ставка НДС ожидается равной 919 руб/тонн, экспортная пошлина — 10%. В таком случае доля импортируемого сырья достигает 44%¹¹, спотовая цена углеводородов на внутреннем рынке менее этого значения на внешнем, дельта — величина пошлины;

⁷ https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_awc_russia_yamalprirazlomnoe_en.pdf

⁸ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421506004265?pes=vor>

⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421506004265?pes=vor>

¹⁰ <https://invest.yandex.ru/catalog/currency/usd/>

¹¹ https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/27_23-02-2022.html

Коэффициент амортизации — 3, период амортизации — 30 лет (в рамках гипотезы о равенстве стоимости амортизируемых основных средств капитальным вложениям);

11. Ставка дисконтирования в базовом варианте рассматривается равной 12,18% (стандартная ставка дисконтирования нефтегазовых проектов 10% плюс премия за страновой риск 2,18%);

12. Гипотеза об отсутствии заемного капитала и рассмотрение финансовых параметров в реальном времени, то есть в ценах 2022 года;

13. Начало ГТР, старт проекта — 2022 год,

14. Равномерное распределение инвестиций в ГТР и капитальных затрат в течение всего проекта [61];

15. Потери сырья при транспортировке и добыче являются пренебрежимо малыми;

16. Начисление пошлины с начала года, а не с первого квартала, как отражено в №. 268–ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Для количественного изучения вопроса формирования концепции разработки арктического шельфового нефтегазоконденсатного месторождения в условиях различных сценариев изменения спотовых и фьючерсных цен на углеводороды, а также вариативности вектора будущих возможных поставок на фоне текущей динамики переориентации российского экспорта, рассмотрим пример разработки Штокмановского месторождения в Баренцевом море. Данный проект осуществляется компанией «Штокман Девелопмент», 100% акций которой принадлежит ПАО «Газпром».

Данное газоконденсатное месторождение находится в центральной области шельфовой зоны российской акватории Баренцева моря, на расстоянии порядка 600 километров от Мурманска. Глубина морского дна в этом районе составляет порядка 300-350 метров. По объему разведанных запасов месторождение является одним из крупнейших в мире. По категории С1 и С2 запасы составляют 3,9

триллиона кубических метров природного газа и 37 миллионов тонн газового конденсата (Приложение 2). Планируемая мощность добычи, динамика которой имеет трехфазную проектную структуру, имеет показатели 23,7 млрд. куб. метров, 47,4 и 71,1 млрд. куб. метров газа соответственно. По реализации трех первых фаз разработки в рамках зависимости от конъюнктуры международного рынка показатели добычи на месторождении могут быть увеличены. Капитальные инвестиции в данный проект составляют порядка 30 миллиардов долларов США, эксплуатационные затраты – в районе 20 миллиардов долларов. Данный объем инвестиций не включает стоимость планируемого строительства завода по сжижению природного газа близ поселка Териберка и сопутствующей инфраструктуры.

Геолого-экономический анализ проектной разработки данного месторождения был предоставлен Всероссийским научно-исследовательским геологоразведочным институтом (ВНИГРИ) в 2008 году, на основании показателей которого в 2009 году компанией «Штокман Девелопмент» был составлен комплексный экономический анализ рентабельности проекта, включающий в себя SWOT-анализ, а также математическую аналитику по методу дисконтирования.

Возможности	Угрозы
<ul style="list-style-type: none"> – Диверсификация поставок (трубопровод, СПГ); – Привлечение западных компаний; – Долгосрочное производство СПГ и выход на новые рынки (США, Канада, Мексика); – Диверсификация поставок — параллельное ведение поставок трубопроводного и сжиженного природного газа в Европу и в США; 	<ul style="list-style-type: none"> – Конкуренция газ-газ на Европейских рынках; – Фактические ледовые и гидрометеорологические условия, возможность появления айсбергов; – Угрозы не востребоваемости российского СПГ; – Технологическая зависимость от западных партнеров и технологическая сложность; – Нет договоров на регазификацию;

<ul style="list-style-type: none"> – Возможность существенного расширения производства в зависимости от рыночной ситуации – Улучшение через дополнительные экономические проекты внешнеполитических отношений. 	<ul style="list-style-type: none"> – Риск некупаемости проекта; – Высококонкурентная среда и волатильность цен.
--	---

Источник: <http://www.vnigri.spb.ru/>

Таблица 1. SWOT-анализ по Штокмановскому ГКМ (1).

Сильные стороны	Как воспользоваться возможностями	За счет чего можно снизить угрозы
<ul style="list-style-type: none"> – Масштаб месторождения - уменьшение затрат на единицу продукции; – Сравнительно небольшие расстояния от сырьевой базы до рынков сбыта (восточное побережье США, Канада, Мексика) обеспечат конкурентоспособность российского СПГ; – Наличие развитой инфраструктуры на Кольском полуострове создает положительные предпосылки для реализации проекта; – Благоприятный состав сырья позволяет 	<ul style="list-style-type: none"> – Объемы возможной добычи могут позволить диверсифицировать экспорт, тем самым улучшить внешнеполитические отношения; – Хорошая репутация и значительная ресурсная база дают возможность привлечения западных компаний. 	<ul style="list-style-type: none"> – Привлечение западных компаний-партнеров снизит технологические риски; – Угрозу конкуренции можно попытаться сгладить за счет позитивного отношения к России в странах - потенциальных импортерах СПГ; – Долгосрочные контракты на продажу.

минимизировать затраты по очистке и подготовке газа.		
--	--	--

Источник: <http://www.vnigri.spb.ru/>

Таблица 2. SWOT-анализ по Штокмановскому ГКМ (2).

Слабые стороны	Что может помешать воспользоваться возможностями	Самая большая угроза
<ul style="list-style-type: none"> – У России нет опыта реализации СПГ проектов; – Требуются гигантские инвестиции «Greenfield project», то есть проект, требующий создания новой площадки, инфраструктуры и сервисов; – Масштаб месторождения - необходима максимально высокая нагрузка мощностей; – Технологическая сложность; – Удаленность месторождения от берега; – Необходимы сжижающие установки максимальной на сегодняшний день мощности. 	<ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие опыта, технологий и кадров может отсрочить проект. 	<ul style="list-style-type: none"> – Технологическая зависимость от зарубежных компаний

Источник: <http://www.vnigri.spb.ru/>

Таблица 3. SWOT-анализ по Штокмановскому ГКМ (3).

Моделирование финансово-экономической эффективности дальнейшей разработки ШГКМ основывается на «Методических рекомендациях по оценке

эффективности инвестиционных проектов и их отбору финансирования» (утвержденных Министерством экономического развития РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ). Значение ставки дисконтирования принимается динамической по времени величиной, вариативной в диапазоне 7.5–20% (что соответствует уровню ключевой ставки ЦБ РФ в период с января 2008 года по ноябрь 2022), курс доллара в период 2008-2009 составлял 24-31 рублей, с января по декабрь 2022 варьировался между 63-157 рублями. Срок реализации первой фазы проекта (и планируемой окупаемости такового) — 25 лет. Цена фьючерсного контракта на нефть Brent в период 2008-2009 годов варьировалась от 43 до 133 долларов за баррель, такая высокая волатильность была связана с начавшимся мировым финансовым кризисом (пузырь ипотечного кредитования в США), в последующее десятилетие рынок углеводородов был весьма волатилен, цена на углеводороды достигала 100-120 долларов за баррель в период 2011-2014, после чего колебалась на отметке 35-80, к настоящему моменту имея значение 87 долларов за баррель.

Очевидно, стремительное падение национальной валюты по отношению к доллару и евро в период 2014-2019 года был достаточно позитивным событием для экспортной составляющей нефтегазодобывающих компаний, продающих сырье и закупающих комплектующие в иностранной валюте, уплачивающих налоги и заработную плату в рублях.

В данной модели рассматриваются объемы капитальных затрат, основывающиеся на аналогичных показателях при строительстве морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» в рамках проекта развития одноименного месторождения в Печорском море, разрабатываемого ПАО «Газпром», находящейся на шельфовой территории Печорского моря. Совокупные капитальные вложения строительства платформы «Приразломная» оцениваются в 7 млрд долл¹². Рассматривая потенциальный проект Штокмановского ГКМ, примем в базовом сценарии капитальные затраты равными 10 миллиардов

¹² <https://www.gazprom.ru/projects/prirazlomnoye/?ysclid=l8soomd1iq166546181>

долларов (с учетом объема и инфляции), распределенными равномерно на протяжении 5 лет с 2024 года.

Примем, что добыча газоконденсата начинается в 2027 году и заканчивается в 2050 году.

Месторождение такого типа относится к четвертой группе в рамках Федерального закон от 30.09.2013 N 268-ФЗ (ред. от 28.12.2016)¹³. Для данного проекта устанавливается льготное налогообложение, включающее установление адвалорного, льготного НДС длительностью 180 месяцев с величиной — 5%, высвобождение от вывозной таможенной пошлины до конца марта 2042 года, сохранение ставки налога на прибыль — 20%.

Затраты ГГР предполагаем равными 1 миллиард долларов¹⁴, равномерно распределенными на протяжении первых трех лет с 2022 года. Разработка месторождения при данных допущениях в границах рассмотренных значений является рентабельной, причём NPV достигает почти 7,6 миллиардов долларов, а IRR — 25% (Приложение 23,24,25). Высокие границы прибыльности могут быть объяснены большими запасами месторождения (4-5 место по объему запасов в России). Наибольшее влияние на прибыльность проекта представляют собой следующие параметры: объемы добычи, капитальные затраты и спотовые цены на нефть. Пороговая граница рентабельности — 48-50% падения цен, NPV — выработанность месторождения на 70-75%.

Разработка Штокмановского ГКМ рентабельна при текущей налоговой системе: при возрастании льготной адвалорной ставки до 30% проект остаётся рентабельным с показателями NPV немногим более 3,5 миллиардов долларов и IRR почти 19%. Бюджетные поступления достигнут 30 миллиардов долларов.

В целом проект показывает хорошую рентабельность даже при ухудшении факторов и повышении ставки НДС.

Важно отметить, что Штокмановское ГКМ — одно из самых крупных на шельфе незамерзающей части Баренцева моря, таким образом, разработка его

¹³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_152474/?ysclid=18sk8muxh7122793750

¹⁴ https://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/ffs_aws_russia_yamalprirazlomnoe_en.pdf

является стратегически важной, особенно на фоне глобальной турбулентности в мировой экономике, вследствие динамических процессов, приводящих к дисбалансу геополитического равновесия в мире. В частности, относительная близость залегания недр Штокмановского ГКМ и заморозка его развития создают вероятностную возможность для дренажа газового конденсата из системы коллекторов норвежскими нефтегазодобывающими компаниями, разрабатывающими добычные участки в акватории шельфа Баренцева моря со своей, норвежской стороны.

В случае увеличения налоговой ставки вдвое, показатели NPV и IRR в относительных значениях не претерпят концептуальных изменений и будут равны 7,4 миллиарда долларов и 25% соответственно.

В случае реализации «налогового маневра» экспортная пошлина будет постоянной, а NPV и IRR равны 6,7 миллиардов долларов 24% соответственно. Дельта значений имеет валютно-экспортную природу. Незначительная относительная разница выводов двух сценариев объяснима специальными условиями для шельфовых морских добычных проектов — с одной стороны, в рамках «налогового манёвра» имея льготное налогообложение, так и с другой стороны, являясь свободными от уплаты пошлины и НДС на определённый срок при налогообложении по специфической ставке.

Стоимость сжиженного природного газа на рубеже 2018-2019 варьировалась 6,2-8 долларов в Европе и 6,9-9,7 долларов в Азии за одну международную британскую техническую единицу газа ($5,825 \cdot 10^6$ БТЕ - объем газа, энергия которого содержится в барреле нефти, 1000 кубометров газа - 35800 БТЕ, соответственно 1 кубометр газа эквивалентен 35,8 БТЕ). Математический анализ функции дисперсионных значений чистой приведенной стоимости и внутренней нормы доходности, зависящих от количества добываемого газа на месторождении, времени освоения, и средней мировой цены по рынку СПГ составляют величину ожидаемой годовой доходности до 42 миллиардов долларов, что, при благоприятной конъюнктуре рынка формирует период возврата инвестиций на разработку Штокмановского месторождения сроком 15-20 лет при базовом

сценарии, с учетом ставки дисконтирования, инфляции и экономических экстерналий.

В процентном соотношении, падение рыночных котировок на фьючерсные контракты закупок топлива (нефти и СПГ) приведет к пропорциональному увеличению срока окупаемости, поэтому нельзя четко детерминировать величину временного лага окупаемости, основываясь лишь на усредненном анализе. Формула ожидаемых денежных потоков с учетом ставки дисконтирования:

$$NPV = \sum_{t=0}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+i)^t},$$

где:

t — текущий год развития проекта,

i — ставка дисконтирования,

NPV — будущие денежные потоки,

$CF(t)$ — денежные потоки года t ,

IC — начальные инвестиции [19].

Для ввода и расчета данных используем прикладной пакет Wolfram Alpha: подставим известные значения переменных в математическую формулу, считая показатель ставки дисконтирования 10%, получим, что чистый доход от добычи газа на месторождении до уплаты налогов за 25 лет составит порядка 177 миллиардов долларов, что составляет среднюю величину доходов 7,1 миллиардов долларов в год. В данном интервале период возврата инвестиций на разработку месторождения составит 15 лет. При расчете ставки дисконтирования 15% данные величины составляют 92 миллиарда, 3,7 миллиарда и 20 лет соответственно. Моделирование осуществлено при оценке среднего равновесного значения цены нефтегазовых фьючерсов за последние 10 лет. Полученные величины имеют пропорциональную нелинейную зависимость от данных индикаторов.

Таким образом, можно выделить пять канонических сценариев:

1. Негативный (цена 20-40 \$/баррель Brent, 2-4 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — экспортные морские поставки в дружественные страны Северной и Юго-

Восточной Азии и трубопроводные поставки на внутренний рынок, пролонгация санкционных ограничений Евросоюзом и странами Северной Америки в течение периода более 72 месяцев, период возврата инвестиций — 25-30 лет, проект стремится к границе нерентабельности);

2. Умеренно-консервативный (цена 40-60 \$/баррель Brent, 4-6 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — морской экспорт в дружественные страны Северной и Юго-Восточной Азии, реэкспортные морские и трубопроводные поставки в европейские страны и на внутренний рынок с последующим прямым выходом на рынки потребления Евросоюза и стран Северной Америки при отмене санкционных ограничений в период 60-72 месяцев, период возврата инвестиций — 20-25 лет);
3. Базовый/медианный (цена 60-80 \$/баррель Brent, 6-8 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — морской экспорт в дружественные страны Северной и Юго-Восточной Азии, реэкспортные морские и трубопроводные поставки в европейские страны и на внутренний рынок с последующим прямым выходом на рынки потребления Евросоюза и стран Северной Америки при отмене санкционных ограничений в период 48-60 месяцев, период возврата инвестиций — 15-20 лет);
4. Умеренно-позитивный (цена 80-100 \$/баррель Brent, 8-10 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — морской и трубопроводный экспорт в страны Евросоюза и Северной Америки при умеренно-положительной динамике развития геополитической конъюнктуры и последующей отмене санкционных ограничений в течение ближайших 36-48 месяцев, период возврата инвестиций 12-15 лет);
5. Позитивный (цена 100-120 \$/баррель Brent, 10-12 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — трубопроводный и морской экспорт в страны Евросоюза и Северной Америки при положительной динамике развития геополитической конъюнктуры и последующей отмене санкционных ограничений в течение ближайших 24-36 месяцев, период возврата инвестиций 10-12 лет);

С учетом вышесказанного, следует заключить, что проект разработки Штокмановского месторождения имеет значительные перспективы, слабой стороной данного проекта является чувствительность к мировой геополитической конъюнктуре и, как следствие, к внешней волатильности спотового и фьючерсного рынка углеводородов, при падении которого произойдет значительное увеличение срока окупаемости проекта. При благоприятной внешней конъюнктуре проект развития Штокмановского ГКМ может стать мощным драйвером развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли в частности, и национальной экономики в целом.

2.3. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОКУПАЕМОСТИ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

При формировании проектов по освоению добычи углеводородов на арктических территориях необходимо учитывать опыт зарубежных партнеров и рыночных конкурентов в данной отрасли. Помимо различий в климатических условиях арктических национальных территорий - акваторий и шельфа — в России, Канаде, США, Норвегии, Дании, существуют значительные отличия в законодательстве в области недропользования и фискальных обязательств. Таблица ниже отражает различие в подходах фискального законодательства, упомянутых выше стран.

Параметр	Россия	Норвегия	Канада	США
Налог на добычу/Роялти	НДПИ 5-15% (от стоимости добытого сырья)	-	Роялти 1-5% (от валового дохода)	Роялти 12,5% (от валового дохода)
Налог на прибыль	20%	27%	26,5%	35%
Ресурсно-рентные налоги	-	51% (от прибыли)	Роялти 30% (от чистого дохода)	35% (от чистого дохода)
Бонусы	Есть (разовые платежи)	-	-	Есть
Плата за лицензионную площадь	Есть (регулярные платежи)	Есть	-	Есть

Источник: составлено автором.

Таблица 4. Сравнение систем налогообложения добычи на шельфе Арктики.

Основные налоговые обязательства в зарубежных проектах приходятся в виде налога на финансовый результат (на чистый доход или на прибыль). В сравнении с США, Канадой и Норвегией, Россия имеет минимальную ставку налога на прибыль - 20%, в стране отсутствует ресурсно-рентный налог.

Норвегия – единственная страна из данного ряда, в которой отсутствует налог на валовой доход [19]. Компании США выплачивают бонусы для получения лицензии на добычу (аналог ренты). В России бонусом служит разовый платеж, определяемый Правительством. В дополнение к рассмотрению кейса, связанного с развитием Штокмановского месторождения в Баренцевом море, сравним налоги и платежи при добыче углеводородов арктического шельфа в странах, имеющих в этом регионе границу по акватории и шельфу — в России и Норвегии.

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

Источник: составлено автором.

Таблица 5. Налоги и платежи в России.

Налоги на платежи	Ед. измер.	Ставка
НДС	%	25
Налог на имущество	%	0
Вывозная таможенная пошлина	%	0
Корпоративный налог на прибыль	%	27
Социальный налог на прибыль	%	51

Источник: составлено автором.

Таблица 6. Налоги и платежи в Норвегии.

Стоит также отметить, что помимо указанных в таблице платежей, в Норвегии существует фискальная нагрузка в виде экологических пошлин: налог на выброс CO₂ и сбор за территорию, рассчитываемый по динамической шкале в зависимости от года добычи. Из этих данных можно заключить, что при развитии проекта добычи со схожими климато-географическими условиями в поле различных налоговых законодательств России и Норвегии имеет место рентабельность в обоих случаях со следующими различиями:

1. В России льготы по НДС и экспортным пошлинам, позитивные для добывающих компаний, создают риски недополучения налоговых поступлений, однако развитие соответствующих инфраструктур, создание рабочих мест и дивиденды в рамках акционного пакета государственного участия нивелируют таковые;
2. В Норвегии фискальные обязательства, накладываемые на финансовый результат, уменьшают налогооблагаемую базу, при этом достаточно высокая

ставка налога на прибыль приносит государству большие доходы вне зависимости от инвестиционного участия в нефтегазодобывающих проектах, механизм SDFI (State's Direct Financial Interest- Государственного Прямого Финансового Участия) обеспечивает снижение рисков, весьма высоких в арктических проектах.

SDFI – значительный механизм норвежской фискальной политики в области добычи национальных недр. Он представляет собой систему государственно-частного партнерства, где государство напрямую участвует в нефтегазодобывающих проектах. Правительство инвестирует свою долю средств в проекты, разделяя также издержки с частным капиталом, а впоследствии напрямую получает пропорциональную долю валового дохода от проекта.

Сегодня SDFI применяется на самых перспективных лицензиях на шельфе, поэтому, с учетом функционирования более прямой системы государственного участия в нефтегазодобыче, в сравнении с российским законодательством, доля доходов норвежского государства выше, чем в России.

Таким образом, более дифференцированный норвежский инвестиционно-фискальный подход оптимизирует ое партнёрство, более доступный выход на проекты частным инвесторам, обеспечивает равновесную выгоду как государству, так и частному бизнесу, а также, что немаловажно, диверсифицирует возможные риски в арктических проектах, разделяя их между всеми инвесторами в равных долях.

Однако стоит отметить, что в проектах с особо сложными климато-геологическими условиями, где финансовые риски особенно велики, условия российского инвестиционно-фискального законодательства становятся весьма благоприятны. Заморозка проекта не меняет структуру налоговых выплат, что в конечном счете влияет на показатели эффективности проекта (IRR - Internal Rate of Return - внутреннюю норму доходности и NPV - Net Present Value - чистую текущую стоимость инвестиций).

Успешное освоение недр - результат жесткого контроля со стороны государства. Как показала практика, государственное регулирование является

сильной стороной норвежского нефтегазодобывающего сектора. Национальный контроль, государственно-частное партнерство, высокий уровень технологической компетентности обеспечили долговременный потенциал для развития отрасли [20]. Активное привлечение правительством Норвегии с 1970-х годов зарубежных компаний – профессионалов отрасли, а также динамичное заимствование интеллектуальных ресурсов — хороший пример для российской нефтегазодобывающей отрасли сегодня.

Допуск иностранного капитала и ресурсов к проектам добычи национальных недр Норвегии многократно окупился передачей технологического опыта и осуществлением подготовки кадров из местного населения. Транснациональные нефтегазовые компании в рамках договоров о сотрудничестве, осуществляли разработку и выполнение инженерных программ, таким образом, данные инвестиции внесли вклад в развитие НИОКР. Четкая законодательная, фискальная, лицензионная системы обеспечили прозрачные правила работы в отрасли. В нашей стране динамика изменений в фискальной и лицензионной системе доступа разведки и добычи достаточно высока в последние годы в связи с институциональными, историческими причинами. Норвежский опыт может оказаться крайне полезным для развития российского нефтегазодобывающего сектора.

В обоих рассмотренных случаях стоит учитывать и экономическую составляющую антропогенного воздействия на экологическую обстановку в Арктике. По мнению экологов-экспертов, в случае аварии на участках арктической добычи представляется возможным устранение не более чем трети объема разлитой нефти. Данные условия являются существенным, значительным технологическим вызовом для рентабельности и экологической безопасности добычного региона.

Таким образом, следует заключить, что развитие добычи нефтегазовых ресурсов Крайнего Севера рентабельно при благоприятной конъюнктуре на мировом рынке предложения углеводородов в среднесрочной перспективе и необходимо для национальной энергетической безопасности в долгосрочной

перспективе. Экологические риски нефтегазодобычи на Арктическом шельфе выше, чем на континентальных территориях, но не являются факторами непреодолимого характера, так как могут быть нивелированы грамотными технологическими решениями.

ГЛАВА 3.¹⁵

УЧЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АРКТИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

¹⁵ Отдельные положения данной главы изложены на основании публикаций: [52], [53], [54], [56], [57], [60].

3.1. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ

Развитие добычи углеводородов на арктическом шельфе и в Северном Ледовитом океане сопряжено с серьезными экологическими вызовами. В морских условиях Арктики особую опасность представляют всевозможные утечки углеводородов и конденсата, при проникновении под лед которых создаются огромные экологические проблемы для флоры и фауны региона в связи с отсутствием в полярных областях нефтеразлагающих бактерий, встречающихся в тёплых морях, а также практической сложностью очистки загрязненной подводной и надводной территории, покрытой льдом и торосами, достигающими толщины 2-5 метров. Основные экологические факторы, осложняющие добычу на Арктическом шельфе:

— изменение природных условий из-за повышения температур, вследствие высвобождения большого количества горячего (в диапазоне от +20 С до +200 С) сырья на поверхность;

— ограниченная эффективность и возможность ликвидации нефтеразливов из-за сильных ветров, многометровых льдов и туманов;

— сложность работ по ликвидации аварий в условиях полярной ночи;

— сложность при хранении дисперсионных конденсатов и шламов при добыче вследствие невозможности использования аналогов шламовых амбаров.

Углеродный след в арктической зоне вследствие интенсификации нефтегазовой добычи также может быть существенно повышен ввиду опасности разливов и сложности их устранения, тем самым все это может формировать глобальные изменения в климате арктической зоны, что представляет большую эколого-экономическую угрозу. Показателен пример аварий-катастроф, случившихся в акватории США:

- 1) Месторождение Прадхо-Бэй, Аляска, 2006 год (разлив нефтепродуктов на территории площадью несколько гектаров и объемом 1000 кубометров, загрязнение тундры и побережья);

2) Пожар на платформе «Deepwater Horizon», 2010 год (разлив 700 тонн нефтепродуктов на поверхности Мексиканского залива).

Эти трагические инциденты техногенного характера, помимо человеческих жертв, привели к огромным негативным экологическим последствиям: гибели флоры и фауны, нарушению цепей биоценоза, загрязнению Мирового океана. Добыча в акватории моря и на шельфе сопряжена с дополнительными ограничениями в технике безопасности и усложнению инжиниринга.

Серьезной проблемой при добыче являются флюидодинамические процессы в околоскважинном пространстве, сопутствующие освоению месторождений углеводородов, являющиеся причиной формирования техногенных залежей и создания аварийных ситуаций, повышающих вероятность неконтролируемого выброса нефти и газа. Выход огромных масс вещества с повышенной температурой из подземных слоев морского дна приводит к термоэрозии, изменению рельефа местности, погружению островов и частей суши под воду, отходу ледового покрова, образованию подводных гидролаколлитов (структур, создающих опасность для судоходства).

Добыча углеводородов создает многочисленные полости в слоях земной коры в шельфовых морских зонах, что приводит к дисбалансу давлений и температур вещества, создавая озера с кратерами газовых выбросов, тем самым нарушая естественный природный баланс в местах добычи, что также должно быть учтено на стадии проектирования при рассмотрении гидродинамической/газодинамической модели и построении геологоразведочных проектов. Вышеперечисленные факторы накладывают дополнительные финансовые и стратегические ограничения на добычу в регионе, но преодолимы при ответственном подходе проектирования новых объектов на участках месторождений.

Среди основных экологических факторов, осложняющих добычу в условиях Крайнего Севера, необходимо выделить изменение природных условий — повышение температурных годовых медианных значений, являющееся следствием процессов глобального потепления, а также высвобождение большого количества

горячих углеводородов (в диапазоне от +20 С до +200 С) на поверхность. Выход огромных масс вещества с повышенной температурой из подземных слоев морского дна приводит к термоэрозии, изменению рельефа местности, погружению островов и частей суши под воду, отходу ледового покрова, образованию подводных гидролакколитов (структур, создающих опасность для судоходства). Ограниченная эффективность добычи и возможность ликвидации разлива углеводородов на арктическом шельфе характеризуются:

1. Экстремальными погодными условиями (сильные ветра, значительные величины толщины льда, обильные туманы, ураганы, штормы);
2. Затрудненностью работ по ликвидации аварий в условиях полярной ночи;
3. Технической усложненностью хранения добычных дисперсионных конденсатов и шламов вследствие невозможности использования аналогов шламовых амбаров;
4. Флюидодинамическими процессами в пространстве около скважины, являющимися причиной формирования техногенных залежей, повышающих вероятность неконтролируемого выброса нефтепродуктов и создания объемных полостей в слоях земной коры шельфовых морских зон, приводящих к дисбалансу давлений и температур вещества и создавая озера с кратерами газовых выбросов;
5. Эксплуатационными рисками технологического характера (низкие температуры, коррозия, кавитационные эффекты — ускоренный износ нефтесервисного оборудования, грозящий неконтролируемым выходом недр под давлением);
6. Сейсмологическими процессами в Северном Ледовитом океане (Карское море, море Лаптевых), повышающими угрозу возможных землетрясений и ледовых цунами [21].

Любой из вышеперечисленных факторов является условием повышенных рисков для значительных аварийных разливов при добыче. Особую опасность представляет вероятность возможных утечек продуктов углеводородов, жидкой фазы и конденсата в условиях тяжелой ледовой обстановки. Создаются

значительные экологические проблемы для флоры и фауны арктических областей из-за отсутствия разлагающих бактерий, встречающихся лишь в водах более южных широт, повышенной сложностью характеризуются процессы очистки загрязненной подводной и надводной территорий, покрытых льдом и торосами, достигающими толщины 2-5 метров.

Арктические воды имеют более низкие значения температуры и солености по сравнению с водами более южных широт Мирового океана, при этом в состав нефтепродуктов входят мутагены, ингибиторы биосинтеза, канцерогены и различные токсиканты, что лишь осложняет и пролонгирует процесс естественного разложения и расщепления продуктов выхода недр.

Ликвидация последствий разлива продуктов углеводородов — сложная наукоемкая задача, ставящая цель минимизации эколого-экономического ущерба при происшествии на участках добычи. Экстремальные климатические условия Крайнего Севера осложняют этот процесс, поэтому требуются специальные технологические решения. Основными способами ликвидации разливов при неконтролируемых выходах недр являются:

1. Применение нефтесборных устройств (механические системы сбора, скиммеры);
2. Сжигание нефтепродуктов на месте разлива;
3. Химический метод (катализация эмульгирования нефти и ее абсорбция).

Для локализации и дальнейшего нераспространения зоны экологического поражения используются боновые заграждения, сдерживающие распространение разлива по поверхности (водной и ледовой, при различных концентрациях льда, см. Приложение 3). При локализации разлива на открытой водной поверхности используются боновые заграждения «нулевого» рубежа — ограждения судов (судно ЛАРН — ликвидации разлива нефти ТБС — транспортно-буксирное судно), причалов и платформ, на которых происходит разлив, на этих огражденных участках осуществляются сбор нефтепродуктов скиммерами - насосными

перегонными устройствами сбора нефтепродуктов с поверхности и поверхностных морских слоев¹⁶.

При повышении концентрации льда на морской поверхности (более 30%) боновая схема сбора становится менее эффективной в условиях двухфазной среды, где процессы абсорбции и эмульгации нефтепродуктов льдами играют значительную роль, в таких случаях используется комбинированный технологический подход, включающий в себя боновую локализацию разлива вспомогательными судами с последующим тралением и скиммеризацией нефтепродуктов судном ЛАРН (Приложение 4).

Скиммеры, устанавливаемые на суда ЛАРН (олеофильные, вакуумные, механические) обладают системами подогрева и защиты от механических ударов и подбираются в соответствии с условиями окружающей среды, в которой произошел разлив. В зависимости от характера ледовой обстановки (мелко битый, крупно битый лед, «снеговая каша») используются скиммеры различных технологических характеристик: для крупного льда типа Lamor Arctic, для мелкого — съемно-щеточные Rore Mor/Fox Tail. В случаях сильно сплоченного льда, в местах предполагаемого скопления нефти, производится вскрытие ледового покрова и разрушение крупных льдин. В условиях особо тяжелой ледовой обстановки, при невозможности сбора нефтепродуктов разлива место локализации утечки отмечается установкой буюв-индикаторов для последующего сбора при сезонном разрушении ледового покрова.

Эффективным способом удаления нефти с морской поверхности также является метод сжигания ее в огнеупорном боновом ограждении, минимизирующем радиус разлива, увеличивающем толщину масляной пленки на поверхности, тем самым улучшающим качество сгорания (воспламенение осуществляется сбросом с воздушного или морского судна суспензионного «желатинового» топлива). Остатки горения погружаются на дно либо обладают

¹⁶ВНИИ по проблемам гражданской обороны и чрезвычайных ситуаций МЧС РФ// Рекомендации по применению технических средств при ликвидации последствий разлива нефтепродуктов. 2020. С. 18-31. [Электронный ресурс]. URL:https://www.vniigochs.ru/storage/photos/4/Деятельность/Methodics/OMS/mr_neft.pdf (дата обращения 05.03.2022).

нейтральной плавучестью, сбор их осуществляется комбинированным методом с использованием поверхностно-активных веществ, уплотняющих нефтяные пятна в ледяной воде и битом снеговом льду.

Метод сжигания характеризуется и возможными негативными эффектами: потенциально негативным воздействием продуктов горения на окружающую среду, высокой вероятностью вторичных побочных возгораний объектов природы и человеческого имущества, меньшей эффективностью при тонкослойном распространении разлива (мероприятия по сжиганию строго контролируются и осуществляются при разрешении региональных отделений Росприроднадзора).

Еще одним важным методом ликвидации последствий разливов является применение специальных химических реагентов — диспергентов. Это поверхностно-активные вещества (ПАВ), разработанные специально для применения в морской среде, свойства которых аналогичны мыльному раствору: при распылении по поверхности разлива диспергенты разливаются на нефтяной пленке, уменьшая ее поверхностное натяжение, тем самым разбивая большое пятно на совокупность малых пятен, которые впоследствии испытывают естественное биохимическое разложение — взвесь, по свойствам аналогичная суспензионному раствору, доступна для преобразования микроорганизмами, обитающими в арктических широтах, а плотность и вязкость ее препятствует перемещению в прибрежную шельфовую зону (Приложение 5).

Эффективность использования диспергентов обратно пропорциональна времени, прошедшему с момента разлива: нефть, распространившаяся по поверхности и растворенная в морской воде, становится слишком эмульгированной, вязкой, и эффективность рассеивания диспергентом снижается. Этот метод также имеет побочный негативный эффект: высокая концентрация ПАВ приводит к нарушению естественного обмена веществ в окружающей среде, негативному воздействию на флору и фауну, нарушению биоценологических цепочек. Использование этого метода требует анализа суммарной экологической выгоды (АСЭВ) и также находится в ведении федеральных и региональных отделений Росприроднадзора [21].

Устранение разлива диспергентами не применяется в случаях локализации на закрытых, мелководных участках малой площади и при устранении лёгких фракций нефти во избежание образования экологически опасного количества летучих соединений углеводородов.

Таким образом, несмотря на все преимущества, этот метод выступает в качестве вспомогательного, когда механический сбор и устранение посредством воспламенения не представляются возможными, при этом в условиях арктических широт, где вязкость нефти имеет большие показатели, этот метод эффективен лишь в случаях устранения не эмульгированных нефтепродуктов (достижение высокой степени расщепления осуществляется с помощью судовых ледакольных винтов, преобразующих ледовый покров в более однородную массу с последующим сбросом диспергентов).

	Финляндия	Норвегия	Россия	Швеция
Нефтегазовая деятельность на море	Добыча, хранение, морская транспортировка.	Морская разведка и добыча, морская транспортировка, хранение в резервуарах, нефтеперерабатывающие заводы.	Морская разведка и добыча, морская транспортировка. Хранение в резервуарах, нефтеперерабатывающие заводы.	Добыча, хранение, морская транспортировка.
Соответствующий орган государственной власти	Финский институт окружающей среды.	Норвежская береговая администрация.	Государственная служба контроля за загрязнением морской среды - (ФГУ «Госморспасслужба России»), Управления аварийно-спасательных работ и МЧС.	Шведская береговая охрана.
Требования национального плана реагирования на	Органы управления спасательной службы имеют план мероприятий по ликвидации нефтяных	Компании, муниципалитеты и федеральное правительство имеют интегрированные планы	Местные, региональные и национальные планы ликвидации аварийных разливов нефти; порты, терминалы и гавани также	Национальный план по ликвидации разливов нефти, администрации округов имеют запасы

чрезвычайные обстоятельства	разливов в своем районе; правительство имеет также региональные планы мероприятий на случай разливов нефти.	мероприятий по ликвидации нефтяных разливов.	имеют планы мероприятий по ликвидации нефтяных разливов.	наиболее уязвимых зон.
Национальная политика в области мер по ликвидации разливов нефти	Механическая очистка (согласно Хельсинской конвенции); диспергирующие вещества не применяются.	Локализация и очистка разлитой нефти осуществляется как можно ближе к источнику разлива. Применение диспергирующих веществ является дополнительной мерой и требует утверждения.	Применение механических способов очистки, если позволяют погодные условия; применение диспергирующих веществ и сжигание на месте допускается для некоторых нефтяных разливов в зависимости от обстоятельств и после утверждения.	Приоритет имеют механические способы извлечения разлитой нефти, диспергирующие вещества не используются.
Склады запасов оборудования	Правительство имеет 13 складов и судо-нефтесборщики; приморские муниципалитеты содержат небольшие	Правительство имеет суда по ликвидации нефтяных разливов и самолет, также 15 складов оборудования, укомплектованного персоналом, вдоль	Склады в портах, терминалах и гаванях размещаются с учетом оценки на местах рисков разливов нефти; специализированные суда и	Правительство имеет нефтесборные суда и оборудование в шести точках, а также самолет. Нефтегазовая отрасль имеет

	нефтесборные суда и оборудование. Терминалы имеют свое оборудование по сбору разлитой нефти.	побережья и на островах. Нефтяная отрасль имеет пять складов и доступ к судам и авиации.	оборудование имеется в крупных портах. Ряд частных подрядчиков по ликвидации нефтяных разливов осуществляет деятельность по всей стране.	необходимое оборудование.
Участники планов по ликвидации разливов нефти	Правительство, частных подрядчиков нет.	Правительство и промышленность; оборудование укомплектовано персоналом.	Правительство и частные подрядчики по ликвидации разливов нефти.	Правительство и промышленность; 25 станций береговой охраны.

Источник: <https://wwf.ru/>

Таблица 7. Сравнение стратегий по предотвращению и ликвидации нефтяных разливов на арктическом шельфе по странам Европы.

	Канада	Гренландия (Дания)	Исландия	США
Нефтегазовая деятельность на море	Разведка и добыча, морская транспортировка, хранение в резервуарах, нефтеперерабатывающие заводы.	Разведка и добыча, морская транспортировка.	Морская транспортировка, хранение в резервуарах, нефтеперерабатывающие заводы.	Разведка и добыча, морская транспортировка, хранение в резервуарах, нефтеперерабатывающие заводы.
Соответствующий орган государственной власти	Канадская береговая охрана; Департамент рыболовства и океанографии.	Королевские военно-морские силы Дании.	Агентство Исландии по охране окружающей среды и продовольствию (EFAI).	Береговая охрана, служба реагирования.
Требования национального плана реагирования на чрезвычайные обстоятельства	Танкеры водоизмещением 150 гт и прочие суда водоизмещением более 400 гт обязаны иметь план мероприятий по ликвидации нефтяных разливов; службы ликвидации аварий имеют собственные планы мероприятий на случай разливов нефти.	Ведется разработка планов мероприятий по ликвидации нефтяных разливов специально для Гренландии.	Не определено.	Танкеры и прочие суда водоизмещением больше 400 гт должны иметь план ликвидации разлива нефти с судна, утвержденный правительством; региональные организации по принятию ответных мер

				также имеют планы мероприятий на случай разливов нефти.
Национальная политика в области мер по ликвидации разливов нефти	Сначала перекачать нефть из поврежденного резервуара/судна, затем сконцентрироваться на локализации и очистке по мере того, как позволяют условия. Диспергирующие вещества и сжигание на месте имеют второстепенное значение, применение диспергантов требует специального разрешения.	Морские условия препятствуют большинству методов очистки; тем не менее должны быть предприняты все меры по извлечению как можно большего количества нефти. Применение диспергирующих веществ запрещено.	Локализация и очистка разлитой нефти как можно ближе к источнику разлива. Предпочтение отдается механическим способам очистки, если позволяют погодные условия; применение диспергирующих веществ требует специального разрешения.	Приоритет имеют локализация и очистка разлитой нефти. Сжигание на месте и диспергирующие вещества в некоторых штатах санкционированы; применение диспергирующих веществ требует специального разрешения от региональной службы по ликвидации разливов нефти.
Склады запасов оборудования	Правительство имеет 73 склада по всей стране, четыре частных организации по ликвидации разливов имеют	Нет, придут из Дании или Канады. Существуют два склада оборудования в Дании, а	Принадлежащее правительству оборудование на пяти крупнейших	Правительственное оборудование хранится на складах вдоль береговых линий, на

	различное оборудование, достаточное для очистки нефти с водной поверхности в течение 10 дней. Порты и сливно-наливные установки также имеют соответствующее оборудование.	также нефтесборные суда, но маловероятно, что они смогут достигнуть Гренландии своевременно, чтобы их действия были более эффективными, более вероятен их подход из Канады.	региональных складах; муниципалитеты и региональные кооперативы имеют меньшие по объему склады во многих местах.	островах и военно-морских базах. Частные аварийные организации и сливно-наливное оборудование для нефти также включает в себя специализированное оборудование.
Участники планов по ликвидации разливов нефти	Правительство координирует региональные аварийные бригады и организации по ликвидации разливов нефти.	Нет, придут из Дании или Канады.	Главным образом местные аварийные бригады, так как порты принадлежат государству.	Частные аварийные организации, ударные отряды береговой охраны на трех побережьях.

Источник: <https://wwf.ru/>

Таблица 8. Сравнение стратегий по предотвращению и ликвидации нефтяных разливов на арктическом шельфе по странам Северной Америки и Северо-Атлантического региона.

Условия	Потенциальные воздействия на выбор мероприятий по ликвидации нефтяных разливов			
	Общие ограничения	Механическое извлечение	Сжигание на месте	Диспергенты
Ограниченная видимость (включая период полярной ночи на Крайнем севере)	<p>Различные условия, ограничивающие "видимость, могут помешать им ограничить операции по ликвидации нефтяных разливов, в особенности действия участвующих в операциях самолетов или судов.</p> <p>Ограниченная видимость может затруднить или сделать невозможным отслеживание местонахождения разлива нефти и его передвижение.</p> <p>Туманы делают операции с участием судов</p>	<p>Точное развертывание судов и оборудования требует достаточной видимости для развертывания и эксплуатации оборудования и техники.</p> <p>Если позволяют условия безопасности, во время темноты возможно использование рабочего освещения.</p>	<p>В темное время не: рекомендуется проведение сжигания нефти на месте (Береговая охрана США, 2003 год). Воспламенение с воздуха и/или воздушное наблюдение требуют наличия хорошей видимости.</p>	<p>Нанесение диспергаторов с воздуха и/или воздушное наблюдение требуют условий визуального полета.</p> <p>Нанесение диспергаторов с судна требует визуального подтверждения местонахождения нефтяного пятна.</p>

	или самолетов исключительно опасными.			
Волнение моря	Волны могут оказывать различное влияние в зависимости от их силы и вида. Короткие, часто меняющие направление волны, как правило, оказывают больше воздействие на операции по ликвидации разлива нефти, чем длинные океанские валы. Изменения течений или приливных волн также могут воздействовать на операции по ликвидации нефтяных разливов.	Боновые ограждения и устройства для сбора нефти с поверхности воды функционируют ненадлежащим образом в случаях сильного волнения моря. Оборудование должно подходить (быть приспособленным) для обычных уровней волнения моря. Быстрые течения, изменяющиеся приливы и короткие волны могут усложнить задачу по удержанию бонового ограждения и судна в зоне позиционирования.	Сильное волнение моря усложняет локализацию разрыва и делает воспламенение нефти потенциально опасным.	В открытом море обычно повышается эффективность химических диспергаторов.

		<p>В условиях волнения моря маневрирование боновым заграждением и устройством по сбору нефти с поверхности является опасным.</p> <p>Общепринятым ограничением для бонового заграждения является высота волны 2-3 метра.</p>		
--	--	---	--	--

Источник: <https://wwf.ru/>

Таблица 9. Характерные климатические условия Арктики и потенциал их воздействия на выбор технологии устранения разлива.

Условия	Потенциальное воздействие на выбор мероприятий по ликвидации нефтяных разливов			
	Общие ограничения	Механическая очистка	Сжигание на месте	Диспергенты
Морской лед	Лед может препятствовать доступу к зоне разлива,	Боновое заграждение может быть смещено,	Определенные ледовые условия	Нефть, находящаяся подо льдом, недостижима

	<p>затрудняя мониторинг и обнаружение разлива нефти. Ведется усовершенствование и отладка дистанционных методов обнаружения нефти под и между морским льдом, но на настоящий момент такие методы еще несовершенны. Лед может препятствовать или ограничивать действие судов, особенно если речь идет о небольших вспомогательных судах. В условиях тяжелой ледовой обстановки не должны эксплуатироваться суда, у которых нет специального ледостойкого корпуса. Ледяное сало может забивать устройства для забора морской воды или накапливаться в кингстонной коробке на всасывающем трубопроводе.</p>	<p>приподнято или разорвано льдом. Эффективность работы судна нефтесборщика может быть снижена из-за ледовой крошки, так как могут забиваться устройства сбора нефти с поверхности воды и насосы. Ограниченная маневренность может помешать или отсрочить развертывание устройств по сбору нефти или боновых заграждений. Попытки отвести лед от зоны сбора разлитой нефти могут привести к тому, что направление движения нефти также изменится. Лед должен быть отделен от собранной нефти. Лед может обеспечить</p>	<p>(например, ледовое сало) могут снижать эффективность сжигания нефти или затруднять ее воспламенение. Развертывание огневого заграждения может быть затруднено или невозможно. Извлечение остаточных продуктов нефти требует использования судов. Лед может представлять собой естественное заграждение, что может дать возможность сжигания нефти во льду.</p>	<p>для применения диспергирующих веществ. Лед может понижать энергию смешения. При низкой солености диспергаторы, как правило, менее эффективны. В большинстве регионов применение диспергирующих веществ не считается методом, который может использоваться в условиях морского льда.</p>
--	--	--	---	--

		естественное заграждение для разлитой нефти. Может потребоваться судно с усиленным корпусом или судно ледовой разведки. Подвижки льда могут быть непредсказуемыми или невидимыми.		
Условия	Факторы, влияющие на выбор мероприятий по ликвидации нефтяных разливов			
	Общие ограничения	Механическое извлечение	Сжигание на месте	Диспергенты
Ветер	Сильные ветры могут затруднять эффективные развертывание работы экипажа, судна, оборудования, необходимых для ликвидации разлива нефти. Ветры высоких скоростей могут затруднить	Сильные ветры могут смещать боновое заграждение и суда из зоны локализации разлитой нефти или срывать боновое заграждение с якоря (Поттер, 2004 год).	Сжигание разлитой нефти на месте при высокой скорости ветра является в целом небезопасным и практически неосуществимым.	Точечное распыление диспергирующих веществ в условиях сильных ветров является чрезвычайно сложной задачей.

	операции с воздуха или сделать их небезопасными.			
Температура	<p>Продолжительные периоды температур ниже точки замерзания могут повлиять на безопасность персонала или потребовать более частой смены вахт. Экстремально низкие температуры могут быть опасны для персонала. Холод может вызвать хрупкое разрушение некоторых металлов. Низкие температуры в условиях морского тумана приводят к обледенению поверхностей, что делает их скользкими. Условия обледенения могут приводить к неустойчивости судов.</p>	<p>Устройства для сбора разлитой нефти с поверхности воды замерзают. В условиях морского тумана может происходить обледенение боновых ограждений, что может привести к их разрыву, разрушению или перехлестыванию волнами. Повышенная вязкость нефти затрудняет ее извлечение и перекачку.</p>	<p>Экстремально низкие температуры могут значительно затруднить воспламенение или сделать его неэффективным и привести к замедленному горению нефти или затуханию.</p>	<p>Низкие температуры и повышенная вязкость нефти могут снизить эффективность диспергирующих веществ.</p>

Источник: <https://wwf.ru/>

Таблица 10. Характерные климатические условия Арктики и потенциал их воздействия на выбор технологии устранения разлива

Выбор технологии ликвидации разлива строится на учете множества факторов: площадь загрязнения, температуры воздуха и морской поверхности, скорость и направление ветров и течений, соленость участка, плотность и толщина ледового покрова. Методом сравнения проведен анализ эффективности использования способов ликвидации разливов при различных гидрометеорологических и ледовых условиях в цветовой градации — зелёный (наибольшая эффективность), красный (средняя эффективность), жёлтый (наименьшая эффективность).

Наименование технологии	Гидрометеорологические условия		
	Спокойная вода	Слабый ветер и волнение	Сильный ветер и волнение
Механическое ограждение и сбор нефти			
Применения химреагентов			
Сжигание на месте			
Комплексная технология (боны+сжигание)			

Источник: <https://neftegaz.ru/>

Таблица 11. Сравнение эффективности технических методов устранения разлива в зависимости от гидрометеорологических условий

Название технологий и оборудования	Площадь покрытия водной поверхности льдом, %										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Механический сбор											
- обычные боны и скиммеры	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Red
- обычные боны и скиммеры (с ледокола)	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Red
- арктические скиммеры (с ледокола)				Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Red
Применения химреагентов											
- распыление через рукав на судне, применение винтов судна (ледокола) для перемешивания	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red
- распыление с самолета	Green	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
- распыление с вертолета	Green	Green	Yellow	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
Сжигание на месте											

- без использования огнестойких бонов	Green	Green	Green	Yellow	Red	Red	Red	Red	Red	Red	Red
- с использованием огнестойких бонов	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Red	Red
-на поверхности сплоченного льда	White	White	White	White	White	White	White	Yellow	Yellow	Green	Green

Источник: <https://neftegaz.ru/>

Таблица 12. Сравнение эффективности технических методов устранения разлива в зависимости от площади покрытия водной поверхности льдом.

Интересен и показателен опыт экологического страхования нефтегазодобывающих шельфовых проектов стран-участниц Арктического совета¹⁷, ведущих разработку и добычу в арктической зоне. Норвегия обладает уникальным по своей эффективности опытом государственного управления нефтегазодобывающей отраслью, основная часть проектов которой располагается в северных и арктических широтах. Норвежское государство, являясь одновременно субъектом публичного права, собственником континентальных и шельфовых недр, выразителем национальных интересов, последовательным сторонником экологического контроля, расширения использования технологий ВИЭ и минимизации выбросов вредных веществ в атмосферу и гидросферу, строго контролирует выполнение требований экологической безопасности компаниями еще на этапе представления проектов по шельфовой добыче, для последующего получения лицензий на разведку и добычу.

В рамках законов 1963, 1975, 1985, 1996 и 1999 годов «О нефти», компании, стремящиеся участвовать в добычных проектах в рамках государственно-частного партнерства, отвечают инженерно-техническим, технологическим и экологическим требованиям Нефтяного надзора — подведомственной Министерству нефти и энергетики структуре [22]. Необходимым условием подачи заявки компанией на получение лицензии на добычу является заключение договора со страховым брокером в виде частной компании, либо P&I клуба (Protection and Indemnity — независимые некоммерческие организации по взаимному страхованию групп отраслевых компаний на паевой основе).

Методика расчета объема страховых взносов и экологических штрафов при происшествиях основывается на предписаниях Нефтяного директората (также структура, входящая в Министерство нефти и энергетики), таким образом, геологоразведочная, инфраструктурная, добычная и логистическая деятельность компаний, участвующих в норвежских нефтегазодобывающих шельфовых проектах, строго регламентирована кодифицированными государственными

¹⁷Сайт Арктического Совета. // Электронный ресурс. [Электронный ресурс]. URL: <https://arctic-council.org/ru/> (дата запроса 25.03.2022)

правилами. В случае экологических происшествий обязанность устранения их последствий, как и объемы штрафов четко определены и становятся полной ответственностью частных компаний [10].

В США экологическое законодательство определяется рядом законов в области природопользования и природоохранной деятельности, таких как «Закон о национальной политике в области окружающей среды» 1969 года (National Environment Policy Act – NEPA) и «Закон о всеобъемлющих мерах по защите окружающей среды, компенсации ущерба и ответственности» 1980 г. (Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act Of 1980 — CERCLA): данные нормы предусматривают обязательный анализ деятельности экономических субъектов, обязанность компаний об информировании населения о своих проектах, имеющих риски экологического характера, на федеральном уровне, судебную ответственность за аварийные разливы, а также создание экологического «Суперфонда» — федерального финансового агрегатора средств, которые могут быть использованы при устранении последствий экологических происшествий.

Федеральное Агентство США по охране окружающей среды инициирует подачу исковых заявлений в суды местного и федерального уровня в случаях экологических катастроф, ответственность ложится на виновников — компании, допустившие происшествия, а не на региональные бюджеты — средства налогоплательщиков, что отвечает общественному запросу на рациональное использование природных ресурсов [23]. В соответствии с этими законодательными нормами, в рамках прецедентной правовой системы, частные нефтегазодобывающие компании США страхуют свои проекты по всем типам рисков, шельфовые арктические проекты, где доля вероятности возникновения возможного ЧС и его экологического воздействия повышена — особенно тщательно [24].

В Канаде недра континентального шельфа находятся в ведении федерального Правительства, а лицензирование разведки и добычи углеводородов осуществляется Министерством природных ресурсов Канады на конкурсной

основе, при открытии крупных месторождений — в порядке исключительного права. Экологическое страхование канадских нефтегазодобывающих проектов обязательно в рамках законов «Об охране окружающей среды» 1988 года, «Об экологической экспертизе» 1992 года и «Об экологической оценке» 2012 года¹⁸, за деятельностью компаний предусматривается контроль на региональном (органами исполнительной власти провинций) и на федеральном уровне — Агентством по экологической экспертизе. Вынесение решения по оценке экологического ущерба при происшествиях осуществляется в порядке судебного арбитража в рамках указанных в законе положений.

Таким образом, рассмотрев особенности экологического страхования в Норвегии, США и Канаде, автор выявил следующие тенденции:

1. Экологическое страхование нефтегазодобывающих шельфовых проектов в Норвегии, США и Канаде обязательно для получения лицензии на геологоразведку и добычу в рамках текущего законодательства;
2. Возникновение ЧС экологического характера при добыче углеводородов на шельфе является причиной исковых претензий и повсеместного судебного разбирательства между государственными надзорно-регулирующими органами и частными компаниями в данных странах, объектом арбитража являются величина экологического штрафа и обязательства компании-ответчика по устранению ущерба;
3. Экологическое право и система страхования в указанных странах строго детерминированы рядом законодательных актов, содержащих методику расчета экологических штрафов.

В России понятие «экологического риска», зафиксированное в Федеральном законе N 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10 января 2002 года¹⁹, отражает вероятностную природу случайного события, приводящего к негативным последствиям для природы и человека, но не дает оценить саму вероятность его

¹⁸Закон об экологической оценке. // Сайт Министерства юстиций Канады. Электронный ресурс. [Электронный ресурс]. URL:<https://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/C-15.21.pdf> (дата запроса 23.03.2022)

¹⁹Федеральный закон от 10.01.2002 N.7-ФЗ «Об охране окружающей среды»// «Собрание законодательства РФ». 14.01.2002. No. 2. Ст. 133.

наступления, как и величину экологического ущерба, прямого и косвенного [75, 76, 77, 78], что открывает возможности для компаний по уклонению от страховой ответственности и возмещения ущерба [25].

По закону «Об охране окружающей среды» возмещение вреда от экологического загрязнения лежит в рамках добровольной инициативы или судебного решения; сумма штрафов начисляется пропорционально убыткам компании (упущенная выгода, инфраструктурные потери) и затратам на восстановительные мероприятия [26]. При отсутствии проектов на восстановление калькуляция штрафов производится по методикам государственных надзорно-исполнительных органов в области охраны окружающей среды, в частности, Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) [66, 67, 68, 69, 70].

Методические рекомендации, одобренные Росприроднадзором, составляются частными компаниями²⁰, разнородны по содержанию, не имеют общего математического подхода и, как следствие, достаточно дискуссионны в плане арбитража [27]. Более того, добровольная основа экологического страхования для нефтегазодобывающих компаний, закреплённая в текущей форме законодательства [71,72,73,74], вовсе не является драйвером для развития такового, как и отсутствие четко сформулированной экономико-правовой базы для возмещения экологического ущерба (сложно представить на текущий момент исковое заявление по возмещению ущерба от экологического происшествия со стороны органов региональной исполнительной власти к государственным нефтегазодобывающим компаниям с вертикальной интеграцией).

Мероприятия по предупреждению и ликвидации нефтеразливов, требующие значительных инвестиций с учетом повышенной сложности мероприятий по ликвидации разливов в арктических широтах, являются прерогативой государства, следовательно оплачиваются налогами рядовых граждан, что вовсе не отвечает

²⁰Перечень методик расчета выброса вредных (загрязняющих веществ). // Официальный сайт Росприроднадзора. Электронный ресурс. [Электронный ресурс]. URL:https://www.mnr.gov.ru/docs/metodiki_rascheta_vybrosov_vrednykh_zagryaznyayushchikh_veshchestv_v_atmosfer_nyu_vozdukh_statsionarn/perechen/ (дата запроса: 25.03.2022).

социальному запросу. Исходя из этого, выглядит логичной необходимостью введения обязательного экологического страхования российских шельфовых нефтегазодобывающих арктических проектов, прошедших уже процедуру получения лицензии на геологоразведочные работы и добычу, так и всех последующих, как и закрепление за компаниями обязательств по предотвращению и устранению возможного экологического ущерба.

В соответствии с требованиями российского законодательства, нефтегазодобывающие компании должны проводить экологическую оценку своей хозяйственной деятельности, договоры страхования являются добровольными и служат дополнением к договорам обязательного страхования гражданской ответственности владельца опасного объекта²¹ (в данном случае — участка добычи). При этом договором добровольного страхования покрывается ответственность, незастрахованная в рамках обязательного страхования гражданской ответственности за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте, а также ответственность за вред в результате аварии, величина ущерба от которого превышает лимиты ответственности по обязательному страхованию, если лимит ответственности по договорам обязательного страхования исчерпан, однако, на практике страховые компании достаточно неохотно реализуют эти выплаты, интерпретируя это как не входящие в договоры страхования случаи.

В 2020 году были приняты изменения в закон «Об экологической экспертизе» в Российской Федерации, в рамках которых на законодательном уровне была отменена необходимость государственной экологической экспертизы на участках арктической шельфовой добычи (в законе определен перечень объектов в Арктической зоне, подлежащих данной экспертизе, с уточнением: «...за исключением проектной документации буровых скважин, создаваемых на земельном участке, предоставленном пользователю недр и необходимом для

²¹ Федеральный закон от 27.07.2010 N 225-ФЗ (ред. от 18.12.2018, с изм. от 08.03.2022) "Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте" // КонсультантПлюс. [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_103102/01fbae25b3040955277cbd70aa1b907cceda878e/ (дата запроса 25.03.2022).

регионального геологического изучения, геологического изучения, разведки и добычи нефти и природного газа, а также за исключением объектов, планируемых к строительству, реконструкции в пределах одного или нескольких земельных участков, на которых расположен объект I категории, если это не повлечет за собой изменения, в том числе в соответствии с проектной документацией на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, областей применения наилучших доступных технологий, качественных и (или) количественных характеристик загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду, образуемых и (или) размещаемых отходов)», буровые платформы на морской поверхности в эту категорию не входят.

Как уже было отмечено, создание методологии расчета экологического ущерба возможных происшествий на арктических шельфовых территориях особенно актуально сегодня.

Постановлением Министерства природных ресурсов и экологии России от 31.12.2020 №.1139 «Методика расчета финансового обеспечения осуществления мероприятий, предусмотренных планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, включая возмещение в полном объеме вреда, причиненного окружающей среде, жизни, здоровью и имуществу граждан, имуществу юридических лиц в результате разливов нефти и нефтепродуктов», размер финансового обеспечения мероприятий по ликвидации аварий разливов нефти определяется по формуле:

$$F = V_1 \cdot P_1 + V_2 \cdot P_2 + \dots + V_i \cdot P_i + \dots + V_n \cdot P_n,$$

где:

F — сумма финансового обеспечения (руб.);

n — количество мероприятий в соответствии с планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов, требующих финансовых затрат;

V_i — объем работ на выполнение i -го мероприятия, который необходимо провести для предупреждения и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов в соответствии с планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов;

P_i — стоимость единицы объема работ (услуг) на выполнение i -го мероприятия по предупреждению и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов в соответствии с планом предупреждения и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Этот показатель определяется из расходов на соответствующие работы (услуги) по стоимости, определенной в субъектах Российской Федерации, включающих собственные расходы организации на закупку необходимых материалов и оборудования, расходы на оплату работ (услуг) специализированных экспертных организаций по локализации и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (в том числе расходы на оплату работ (услуг) аварийно-спасательных служб и аварийно-спасательных формирований).

Общность данной модели характеризуется отсутствием конкретного, прикладного описания составляющих подсчета затрат на мероприятия по ликвидации нефтеразливов, что оставляет пространство для маневра со стороны компаний-виновников для недобросовестного отношения к экологическому контролю, имитации мероприятий по предотвращению и ликвидации возможных происшествий, минимизации инвестиций в природоохранную отрасль. Автор предлагает методику расчета возможной оценки финансового обеспечения мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба при разливе углеводородов на арктическом шельфовом нефтегазодобывающем проекте:

$$F = V_1 \cdot P_1 + V_2 \cdot P_2 + V_3 \cdot P_3,$$

где:

F — сумма финансового обеспечения (руб.);

V_1 — временной промежуток необходимого фрахта траловых кораблей боновых заграждений и сбора продуктов разлива, оборудованных скиммерами, размельчающими ледовую массу, пропитанную жидкой нефтью (время использования в часах);

P_1 — стоимость фрахтового договора для данного происшествия, измеряемая по формуле:

$$P_1 = p \cdot N,$$

где:

p — цена фрахта одного судна за единицу времени (руб.);

N — количество необходимых кораблей;

V_2 — временной промежуток необходимого фрахта подводных носителей и боновых заграждений для сбора продуктов разлива (время использования в часах);

P_2 — стоимость фрахтового договора аренды подводных носителей и боновых заграждений для данного происшествия (руб.);

V_3 — количество необходимых для данного происшествия химических реагентов расщепления нефтепродуктов (диспергентов, в килограммах);

P_3 — рыночная/оптовая стоимость диспергентов (рублей за килограмм).

Рассмотрим более подробно формирование значений V_1 , V_2 и V_3 : эти величины являются следствием параметров нефтеразлива: радиуса, площади покрытия, количества выбросов, временной динамики распространения. Для оценки динамики распространения возможного нефтеразлива на арктическом шельфовом нефтегазодобывающем проекте возможно использование частного решения задачи из прикладной механики жидкости: система уравнений, включающая уравнение непрерывности, закон Дарси и уравнение состояния сжимаемости среды от давления задает функцию радиуса распространения нефтяного пятна в зависимости от нескольких параметров [28, 29, 30, 105, 124, 125, 126]:

$$r^2 = -H^2 + 4at \cdot \ln\left(\frac{q}{\pi \cdot \varepsilon \cdot 4at}\right),$$

где:

H — высота источника разлива нефти;

t — время, прошедшее с момента начала неконтролируемого выхода жидких углеводородов на морскую поверхность;

q — средний объем нефти, вытекающий из источника за единицу времени (дебит скважины);

π — константа 3,1415926;

a — коэффициент пьезопроводности;

ε — коэффициент скорости поглощения нефти твердой фазой [31]. Используя данное уравнение с подстановкой соответствующих данному месторождению коэффициентов, можно осуществить математическое моделирование динамики распространения нефтяного пятна во времени, его радиус и площадь.

Рассмотрим формулу суммарной стоимости финансового обеспечения мероприятий по ликвидации аварий разливов нефти в общем виде, подставляя все компоненты в финальную формулу:

$$F = V_1 \cdot p \cdot N + V_2 \cdot P_2 + V_3 \cdot \pi \cdot (-H^2 + 4at \cdot \ln \frac{q}{\pi \cdot \varepsilon \cdot 4at}),$$

где:

F — сумма финансового обеспечения (руб.);

V_1 — временной промежуток необходимого фрахта траловых кораблей боновых заграждений и сбора продуктов разлива, оборудованных скиммерами, размельчающими ледовую массу, пропитанную жидкой нефтью (время использования в часах);

p — цена фрахта одного судна за единицу времени (руб.);

N — количество необходимых кораблей;

V_2 — временной промежуток необходимого фрахта подводных носителей и боновых заграждений для сбора продуктов разлива (время использования в часах);

P_2 — стоимость фрахтового договора аренды подводных носителей и боновых заграждений для данного происшествия (руб.);

V_3 — количество необходимых для данного происшествия химических реагентов расщепления нефтепродуктов (диспергентов, в килограммах);

P_3 — рыночная/оптовая стоимость диспергентов (рублей за килограмм);

H — высота источника разлива нефти;

t — время, прошедшее с момента начала неконтролируемого выхода жидких углеводородов на морскую поверхность;

q — средний объем нефти, вытекающий из источника за единицу времени (дебит скважины);

π — константа 3,1415926;

a — коэффициент пьезопроводности;

ε — коэффициент скорости поглощения нефти твердой фазой.

С учетом того, что время осуществления операции по устранению экологического ущерба и время разлива – две различные динамические величины, примем новые обозначения переменных:

$$\begin{aligned}V_1 &= V_2 = T, \\p \cdot N + P_2 &= x, \\V_3 &= y,\end{aligned}$$

и, при подстановке новых обозначений, итоговая формула примет вид:

$$F(t, T) = T \cdot x + y \cdot \pi \cdot (-H^2 + 4at \cdot \ln \frac{q}{\pi \cdot \varepsilon \cdot 4at}),$$

где:

T — время, потраченное на реализацию мероприятий по ликвидации последствий нефтеразлива (в часах);

x — суммарная спотовая стоимость оборудования и транспорта для реализации мероприятий по ликвидации разлива (руб.);

y — количество необходимых для данного происшествия химических реагентов расщепления нефтепродуктов (диспергентов, в килограммах);

H — высота источника разлива нефти;

t — время, прошедшее с момента начала неконтролируемого выхода жидких углеводородов на морскую поверхность;

q — средний объем нефти, вытекающий из источника за единицу времени (дебит скважины);

π — константа 3,1415926;

a — коэффициент пьезопроводности;

ε — коэффициент скорости поглощения нефти твердой фазой.

Исследуем эту функцию двух переменных, непрерывную и дифференцируемую на всей области определения, на наличие условного экстремума методом Лагранжа [32].

Данный метод, широко распространённый в математическом анализе, заключается в построении функции Лагранжа с учетом специального условия, нахождении частных производных первого и второго порядка от аргументов и подстановки их в матрицу, определитель которой позволяет найти условные максимумы и минимумы функции по критерию Сильвестра. Функция Лагранжа имеет следующий вид:

$$L = f(x, y) + \lambda \cdot \varphi(x, y), \varphi(x, y) = 0,$$

где $f(x, y)$ — функция от двух переменных, $\varphi(x, y) = 0$ — краевое условие, λ — множитель Лагранжа. Составляя систему уравнений вида:

$$\begin{cases} L'_x = 0 \\ L'_y = 0 \\ \varphi(x, y) = 0, \end{cases}$$

и решив ее, получим значения множителя Лагранжа и стационарных точек — возможных экстремумов. Используя критерий Сильвестра:

$$|A| = \begin{vmatrix} 0 & \varphi'_x & \varphi'_y \\ \varphi'_x & L''_{xx} & L''_{xy} \\ \varphi'_y & L''_{yx} & L''_{yy} \end{vmatrix}$$

$$|A| > 0, \max$$

$$|A| < 0, \min,$$

определим максимум или минимум функции. Исследуем полученную функцию суммарной стоимости:

$$F(t, T) = T \cdot x + y \cdot (-H^2\pi + 4a\pi t \cdot \ln \frac{q}{4a\pi \epsilon t}),$$

и введем новое обозначение:

$$m = 4a\pi.$$

Введем функцию Лагранжа и специальное условие:

$$L(t, T) = F(t + T) + \lambda \cdot \varphi(t, T),$$

$$t + T = T_0 = \text{const},$$

где сумму отрезков времени, отсчитываемых от момента начала разлива и мероприятий по его устранению, считаем за константу (в контексте рассмотрения данной задачи эта константа является временем достижения максимального

радиуса распространения разлива, по достижению которого функциональная зависимость выходит на горизонтальное плато). В рамках этого приближения получим специальное условие и систему уравнений:

$$\varphi(t, T) = t + T - T_0$$

$$\begin{cases} L'_t = 0 \\ L'_T = 0 \\ \varphi(t, T) = 0. \end{cases}$$

Первые и вторые частные производные по аргументам будут иметь следующий

вид:

$$F'_t = my \left(\ln \frac{q}{\varepsilon mt} - t \cdot \frac{\varepsilon mtq}{q \varepsilon mt^2} \cdot \varepsilon m \right) = my \left(\ln \frac{q}{\varepsilon mt} - 1 \right)$$

$$F'_T = x$$

$$F''_{TT} = 1$$

$$F''_{tT} = 0$$

$$F''_{Tt} = 0$$

$$F''_{tt} = my \left(t \cdot \frac{\varepsilon mtq}{q \varepsilon mt^2} \right) = my.$$

Подставим полученные значения в систему уравнений и проверим экстремум по критерию Сильвестра:

$$\begin{cases} L'_t = F'_t + \lambda \cdot 1 \\ L'_T = x + \lambda \cdot 1 = 0 \Leftrightarrow \lambda = -x \\ t + T - T_0 = 0 \end{cases}$$

$$|A| = \begin{vmatrix} 0 & 1 & 1 \\ 1 & -x & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = 1 + x > 0.$$

Решив уравнение:

$$F'_t = my \left(\ln \frac{q}{\varepsilon mt} - t \cdot \frac{\varepsilon mtq}{q \varepsilon mt^2} \right) = my \left(\ln \frac{q}{\varepsilon mt} - 1 \right) = x,$$

получим максимальное значение функции стоимости и значение времени, в течение которого оно достигается.

Рассмотрим формирование значений V_1 , V_2 и V_3 , используя иной подход: эти величины являются следствием параметров нефтеразлива: радиуса, площади покрытия, количества выбросов, временной динамики распространения. Для

оценки динамики распространения возможного нефтеразлива на арктическом шельфовом нефтегазодобывающем проекте в незамерзающей зоне и зоне молодого льда возможно применение частного решения задачи распространения нефтяного пятна на морской поверхности, используя уравнение непрерывности, стационарное уравнение движения жидкости и закон сохранения массы [58, 59], которые задают функцию радиуса распространения нефтяного пятна в зависимости от нескольких параметров в осесимметричном приближении [58, 59, 60]:

$$r = a \cdot \left(\frac{\rho - \rho_0}{\rho} \cdot g \cdot V \cdot t^2 \right)^{0,25},$$

где a – коэффициент пропорциональности ($a = 1,14$ получен экспериментально); ρ – плотность морской воды; ρ_0 – плотность жидких углеводородов; g – ускорение свободного падения; V – объем разлива жидких углеводородов за время t ; t – время, прошедшее с момента неконтролируемого выхода жидких углеводородов на морскую поверхность.

Используя данное уравнение с подстановкой соответствующих данному месторождению коэффициентов, можно осуществить математическое моделирование динамики распространения нефтяного пятна во времени, его радиуса и площади. Данная закономерность, экспериментально полученная Д. Фэем в 1971 г., включена в «Методические рекомендации по оценке опасности подводных потенциально опасных объектов во внутренних водах и территориальном море Российской Федерации» (утверждено МЧС России 02.12.2021 № ДЗ-17-802-5172-ВЯ)²² после изучения динамики нефтеразлива под Новороссийском осенью 2021 г. и его последующей ликвидации. Стоит отметить, что решение задачи нефтеразлива на морской поверхности, полученное Фэем, содержит три вариации этой формулы, отражающие изменение динамики распространения разлива (инерционная, вязкая и поверхностно-гравитационная фаза). В контексте рассматриваемой нами задачи осуществим аппроксимацию, используя формулу лишь первого, инерционного этапа, отражающего максимальную динамику разлива с учетом прошедшего с начала происшествия

²² URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_416631/ (дата обращения: 20.04.2022).

времени.

Рассмотрим формулу суммарной стоимости финансового обеспечения мероприятий по ликвидации аварий разливов нефти в общем виде, подставляя все компоненты в финальную формулу:

$$F = V_1 \cdot p \cdot N + V_2 \cdot P_2 + V_3 \cdot \pi \cdot r^2,$$

где F – сумма финансового обеспечения (руб.); V_1 – временной промежуток необходимого фрахта траловых кораблей боновых заграждений и сбора продуктов разлива, оборудованных скиммерами (время использования в часах); p – цена фрахта одного судна за единицу времени (руб.); N – количество необходимых кораблей; V_2 – временной промежуток необходимого фрахта подводных носителей и боновых заграждений для сбора продуктов разлива (время использования в часах); P_2 – стоимость фрахтового договора аренды подводных носителей и боновых заграждений для данного происшествия (руб.); V_3 – количество необходимых для данного происшествия химических реагентов расщепления нефтепродуктов (диспергентов, в килограммах); P_3 – рыночная/оптовая стоимость диспергентов (рублей за килограмм).

С учетом того, что время осуществления операции по устранению экологического ущерба и время разлива – две различные динамические величины, примем новые обозначения переменных:

$$\begin{aligned} V_1 &= V_2 = T, \\ p \cdot N + P_2 &= x, \\ V_3 &= y, \end{aligned}$$

и при подстановке новых обозначений итоговая формула примет вид:

$$F(t, T) = T \cdot x + y \cdot \pi \cdot a^2 \cdot \left(\frac{\rho - \rho_0}{\rho} \cdot g \cdot V \cdot t^2 \right)^{0,5},$$

где T – время, потраченное на реализацию мероприятий по ликвидации последствий нефтеразлива (в часах); x – суммарная спотовая стоимость оборудования и транспорта для реализации мероприятий по ликвидации разлива (руб.); y – количество необходимых для данного происшествия химических реагентов расщепления нефтепродуктов (диспергентов, в килограммах).

Учтем также, что между значениями t и T существует временной лаг, выражающий зависимость данных величин:

$$t = T + C ,$$

где C – константа, выражающая временной промежуток между началом разлива и началом мероприятий по его устранению, т. е. среднее время прибытия судов ликвидации аварий разливов нефти (далее ЛАРН) на место разлива от порта приписки.

Исследуем эту функцию, монотонную, непрерывную и дифференцируемую на всей области определения, на наличие условных экстремумов методом математического функционального анализа [19]. Исследуем полученную функцию суммарной стоимости:

$$F(t) = (t - C) \cdot x + y \cdot \pi \cdot a^2 \cdot t \cdot \left(\frac{\rho - \rho_0}{\rho} \cdot g \cdot V \right)^{0,5} .$$

Фактически функция суммарной стоимости мероприятий по устранению разлива принимает вид линейной функции от времени, получим максимальное значение функции стоимости и значение времени, в течение которого оно достигается; линейный функциональный участок, описывающий динамику распространения разлива характерен для обоих подходов, это важно при получении конечного финансового результата на мероприятия ЛАРН. Также автором предлагается введение специального коэффициента:

$$K = \frac{F}{V \cdot P \cdot T} ,$$

где:

V — объем разлива (в метрах кубических);

P — равновесная среднегодовая биржевая стоимость данной марки нефти (в USD);

T — равновесный среднегодовой биржевой курс национальной валюты (к USD);

F — итоговая стоимость технологий по устранению нефтеразлива.

Данный показатель может служить сравнительным индикатором финансовых компаний при нефтеразливах, статистическим показателем для создания единой эколого-экономической базы данных о происшествиях,

учитываться страховыми компаниями, брокерами при составлении договоров и государственными органами экологического надзора при вынесении штрафов.

В качестве примеров рассмотрим нефтедобычу на морской ледостойкой стационарной платформе (МЛСП) «Приразломная», находящейся на шельфе Печорского моря в 60 километрах от береговой линии (проект ПАО «Газпром», добыча начата в декабре 2014 года)²³ и добычу нефти на Восточно-Приновоземельском месторождении «Победа», скважина Университетская-1 (проект ПАО «НК «Роснефть», добыча ведется с сентября 2014)²⁴, находящемся на территории Карского моря в 250 километрах от материковой зоны.

Эти проекты являются уникальными, пионерными для мировой нефтегазодобывающей отрасли в плане сложности климатических условий, северной широтности, а также одними из немногих функционирующих на сегодняшний момент арктических шельфовых проектов полного цикла: бурение, добыча, хранение, подготовка и отгрузка на нефтеналивные суда. Оба шельфовых месторождения находятся в граничных морских зонах незамерзающей части и зон начального, молодого льда Печерского и Карского морей Северного Ледовитого океана (по данным Арктического и Антарктического научно-исследовательского института). Рассмотрим задачу нахождения радиуса нефтеразливов на поверхности в локации этих месторождений, учитывая, что морская поверхность представляет собой жидкую фазу либо смесь жидкой и твердой фаз (пористый лед, обладающий аморфными свойствами), с выходом нефтепродуктов жидкой фазы на морскую поверхность и последующим их распространением в однородной и двухфазной среде. В данном приближении задача сводится к изучению динамики распространения нефтеразлива на морской поверхности в инертной фазе без учета гравитационно-вязкого и поверхностного режима [58].

Рассмотрим задачу нахождения радиуса нефтеразливов на поверхности в локации этих месторождений, учитывая, что морская поверхность представляет

²³ПАО «Газпром». // Официальный сайт компании. [Электронный ресурс].

URL:<https://www.gazprom.ru/projects/prirazlomnoye/> (дата обращения 05.03.2022).

²⁴ПАО «НК «Роснефть». // Официальный сайт компании. [Электронный ресурс].

URL:<https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/> (дата обращения 05.03.2022).

собой смесь жидкой и твердой фазы (пористый лед, обладающий аморфными свойствами), с выходом нефтепродуктов жидкой фазы на морскую ледовую поверхность.

Табличные коэффициенты пьезопроводности и скорости поглощения нефти твердой фазой (в данном случае ледовой морской пористой поверхностью) взяты по характеристикам физико-геологических свойств сред соответствующих морскому льду плотностей [14].

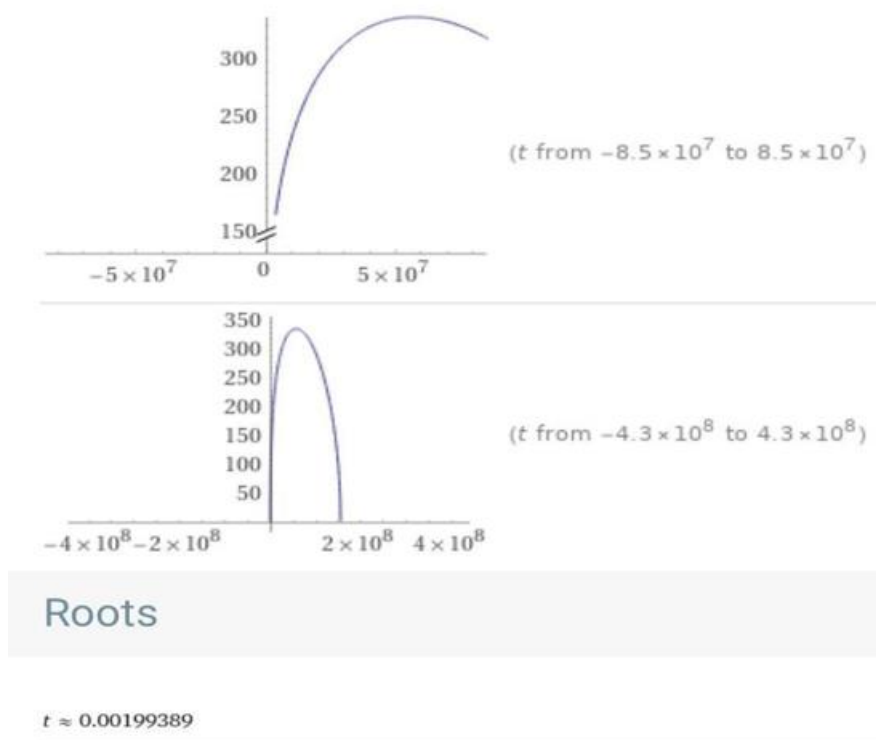
Месторождение	Геофизические характеристики	Параметры добычи
«Приразломное», проект ПАО «Газпром»	Глубина моря 19-20 метров Объем запасов более 70 миллионов тонн	$H = 0.1$ м $q = 0.175$ м ³ /с (15120 м ³ /сут) $\varepsilon = 2.2 \cdot 10^{-7}$ м/с $a = 5$ м ² /с
«Победа», проект ПАО «НК «Роснефть»	Глубина моря 80-90 метров Объем запасов более 100 миллионов тонн	$H = 0.1$ м $q = 0.325$ м ³ /с (28080 м ³ /сут) $\varepsilon = 2.2 \cdot 10^{-7}$ м/с $a = 6.5$ м ² /с

Источник: составлено автором на основе
<https://www.gazprom.ru/projects/prirazlomnoye/>
<https://www.rosneft.ru/business/Upstream/offshore/>

Таблица 13. Сравнение месторождений «Приразломное» и «Победа» по геофизическим характеристикам и параметрам добычи.

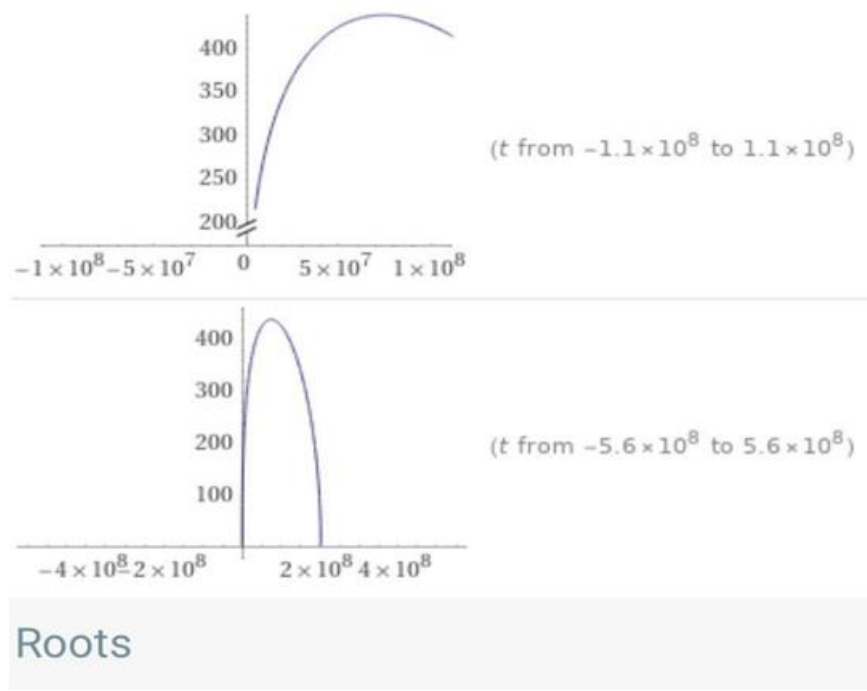
Подставим табличные значения и параметры месторождений в формулу, используя прикладную программу Wolfram Alpha, получаем графики

функциональной зависимости радиуса растекания нефтеразливов на месторождении «Приразломное» и «Победа»:



Источник: составлено автором.

Рисунок 1. График функциональной зависимости радиуса растекания нефтяного пятна на месторождении «Приразломное» от времени в фильтрующей части пористой среды над непроницаемой подложкой, прошедшего с момента начала разлива, Wolfram Alpha.



$t \approx 0.00150091$ (assuming a complex-valued square root)

Источник: составлено автором.

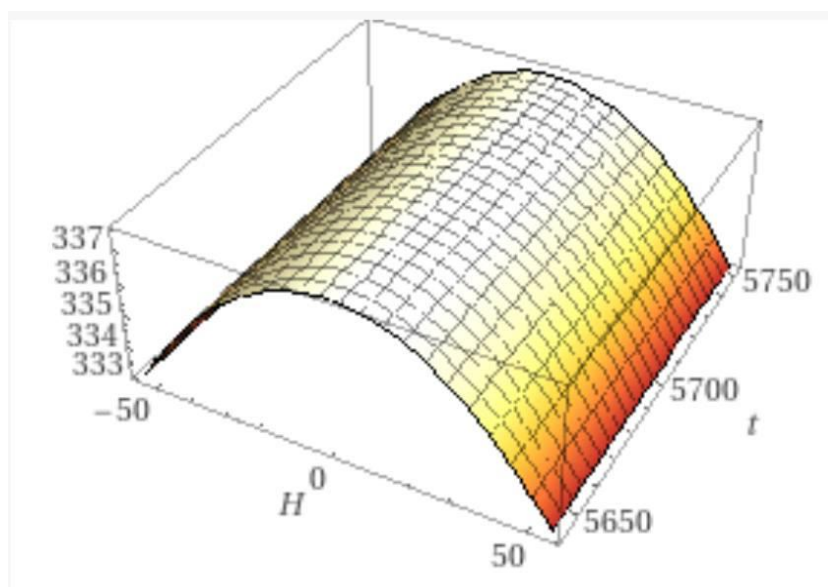
Рисунок 2. График функциональной зависимости радиуса растекания нефтяного пятна на месторождении «Победа» от времени в фильтрующей части пористой среды над непроницаемой подложкой, прошедшего с момента начала разлива, Wolfram Alpha.

Итерационный шаг по времени t — 0.002 с. График для «Приразломного» месторождения показывает практически линейное увеличение радиуса нефтеразлива в первые 12 часов с момента начала, достигая значений 280-300 м, в последующие 16 часов рост замедляется практически до константных значений в пределах 320-330 метров и далее практически не меняется.

График для месторождения «Победа» характеризуется практически линейным ростом радиуса растекания 310-320 метров в течение первых 12 часов инцидента, в последующие 22 часа динамика роста радиуса пятна также замедляется, достигает значений 420-430 метров и далее близка к константному.

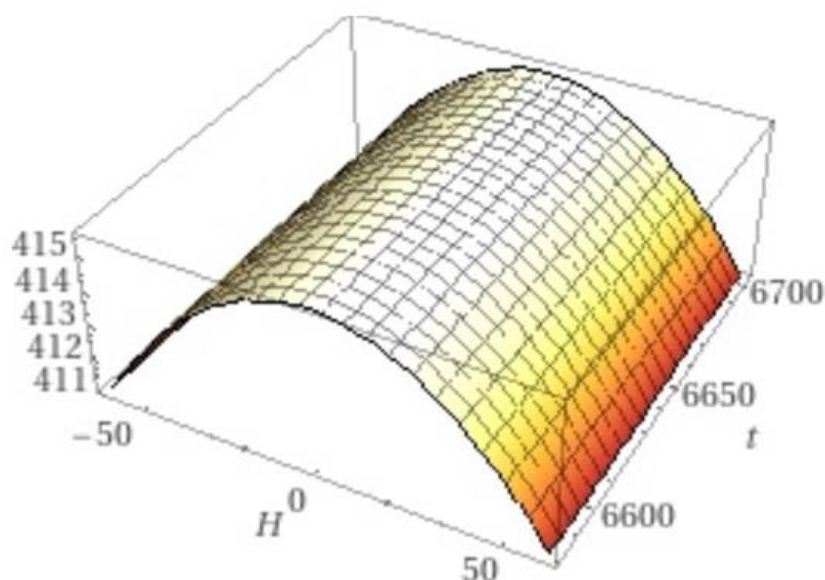
Убывание функции по достижению точки максимума в обоих случаях — функциональный виток в рамках математической модели, в практическом смысле для нас представляет интерес отсутствие дальнейшего роста функции.

Допущение математической модели — гипотеза о строгой горизонтальности положения ледовой обстановки, однородных свойств льда по поверхности, равной толщины и плотности пористого льда по поверхности разлива, константности дебита скважин (оценка сверху – используемый характерный дебит секундной добычи всего месторождения), а также пренебрежение изменениями физических свойств жидких углеводородов (вязкость, плотность) с учетом характерной годовой динамики температур арктических областей [31].



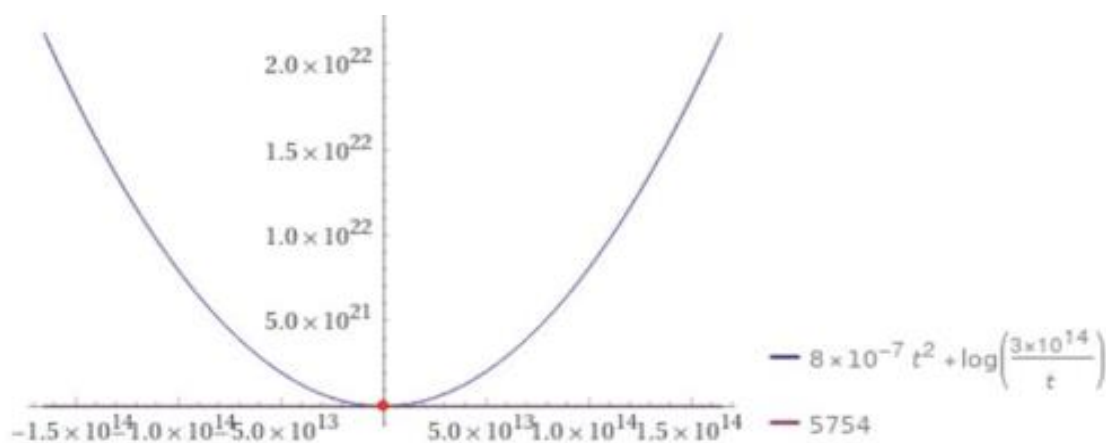
Источник: составлено автором.

Рисунок 3. График функциональной зависимости радиуса растекания нефтяного пятна на месторождении «Приразломное» от времени, прошедшего с момента начала разлива и толщины фильтрующей части пористой среды над непроницаемой подложкой, Wolfram Alpha.



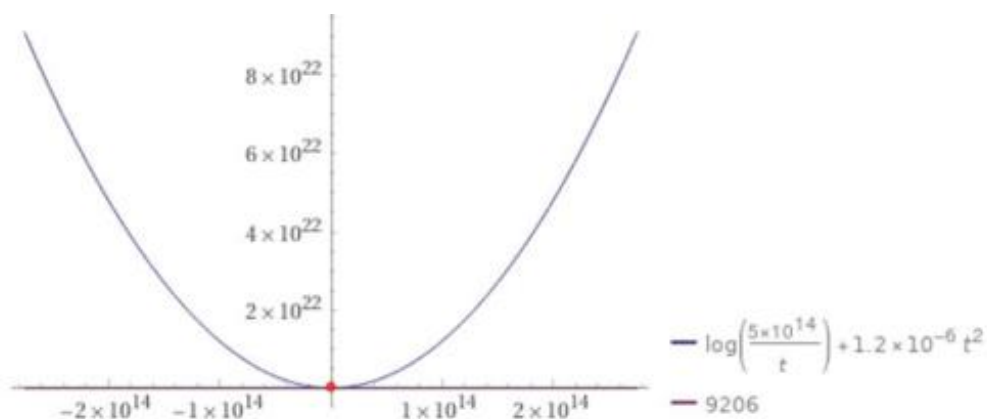
Источник: составлено автором.

Рисунок 4. График функциональной зависимости радиуса растекания нефтяного пятна на месторождении «Победа» от времени, прошедшего с момента начала разлива и толщины фильтрующей части пористой среды над непроницаемой подложкой, Wolfram Alpha.



Источник: составлено автором.

Рисунок 5. График функциональной зависимости времени растекания нефтяного пятна от граничных условий на месторождении «Приразломное» (стоимости мероприятий по устранению разлива) в фильтрационном приближении, Wolfram Alpha.



Источник: составлено автором

Рисунок 6. График функциональной зависимости времени растекания нефтяного пятна от граничных условий на месторождении месторождении «Победа» (стоимости мероприятий по устранению разлива) в фильтрационном приближении, Wolfram Alpha.

Наиболее эффективным методом ликвидации разливов в данных широтах является механический метод с использованием подвижных скиммеров для сбора, диспергентов для переработки и смыва нефтепродуктов, а также подводных носителей ЛАРН (ликвидации аварий разливов нефти) в качестве сборных емкостей [33]. Учитывая среднюю плотность нефтеконденсата [34] порядка 800 кг/м^3 , дебит скважин, время растекания, объем разлива нефти представляет ЧС федерального значения в обоих рассмотренных случаях. Исходя из рыночной ценовой конъюнктуры фрахта (Архангельск), аренды оборудования для сбора нефти в акватории российской Арктики (Архангельск, Новый Уренгой, Нарьян-Мар), стоимости химических диспергентов (среднерыночная стоимость — 400 рублей/килограмм на метр квадратный), автором был осуществлен расчет средней стоимости мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба, представленный в таблицах ниже (для оценки финансового обеспечения мероприятий ЛАРН используем второе, линейное приближение, которое является верхней границей значений, получаемых при рассмотрении первого подхода).

Название технологий и оборудования	Объем работ	Стоимость
Траловые суда, оборудованные скиммерами, V_1	Площадь 324 000 м ² , время разлива 29 часов, радиус 321 м, масса нефти 14112 тонн, объем 17640 м ³	296 457 000 рублей
Подводные носители и боновые заграждения, V_2	Площадь 324 000 м ² , глубина 8,2 см	37 000 000 рублей
Диспергенты переработки, V_3	Площадь 324 000 м ²	64 300 000 рублей
Время	$t = 24,2$ часа	Итого: 397 757 000 рублей

Источник: составлено автором.

Таблица 14. Стоимость технологий устранения нефтеразлива на месторождении «Приразломное».

Название технологий и оборудования	Объем работ	Стоимость
Траловое судно, оборудованное скиммерами, V_1	Площадь 1130000 м ² , время разлива 42 часа, радиус 600 м, масса нефти 72800 тонн, объем 91100 м ³	1 415 427 000 рублей
Подводные носители и	Площадь 1130000м ² ,	256 320 000 рублей

боновые заграждения, V_2	глубина 9,8 см	
Диспергенты переработки, V_3	Площадь 1270000м ²	407 458 000 рублей
Время	$t = 26,1$ часов	Итого: 2 079 205 000 рублей

Источник: составлено автором.

Таблица 15. Стоимость технологий устранения нефтеразлива на месторождении «Победа».

Итерационный шаг по времени t — 0.002 с. График для «Приразломного» месторождения показывает практически линейное увеличение радиуса нефтеразлива в первые 12 часов с момента начала, достигая значений 280-300 м, в последующие 16 часов рост замедляется практически до константных значений в пределах 320-330 метров и далее практически не меняется. График для месторождения «Победа» характеризуется практически линейным ростом радиуса растекания 310-320 метров в течение первых 12 часов инцидента, в последующие 22 часа динамика роста радиуса пятна также замедляется, достигает значений 420-430 метров и далее близка к константному.

Убывание функции по достижению точки максимума в обоих случаях — функциональный виток в рамках математической модели, в практическом смысле для нас представляет интерес отсутствие дальнейшего роста функции. Допущение математической модели — гипотеза о строгой горизонтальности положения ледовой обстановки, однородных свойств льда по поверхности, константности дебита скважин.

Табличные коэффициенты пьезопроводности, скорости поглощения нефти ледовой поверхностью взяты по средним характеристикам физико-геологических

свойств шельфовых отложений дна и ледовой обстановки поверхности Печорского и Карского морей.

Исходя из рыночной ценовой конъюнктуры фрахта (Архангельск), аренды оборудования для сбора нефти в акватории российской Арктики (Архангельск, Новый Уренгой, Нарьян-Мар), стоимости химических диспергентов (среднерыночная стоимость — 400 рублей/килограмм на метр квадратный), автором был осуществлен расчет средней стоимости мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба, представленный в таблицах выше.

Итоговые величины, указанные в таблицах, не включают зарплатный фонд, страховые платежи и учет возможных штрафов со стороны Росприроднадзора, функционирующего в контексте текущих методик. Размер ожидаемых страховых выплат, определяемый рекомендациями Международной конвенции о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью (CLC 92)²⁵, составляет 400 SDR (специального права заимствования за тонну выбросов) для показателей модели разлива на «Приразломном», то есть 914 458 000 рублей, на месторождении «Победа» — 2400 SDR, что эквивалентно сумме 5 456 748 000 рублей.

Рыночная стоимость финансовых разливов нефтепродуктов составляет в среднем 127 008 000 рублей для месторождения «Приразломное» ($K = 3,13$) и 655 920 000 рублей для месторождения «Победа» ($K = 3,17$), где равновесная среднегодовая биржевая стоимость данной марки нефти — 80 USD, равновесный среднегодовой биржевой курс национальной валюты — 0.013 USD.²⁶

С учетом существенной волатильности ценообразования на мировом нефтегазовом рынке, тесно связанном с непредсказуемым природным и геополитическим климатом, полученные значения являются показательным доводом для создания государственного экологического финансового фонда,

²⁵Международной конвенция о гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью (CLC 92).// Сайт Международного фонда для компенсации ущерба от загрязнения нефтью. [Электронный ресурс]. URL:[https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-on-Civil-Liability-for-Oil-Pollution-Damage-\(CLC\).aspx](https://www.imo.org/en/About/Conventions/Pages/International-Convention-on-Civil-Liability-for-Oil-Pollution-Damage-(CLC).aspx) (дата запроса 11.03.2022).

²⁶Биржевые котировки фьючерса на нефть марки Brent.// Яндекс-Статистика. [Электронный ресурс]. URL:<https://yandex.ru/news/quotes/1006> (дата запроса 27.03.2022).

средства из которого могут быть использованы для осуществления мероприятий по ликвидации разливов федерального значения (существует вероятность повторения рыночной ситуации мая 2020 года, когда фьючерсная стоимость нефти WTI достигла отрицательных значений 38 USD за баррель, впервые в истории, что может стать веской причиной для нехватки средств экологического фонда компаний на ликвидацию аварий разливов нефти) [36].

Сравнительный анализ зарубежного опыта экологического страхования арктических нефтегазодобывающих шельфовых проектов в Норвегии, Канаде и США показал эффективность в сфере государственного регулирования природопользованием и экологического права, выявив следующие тенденции:

1. Экологическое страхование нефтегазодобывающих шельфовых проектов в Норвегии, США и Канаде обязательно для получения лицензии на геологоразведку и добычу в рамках текущего законодательства;
2. Возникновение ЧС экологического характера при добыче углеводородов на шельфе является причиной исковых претензий и повсеместного судебного разбирательства между государственными надзорно-регулирующими органами и частными компаниями в данных странах, объектом арбитража являются величина экологического штрафа и обязательства компании-ответчика по устранению ущерба;
3. Экологическое право и система страхования в указанных странах строго детерминированы рядом законодательных актов, содержащих в структуре своей методики расчета экологических штрафов.

Автором предложен метод возможной оценки финансового обеспечения мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба при разливах углеводородов на арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах, рассмотрены модели нефтеразливов на месторождениях «Приразломное» и «Победа», проведена оценка стоимости мероприятий по ликвидации этих происшествий, предложено введение специального индикатора — коэффициента финансовых при нефтеразливе.

Исходя из этого, автор предлагает следующие нововведения, реализация которых может привести к значительному мультипликативному экологическому эффекту на российских арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах:

1. На законодательном уровне закрепить обязательность экологического страхования шельфовых нефтегазодобывающих арктических проектов, как прошедших процедуру получения лицензии на геологоразведочные работы и добычу, так и всех последующих;
2. На законодательном уровне закрепить за компаниями обязательства по предотвращению и устранению возможного экологического ущерба;
3. Создать единую открытую базу статистических данных по экологическим катастрофам;
4. Создать единую государственную систему методов оценки предполагаемого экологического ущерба и его устранения взамен существующему набору независимых методических рекомендаций, одобренных Росприроднадзором;
5. Создать государственную систему фискальных и конкурсно-лицензионных поощрений для нефтегазодобывающих компаний, разрабатывающих арктические шельфовые проекты, придерживающихся высоких стандартов экологического контроля при минимальном уровне происшествий, неконтролируемых выбросов, разливов и эффективной утилизации шламов.
6. Создать государственный экологический финансовый фонд средств, которые могут быть использованы при ликвидации разливов федерального значения.

Эмпирические выводы, полученные методом сравнительного и математического анализа, могут быть применимы для оптимизации текущего российского законодательства в области природопользования, рационального недропользования и экологического страхования. Данные математического моделирования разливов могут быть использованы страховыми компаниями в рамках вычислений страховых премий, Росприроднадзором при калькуляции штрафов, а также иными надзорными ведомствами при андеррайтинге нефтегазовых арктических проектов.

3.2. МЕХАНИЗМЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ ВНЕДРЕНИЯ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

В настоящее время разработка нефтегазодобычи в зоне Арктического шельфа - прерогатива больших компаний (вертикально-интегрированных нефтегазовых корпораций, ВИНК), таких как ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром», являющихся государственными по форме собственности, что обеспечивает им возможность получения значительных субсидий из федерального бюджета, а также налоговые преимущества, упомянутые ранее. Это придает компаниям дополнительный импульс для развития арктических проектов, высокорискованных в плане прибыли в кратко- и среднесрочной перспективе. В крайне суровых условиях Арктики неэффективно, а порой и невозможно использовать классические методы и технологии добычи углеводородов, необходимы инновационные технологии в области геологоразведки, нефтесервиса, добычи и транспорта.

С учетом того, что практически половина (по данным Минфина порядка 37-46%) бюджета формируется за счет доходов от добычи и экспорта углеводородов, Правительство России крайне заинтересовано в качественном развитии технологий нефтегазодобычи, особенно в рамках развития освоения добычи на Арктическом шельфе.

Актуальной стратегической задачей настоящего времени является интенсификация добычи недр в Арктической зоне России, эта цель определена в указе «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года», подписанной президентом России В.В.Путиным 26.10.2020. Руководством страны сделан особый акцент на необходимости совершенствования системы оплаты ледокольного сопровождения по Северному Морскому Пути в сторону, выгодных грузоотправителям тарифов, чтобы минимизировать фискальную и ценовую нагрузку на грузоперевозки в частности и бизнес в целом [37].

Понимание членами Кабмина, а также руководителей подотчетных федеральных служб по надзору, в ведении которых находится регуляция и контроль нефтегазодобывающей отрасли, того, что экономические ограничения политической природы накладывают на добывающую отрасль дополнительную нагрузку в связи с недостатком технологий, ранее предоставляемых зарубежными партнерами в области геологоразведки и нефтесервиса, приводит к осуществлению ряда мер со стороны государства по их развитию. Задача эта решается по двум направлениям:

- 1) посредством затрат части бюджета корпораций на НИОКР;
- 2) бюджетирование научно-исследовательских организаций, занимающихся теоретическими и прикладными исследованиями в области нефтегазодобычи.

В обоих случаях проекты, претендующие на финансирование, проходят сложный многоэтапный отбор специальных комиссий и комитетов с необходимостью проведения комплексной оценки [37]. Оценка эффектов внедрения инноваций - достаточно сложный, комплексный процесс, связанный с постоянным преодолением неопределенности, которому сопутствует постоянная неполнота информации (достаточно сложно, а порой и невыполнимо количественно смоделировать экономические эффекты от внедрения каких-либо инновационных технических предложений) [38].

В рамках этих проектов ведутся разработки по усовершенствованию методов геологоразведки, добычи и экологического контроля на нефтегазоносных участках:

- 1) разработка приборов для экспресс-анализа почвы и поверхностных вод на тяжелые металлы (медь, цинк, кадмий, ртуть);
- 2) создание индикаторов на сточные воды (сигнализация о превышении в воде концентраций определенных компонентов);
- 3) усовершенствование техники мониторинга и передачи информации (измерение температуры и влажности почвогрунтов, несущих протяженные конструкции газо- и нефтепроводов, являющихся основным индикатором состояния вечной мерзлоты);

- 4) создание системы измерения температуры мерзлого деятельного слоя почвенного покрова арктической тундры, измерения влажности талой почвы арктической тундры (с использованием радарно-спутниковой космической сети);
- 5) создание теплоизоляционных технологий для гидротехнических и трубопроводных конструкций (криогель - криотропный полимерный наноструктурированный материал для создания противofильтрационных завес);
- 6) создание систем детонационного напыления, предохраняющего материалы от преждевременной коррозии в экстремальных условиях);
- 7) создание новейших систем электронной томографии для геологоразведки (2D и 3D моделирование);
- 8) создание системы космического наблюдения Арктической зоны в целях экологического мониторинга.

В сфере оптимизации экологического воздействия функционирования нефтегазодобывающего комплекса на окружающую среду возможны следующие шаги:

1. Разработка и внедрение инновационных технологий, направленных на сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов и предотвращение попадания продуктов добычи углеводородов в окружающую среду;
2. Разработка и реализация пилотных проектов по сооружению и опытно-промышленной эксплуатации объектов производства водорода из природного газа;
3. Замещение генерации на основе ископаемого топлива низкоуглеродными генерирующими мощностями;
4. Разработка комплекса мер по производству и использованию транспортных средств на альтернативных видах топлива, включая газомоторное (метановое, метано--водородное) топливо;

5. Реновация технических регламентов, нормативных документов, устанавливающих изысканиям, проектированию, строительству, эксплуатации капитального строительства в районах развития многолетнемерзлых грунтов в условиях изменяющихся климатических показателей;
6. Снижение уровня энергоемкости добычи и переработки углеводородов за счет внедрения НИОКР;
7. Разработка отечественных нефтесервисных технологий в области добычи в арктической зоне [118, 119].

Крайне важным на фоне практически экспоненциального роста объема грузоперевозок по СМП является также развитие транспорта в Арктической зоне (Приложение 35). Проекты по постройке транспортных объектов (за исключением нефтегазопроводов) — прерогатива государственных научно-технических организаций (различные ЦКБ, ЦНИИ, ФГУПы и государственные корпорации - «Росатом», «Совкомфлот» и другие), курируемых Минпромторгом, в рамках компетенции которых лежит проектирование, постройка и эксплуатация транспорта Арктики. Речь идет о крупных надводных и подводных судах, работающих на тепловых и ядерных энергетических установках [37].

В настоящий момент навигация по Северному Морскому Пути осуществляется четырьмя атомными ледоколами: «50 лет Победы», «Таймыр», «Вайгач» и «Ямал». Ожидаются утилизации четыре атомных ледокола — «Советский Союз», «Арктика», «Сибирь» и «Россия». В России функционирует единственный в мире атомный лихтеровоз «Севморпуть».

Серия из трех новейших ледоколов будет построена на мощностях дальневосточного судостроительного комплекса «Звезда», находящемся в ведении ПАО «Роснефть» и Газпромбанка. Строительство первого ледокола начнется уже в 2022 году. Потенциал использования атомного ледокольного флота в направлении Северного Морского Пути (СМП) огромен [127, 128, 129, 130]. Новые ледоколы могут выступать в качестве двигателя нефтеналивных танкеров и газолиновых барж, транспортирующих углеводороды из:

- 1) Штокмановского месторождения;
- 2) Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения (полуостров Ямал);
- 3) Тимано-Печорской нефтегазоконденсатной провинции (Приразломная);
- 4) месторождений полиметаллов на архипелаге Новая Земля.

Использование СМП обеспечивает ряд преимуществ:

- 1) экономию топливных затрат (как следствие, уменьшение выбросов, формирующих углеродный след);
- 2) отсутствие транзитных платежей (подавляющая часть СМП находится в акватории РФ);
- 3) отсутствие вероятности нападения пиратов (актуальная проблема для логистических цепей, проходящих через Аденский залив, пролегающий между Красным морем и Индийским океаном).

Безусловно, использование надводного и подводного транспорта с ядерными силовыми установками на борту требует особого, постоянного контроля, тщательного отбора эксплуатирующих специалистов, сопряжено с колоссальными рисками в случае утечки радиоактивного сырья, последующего загрязнения биосферы и значительного повышения радиоактивного фона. Возможно, поэтому мировая общественность со скепсисом встретила выход плавучей атомной электростанции (ПАТЭС) «Академик Ломоносов» в акваторию Северного-Ледовитого океана с целью базирования близ города Певек (Чукотский АО) для генерации и обеспечения электроэнергией стратегически важного арктического логистического узла в рамках дальнейшего развития Северного Морского Пути (Приложение 6).

Ряд исследователей-экономистов со скепсисом отнеслись к экономическим эффектам от создания данной станции, так, Герман Оскарович Греф, экс-министр экономического развития, ныне — председатель правления ПАО «Сбербанк», заявил в 2007 году о нецелесообразности данного проекта, аргументируя это тем, что величина итоговых затраченных инвестиций приведет к стоимости одного мегаватта энергии, равной 7200 долларов США, что на порядок превышает себестоимость эквивалента при тепловой генерации.

Однако несмотря на дискуссионный характер инвестиционных ожиданий подобных проектов, они крайне важны ввиду больших мультипликативных эффектов в будущем, связанных как с оптимизацией задач логистики и транспорта на фоне глобального разворота вектора экспортных поставок углеводородов в Северную и Восточную Азию при перманентном росте энергопотребления в этих регионах (Приложение 34), с экологической составляющей показателей выбросов углеродного следа за счёт замещения тепловой электрогенерации и двигателей внутреннего сгорания, так и с имиджевым для страны фактором.

Стратегически важные порты Северного Морского Пути - Мурманск, Архангельск, Нарьян-Мар, Сабетта, Диксон, Тикси, Певек, Анадырь - требуют дальнейшего развития инфраструктуры и электрогенерации.

Установка атомных электростанций малой мощности в условиях вечной мерзлоты при больших затратах на постройку, запуск и эксплуатацию (Билибинская АТЭЦ на Чукотке, к примеру, тратит на поддержание генерации порядка 40 % производимой энергии) показала себя нерентабельной. Проблема генерации восполняется традиционной тепловой энергетикой [121], что пагубно влияет и на окружающую среду в местах расположения ТЭЦ в частности, и на выбросы углерода в атмосферу в целом.

В рамках данной проблематики возможным решением является установка ветровых электростанций с применением последних достижений в области материаловедения (новые материалы, обладающие повышенной износостойкостью в областях экстремально низких температур, полярных широт и вечной мерзлоты). Однако при разработке альтернативных технологий электрогенерации необходимо учитывать также и риски, связанные с их влиянием на окружающую среду [39].

Социо-экономический международный тренд последних лет, нацеленный на расширение использования технологий ВИЭ (возобновляемых источников энергии) не учитывает существование также экологических рисков для флоры и фауны в местах расположения полей солнечных батарей, ветряных вышек и приливных роторов (повышение температуры вследствие излучения, влияние на сезонность циклических процессов биосферы), что подчеркнул Владимир

Владимирович Путин на II Глобальном саммите по производству и индустриализации в июле 2019 года. Комплексный, диверсифицированный, стратегический подход к развитию электрогенерации позволит избежать этих негативных факторов.

Стоит отметить, что экотопическая политика нулевого роста в текущее время становится стратегически неосуществимой на фоне современных геополитических вызовов и вытекающих из них экономических задач, поэтому сегодня ведущие экономики мира выносят решение вопросов энергетической безопасности в контексте использования традиционных энергоносителей на первый план (Приложение 32).

Перед странами, являющимися ведущими мировыми экспортерами СПГ и сырой нефти, все более и более остро обстоит проблема восполнения истощенной ресурсной базы, помимо поиска новых рынков сбыта и переориентации логистических цепочек. Особенную важность это принимает на фоне перманентного увеличения мирового энергопотребления — предсказанный в 1958 году Хуббертом максимум этой величины претерпевает непрекращающийся и по сей день сдвиг в будущее с 1972 года (Приложение 26, 29, 30).

На фоне перманентно увеличивающегося рыночного спроса для стран — мировых экспортеров углеводородов крайне актуализирована проблема восполнения ресурсной базы (для стран-экспортеров со слабо диверсифицированными экономиками, напрямую зависящими от конъюнктуры рынка энергоносителей — стратегически важно) [79, 80, 82]. Высокая степень обедненности крупных месторождений, добыча на которых ведется продолжительное время, десятками лет, может достигать 30-90%, сдвигая акценты, инвестиции и ресурсы региональных отраслей на новые участки суши, шельфа и моря, тем самым существенно увеличивая стоимость добычи — климатическая, геологическая сложность местности, логистическая удаленность, необходимость внедрения дополнительных и новых технологий умножают себестоимость мировой добычи с 5-30\$ за баррель до 50-60\$ за баррель — такова цена добычи нетрадиционных

(неконвенциональных) углеводородов (сланцы, битуминозные песчаники, глубокая нефть).

При всей сложности и противоречивости этого вопроса для исследователей есть вселяющие оптимизм петрофизические данные о количестве неконвенциональных углеводородов: последние данные геологоразведки показывают, что совокупное количество газа из нетрадиционных коллекторов превышает практически в девять раз (8.75) аналогичный показатель классических коллекторов, для нефти эта величина равна 1.2 соответственно (Приложение 28).

Совокупные затраты на геологоразведку, инфраструктуру, добычу и логистику, формирующие показатель себестоимости добычи, сдвигающиеся в пределы 30-60\$, становятся релевантными при текущем ценообразовании (Приложение 27), тем более при «медвежьей» динамике спотового и фьючерсного рынка энергоносителей. Истощение классических месторождений нефти и газа, перманентный рост спроса на традиционные энергоносители, динамично развивающееся ценообразование спотового и фьючерсного нефтегаза, форсированный генезис технологических методов добычи в сложных коллекторах вкупе с существованием колоссальной ресурсной базы неконвенциональных углеводородов — все это позволяет утверждать, что будущее нефтегазовой индустрии — за неконвенциональными углеводородами.

3.3. ВЛИЯНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА И ФОРМИРОВАНИЯ МОДЕЛИ НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКИ НА ОКУПАЕМОСТЬ АРКТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Начиная с 1960-1970-х годов возник дополнительный фактор влияния на мировую экономику - фактор экологии. Глобализация, урбанизация, рост мирового населения, рост мирового потребления, интенсификация роста производства и транспортных перевозок стали оказывать крайне пагубные эффекты экологического характера (Приложение 31). Колоссальные выбросы углеродов в атмосферу, загрязнение Мирового Океана и почв, жесточайшая вырубка лесного покрова, оскудение пахотных земель, опустынивание, нарушение баланса количества, давлений и температур веществ в земной коре (добыча углеводородов, редкоземельных металлов, руд, создающая гигантские полости в земной коре) имеют экспоненциальную динамику роста, сохранение которой в ближайшие десятилетия может привести к глобальной экологической катастрофе необратимого характера, влекущей за собой мощнейшие социальные катаклизмы (Мор, Война, Голод и Смерть - четыре всадника Апокалипсиса, описанные метафорически в Евангелии два тысячелетия назад, имеют сегодня вполне реальную вероятностную основу).

Именно поэтому лидеры мирового сообщества стали гораздо больше дискутировать и принимать меры по недопущению такого развития ситуации, посредством введения новых политических и экономических нормативов. Создание Римского клуба, подписание Киотского протокола и Парижских соглашений, а также разработка модели устойчивого развития ООН в 21 веке закрепили декларацию новых целей и внедрение новых установок мирового сообщества в третьем тысячелетии, основанных на формировании новых ценностей с учетом сохранения окружающей среды [40]. В рамках борьбы с изменением климата, сохранением экосистем моря и суши, экологизации городов и производств, в развитых (Западная Европа и Северная Америка — с 1970-х годов) и развивающихся (страны БРИКС — с 1990-х годов) странах вводятся новые

фискальные ограничения экологического характера, проводится международная и внутренняя политика по озеленению производств, стремление к так называемой «низкоуглеродной» экономике (минимизация выбросов углерода в атмосферу — нивелирование экологических рисков [62, 63, 64, 65], в том числе парникового эффекта, при котором повышение температуры земной поверхности даже на несколько градусов может привести к потере 30-50% многообразия флоры и фауны) [41].

Упомянутые процессы непосредственно влияют на рынок энергетики, трансформируют его. В качестве основных причин трансформации мирового рынка энергоресурсов следует выделить:

- 1) значительное удешевление технологий использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ, снижение стоимости ветроустановок с 1980 по 2019 годы в 10 раз, стоимости фотоэлементов в период с 2010 по 2019 — в 2 раза, сближение величин себестоимости электрогенерации при использовании традиционных технологий и ВИЭ);
- 2) рост децентрализации производства электроэнергии (повышение уровня локализации источников энергии: местные подстанции, установки, технологии распределенной энергетики, технологии «умный дом», совершенствование систем накопления и преобразования энергии во вторичном цикле);
- 3) внедрение интеллектуальных систем управления и распространение цифровых сетей (цифровые технологии, автоматика, технологии искусственного интеллекта);
- 4) новые финансовые инструменты и технологии (блокчейн, смарт-контракт, децентрализованные автономные организации).

В передовых экономиках мира на данный момент реализуются сценарии, трансформирующие энергетический комплекс в энергосистему с распределенными архитектурами. Парадигма энергетического перехода основана на масштабном использовании распределенной возобновляемой энергетики, вовлечении частных

инвестиций, формировании децентрализованных рынков, интеллектуализации инфраструктуры и переходе к новой модели потребительского поведения [42].

Энергетическая парадигма настоящего времени характеризуется:

- 1) подавляющим доминированием энергогенерации на основе углеводородного топлива;
- 2) лидирующим функционированием на рынке энергоресурсов вертикально-интегрированных компаний, в структуру которых входят крупные энергоблоки, месторождения, добывающие и перерабатывающие инфраструктуры);
- 3) одной направленностью потоков электроэнергии - от источника к потребителю;
- 4) одновременностью производства и потребления энергии;
- 5) доминирующей ролью углеводородных видов топлива в промышленности и транспорте.

Энергетическая парадигма завтрашнего дня, ближайшего будущего, основанная на зеленых трендах, характеризуется:

- 1) расширением использования технологий энергогенерации, основанных на чистых видах энергии (ВИЭ, биотопливо, водородное топливо) [100];
- 2) децентрализацией производства энергии и рынков;
- 3) развитием технологий, интеллектуализацией инфраструктур [98, 99];
- 4) переходом к новой, активной модели потребительского потребления (совместное накопление и генерация, двойная направленность потоков энергии - от сетей к потребителю и наоборот);
- 5) ростом эффективности использования энергии, развитием технологий аккумулирования энергии, технологий вторичного энергоцикла, экологизации производства и утилизации отходов [95];
- 6) увеличением доли электрификации и использования биотоплива в транспорте [92, 93, 94].

Новации в сфере науки и энергетики создают новые вызовы для российской экономики, в основе которой пролегают традиционные виды производства и энергогенерации [43, 120, 122, 123].

Сюда же стоит отнести и колоссальное количество недр (углеводороды, полиметаллы, руды, золото, алмазы, лес, пресная вода), протяжённость территорий с низкой плотностью населения, централизованный характер экономических и энергетических цепей (наследие советской экономической системы), а также социо-институциональные факторы — все это определило исторически сложившийся характер современной российской экономики.

Ключевым для российской энергетической отрасли фактором остается растущая со временем неэффективность, ведущая к повышению тарифов и цен для промышленных и коммерческих потребителей энергии. Очевидно, что отрасль, базирующаяся только на традиционных технологиях, не способна существенно повысить свою эффективность и удовлетворить растущие по качеству и количеству требования потребителей без заметного роста стоимости [44].

В контексте решения задач развития российской нефтегазодобывающей отрасли вышеуказанные тренды создают серьезные вызовы, от ответных решений зависит во многом дальнейшее благосостояние нашей страны. В развитых и развивающихся странах в ближайшие 15-30 лет ожидается серьезное замещение видов городского транспорта с двигателями внутреннего сгорания на электромобили [90, 91]. Об этом свидетельствуют:

- 1) современные и вводимые программы правительств ряда западных стран по экологизации транспорта и увеличению доли электромобилей (социальные льготы, специальные квоты, бесплатные инфраструктуры - парковки, зарядные станции);
- 2) текущая динамика роста доли электротранспорта в мире;
- 3) декларации ряда крупных автопроизводителей о смещении производства в сторону электромобилей и электрогенераторных двигателей (Volvo, Volkswagen, Aston Martin, Renault, Audi и другие).

В секторе частного энергопотребления также наблюдается рост доли генерации с помощью технологий ВИЭ, водородных и биотопливных двигателей [103]. Однако стоит отметить, что, несмотря на все декларации и зеленые тренды, существует ряд областей использования продуктов углеводородов, которых эти новации не коснулись, и в ближайшее будущее нет оснований считать, что это произойдет, а именно:

- 1) морской (сухогрузы, баржи, танкеры), воздушный (самолеты, вертолеты) и космический (ракетоносители), а также трансконтинентальный железнодорожный и автодорожный транспорт, на который приходится львиная доля энергопотребления и выбросов, на 99% использует продукты переработки нефти и газа (керосин, бензин, дизельное топливо, мазут);
- 2) военные технологии и транспорт (морской транспорт - дизельные подводные лодки, эсминцы, ракетоносцы, воздушный транспорт - истребители, бомбардировщики, вертолеты, а также гиперзвуковые трансконтинентальные ядерные ракеты и ракеты малой дальности, сухопутный колесный и гусеничный транспорт);
- 3) генерация и потребление электроэнергии зон умеренного, континентального, тундры и арктического климата, а также труднодоступных (горных, островных) мест проживания людей (страны Западной и Восточной Европы, Китай, Корея, Япония).

Показателен в данном отношении пример эволюционного развития энергетической отрасли в Японии. После трагической катастрофы на атомной электростанции Фукусима в 2011 году Правительство Японии отказалось от дальнейших разработок программы атомной энергетики, свернув таковую полностью по факту из-за вскрывшихся вероятностных технологических и экологических рисков на фоне высокой сейсмологической активности на Японском архипелаге. Недостаток атомной энергогенерации был замещен качественным (на 25-30%) увеличением объемов импортных закупок каменного угля в Китае для последующей его переработки в сжиженный природный газ и производные углеводородов, выбрав тем самым меньшее негативное влияние на экологию от

сжигания углеводов, чем риски радиационного заражения почв, акватории, вод моря и суши [45, 86, 87]. Эпидемия COVID-19 значительно ослабила влияние зеленых трендов на мировую экономику и стала причиной снижения динамики глобального энергетического перехода к технологиям ВИЭ [101, 102].

Таким образом, упомянутого выше ряда причин, небольшого по количеству, но колоссальной важности по качеству и глубине достаточно, чтобы считать нефтегазодобывающую отрасль одной из важнейших артерий экономики нашей страны еще в ближайшие 100-150 лет. Безусловно, развитие новых технологий и влияние парадигмы устойчивого развития приведут к тому, что рано или поздно экономика углеводов изживет себя (как и наступление окончания каменного века произошло не по причине отсутствия более камней). Но в перспективе времени жизни ближайших нескольких поколений, с учетом динамики добычи и потребления традиционных энергоносителей, данная отрасль, находясь под мощным воздействием влияния технологий возобновляемых, альтернативных источников энергии, будет оставаться конкурентоспособной, претерпевая эволюционное развитие глобального регулирования под существенным влиянием институциональных аспектов [131]. При малейшем неудовлетворенном спросе рынка покупателя [96, 97, 115] на керосин и СПГ возникнет нарушение цепочек поставок морского транспорта (ярчайший пример новейшей истории — падение индикаторов энергопотребления и грузоперевозок в период 2019-2020 годов, Приложение 29, 30, 32) возрастут цены на продовольственные и непродовольственные товары, возникнут макроэкономические риски, стагнация и кризисы – это увеличит вероятность зарождения социальных коллизий вплоть до эскалации гражданских и международных военных конфликтов.

Призрачной нитью связаны механизмы функционирования мировой экономики, поэтому сложно одномоментно исключить добычу углеводов из этого цикла, тем более если она лежит в основе таковой на данный момент исторического развития мирового сообщества. Под влиянием зеленых трендов рынок традиционных энергоносителей, безусловно, претерпит качественные и количественные изменения: эволюцию баланса мирового спроса-предложения,

скачки котировок на рынках физической и «бумажной» нефти [117]. Но в упомянутых выше временных рамках энергетический переход создаст не больший стохастический хаос, чем текущее положение вещей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложение следует за спросом. За последние 50 лет рынок предложения нефти значительно сократился лишь в 1979 году из-за осложнения геополитической ситуации на Ближнем Востоке, однако величина предложения выровнялась к изначальному пику, предшествующему падению, к концу 80-х годов прошлого века. Сегодня подобного сокращения мы не наблюдаем.

Рост численности населения является основной причиной роста потребления количества нефтепродуктов и, несмотря на парадигму устойчивого развития и ряд комплексных мер по озеленению экономики, существенные изменения в мировом энергетическом секторе (децентрализация, интеллектуализация, экологизация), сдвиг в сторону возобновляемых источников энергии, политические программы по сохранению окружающей среды, по оценкам экспертов, потребление нефти вырастет на 10% в ближайшие 5-7 лет, а к 2030-2035 году вырастет еще на 10% [46].

Прогнозы мировых исследовательских центров показывают, что в ближайшие 50-70 лет нефть останется доминантой мирового экономического процесса, главным энергоносителем наземного, морского и воздушного транспорта, что означает сохранение довлеющей роли данной отрасли в структуре как национальной, так и мировой экономики [47]. Отсюда вытекает то, что нефтегазовая отрасль есть и долгое время будет оставаться отраслью стратегической важности, а ее развитие будет напрямую связано с экономическим и научно-техническим развитием российской экономики.

В силу исчерпаемости ресурсов и достаточно большой выработанности месторождений Каспийского, Волго-Уральского и Западно-Сибирского бассейнов необходимым шагом для национальной экономики в среднесрочной перспективе является разработка месторождений на шельфовых арктических территориях для восполнения сырьевой базы и минимизации рисков для национальной экономики.

Арктика содержит колоссальные ресурсы, освоение которых сопряжено с суровыми климатом – географическими условиями, удаленностью от рынков сбыта,

отсутствием необходимых инфраструктур, а также долгим сроком окупаемости и повышенной степенью финансовых рисков в связи с большими инвестициями на фоне высокой волатильности рынков углеводородов; этим объясняется относительно немногочисленное количество шельфовых проектов в Арктике [48, 49].

Между тем Канада, США и Норвегия перманентно наращивают свое присутствие в нефтегазодобывающей секторе арктического шельфа, поэтому России нельзя оставаться в стороне в данном отношении — этим объясняется повышенный интерес к Арктике сегодня [50, 51, 88, 89].

Существующих в России сегодня технологий недостаточно для высокоэффективного освоения арктического шельфа, это осложняется достаточно строгим подходом лицензирования (необходимые условия — государственное участие и пятилетний опыт в отрасли), ограничивающим доступ частного капитала, и спецификой фискального законодательства (высокая ставка на валовый доход, низкая ставка на прибыль, отсутствие ресурсно-рентных платежей).

Расчеты экономической эффективности добычи на арктическом шельфе показывают, что рентабельность в текущих реалиях возможна и обеспечивается лишь при наличии налоговых льгот для компаний со стороны государства, причем только для трех компаний: ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «НОВАТЭК». Для ускорения динамики развития нефтегазодобывающей отрасли на арктических шельфовых территориях возможным драйвером являются:

1. Либерализация системы доступа частного капитала к шельфовым месторождениям;
2. Создание эффективных механизмов государственно-частного партнерства с отечественными и иностранными компаниями, обеспечивающая технологическую диффузионную синергию;
3. Разработка комплексного фискального подхода для частного капитала, участвующего в разработке арктического шельфа.
4. Создание эффективной системы государственного экологического контроля в области недропользования.

Опыт Норвегии может быть показателем для нашей страны и служить примером эффективности рационального освоения недр арктического шельфа посредством государственно-частного партнерства, строгого контроля в области соблюдения экологических требований, налогового законодательства, ориентированного на финансовый результат. Участие государства по схеме SDFI является весьма успешным экономическим примером, как с точки зрения прибыльности, так и с точки зрения государственного контроля в отрасли.

Учитывая глубину сотрудничества российской нефтегазодобывающей отрасли с западными партнерами в вопросах нефтесервиса, переработки и транспорта, а также отрицательную динамику присутствия зарубежных нефтесервисных компаний, программа глобального импортозамещения также представляется процессом среднесрочной перспективы. Экологические барьеры, осложняющие развитие добычи в Арктике, повышают среднесрочные и долгосрочные проектные риски, но не являются факторами, препятствующими развитию нефтегазодобычи на шельфовых территориях Крайнего Севера [110].

С осторожным оптимизмом стоит отметить, что при наличии грамотно выверенной стратегии стимулирования и разумных инвестиций со стороны государства и частных финансовых институтов в добывающую отрасль в целом и в развитие ее на арктическом шельфе в частности, предполагается возможным сохранить приобретенные успехи, а также преобразовать нефтегазодобычу на арктическом шельфе в ведущий локомотив развития наукоемких отраслей производства в России.

Таким образом, в работе были изучены эколого-экономические перспективы добычи углеводородов в условиях российского Севера. Обоснована необходимость развития нефтегазодобывающей отрасли на отечественном арктическом шельфе. Разработана концепция осуществления ряда возможных сценариев развития дальнейшей разработки и освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения в Баренцевом море. Выделено пять канонических сценариев:

1. Негативный (цена 20-40 \$/баррель Brent, 2-4 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — экспортные морские поставки в дружественные страны Северной и Юго-

Восточной Азии и трубопроводные поставки на внутренний рынок, пролонгация санкционных ограничений Евросоюзом и странами Северной Америки в течение периода более 72 месяцев; период возврата инвестиций — 25-30 лет, проект стремится к границе нерентабельности);

2. Умеренно-консервативный (цена 40-60 \$/баррель Brent, 4-6 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — морской экспорт в дружественные страны Северной и Юго-Восточной Азии, реэкспортные морские и трубопроводные поставки в европейские страны и на внутренний рынок с последующим прямым выходом на рынки потребления Евросоюза и стран Северной Америки при отмене санкционных ограничений в период 60-72 месяцев; период возврата инвестиций — 20-25 лет);
3. Базовый/медианный (цена 60-80 \$/баррель Brent, 6-8 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — морской экспорт в дружественные страны Северной и Юго-Восточной Азии, реэкспортные морские и трубопроводные поставки в европейские страны и на внутренний рынок с последующим прямым выходом на рынки потребления Евросоюза и стран Северной Америки при отмене санкционных ограничений в период 48-60 месяцев; период возврата инвестиций — 15-20 лет);
4. Умеренно-позитивный (цена 80-100 \$/баррель Brent, 8-10 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — морской и трубопроводный экспорт в страны Евросоюза и Северной Америки при умеренно-положительной динамике развития геополитической конъюнктуры и последующей отмене санкционных ограничений в течение ближайших 36-48 месяцев; период возврата инвестиций — 12-15 лет);
5. Позитивный (цена 100-120 \$/баррель Brent, 10-12 \$/БТЕ СПГ, вектор потребления — трубопроводный и морской экспорт в страны Евросоюза и Северной Америки при положительной динамике развития геополитической конъюнктуры и последующей отмене санкционных ограничений в течение ближайших 24-36 месяцев; период возврата инвестиций 10-12 лет).

Сделан вывод, что проект разработки Штокмановского месторождения имеет значительные перспективы. Слабой стороной данного проекта является чувствительность к мировой геополитической конъюнктуре и, как следствие, ко внешней волатильности спотового и фьючерсного рынка цен на углеводороды, при падении которого произойдет значительное увеличение срока окупаемости проекта. При благоприятной внешней конъюнктуре проект развития Штокмановского ГКМ может стать мощным драйвером развития отечественной нефтегазодобывающей отрасли и национальной экономики в целом.

Проведено сравнение российского и норвежского законодательства в области недропользования, лицензирования и налоговых правил. Установлено, что норвежский опыт может быть применен для нововведений в области отечественного государственно-частного партнерства в разработке арктического шельфа.

Рассмотрены экологические ограничения добычи в Арктике, выявлены экологические риски и возможные пути их нивелирования.

Сравнительный анализ использования методов ликвидации разливов при различных гидрометеорологических условиях и ледовой обстановке показал:

— механический метод возможен в условиях плотного льда (до 70% покрытия), эффективность его увеличена условиями инсоляции полярного дня, а высокая концентрация льда противодействует скорости увеличения нефтеразлива, однако плотный лед препятствует динамичной и эффективной очистке большой территории разлива скиммерами;

— технология сжигания на месте является одним из наиболее эффективных методов устранения нефтепродуктов в условиях сплоченного льда с использованием огнеупорных бонов;

— лабораторные и полевые испытания показали, что метод распыления диспергентов с винтового ледокола эффективен в условиях низких атур при ограниченной площади ледового покрытия (не более 40%), но использование этого метода накладывает необходимость дополнительных исследований (АСЭВ) в случаях особо важных экологических территорий.

Анализ мероприятий по устранению возможных разливов в Русской Арктике отвечает на вопрос методологии использования по территориальному разделению: с учетом гидрометеорологических условий акватории российского арктического шельфа можно сделать вывод, что при аварийных нефтеразливах в западной арктической части (Баренцево море, западная часть Карского моря) наиболее эффективными методами являются сжигание и рассеивание диспергентов винтовыми ледоколами, в восточной же части (восточная часть Карского моря, море Лаптевых, Восточно-Сибирское море), где ледовая обстановка более сложна, механический способ и сжигание на сплоченном льду представляются наиболее эффективными.

Использование математической модели показало, что в условиях ледовой обстановки шельфовых территорий Печорского моря (МЛСП «Приразломная») возможный разлив нефтепродуктов достигает максимальной площади в пределах 28 часов при максимальном радиусе пятна порядка 320-330 метров. Наиболее эффективным методом ликвидации разлива при этом является механический метод с использованием подвижных скиммеров для сбора, диспергентов для переработки и смыва нефтепродуктов, а также подводных носителей ЛАРН в качестве сборных емкостей.

Суммарная стоимость работ по ликвидации нефтеразлива, с учётом полученных значений, составит порядка 425 680 000 рублей, размер ожидаемых страховых выплат — 914 458 000 рублей. Для месторождения «Победа» аналогичные показатели составят 655 920 000 рублей и 5 456 748 000 рублей соответственно при радиусе растекания 310-320 метров в течение первых 12 часов инцидента и достижении максимума радиуса растекания 420-430 метров в течение 34 часов с момента происшествия. Рыночная спотовая стоимость нефтепродуктов, утерянных при разливе, составляет в среднем 127 008 000 рублей для месторождения «Приразломное» ($K = 3,13$) и 655 920 000 рублей для месторождения «Победа» ($K = 3,17$).

Математический анализ ценообразования мероприятий по устранению последствий нефтеразливов и их оптимизация представляет собой вопрос

дальнейшего углубленного исследования, полученные данные могут быть использованы страховыми компаниями в рамках вычислений страховых премий, Росприроднадзором при калькуляции штрафов, а также иными надзорными ведомствами при андеррайтинге нефтегазовых арктических проектов.

Сравнительный анализ зарубежного опыта экологического страхования арктических нефтегазодобывающих шельфовых проектов в Норвегии, Канаде и США показал эффективность в сфере государственного регулирования недропользованием и экологического права, выявив следующие тенденции:

1. Экологическое страхование нефтегазодобывающих шельфовых проектов в Норвегии, США и Канаде обязательно для получения лицензии на геологоразведку и добычу в рамках текущего законодательства;
2. Возникновение ЧС экологического характера при добыче углеводородов на шельфе является причиной исковых претензий и повсеместного судебного разбирательства между государственными надзорно-регулирующими органами и частными компаниями в данных странах, объектом арбитража являются величина экологического штрафа и обязательства компании-ответчика по устранению ущерба;
3. Экологическое право и система страхования в указанных странах строго детерминированы рядом законодательных актов, содержащих в структуре своей методики расчета экологических штрафов.

Автором был предложен метод возможной оценки финансового обеспечения мероприятий по ликвидации предполагаемого экологического ущерба при разливах углеводородов на арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах, рассмотрены модели нефтеразливов на месторождениях «Приразломное» и «Победа», проведена оценка стоимости мероприятий по ликвидации этих происшествий, предложено введение специального индикатора — коэффициента финансовых потерь при нефтеразливе.

Исходя из этого, автор предлагает следующие нововведения, реализация которых может привести к значительному мультипликативному экологическому эффекту на российских арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектах:

1. На законодательном уровне закрепить обязательность экологического страхования шельфовых нефтегазодобывающих арктических проектов, как прошедших процедуру получения лицензии на геологоразведочные работы и добычу, так и всех последующих;
2. На законодательном уровне закрепить за компаниями обязательства по предотвращению и устранению возможного экологического ущерба;
3. Создать единую открытую базу статистических данных по экологическим катастрофам;
4. Создать единую государственную систему методов оценки предполагаемого экологического ущерба и его устранения взамен существующему набору независимых методических рекомендаций, одобренных Росприроднадзором;
5. Создать государственную систему фискальных и конкурсно-лицензионных поощрений для нефтегазодобывающих компаний, разрабатывающих арктические шельфовые проекты, придерживающихся высоких стандартов экологического контроля при минимальном уровне происшествий, неконтролируемых выбросов, разливов и эффективной утилизации шламов.
6. Создать государственный экологический финансовый фонд средств, которые могут быть использованы при ликвидации разливов федерального значения.

Эмпирические выводы, полученные методом сравнительного анализа, могут быть применимы для оптимизации текущего российского законодательства в области природопользования и экологического страхования. Данные математического моделирования разливов могут быть использованы страховыми компаниями в рамках вычислений страховых премий, Росприроднадзором при калькуляции штрафов, а также иными надзорными ведомствами при андеррайтинге нефтегазовых арктических проектов.

Соискатель выражает глубокую благодарность научному руководителю доктору экономических наук, профессору Кудрявцевой Ольге Владимировне и сотрудникам кафедры экономики природопользования экономического факультета МГУ им М.В.Ломоносова.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Киссинджер Г.* Дипломатия. // Москва. АСТ. 2018. С. 17–108.
2. *Ергин. Д.* Добыча. // Москва. Альпина Паблишер. 2020.
3. *Бушуев В.В., Конопляник А.А., Миркин Я.М.* Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз. // Москва. ИД «Энергия», 2013. — С. 344.
4. *Брагинский О.Б.* Нефтегазовый комплекс мира – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. – С. 640.
5. *Киушкина В.И., Родичкин И.А.* // Арктические стратегии: энергетика, безопасность, экология, климат. 2020. ИД МШУ «Сколково». Т.1. С. 48–63.
6. *Кудрявцева О.В., Яковлева Е.Ю., Гречухина И.А.* Эффективность развития рынка возобновляемых источников энергии в России // Экономика региона. 2016. Т. 12. № 4. С. 1167–1177.
7. *Чернова Е.Г., Разманова С.В.* Структурные сдвиги в нефтегазовой отрасли: ключевые факторы, индикаторы, последствия // Вестник СПбГУ. Экономика. 2017. Т. 33. Вып. 4. С. 622–640.
8. *Белёв С. Г., Тищенко Т. В.* Исполнение Федерального Бюджета за 2020 год. // Экономическое развитие России. — 2021. — Т. 28, № 2. — С. 9–12.
9. *Фюкс Р.* Зеленая революция. Экономический рост без ущерба для экологии. // Москва. ИД Альпина Паблишер. 2016.
10. *Венцюлис Л.С., Быстрова Н.Ю.* Экологические проблемы Арктики // Региональная экология. 2018. №2 (52).
11. *Криворотов А.К.* Норвежская модель управления нефтегазовым комплексом. // Энергетическая политика. Электронный Вестник. 2020. С. 14–17.
12. *Филимонова И.А., Немов В. И., Мишенин М.В.* Современные тенденции развития мирового рынка нефти. // Нефтегазовая вертикаль. Электронный Вестник. 2021. № 15. С. 38–45.
13. *Никитина А.Е.* Нефть и газ Канады. // Нефтегазовая вертикаль. 2021. С. 23–28.

14. *Кандауров А.П.* РН-СахалинНИПИморнефть. // Промышленная и экологическая безопасность на арктическом шельфе: технологии, разработки, оборудование. Электронный Вестник. 2017. С. 13–18.
15. *Алимов А.А., Шестакова А.И.* Экологическая дипломатия в XXI веке // Общество. Среда. Развитие. 2017. № 2.
16. *Никоноров С. М., Папенков К. В.* Подходы к развитию Северного Морского Пути // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. — 2022. — № 1. — С. 25–34.
17. *Шелепов В. В., Рамазанов Р. Г., Глебова Л. В.* Методы интенсификации добычи нефти и газа. — Москва: Москва, 2020. — С. 328.
18. *Рябова Е. В., Иванущенко Е. П.* Налог на добычу полезных ископаемых: проблема определения предмета налогообложения // Журнал юридических исследований. — 2020. — Т. 5, № 2. — С. 48–53.
19. *Панферов Г.А.* Оценка эффективности инвестиционных проектов и стоимости имущества: Учебное пособие. ФУ при правительстве РФ. — М.: 2013.
20. *Ковалева Т.К.* Нефтяная индустрия Норвегии: параметры и пределы государственного регулирования // Инновации и инвестиции. — 2018. — № 2. — С. 67–71.
21. *Красовская Т. М.* Природопользование Севера России. — М.: Изд-во ЛКИ, 2008. — С. 288.
22. *Кородюк И.С.* Проблемы применения зарубежного опыта в государственном регулировании нефтегазового комплекса России // Известия Иркутской государственной экономической академии. — 2015. — Т. 25, № 1. — С. 103–109.
23. *Анисимов А.П.* Развитие экологического страхования в США: проблемы и перспективы // Вестник Саратовского Университета. Серия Экономика. Управление. Право. 2020. Т.20. №.3.
24. *Михеев А.А.* Экологическое страхование в США: тенденции развития // Российское предпринимательство. 2000. Т. 1. № 12. С. 76–84.

25. *Барбашин И.В.* Проблемы законодательного обеспечения развития экологического страхования в России // Экономика природопользования. Обзорная информация. 2005. № 3. С. 8–11.
26. *Воронина Е.П.* Страхование в нефтегазовом комплексе — состояние перспективы развития // Экономика. Налоги. Право. 2012. № 2. С. 71–77.
27. *Меньшиков В.В., Меньшикова О.В.* Экологическая ответственность и экологическое страхование // Вестник Международной академии наук. Русская секция. 2012. № 2. С. 36–41.
28. *Муангу Ж.Э.Р.* Фильтрация из канала. Структура решения и оценка расхода // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. 2006. № 1. С. 108–120.
29. *Muangu Zh., Popova A.A.* Modeling of Oil Pollution of Arctic Sea Coastal Areas // Scientific Bulletin of MSTU CA. 2017. Vol. 20. No 02. P. 45–47.
30. *Кудрявцева О.В., Попова А.А.* Снижение экологических ущербов в энергетическом комплексе посредством определения масштабов загрязнения от разливов нефти на нефтепроводах // Государственное управление. Электронный вестник. 2016. № 64. С. 45–55.
31. *Эмих В.Н.* Фильтрация из подпочвенных источников // Известия Российской академии наук. Механика жидкости и газа. 1999. № 2. С. 72–85.
32. *Манита Л.А.* Условия оптимальности в конечномерных нелинейных задачах оптимизации. // Учебное пособие — Московский государственный институт электроники и математики. М., 2010. — С. 84.
33. *Нестеров М.В.* Гидротехнические сооружения. // Минск. ИД Новое издание. 2006. С. 48–56.
34. *Полубаринова-Кочина П.Я.* Теория движения грунтовых вод. // М.: Наука, 1977. С. 87–93.
35. *Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М.* Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1982.
36. *N. Lee.* How negative oil prices revealed the dangers of the futures market // CNBC e-journal 16.06.2020. Internet resource.

37. *Рукиша В.В., Смирнов А.А., Головинский С.А.* Экономическое развитие арктического региона и атомный ледокольный флот России. // Арктика: экология и экономика № 1 (5). 2012. С.16–35.
38. *Кижяева А.В.* Обеспечение экологической безопасности арктических регионов как важный вектор российской политики // Актуальные проблемы современных международных отношений. 2016. №7. С. 29–37.
39. *Алимов А.А., Шестакова А.И.* Экологическая дипломатия в XXI веке // Общество. Среда. Развитие. 2017. № 2.
40. *Бобылев С.Н.* Цели устойчивого развития // Бюллетень Счетной Палаты Российской Федерации. — 2020. — Т. 6, № 271. — С. 17.
41. *Бобылев С.Н., Григорьев Л.М.* В поисках новых рамок для Целей устойчивого развития после covid-19: страны БРИКС // Научные исследования экономического факультета. Электронный журнал экономического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова. — 2021. — Т. 13, № 1. — С. 2.
42. *Кудрявцева О.В., Митенкова Е.Н., Маликова О.И., Головин М.С.* Развитие альтернативной энергетики в России в контексте формирования модели низкоуглеродной экономики // Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика. — 2019. — № 4. — С. 122–139.
43. *Кудрявцева О.В., Бобылев С.Н., Яковлева Е.Ю.* Regional Priorities of Green Economy // Экономика региона. 2015. № 2. С. 148–159.
44. *Медведева О.Е., Соловьева С.В.* Мировая климатическая повестка: экономические вызовы для России от введения Евросоюзом углеродного налога // Имущественные отношения в Российской Федерации. — 2021. — № 2. — С. 39–52.
45. *Чернова Е.Г., Разманова С.В.* Структурные сдвиги в нефтегазовой отрасли: ключевые факторы, индикаторы, последствия // Вестник СПбГУ. Экономика. 2017. Т. 33. Вып. 4. С. 622–640.
46. *Маликова О. И., Ховавко И. Ю.* Изменения цен на нефть на мировом рынке: риски и возможности для российской экономики // Вестник Российского гуманитарного научного фонда. — 2015. — № 1. — С. 106–118.

47. *Никоноров С.М., Папенков К.В., К.С. Ситкина К.С.* «Синяя экономика» и проблемы развития Арктики: коллективная монография / под редакцией С.М. Никонорова, К.В. Папенова, К.С. Ситкиной. — Москва: Экономический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова, 2022. — С. 296.
48. *Никоноров С.М., Захаров А.Д.* Анализ доктринальных документов разных стран по развитию Арктической зоны // Региональная энергетика и энергосбережение. — 2022. — № 1. — С. 7–9.
49. *Никоноров С.М., Уткина Е.Э.* Подходы к обеспечению экологической безопасности в Арктике // Региональная энергетика и энергосбережение. — 2019. — № 4. — С. 94–95.
50. *Папенков К.В., Никоноров С.М.* Международные аспекты общих и частных проблем освоения Арктики // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. — 2020. — № 4. — С. 69–79.
51. *Никоноров С.М., Папенков К.В., Кривичев А.И., Ситкина А.И.* Проблемы измерения устойчивости развития Арктического региона // Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика. — 2019. — № 4. — С. 107–121.
52. *Кудрявцева О.Ю., Серебренников Е.В.* Перспективы развития Российской нефтегазодобывающей отрасли в контексте энергетического перехода и формирования модели низкоуглеродной экономики // Экономическое возрождение России. — 2022 — № 2 — С. 137-143 DOI.
53. *Маликова О.И., Серебренников Е.В.* Эколого-экономические риски освоения запасов углеводородов и технологии ликвидации нефтеразливов на российском арктическом шельфе // Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета. — 2022 — № 3 — С. 59–68.
54. *Серебренников Е.В.* Экономико-правовые особенности экологического страхования арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектов на примере месторождения «Победа» // Экономика устойчивого развития. — 2022 — № 2— С. 173-175.

55. *Серебрянников Е.В.* Стратегические и экологические особенности развития добычи углеводородов в российской Арктике // *Инновации и инвестиции*. – Издательство Общество с ограниченной ответственностью «Русайнс» (Москва) – 2019 – № 5, С. 282-289.
56. *Серебрянников Е.В.* Развитие методических подходов в экологическом страховании арктических шельфовых нефтегазодобывающих проектов на примере Приразломного месторождения // *Экономика: вчера, сегодня, завтра*. – 2022 – № 3 – С. 132-138 DOI.
57. *Серебрянников Е.В.* Анализ развития арктического шельфового нефтегазодобывающего проекта на примере Штокмановского месторождения // *Финансовые рынки и банки*. Издательство Общество с ограниченной ответственностью Издательство «КноРус» (Москва) – 2022 – № 3 – С. 108-111.
58. *Fay J. A.* Physical processes in the spread of oil on a water surface // *International Oil Spill Conference Proceedings*. 1971. № 1. Pp. 463–467. DOI: <https://doi.org/10.7901/2169-3358-1971-1-463>.
59. *Fay J. A.* The Spread of Oil Slicks on a Calm Sea // *Oil on the Sea*, Plenum Press / D. P. Hoult (Ed.). New York, 1969. Pp. 53–63.
60. *Кудрявцева О. В., Серебрянников Е. В.* Использование математических методов исследования для анализа эколого-экономических перспектив Российских арктических нефтедобывающих шельфовых проектов // *Russian Journal of Economics and Law*. — 2022. — Т. 16, No 3. — С. 535–547 DOI.
61. *Lunden L. P., Fjaertoft D.* Government Support to Upstream Oil & Gas in Russia: How subsidies influence the Yamal LNG and Prirazlomnoe projects / *International Institute for Sustainable Development*, 2014.
62. *Моткин Г. А.* Проблемы развития экологического страхования в России // *Охрана окружающей среды и природопользование*. 2005. № 2. С. 13–17.
63. *Моткин Г. А., Тулунов А. С.* Начальные оценочные параметры экологического риска. / В кн.: *Труды VI Всероссийской конференции*

- «Теория и практика экологического страхования: обращение с отходами». - 2005. Москва - Уфа: ИПР РАН. С. 70–79.
64. *Моткин Г.А.* Перспективы развития экологического страхования / На пути к устойчивому развитию России. 2007. № 36. С. 22.
65. *Моткин Г.А., Тулунов А.С.* Оценка параметрических характеристик экологического страхования при размещении отходов производства и потребления. -«Экономика природопользования», № 1, 2004, С.58–73.
66. *Тулунов А.С.* Страхование в природопользовании. - М.: Издательский дом ГУУ, 2017. – С. 160.
67. *Тулунов А.С.* Экологическое страхование: обязательное, добровольное или вмененное? // Материалы Девятого Международного форума «Россия в XXI веке: глобальные вызовы и перспективы развития». 2020. С. 538–545.
68. *Тулунов А.С.* Компромисс между добровольной и обязательной формами как возможность интенсификации развития экологического страхования // Экологический вестник России, 2019, №2, С.62–65.
69. *Тулунов А.С.* Экономические аспекты добровольного и обязательного экологического страхования // Экономика и математические методы. №2, 2013, С. 44–53.
70. *Тулунов А.С.* Интернализация экологических экстерналий экономическим механизмом страхования // Сборник материалов Международного форума «Региональные проблемы преобразования экономики: международное сотрудничество и межрегиональная интеграция». 2012. С. 739–745.
71. *Тулунов А.С.* Оценка риска загрязнения окружающей среды: обзор и систематизация методологических подходов и методического обеспечения // Вестник Московского университета. Экономика. 2021. №1. С.3–27.
72. *Тулунов А.С.* Современные тенденции развития страхования риска загрязнения окружающей среды // Сборник Международной научной конференции «Современные тренды экологически устойчивого развития». - М.: МГУ (экономический факультет), 2018, С. 172–173.

73. *Тулупов А.С.* Перспективы развития экологического страхования при реализации принципов расчета экономического ущерба // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. 2006. № 12. С. 90.
74. *Тулупов А.С.* Причинение вреда природной среде обеспечить страховой защитой. // Экологический вестник России, №3, 2013, С.49–52.
75. *Моткин Г.А.* Основы экологического страхования, - М.: Наука, 1996. - 187 с.
76. *Моткин Г.А., Новоселова И.Ю.* Вероятностная оценка предотвращенного ущерба и ее влияние на определенность реализации природоохранной программы. // Экономика природопользования. 2010. № 5. С. 61–71.
77. *Моткин Г.А.* Экологическое страхование как метод учета внешних эффектов хозяйственной деятельности. // Проблемы региональной экономики. 2008. Т. 2. С. 11–17.
78. *Моткин Г.А.* Региональные проблемы сохранения экологического пространства. // Региональные проблемы преобразования экономики. 2012. № 2 (32). С. 340–346.
79. *Cobb.K.* A stealth peak in world oil production? // Resilience Journal. 2020.
80. *Zou.C. et al.* Geologic significance and optimization technique of sweet spots in unconventional shale systems. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2018.07.005>
81. *Fjaertoft D., Lunden L. P.* Russian petroleum tax policy – Continuous maneuvering in rocky waters //Energy Policy. – 2015. – v.87. – pp. 553-561.
82. *Brandt A. R.* Testing Hubbert //Energy Policy. – 2007. – v.35(5). – pp. 3074-3088.
83. *Carayannis, E., Ilinova, A., Chanysheva A.* Russian Arctic Offshore Oil and Gas Projects: Methodological Framework for Evaluating Their Prospects. Journal of the Knowledge Economy. – 2020. – v.11. – pp.1403–1429.
84. *Митронова Т., Капитонов С., Хендерсон Дж.* Основные элементы и возможные сценарии дерегулирования цен на газ в России и реформирования газового рынка / Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2019. – С. 33.

85. *Lunden L. P., Fjaertoft D.* Government Support to Upstream Oil & Gas in Russia: How subsidies influence the Yamal LNG and Prirazlomnoe projects / International Institute for Sustainable Development, 2014. – P. 64.
86. *Suzuki T.* Nuclear Energy Policy after the Fukushima Nuclear Accident: An Analysis of “Polarized Debate” in Japan. // *Energy Policy*. 2018.
87. *Vivoda V., Graetz G.* Nuclear Policy and Regulation in Japan after Fukushima: Navigating the Crisis. // *Journal of Contemporary Asia*, 2015. Vol. 45, No. 3, 490–509, <http://dx.doi.org/10.1080/00472336.2014.981283>.
88. *Никоноров С. М.* Арктика - место для внедрения экологических проектов // *Научные труды Вольного экономического общества России*. — 2020. — Т. 226, № 6. — С. 5.
89. *Никоноров С. М., Папенков К. В., Кривичев А. И., Ситкина К. С.* Проблемы измерения устойчивости развития Арктического региона // *Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика*. — 2019. — № 4. — С. 107–121.
90. *Кудрявцева О. В., Балашова А. С.* Исследование факторов, влияющих на намерение потребителей совершить покупку электромобиля // *Маркетинг в России и за рубежом*. — 2022. — Т. 149, № 3. — С. 8.
91. *Kudryavtseva O. V., Baraboshkina A. V., Nadenenko A. K.* Sustainable low-carbon development of urban public transport: International and Russia's experience. // *Журнал Сибирского федерального университета. Гуманитарные науки*. — 2021. — Vol. 14, no. 12. — P. 1795–1807.
92. *Кудрявцева О. В., Маликова О. И., Егоров Е. Г.* Sustainable urban development and ecological externalities: Russian case // *GEOGRAPHY, ENVIRONMENT, SUSTAINABILITY*. — 2021. — Vol. 14, no. 1. — P. 80–91.
93. *Кудрявцева О. В., Солодова М. А.* Circularity: fostering efficiency of developing economies. // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*. — 2020. — Vol. 20, no. 5.2. — P. 107–112.

94. Головин М. С., Кудрявцева О. В. Государственная политика по развитию отрасли транспортного биотоплива в Европейском Союзе. // Государственное управление. Электронный вестник (Электронный журнал). — 2020. — Т. 78, № февраль. — С. 72–90.
95. Потравный И.М., Колотырин К.П., Генгут И.Б. Применение экологического страхования при управлении проектами по ликвидации накопленного экологического ущерба // Экономическая наука современной России. 2017. № 2 (77). С. 78–89.
96. Маликова О. И., Петров П. И. Формирование новых логистических узлов торговли газом в странах -Восточной Европы. // Международная торговля и торговая политика. — 2022. — Т. 8, № 1. — С. 51–65.
97. Маликова О. И. Промышленный ренессанс в США и цены на энергоносители. // Экономист. — 2016. — № 12. — С. 26–34.
98. Kudryavtseva O., Malikova O. Circular economy for sustainable cities' management. // International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM. — 2019. — Vol. 19, no. 5.3. — P. 103–108.
99. Кудрявцева О. В., Бобылев С. Н., Соловьева С. В. Индикаторы устойчивого развития: городское измерение. // На пути к устойчивому развитию России. — 2015. — Т. 74. — С. 16–23.
100. Бобылев С. Н., Соловьева С. В., Кирюшин П. А. Крах глобальной модели потребления: в поисках устойчивости. // Мировая экономика и международные отношения. — 2022. — Т. 66, № 11. — С. 92–100.
101. Бобылев С. Н. Environmental consequences of covid-19 on the global and russian economics. // Population and Economics. — 2020. — Vol. 4, no. 2. — P. 43–48.
102. Bobylev S., Grigoryev L. In search of the contours of the post-covid sustainable development goals: The case of brics. // BRICS Journal of Economics. — 2020. — Vol. 1, no. 2. — P. 1.

103. *Бобылев С. Н., Кирюшин П. А., Кошкина Н. Р.* Новые приоритеты для экономики и зеленое финансирование. // Экономическое возрождение России. — 2021. — Т. 67, № 1. — С. 152–166.
104. *Бобылев С. Н., Барабошкина А. В., Zhu X.* Приоритеты низкоуглеродного развития для Китая. // Государственное управление. Электронный вестник (Электронный журнал). — 2020. — № 82. — С. 114–139.
105. *Середин В.В., Красильников П.А.* Инженерно-геологическое районирование, основанное на многомерной оценке классификационного показателя // Вестник Пермского Университета. — 2020. Вып. 2(31). С.48-54.
106. *Grimaz S., Allen S., Dolcetti G., 2007* - Predictive evaluation of the extent of the surface spreading for the case of accidental spillage of oil on ground. Selected Paper, AIDIC Conference series, Vol. 8, 2007, pp. 151–160.
107. *Halmemies S., Gröndhal S., Nenonen K., Tuhkanen T., 2003* - Estimation of the time periods and processes for penetration of selected spilled oils and fuels in different soils in the laboratory. Spill Science & Technology Bulletin, Vol. 8, n.n. 5-6, pp.451-465.
108. *Simmons C.S., Keller J.M., 2003* - Status of models for land surface spills of nonaqueous liquids – Rep. PNNL-14350, Pacific Northwest National Laboratory.
109. *Потравный И.М., Новоселов А.Л., Новоселова И.Ю.* Развитие методов экономической оценки ущерба от загрязнения окружающей среды и их практическое применение // Экономическая наука современной России. 2018. № 3 (82). С. 35–48.
110. *Потравный И.М., Мотосова Е.А.* Экономические механизмы реализации экологической политики в сфере недропользования // Горный журнал. 2014. № 12. С. 27–30.
111. *Menard C., Kurdin A. A., Shastitko A. Y.* Out by the door, in through the window: Politics and natural gas regulation in russia // Utilities Policy. — 2020. — Vol. 64. — P. 101051.

112. *Курдин А. А.* Освоение шельфа в условиях шоков мировых нефтегазовых рынков // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2020. — Т. 11, № 107. — С. 28–30.
113. *Курдин А. А.* Государственное регулирование нефтегазового сектора в Арктике и региональное устойчивое развитие // Деловой журнал Neftegaz.RU. — 2018. — № 9. — С. 38–41.
114. *Курдин А. А.* Приоритеты государственной политики для поддержки конкурентоспособности арктических газовых проектов // Государственный аудит. Право. Экономика. — 2017. — № 1. — С. 68–73.
115. *Григорьев Л. М., Курдин А. А.* Дисбаланс на мировом рынке нефти: технологии, экономика, политика // Энергетическая политика. — 2015. — № 1. — С. 24–33.
116. *Курдин А. А., Ершова Ю. А.* США - третья сила в российско-европейских энергетических отношениях // Энергетическая политика. — 2018. — № 6. — С. 28–37.
117. *Курдин А. А., Коломиец А. Р.* Биржевые рынки энергоресурсов в России: защита от шоков или монополий? // Современная конкуренция. — 2022. — Т. 16, № 2. — С. 4.
118. *Шевчук А. В.* Экологические аспекты технологического развития Арктики // Научные труды Вольного экономического общества России. — 2019. — Т. 216, № 2. — С. 125–145.
119. *Шевчук А. В., Шумихин О. В.* Эколого-экономические аспекты ликвидации накопленного экологического ущерба в арктике // Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика. — 2019. — № 4. — С. 95–106.
120. *Плаkitкин Ю.А., Плаkitкина Л.С., Дьяченко К.И.* Низкоуглеродное развитие экономики как фактор сдерживания развития мировой и российской угольной промышленности. // Вестник РАЕН. 2022. Т. 22. №3. С. 19-30.

121. *Плаkitкина Л.С., Плаkitкин Ю.А., Дьяченко К.И.* Развитие добычи угля в Арктической зоне Российской Федерации: состояние и потенциал развития. // Уголь. 2022. № 7 (1156). С. 71-77.
122. *Плаkitкин Ю.А., Плаkitкина Л.С.* Парижское соглашение как фактор ускорения «энергетического перехода»: меры по адаптации угольной отрасли и новым вызовам. // Уголь. 2021. № 10 (1147). С. 19-23.
123. *Плаkitкина Л.С., Плаkitкин Ю.А., Дьяченко К.И.* Декарбонизация экономики как фактор воздействия на развитие угольной промышленности мира и России. // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. 2021. Т. 77. № 8. С. 902-912.
124. *Шевченко Д.В., Васильева Л.Х.* Математическое моделирование вытеснения тяжелых нефтей горячей водой в тонком пласте. // Казань: Издательство «Познание», 2013. – С. 60.
125. *Шевченко, Д. В.* Реологическое поведение пористых сред в состоянии неполного насыщения // Известия Академии наук. Механика твердого тела. – 2004. – № 2. – С. 88.
126. *Шевченко Д. В., Шевченко С. И., Яруллин А. Д.* Моделирование геологического строения и процессов разработки - основа успешного освоения нефтегазовых месторождений. // Материалы Международной научно-практической конференции, Казань, 04–05 сентября 2018 года. – Казань: Слово, 2018. – С. 401-404.
127. *Филин Б.Н.* Научно-технологическое обеспечение решения стратегических задач России в Арктике // Арктика: экология и экономика. — 2016 — №3(23). — С. 116-117.
128. *Грузинов В.М., Зворыкина Ю.В., Иванов Г.В., Сычев Ю.Ф., Тарасова О.В., Филин Б.Н.* Арктические транспортные магистрали на суше, акваториях и в воздушном пространстве // Арктика: экология и экономика. — 2019 — №1(33). — С. 6-20.

129. *Городецкий А.Е., Иванов В.В., Филин Б.Н.* Правовые и методические проблемы стратегического планирования развития арктических регионов России // Арктика: экология и экономика. — 2014 — №4(16). — С. 4-13.
130. *Филин Б.Н.* О международной конференции «Северным морским путем — к стратегической стабильности и равноправному партнерству в Арктике» // Арктика: экология и экономика. — 2011 — №4(4). — С. 108-117.
131. *Григорьев Л. М., Курдин А. А., Макаров И. А. и др.* Мировая экономика в период больших потрясений. // М.: ИНФРА-М. 2022.

ПРИЛОЖЕНИЕ

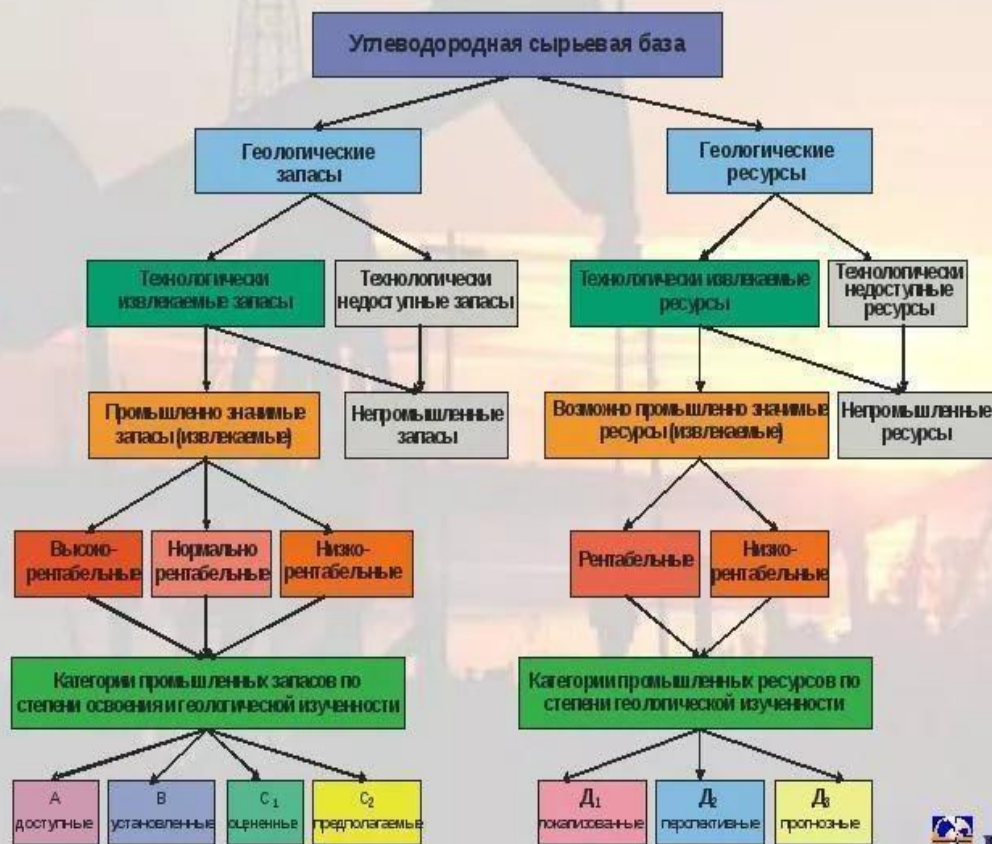


Источник:

<https://www.gazprom.ru/projects/prirazlomnoye/?ysclid=18umh8ijmz502886417>

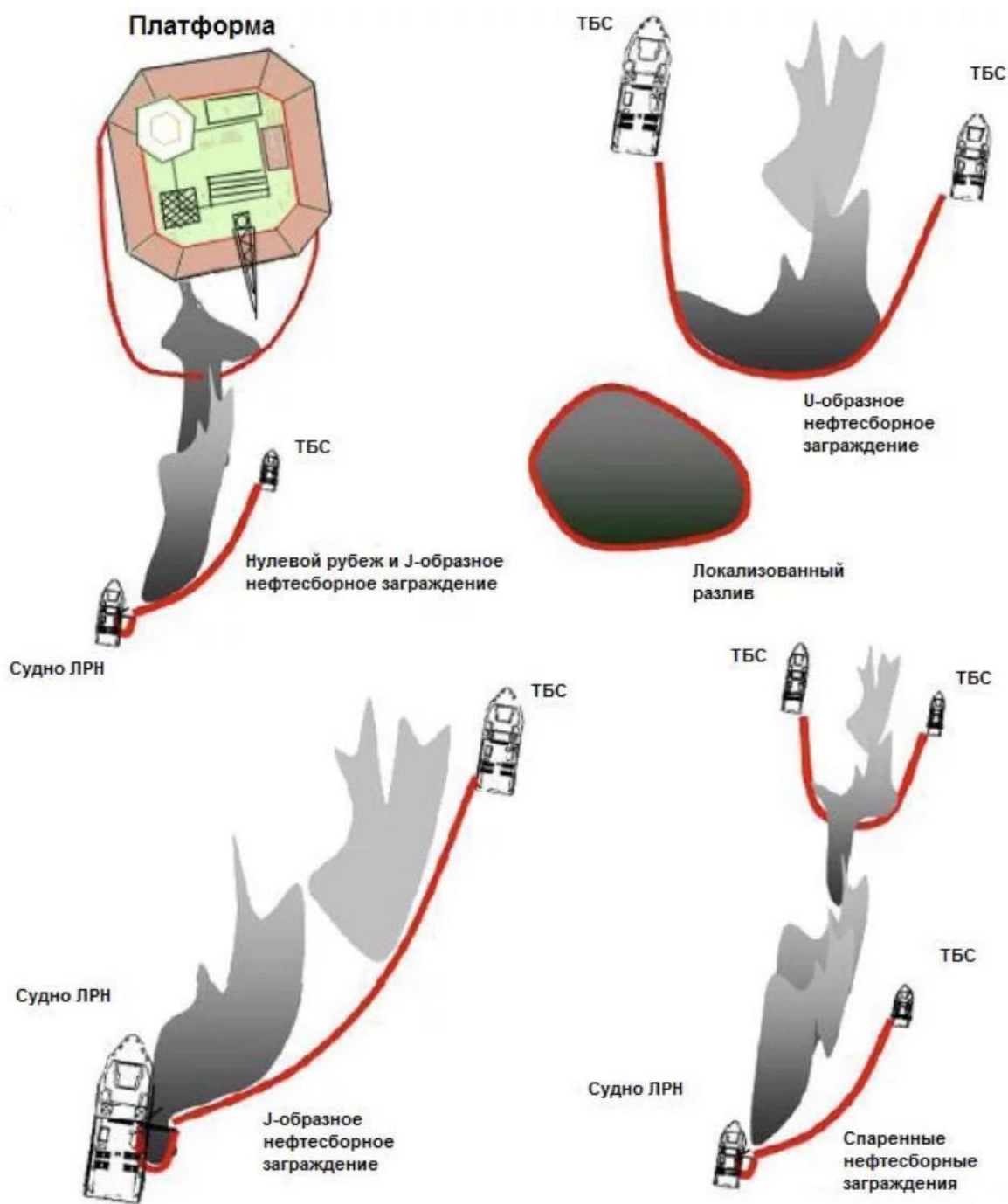
Приложение 1. Схема устройства кессонной МЛСП «Приразломная»

Принципиальная схема классификации запасов и ресурсов нефти и газа



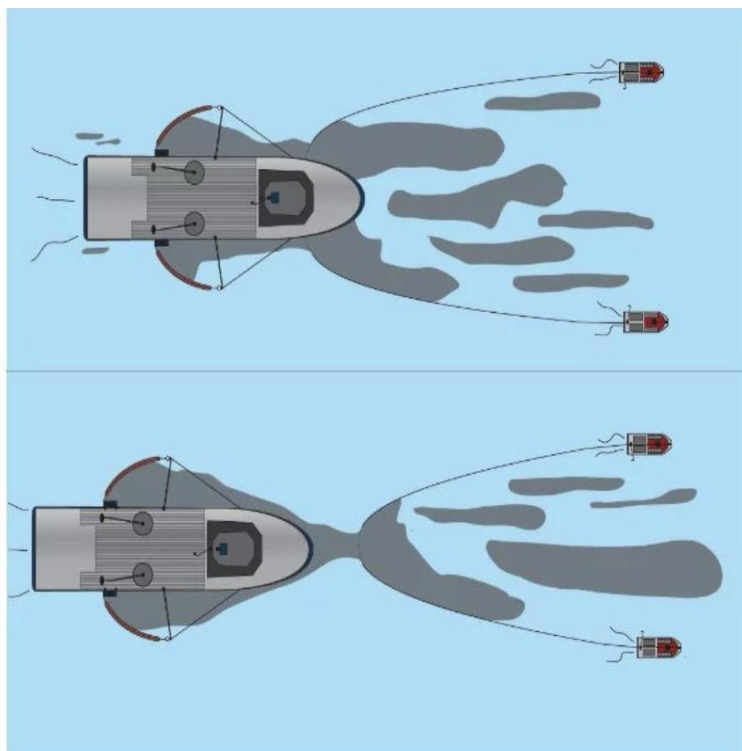
Источник: <http://www.vnigri.spb.ru>

Приложение 2. Классификация запасов нефти и газа ВНИГРИ



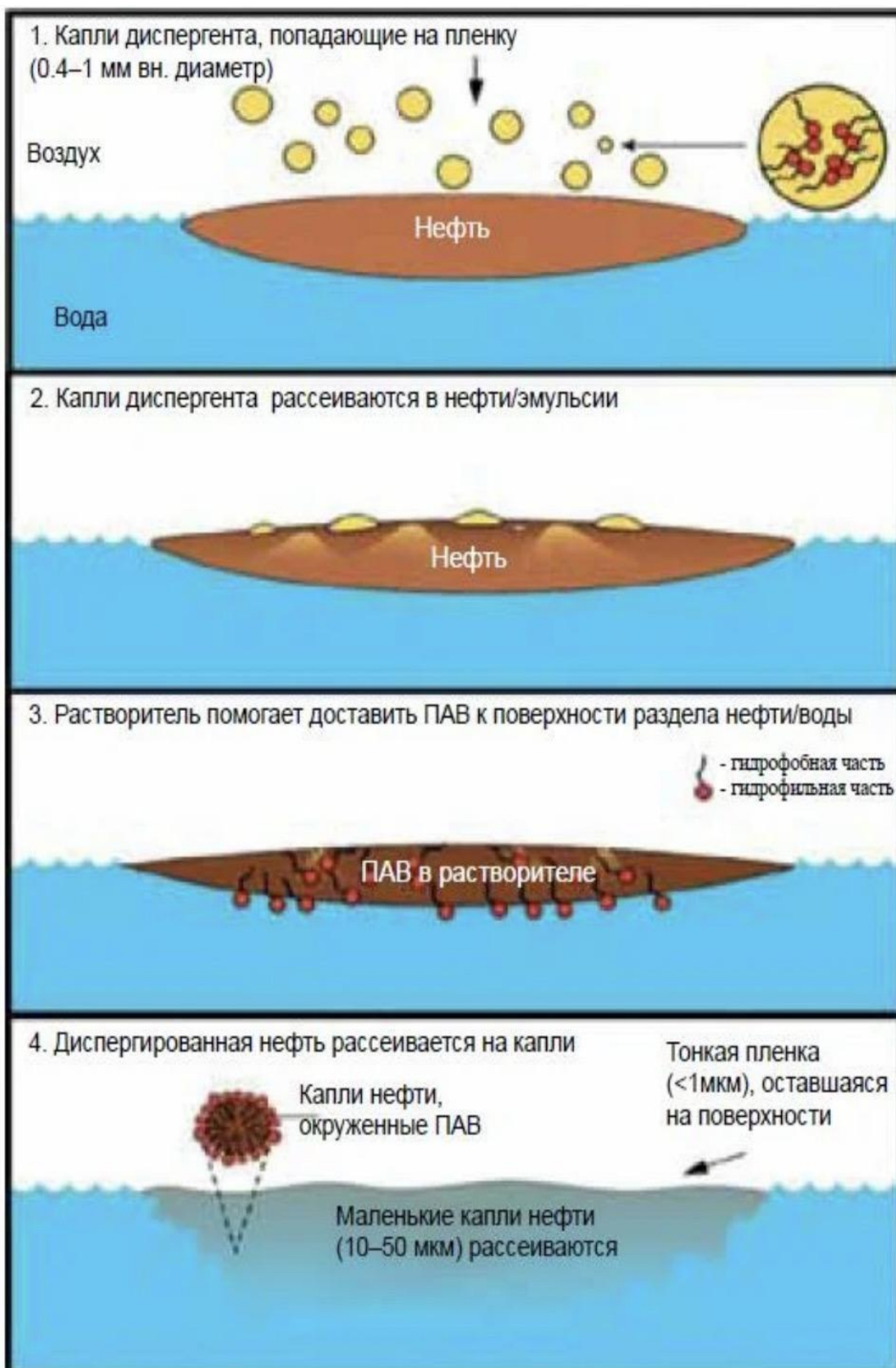
Источник: <https://neftegaz.ru>

Приложение 3. Схема организации нефтесборных ограждений нулевого рубежа на акватории



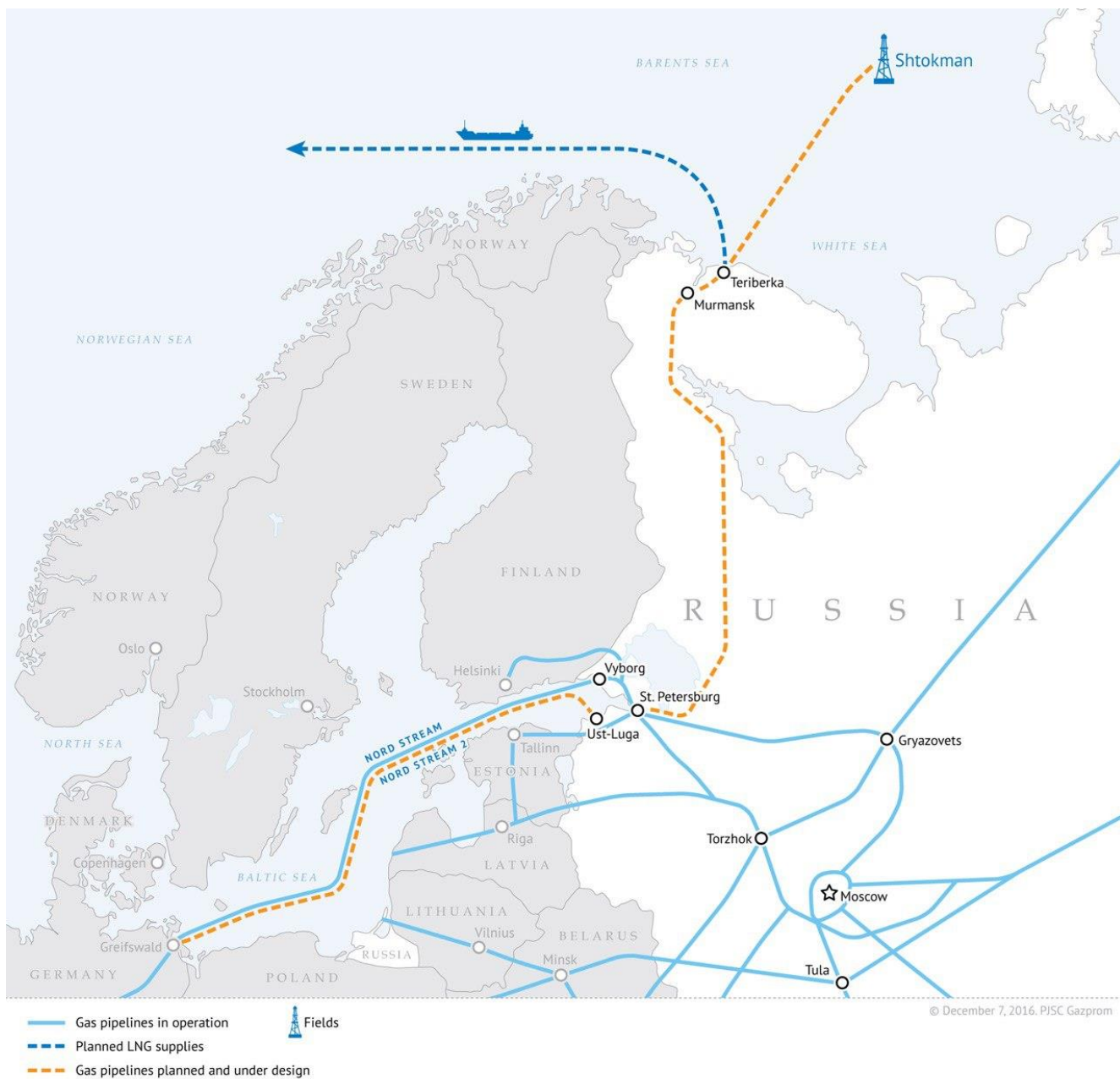
Источник: <https://neftegaz.ru>

Приложение 4. Комбинированная схема сбора нефтепродуктов (боновая локализация и траление)



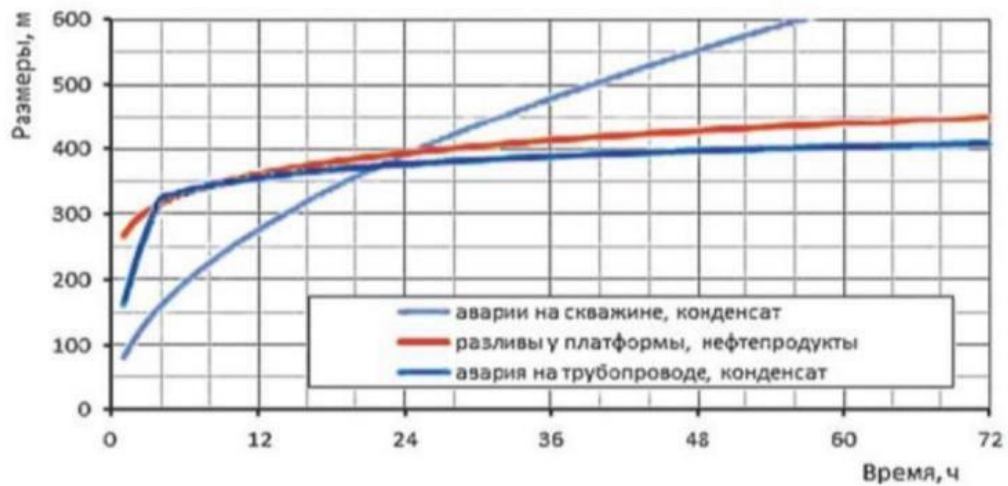
Источник: <https://neftegaz.ru>

Приложение 5. Схема разложения нефтяного разлива с использованием диспергентов



Источник: <https://gazprom.ru/>

Приложение 6. Схема расположения Штокмановского ГКМ и сопутствующей инфраструктуры



Приложение 7. Динамика изменения размеров подледного разлива жидких углеводородов на шельфовом арктическом месторождении

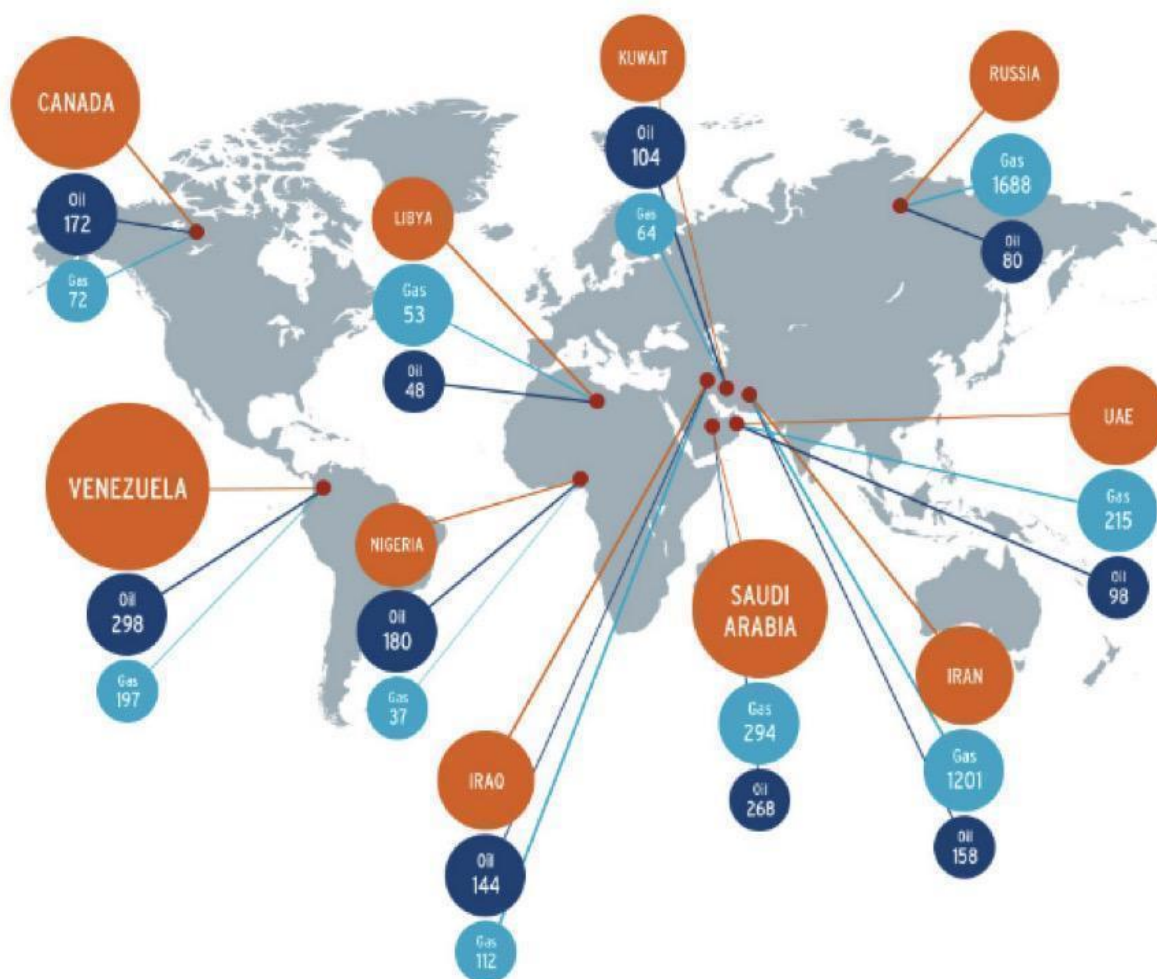


Источник: <https://yandex.ru/>

Приложение 8. Цена фьючерсного контракта на нефть марки Brent по годам

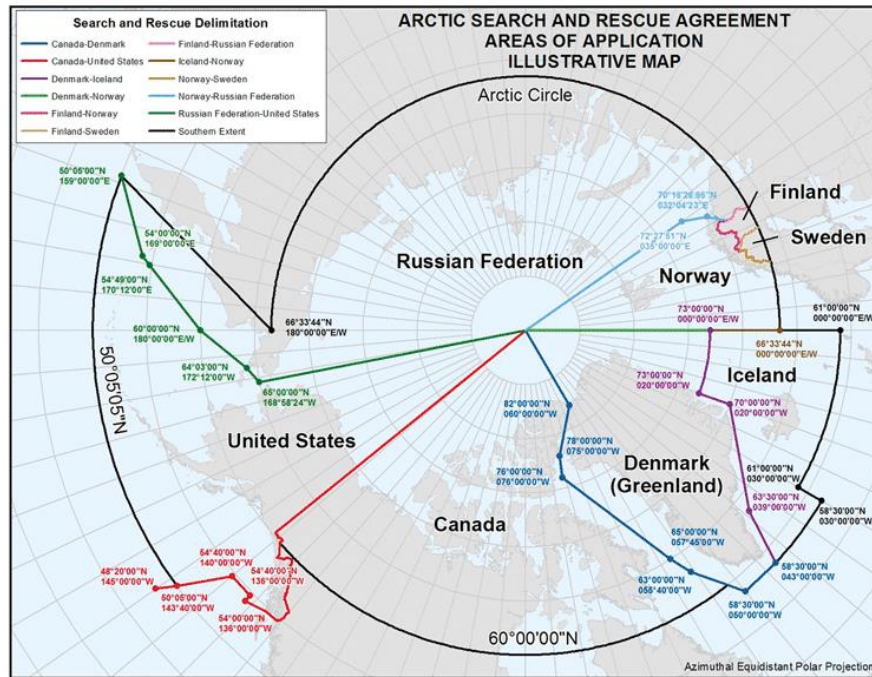
OIL AND GAS INDUSTRY RESERVES BY NATION

Key: All oil numbers are in million barrels (MMbbl), gas numbers are in trillion cubic feet (Tcf)



Источник: <https://www.eia.gov/>

Приложение 9. Крупнейшие запасы нефти и газа по странам



Источник: <https://www.regjeringen.no/>

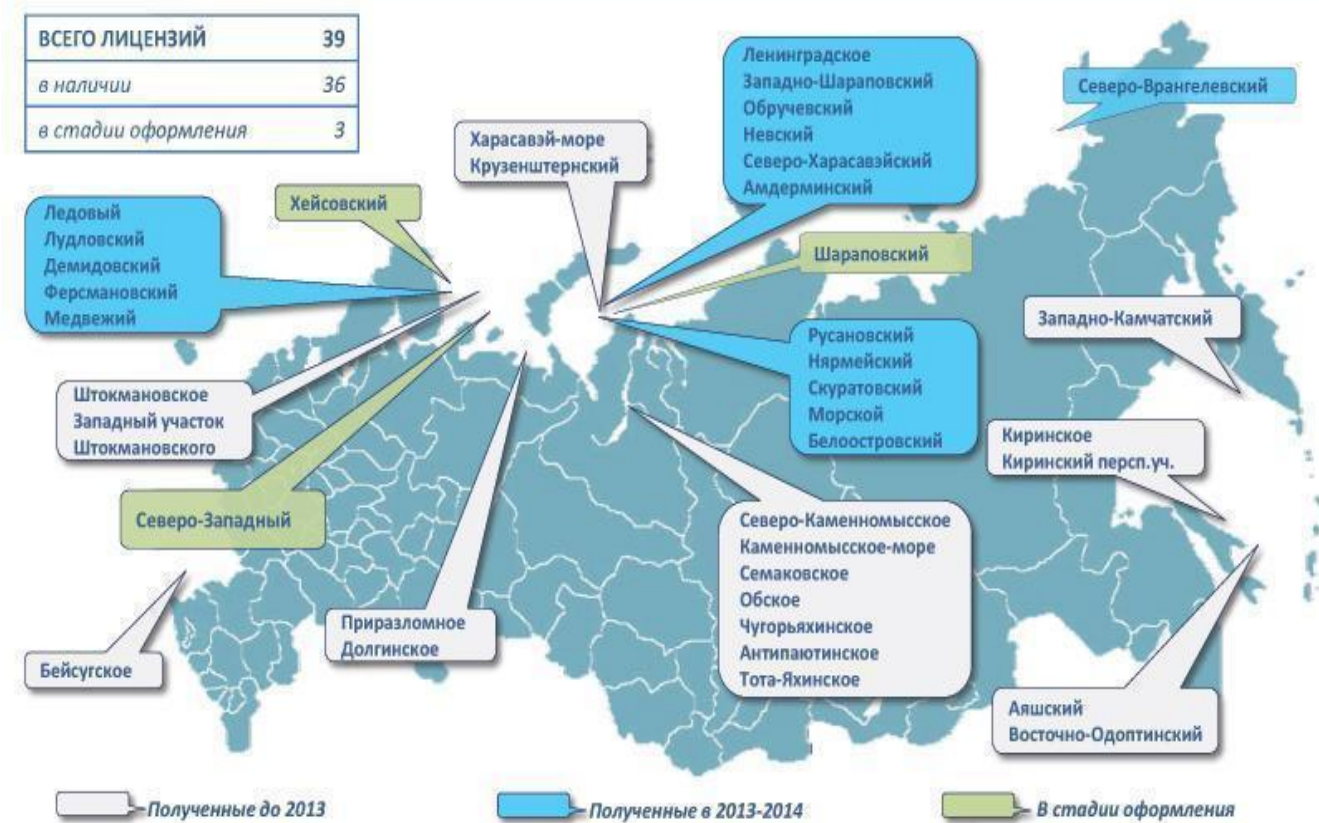
Приложение 10. Секторальное разделение территорий Северного Ледовитого океана по странам



Источник: <https://www.un.org/>

Приложение 11. Определение континентального шельфа

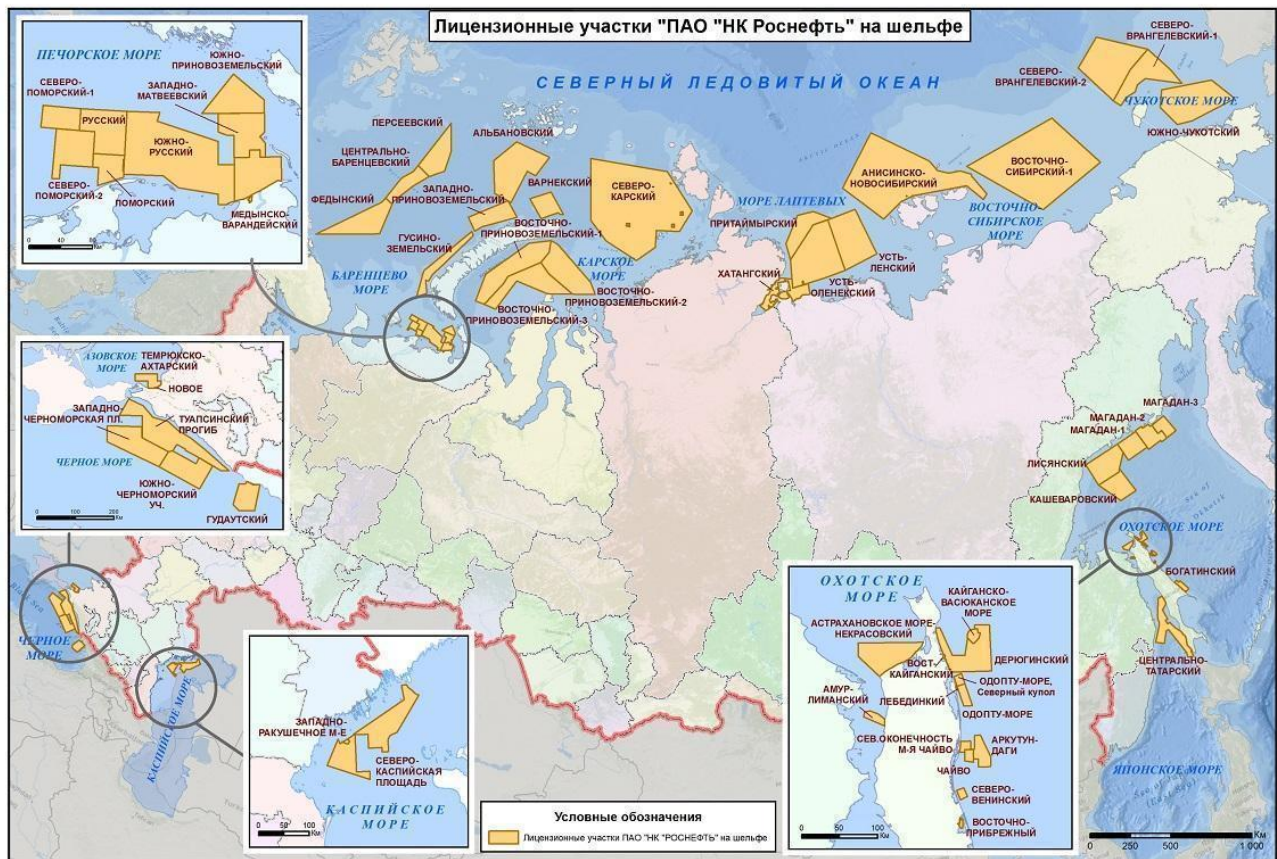
Лицензии группы «Газпром» на российском шельфе



Источник: «Газпром»

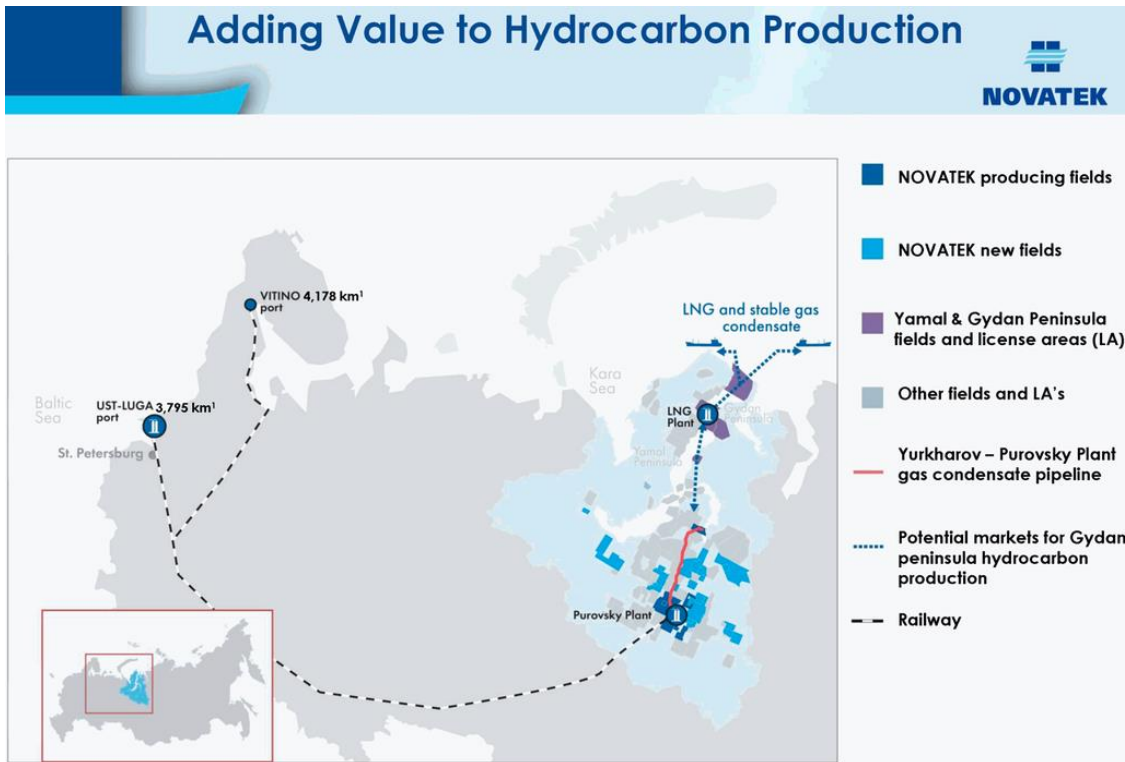
Источник: <https://www.gazprom.ru>

Приложение 12. Лицензионные участки ПАО «Газпром» на шельфе



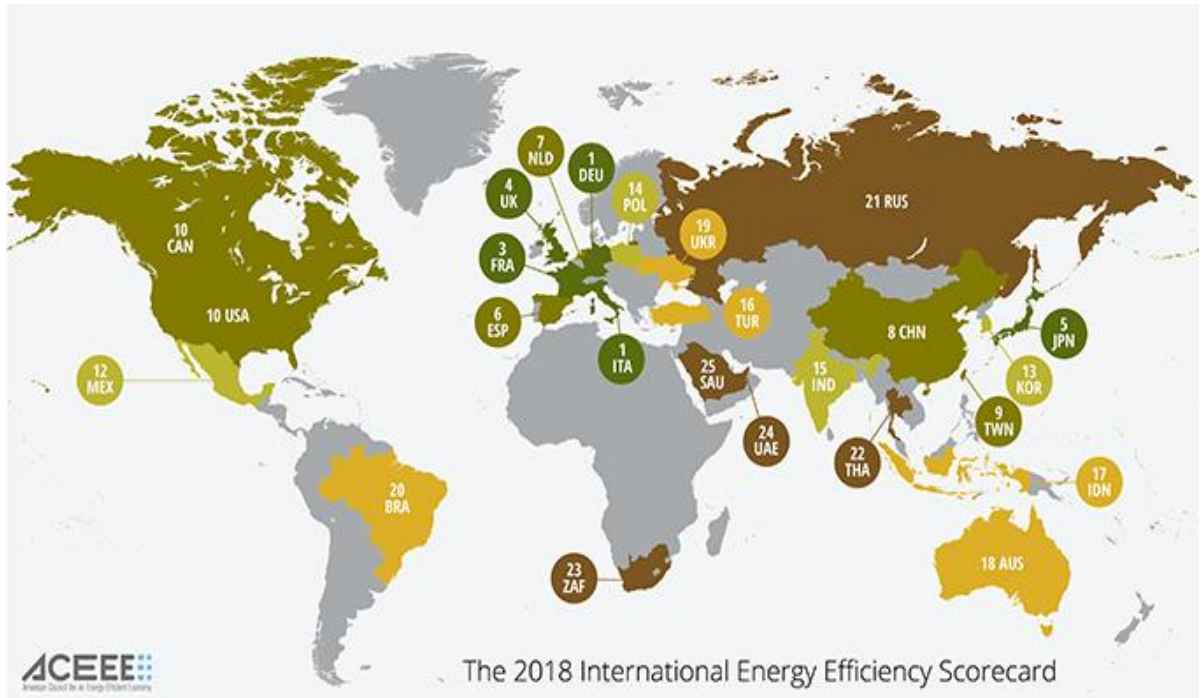
Источник: <https://www.rosneft.ru>

Приложение 13. Лицензионные участки ПАО «Роснефть» на шельфе



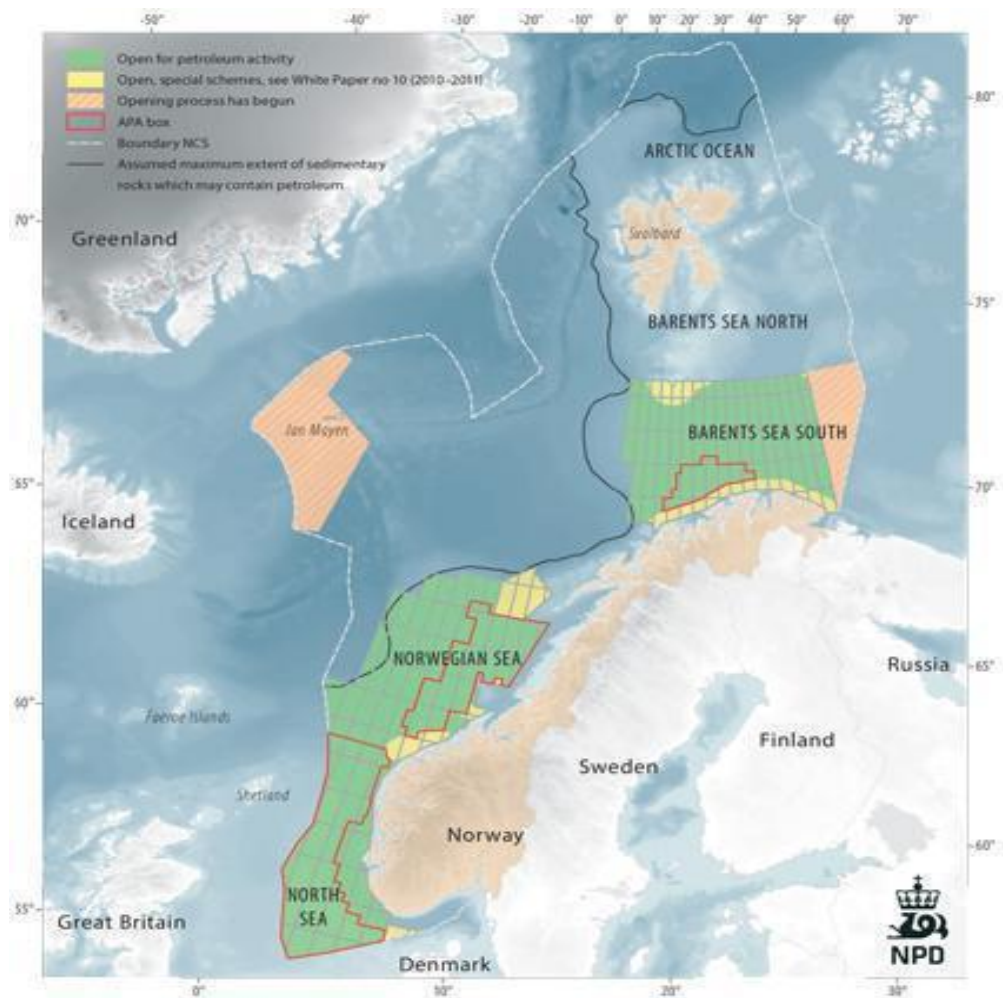
Источник: <https://www.novatek.ru>

Приложение 14. Карта лицензионных участков добычи СПГ ПАО «НОВАТЭК»



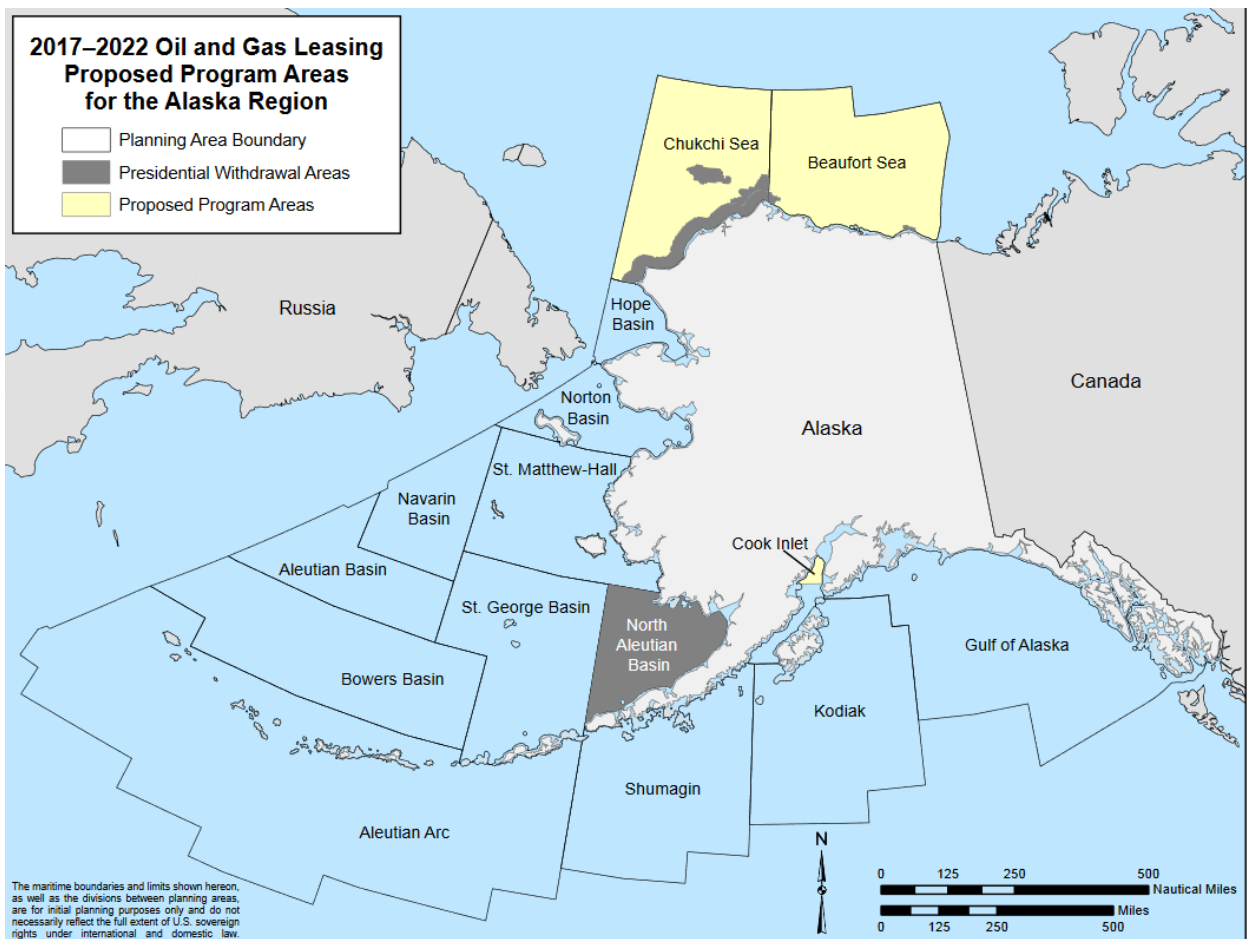
Источник: <https://www.aceee.org/>

Приложение 15. Карта сравнения энергоёмкости стран мира



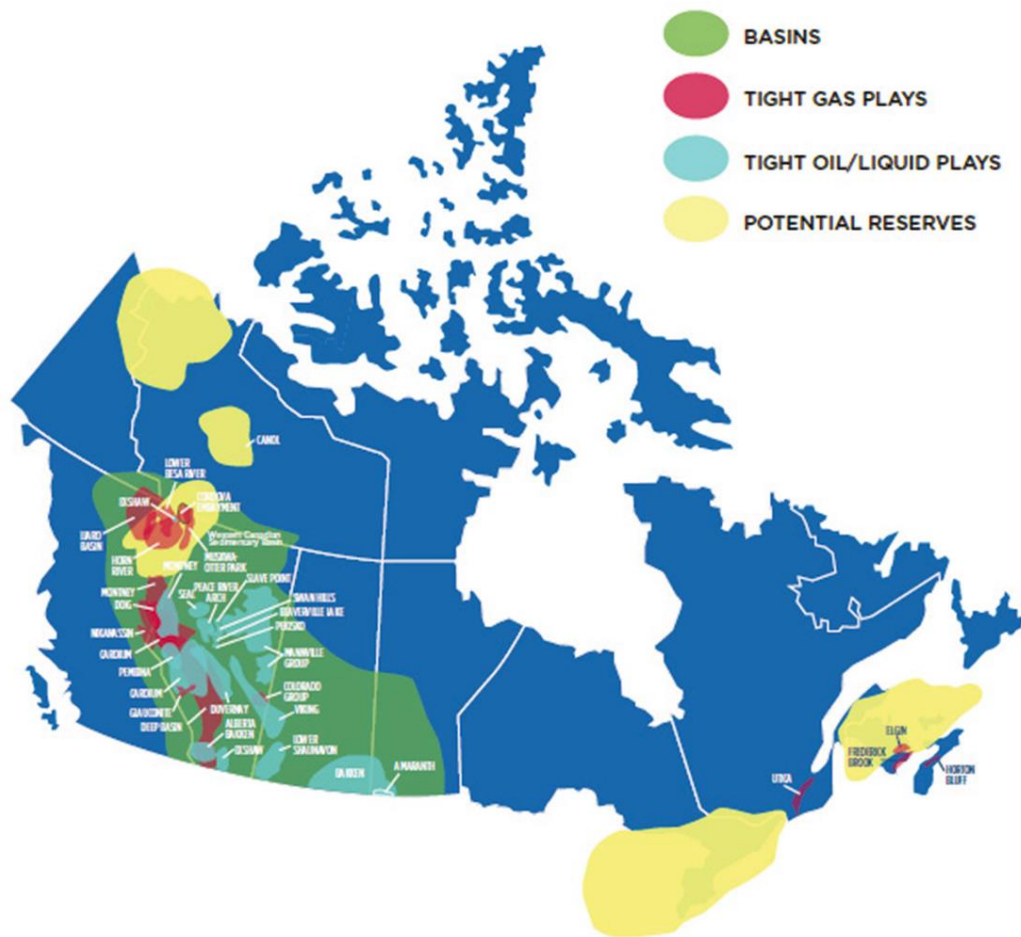
Источник: <https://www.npd.no/>

Приложение 16. Нефтегазовые участки освоения добычи на шельфе Норвегии



Источник: <https://www.americanactionforum.org/>

Приложение 17. Карта проектного освоения и добычи углеводородов на Аляске
2017–2022



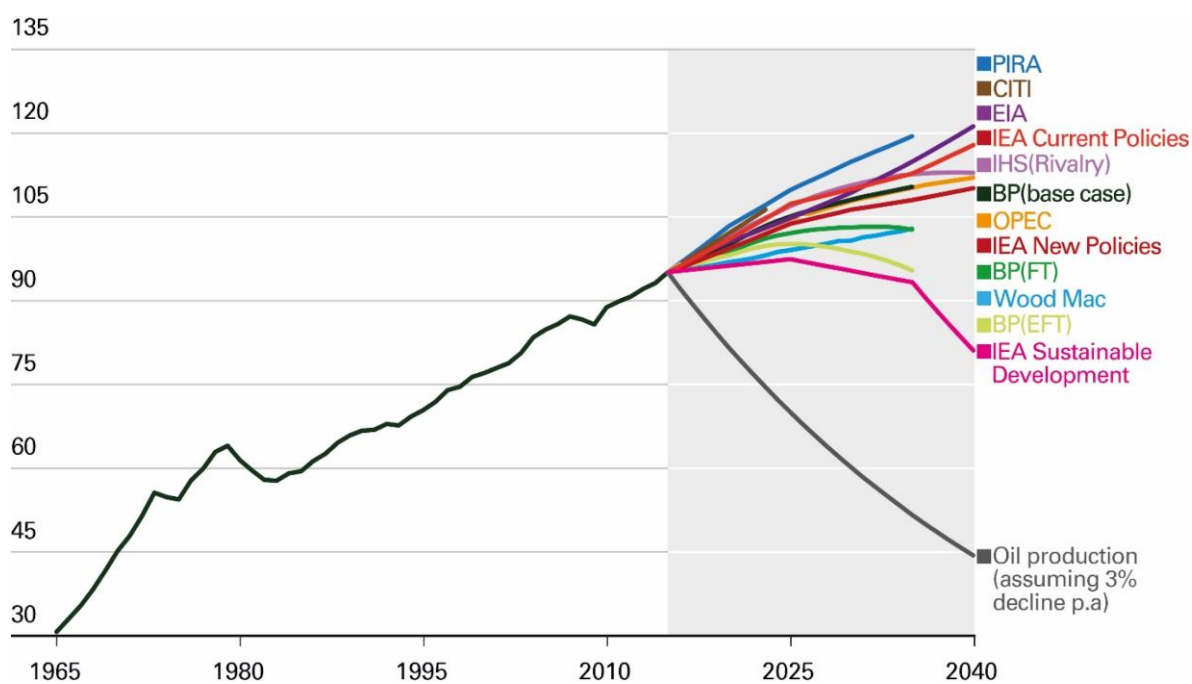
Источник: <https://oilandgasinfo.ca/>

Приложение 18. Карта расположения крупнейших месторождений углеводородов Канады



Источник: <https://www.economist.com/>

Приложение 19. Карта Северного и Южного морского пути



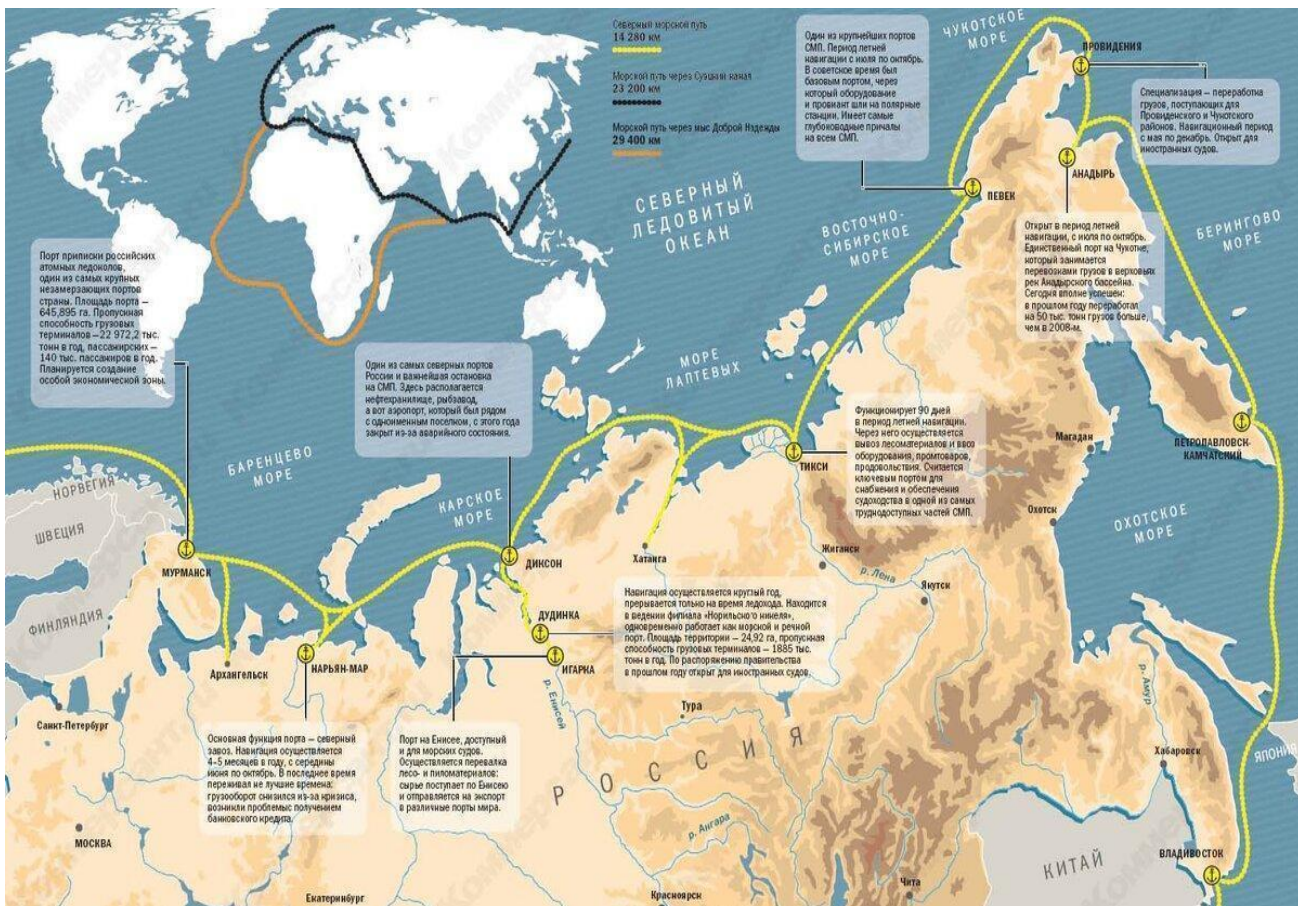
Источник: <https://www.bp.com/>

Приложение 20. Прогноз мирового спроса на нефтепродукты до 2040, British Petroleum Company



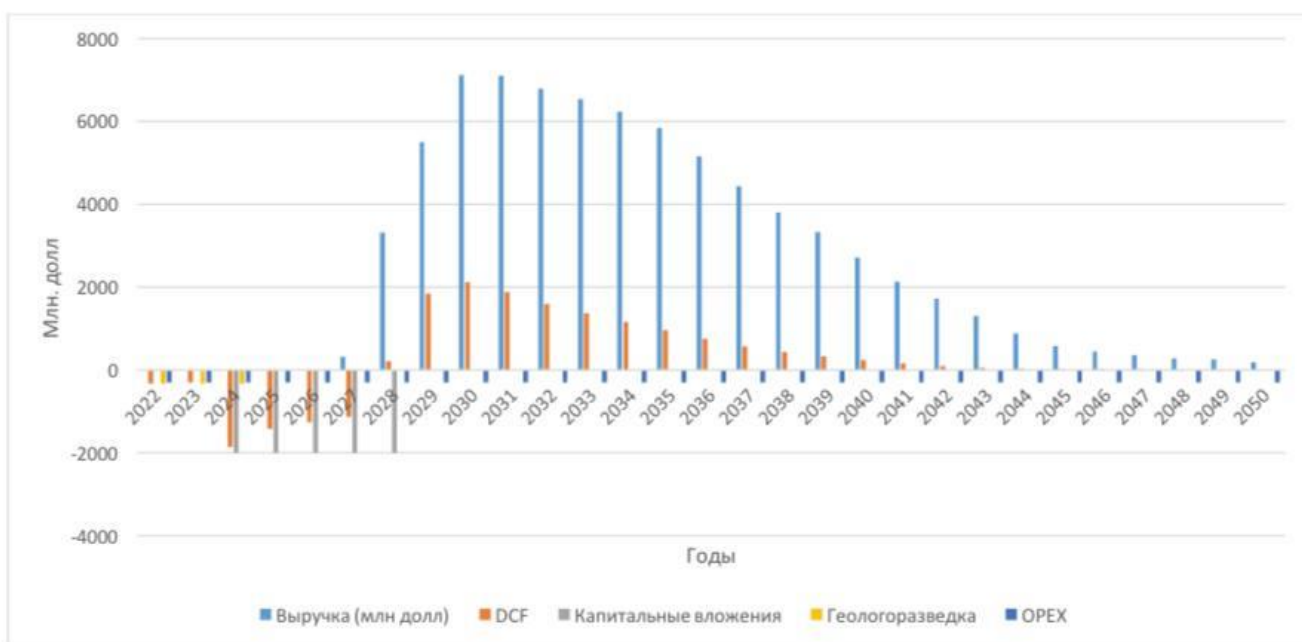
Источник: <https://rusenergy.com>

Приложение 21. Трубопроводы из стран СНГ в Китай

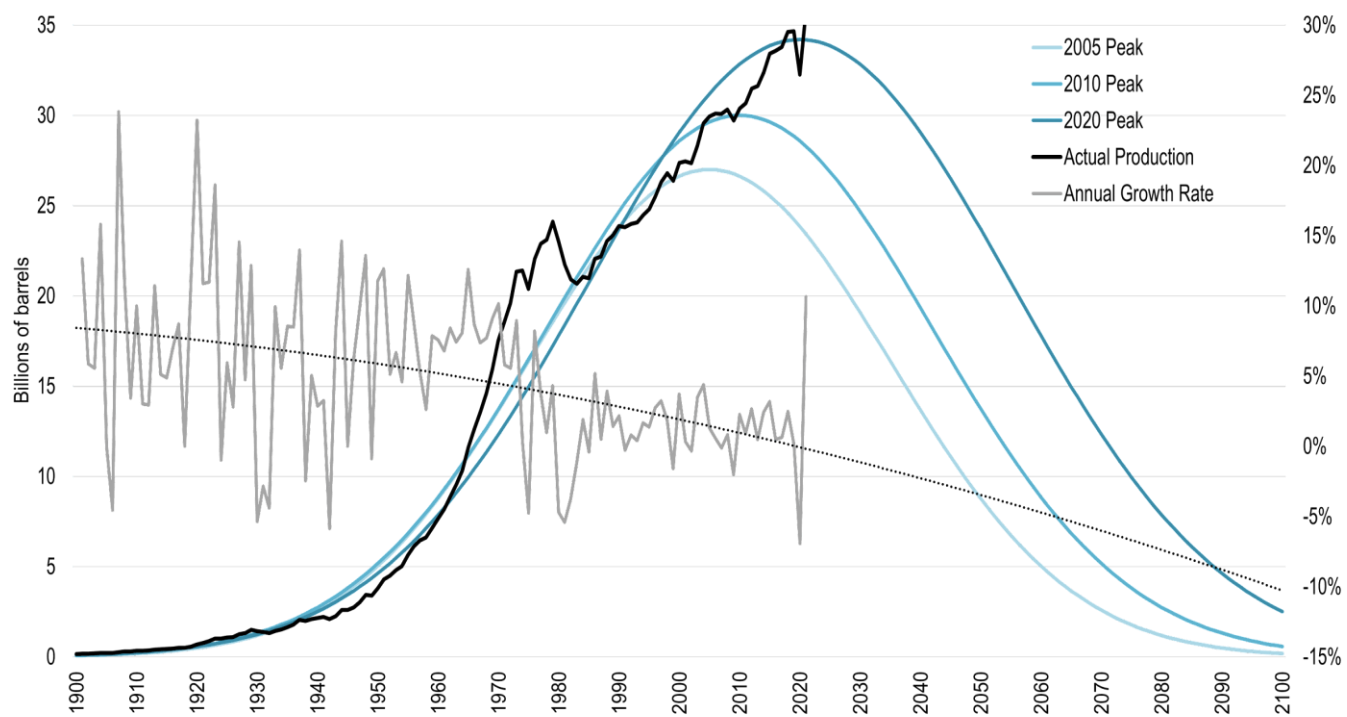


Источник: <https://energy.skolkovo.ru/>

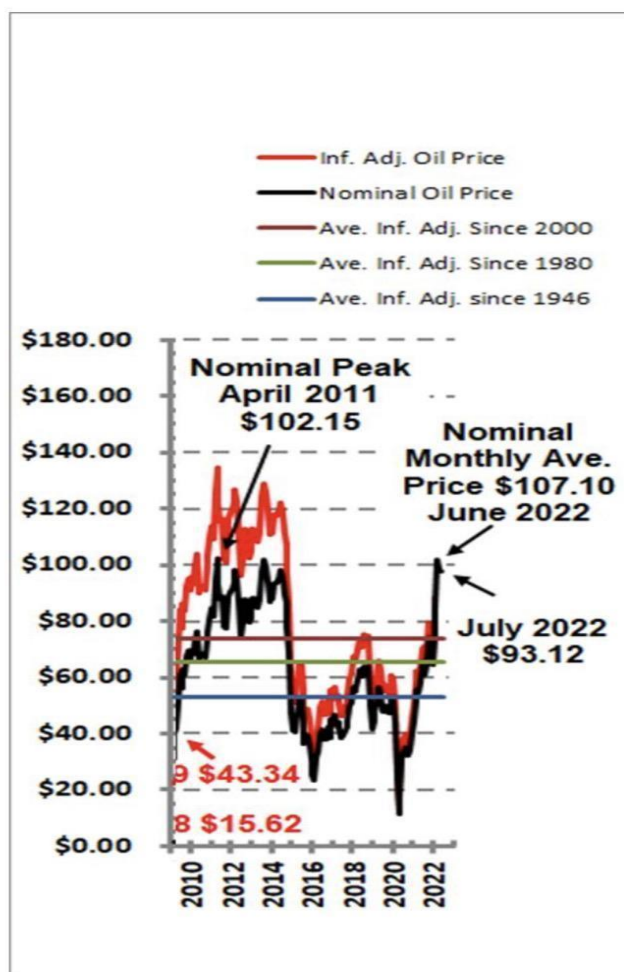
Приложение 22. Северный Морской Путь и его основные логистические узлы



Приложение 23. Динамика финансовых показателей проекта на Баренцевом море по годам, млн. долл.

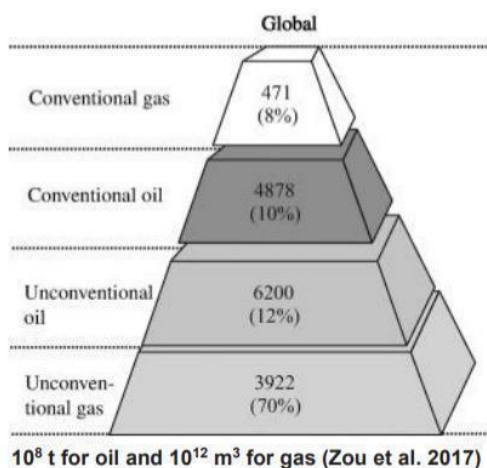


Источник: <https://transportgeography.org>
 Приложение 26. Кривая Хубберта по годам



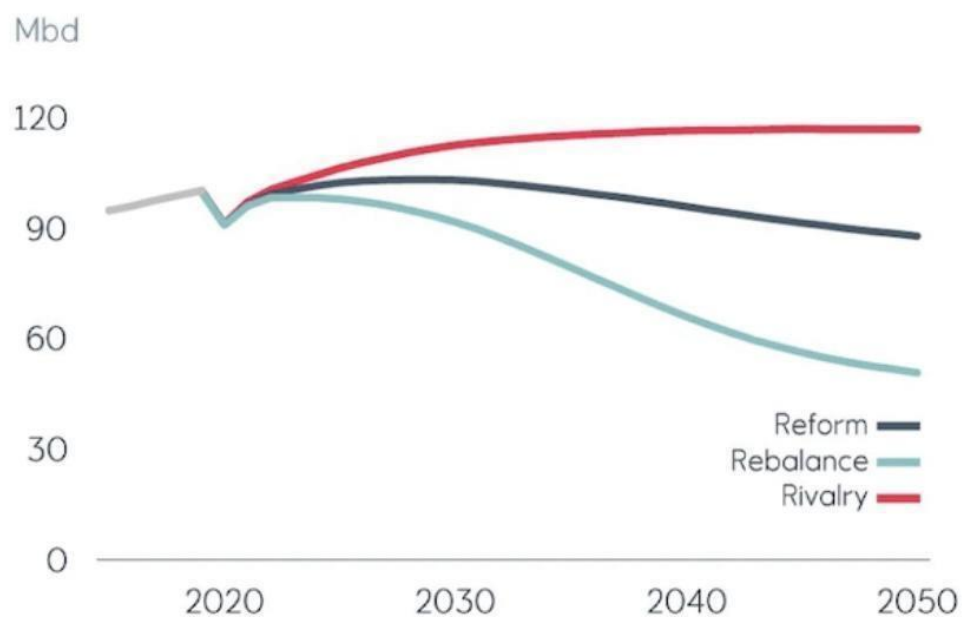
Источник: <https://inflationdata.com/>

Приложение 27. График спотовой стоимости нефти марки Brent по годам



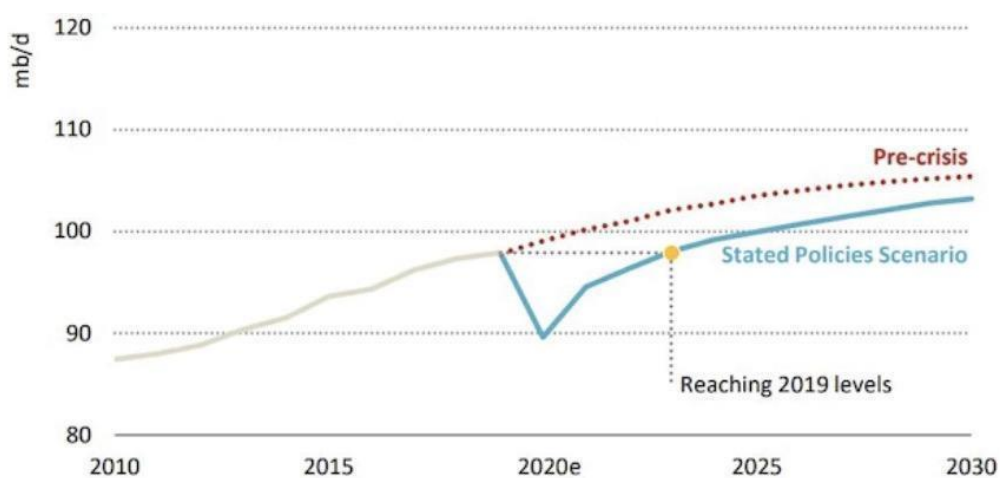
Источник: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1367912018302670>

Приложение 28. Диаграмма разведанных запасов традиционных и неконвенциональных углеводородов



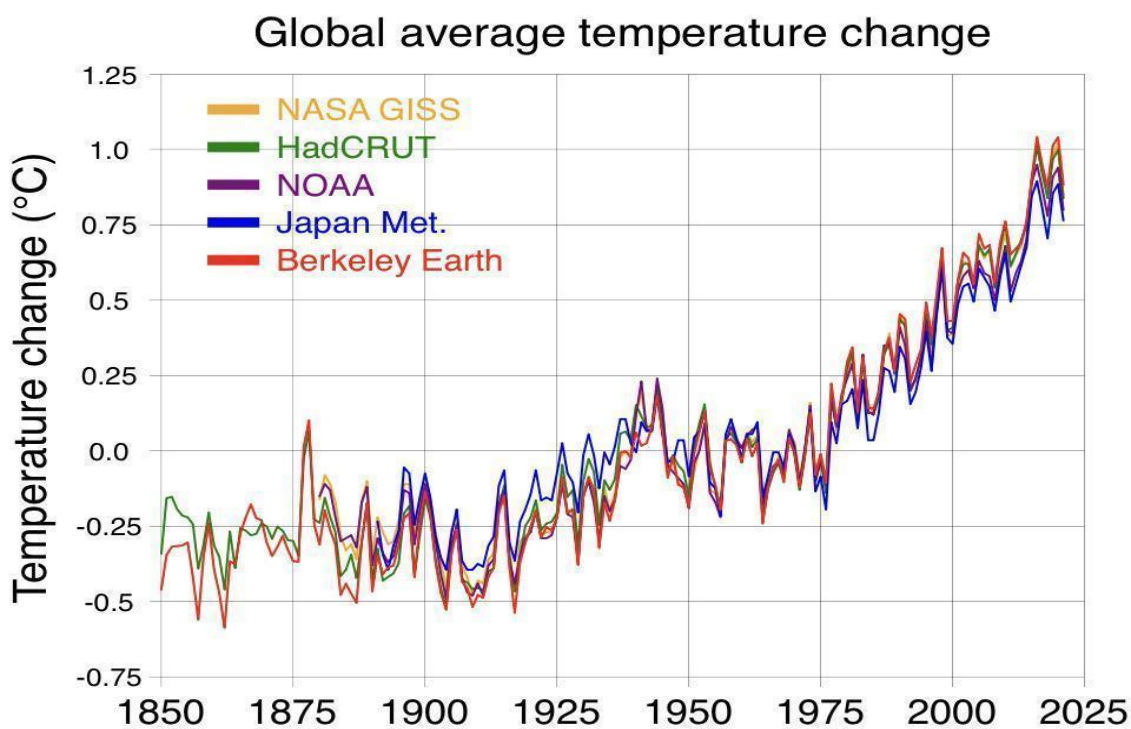
Источник: <https://www.equinor.com>

Приложение 29. График-анализ прошлого и возможного мирового потребления сырой нефти по годам



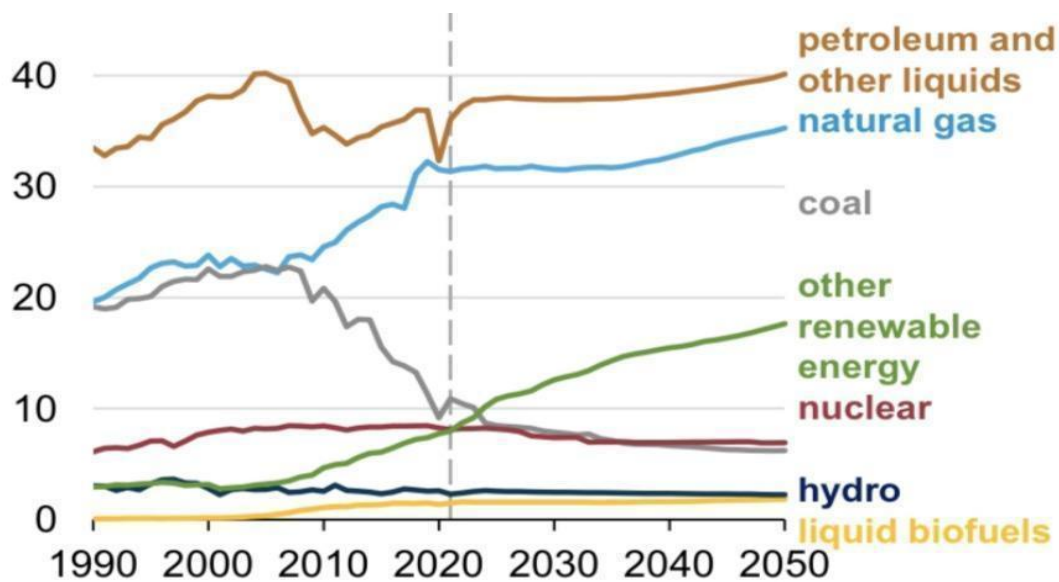
Источник: <https://www.iea.org>

Приложение 30. Анализ прошлого и возможного мирового потребления сырой нефти по годам в контексте кризиса COVID-19



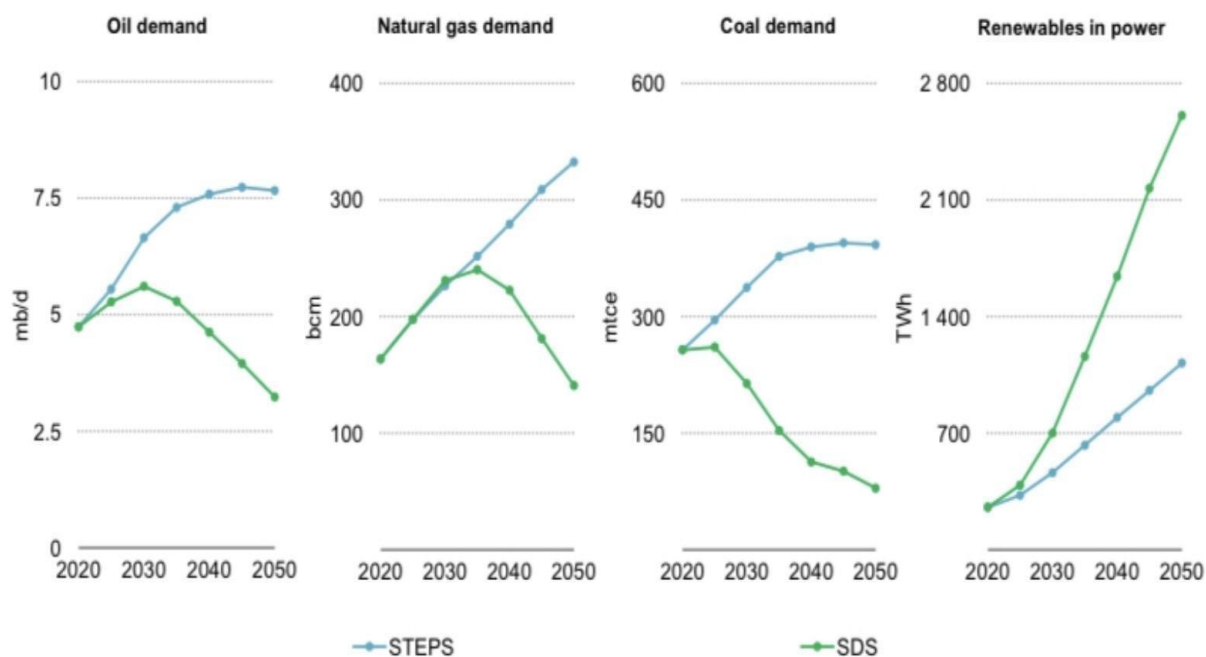
Источник: <https://berkeleyearth.org/data/>

Приложение 31. График медианных значений поверхности Земли по годам



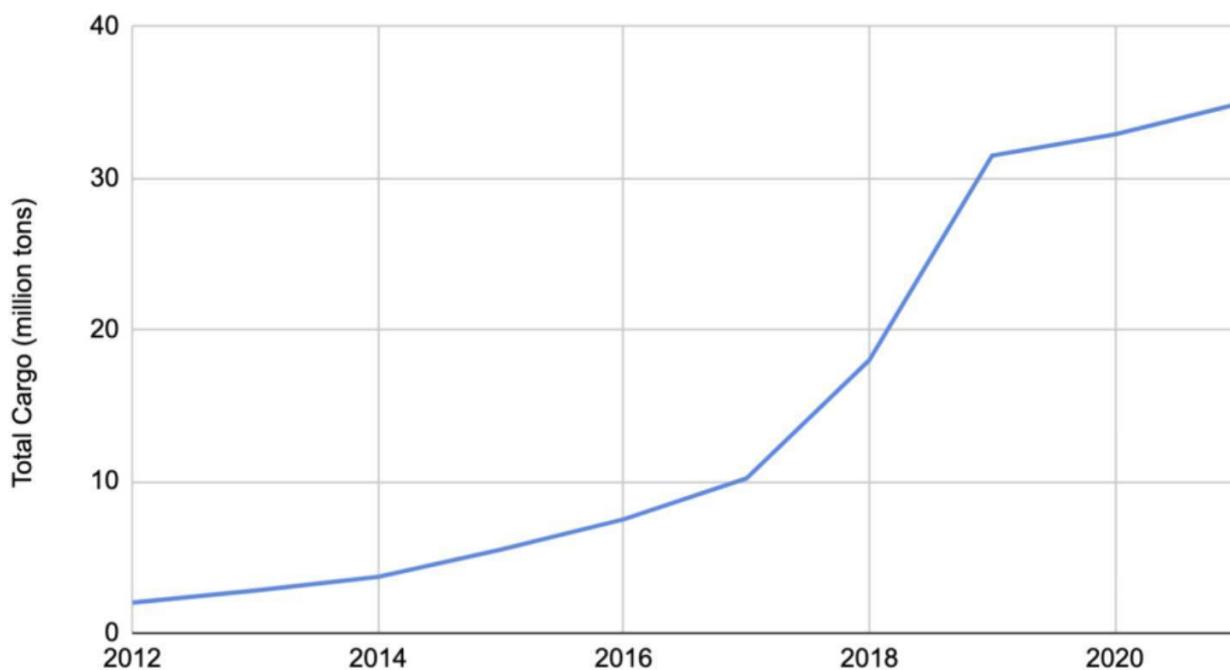
Источник: <https://www.bp.com>

Приложение 32. Мировое энергопотребление (история и анализ) по годам в 10^{15} БТЕ



Источник: <https://www.iea.org>

Приложение 33. Тенденции спроса на энергоносители в Юго-Восточной Азии по сценариям, 2020-2050 годы



Источник: <https://www.highnorthnews.com/>

Приложение 34. Динамика роста совокупного объема грузоперевозок по СМП в период 2012-2022 (в миллионах тонн)