

Международный научно-исследовательский журнал

«Прогрессивная экономика»

№ 4 / 2026 https://progressive-economy.ru/vypusk_1/tehnologicheskie-i-ekonomicheskie-barery-osvoeniya-kontinentalnogo-shelfa-rossii-v-usloviyah-sankcionnyh-ogranichenij/

Научная статья / Original article

Шифр научной специальности ВАК: 5.2.3

УДК 338.45

DOI: 10.54861/27131211_2026_4_328



ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ БАРЬЕРЫ ОСВОЕНИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА РОССИИ В УСЛОВИЯХ САНКЦИОННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ

*Резников А.С., аспирант, Финансовый университет при Правительстве
Российской Федерации, г. Москва, Россия
125167, Москва, Ленинградский пр., д. 49/2
e-mail: alexander.reznikov2001@gmail.com*

Аннотация. Целью исследования является анализ барьеров, сдерживающих обустройство нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации, а также разработка рекомендаций по обеспечению устойчивого развития шельфовой добычи в условиях санкционных ограничений и достижения технологического суверенитета. Теоретической основой выступили положения ресурсной теории фирмы и концепция трансакционных издержек, а эмпирическая база сформирована на основе анализа проектной документации морских проектов, данных ЦДУ ТЭК и новостных источников. В результате исследования установлено, что доля импортного оборудования при обустройстве шельфовых месторождений достигает 80–95%, что значительно больше, чем 20% на суше. Санкционные ограничения привели к дефициту специализированного морского флота и увеличению сроков логистики критических компонентов с 1,5 до 15 месяцев. Подтвержден эффект отрицательного масштаба: зависимость капитальных затрат от объема запасов носит экспоненциальный характер. Исследование дополняет представления об экономике шельфовых проектов, обосновывая отсутствие эффекта масштаба в морской нефтегазодобыче. Практическая значимость заключается в обосновании необходимости смены парадигмы: от тотального импортозамещения – к селективному технологическому лидерству в критических направлениях (подводные добычные комплексы, ледостойкие платформы, СПГ-оборудование). Предложенные идеи государственно-частного партнерства и проектно-ориентированного фискального регулирования создают основу для превращения освоения шельфа из ресурсной задачи в национальный проект технологической трансформации нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: континентальный шельф, обустройство морских нефтегазовых месторождений, нефтегазовая отрасль, импортозамещение, санкции, арктический шельф, технологический суверенитет, морские платформы.

Конфликт интересов. Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Резников А.С. Технологические и экономические барьеры освоения континентального шельфа России в условиях санкционных ограничений // Прогрессивная экономика. 2026. № 4. С. 328–349. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_4_328.

Статья поступила в редакцию: 18.03.2026 г. Одобрена после рецензирования: 22.04.2026 г. Принята к публикации: 23.04.2026 г.

TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC BARRIERS TO THE DEVELOPMENT OF THE CONTINENTAL SHELF OF RUSSIA UNDER SANCTIONS RESTRICTIONS

*Reznikov A.S., Postgraduate Student, Financial University under the Government
of the Russian Federation, Moscow, Russia
125167, Moscow, Leningradsky ave., 49/2
e-mail: alexander.reznikov2001@gmail.com*

Abstract. The purpose of the study is to analyze the barriers hindering the development of oil and gas fields on the continental shelf of the Russian Federation, as well as to develop recommendations for ensuring the sustainable development of offshore production in the face of sanctions restrictions and the achievement of technological sovereignty. The theoretical basis is based on the provisions of the company's resource theory and the concept of transaction costs, and the empirical base is based on an analysis of the design documentation of marine projects, data from the Fuel and Energy Complex Data Center and news sources. As a result of the study, it was found that the share of imported equipment in the development of offshore fields reaches 80-95%, which is significantly more than 20% onshore. The sanctions restrictions have led to a shortage of specialized marine fleet and increased logistics time for critical components from 1.5 to 15 months. The effect of a negative scale has been confirmed: the dependence of capital expenditures on the volume of reserves is exponential. The study complements the understanding of the economics of offshore projects, justifying the lack of economies of scale in offshore oil and gas production. The practical significance lies in substantiating the need for a paradigm shift: from total import substitution to selective technological leadership in critical areas (underwater mining complexes, ice-resistant platforms, LNG equipment). The proposed ideas of public-private partnership and project-oriented fiscal regulation create the basis for turning the development of the shelf from a resource task into a national project of technological transformation of the oil and gas complex.

Keywords: continental shelf, development of offshore oil and gas fields, oil and gas industry, import substitution, sanctions, Arctic shelf, technological sovereignty, offshore platforms.

JEL classification: Q35, F52, F63.

Conflict of interest. The author declares that there is no conflict of interest.

For citation: Reznikov A.S. (2026). Tekhnologicheskie i ekonomicheskie bar'ery osvoeniya kontinental'nogo shel'fa Rossii v usloviyakh sanktsionnykh ogranichenii [Technological and economic barriers to the development of the continental shelf of Russia under sanctions restrictions]. *Progressivnaya ekonomika [Progressive Economy]*, 4, 328–349. https://doi.org/10.54861/27131211_2026_4_328. (In Russ., abstract in Eng.)

The article was submitted to the editorial office: 18/03/2026. Approved after review: 22/04/2026. Accepted for publication: 23/04/2026.

Введение

Энергетический суверенитет и долгосрочная конкурентоспособность топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Российской Федерации в значительной степени детерминированы освоением ресурсного потенциала континентального шельфа. По мере исчерпания возможностей увеличения добычи на традиционных сухопутных месторождениях, значительная часть которых находится на стадии падающей добычи, морские акватории превращаются в стратегический резерв для поддержания объемов добычи углеводородов и сохранения экспортных позиций страны. Обширная шельфовая зона РФ, площадь которой превышает 6 млн кв. км, содержит, по различным оценкам, порядка 100 млрд тонн условного топлива, что объективно предопределяет её ключевую роль в национальной энергетической повестке [1].

Однако между признанным стратегическим значением шельфа и реальными темпами его промышленного освоения наблюдается существенный разрыв. Подавляющее большинство российских шельфовых проектов длительное время остается на прединвестиционных стадиях, ограничиваясь геологоразведочными работами и технико-экономическим обоснованием. Низкая степень вовлечения ресурсов в эксплуатацию указывает на наличие устойчивых барьеров системного характера.

Центральным вызовом выступает критическая технологическая зависимость отрасли. Так, на этапе запуска первых шельфовых проектов до 90–95% оборудования для освоения шельфа поставлялось из-за рубежа, а введение масштабных санкционных ограничений, нацеленных, в том числе, на запрет передачи технологий и сервисного обслуживания, привело к уходу с российского рынка ключевых иностранных подрядчиков [2]. Уход подрядчиков спровоцировал острый дефицит специализированного морского флота, разрыв логистических цепочек поставки запасных частей и рост операционных рисков, напрямую угрожающих бесперебойности уже действующих объектов.

Параллельно фундаментальным ограничивающим фактором является специфическая экономика морских проектов, характеризующаяся экстремальной капиталоемкостью и непропорциональным ростом затрат при увеличении запасов – эффектом, противоречащим классическому принципу экономии на масштабе. В условиях Арктики, где сосредоточена основная часть перспективных ресурсов, эти факторы многократно усиливаются

суровыми природно-климатическими условиями, удаленностью от береговой инфраструктуры и коротким навигационным периодом.

Таким образом, комплекс проблем обустройства морских месторождений в РФ представляет собой многоуровневую систему взаимосвязанных технологических, экономических и логистических вызовов. Целью данной статьи является проведение анализа этих барьеров, оценка текущих мер по их преодолению и формирование практических рекомендаций для определения траектории устойчивого развития шельфовой добычи в новых геополитических и макроэкономических реалиях.

Материалы и методы

Методологическая основа исследования базируется на системном анализе и методах экономико-математического моделирования. Теоретическим фундаментом выступили положения ресурсной теории фирмы и концепция транзакционных издержек, позволившие идентифицировать проблему масштабирования при обустройстве морских нефтегазовых месторождений. Ключевым элементом методологии стала формализация зависимости капитальных затрат от объема извлекаемых запасов в виде степенной функции ($CAPEX = \alpha \cdot Q^{\beta} + c \cdot Q$, $\beta > 1$). Дополнительно применены методы бенчмаркинга и сравнительного анализа для сопоставления уровней импортозависимости обустройства месторождений на суше и шельфе.

Обзор литературы

Для формирования теоретической базы и эмпирического обоснования результатов был проведен поиск литературных источников. Поиск осуществлялся в следующих базах данных: OnePetro, Scopus, Web of Science, eLibrary.RU, а также в специализированных отраслевых ресурсах (ЦДУ ТЭК, Роснедра, Росстат, архивы отраслевых конференций «НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ»). Использовались следующие ключевые комбинации ключевых слов на русском и английском языках: «континентальный шельф», «обустройство морских месторождений», «нефтегазовая отрасль», «капитальные затраты», «CAPEX», «импортозамещение», «санкции на нефтегаз», «арктический шельф». Временные рамки охвата литературы составили период с 2014 по 2025 год, что обусловлено началом активной санкционной политики в отношении российского шельфа и актуальностью современных данных. Критериями включения являлись: рецензируемые научные статьи, отраслевые аналитические отчеты, материалы профильных конференций, технико-экономические обоснования проектов, официальные статистические данные государственных органов. Критерии исключения: источники, не относящиеся к нефтегазовой отрасли, публикации без эмпирических данных, непрофильные новостные материалы без аналитической составляющей, устаревшие технические решения до 2000 года без актуального переосмысления. Ключевым элементом методологии стала формализация зависимости капитальных затрат от объема извлекаемых запасов в виде степенной функции. Дополнительно применены методы бенчмаркинга для

сопоставления уровней импортозависимости наземного и шельфовых нефтегазовых проектов.

Значительная часть исходной информации о капитальных затратах и технико-экономических параметрах шельфовых проектов носит конфиденциальный характер и не раскрывается компаниями-операторами в открытых источниках. Большинство доступных данных относятся к проектам, запущенным до 2022 года, тогда как влияние новых ограничений на стартовые проекты может быть оценено лишь с определенной долей вероятности. Используемые данные по зарубежным проектам не в полной мере отражают арктическую специфику [3; 4]. Исследование не учитывает все факторы геополитической неопределенности, включая риски вторичных санкций, что требует дальнейших исследований по мере накопления данных.

Результаты и обсуждения

Практическая реализация колоссального ресурсного потенциала российского шельфа наталкивается на серьезные системные ограничения, что выражается в хронически низких темпах его промышленного освоения. Абсолютное большинство соответствующих проектов не вышло за рамки предынвестиционной стадии, сосредоточившись на геологоразведочных работах и подготовке технико-экономических обоснований, в то время как переход к фазе активной добычи остается отложенным. Ключевым фактором, формирующим этот разрыв между потенциальными возможностями и реальными результатами, выступает глубокая технологическая зависимость отрасли: на этапе запуска проектов доля иностранного оборудования достигала 90–95%, что красноречиво свидетельствует о неготовности отечественной промышленной базы к решению сложных задач по обустройству морских месторождений.

Как отмечает глава Роснедр Евгений Петров, несмотря на наличие значительных ресурсных перспектив в акваториях Баренцева и Карского морей, дефицит необходимых технологий не позволяет перейти к их практической разработке [5]. Этот тезис наглядно иллюстрирует структурную проблему оснащённости отечественного ТЭК: как видно на рисунке 1, доля импортного оборудования в сегменте шельфовой добычи достигает 80%, что резко контрастирует с 20%-ной импортозависимостью традиционных сухопутных проектов. Причина столь значительного дисбаланса кроется в принципиальной технологической сложности освоения морских месторождений, требующей специализированных решений, которые в большинстве случаев поставлялись зарубежными производителями. Таким образом, устойчивое развитие российской нефтегазовой отрасли в её стратегически важном шельфовом сегменте по-прежнему сдерживается критической внешней технологической зависимостью, тогда как обеспечение наземных активов преимущественно отечественными разработками делает их менее уязвимыми к внешним ограничениям.

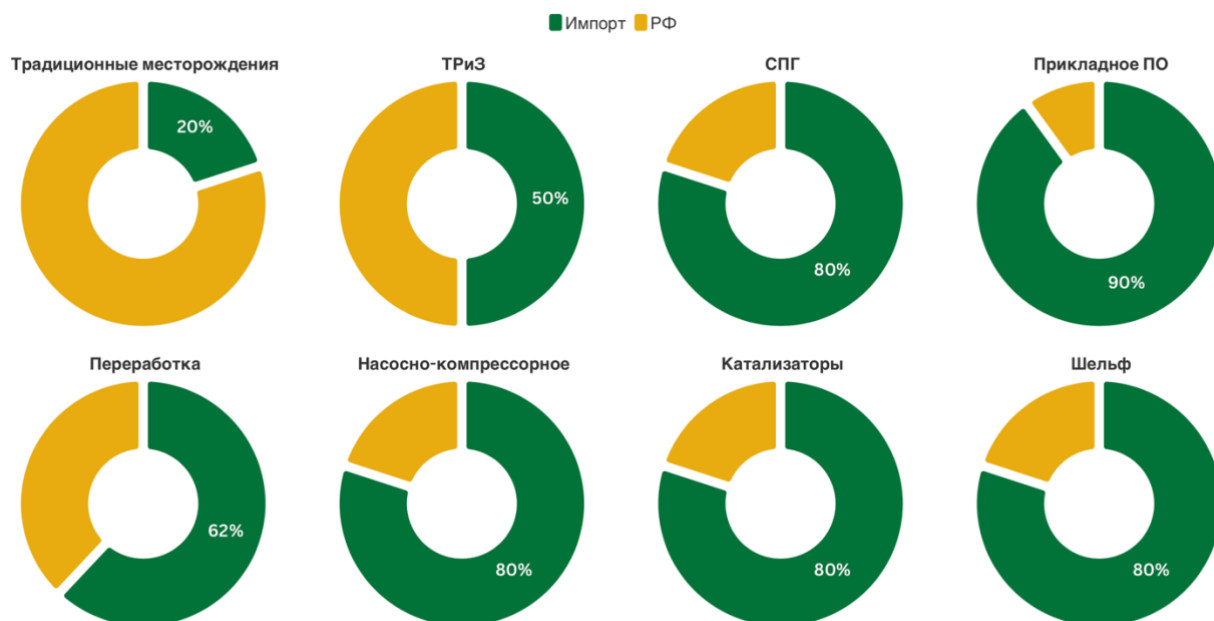


Рис. 1. Доля импортного оборудования в нефтегазовой отрасли

Источник: составлено автором по данным [4; 5; 6]

Fig. 1. The share of imported equipment in the oil and gas industry

Source: compiled by the author according to [4; 5; 6]

С 2014 года отрасль столкнулась с эскалацией санкционного режима, число ограничительных мер к концу 2025 года превысило 30 тысяч [7]. Ключевыми среди них стали прямые запреты на импорт технологий и оборудования для шельфовых работ, а также на оказание сопутствующих сервисных услуг, что спровоцировало уход с российского рынка ведущих иностранных подрядчиков и поставщиков, что фактически заблокировало доступ к передовым техническим решениям, критически важным для освоения морских месторождений.

В результате наиболее остро проявились два взаимосвязанных кризиса. Образовался острый дефицит специализированного флота – от судов обеспечения до уникальных платформ для глубоководного бурения, строительства подводных комплексов и укладки трубопроводов. Отсутствие отечественных аналогов в необходимом количестве не только увеличивает операционные риски, но и ставит под угрозу сроки реализации стратегических проектов.

Произошел системный сбой в логистике критически важных компонентов. Поставки запасных частей, инструментов и расходных материалов, ранее занимавшие в среднем 1,5 месяца, теперь могут растягиваться на 15 месяцев и более. Причина – в разрыве устоявшихся цепочек и необходимости выстраивания длинных, зачастую непредсказуемых маршрутов через третьи страны. Такая нестабильность напрямую угрожает бесперебойной работе уже запущенных объектов, повышает риск длительных простоев и ведет к значительному росту операционных затрат.

В этих условиях внутренний технологический потенциал для освоения шельфа остается на этапе становления, что формирует глубокий разрыв между потребностями отрасли и возможностями их реализации. Попытки компенсировать утраченный доступ через альтернативные цепочки поставок имеют ограниченную эффективность, поскольку такие схемы часто подпадают под действие вторичных санкций или требуют сложных и дорогостоящих адаптационных решений.

Технологический цикл освоения морского нефтегазового месторождения представляет собой последовательность взаимосвязанных стадий [8]. Он начинается с геологоразведочных работ, направленных на выявление перспективных структур, и продолжается разведочным бурением для оценки параметров продуктивных пластов. После подтверждения экономической целесообразности следует этап создания производственной инфраструктуры, включающий строительство морских платформ (стационарных, плавучих или полупогружных) и бурение с них эксплуатационных скважин. Параллельно обустраивается комплекс сооружений для добычи, сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, что обеспечивает переход к стадии промышленной эксплуатации месторождения. Завершающей фазой жизненного цикла проекта является ликвидация объектов морского промысла.

Таким образом, конечной целью проекта, независимо от его локации – на суше или на шельфе, – выступает достижение и поддержание проектного уровня добычи. Для её реализации в морских условиях формируется единый технологический комплекс, интегрирующий объекты на платформе, под водой и на береговой линии.

В структурном отношении этот комплекс включает несколько ключевых систем:

- гидротехнические инженерные сооружения (морские платформы, насыпные острова, плавучие буровые и добычные установки);
- система сбора, подготовки и транспорта нефти, газа, конденсата и воды;
- систему энергообеспечения;
- жилой модуль;
- система закачки воды;
- система хранения нефти;
- факельная система
- другие системы, такие как, например, системы отгрузки нефти якорные системы, системы хранения и закачки химреагентов, системы топливного газа и другие.

Ключевым фактором, влияющим на экономику морских нефтегазовых проектов, является их географическая и климатическая специфика. Существенная удалённость от существующей логистической инфраструктуры, усугубленная сложными природными условиями, такими

как ледовая обстановка, штормовая активность, глубоководье, напрямую определяет состав и масштаб требуемого флота. Это, в свою очередь, ведёт к значительному росту капитальных затрат.

Наглядной иллюстрацией структуры таких затрат служит анализ конкретного проекта. Так, на рисунке 2 представлено распределение капитальных вложений для освоения морского месторождения в Республике Конго. Круговая диаграмма позволяет визуализировать удельный вес основных статей расходов. Наибольшую долю в общей стоимости формируют наиболее капиталоемкие компоненты: строительство скважин, строительство морского трубопровода, строительство береговой инфраструктуры и сооружение самой морской платформы.

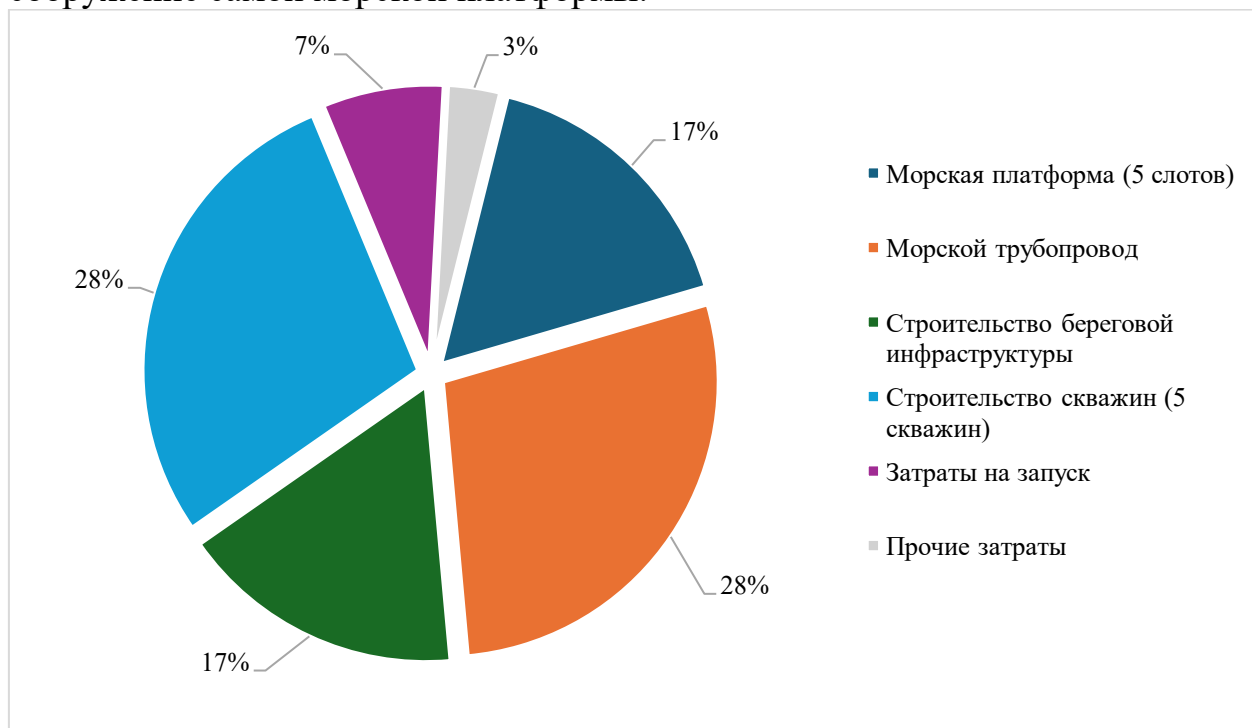


Рис. 2. Структура капитальных затрат на освоение морского нефтегазового месторождения

Источник: составлено автором на основе данных компании-оператора месторождения

Fig. 2. The structure of capital expenditures for the development of an offshore oil and gas field

Source: compiled by the author based on data from the field operator company

Структура капитальных вложений (CAPEX) в обустройство морских месторождений формируется сложным комплексом взаимозависимых компонентов: от платформенных и подводных сооружений до систем бурения, трубопроводной обвязки и вспомогательного оборудования. В связи с этим точный расчёт затрат на прединвестиционной стадии приобретает критическую важность, являясь основой для обоснования экономической целесообразности проекта и принятия ключевых финансовых решений. Глубокий анализ факторов, определяющих структуру и объём CAPEX,

позволяет оптимизировать проектные решения и в итоге повысить эффективность освоения морских ресурсов.

Освоение шельфовых месторождений традиционно относится к наиболее капиталоемким сегментам нефтегазовой отрасли [9]. Для России этот вопрос имеет особую актуальность, поскольку основная часть её неразработанного ресурсного потенциала сосредоточена именно на континентальном шельфе. Центральным экономическим ограничением здесь выступает проблема масштабируемости затрат, напрямую влияющая на инвестиционную привлекательность проектов. Её суть заключается в непропорциональном росте требуемых капиталовложений относительно объёма извлекаемых запасов, что создаёт фундаментальные сложности для достижения приемлемого уровня рентабельности.

Противоположно классическому экономическому принципу положительного эффекта масштаба, предполагающему снижение издержек с ростом объёмов производства, в морской нефтегазодобыче наблюдается обратная зависимость. Затраты на освоение морского месторождений увеличиваются экспоненциально в зависимости от запасов углеводородного сырья, что обусловлено уникальным сочетанием сложных технико-геологических и инфраструктурных факторов, характерных для морской среды:

- высокая капиталоемкость создания специальной инфраструктуры (платформы, подводные трубопроводы, гидротехнические сооружения);
- экстремальные природно-климатические условия (глубина, ледовая нагрузка, штормовая активность);
- геология продуктивных пластов;
- удалённость от береговой инфраструктуры и развитых логистических узлов;
- логистические ограничения;
- крайне высокие требования к промышленной и экологической безопасности.

Совокупное действие этих факторов приводит к нелинейному, экспоненциальному росту капитальных вложений по мере увеличения запасов. В результате более крупные месторождения не дают ожидаемого снижения удельной себестоимости, а требуют непропорционально больших инвестиций. Такая специфика фундаментально ограничивает инвестиционную привлекательность морских проектов, вынуждая даже крупные компании отдавать предпочтение менее капиталоемким и рискованным активам на суше или откладывать решения в ожидании благоприятной рыночной конъюнктуры.

Эмпирические данные, полученные на основе анализа закрытых отраслевых баз, наглядно иллюстрируют характер зависимости между объёмом запасов и необходимыми капиталовложениями. Как показано на рисунке 3, эта зависимость носит экспоненциальный характер, что

эмпирически подтверждает теоретический вывод об отсутствии эффекта масштаба в стоимостной экономике шельфовых проектов. Данная закономерность является прямым следствием совокупного влияния ранее описанных факторов.

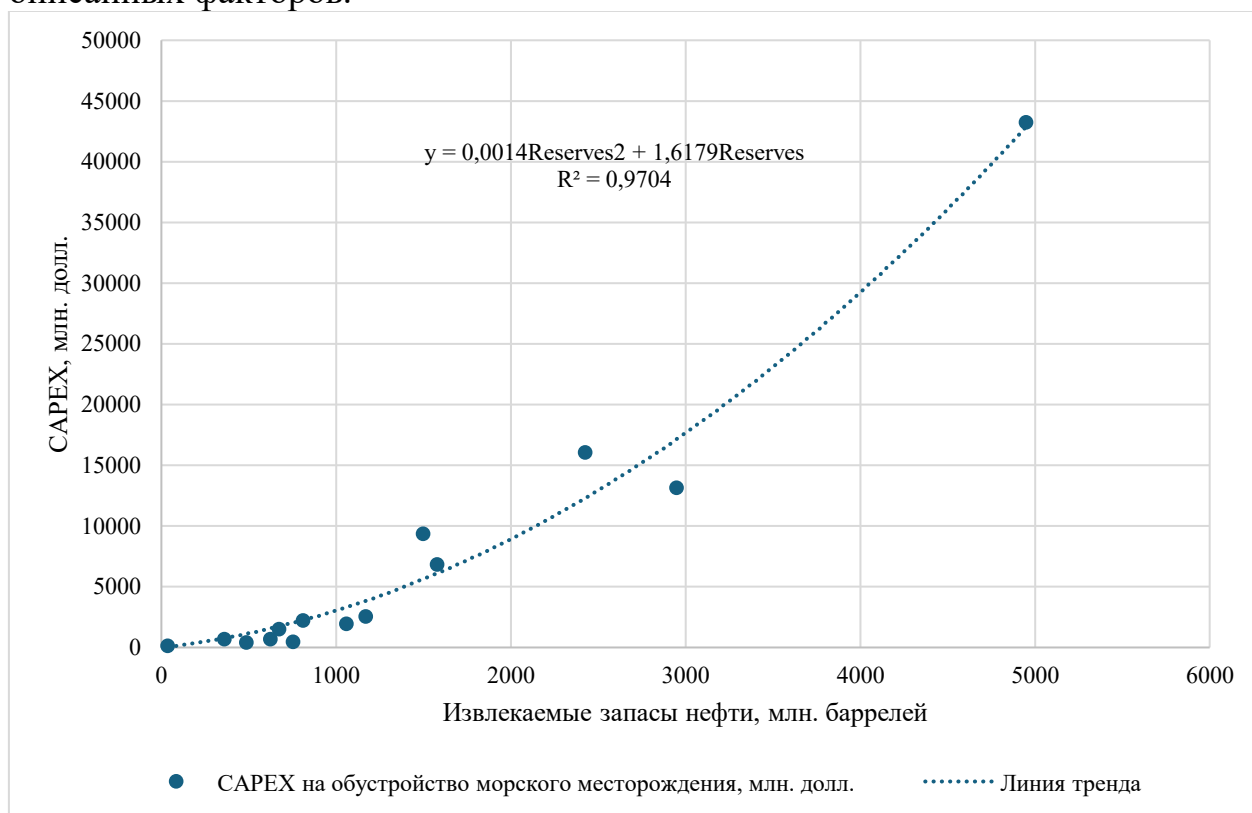


Рис. 3. Зависимость капитальных затрат на освоение морского месторождения от величины его извлекаемых запасов углеводородов

Источник: составлено автором на основе закрытой базы данных

Fig. 3. Dependence of capital expenditures for the development of an offshore field on the size of its recoverable hydrocarbon reserves

Source: compiled by the author on the basis of a closed database

Математические модели капитальных затрат (CAPEX) для морских месторождений можно описать степенной функцией, где показатель степени превышает единицу. Практический смысл этого заключается в том, что удвоение извлекаемых запасов требует увеличения инвестиций более чем в два раза. Подобный экспоненциальный рост создаёт фундаментальные экономические барьеры. Он не только резко сужает круг потенциальных инвесторов, способных финансировать подобные мегапроекты, но и делает решающим фактором даже для крупнейших мировых компаний [9]. В результате, вместо ожидаемого снижения удельных затрат на единицу продукции, наблюдается их стагнация или рост.

Экономическая реальность формирует парадоксальную ситуацию: обладание крупными ресурсами не всегда является конкурентным преимуществом. Она вынуждает нефтегазовые компании проводить строгий отбор проектов, часто предпочитая менее капиталоемкие и более

предсказуемые активы на суше или мелководье, откладывая инвестиции в сложные шельфовые месторождения до наступления более благоприятных рыночных или технологических условий.

Освоение арктического шельфа сопряжено с преодолением исключительных природно-климатических вызовов. Постоянная ледовая нагрузка, штормовая активность и экстремально низкие температуры диктуют необходимость применения специального флота ледового класса и устойчивых к холоду инженерных решений. Короткий летний навигационный период приводит к растягиванию сроков реализации проектов и соответствующему росту их стоимости [10; 11].

Дополнительным системным барьером выступает отсутствие развитой инфраструктуры в регионе. Практически полная удалённость от существующих логистических систем требует масштабных сопутствующих инвестиций. Реализация любого крупного проекта в Арктике неизбежно влечёт за собой необходимость создания с нуля портовых терминалов, береговых баз снабжения, транспортных магистралей и посёлков для персонала. Формирование такого комплексного инфраструктурного каркаса, наряду с мобилизацией специализированного флота, требует многомиллиардных капиталовложений, которые ложатся на стоимость конечного барреля нефти или кубометра газа. Факторы влияющие на стоимость освоения морского месторождения и механизмы их воздействия показаны в таблице 1.

Таблица 1

Факторы влияющие на стоимость освоения морского месторождения и механизм воздействия

Table 1

Factors influencing the cost of offshore field development and the mechanism of impact

Группа факторов	Параметр	Влияние на стоимость	Механизм воздействия
Географо-климатические факторы	Глубина моря	Высокое	Увеличение сложности и размеров основания платформы, необходимость в специализированном оборудовании
	Ледовая обстановка	Высокое	Требования к ледостойкости конструкций, сезонность работ, необходимость ледокольного сопровождения
	Штормовые условия	Среднее	Усиление конструкций, увеличение периода строительства, простои
	Сейсмическая активность	Среднее	Антисейсмические требования к конструкциям
	Сезонность навигации	Среднее	Сжатые временные окна для морских операций

Геологические	Тип грунта морского дна	Среднее	Выбор типа фундамента, объем подготовительных работ
	Глубина залегания продуктивных пластов	Среднее	Сложность бурения
	Запасы углеводородов	Высокое	Необходимость в больших производственных мощностях
	Геометрия залежи	Среднее	Сложность бурения
	Газовый фактор	Низкое	Затраты на утилизацию газа
Технико-экономические факторы	Удаленность от берега	Среднее	Транспортные расходы, сложность доставки товарной нефти
	Удаленность от транспортной системы	Среднее	Затраты на альтернативные способы логистики
	Развитость береговой инфраструктуры	Высокое	Затраты на порты, терминалы, базы снабжения, резервуарные парки.

*Источник: составлено автором
Source: compiled by the author*

Норвегия применяет предельную ставку налогообложения нефтяных компаний в 78% (22% корпоративный налог + 56% специальный нефтяной налог), однако система построена таким образом, чтобы не сдерживать инвестиции. Ключевой особенностью является возврат налоговых потерь: убытки по специальному налогу будут возмещаться каждый год в размере суммы налога (71,8% в зависимости от текущей налоговой ставки). Кроме того, любые убытки (специальный налог, а также убытки по корпоративному налогу) за 2021 год будут возмещены в соответствии с их налоговой стоимостью, т.е. 56% и 22% соответственно [12]. Помимо этого, норвежская система предусматривала uplift – дополнительную амортизационную льготу (исторически 5,2% в год в течение 4 лет от стоимости инвестиций), которая уменьшала базу специального налога. Для новых инвестиций, не подпадающих под переходные правила, uplift был отменён, при этом 78%-й налоговый щит сохраняется [13, 14].

Российское законодательство устанавливает дифференцированные ставки НДС для шельфовых проектов в зависимости от категории сложности [15]. Изменения адвалорной ставки НДС в зависимости от категории сложности проекта освоения нового морского месторождения углеводородного сырья представлены в таблице 2.

Таблица 2

Адвалорная ставка НДС в зависимости от категории сложности проекта освоения нового морского месторождения углеводородного сырья

Table 2

Ad valorem mineral extraction tax rate depending on the complexity category of the project for the development of a new offshore hydrocarbon deposit

Категория	Акватория	Адвалорная ставка НДС (нефть)	Период льготы
1-я (базовая)	Азовское, Балтийское море	30%	5 лет
2-я	Каспий, южная часть Баренцева	15%	7 лет
3-я	Северный Ледовитый, Охотское, Японское	10%	10 лет
4-я (арктическая)	Северная часть Баренцева, восточная Арктика	5%	15 лет

Источник: составлено автором по данным [15]

Source: compiled by the author according to [15]

Дополнительно для арктических шельфовых проектов установлена нулевая ставка НДС на газ (1% на нефть) в течение 15 лет промышленной добычи. Для СПГ-проектов и газохимии принята нулевая ставка НДС в течение 12 лет с момента поставки первой партии продукта. Нулевая ставка будет применяться до достижения накопленного объема добычи газа 250 млрд кубометров либо в течение 12 лет с даты продажи первой партии товаров. Данная льгота будет распространяться исключительно на новые производственные мощности, введенные в эксплуатацию после 1 января 2022 года [16]. Сравнение фискальных режимов Норвегии и России показано в таблице 3.

Таблица 3

Сравнение фискальных режимов Норвегии и России

Table 3

Comparison of fiscal regimes in Norway and Russia

Параметр	Норвегия (NCS)	Россия (шельф)
Предельная ставка налога	78% (корпоративный + специальный)	25% налог на прибыль + НДС/НДД + др. налоги
Возмещение затрат	Возврат 71,8% убытков ежегодно	Отсутствует прямой аналог
Доступ иностранного капитала	Открытый рынок лицензий	Ограничен
НДД / аналоги	Отсутствует	НДД (налог на дополнительный доход)

Источник: составлено автором по данным [12; 13; 14; 15]

Source: compiled by the author based on the data [12; 13; 14; 15]

Критическое отличие: норвежская система разделяет риски между государством и инвестором через механизм возврата убытков, тогда как российская система опирается преимущественно на снижение НДС без аналогичного инструмента управления рисками ранних стадий.

В июне 2020 года, в разгар пандемии COVID-19, Норвегия ввела временный налоговый пакет для нефтегазовых компаний: ставка uplift по специальному налогу выросла с 20,8% до 24% в год инвестиций, а все капвложения в 2020–2021 гг. стало возможным единовременно списать на 100% против базы специального налога (56%). Компании с налоговыми убытками получили право на немедленный возврат инвестиций по шести налоговым взносам в течение года, а не с задержкой в год. Наличие льгот радикально снизило порог входа для новых проектов [17]. Прямым следствием пакета стало 35 принятых инвестиционных решений по офшорным проектам до конца 2022 года – рекордное количество за всю историю норвежского шельфа. Aker BP и Equinor выступили операторами 26 из 35 проектов. По оценке Rystad Energy, пиковый объём инвестиций в рамках временного режима достиг \$9,6 млрд в год [18; 19].

Таблица 4

Краткая характеристика проекта Johan Castberg (Норвегия)

Table 4

Brief description of the Johan Castberg project (Norway)

Параметр	Значение
Оператор / доля Equinor	Equinor 46,3%; Vår Energi 30%; Petoro 23,7%
Общий CAPEX	~86 млрд NOK (~\$8,14 млрд) [20]
Начало добычи	Март 2025 (после нескольких переносов)
Срок окупаемости	Менее 2 лет при текущих ценах [20]
Пиковая добыча	220 000 барр./сут (достигнута через 3 месяца)
Фискальный фактор	Проект санкционирован в рамках временного налогового пакета 2020

*Источник: составлено автором по данным [18; 20; 21]
Source: compiled by the author based on the data [18; 20; 21]*

Уже через 8 месяцев после запуска Equinor принял решение об инвестициях ещё \$396 млн в первый тай-бэк к хабу Castberg (открытие Isflak) с ожидаемой добычей 46 млн барр. – это подтверждение того, что фискальная привлекательность хаба обеспечивает цепочку последующих инвестиций [22]. Штокман стал классическим примером, где отсутствие фискальных стимулов для сверхсложного арктического проекта сочеталось с рыночными факторами (сланцевая революция в США, низкие цены на газ) и правовой неопределённостью – и в итоге проект был заморожен. В отличие от Норвегии, где государство делит риск через возврат убытков, Газпром не получил от российского правительства сопоставимых инструментов снижения риска для Штокмана.

Краткая характеристика проекта Штокман (Россия)

Таблица 5

Table 5

Brief description of the Shtokman project (Russia)

Параметр	Значение
Месторождение	Баренцево море, запасы ~3,9 трлн м ³ газа
Партнёры	Газпром, Total, Statoil (ныне Equinor)
Планируемый CAPEX	\$15–20 млрд
FID (Фаза 1)	Откладывался многократно: 2008 → 2010 → 2011 → заморожен 2012
Итог	Соглашение акционеров истекло в 2012 г., Statoil списал инвестиции и вернул акции

Источник: составлено автором по данным [23]

Source: compiled by the author according to [23]

Преодоление системных барьеров, сдерживающих освоение российского шельфа, требует перехода от реактивного латания технологических пробелов к реализации комплексной долгосрочной стратегии. Её основой должна стать не экстенсивная эксплуатация ресурсов, а построение конкурентоспособной технологической и экономической модели, адаптированной к новым геополитическим реалиям. Реализация данной модели возможна через реализацию следующих взаимосвязанных направлений.

В условиях ограниченности ресурсов необходимо сфокусировать усилия не на импортозамещении всего спектра оборудования, а на достижении лидерства в критически важных для арктического и дальневосточного шельфа компетенциях [24; 25]. В этой связи особое значение приобретают несколько ключевых направлений. Во-первых, развитие технологий подводной добычи, включая формирование полного производственно-сервисного цикла создания подводных добычных комплексов, фонтанной арматуры и систем управления. Во-вторых, разработка и производство ледостойких платформ и специализированного флота, в том числе гравитационных и самоподъемных платформ для условий мелководной Арктики, а также судов обеспечения ледового класса. В-третьих, локализация и развитие технологий сжижения природного газа, ориентированная на создание отечественной производственной базы для соответствующего оборудования.

Строительство портов, береговой инфраструктуры в Арктике – задача, неподъемная для одной компании. Необходима активная роль государства в формате государственно-частного партнерства, где государство берет на себя часть обязательств по строительству инфраструктуры и часть капитальных затрат, например, через льготное финансирование или создание базовой инфраструктуры, а компании обеспечивают эксплуатацию.

Существующая система налоговых преференций не решает ключевую проблему – высокие стартовые капитальные риски. Требуется переход к проектно-ориентированному фискальному регулированию, которое может включать:

1. Механизм «налогового каникулярного периода» для мегапроектов, отсрочивающий основные налоговые платежи до выхода проекта на полную мощность и возврата первоначальных CAPEX.

2. Специальные инвестиционные дедлайны и коэффициенты к вычету затрат на НДС для расходов на НИОКР, закупку отечественного сложного оборудования и строительство инфраструктуры.

3. В условиях санкций необходимо точечное привлечение технологий и капитала из «дружественных» стран не на условиях подряда, а в формате совместных предприятий под российской юрисдикцией с передачей технологий. Фокус следует сделать на странах, обладающих опытом работы в сложных условиях (например, Китай в части морского обустройства).

Дальнейшие исследования целесообразно направить на разработку отраслевой методики оценки предельных уровней CAPEX, при которых шельфовые проекты сохраняют инвестиционную привлекательность в условиях различных макроэкономических сценариев, а также на формирование дорожных карт локализации конкретных видов оборудования.

Заключение

В ходе исследования установлено, что технологическая зависимость шельфового сегмента нефтегазовой отрасли РФ критически превышает показатели наземного: доля импортного оборудования при обустройстве морских месторождений составляет 80–95% против 20% на суше. Санкционные ограничения (более 30 тыс. мер к концу 2025 г.) привели к уходу ключевых иностранных подрядчиков, дефициту специализированного морского флота и росту сроков логистики критических компонентов с 1,5 до 15 месяцев. Эмпирически подтверждена проблема масштабирования при обустройстве шельфовых проектов: зависимость капитальных затрат от объема извлекаемых запасов носит экспоненциальный характер ($CAPEX = \alpha \cdot Q^{\beta} + c \cdot Q$, $\beta > 1$). Удвоение запасов требует более чем двукратного роста инвестиций, что делает классическую экономию на масштабе недостижимой. Структура CAPEX характеризуется доминированием затрат на строительство скважин, морских платформ, подводных трубопроводов и береговой инфраструктуры. Арктические условия многократно усиливают экономические барьеры: удаленность от инфраструктуры, ледовые нагрузки и короткий навигационный период обуславливают необходимость масштабных сопутствующих инвестиций в портовые терминалы, базы снабжения и флот ледового класса.

Полученные результаты позволяют переосмыслить сложившийся подход к освоению континентального шельфа как сугубо ресурсной задаче. Выявленная проблема масштабирования ставит под сомнение

целесообразность экстенсивной модели, ориентированной на вовлечение в разработку крупнейших месторождений. Это объясняет, почему даже обладая колоссальными запасами, российские компании откладывают шельфовые проекты в пользу менее рискованных активов. Технологическая зависимость перестает быть абстрактным риском и становится прямым ограничителем производственных мощностей: дефицит флота и удлинение логистических цепочек создают угрозу бесперебойной эксплуатации уже действующих объектов. Практическая значимость работы заключается в обосновании необходимости смены парадигмы: от тотального импортозамещения – к селективному технологическому лидерству в критических направлениях (подводные добычные комплексы, ледостойкие платформы, СПГ-оборудование).

Норвежская модель демонстрирует, что высокая номинальная ставка налогообложения (78%) не является барьером для инвестиций, если государство встретило механизмы разделения рисков. Российская модель, напротив, сочетает более низкую номинальную нагрузку с высокой институциональной неопределённостью – что в результате приводит к отсутствию FID по стратегически значимым арктическим проектам. В условиях санкций и задачи технологического суверенитета это противоречие особенно остро: инвестиции нужны именно тогда, когда западный капитал недоступен, а внутренних инструментов снижения риска не создано.

Освоение российского шельфа перестает быть сугубо ресурсной задачей и превращается в комплексный национальный проект технологической трансформации. Ключом к прорыву является не масштаб расходов, а создание умных, риск-ориентированных механизмов, которые превратят экстремальные условия Арктики из источника затрат в долгосрочное конкурентное преимущество России на глобальном энергетическом рынке.

Литература

1. Территория богатств // ЦДУ ТЕК URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/681/.
2. Горбунова О. А. Воздействие санкций на функционирование российских компаний нефтегазового сектора на мировом рынке нефти и газа // Вестник Евразийской науки. 2018. Т. 10. №2. URL: <https://esj.today/PDF/07ECVN218.pdf>.
3. McIvor R. How the Transaction Cost and Resource-Based Theories of the Firm Inform Outsourcing // Journal of Operations Management. 2009. Vol. 27. P. 45–63. <https://doi.org/10.1016/j.jom.2008.03.004>.
4. Chercpovitsyn A.E., Tsvetkov P.S., Evsceva O.O. Critical analysis of methodological approaches to assessing sustainability of Arctic oil and gas projects // Journal of Mining Institute. 2021. Vol. 249. P. 463-478. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.15>

5. Глава Роснедр назвал проблемой отсутствие российских технологий при освоении шельфовых месторождений // Коммерсантъ URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5355030>.

6. Omokaro G., Nafula Z., Nwankwo E., Efeni O., Adeyanju O., Oyedele, O., Idiong O. Energy sanctions in the global economy: Geopolitical disruptions, market fragmentation, innovation and green transition // International Journal of Innovation Studies. 2025. P. 246–261. <https://doi.org/10.1016/j.ijis.2025.07.003>.

7. Количество санкций против России превысило 30 тысяч // РИА Новости URL: <https://ria.ru/20250720/strany-2030232496.html>.

8. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. М.: «Недра-Бизнесцентр», 2003. 1007 с.

9. Olaniran G., Edwards D., Olatunji O., Mathews J. Cost overruns in hydrocarbon megaprojects: a critical review and implications for research // Project Management Journal. 2015. Vol. 46. P. 126–138.

10. Stroykov G., Vasilev Y.N., Zhukov O.V. Basic Principles (Indicators) for Assessing the Technical and Economic Potential of Developing Arctic Offshore Oil and Gas Fields // Journal of Marine Science and Engineering. 2021. № 9. P. 1400. <https://doi.org/10.3390/jmse9121400>.

11. Morgunova M. Why is exploitation of Arctic offshore oil and natural gas resources ongoing? A multi-level perspective on the cases of Norway and Russia // The Polar Journal. 2020. <https://doi.org/10.1080/2154896X.2020.1757823>.

12. Berge K.O. Important Changes in the Norwegian Petroleum Tax Regime // Bahr. 2021. URL: <https://bahr.no/newsletter/important-changes-in-the-norwegian-petroleum-tax-regime>.

13. ОКЕА. Fiscal Terms Overview and Historical Tax Balances // Technical Documentation. 2023. URL: <https://okea.no/wp-content/uploads/2025/03/fiscal-terms-overview-and-historical-tax-balances-v-may-2023.pdf>.

14. Norwegian Tax Administration (Skatteetaten). Petroleum Tax Regulations // The Petroleum Tax Office and the Petroleum Tax System. Oslo: Norwegian Tax Administration, 2021. URL: <https://www.skatteetaten.no/en/business-and-organisation/reporting-and-industries/industries-special-regulations/oil-and-gas-exploration-and-petroleum-tax/the-petroleum-tax-office-and-the-petroleum-tax-system/petroleum-tax-regulations/>.

15. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 19.07.2000 № 118-ФЗ (ред. от 29.12.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2023). URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/.

16. Интерфакс. Дума приняла закон о льготе по НДС для нефтегазовых проектов в Арктике // Информационное агентство. Москва, 2020. URL: <https://www.interfax.ru/business/697888>.

17. EY Tax News. Norwegian Government Proposes Temporary Tax Stimulus Measures for Oil and Gas Companies // Global Tax News. 2020. URL: <https://taxnews.ey.com/news/2020-1544-norways-government-proposes-temporary-tax-stimulus-measures-for-oil-and-gas-companies>.

18. Rystad Energy. Double relief: Norwegian tax break will see gas and oil supply to Europe increase. 2023. URL: <https://www.rystadenergy.com/news/double-relief-norwegian-tax-break-will-see-gas-and-oil-supply-to-europe-increase>.

19. Wood Mackenzie. Has Norway's Oil and Gas Tax Stimulus Been a Success? // Industry Analysis. Edinburgh, 2023. URL: <https://www.woodmac.com/news/opinion/has-norways-oil-and-gas-tax-stimulus-been-a-success>.

20. Reuters. Equinor's New Arctic Oilfield to Pay Back \$8 Billion Investment Under 2 Years // Oil & Gas News. 2025. URL: <https://www.reuters.com/markets/commodities/equinors-new-arctic-oilfield-pay-back-8-billion-investment-under-2-years-2025-03-31>.

21. Oil Price. Equinor Invests \$400 Million to Boost Output at Newest Arctic Oilfield // Energy News Portal. 2025. URL: <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Equinor-Invests-400-Million-to-Boost-Output-at-Newest-Arctic-Oilfield.html>.

22. Yahoo Finance. Equinor Approves \$395M Investment to Boost Johan Castberg Production // Equinor News. 2025. декабрь. URL: <https://finance.yahoo.com/news/equinor-approves-395m-investment-boost-144300299.html>.

23. Серов М., Третьяков П. Total вернет «Газпрому» 25% в Штокмановском месторождении // Ведомости. 2015. 24 июня. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/06/24/597721-total-vernet-gazpromu-25-v-shtokmanovskom-mestorozhdenii>.

24. Ответчиков А.В. Импортзамещение в нефтегазовом комплексе России в условиях санкций // КАНТ. 2024. № 3 (52). С. 50–55. <https://doi.org/10.24923/2222-243X.2024-52.9>.

25. Мурашко М. М., Российская стратегия импортзамещения в ТЭК // Геоэкономика энергетики. 2023. № 2 (22). С. 18–39. https://doi.org/10.48137/26870703_2023_22_2_18.

References

1. Territoriya bogatstv [Territory of wealth]. TsDU TEK. Retrieved from: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/681/ (Date of access: 05.04.2026). (In Russ.)
2. Gorbunova, O. A. (2018). Vozdeistvie sanktsii na funktsionirovanie rossiiskikh kompanii neftegazovogo sektora na mirovom rynke nefti i gaza [Impact of sanctions on the functioning of Russian oil and gas companies in the global market]. Vestnik Evraziiskoi nauki [Eurasian Scientific Journal], 10(2). Retrieved from: <https://esj.today/PDF/07ECVN218.pdf> (Date of access: 05.04.2026). (In Russ., abstract in Eng.)
3. McIvor, R. (2009). How the transaction cost and resource-based theories of the firm inform outsourcing. *Journal of Operations Management*, 27, 45–63. <https://doi.org/10.1016/j.jom.2008.03.004> (In Eng.)
4. Cherepovitsyn, A. E., Tsvetkov, P. S., Evseeva, O. O. (2021). Critical analysis of methodological approaches to assessing sustainability of Arctic oil and gas projects. *Journal of Mining Institute*, 249, 463–478. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.3.15> (In Eng.)
5. Glava Rosnedr nazval problemoi otsutstvie rossiiskikh tekhnologii pri osvoenii shel' fovykh mestorozhdenii [Head of Rosnedra назвал problem the lack of Russian technologies for offshore development]. *Kommersant*. Retrieved from: <https://www.kommersant.ru/doc/5355030> (Date of access: 05.04.2026). (In Russ.)
6. Omokaro, G., Nafula, Z., Nwankwo, E., Efeni, O., Adeyanju, O., Oyedele, O., Idiong, O. (2025). Energy sanctions in the global economy: Geopolitical disruptions, market fragmentation, innovation and green transition. *International Journal of Innovation Studies*, 246–261. <https://doi.org/10.1016/j.ijis.2025.07.003> (In Eng.)
7. Kolichestvo sanktsii protiv Rossii prevysilo 30 tysyach [The number of sanctions against Russia exceeded 30 thousand]. RIA Novosti. Retrieved from: <https://ria.ru/20250720/strany-2030232496.html> (Date of access: 05.04.2026). (In Russ.)
8. Bulatov, A. I., Proselkov, Yu. M., Shamanov, S. A. (2003). Tekhnika i tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin [Drilling technology of oil and gas wells]. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 1007. (In Russ.)
9. Olaniran, G., Edwards, D., Olatunji, O., Mathews, J. (2015). Cost overruns in hydrocarbon megaprojects: A critical review and implications for research. *Project Management Journal*, 46, 126–138. (In Eng.)
10. Stroykov, G., Vasilev, Y. N., Zhukov, O. V. (2021). Basic principles (indicators) for assessing the technical and economic potential of developing Arctic offshore oil and gas fields. *Journal of Marine Science and Engineering*, 9, 1400. <https://doi.org/10.3390/jmse9121400> (In Eng.)
11. Morgunova, M. (2020). Why is exploitation of Arctic offshore oil and natural gas resources ongoing? A multi-level perspective on the cases of Norway

and Russia. The Polar Journal. <https://doi.org/10.1080/2154896X.2020.1757823> (In Eng.)

12. Berge, K. O. (2021). Important changes in the Norwegian petroleum tax regime. Bahr. Retrieved from: <https://bahr.no/newsletter/important-changes-in-the-norwegian-petroleum-tax-regime> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

13. OKEA. (2023). Fiscal terms overview and historical tax balances. Retrieved from: <https://okea.no/wp-content/uploads/2025/03/fiscal-terms-overview-and-historical-tax-balances-v-may-2023.pdf> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

14. Norwegian Tax Administration. (2021). Petroleum tax regulations. Oslo: Norwegian Tax Administration. Retrieved from: <https://www.skatteetaten.no/en/business-and-organisation/reporting-and-industries/industries-special-regulations/oil-and-gas-exploration-and-petroleum-tax/the-petroleum-tax-office-and-the-petroleum-tax-system/petroleum-tax-regulations/> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

15. Nalogovyi kodeks Rossiiskoi Federatsii (chast' vtoraya) ot 19.07.2000 No. 118-FZ [Tax Code of the Russian Federation (Part Two)]. Retrieved from: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (Date of access: 05.04.2026). (In Russ.)

16. Interfaks. (2020). Duma prinyala zakon o l'gote po NDPI dlya neftegazovykh proektov v Arktike [The State Duma adopted a law on MET benefits for Arctic oil and gas projects]. Retrieved from: <https://www.interfax.ru/business/697888> (Date of access: 05.04.2026). (In Russ.)

17. EY. (2020). Norwegian government proposes temporary tax stimulus measures for oil and gas companies. Global Tax News. Retrieved from: <https://taxnews.ey.com/news/2020-1544-norways-government-proposes-temporary-tax-stimulus-measures-for-oil-and-gas-companies> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

18. Rystad Energy. (2023). Double relief: Norwegian tax break will see gas and oil supply to Europe increase. Retrieved from: <https://www.rystadenergy.com/news/double-relief-norwegian-tax-break-will-see-gas-and-oil-supply-to-europe-increase> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

19. Wood Mackenzie. (2023). Has Norway's oil and gas tax stimulus been a success? Retrieved from: <https://www.woodmac.com/news/opinion/has-norways-oil-and-gas-tax-stimulus-been-a-success> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

20. Reuters. (2025). Equinor's new Arctic oilfield to pay back \$8 billion investment under 2 years. Retrieved from: <https://www.reuters.com/markets/commodities/equinors-new-arctic-oilfield-pay-back-8-billion-investment-under-2-years-2025-03-31> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

21. Oil Price. (2025). Equinor invests \$400 million to boost output at newest Arctic oilfield. Retrieved from: <https://oilprice.com/Latest-Energy->

News/World-News/Equinor-Invests-400-Million-to-Boost-Output-at-Newest-Arctic-Oilfield.html (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

22. Yahoo Finance. (2025). Equinor approves \$395M investment to boost Johan Castberg production. Retrieved from: <https://finance.yahoo.com/news/equinor-approves-395m-investment-boost-144300299.html> (Date of access: 05.04.2026). (In Eng.)

23. Serov, M., Tret'yakov, P. (2015). Total vernet "Gazpromu" 25% v Shtokmanovskom mestorozhdenii [Total will return 25% stake in Shtokman field to Gazprom]. Vedomosti, 24 June. Retrieved from: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2015/06/24/597721-total-vernet-gazpromu-25-v-shtokmanovskom-mestorozhdenii> (Date of access: 05.04.2026). (In Russ.)

24. Otvetchikov, A. V. (2024). Importozameshchenie v neftegazovom komplekse Rossii v usloviyakh sanktsii [Import substitution in the Russian oil and gas complex under sanctions]. KANT, 3(52), 50–55. <https://doi.org/10.24923/2222-243X.2024-52.9> (In Russ., abstract in Eng.)

25. Murashko, M. M. (2023). Rossiiskaya strategiya importozameshcheniya v TEK [Russian import substitution strategy in the fuel and energy complex]. Geoekonomika energetiki [Geo-Economics of Energy], 2(22), 18–39. https://doi.org/10.48137/26870703_2023_22_2_18 (In Russ., abstract in Eng.)

© Резников А.С., 2026