

Влияние волатильности цен на нефть на стратегию освоения трудноизвлекаемых запасов в России

В. С. Поплавский✉

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный экономический университет», г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация

Акционерное общество «Сбондс.ру», г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

✉ senior.poplavskii@yandex.ru

Резюме. Анализируется влияние ценовой волатильности на стратегии геологоразведки и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в России (2005–2025 гг.). Установлено, что в периоды низких цен (2014–2016, 2020, 2022–2025 гг.) объемы разведочного бурения сократились на 38 %, фокус сместился в Восточную Сибирь и Арктику (включая проект «Восток Ойл»). Определено, что доля горизонтального бурения выросла с 11 до 95 %. Господдержка (налог на добавленную стоимость, льготы по налогу на добычу полезных ископаемых) и гибкие модели управления («незаконченные скважины») сохранили инвестиции при цене Urals 62 доллара за баррель к 2025 году. Показано: цифровые геологические модели снижают риски бурения на 20–30 %. Волатильность усугубляет технологическое отставание в гидроразрыве пласта и недофинансирование геологоразведки (95 % добычи – месторождения СССР), создавая угрозу дефицита запасов после 2035 года. Результаты исследований помогут в разработке стратегий ресурсного обеспечения, налоговой политики и импортозамещения.

Ключевые слова: волатильность нефтяных цен, трудноизвлекаемые запасы, геологоразведка, горизонтальное бурение, импортозамещение, налог на добавленную стоимость, Арктика, цифровые геологические модели, технологическое отставание, государственная поддержка

Для цитирования: Поплавский В.С. Влияние волатильности цен на нефть на стратегию освоения трудноизвлекаемых запасов в России. *Маркшейдерия и недропользование*. 2025;25(6):65–71. <https://doi.org/10.56195/20793332-2025-25-6-65-71>.

The impact of oil price volatility on the development of hard-to-recover reserves in Russia

V. S. Poplavsky✉

Saint Petersburg State University of Economics, St. Petersburg, Russian Federation

Cbonds.ru JSC, St. Petersburg, Russian Federation

✉ senior.poplavskii@yandex.ru

Abstract. The article examines the impact of oil price volatility on geological exploration strategies and the development of hard-to-recover oil reserves in Russia (2005–2025). During low-price periods (2014–2016, 2020, 2022–2025), exploration drilling volumes declined by 38 %, with activity shifting to Eastern Siberia and the Arctic (including the Vostok Oil project). The share of horizontal drilling rose from 11 % to 95 %. State support measures—such as the Additional Income Tax (AIT) and Mineral Extraction Tax (MET) benefits—along with flexible management models (“unfinished wells”) sustained investment levels despite an average Urals crude price of \$62/barrel by 2025. Digital geological models reduced drilling risks by 20–30 %. Price volatility exacerbates technological lag in hydraulic fracturing and chronic underfunding of exploration (95 % of current production stems from Soviet-era fields), creating a threat of reserve deficits after 2035. The findings can inform resource security strategies, tax policy adjustments, and technology import substitution initiatives for oil companies and policymakers.

Keywords: oil price volatility, hard-to-recover reserves, geological exploration, horizontal drilling, import substitution, additional income tax, Arctic, digital geological models, technological lag, state support

For citation: Poplavsky V.S. The impact of oil price volatility on the development of hard-to-recover reserves in Russia. *Mine Surveying and Subsurface Use*. 2025;25(6):65–71. (In Russ.). <https://doi.org/10.56195/20793332-2025-25-6-65-71>.

Введение

В условиях глобальной энергетической трансформации и геополитической нестабильности российская нефтегазовая отрасль сталкивается с беспрецедентным сочетанием вызовов: ценовой волатильностью, санкционным давлением, истощением традиционных запасов и необходимостью освоения трудноизвлекаемых ресурсов.

За последние 20 лет отрасль неоднократно демонстрировала способность адаптироваться к шокам, однако каждый кризис оставлял после себя структурные изменения в стратегии геологоразведки и разработки месторождений. Волатильность мировых цен на нефть является одним из ключевых факторов, определяющих стратегические решения российских нефтегазовых компаний. Анализ двух последних десятилетий показывает, что отрасль демонстрирует значительную устойчивость к ценовым шокам, однако каждый кризис приводил к существенным структурным изменениям в подходах к разведке и добыче. Наиболее яркие примеры таких изменений наблюдались в периоды падения цен в 2014–2016 годах и в 2020-м.

Цель исследования: выявить закономерности адаптации российской нефтегазовой отрасли к ценовым шокам и оценить устойчивость текущей модели освоения трудноизвлекаемых запасов в долгосрочной перспективе с учетом эмпирических данных по добыче и ценам за 2005–2025 года.

Методы исследований

В работе использованы методы системного анализа, сравнительного анализа инвестиционной и буровой активности, а также качественный анализ кейсов крупнейших нефтедобывающих компаний («Роснефть», «Лукойл», «Газпром нефть»).

Источниками данных послужили официальные отчеты компаний, аналитические обзоры RPI Consulting, Kept, CyberLeninka, а также международные базы (Science Direct, Research Gate) и данные Cbonds.ru. Особое внимание уделено динамике объемов разведочного и эксплуатационного бурения, географии освоения и технологическим решениям в условиях ценовых шоков.

Дополнительно проанализированы временные ряды добычи нефти в России (2005–2025 гг.), цены на нефть Urals и нефтяную корзину ОПЕК для выявления корреляций и средних значений в кризисные периоды.

Результаты исследований

Анализ результатов исследований показал, что в периоды падения цен на нефть (2014–2016 и 2020 гг.) наблюдалась устойчивая тенденция к сокращению разведочного бурения: с 75 км/мес. в 2022 году до 46 км/мес. в начале 2025 г.¹ Одновременно повышалась доля горизонтального бурения с 11 % в 2010 году до прогнозируемых 95 % к концу 2030-го [1, 2].

География освоения смещается от Западной Сибири к Восточной Сибири и Арктике: в 2020 году «Роснефть» запустила проект «Восток Ойл» на Таймыре несмотря на кризис².

¹ Российский рынок бурения нефтяных скважин: текущее состояние и сценарии развития до 2032 года [Электронный ресурс]. RPI Consulting. 2025. URL: <https://rpi-consult.ru/reports/dobycha-nefti-i-gaza/rossiyskiy-rynok-burenija-2025/> (дата обращения: 26.11.2025).

² Чем запомнился отрасли 2020 г.: глазами Neftegaz.RU [Электронный ресурс] // Нефтегаз.РУ. 2020. 31 декабря. URL: <https://neftegaz.ru/news/newsneftegaz/657731-chem-zapomnilsya-otrasli-2020-g-glazami-neftegaz-ru/> (дата обращения: 09.10.2025)

Внедрены инновационные практики, такие как строительство «незаконченных скважин», позволяющих быстро реагировать на рост цен³. Государственная поддержка через налог на добавленную стоимость (НДД) и льготы по НДС компенсирует высокие издержки на трудноизвлекаемые запасы⁴.

Согласно международным оценкам, пандемия COVID-19 и ценовая война Россия – Саудовская Аравия усилили волатильность, приведя к временному снижению добычи нетрадиционной нефти на 15–20 % в глобальном масштабе и с аналогичными эффектами в России.

Количественный анализ динамики добычи и цен

На основе данных по добыче нефти в России, согласно Cbonds.ru (ежемесячно, 2005–2025 гг.), выявлено, что средняя добыча за период составила 9 848 тыс. т, с минимумом 8 592 тыс. т (2016 г.) и максимумом 10 832 тыс. т (2021 г.)⁵. В период кризиса 2014–2016 годов средняя добыча снизилась до 10 304 тыс. т (на 5 % по сравнению с предкризисным уровнем), а в 2020 году – до 9 427 тыс. т (падение – на 8,4 % к 2019 г.), что соответствует сокращению на 2,5 млн баррель в сутки в рамках ОПЕК+ [3]. Несмотря на санкции, к 2025 году добыча восстановилась до среднего уровня 9 808 тыс. т благодаря фокусу на трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ) в Восточной Сибири.

Цены на Urals в 2025 году составили в среднем 62 доллара за баррель (диапазон – 59–66 долларов)⁶, что на 10 % ниже среднего по ОПЕК (70 долларов), подчеркивая дисконт из-за геополитики. Корреляция между добычей и ценами Urals – слабая ($r \approx 0,2$ за доступный период), что указывает на буферные механизмы (госсубсидии, импортозамещение).

Реакция российской нефтегазовой отрасли на ценовые шоки 2014–2016 годов и 2020 года

Период 2014–2016 годов стал для российской нефтегазовой отрасли временем серьезных испытаний. Падение мировых цен на нефть с уровня около 110 долларов за баррель до диапазона 45–55 долларов и обесценивание рубля оказали мощное макроэкономическое давление [4]. Экономическая зависимость от цен на нефть проявилась через курс валюты: анализ временных рядов показал наличие значимого влияния курса рубля к доллару США на инфляцию в России. Это в свою очередь напрямую затронуло операционные расходы компаний. Себестоимость добычи нефти выросла с 7 420,5 рубля за тонну в I квартале 2013 года до 13 406,4 рубля в II квартале 2018 года [5]. Однако при цене на нефть ниже 50 долларов за баррель (как это было в первом кластере исследуемого периода) макроэкономическое давление возрастало, что вынуждало компании пересматривать инвестиционные программы.

³ Российский рынок бурения нефтяных скважин: текущее состояние и сценарии развития до 2030 года [Электронный ресурс] // RPI Consulting. 2021. Апрель. URL: <https://rpi-consult.ru/reports/dobycha-nefti-i-gaza/burenie+21/> (дата обращения: 09.10.2025)

⁴ Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья: федеральный закон от 19.07.2018 № 199-ФЗ (ред. от 28.12.2022) // КонсультантПлюс. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_302592/ (дата обращения: 26.11.2025)

⁵ Добыча нефти в России [Электронный ресурс] // Cbonds.ru. URL: <https://cbonds.ru/indexes/51285/> (дата обращения: 09.10.2025).

⁶ Нефть Urals | 2012–2025. Данные [Электронный ресурс] // Cbonds.ru. URL: <https://cbonds.ru/indexes/urals-crude-oil/> (дата обращения: 09.10.2025)

На операционном уровне это выражалось в сокращении объемов бурения. Общий объем проходки в 2014 году сократился на 4,1 % по сравнению с 2013 годом.⁷ Инвестиции в нефтедобычу за 2014–2016 года снизились на 45 % [6]. В ответ на падение спроса и цен в рамках соглашения ОПЕК+ Россия сократила добычу на 2,5 млн баррелей в сутки с мая 2020 года. Компании были вынуждены применять жесткие меры по сокращению капитальных затрат. Например, средняя капиталоемкость добычных проектов в России за 2014–2016 года снизилась на 30 %. Крупнейшие независимые нефтегазовые компании сократили расходы на 20–25 % уже в 2015 году по сравнению с 2014-м. Такие игроки, как Ossidental Petroleum, сократили дивиденды на 86 % и снизили капитальные затраты с 5,3 до 3,6 млрд долларов. Акции компаний, таких как Apache, упали с 60 долларов в январе 2015 года до менее чем 8 долларов.

Несмотря на общее сокращение активности, именно этот период стал катализатором технологической модернизации. Увеличение стоимости бурения, которое растет с лагом в 6 кварталов после роста цен, заставило компании искать пути повышения эффективности [1, 7]. Быстрый рост доли горизонтального бурения стал одной из главных реакций на кризис. Если в 2010 году доля горизонтальных скважин в эксплуатационном бурении составляла 11 %, то к 2017 году она достигла 41 % [2, 8]. Этот переход был продиктован необходимостью извлекать больше нефти из каждой новой скважины для компенсации снижения общего объема работ. Параллельно усилилась работа по импортозамещению, которая ранее была признана приоритетной. Санкции, введенные США в 2014 году, ограничивали доступ к технологиям гидроразрыва пласта (ГРП) для разработки сланцевых отложений, что стало дополнительным стимулом для развития отечественных решений.

Ситуация в 2020 году повторила многие черты предыдущих кризисов, но с уникальными особенностями. Цены на нефть достигли отрицательных значений к 20 апреля 2020 года на фоне пандемии COVID-19 и ценового противостояния между Россией и Саудовской Аравией [3]. Добыча нефти в России сократилась на 8,4 % в 2020 году по сравнению с 2019 годом, достигнув 514 млн тонн [3]. Все крупные российские нефтяные компании сократили объемы производства. Однако в отличие от 2014–2016 годов, когда сокращение бурения было массовым, в 2020 году некоторые компании продолжили реализацию долгосрочных проектов.

Например, «Роснефть» начала эксплуатационное бурение в мае 2020 года в рамках проекта «Восток Ойл» на Таймыре, включая Ванкорский кластер. Это свидетельствует о более зрелой и стратегически ориентированной модели принятия решений. Кроме того, в условиях беспрецедентного падения цен была предложена инновационная концепция строительства незаконченных скважин («пеньков»), которые можно быстро завершить при росте цен, сокращая срок вывода в эксплуатацию с нескольких лет до нескольких месяцев. Эта идея стала прямым следствием необходимости минимизировать

издержки и сохранить гибкость в условиях высокой неопределенности.

Таким образом, оба кризиса продемонстрировали способность российской отрасли адаптироваться, но с разными акцентами: 2014–2016 года стали периодом жесткой экономии и технологического скачка, а 2020 год – периодом внедрения инновационных моделей управления рисками.

Изменение портрета геологоразведочных работ и освоения месторождений

Ценовая волатильность напрямую трансформирует портрет геологоразведочных работ (ГРП) и выбор месторождений для освоения в России. При падении цен на нефть стратегия меняется с фундамента: компаниям приходится переходить от поиска новых, потенциально больших, но и более сложных и дорогих залежей к фокусировке на поддержании текущей добычи на уже известных и более простых объектах. Этот процесс очевиден на примере динамики объемов и направлений работ.

Одним из наиболее ярких индикаторов этой трансформации является динамика геологоразведочного (разведочного) бурения. После падения цен в 2014 году наблюдался резкий скачок этого вида работ. В 2013 году объем проходки в разведочном бурении составлял около 750 тыс. м, но в 2014-м он начал расти, а в 2015-м вновь сократился. В 2016 году разведочное бурение снова выросло на 6,1 % и достигло 910 тыс. м. Этот рост объяснялся не поиском новых территорий, а необходимостью детально изучить участки внутри лицензионных площадей, чтобы найти наиболее рентабельные зоны для дальнейшей разработки методом горизонтального бурения.

Этот тренд сохранился и в более поздний период: в январе-феврале 2025 года среднемесячный объем разведочного бурения составил 46 км, что значительно ниже показателей довоенного времени (75 км в аналогичный период 2022 г.). Снижение активности в разведке свидетельствует о том, что финансирование теперь направлено в первую очередь на эксплуатационное бурение, а не на открытие новых залежей. По оценкам, Россия добывает около 95 % нефти и конденсата на месторождениях, открытых еще в советское время⁸.

Выбор географии освоения также кардинально меняется. При высоких ценах компании могут позволить себе работать на самых сложных и дорогих площадках, таких как Арктика или глубоководный шельф. Однако при низких ценах деятельность смещается в регионы с лучшими экономическими условиями и более развитой инфраструктурой. В 2016 году, например, активность в бурении наблюдалась в новых регионах, таких как Восточная Сибирь (Юрубчено-Тохомская зона) и Тимано-Печорский регион. Эти регионы, несмотря на географическую удаленность и суровые климатические условия, предлагали более привлекательные экономические параметры по сравнению с такими проектами, как Арктика. Рентабельность добычи на арктическом шельфе возможна только при ценах на нефть 100–120 долларов за баррель, что делает проекты нерентабельными при низких ценах [5]. Это объясняет, почему такие гигантские проекты, как «Шток-

⁷ Российский рынок бурения нефтяных скважин: текущее состояние и сценарии развития до 2032 года [Электронный ресурс] // RPI Consulting. 2025. Апрель. URL: <https://rpi-consult.ru/reports/dobycha-nefti-i-gaza/rossiyskiy-rynok-bureniya-2025/> (дата обращения: 26.11.2025).

⁸ Россия наращивает объемы бурения нефтяных скважин. Ждём проблем? [Электронный ресурс] // Нефтегаз.РУ. 2024. 10 января. URL: <https://neftegaz.ru/news/drill/811026-rossiya-narashchivaet-obemy-bureniya-neftnyanykh-skvazhin-zhdem-problem/> (дата обращения: 26.11.2025).

мановское», «Ленинградское» и «Русановское», остаются в долгосрочной перспективе.

Даже в рамках одного региона наблюдается смещение фокуса. В Западной Сибири, где сосредоточено около 90 % объема эксплуатационного бурения⁹, компании фокусируются на освоении наиболее продуктивных пластов, используя передовые технологии. Например, в ХМАО в 2023 году добыча снизилась на 3,2 %, что указывает на истощение основных залежей и необходимость интенсификации работ на старых площадях. В то же время при наличии высоких цен и государственной поддержки, новые регионы становятся центрами роста. Проект «Восток Ойл» на Таймыре, запущенный «Роснефтью», является ярким примером такого стратегического шага, сделанного даже в условиях кризиса 2020 года. Открытие крупных газовых месторождений в Арктике в 2020 году, таких как Маршала Жукова и Маршала Рокоссовского, также говорит о продолжающихся исследованиях в этом регионе, хотя их коммерческое освоение будет зависеть от будущих цен.

Таким образом, география деятельности постоянно адаптируется: от широкого поиска в периоды роста цен к целенаправленному освоению наиболее перспективных и рентабельных участков в периоды спада.

Технологический выбор и роль маркшейдерской службы в адаптации к рыночной нестабильности

В условиях волатильности цен на нефть технологический выбор становится не просто вопросом технической эффективности, а ключевым элементом стратегии выживания и рентабельности. Российская нефтегазовая отрасль, столкнувшись с ценовыми шоками и санкционным давлением, была вынуждена провести масштабную технологическую адаптацию, сфокусировавшись на повышении производительности и снижении издержек [9]

Центральным технологическим трендом, усилившимся в периоды низких цен, стал переход на горизонтальное бурение. Этот метод позволяет значительно увеличить площадь контакта с продуктивным пластом, тем самым повысить дебит скважины и общую эффективность разработки. В период с 2010 по 2017 год доля горизонтальных скважин в общем объеме эксплуатационного бурения в России выросла с 11 до 41 %. Этот рост был неслучайным: вызван необходимостью получать максимальный эффект от каждого доллара, вложенного в бурение. В 2016 году доля горизонтального бурения составляла 33,5 %, а к 2020-му достигла 50 %. Прогнозируется, что к концу 2020-х годов эта доля достигнет 95 %¹⁰. Эта тенденция подтверждает, что при ограниченном бюджете на бурение компании выбирают наиболее эффективный способ максимизации добычи. В Западной Сибири, где сосредоточено подавляющее большинство скважин, доля горизонтальных скважин уже составляет около 80 %.

⁹ Нефтегазовая отрасль в 2023–2024 гг. Анализ изменения состояния на примере крупнейших в мире публичных нефтегазовых компаний [Электронный ресурс] // Neftegaz.RU. 2025. № 4. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/885325-neftegazovaya-otrasl-v-2023-2024-gg-analiz-izmeneniya-sostoyaniya-na-primerekрупнейshikh-v-mire-pub/> (дата обращения: 26.11.2025).

¹⁰ Россия наращивает объёмы бурения нефтяных скважин. Ждём проблем? [Электронный ресурс] // Нефтегаз.РУ. 2024. 10 января. URL: <https://neftegaz.ru/news/drill/811026-rossiya-narashchivaet-obemy-bureniya-neftyanykh-skvazhin-zhdem-problem/> (дата обращения: 26.11.2025).

Санкционное давление, начавшееся в 2014 году, стало мощным катализатором для локализации технологий и импортозамещения [5, 6]. Запреты на поставку американских технологий для разработки бажендовской свиты и последующие ограничения со стороны ЕС и США заставили компании искать отечественные аналоги. Это привело к замене импортных систем на российские аналоги, например, роторных управляемых систем на телесистемы и винтовые забойные двигатели, а также использованию отечественных PDC-долот. Хотя эксперты отмечают, что полный отказ от импортных компонентов может привести к снижению эффективности (например, сокращению количества стадий ГРП и длины горизонтальных стволов), сам факт такой переориентации демонстрирует способность отрасли к быстрой адаптации. Министерство промышленности и торговли определило приоритеты импортозамещения, включая ГРП, наклонно-направленное бурение и шельфовые технологии. Ключевыми поставщиками оборудования стали российские заводы, такие как УРБО (филиал ООО «Уралмаш НГО Холдинг») и Трубная металлургическая компания.

Роль маркшейдерской и геологической службы в этом процессе стала еще более критичной. Их задача заключается не только в точном позиционировании скважин, но и в обеспечении максимальной эффективности бурения в рамках заданных бюджетов. Переход на горизонтальное бурение требует высочайшей точности позиционирования для гарантированного попадания в тонкий продуктивный пласт. Любая неточность здесь приводит к значительным потерям добычи и рентабельности. Поэтому технологии, такие как ГТИ с системой «умного бурения» и дистанционным управлением, внедренные компанией «Газпром бурение», позволяют получать дополнительные объемы добычи и повышать эффективность работы. Эти системы позволяют в реальном времени корректировать траекторию скважины, минимизируя риски и максимизируя контакт с пластом.

Аналитические данные подтверждают важность этих служб. Исследования показывают наличие значимых временных лагов в реакции буровой активности на цены на нефть, причем реакция более быстрая при снижении активности [1, 7]. Это означает, что решения, принимаемые сегодня, основаны на прогнозах, а не на текущей цене. Именно маркшейдеры и геологи обеспечивают эту точность и прогнозируемость. Они используют современные методы интерпретации сейсморазведочных данных, геофизических исследований скважин и геостатистического моделирования для создания детальных трехмерных моделей залежей. Это позволяет не только выбрать оптимальное расположение скважин, но и спрогнозировать их производительность, что крайне важно при ограниченных инвестиционных ресурсах.

Таким образом, в периоды нестабильности роль этих служб смещается от чисто технической к стратегической: они становятся ключевыми аналитиками, помогающими компании принимать решения о том, какие участки залежей являются наиболее рентабельными для освоения в конкретных рыночных условиях.

Экономическая целесообразность и геотехнологические решения в контексте санкций

Экономическая целесообразность и геотехнологические решения в российской нефтегазовой отрасли находятся в сложной взаимосвязи, где внешние факторы, в первую оче-

редь санкции, играют роль доминирующего катализатора. Стремление к максимальной рентабельности, усиленное необходимостью преодолевать технологическое эмбарго, привело к формированию уникальной модели освоения трудноизвлекаемых запасов, основанной на сочетании технологической адаптации и государственной поддержки.

Основополагающим фактором, определяющим экономику любой добычи, является себестоимость. Для российских компаний она остается относительно невысокой. Себестоимость добычи в России оценивается в 3–5 долларов за баррель без учета транспортировки и налогов, а с учетом всех затрат для месторождений Западной Сибири – до 15–20 долларов за баррель [5]. Отмечается, что российские нефтедобытчики могут работать при ценах на нефть 60–70 долларов за баррель, поскольку их критический уровень рентабельности находится на отметке 30–40 долларов за баррель [8]. Это делает их значительно более устойчивыми к ценовым шокам по сравнению, например, с американскими производителями сланцевой нефти, где точка безубыточности находится на уровне 69 долларов за баррель. Однако это преимущество частично нивелируется санкциями, которые заставляют нести дополнительные издержки на импортозамещение и логистику [10].

Санкции стали главным стимулом для технологической адаптации. Ограничения на доступ к передовым зарубежным технологиям, особенно в области многостадийного гидроразрыва пласта для разработки сланцевых отложений типа баженовской свиты, вынудили отрасль создавать собственные решения. Вице-премьер Дмитрий Новак отметил снижение импортозависимости отрасли с 67 до 38 % за последние годы¹¹. Компании активно развивают собственные технологии для освоения ТРИЗ, включая многостадийный ГРП, который может включать более 60 стадий. Эта локализация является стратегической инвестицией, целью которой является достижение самообеспечения и снижение зависимости от внешних поставщиков.

Государство играет ключевую роль в поддержании экономической целесообразности освоения ТРИЗ и Арктики. Эти регионы характеризуются высокими затратами и сложными условиями, что делает их освоение нерентабельным без специальных мер. Введение налогового режима НДД и льгот по налогу на добычу полезных ископаемых с 2015 года было направлено на стимулирование добычи на низкорентабельных месторождениях. Эти механизмы частично компенсируют высокие издержки и позволяют проектам быть экономически жизнеспособными при более низких ценах. Без такой поддержки, по мнению экспертов, освоение ТРИЗ и Арктики стало бы нерентабельным¹².

Таким образом, экономическая модель освоения ТРИЗ в России представляет собой трехстороннее взаимодействие:

1. Низкая базовая себестоимость, которая обеспечивает конкурентное преимущество на рынке.
2. Высокие затраты на ТРИЗ и Арктику через необходи-

¹¹ Россия наращивает темпы бурения нефтяных скважин быстрее, чем за последние 5 лет [Электронный ресурс] // Себряковский механический завод. 2025. 15 июля. URL: <https://sebyakov.ru/news/145/> (дата обращения: 26.11.2025).

¹² Инвестиционная активность в добыче нефти и газа [Электронный ресурс] // PRCS. URL: <https://prcs.ru/reviews/investicionnayaaktivnost-v-dobyche-nefti-i-gaza/> (дата обращения: 09.10.2025).

мость применения сложных технологий и работы в суровых условиях.

3. Государственная поддержка через фискальные стимулы (НДД, льготы по НДС), которые компенсируют часть издержек и делают проекты рентабельными. Эта модель позволяет отрасли продолжать работать над освоением сложных залежей даже при ценовой волатильности.

Однако она также создает риски.

Во-первых, зависимость от импортозамещения может приводить к потере эффективности и снижению продуктивности скважин.

Во-вторых, полная переориентация на внутренние рынки и технологии ограничивает доступ к мировым инновациям и может замедлить долгосрочный технологический прогресс.

В-третьих, полный отказ от геологоразведки в пользу интенсификации старых месторождений создает риск дефицита запасов в будущем, когда потребуется их замена, что может произойти примерно с 2035 года.

Таким образом, экономическая целесообразность и геотехнологические решения формируют сложную картину, где краткосрочные стратегии адаптации должны гармонизироваться с долгосрочными интересами отрасли.

Обсуждение результатов

1. Полученные результаты подтверждают гипотезу о формировании новой модели устойчивости, основанной на трех китах: низкой базовой себестоимости, технологическом суверенитете и фискальной поддержке. Однако выявлены серьезные риски. Хроническое недофинансирование геологоразведки создает угрозу дефицита запасов после 2035 года. Санкции ускоряют импортозамещение, но могут снижать эффективность: отечественные аналоги ГРП пока уступают зарубежным по числу стадий и длине стволов [8].

2. Роль геологических служб возрастает, они становятся центрами аналитики, обеспечивающими точность попадания в пласт. Эмпирические данные подтверждают: падение добычи в 2020 году на 8,4 % коррелирует с ценами ниже 50 долларов, но восстановление к 2025 году (до 9 808 тыс. т) иллюстрирует эффективность адаптации через горизонтальное бурение и госльготы. В условиях низких цен Urals (\$62 в 2025 г.) фокус на ТРИЗ в Арктике (рентабельность при >\$100) требует осторожности, но проекты вроде «Восток Ойл» демонстрируют стратегическую устойчивость.

3. Технологический выбор и роль маркшейдерской службы в адаптации к рыночной нестабильности. В условиях волатильности цен на нефть технологический выбор становится не просто вопросом технической эффективности, а ключевым элементом стратегии выживания и рентабельности. Российская нефтегазовая отрасль, столкнувшись с ценовыми шоками и санкционным давлением, была вынуждена провести масштабную технологическую адаптацию, сфокусировавшись на повышении производительности и снижении издержек.

4. Центральным технологическим трендом, усилившимся в периоды низких цен, стал переход на горизонтальное бурение. Этот метод позволяет значительно увеличить площадь контакта с продуктивным пластом, тем самым повысить дебит скважины и общую эффективность разработки. В период с 2010 по 2017 год доля горизонтальных скважин в общем объеме эксплуатационного бурения в России выросла с 11 до 41 %. Этот рост был неслучайным: вызван необходимостью

получать максимальный эффект от каждого доллара, вложенного в бурение. В 2016 году доля горизонтального бурения составляла 33,5 %, а к 2020-му достигла 50 %. Прогнозируется, что к концу 2020-х годов эта доля достигнет 95 %. Эта тенденция подтверждает, что при ограниченном бюджете на бурение компании выбирают наиболее эффективный способ максимизации добычи. В Западной Сибири, где сосредоточено 90 % бурения, этот тренд усиливает интенсификацию старых месторождений.

Ограничения исследования

Анализ ограничен доступными публичными данными, что может не отражать конфиденциальную информацию компаний. Модели GARCH предполагают стационарность, но геополитические шоки вводят нелинейности, требующие дополнительных эмпирических тестов. Данные по ценам 2025 года – частичны, что ограничивает корреляционный анализ.

Предложения по направлению будущих исследований

Рекомендуется разработка интегрированных моделей, учитывающих климатические риски и переход к зеленой энергии, с фокусом на симуляцию сценариев для Арктики. Дополнительно – эмпирический анализ влияния НДД на рентабельность ТРИЗ при волатильности >30 %.

Заключение

1. Российская нефтегазовая отрасль успешно адаптировалась к волатильности через технологическую модернизацию, гибкое управление проектами и активное использование государственных инструментов поддержки.

2. Однако устойчивость этой модели в долгосрочной перспективе зависит от возобновления геологоразведочных работ, дальнейшего развития отечественных технологий и баланса между краткосрочной рентабельностью и стратеги-

ческой обеспеченностью запасами. Без этих мер к 2035 году страна может столкнуться с системным дефицитом добычи, что потребует радикальной перестройки энергетической стратегии.

3. Данные 2025 года подтверждают частичное восстановление, но подчеркивают необходимость инвестиций в разведку для минимизации рисков.

Выводы

1. В статье на основе анализа динамики добычи, бурения и инвестиций за 2005–2025 годы доказано, что российская нефтегазовая отрасль сформировала устойчивую модель адаптации к ценовой волатильности, сочетающую резкое сокращение геологоразведки в периоды низких цен, массовый переход на горизонтальное бурение, смещение активности в новые регионы (Восточная Сибирь, Арктика), ускоренное импортозамещение технологий и использование гибких инструментов управления проектами при активной государственной фискальной поддержке.

2. Вместе с тем выявлены системные риски текущей модели: хроническое недофинансирование поиска новых запасов (95 % добычи по-прежнему обеспечивается месторождениями советского периода) и сохраняющееся технологическое отставание в многостадийном ГРП, что уже в среднесрочной перспективе (после 2035 г.) может привести к дефициту воспроизводства ресурсной базы при сохранении сегодняшних приоритетов финансирования.

3. Результаты исследований могут быть полезными при разработке долгосрочной стратегии ресурсного обеспечения страны, корректировке налогового режима, планировании импортозамещения технологий и определении приоритетных направлений финансирования геологоразведки для нефтяных компаний, профильных министерств и органов государственной власти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Ringlund G.B., Rosendahl K.E., Skjerpen T. Does oilrig activity react to oil price changes? An empirical investigation. *Energy Economics*. 2008; 30 (2): 371-396. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.06.002>.
2. Osmundsen P., Roll K.H., Tveterås R. Drilling decisions and oil prices: The role of experience *Energy Economics*. 2020; 90: 104854. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104854>.
3. Герасимчук З.В., Синицын И.Б., Ктыря А.Г. Нефтяной кризис 2020 года: причины, последствия и пути решения. *Экономика и бизнес: теория и практика*. 2022; 5-1: 168-172. <https://doi.org/10.24411/2411-0450-2022-05-01-13>.
Gerasimchuk Z.V., Sinitsyn I.B., Ktryan A.G. The 2020 Oil Crisis: Causes, Consequences and Solutions. *Economics and Business: Theory and Practice*. 2022; 5-1: 168-172. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/2411-0450-2022-05-01-13>.
4. Колпаков А.Ю. Возможные траектории динамики мировой цены на нефть = Possible trajectories of world oil price dynamics. *Экономика и бизнес: теория и практика*. 2016; 10: 112-119. <https://doi.org/10.24411/2411-0450-2016-00123>.
Kolpakov A.Y. Possible Trajectories of World Oil Price Dynamics. *Economics and Business: Theory and Practice*. 2016; 10: 112-119. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/2411-0450-2016-00123>.
5. Toews G., Naumov A. The relationship between oil price and costs in the oil and gas industry. *The Energy Journal*. 2015; 36 (4): 137-162. <https://doi.org/10.5547/01956574.36.S11.gtoe>.
6. Mauritzen J. The effect of oil prices on offshore production: Evidence from the Norwegian Continental Shelf. *Energy Economics*. 2021; 97: 105190. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105190>.
7. Khalifa A.A., Caporin M., Hammoudeh S. The relationship between oil prices and rig counts: The importance of lags. *Energy Economics*. 2017; 63 213-226. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.01.015>.
8. Mohn K. The declining option value of oil companies' upstream assets: A real options approach. *Energy Strategy Reviews*. 2021; 38: 100717. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100717>.
9. Кокорев А.С. Влияние внешнеэкономических санкций 2022 года на развитие регионов России. *Культура и безопасность*. 2022; 2: 19-23. <https://doi.org/10.25257/KB.2022.2.19-23>.
Kokorev A.S. Impact of 2022 Foreign Economic Sanctions on the Development of Russian Regions. *Culture and Security*. 2022; 2: 19-23. (In Russ.) <https://doi.org/10.25257/KB.2022.2.19-23>.
10. Дегтярев К.Ю. Снижение эффективности санкций: анализ влияния санкционных ограничений 2022–2024 гг. *Государственное управление. Электронный вестник*. 2025; 108: 27-36. <https://doi.org/10.55959/MSU2070-1381-108-2025-27-36>.

Degtyarev K.Y. Declining Effectiveness of Sanctions: Analysis of the Impact of Sanction Restrictions 2022–2024. Public Administration. *Electronic Bulletin*. 2025; 108: 27-36. (In Russ.). <https://doi.org/10.55959/MSU2070-1381-108-2025-27-36>.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

Виктор Сергеевич Павловский –
аспирант, аналитик товарных рынков, Санкт-Петербургский государственный экономический университет; Акционерное общество «Сбондс.ру», 196006, г. Санкт-Петербург; Российская Федерация; e-mail: senior.poplavskii@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0002-2709-3107>

ABOUT THE AUTHOR

Victor S. Poplavsky –
PhD Candidate, Commodity Markets Analyst, Saint Petersburg State University of Economics, Cbonds.ru JSC, 196006, St. Petersburg, Russian Federation; e-mail: senior.poplavskii@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0002-2709-3107>