



**БЕРЛИНСКИЙ ЦЕНТР КАРНЕГИ  
ПО ИЗУЧЕНИЮ РОССИИ И ЕВРАЗИИ**

**АПРЕЛЬ 2026**

---

Влияние России в мире: сценарии будущего

---

# **Выгоды инерции. Что ждет российскую нефтедобычу до 2035 года**

Сергей Вакуленко



# Выгоды инерции. Что ждет российскую нефтедобычу до 2035 года

Сергей Вакуленко

Апрель 2026

Фонд Карнеги за международный мир

В условиях сложного, стремительно меняющегося и все более конкурентного мира Фонд Карнеги вырабатывает стратегические подходы, содействует дипломатии и готовит новое поколение международных экспертов, способных решать наиболее острые глобальные проблемы и способствовать укреплению мира. Фонд Карнеги, объединяющий более 170 специалистов в двух десятках стран, известен своим независимым анализом ключевых мировых проблем и глубоким пониманием реалий в разных регионах мира.

© 2026. Фонд Карнеги за международный мир. Все права защищены.

Фонд Карнеги как организация не занимает никакую позицию по общественно-политическим вопросам. В публикации отражены личные взгляды автора, которые не должны рассматриваться как точка зрения Фонда, его персонала или Совета попечителей.

Никакая часть данной публикации не может быть воспроизведена или передана в какой бы то ни было форме без письменного разрешения Фонда Карнеги за международный мир или Берлинского центра Карнеги по изучению России и Евразии. За разрешением можно обратиться по следующим адресам:

Carnegie Endowment for International Peace  
Publications Department  
1779 Massachusetts Avenue NW  
Washington, DC 20036  
P: + 1 202 483 7600  
pubs@ceip.org  
CarnegieEndowment.org

Carnegie Russia Eurasia Center  
Pariser Platz 4a  
10117 Berlin, Germany  
CarnegieRussiaEurasiaCenter@ceip.org  
CarnegieEndowment.org/ru/russia-eurasia

Эта публикация может быть бесплатно загружена с сайта  
CarnegieEndowment.org/ru/russia-eurasia

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>Введение</b>	<b>1</b>
<b>Как нефтяная выручка делится между нефтяниками и государством?</b>	<b>2</b>
<b>Какова себестоимость добычи в России</b>	<b>6</b>
<b>Как российская нефтяная отрасль технологически соотносится с мировыми лидерами?</b>	<b>11</b>
<b>Почему же в конце 2025 года добыча начала снижаться?</b>	<b>14</b>
<b>Воронка проектов и ОПЕК+</b>	<b>15</b>
<b>Нефтегазовая стратегия-2050: испытание реальностью</b>	<b>18</b>
<b>Нефтяная колея</b>	<b>21</b>
<b>Какие еще сценарии возможны?</b>	<b>23</b>
<b>Что сценарий управляемого спада добычи будет означать для российской экономики и мировой нефтяной отрасли?</b>	<b>25</b>
<b>Примечания</b>	<b>28</b>



## Об авторе

**Сергей Вакуленко** — старший научный сотрудник Берлинского центра Карнеги по изучению России и Евразии. Он имеет многолетний опыт работы в ведущих нефтегазовых и консалтинговых компаниях, включая Cambridge Energy Research Associates и Royal Dutch Shell. До февраля 2022 года Вакуленко возглавлял департамент стратегии и инноваций ПАО «Газпром нефть».

## Берлинский центр Карнеги по изучению России и Евразии

Берлинский центр Карнеги объединяет ведущих мировых экспертов по России и странам региона. Исследователи Центра и его медиаплатформа Carnegie Politika предлагают уникальную независимую аналитику ключевых событий в регионе, включая последствия полномасштабного вторжения России в Украину.

## Влияние России в мире: сценарии будущего

Проект Фонда Карнеги «Влияние России в мире: сценарии будущего» посвящен анализу того, как вторжение России в Украину, усиление внутренних репрессий в РФ и другие геополитические изменения повлияли на будущие позиции Москвы.

Опираясь на огромный опыт исследований региона, эксперты Фонда Карнеги из Вашингтона, Берлина, Брюсселя и Киева изучат последствия российской политики в военной, энергетической, технологической и других сферах в ближайшие десять лет и оценят, как страны Запада могут отреагировать на действия Кремля.

## Введение

С началом войны в Иране и закрытием Ормузского пролива цены на нефть взлетели до трехзначных значений, что облегчает положение государственных финансов и нефтяной отрасли России, которым к февралю 2026 года стало приходиться откровенно непросто. Неизвестно, насколько продолжительным окажется этот неожиданный кризис. Но это временная передышка, лишь маскирующая фундаментальные проблемы российского нефтяного сектора, слишком долго остающиеся без внимания.

После постсоветского спада добыча нефти в России стабильно росла с 1996 по 2016 год, до момента, когда страна объединилась с другими ведущими производителями нефти и создала механизм, ныне известный как [ОПЕК+](#). После этого уровни добычи не следовали простой линейной траектории сначала из-за необходимости сокращать или хотя бы не наращивать добычу для поддержания нефтяных цен, упавших вследствие сланцевой революции в США, потом из-за пандемии COVID-19 и других факторов, сдерживающих мировую экономику.<sup>1</sup> Россия в целом [следовала](#) своей квоте, за исключением 2022 года, когда ей пришлось искать новые рынки. В то время на фоне европейского эмбарго, введенного в ответ на полномасштабное вторжение в Украину, Москва перенастраивала экспортные потоки с Европы на Азию. Но с конца 2025 года тренд изменился — квота растет, а добыча в России снижается, так что разрыв между квотой и фактическим уровнем добычи увеличивается. Это происходило на фоне крайне низких официальных цен на российскую нефть, [приближающихся](#) к уровням кризисных лет — 2009-го (\$41,27 в январе), 2016-го (\$40,2 в среднем за год) и 2020-го (\$40,17 в среднем за год).

В связи с этим возникает два вопроса. Не связано ли падение добычи с тем, что при ценах конца 2025 — начала 2026 года эксплуатирование части российских месторождений становится нерентабельным? Иными словами, не нащупана ли точка безубыточности российской нефтедобычи в условиях военизированной экономики и какова эта точка? Второй вопрос: как с учетом этих обстоятельств выглядят долгосрочные перспективы российской нефтедобычи?

Сразу отметим, что падение нефтедобычи в России в декабре 2025 — январе 2026 года почти наверняка было вызвано чрезвычайными обстоятельствами, а не стало симптомом глубокого системного кризиса. Причиной, видимо, была [остановка добычи](#) на кластере офшорных месторождений компании «Лукойл» в результате [атак украинских дронов](#) по трем добывающим платформам. В сумме они добывали более 200 тыс. баррелей в день, что примерно соответствует объему зафиксированного сокращения добычи. Тем не менее вопросы, возникшие в связи с этим сокращением, представляются важными и заслуживают исследования.

Часть резкого роста цен на нефть, вызванного войной с Ираном, может сохраниться и после окончания боевых действий. В краткосрочной перспективе такой рост принесет значительную дополнительную прибыль как российским нефтяным компаниям, так

и государству. Часть этой прибыли может быть направлена на увеличение расходов на бурение и связанный с этим кратковременный рост добычи. Однако это не изменит долгосрочные перспективы и фундаментальные характеристики российской нефтяной отрасли.

Поэтому в центре внимания данного анализа находятся факторы, формирующие долгосрочные тренды, включая: распределение нефтяных доходов между российским государством и нефтяными компаниями; себестоимость добычи нефти в России — как операционные издержки, так и затраты на поддержание уровней добычи; технические возможности российской нефтяной отрасли по сравнению с ее глобальными конкурентами.

И текущее состояние, и возможные будущие траектории российской нефтяной отрасли зависят от уже сложившегося пути развития. Поэтому в работе также рассматриваются обстоятельства, которые этот путь сформировали.

Ключевой вывод состоит в том, что добыча нефти в России в ближайшее время начнет снижаться — медленно, но устойчиво. Этот процесс будет относительно слабо зависеть от цен на нефть, которые, вероятно, будут в долгосрочной перспективе снижаться по мере перехода мира к низкоуглеродной энергетической системе. Российская добыча демонстрирует высокую устойчивость даже к значительным падениям цен: страна обладает геологическими ресурсами, технологиями, оборудованием и экспертизой, позволяющими поддерживать или даже увеличивать добычу. Однако сам спад обусловлен государственной политикой, инвестиционным климатом и ограничениями в рамках ОПЕК+, причинами, которые трудно быстро изменить.

## Как нефтяная выручка делится между нефтяниками и государством?

Получить ответы на вопросы о рентабельности российской нефтедобычи и ее долгосрочных перспективах невозможно без анализа налогообложения отрасли. Ставка налогов — предмет непрерывного перетягивания каната между нефтяной отраслью и государством, при этом это не игра с нулевой суммой. Чем большая доля нефтяной выручки достается нефтяникам, тем шире будет потенциально рентабельная ресурсная база, тем большее количество запасов нефти будет считаться коммерчески извлекаемым, тем выше будет операционный денежный поток компаний, тем больше у них будет денег на инвестиции, тем выше добыча в будущем, тем шире налоговая база и потенциально — выше налоговые поступления в будущем. С другой стороны, чем выше налоги прямо сейчас, тем проще государству сводить военный бюджет ближайшего года.

Доля нефтегазовых доходов в общем объеме бюджета в последние годы заметно сократилась, но нефтяные деньги остаются жизненно важными для государственных финансов. В 2011–2014 годах они [составляли](#) 50% доходов бюджета, в 2019-м — около 40%, в 2023–2024 гг. — 30%, а в 2025-м — [менее 23%](#).

С другой стороны, определенный размер денежного потока необходим нефтяным компаниям, чтобы поддерживать уровень добычи. Стоит замедлить темп капиталовложений, как добыча начнет падать. Такова природа нефтяной отрасли: скважины имеют свойство истощаться. Для оценки и перспектив добычи и перспектив государственных финансов важно понимать, в какой пропорции нефтяная выручка делится между ними. Кто и в какой мере пострадает, если цена российской нефти упадет еще сильнее?

Общая идея налоговой системы РФ была и во многом остается в том, чтобы изъять из нефтяной отрасли максимум природной ренты — дохода, который превышает нормальный возврат на инвестиции и образуется в результате роста цен на нефть. При этом Министерство финансов РФ традиционно не доверяло нефтяным компаниям и стремилось построить устойчивую к потенциальным злоупотреблениям и манипуляциям систему, в которой налоговая база вычислялась бы по независимо измеряемым рыночным и техническим параметрам, а не по прибыли и убыткам компаний, сообщаемым ими в своей финансовой отчетности. При таком подходе Минфин спокойно относился к тому, что из-за неоптимальности налоговой системы какие-то месторождения могли остаться неосвоенными, но крайне нервно реагировал на ситуации, при которых нефтяные компании могли бы заработать слишком много.

До начала 2010-х годов налоговая система российской нефтяной отрасли была крайне проста — по крайней мере для подавляющего объема нефти. При цене [выше 25 долларов за баррель](#) компании платили базовые 2,2 доллара за баррель и 22% с каждого доллара роста цены сверх 25 долларов в виде налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), а также базовые 4 доллара за баррель и 60% с каждого дополнительного доллара роста цены в виде экспортной пошлины. При экспорте нефтепродуктов пошлина составляла 66% от экспортной пошлины на нефть.

Такая структура изъятий, во-первых, обеспечивала низкие цены на внутреннем рынке нефтепродуктов: пошлина работает как клин между мировыми и внутренними ценами, передавая заметную долю природной ренты российским потребителям в натуральном виде через субсидированную цену нефтепродуктов. Во-вторых, эта структура налогов стимулировала нефтяные компании экспортировать не сырую нефть, а нефтепродукты. Таким образом, предельная налоговая ставка на добычу нефти составляла 82%, а для баррелей, прошедших через НПЗ, — 62%.

Эта система была рабочей, пока основная доля добычи приходилась на относительно молодые месторождения, освоенные еще во времена СССР и доставшиеся нефтяным компаниям в результате приватизации. В такой ситуации практически весь денежный поток от добычи действительно можно было рассматривать как ренту, подлежащую национализации.

Но к началу 2010-х советский задел оказался истощен. Те классы запасов и те залежи, которые ставили на баланс советские геологи, оказались по большей части выработаны. Добыча становилась все дороже. Продолжение разработки требовало новых капиталовложений, внедрения новых технологий, освоения новых месторождений и новых территорий. Ригидная налоговая система делала многие из этих проектов нерентабельными. Минфин осознавал необходимость настраивать налоговую систему, но был не готов к переходу на обложение прибыли, а не выручки, и сталкивался с классической неразрешимой проблемой асимметрии информации, будучи принципалом в отношениях с агентами — нефтяными компаниями.

Вот как ситуацию объяснял один из замминистров финансов той эпохи: «Налоговая система настраивалась на слух. Мы поднимали налоги под разными предложениями и разными методами, пока компании не начинали слишком уж громко стонать, потом снижали ставку, а потом снова потихоньку поднимали до следующих громких стонов».<sup>2</sup>

В итоге формула исчисления НДС превратилась в поле боя отраслевых лоббистов и специалистов Минфина, которые изыскивали источники дополнительных государственных доходов в кризисные годы. Формула обросла множеством коэффициентов и слагаемых, вычетов и «нашлепок». Соответствующая глава Налогового кодекса в какой-то момент, по выражению одного из чиновников Минфина, стала напоминать учебник нефтепромышленной геологии и технологии добычи.

Модернизация налоговой системы шла по двум направлениям. Во-первых, экспортная пошлина была полностью замещена НДС<sup>3</sup>. Во-вторых, осторожно и понемногу стало вводиться налогообложение финансового результата, а не выручки.

К концу 2010-х годов государство, убедившись в неадекватности старого подхода, стало вводить и расширять налог на дополнительный доход (НДД) — по сути, дополнительный налог на прибыль от нефтедобычи. Он довольно сложен и громоздок: для месторождений различных типов и на разных стадиях жизненного цикла применяются разные формулы. Иными словами, новый налог частично сохранил черты системы со сложным расчетом НДС. Кроме того, для месторождений, работающих по системе НДД, НДС все равно сохраняется, хотя и в половинном объеме.

Наконец, правительство установило «демперный механизм», призванный стабилизировать цены на внутреннем рынке моторного топлива. Технически он реализуется как ежемесячная корректировка (возврат или доплата) к НДС.

Эта сложная система затрудняет анализ экономики конкретных проектов нефтяной отрасли и расчет того, как выручка делится между государством и бизнесом по каждому из них. Анализ, подробно описанный ниже, позволяет вывести обобщенную формулу. В кратком виде: государство изымает 58,4% всей выручки сверх \$13,5 за баррель.

## Определение фактического уровня налогообложения и фискального распределения нефтяных доходов России

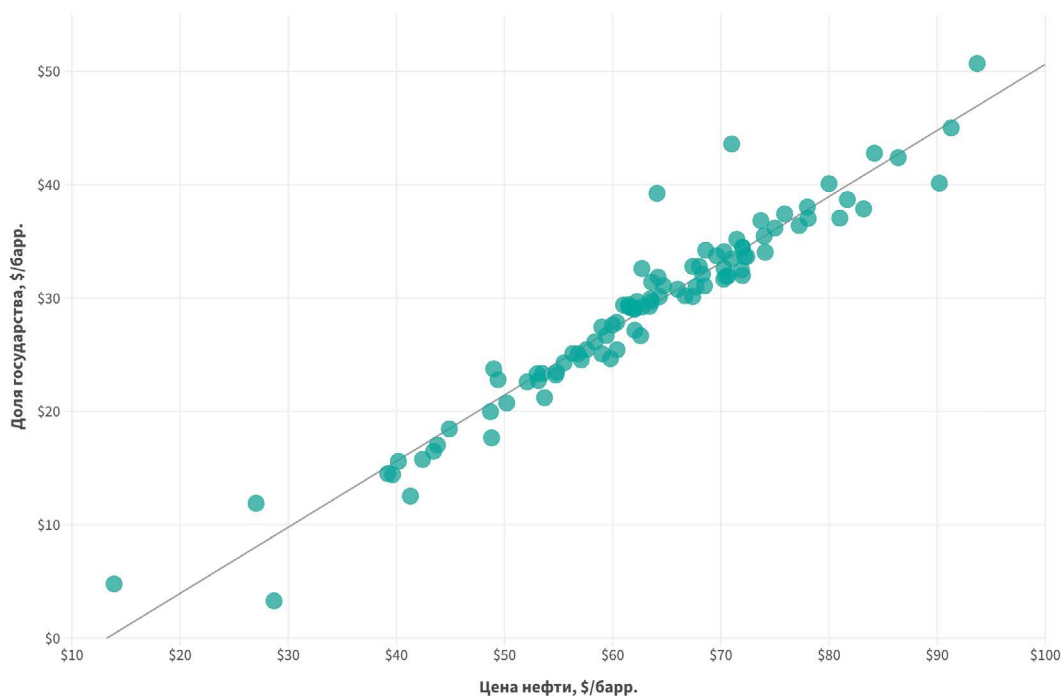
Благодаря [официальным публикациям](#) структуры нефтегазовых доходов с 2018 года можно вывести зависимость уровня налоговой нагрузки на российскую нефтедобычу от цен на нефть. В этот период значительно менялись объемы добычи, цены на нефть, курс рубля к доллару, что позволило исследовать эту зависимость в широком диапазоне ключевых значений.

Каждая точка на графике соответствует одному месяцу в период 2018–2025 годов, доля государства вычислена как сумма экспортной пошлины на нефть и нефтепродукты, НДС и приведенного НДС, деленная на объем добычи в соответствующем месяце.

С некоторыми округлениями эта формула выглядит как

$$T_{\text{upstream}} = 0.644 * (OP - 13.5)$$

**Рис. 1. Фискальный раздел нефтяной выручки РФ**



Источник: расчеты автора на основе данных Министерства финансов Российской Федерации, 5 марта 2026 г., [https://minfin.gov.ru/ru/statistics/fedbud/oil?id\\_57=122094-svedeniya\\_o\\_formirovanii\\_i\\_ispolzovanii\\_dopolnitelnykh\\_neftegazovykh\\_dokhodov\\_federalnogo\\_byudzheta\\_v\\_2018-2026\\_godakh](https://minfin.gov.ru/ru/statistics/fedbud/oil?id_57=122094-svedeniya_o_formirovanii_i_ispolzovanii_dopolnitelnykh_neftegazovykh_dokhodov_federalnogo_byudzheta_v_2018-2026_godakh).

где  $OP$  — это цена за баррель нефти Urals, а  $Upstream$  — доход государства с каждого барреля добытой нефти. С учетом субсидии нефтепереработке, полная формула фискального раздела выглядит как

$$T_{full} = 0.584 * (OP - 13.5)$$

где  $T_{full}$  — итоговый налоговый доход с усредненного барреля российской добычи. Реальная налоговая нагрузка меняется от компании к компании в зависимости от объема переработки нефти.

Существенные суммы вычета по демпферному механизму в расчете не учитываются, так как эти выплаты представляют собой субсидии российским потребителям нефтепродуктов.

Эти формулы хорошо работают в средних диапазонах цен на нефть (\$45–75 за баррель), но могут быть менее точны за их пределами. Они хорошо применимы для анализа отрасли в целом, но меньше подходят для оценки экономики конкретных проектов.

Таким образом, выяснив общую формулу налоговой нагрузки на отрасль на современном этапе, мы можем ответить и на поставленный в самом начале вопрос: сколько долларов с каждого барреля остается компаниям после уплаты налогов? При зафиксированной в декабре 2025 года цене нефти \$39,2 — самой низкой за последние годы — нефтяным компаниям достается около \$24 на баррель. Если добычные подразделения не будут покушаться на субсидии сегмента переработки, им должно доставаться \$22,65. Как будет справляться российский бюджет, получая всего \$15 с каждого барреля — предмет отдельного обсуждения. Нас же интересует вопрос, насколько жизнеспособна российская нефтедобыча при таком доходе?

## Какова себестоимость добычи в России

В СМИ, а также в выступлениях руководителей нефтяной отрасли и экспертов встречаются самые разные оценки себестоимости российской добычи — от \$2 до \$44 за баррель и даже выше. Многие из этих индикаторов могут быть формально корректными, но вводящими в заблуждение. Подробный анализ приведен ниже.

## Стоимость добычи российской нефти

Возьмем \$2,7 за баррель или близкие к нему значения, часто упоминаемые в [докладах руководства «Роснефти»](#). Эта величина получается делением эксплуатационных затрат в границах промысла на объем нефти, сдаваемой на транспортировку. Она не учитывает ни капитальных затрат, ни стоимости доставки этой нефти до покупателя. Даже при мировой цене нефти в \$6/bbl (то есть при цене, которая, согласно логике официальных презентаций «Роснефти», обеспечивает более чем 100-процентную маржу) добывать эту нефть было бы невыгодно.

С другой стороны, значение \$44 за баррель — это оценка из [проспекта акций Saudi Aramco](#) 2019 года, в частности, из раздела, описывающего долгосрочное конкурентное позиционирование компании. Это средняя цена реализации нефти, делающая инвестиционно привлекательным новый проект в Восточной Сибири или на российском шельфе. При этом надо учесть, что эта оценка дана для проекта, который запускается с нуля, то есть требует полного освоения территории, подвода дорог, трубопровода и так далее. Кроме того, в расчет не включены никакие специальные налоговые льготы.

Часто цитируемые [данные](#) Росстата на первый взгляд могут совсем уж сбивать с толку. Согласно им, например, во втором квартале 2020 года себестоимость добычи была 9245 руб./т (\$17/bbl), а во втором квартале 2023 года — 21 471 руб./т (\$36/bbl). Что же могло бы приводить к таким колебаниям себестоимости? Все просто: эта себестоимость включает в себя налог на добычу полезных ископаемых. За вычетом этого налога себестоимость, по данным Росстата, в этих кварталах оказывается \$10,2 и \$13,5 за баррель соответственно. В среднем за период с апреля 2022 года по март 2024-го, когда эти данные перестали публиковаться, себестоимость добычи в России, по данным Росстата, составила \$13,1/bbl.

Чтобы получить денежную сумму операционных расходов, необходимо исключить амортизацию (в предыдущее десятилетие эти затраты в среднем [составляли](#) около \$4/bbl), а также прибавить [стоимость](#) транспортировки по системе «Транснефти» до портов (около \$3,5/bbl до Балтики и Черного моря; \$4,5/bbl до Тихого океана или Китая). Суммарные издержки на добычу нефти из существующих скважин и ее доставку до экспортных портов, таким образом, составляют \$13–14 за баррель.

В качестве другой реперной точки для анализа можно воспользоваться информацией, которую начиная с 2023 года Минфин ежегодно публикует в Приложении 5 «Оценка эффективности инвестиционных налоговых льгот и преференциальных налоговых режимов» документа [«Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики»](#)8. В этом документе приводятся консолидированные данные о затратах для месторождений, вошедших в периметр режима НДД, который все еще считается экспериментальным и подлежащим

донастройке. Эти месторождения разделены на несколько групп: новые; находящиеся в удаленных районах и на шельфе; с высокой степенью выработанности; месторождения сверхвязких нефтей.

Самая крупная группа описываемых месторождений — «Выработанные» (идет под номером три) — покрывает месторождения с суммарной ежегодной добычей 167 млн тонн (3,4 млн барр. в день) или практически треть от ежегодной добычи России (в 2025 году российская добыча нефти и конденсата составила 512 млн тонн, из которых нефти — около 460 млн тонн, или 9,1 млн барр. в день). В эту группу входят в основном старые месторождения Западной Сибири. Это месторождения с высокой себестоимостью добычи, низкорентабельные или нерентабельные в стандартных условиях старой налоговой системы, основанной на НДС, — не «сливки», а, наоборот, «снятое молоко» российской нефтяной ресурсной базы. Для таких месторождений в 2024 году эксплуатационные затраты и транспорт до борта танкера составляли \$13/bbl, а капитальные — \$3/bbl (это стоимость эксплуатационного бурения на существующих месторождениях).

Существует три ключевых вопроса, связанных со стоимостью российской нефти:

- при какой цене и как быстро начинает останавливаться добыча из имеющихся скважин?
- при какой цене инвестиции в будущую добычу становятся нерентабельными?
- какую прибыль от экспорта нефти получает Россия до налогового раздела при тех или иных ценах?

Разумная оценка затрат для основной части добычи на зрелых месторождениях в России выглядит следующим образом: около \$9 за баррель — на операционные расходы в пределах месторождения, \$4 за баррель — на транспортировку к экспортным направлениям и \$3 за баррель — на эксплуатационное бурение.

Таким образом, ответ на первый вопрос прост. Даже на уровне продажной цены \$20–25 за баррель у компаний после уплаты налогов на добычу и НДС в среднем будет оставаться \$15,9–17,7 за баррель. Эта сумма покрывает как текущие затраты на добычу и транспортировку, так и бурение части скважин на существующих месторождениях. А значит, добыча вряд ли остановится и будет лишь снижаться естественным темпом по мере истощения фонда скважин.

При действующей системе налогообложения нефтяные доходы российского государства при таких ценах составляют \$4–7 на баррель<sup>4</sup> — в несколько раз меньше в сравнении с теми примерно \$25/bbl, в расчете на которые сверстан бюджет 2026 года. С одной стороны, правительство способно, как оно уже демонстрировало при предыдущих падениях цен на нефть, вводить экстраординарные налоги, которые затем отменяются медленно и крайне неохотно. С другой — нефтяники будут давить на государство с просьбой ослабить налоговое бремя, чтобы сохранить уровень инвестиций в отрасли, не допустить банкротства нефтесервисных компаний, а также избежать увольнений сотрудников и прочих социально-экономических катаклизмов в регионах добычи. Прецеденты того, как государство прислушивалось к таким мольбам, были, однако в совершенно другой обстановке — когда проблемой была безработица, а не дефицит рабочей силы, как в середине 2020-х годов.

В связи с этим становится актуален второй вопрос: какова пороговая цена нефти, при которой может остановиться или существенно замедлиться эксплуатационное бурение в традиционных регионах российской добычи? Для зрелых месторождений Западной Сибири эта пороговая цена (при сохранении нынешних параметров налоговой системы) — \$27–30 за баррель при продаже в российских портах. При такой цене нефтяным компаниям остается \$18–19/bbl.

## При чем здесь курс?

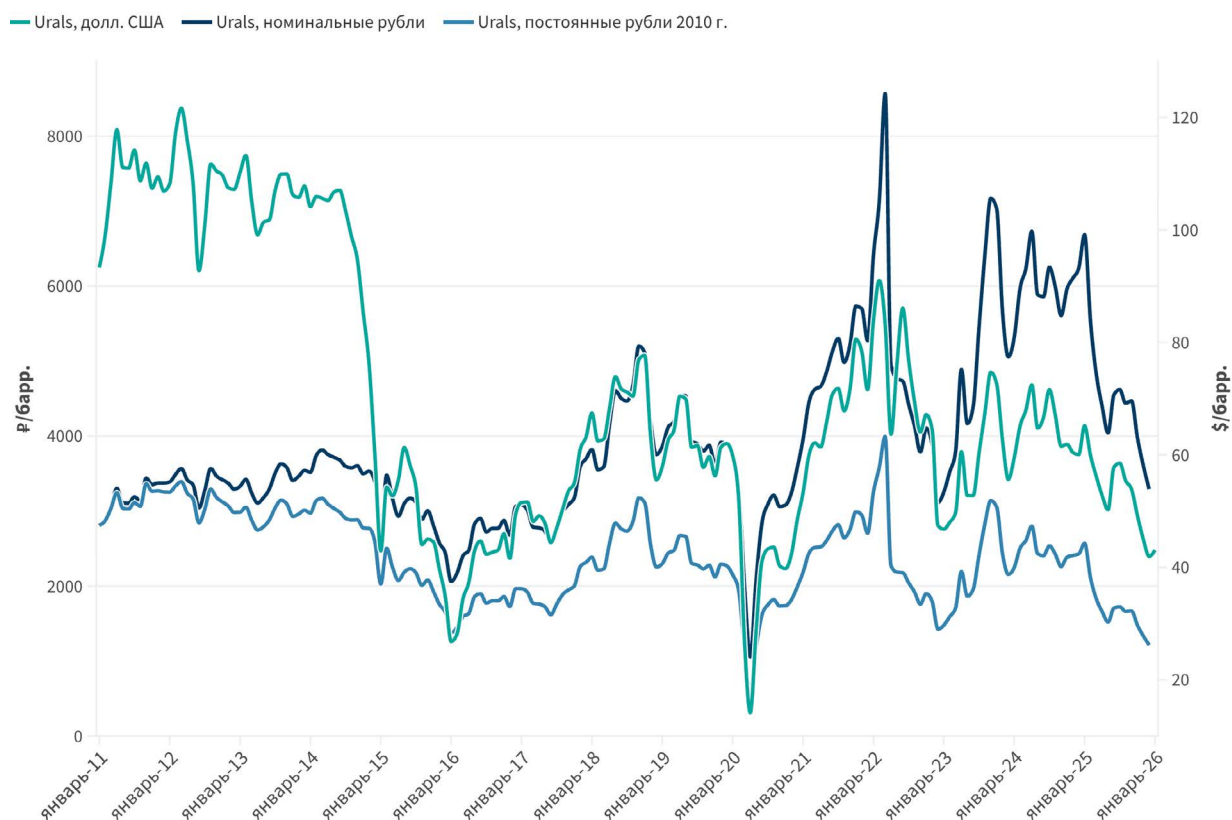
Для любых оценок перспектив нефтедобычи в России крайне важный параметр — курс рубля. Практически вся себестоимость разработки нефтяных месторождений, а особенно добычи нефти в России — рублевая. От импорта отрасль зависит очень мало. Все приведенные выше вычисления себестоимости российской нефти сделаны с учетом уровня цен и курса доллара до 2024 года. Как уже упоминалось, в 2025 году рубль усилился относительно доллара примерно на четверть. Нефтяным компаниям удастся сдерживать рост цен своих поставщиков. Например, в 2025 году по категории «Предоставление услуг в области добычи нефти и природного газа» цены выросли примерно на 5%, а в 2022–2025 годах — на 35%. При этом по экономике в целом эти показатели составили 5,6% и 39,4% соответственно. То есть нефтяникам удавалось удерживать свои рублевые издержки даже немного ниже уровня других отраслей.

Тем не менее рублевая инфляция в России устойчиво выше долларовой в мире, и в итоге пересчитываемая и в постоянные, и в номинальные доллары себестоимость начинает заметно расти. Комбинация макроэкономических факторов в российской экономике приводит к тому, что при тех же ценах на нефть, что 16 или 10 лет назад, и российская нефтяная отрасль, и государство оказываются в более тяжелом экономическом положении<sup>5</sup>.

До падения цен на нефть в 2014 году Urals в ценах 2010 года стоил примерно 3000 рублей. В январе 2025 года это значение было 6793 рубля в номинальных ценах и 2570 в ценах 2010 года. А в декабре 2025-го — 3023 и 1214 рублей соответственно. Иными словами, внутренняя покупательная способность доходов российского нефтяного сектора (государства и компаний вместе) к началу 2026 года составляла лишь около 40% от уровня пятнадцатилетней давности.

При этом поскольку от сильного рубля при дешевой нефти страдают и нефтяная отрасль, и бюджет, нефтяники даже не могут надеяться на налоговые послабления. Скорее наоборот, они будут вынуждены отбиваться от попыток властей увеличить налоги.

**Рис. 2. Нефтяная выручка в исторической перспективе**



Источник: расчеты автора на основе данных Центрального банка Российской Федерации и Росстата.

## Как российская нефтяная отрасль технологически соотносится с мировыми лидерами?

Перед тем как обсуждать перспективы развития российской нефтяной отрасли, имеет смысл оценить ее текущее техническое состояние и сопоставить его с положением мировых лидеров. При этом следует понимать, что по технологиям разработки каких-то конкретных типов месторождений Россия может заметно отставать, но быть примером высокой эффективности при работе в других областях, и в этом нет ничего страшного.

Профиль нефтяной отрасли той или иной страны и ее технологические компетенции обычно определяются характером месторождений. Норвегия, к примеру, — это лидер по морской добыче. В Бразилии глубоководные запасы в подсоловых горизонтах заставили компанию Petrobras и других местных нефтяников развивать компетенции в этой области. В обеих странах возникли экосистемы подрядчиков и поставщиков услуг и оборудования именно для морской нефтедобычи.

В России же основные запасы нефти — это крупные месторождения на суше, расположенные в Западной Сибири с ее огромными расстояниями, суровым климатом и болотистыми почвами. Освоение таких месторождений требует бурения тысяч скважин и сложной организации работ, часто с учетом сезонных ограничений. Один из «коньков» российской нефтедобычи — это управление залежами нефти с использованием заводнения, масштабных схем нагнетания воды в нефтеносные горизонты для поддержания пластового давления и стягивания остаточных запасов нефти к добывающим скважинам.

В 2000-е и 2010-е годы российские нефтяники позаимствовали в США технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пласта, сначала одностадийного, а потом и многостадийного. В 2000-е и 2010-е началось внедрение морских арктических технологий, позволивших организовать вывоз нефти с месторождений побережья Северного Ледовитого океана, слишком удаленных от существующей системы трубопроводов.

Во всем мире освоение запасов нефти идет от простого к сложному: пока не освоены простые и дешевые в разработке месторождения, нет смысла тратить капитал и людские ресурсы на более дорогие и сложные объекты. В России есть значимый геологический потенциал и запасов низкопроницаемых пород, и морских залежей. Но компетенции по работе с ними не развивались, так как для этого не было экономической необходимости: развитие таких компетенций было бы скорее инвестициями в относительно отдаленное будущее, не приносящими быстрого результата.

Тем не менее по мере истощения существующей ресурсной базы и постепенного перехода отрасли к более сложным запасам происходила и эволюция технических навыков. Увеличивалась длина горизонтальных стволов, число стадий гидроразрыва, усложнялась архитектура скважин. Уникальные и разовые достижения в этих областях со временем превращались в отраслевой стандарт, широко применяемый в повседневной практике.

По масштабу российскую нефтедобычу можно сравнивать с Саудовской Аравией, США и Канадой. Сравнение с Саудовской Аравией не слишком релевантно — эта страна наделена запасами нефти в уникальных месторождениях, расположенных в непосредственной близости от незамерзающего моря. Аравийские месторождения позволяют без особых ухищрений получать десяти- и более кратно высокие дебиты из заново буримых скважин по сравнению с российскими.

В США ситуация иная. После 40 лет (1968–2008 годы) спада и стагнации добычи на основной сухопутной территории США (Lower 48) страна смогла более чем утроить добычу и выйти на первое место в мире. Это произошло за счет освоения сланцевых запасов и индустриального подхода к бурению и заканчиванию скважин. Американские достижения в этих областях стали золотым стандартом в мире. По [данным](#) американского Управления энергетической информации (EIA), в 2024 году в США пробурили около 15 тыс. скважин. В течение года в среднем [работали](#) 460 буровых установок на нефть и около 100 — на газ. В Саудовской Аравии суммарное среднее число буровых установок составляло 87.

В России в 2024 году [пробурили](#) 7610 эксплуатационных скважин. Средняя длина российской скважины по стволу [выросла](#) с 2018 по 2025 год с 3473 метров до 3993 — в основном за счет удлинения горизонтальных стволов. В США за тот же период показатель увеличился с 3044 до 3776 метров. И в России, и в США гидроразрыву подвергается практически каждая скважина. Однако в США доля многостадийных гидроразрывов выше (в России — около 40%), как и число стадий (в России — 8–10 на скважину, в США в целом — примерно 16). Для скважин сланцевых месторождений этот показатель [вырос](#) с 2012 года с 23 до 46 стадий.

Уровень верхнего сегмента американской нефтесервисной отрасли заметно выше российского: в США не редкость скважины с горизонтальным стволом от 3 до 5 км с числом стадий гидроразрыва от 30 до 50. Но если судить по средним показателям, то российская нефтяная отрасль отстает не слишком значительно.

Среди западных аналитиков и политиков существовала уверенность, что передовые технологии бурения и гидроразрыва распространяются в России через иностранные компании, и если Россия лишится доступа к этому источнику трансфера технологий, то перспективы российской нефтяной отрасли заметно ухудшатся. Введенные

после начала полномасштабного вторжения в Украину западные санкции были направлены среди прочего на лишение России доступа к ряду передовых технологий и оборудования, в том числе в нефтегазовом секторе. Но в итоге фактическое воздействие ограничительных мер оказалось менее масштабным, чем ожидали разработчики санкционной политики.

Несмотря на уход [Baker Hughes](#) и [Halliburton](#), другие крупные поставщики нефтесервисных услуг, такие как SLB и Weatherford, предпочли сохранить присутствие в России, заявляя при этом о соблюдении санкций в части поставок западного оборудования российским сервисным компаниям. Российские подразделения ушедших западных компаний были выкуплены местным менеджментом и продолжили работу в стране, сохранив доступ к существующему оборудованию и персоналу. Кроме того, независимые российские сервисные компании заняли долю рынка, освободившуюся после ухода международных игроков.

Благодаря накопленному за предыдущие годы трансферу технологий, навыков и обучения со стороны западных сервисных компаний санкции не привели к резкому ухудшению технического уровня отрасли. Например, число действующих флотов гидроразрыва пласта в России [выросло](#) со 159 в 2022 году до 188 в 2024 году.

Стоимость многих операций в РФ остается относительно низкой. Полная статистика недоступна, но есть [данные](#) о выручке по отдельным сегментам деятельности — например, бурению скважин и гидроразрыву пласта. Эта информация позволяет рассчитать средние затраты на бурение и гидроразрыв.

В России в 2024 году средняя нефтегазовая скважина стоила 125 млн рублей, или \$1,35 млн. В США, в зависимости от бассейна, скважины [стоят](#) от \$3 до \$10 млн, причем в основных бассейнах, обеспечивающих рост добычи, это показатель составляет \$8–10 млн на скважину.

Возьмем, к примеру, регион Permian Central и скважину в пласт, залегающий на глубине 1950 метров с горизонтальным стволом менее 900 метров, с начальным дебитом добычи 24 тонны — эти параметры примерно соответствуют средней российской скважине 2023 года. В США такая скважина стоила \$3,3 млн, тогда как в России — 98 млн руб., или \$1,06 млн.

## Почему же в конце 2025 года добыча начала снижаться?

Как уже упоминалось в нашем исследовании, с прошлогоднего ноябрьского пика добыча нефти в РФ снизилась на 200 тыс. баррелей в сутки и оставалась ниже квоты страны по ОПЕК+ более трех месяцев — и это даже несмотря на то, что мировые цены восстановились до высоких уровней после начала войны США и Израиля с Ираном. Факт расхождения российской добычи с ожидаемыми уровнями заслуживает пристального внимания, в том числе потому, что позволяет понять общее направление развития отрасли и многофакторные причины возникающих сбоев.

Несмотря на низкие совокупные технические затраты, описанные в предыдущем разделе, российские компании начиная с февраля 2022 года столкнулись с резким ростом стоимости капитала. Первая волна западных санкций после незаконной аннексии Крыма в начале 2014 года привела к частичному ограничению доступа к рынкам капитала под юрисдикцией США и Европы, но серьезно не повлияла на российский энергетический сектор, который смог привлечь капитал на внутренних и азиатских рынках.

После нескольких раундов более жестких санкций в начале 2022 года доступ к азиатским долговым рынкам был перекрыт. Несмотря на низкую техническую себестоимость, после начала полномасштабной войны российские компании столкнулись с резким увеличением стоимости капитала. Хотя внутри России нефтяные компании остаются первоклассными заемщиками, им трудно конкурировать за капитал с государством, резко нарастившим заимствования для покрытия дефицита бюджета.

Политика Центробанка, стремящегося удерживать инфляцию в условиях роста государственных расходов, приводит к тому, что реальная стоимость капитала [приближается](#) к 20%, заставляя компании финансировать инвестиции только из собственного операционного денежного потока. Если же он уменьшается — из-за снижения цен на нефть или усиления курса рубля — компаниям приходится сокращать затраты на бурение, даже несмотря на то, что новые скважины были бы прибыльными. И это через несколько месяцев начинает отражаться на объемах добычи.<sup>6</sup>

## Воронка проектов и ОПЕК+

Помимо налогообложения отрасли и себестоимости добычи, важный фактор, определяющий будущее нефтяной отрасли страны, — это состояние воронки проектов: сколько в ней проектов зрелого возраста, сколько — в фазе активной разработки, сколько подготовлено к запуску, сколько месторождений открыто. В этом отношении нефтяной портфель России выглядит не слишком ярко.

История горнодобывающего бизнеса — это история истощения исчерпаемых запасов минералов и постоянного движения от одних запасов к другим. Поэтому постоянное наполнение конвейера проектов — это неотъемлемая часть бизнеса нефтяных компаний, если только им не досталось месторождение с запасами на несколько десятилетий добычи.

Вариантов для наполнения банка запасов, готовящихся к разработке, немного: вовлечение в разработку открытых, но еще не запущенных месторождений в традиционных регионах добычи; освоение новых классов запасов в традиционных регионах; выход в новые регионы.

Первая категория — наследие советского периода. Производственная база с тех времен радикально обновилась, но сами по себе месторождения или подавляющее их большинство — это результаты открытий, совершенных до 1991 года. К ним добавились результаты доразведки по следам советских геологов в уже известных нефтегазоносных районах и геологоразведки ближнего поля, когда новые месторождения целенаправленно искали в районах действующей добычи.

На протяжении последних 20 лет российская нефтяная отрасль могла поддерживать положительный прирост запасов: запасы нефти, ставившиеся на баланс по результатам геологоразведки, превышали объемы добытого за год. Ранее это происходило в основном за счет доразведки запасов существующих месторождений и перевода их в более высокие категории, а также за счет перевода некоммерческих запасов в коммерческие благодаря развитию технологий, обеспечивающему возможность прибыльной добычи из менее продуктивных пластов. Это стандартная практика, применяемая всеми нефтяными компаниями мира и закрепленная в бухгалтерских правилах учета. Российские компании в этом плане не отличаются от западных, у которых основное замещение запасов приходит из таких же источников.

Вторая категория — это те месторождения, которые поддерживали добычу в 2000–2010-е годы. В этот период осваивались многие месторождения, открытые в предыдущие десятилетия, но оставленные под спудом как менее привлекательные, чем те, что были доступны советским нефтяникам. Кроме того, в 2000–2010-е годы осваивались так называемые трудноизвлекаемые запасы (ТриЗ), получившие такую

классификацию в советское время. Термин используется и сегодня, но утратил первоначальный смысл: на эту категорию сейчас приходится едва ли не основная доля российской добычи. С началом широкого использования горизонтального бурения и гидроразрыва пласта извлечение этих запасов было поставлено на поток и стало достаточно тривиальной задачей.

Между тем в традиционных районах добычи есть и практически нетронутый тип запасов, насчитывающий десятки миллиардов баррелей нефти. С точки зрения себестоимости и технологии добычи — это аналоги сланцевых запасов США. Например, ачимовские и баженовские запасы в Западной Сибири, доманиковская свита в Поволжско-Уральском регионе. Себестоимость добычи из этого класса запасов также сравнима с американской ([\\$40–60 за баррель](#)), нократно выше, чем стоимость добычи из более традиционной ресурсной базы.

Наконец, можно идти в новые регионы. В России есть зоны, где геологоразведка на нефть практически не велась, хотя общая геология этих территорий делает нефтегазовые открытия вполне вероятными. Это объяснялось удаленностью таких районов и потенциальной дороговизной разработки месторождений в случае открытия, а также тем, что уже известной базы вполне хватало для работы. Долгое время круглогодичный вывоз нефти по Северному морскому пути считался физически невозможным, а затем экономически невыгодным. Подключение этих удаленных зон к трубопроводной системе также было запретительно дорого. Но развитие технологий работы в Арктике привело к тому, что оценочная стоимость разработки месторождений Гыдана, устья Енисея и других зон Центральной Арктики стала снижаться и они стали потенциально интересными. Но начало полномасштабной войны остановило планы российских компаний в этом регионе.

В соответствии с освоением этих разных типов ресурсов, историю развития российской нефтяной отрасли в XXI веке можно разделить на три эпохи. Первая — восстановительный рост на месторождениях советского периода после спада 1980–1990-х. Эта фаза продлилась примерно до 2005 года. Второй этап — массовое освоение в 2006–2016 годах месторождений, предполагавшихся к разработке еще в советское время, параллельно с коммерциализацией нефти из плотных пластов с использованием современных технологий завершения скважин. В эти два этапа проектный портфель выглядел достаточно полным и компании не ощущали необходимости его расширять.

## Непредвиденные последствия участия в ОПЕК+

Во второй половине 2010-х годов, когда российские нефтяные компании начали всерьез задумываться о своем долгосрочном будущем, начался третий этап. Россия присоединилась к ОПЕК+ и начала управлять объемами добычи. Этот шаг и механизм реализации соглашения внутри страны принципиально изменили подход российских компаний к управлению проектным портфелем. Соглашение ограничивало

российскую добычу на уровнях с ограниченным потенциалом роста в ближайшей перспективе, а эти ограничения распределялись между отдельными компаниями пропорционально объемам их добычи на момент вступления соглашения в силу.

Каждая крупная российская нефтяная компания получила свою квоту на добычу, причем без особых перспектив динамического перераспределения этой квоты между компаниями в последующем. Нефтяники быстро пришли ко мнению, что ограничения — это всерьез и надолго. В такой ситуации запуск нового месторождения мало что дал бы компании, так как приращивать добычу по компании в целом (по крайней мере в короткой и средней перспективе) оказалось невозможно. Добыча на таком новом месторождении могла расти лишь в той мере, в какой снижалась бы добыча на старых месторождениях компании. Экономика разработки месторождений, обычно требующих крупных капитальных вложений до начала добычи, зависит от возможности быстро наращивать добычу и выручку, чтобы как можно скорее окупить уже понесенные затраты. В ситуации, в которой это было бы невозможно, доходность освоения оказывалась под вопросом.

Минфин РФ осознавал, что в условиях действия режима ОПЕК+ у России не будет возможности увеличивать добычу. И поэтому ведомство стало крайне скептически относиться к обещаниям компаний при условии получения дополнительных льгот увеличить доходы государства за счет увеличения выручки от продажи дополнительных объемов нефти. В результате воронка новых проектов перестала пополняться, а компании стали тратить деньги лишь на поддержание текущего уровня добычи из самого дешевого источника — существующих месторождений.

И российские нефтяные компании, и Минфин стали при планировании исходить из того, что членство в ОПЕК+ носит долгосрочный характер, а российское политическое руководство не будет готово закрывать глаза на существенное нарушение квот или жестко оспаривать предложенную Саудовской Аравией политику. Членство России в ОПЕК+ приобрело значение, выходящее за рамки чисто экономического. Учитывая изоляцию России на международной арене после 2022 года, ОПЕК+ на сегодня — одно из немногих значимых международных объединений, в котором Россия является авторитетным и уважаемым членом. Политическая ценность этого статуса, а также рабочих отношений с ключевыми странами-участницами стимулирует Россию оставаться конструктивным и надежным партнером. Среди прочего это подразумевает отказ от краткосрочной выгоды, связанной с оппортунистическим увеличением добычи. Такое понимание закрепило представления о возможных будущих объемах добычи — как у компаний, так и у Министерства финансов, — что привело к дальнейшему сокращению инвестиций в проекты на ранних стадиях.

В настоящее время ОПЕК+ переживает непростой период. Причина — война, создавшая конфликтную ситуацию между Ираном с одной стороны и Саудовской Аравией вместе с остальными странами Совета сотрудничества государств Персидского залива (GCC) — с другой. В сложной ситуации оказалась и Россия:

ей приходится балансировать, с одной стороны, между своей лояльностью и неформальными обязательствами перед Ираном, а с другой — с неизменным интересом к поддержанию продуктивных отношений с Эр-Риядом и остальными членами ГСС. Впрочем, общие интересы помогли ОПЕК в 1980-х и 1990-х годах преодолевать крупные конфликты с участием Ирана, Ирака и Кувейта. Вероятно, соображения прагматизма и личного интереса возобладают и сейчас.

## Нефтегазовая стратегия–2050: испытание реальностью

Пандемия COVID-19 и начавшаяся в 2022 году полномасштабная война с ее экономическим театром военных действий и фокусом на российской нефтяной отрасли сделали долгосрочное планирование и долгосрочную аллокацию ресурсов еще более затруднительными.

Тем не менее в мае 2025 года Россия приняла [Стратегию развития энергетической отрасли до 2050 года](#). Ее начали готовить еще до пандемии COVID-19. Потом принятие документа несколько раз откладывалось. Он подвергался доработкам как более не соответствующий текущим реалиям, но, так или иначе, в итоге был принят.

В качестве целевого сценария Стратегия предполагает, что добыча нефти и газоконденсата в России до 2050 года останется практически неизменной — 540 млн тонн в год. Это несколько выше, чем в последние годы, когда российская добыча была ограничена квотами ОПЕК+. По официальной статистике, в 2025 году Россия добыла [512 млн тонн нефти и газоконденсата](#), из которых собственно нефти было [около 460 млн тонн](#). [Предыдущая версия стратегии](#), принятая в 2020 году, закладывала пик добычи нефти и конденсата на уровне 560 млн тонн в 2024 году со снижением до 490–550 млн тонн к 2035 году.

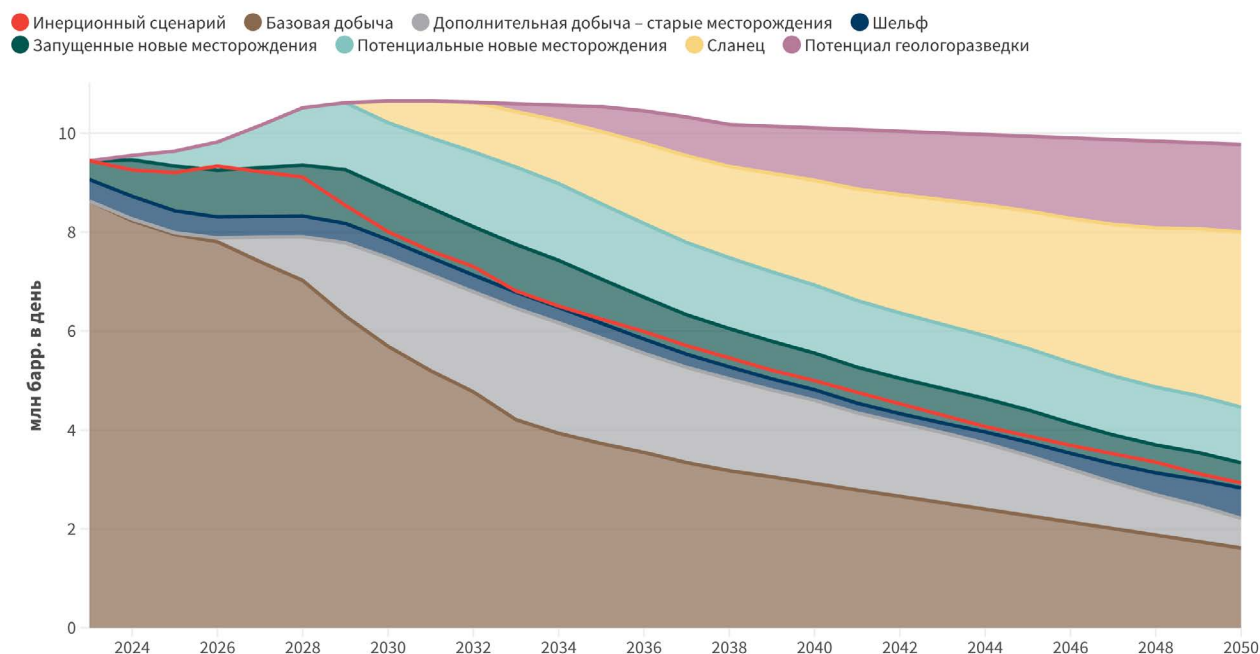
В версии 2020 года прямо говорилось, что успехом стратегии будет ситуация, при которой добыча в Западной Сибири в 2035 году составит 90% от добычи 2024 года, то есть удержание темпа спада на уровне около 2% в год в зрелом регионе добычи считалось хорошим результатом. Компенсировать этот спад для достижения уровня в 550 млн тонн в год предполагалось за счет «формирования нефтегазовых минерально-сырьевых центров в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне», обеспечивающих в том числе «освоение континентального шельфа Российской Федерации в пределах Баренцева, Карского, Печорского и Охотского морей».

Новая энергетическая стратегия содержит два ключевых сценария — инерционный и целевой. Первый имеет высокие шансы на реализацию, так как основан по большей части на профилях добычи, введенных в эксплуатацию или близких к этому моменту месторождений. Этот сценарий содержит умеренный оптимизм по части вовлечения в разработку новых классов запасов. Тем временем целевой сценарий — нормативный, он описывает ситуацию не снизу вверх (то есть от набора реальных возможностей), а сверху вниз — от желаемого, с заполнением разницы проектами различной степени фантастичности.

Сотрудники правительства, ответственные за составление Энергетической стратегии, от рабочего до вице-премьерского уровня, не могли бы принести на утверждение «пораженческий» документ, не декларирующий хотя бы удержание достигнутого уровня добычи, вклада в ВВП, объемов доходов государства. У авторов хватило смелости намеками обозначить проблемы, которые могут сделать стратегические цели труднодостижимыми, но они были вынуждены упомянуть в стратегии декларативные меры, которые якобы позволят справиться с этими вызовами. Сомнительная реалистичность таких мер осталась за скобками.

Инерционный сценарий предполагает небольшой спад добычи до 2030 года и заметный — 4–5% в год — после этого. Отчасти это связано с тем, что сценарий основан на суммировании предоставленных компаниями предполагаемых профилей

**Рис. 3. Долгосрочный потенциал нефтедобычи России**



Источник: расчеты автора на основе данных Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года, <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrrBoyLQqAAOj5eJYIA60.pdf>.

добычи. В обычной российской практике — иметь детальные планы работы и модели поведения месторождений на 5 лет и приблизительные на последующий период, показывающие лишь ту добычу, которая может быть получена из уже спроектированных на момент составления прогноза скважин.

В реальности можно ожидать определенного технического прогресса, который сделает скважины дешевле и продуктивнее, что позволит вовлечь в разработку дополнительные части месторождений. Возможно и поступление новой геологической информации, позволяющей расширять ареал добычи. Таким образом, можно полагать, что при сохранении темпов бурения примерно на уровне 2024-го — начала 2025 года спад добычи нефти из тех запасов и месторождений, что на сегодняшний день вовлечены в разработку или близки к этому, составит около 3% в год на протяжении следующего десятилетия.

Это означает снижение добычи до 8 млн барр. в день к 2030 году и ниже 7 млн барр. в день к 2035-му.

Поддержание полки добычи и некоторый ее прирост предполагается за счет создания новых центров нефтедобычи. На практике, насколько можно судить, почти все новые проекты заморожены. Единственное исключение — «Восток Ойл» (состояние и перспективы этого проекта, далекие от триумфальных, подробно разбираются в отдельной [статье](#), опубликованной летом 2025 года).

Причин тому несколько, и все они связаны с войной. Так, всеобъемлющие санкции сделали недоступным уникальное импортное оборудование, которое предполагалось использовать в арктических и морских проектах. Импортозамещение этого оборудования, которое производится всего несколькими компаниями в мире, — крайне трудный, долгий и дорогой процесс.

Кроме того, резко выросла стоимость заимствований. Это, может быть, не слишком страшно для инвестиционных проектов с коротким временным горизонтом, таких как освоение новых площадей уже работающих месторождений, но критично для больших проектов с высокими вложениями на старте и долгим последующим периодом возврата инвестиций.

Также возможности реализации крупных проектов ограничивает дефицит рабочей силы — как в самих нефтяных компаниях, так и в компаниях-подрядчиках, занятых в строительстве, земляных работах и масштабных перевозках стройматериалов и оборудования. В результате компании концентрируются на поддержании уровня производства в существующих регионах добычи, но не запускают новые проекты.

В последние годы в отсутствие нефти от новых проектов поддержание текущего уровня добычи часто достигается за счет бурения уплотняющей сетки скважин на существующих месторождениях. Такие скважины отбирают нефть, которая могла

бы быть добыта существующими скважинами, хоть и несколько позже и не настолько полно. Чистая дополнительная добыча от таких скважин относительно невелика: 10–20% от общей добычи. Такая стратегия развития месторождений повышает коэффициент извлечения нефти и переносит выручку на более ранние периоды времени, ускоряя добычу. Оба этих фактора имеют положительный экономический эффект, но снижают полную накапливаемую добычу на существующих скважинах, ухудшая их экономические показатели против плановых. Кроме того, такой подход ведет к более резкому снижению добычи в будущем.

Большая часть причин, останавливающая российские компании от запуска проектов в новых регионах добычи, не связана напрямую с ожидаемой доходностью, а вызвана ресурсными ограничениями — дороговизной капитала, нехваткой трудовых ресурсов базовых строительных специальностей, сложностями с доступом к технологиям и техническим решениям для работы в арктических морях. Отношение может измениться лишь при очень значительном росте цены на нефть. Но даже в этих обстоятельствах у правительства могут быть иные взгляды на то, стоит ли отвлекать ресурсы компаний на долгосрочные инвестиционные проекты. В этом случае стремление нефтяников может быть остановлено более жесткой налоговой политикой, при которой Минфин будет забирать у них еще больше денег.

## Нефтяная колея

В определенном смысле российская нефтяная отрасль оказалась в цугцванге — положении вынужденных ходов. Пространство для маневра сильно ограничено обстоятельствами, складывавшимися на протяжении многих лет. Стенки коридора, по которому движется отрасль, в принципе, преодолимы, но это потребует многолетних усилий и непростых решений.

Созданной базы достаточно для работы на многие годы, пусть и с постепенно снижающейся добычей. Этот режим будет требовать значительного объема рутинных действий и многомиллиардных затрат (около \$50 млрд в год для всей нефтяной отрасли), но работа по нему хорошо налажена и выстроена. При этом на значительный прирост добычи или снижение себестоимости за счет развития технологий и повышения эффективности работы (то есть движения по кривой обучения) рассчитывать трудно — этот путь был уже в значительной мере пройден в 2010-е годы. Нефтяная и нефтесервисная отрасли России способны — по крайней мере при работе на суше — выбирать и использовать технические решения, соответствующие современному уровню развития технологий нефтедобычи, причем с весьма низкими затратами. Работа в таком режиме в основном может быть обеспечена оборудованием, которое уже находится в стране и закупается в Китае.

Но крупные новые проекты как в новых регионах, так и направленные на масштабное освоение новых классов запасов (прежде всего сланцевой нефти) начинать практически невозможно. Причины — и слишком высокая себестоимость и капиталоемкость относительно существующей добычи, и вызванные войной ограничения.

Таким образом, российской нефтяной отрасли не очень сложно поддерживать управляемый спад добычи нефти со скоростью около 3% в год. При этом полная техническая (доналоговая) себестоимость этой нефти будет менее \$25, а иногда и \$20 за баррель.

Но удержание полки добычи или ее прирост возможны только за счет вовлечения в добычу запасов с технической себестоимостью полного цикла более \$35–40/bbl, на что у российской нефтяной отрасли сейчас нет достаточного капитала, а у государства — готовности этот капитал оставлять в отрасли. Обстоятельства военного времени — например, необходимость тратить деньги на ремонт НПЗ, подвергающихся атакам, или нестабильность денежного потока из-за экономической войны, заставляющая резервировать капитал и более консервативно подходить к большим тратам без скорой отдачи, — дополнительно затрудняют принятие крупных инвестиционных решений.

Наконец, хотя представления о скором окончании нефтяной эры стали менее популярны, а разговоры о полном отказе от нефти к 2050 году и вовсе заглохли, долгосрочный тренд снижения потребностей мировой экономики в углеводородах очевиден. Именно поэтому проекты с длительным сроком окупаемости в нефтяной сфере вызывают все меньше энтузиазма у инвесторов, и не только в России.

Тем более участникам рынка все менее интересна идея выйти в неосвоенную зону, построить инфраструктуру, создать новый центр добычи, потратив десятки миллиардов долларов на входе, а потом работать там десятилетиями, периодически присоединяя к уже созданной базе новые активы помельче. Такая концепция сработала в Северном море и Западной Сибири, где некоторые инвестиции 1970-х до сих пор создают ценность. Но шансы на то, что построенное аналогичным образом в 2030-х все еще будет иметь ценность в 2080-х, не слишком высоки. И это дополнительно затрудняет подобные инвестиции.

У российской нефтяной отрасли на сегодняшний день есть и технологический потенциал, и ресурсная база для поддержания и наращивания добычи нефти в следующие десятилетия. Но наиболее вероятным выглядит инерционный сценарий из нефтегазовой стратегии-2050: не слишком быстрое, но неуклонное сокращение добычи.

## Какие еще сценарии возможны?

Как говорилось выше, Россия обладает и компетенциями, и ресурсной базой, которые могли бы позволить поддерживать и даже, скорее всего, резко увеличить добычу нефти — подобно тому, как это сделали США в конце 2000-х — начале 2010-х годов. Но чтобы это произошло в реальности, необходимо совпадение нескольких условий.

Начать стоит с того, что дополнительная добыча не будет дешевой. Значит, после налогового раздела компании должны получать не менее \$45 за баррель нефти из этих новых источников добычи и быть уверенными в том, что этот денежный поток сохранится достаточно долго. Это может реализоваться либо в результате периода высоких цен на нефть в мире (выше \$90/баррель), либо в случае радикальной реформы системы налогообложения в России. Есть и другие возможные стимулы к увеличению добычи: завершение войны с Украиной; ослабление санкций, затрудняющих торговлю российской нефтью и создающих неопределенности в отношении объемов выручки; снижение или устранение дисконтов на российскую нефть.

Другое необходимое условие — способность значительно (на десятки процентов) увеличить объемы бурения, для чего потребуются соответствующее расширение парка буровых установок и флотов гидроразрыва. Это оборудование можно закупить в Китае. При этом понадобится пропорциональное увеличение числа специалистов, обслуживающих эту технику. В России достаточно опытных специалистов для частичного укомплектования заново создаваемых бригад, а система образования продолжает готовить рабочих, техников и полевых инженеров соответствующих специальностей. Возможно, темпы обучения станут ограничивающим фактором, но в целом у страны есть ресурсы для подготовки достаточного количества кадров.

Также необходима реформа существующей системы квот, фактически закрепившей доли компаний в добыче нефти по состоянию на 2017 год. Перераспределение квот в соответствии с реальными мощностями добычи подталкивало бы компании к развитию производственного потенциала и созданию возможностей для увеличения добычи.

Еще один фактор — чем закончатся переговоры с США и Западом в целом по Украине. Восстановление доступа к западным технологиям и капиталу, а также открытие страны для иностранных инвестиций могут создать возможности для развития проектов в Центральной Арктике. Эти проекты не обеспечат мгновенного резкого роста добычи, но могут создать дополнительный источник стабильного потока нефти с новых растущих проектов и сформировать хабы, вокруг которых будут запускаться проекты меньшего масштаба. Заметный эффект от подобных инвестиций может проявиться через 10–15 лет и сохраняться десятилетиями.

Как показывает предыдущий анализ, российская нефтедобыча имеет большой запас прочности и в значительной степени защищена от катастрофического обвала. Тем не менее повторение траектории 1988–1995 годов, когда добыча в России упала вдвое, тоже не исключено. Возможный, хотя и маловероятный сценарий, который мог бы привести к такому исходу — длительное продолжение горячей фазы войны, перевод экономики и страны в целом на военные рельсы, резкое дополнительное увеличение военных расходов ради создания значительного перевеса на фронте.

Независимо от исхода военной кампании, это потребует такой траты ресурсов, что стране будет крайне трудно их восстанавливать. В результате она столкнется со значительным дефицитом капитала, а также людских и материальных ресурсов, и вся экономика, включая ключевые отрасли, окажется недоинвестирована. Государство будет стремиться выжимать максимум из экономики для решения самых насущных проблем. С точки зрения Минфина, эффективная ставка дисконтирования в такой ситуации может достигать десятков процентов, так что выпадающие доходы от сокращения налоговой базы даже через год или два будут казаться допустимой ценой для предотвращения катастрофы сегодня.

Результатом такой политики может стать существенное сокращение бурения, и темпы спада добычи могут достигать 10–12% в год. Можно предположить, что в этих обстоятельствах задержки зарплаты станут массовыми, а многие сотрудники компаний-подрядчиков нефтяных компаний будут уволены. Это приведет к росту мародерства — разворовывания оборудования нефтепромыслов для сдачи его на металлолом, как это уже было в начале 1990-х, и дополнительному сокращению числа функционирующих скважин.

В то же время война с Ираном, скорее всего, вновь введет «военную премию» в цену нефти и сделает любую нефть, не заблокированную закрытием Ормузского пролива или добытую за пределами зоны конфликта, более ценной и привлекательной для покупателей. Россия не может мгновенно регулировать мировые объемы добычи, но способна нарастить добычу в течение нескольких кварталов при подходящей цене. Эти события могут принести России десятки миллиардов долларов дополнительных нефтяных доходов в год в ближайшие несколько лет по сравнению с базовым сценарием конца 2025 года.

Если война затянется или даже усилится, у России появится сильный стимул расширить экспортные мощности на восток и переводить поставки с Черного и Балтийского морей на Тихий океан. Этот экспортный маршрут также поможет России выдерживать давление санкций и укрепить роль стратегического поставщика для Китая и, в меньшей степени, для Индии.

## Что сценарий управляемого спада добычи будет означать для российской экономики и мировой нефтяной отрасли?

Даже при условии снижения российской добычи вдвое, на что в сценарии с ежегодным падением на 3% понадобится около 18–20 лет, Россия с ежедневной добычей примерно 5 млн баррелей и собственным потреблением около 3 млн баррелей в день останется одним из крупнейших производителей и экспортеров углеводородов в мире. В таком качестве она все еще будет важна Китаю как поставщик ресурсов, тем более что экспорт в восточном направлении по трубопроводу «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО) может сохраниться в полном объеме.

На текущий момент Россия — один из двух доминирующих участников ОПЕК+, наряду с Саудовской Аравией. В сценарии с добычей 5 млн баррелей в день роль РФ будет менее значительной, но сравнимой с ролью Ирака, Ирана и ОАЭ — крупных и весомых игроков.

В таком масштабе резкое сокращение или ограничение российского экспорта может быть относительно легко компенсировано увеличением добычи из других источников — в отличие от ситуации 2022 года, когда опасения насчет резкого взлета цен останавливали США от введения полных санкций против российских нефтяных компаний и российского нефтяного экспорта. Таким образом, РФ лишится пусть и дорогостоящего для нее самой, но потенциально применимого рычага воздействия на мировую экономику.

**Таблица 1: Крупнейшие производители и экспортеры нефти в составе ОПЕК+**

Страна	Год	Добыча, млн барр. в день	Экспорт, млн барр. в день
Россия	2025	9.20	6.50
Россия	2030, инерционный сценарий	8.00	5.00
Саудовская Аравия	2025	10.10	6.10
ОАЭ	2025	3.20	2.10
Ирак	2025	4.20	3.30

Источники: OPEC Monthly Oil Market Report, Statistical Review of World Energy, март 2026 г., с. 64; Joint Organizations Data Initiative, International Energy Forum; «Экспорт нефти и топлива из России в феврале упал до минимума с начала войны в Украине — IEA», Reuters, 12 марта 2026 г., <https://www.reuters.com/business/energy/russias-oil-fuel-exports-revenue-hit-lowest-since-start-ukraine-conflict-iea-2026-03-12/>.

Медленное, постепенное и прогнозируемое снижение добычи в России позволит другим игрокам создать дополнительные мощности, замещающие российские баррели. При этом возможна борьба за то, откуда именно придут эти дополнительные объемы: из сланцевых запасов США, стран Персидского залива или новых регионов добычи, таких как Гайана.

Постепенность снижения объемов нефтедобычи, нефтеэкспорта и нефтяной выручки даст стране и отрасли время адаптироваться к новой реальности. Но долгосрочно этот фактор добавит проблем и сложностей будущим правительствам России и следующим поколениям россиян.

Перспективы развития российской экономики были бы не слишком радужными и при сохранении нефтяной выручки. Даже до полномасштабной войны Россия сталкивалась с серьезным демографическим вызовом: стареющим населением. Война существенно усугубила эту проблему, вызвав массовый исход высококвалифицированных специалистов, разрыв технологических и образовательных связей с западной промышленностью и институтами, серьезные потери среди мужчин трудоспособного возраста. Еще одно последствие — финансовое бремя реинтеграции и реабилитации возвращающихся к мирной жизни участников боевых действий.

Фонд национального благосостояния, предназначенный для сохранения части нефтяных доходов на период их снижения, уже [был потрачен](#) в значительной степени на военные нужды. После окончания активных боевых действий Россия, вероятно, окажется в положении государства-изгоя, отрезанного от западных рынков и технологий. При этом она, вполне возможно, углубится в подготовку к возможной следующей войне с Украиной, а также к новому, неопределенно долгому периоду военного противостояния с Европой и гонки вооружений с Соединенными Штатами. Сокращение нефтяных доходов сделает ситуацию еще сложнее.

Доля нефтяной отрасли в ВВП, доходах бюджета и экспортной выручке России хоть и сократилась в последнее десятилетие, но [остается весьма значительной](#). В 2013-м — последнем году с трехзначными ценами на нефть — нефтяной экспорт России [составлял](#) \$285 млрд (55%) от общего объема в \$522 млрд (еще \$73 млрд принес газ). В 2025-м же общий экспорт [составил](#) \$420 млрд, при этом на нефть и нефтепродукты пришлось \$160 млрд (38%).

На сегодняшний день у России нет даже потенциального источника доходов, способного заместить выпадающие нефтяные доходы. Без дополнительных инвестиций такой источник и не появится, а с учетом других вызовов, стоящих перед Москвой, на эти дополнительные инвестиции ресурсов может и не найтись. В таком сценарии Россия просто окажется беднее на несколько тысяч долларов в год на человека. Это не переведет ее из группы государств с высоким доходом в другую категорию, но дополнительно снизит потенциал страны и уменьшит ее роль на мировой арене. Экономическое ослабление на фоне противостояния с Западом, если

оно будет продолжаться, будет означать либо необходимость сокращения военных расходов и трат на геополитическое позиционирование, либо увеличение нагрузки на уменьшающуюся или стагнирующую экономику ради сохранения трат на армию и внешнюю политику.

С другой стороны, подобная динамика будет крайне постепенной — до конца текущего десятилетия эффект будет практически незаметен, если страна не войдет в глубокий системный кризис, подобный тому, что переживали Иран в 1979 году, Венесуэла в 2010-е годы или СССР/Россия в конце 1980-х — начале 1990-х. Оставляя в стороне потенциальные последствия усиливающихся санкций, способных резко уменьшить выручку от экспорта российской нефти<sup>7</sup>, можно резюмировать: ожидать значительного ослабления российского экономического потенциала от снижения нефтедобычи в ближайшие несколько лет не следует.

В долгосрочной перспективе время может работать на западную коалицию. Однако в перспективе следующих трех-пяти лет — периода, критически важного с точки зрения способности Кремля продолжать войну с Украиной, — подобные экономические трудности остаются вполне управляемыми как для российских властей, так и для нефтяной отрасли. Справляться с внешними ограничениями и неблагоприятными условиями они пока способны.

## Примечания

- 1 Тем не менее с лета 2020 года страны-участницы постепенно повышали целевые уровни добычи. Летом 2023 года последовал новый раунд сокращений — его цель состояла в поддержке цен, а реализовали меры восемь ключевых участников ОПЕК+. Летом 2025-го группа начала возвращать добычу к допандемийным уровням, которых планировалось достичь к середине 2026-го.
- 2 Здесь и далее цитаты приводятся на основе бесед автора с представителями российской энергетической отрасли и государства, происходивших в 2010–2025 годах
- 3 Желание российского правительства не допускать бесконтрольной утечки стоимости в пользу стран Таможенного союза заставило отказаться от механизма субсидирования переработки с помощью экспортных пошлин. Вместо этого государственная поддержка реализуется через механизм «обратного акциза на нефтяное сырье» — субсидии, выплачиваемой НПЗ по достаточно сложной формуле, учитывающей объемы поставок на внутренний рынок и структуру выпуска продукции. Если завод реализует одобренную государством инвестиционную программу, он может рассчитывать на дополнительную субсидию в рамках той же формулы. В большинстве случаев эти выплаты не перечисляются напрямую предприятиям, а засчитываются в счет ежемесячных обязательств по НДС.
- 4 Не учитывая налоги, стандартные для любых экономических агентов, такие как налог на прибыль (25%) или платежи в систему социального страхования (30% от фонда оплаты труда).
- 5 В прошлом десятилетии (в 2010-х годах) экономика российской нефтедобычи имела два встроенных хеджа. Во-первых, это налоговая система, которая отдавала государству большую долю прироста выручки при росте цен на нефть, но при падении цен государство тоже страдало в большей мере. Во-вторых, до изменения политики Центробанка и введения бюджетного правила курс доллара очень чутко реагировал на изменение цены на нефть, так что рублевая цена барреля была стабильна. В первой половине 2010-х годов среди экономических обозревателей сложилось мнение, что «доллар на баррель — это константа», т. е. цена барреля Urals в рублях практически постоянна. Так некоторое время и было, даже с поправкой на инфляцию.
- 6 Альтернативный способ анализировать ситуацию — это рассчитывать NPV инвестиционных проектов в бурение эксплуатационных скважин с использованием высокой WACC, соответствующей текущей стоимости заимствования в России. При таком формальном расчете компаниям следовало бы останавливать практически всю свою деятельность как нерентабельную и размещать средства на долговом рынке.
- 7 За четыре года войны, несмотря на все усилия стран западной коалиции, снизить физический объем экспорта нефти и нефтепродуктов из России практически не получилось, так что эту возможность можно считать теоретической. Снижать объем денежной выручки, который России удавалось получать за свои нефть и газ, получается несколько лучше, но также в ограниченном масштабе.
- 8 Методология расчетов Минфина также вызывает некоторые вопросы. В частности, в них капитальные затраты в течение года распределяются на объемы добычи в том же году. Для старых месторождений, для которых основные капитальные затраты — это бурение, которое практически постоянно год от года, такой подход хорошо отражает ситуацию. При использовании для новых месторождений, с одной стороны, не учитываются затраты, понесенные до начала добычи, а с другой — затраты на крупные объекты обустройства, которые будут использоваться много лет, учитываются как нагрузка на денежный поток одного года.

На сегодняшний день действие обоих этих механизмов ослабло, а в короткой перспективе, как мы видели в 2025 году, они могут даже работать в обратную сторону.





**БЕРЛИНСКИЙ ЦЕНТР КАРНЕГИ  
ПО ИЗУЧЕНИЮ РОССИИ И ЕВРАЗИИ**

Pariser Platz 4a

10117 Berlin, Germany

[CarnegieEndowment.org/ru/russia-eurasia](https://CarnegieEndowment.org/ru/russia-eurasia)