



# НЕФТЯНОЙ КОМПАС РОССИИ

внутренняя  
эффективность  
в эпоху  
НОВЫХ ВЫЗОВОВ



Доклад «Нефтяной компас России» представлен деловым изданием «Ведомости» и Институтом энергетики и финансов в рамках подготовки 10-го Промышленно-энергетического форума TNF. Форум приобретает новые смыслы и масштаб работы, создавая участникам рынка новые возможности для сотрудничества и развития.

В ходе исследования проведен анализ трансформации нефтегазовой отрасли в 2018–2025 гг.: от геологоразведки к интенсификации добычи, локализации оборудования и технологическому суверенитету. Были опрошены отраслевые эксперты и инвестиционные аналитики, подготовлены прогнозы развития ситуации.

Можно констатировать, что российская нефтяная промышленность, машиностроение и нефтесервис адаптировались к новым реалиям, перейдя к модели, основанной на максимальной отдаче от действующих активов. Эта стратегия обеспечивает текущую стабильность, но формирует долгосрочные вызовы, связанные с восполнением ресурсной базы.

Важным выводом исследования является то, что для российского нефтесервиса и нефтяной отрасли в целом по-прежнему доступны значительные возможности на глобальном рынке, несмотря на санкции, геополитические ограничения и растущие инфраструктурные риски.

Эксперты отмечают, что развитие новых центров потребления в развивающихся странах неизбежно приведет к изменению эталонов и стандартов рынка, поэтому отечественным компаниям уже сейчас необходимо играть на опережение и не замыкаться только на задачах импортозамещения. Новые центры потребления – это и специфические сервисные и инжиниринговые задачи с огромной долей интеллектуальных цифровых решений, традиционно являющихся сильной стороной российских компаний. Государству и компаниям необходимо синхронизировать свои действия на международном рынке, чтобы не только вернуть часть утраченных позиций, но и обрести новые.

# Оглавление

Основные выводы	4
<hr/>	
Глобальный контекст нефтесервиса: два разных мира	5
Место России в глобальной индустрии	6
<hr/>	
Тренд 1. Стратегический разворот: от новых месторождений к интенсификации	8
Драйверы сдвига: почему «меньше, но лучше» стало нормой	9
Главные инструменты интенсификации	11
<hr/>	
Тренд 2. Рост продуктивности: технологии на старых месторождениях	13
Неожиданное следствие: ренессанс штанговых насосов	14
<hr/>	
Тренд 3. Локализация производства	16
Ограничения роста: технологический барьер и ресурсная база	17
<hr/>	
Новая карта рынка нефтесервиса: кто теперь главный	19
Финансовое здоровье отрасли	20
Стратегический прогноз до 2030 г.	22
Глобальные вызовы для российского нефтесервиса	24

## Основные выводы

**Отчет демонстрирует три ключевых сдвига в отрасли: стратегический переход к интенсификации, форсированную локализацию оборудования и консолидацию рынка вокруг отечественных игроков.**

### Ключевые тезисы

#### **Сдвиг № 1: Фокус на эксплуатационное бурение и ГРП**

Российская нефтегазовая отрасль смещает фокус с поиска новых месторождений на оптимизацию добычи на существующих активах. Основное внимание уделяется горизонтальному бурению и гидроразрыву пласта (ГРП), что позволяет увеличить добычу без значительных капитальных затрат на новые проекты. Такой подход повышает эффективность эксплуатации зрелых месторождений, но не компенсирует общего снижения качества новых запасов, если не будет параллельного развития технологий для освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ).

#### **Сдвиг № 2: Рост производства базового оборудования при сохраняющейся зависимости в высокотехнологичных сегментах**

Россия наращивает выпуск стандартного бурового оборудования – труб и насосов, что обеспечивает внутренние потребности отрасли. Однако ключевые высокотехнологичные компоненты – роторно-управляемые системы, интеллектуальные датчики, специализированные морские платформы – по-прежнему зависят от импорта или находятся на стадии пилотных отечественных разработок. Это создает стратегическую уязвимость при реализации сложных проектов на шельфе, в Арктике и при разработке ТРИЗ.

#### **Сдвиг № 3: Доминирование внутренних сервисов после ухода иностранных компаний**

После ухода Baker Hughes, Halliburton и Weatherford, а также ограничения активности SLB рынок консолидировался вокруг сервисных подразделений вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) и крупных российских подрядчиков «РН-Бурение», «БК-Развитие» и др. Это обеспечивает стабильное выполнение буровых работ и сервисных услуг, но снижает конкуренцию и ограничивает доступ к передовым международным технологиям и методикам управления бурением.

### Главный вывод

Текущая модель функционирования отрасли устойчива в краткосрочной перспективе (3–5 лет): внутренние сервисы покрывают основной спрос на бурение, производство оборудования растет, а технологические решения импортозамещаются постепенно. Однако на горизонте 5–10 лет остаются критические вызовы: технологическое отставание в сложных сегментах, истощение «легких» запасов и необходимость осваивать труднодоступные месторождения.

# Глобальный контекст нефтесервиса: два разных мира

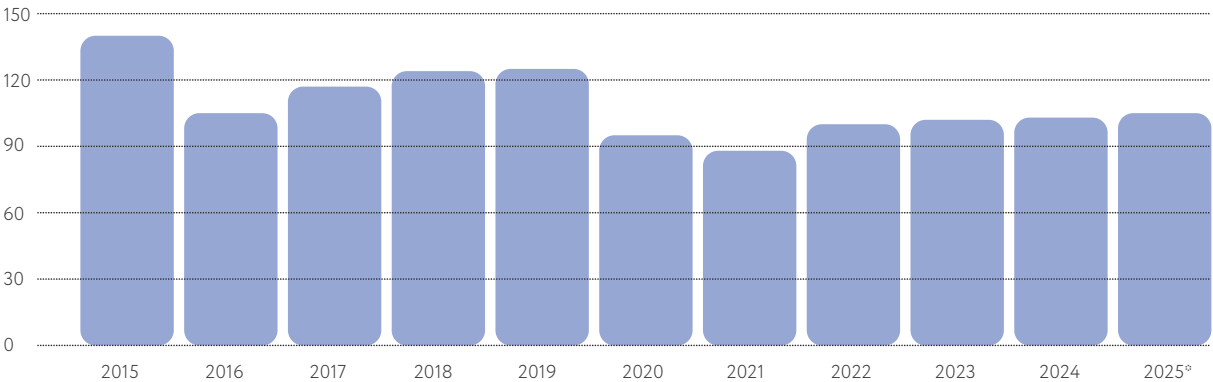
**Мировой нефтесервис восстанавливается на фоне роста спроса и цен на нефть, в то время как Россия движется по обособленной траектории, продиктованной внутренними задачами.**

После резкого падения цен на нефть в 2014–2015 гг. отрасль вошла в период продолжительной рецессии. Компании сокращали инвестиции в бурение и разработку, замораживали сложные проекты и оптимизировали расходы. На протяжении 2016–2019 гг. ситуация постепенно стабилизировалась благодаря соглашению ОПЕК+, которое ограничило добычу и помогло восстановить баланс на мировом рынке нефти.

Ключевым фактором стало возвращение инвестиционной

активности: начиная с 2018 г. компании вновь стали увеличивать расходы на геологоразведку и бурение, особенно в Северной Америке, на Ближнем Востоке и в странах Азии. Несмотря на эффект пандемии в 2020 г., спрос на нефть уже к 2021–2022 гг. быстро восстановился, что дало новый импульс сервисному сектору. Рост цен на нефть в 2022–2023 гг. закрепил тенденцию: мировые нефтесервисные гиганты (SLB, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford) фиксировали значительный рост выручки и загрузки мощностей.

Рисунок 1. Доходы мирового нефтесервиса, \$ млрд



Источник: IBIS, оценки ИЭФ

\* Прогноз.

К 2025 г. прогнозируется, что мировой нефтесервис будет продолжать расширяться, прежде всего за счет активного бурения в США, на Ближнем Востоке и в Китае. Рост числа скважин, усложнение технологий (глубоководное бурение, горизонтальные скважины, развитие сланцевых проектов) обеспечивают отрасли устойчивый спрос на услуги.

Россия при этом движется по собственной траектории.

С одной стороны, внутренние задачи по поддержанию добычи на зрелых месторождениях и освоению новых территорий (Арктика, Восточная Сибирь) требуют высокой активности сервисных компаний. С другой – санкции и ограничения доступа к международным технологиям формируют особую модель развития, в которой акцент смещен на импортозамещение и укрепление собственных сервисных игроков.

## Место России в глобальной индустрии

**Несмотря на экспортные ограничения, Россия сохраняет стабильно высокую долю в мировых физических объемах бурения, но качественная структура работ кардинально отличается от других крупных игроков.**

Россия традиционно занимает одну из ведущих позиций по объемам проходки бурением. По различным оценкам, на ее долю приходится от 15 до 22% мирового бурения в натуральном выражении.

Это объясняется масштабами добычи, которая осуществляется большим фондом действующих месторождений

и необходимостью поддерживать уровень добычи за счет бурения существенного количества эксплуатационных скважин.

Однако характер российского бурения заметно отличается от бурения в другом ключевом сегменте мирового рынка – США. На данном рынке сервисные услуги сконцентрированы на разработке новых

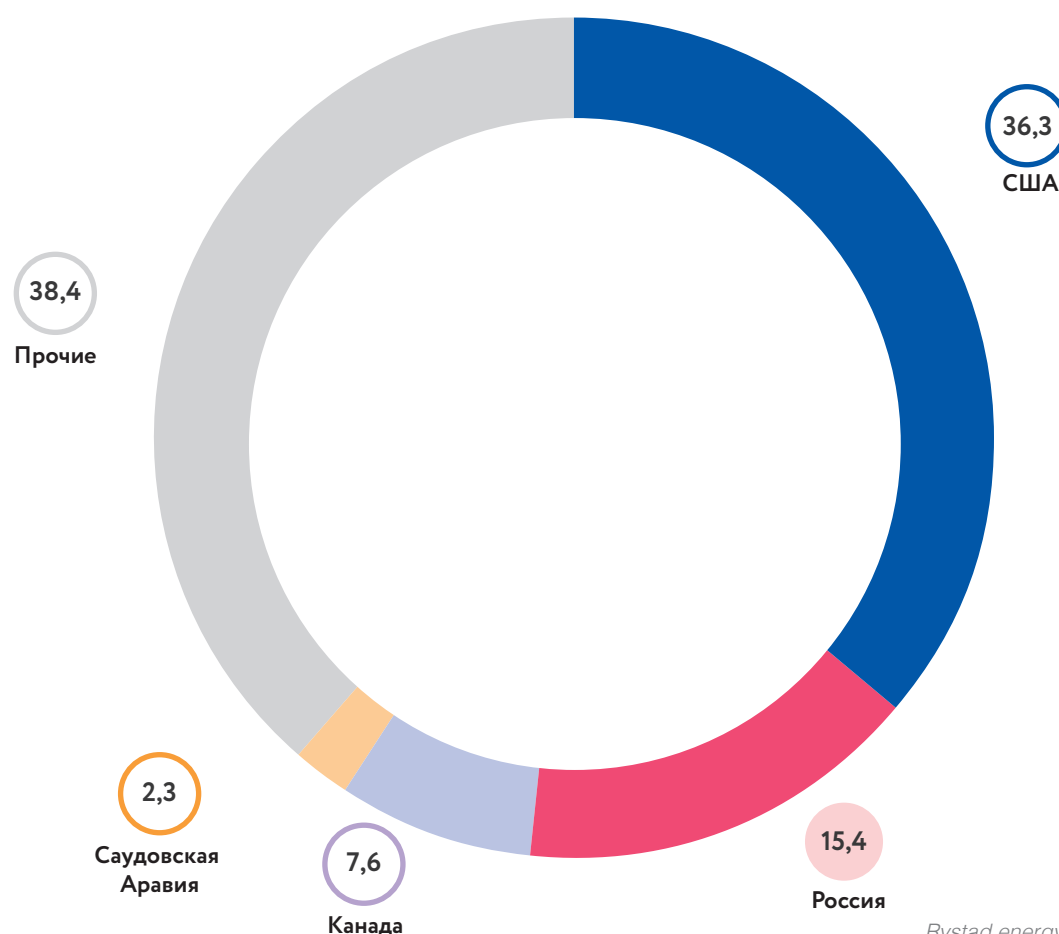


месторождений с относительно неглубоко залегающей нефтью.

В России почти полностью доминирует эксплуатационное бурение на суше, ориентированное на поддержание добычи на зрелых месторождениях Западной Сибири и освоение новых объектов в Восточной Сибири и Арктике. Разведочное бурение в структуре занимает относительно скромное место, а доля шельфовых проектов минимальна из-за высоких издержек, санкционных ограничений и технологических барьеров.

На мировом уровне картина иная: хотя эксплуатационное бурение также занимает значительную часть, все большую долю формируют шельфовые и глубоководные проекты, а также разведка в перспективных регионах (Бразилия, Гвиана, Восточная Африка). Таким образом, Россия обеспечивает крупный объем «метров», но в основном за счет массового бурения относительно неглубоких наземных скважин, в то время как глобальный тренд смещен в сторону высокотехнологичных и капиталоемких операций.

**Рисунок 2.** Доля России в мировом объеме проходки бурением, %



Источник:  
Rystad energy, оценки ИЭФ

## Тренд 1. Стратегический разворот: от новых месторождений к интенсификации

**Нефтяные компании РФ продолжают фокусироваться на методах повышения нефтеотдачи.**

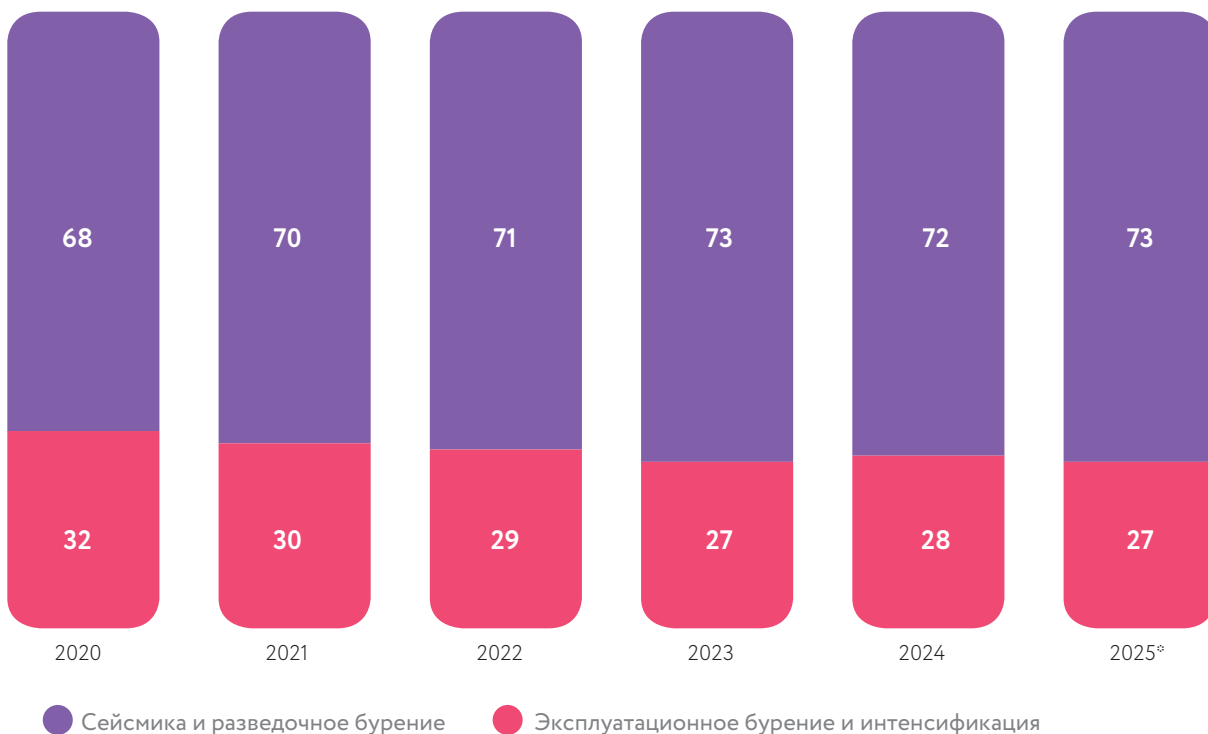
С 2000-х гг. в российской нефтяной отрасли наблюдается тренд на увеличение доли затрат на эксплуатационное бурение и интенсификацию добычи. При этом доля затрат

на сейсморазведку и разведочное бурение снижается.

Причины этого тренда связаны с сочетанием экономических и геополитических факторов.

Геологоразведка и разведочное

**Рисунок 3. Доля капитальных затрат по видам деятельности, %**



Источник: оценки ИЭФ по данным компаний

\* Прогноз.



бурение в новых регионах, в первую очередь на шельфе, сопряжены с рядом технических сложностей и требуют дорогостоящих технологий, которые во многом оказались ограничены в доступе из-за санкций. При этом сроки окупаемости таких инвестиций весьма значительны, а вероятность открытия новых крупных месторождений снижается.

В то же время работа с уже освоенными фондами скважин оказывается более предсказуемой: применение методов поддержания пластового давления, закачка полимеров, многостадийный ГРП и другие решения позволяют

получать «новую тонну нефти» дешевле и быстрее, чем при реализации рискованных поисково-разведочных проектов. Такая «интенсификация вместо экспансии» стала рациональной стратегией для компаний, стремящихся обеспечить устойчивость добычи в условиях ограниченного доступа к зарубежным технологиям и неопределенности на экспортных рынках.

Таким образом, «новую нефть» сейчас дают не новые открытия, а использование инновационных методов добычи, которые превращает старые, ранее нерентабельные запасы в новый источник дохода.

## Драйверы сдвига: почему «меньше, но лучше» стало нормой

**Рост экспортных рисков и необходимость соблюдения квот ОПЕК+ сделали нецелесообразным ввод новых крупных месторождений, сместив фокус на эффективность существующего фонда.**

С 2016 г. российские нефтяные компании работают в условиях, когда внешние ограничения, обязательства в рамках ОПЕК+ и обострение конкуренции на экспортных рынках напрямую влияют на стратегию развития.

Соглашение предусматривает регулярное сокращение или ограничение объемов добычи, что делает менее рациональными инвестиции в масштабные проекты по освоению новых крупных месторождений. При таких

условиях ввод новых мощностей зачастую приводит не к росту экспорта и доходов, а к необходимости искусственно ограничивать добычу, чтобы соответствовать установленным квотам.

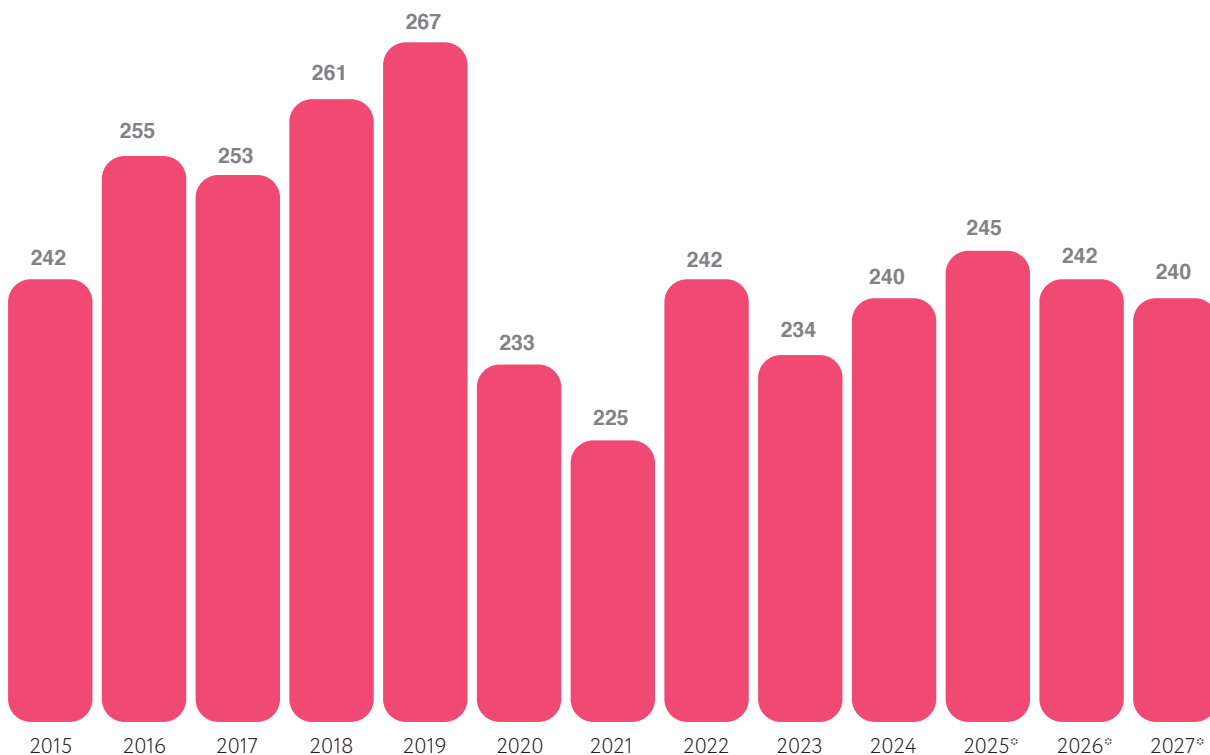
Это сместило акцент стратегического планирования в сторону оптимизации уже существующего фонда. Подход «бурить меньше, добывать больше с каждой скважины» стал ключевым ориентиром: компании инвестируют не в расширение добычи, а в повышение эффективности действующих активов.

В приоритете оказались методы увеличения дебита скважин, модернизация оборудования, цифровизация процесса разработки

месторождения. Такая политика позволяет поддерживать высокий уровень добычи при меньших объемах бурения, снижать капитальные затраты и адаптироваться к колебаниям на экспортных рынках.

Таким образом, долгосрочное планирование российских нефтяных компаний все больше строится не вокруг открытия «новой нефти», а вокруг максимальной отдачи от уже вовлеченных в разработку запасов. Это рациональный ответ на сочетание факторов внешнеполитических ограничений, обострения конкуренции, договоренностей ОПЕК+ и необходимости удерживать финансовую устойчивость отрасли.

**Рисунок 4. Динамика объемов экспорта нефти из России (2015–2025 гг.), млн т**



Источник: ФТС, Минэнерго, оценки ИЭФ

\* Прогноз.

# Главные инструменты интенсификации

**Наибольший спрос и самые высокие темпы роста демонстрируют три сегмента услуг: горизонтальное бурение, многостадийный ГРП и капитальный ремонт скважин.**

Современные вызовы российской нефтедобычи – истощение крупных месторождений и необходимость поддержания уровня добычи при ограниченных возможностях наращивания экспорта – формируют спрос на услуги, направленные на повышение нефтеотдачи. В этих условиях на первый план выходят три сегмента нефтесервисного рынка.

- Горизонтальное бурение стало ключевым инструментом интенсификации добычи. Такие скважины позволяют охватывать значительно большую

площадь продуктивного пласта, обеспечивая более высокий дебит и увеличивая коэффициент извлечения нефти. Их роль особенно заметна в разработке ТРИЗ и низкопроницаемых коллекторов.

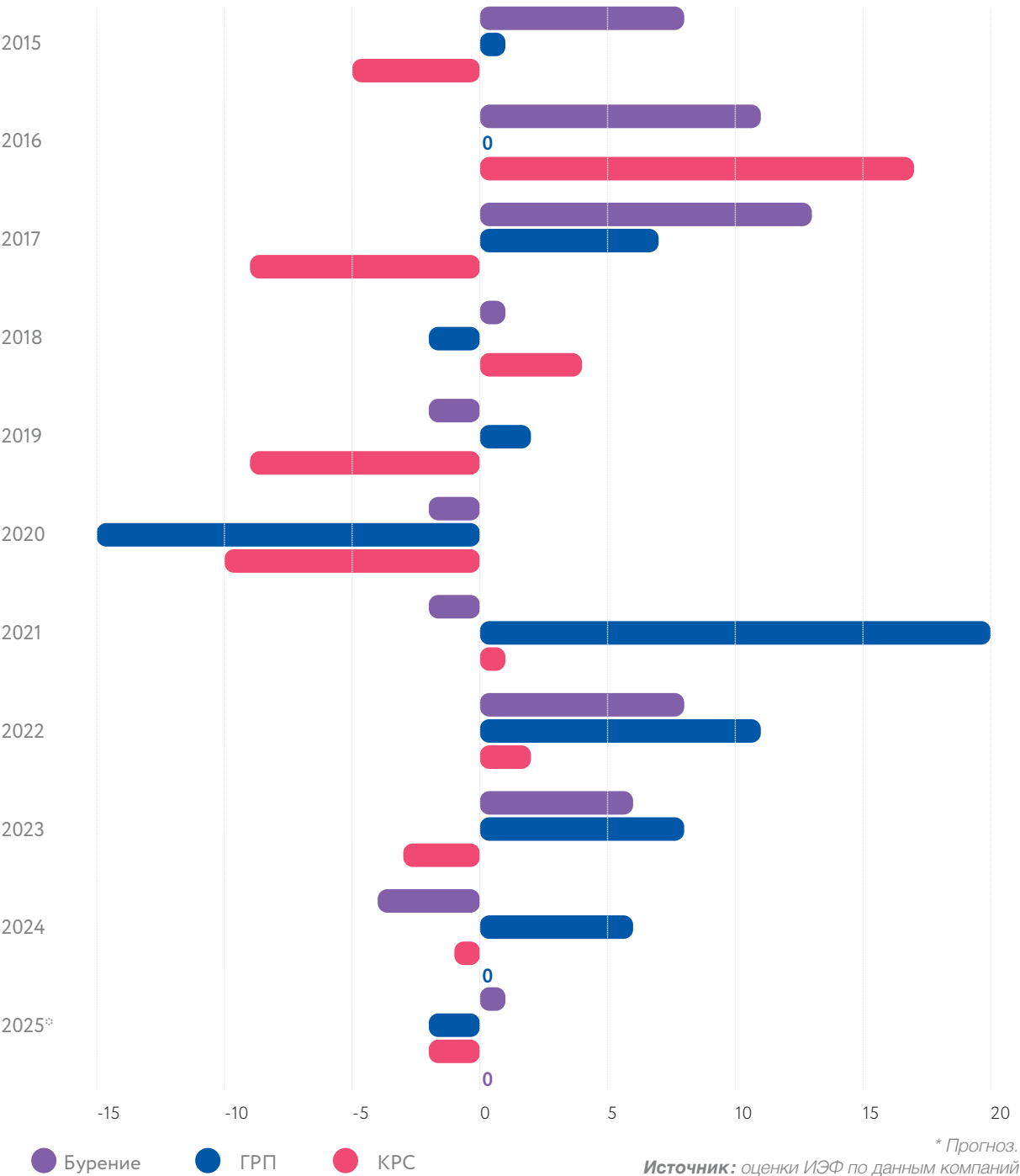
- Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) обеспечивает повышение эффективности бурения и позволяет оптимизировать затраты на оборудование. Это одна из самых капиталоемких, но и наиболее эффективных технологий, которая активно применяется для разработки новых и повышения дебитов на старых месторождениях.
- Капитальный ремонт скважин (КРС) выполняет двойную функцию: продлевает срок службы фонда и позволяет восстанавливать дебит на стареющих месторождениях. Услуги КРС включают замену оборудования, изоляцию обводненных зон и восстановление проницаемости пласта. При относительно умеренных

**Дмитрий Касаткин,**  
партнер Kasatkin Consulting:  
«По нашим прогнозам, к 2030 г. число флотов ГРП достигнет 210 единиц. Технологическим трендом будут интеллектуальные системы, оптимизирующие операции».

затратах этот сегмент обеспечивает быструю отдачу и стабилизирует добычу. Также существенным драйвером роста спроса на КРС является необходимость подготовки старых скважин к применению ГРП.

Эти три сегмента являются ключевыми для реализации стратегии «больше нефти из каждой скважины» и становятся главными драйверами роста российского нефтесервиса.

Рисунок 5. Темпы роста сегментов нефтесервиса (горизонтальное бурение, ГРП, КРС), %



## Тренд 2. Рост продуктивности: технологии на старых месторождениях

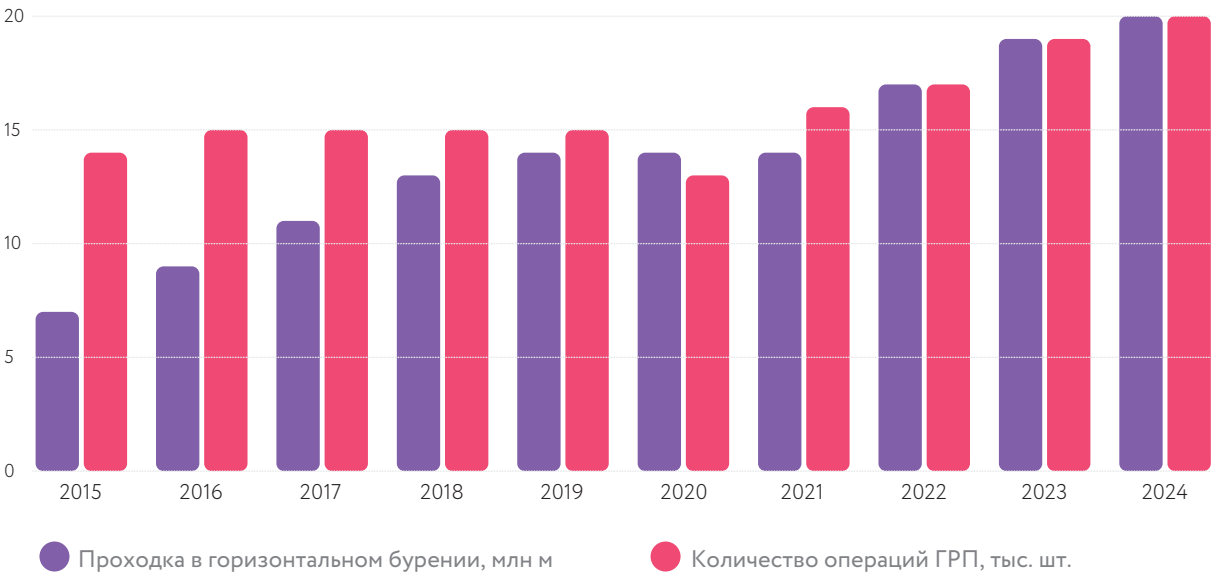
**Комбинация горизонтальных стволов и современных технологий МГРП позволяет вовлекать в разработку ранее нерентабельные пласты на зрелых месторождениях.**

Старые месторождения Урало-Поволжья и Западной Сибири, на которых добыча ведется десятилетиями, традиционно характеризуются падением дебита и снижением коэффициента извлечения нефти. Многие пласты в них ранее считались нерентабельными для промышленной разработки. Однако сочетание двух технологий – горизонтального бурения

и МГРП – радикально меняет ситуацию.

Горизонтальные стволы позволяют скважине контактировать с пластом не точечно, как при вертикальном бурении, а протягиваться вдоль его протяженности. Это открывает доступ к низкопроницаемым коллекторам, которые ранее не вовлекались в добычу.

**Рисунок 6. Объем горизонтального бурения (в метрах) и количество операций ГРП**



Источник: Минэнерго, оценки ИЭФ

Технология МГРП позволяет воздействовать на пласт последовательно по всей длине горизонтального ствола, вовлекая в работу максимальный объем ресурса.

В результате ранее нерентабельные или низкодебитные

участки становятся источником устойчивой добычи. Для зрелых российских месторождений такая комбинация технологий превратилась в один из главных инструментов продления их жизненного цикла и увеличения нефтеотдачи.

## Неожиданное следствие: ренессанс штанговых насосов

**Активное использование ГРП и специфика условий эксплуатации повышают спрос на более простые и надежные штанговые насосы по сравнению с более чувствительными электроцентробежными насосами.**

Активное применение МГРП усложняет использование скважинного оборудования.

**Александр Фролов,**

заместитель генерального директора Института национальной энергетики:

«Интенсификация отчасти позволяет сэкономить деньги на капитальных затратах: вы работаете в регионе с развитой инфраструктурой, не надо строить трубы, дороги, завозить сотрудников и оборудование».

Одним из ключевых факторов, влияющих на его надежность становится вынос проппанта и мелкодисперсных частиц, которые попадают в ствол скважины. Это негативно сказывается на надежности работы широко распространенных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Абразивное воздействие частиц ускоряет износ рабочих органов насосов, вызывает вибрации и приводит к частым отказам.

Кроме того, нестабильность работы пласта после ГРП – колебания дебита, обводненность, падение давления и в ряде случаев высокие температуры – делает эксплуатацию УЭЦН еще более

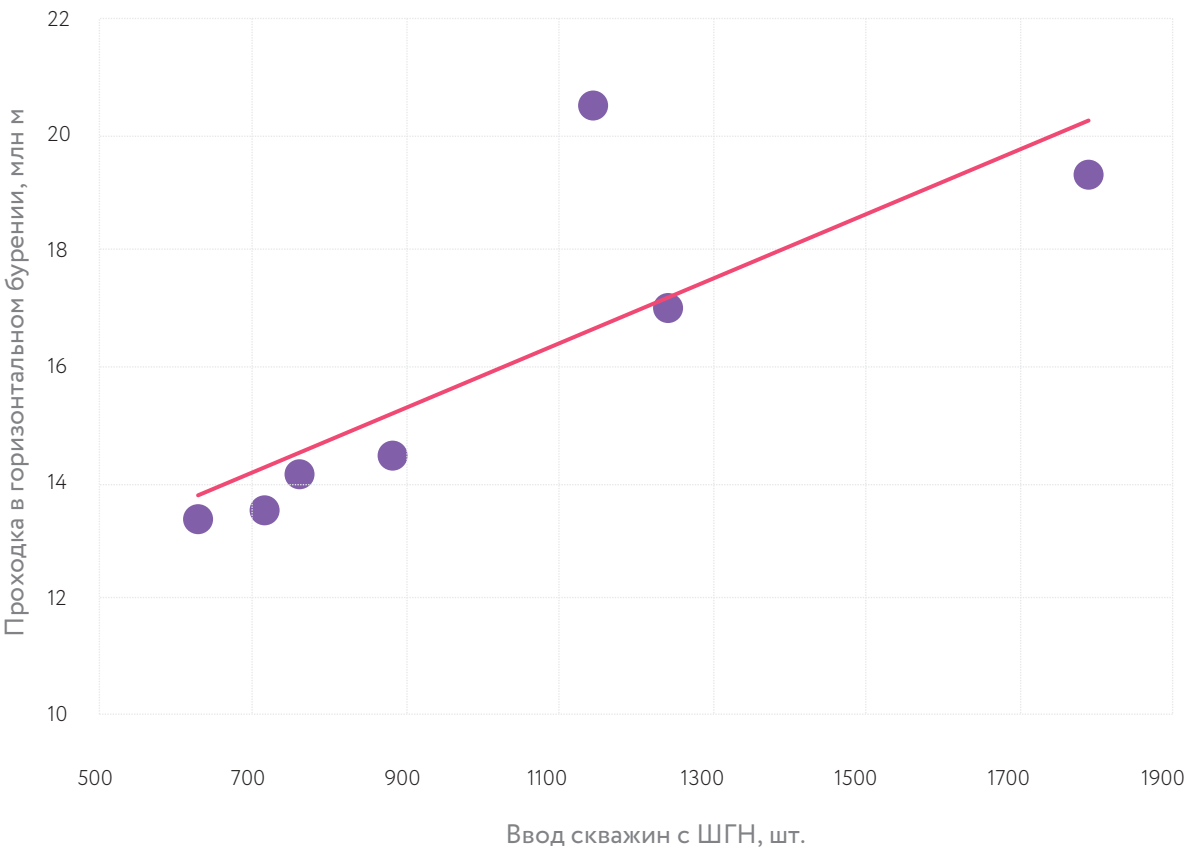
сложной. Эти насосы чувствительны к изменению параметров среды и требуют стабильных условий для эффективной работы.

На этом фоне все больший интерес вызывают штанговые глубинные насосы (ШГН). Несмотря на более низкую производительность по сравнению с УЭЦН, их дешевизна, простота конструкции, высокая ремонтопригодность, устойчивость к абразивным частицам и более высокая устойчивость к перегреву делают их оптимальным выбором для скважин, на которых осуществляется МГРП.

Надежность и предсказуемость работы ШГН в сложных условиях становятся их главным преимуществом: оборудование позволяет поддерживать стабильный отбор нефти без частых аварийных остановок и дорогостоящих ремонтов.

Таким образом, рост масштабов применения агрессивного ГРП напрямую стимулирует спрос на более простые, но надежные насосные технологии. Для зрелых месторождений это становится фактором экономической устойчивости добычи.

**Рисунок 7. Соотношение вводимых скважин со штанговыми насосами и проходки в горизонтальном бурении**



Источник: оценки ИЭФ



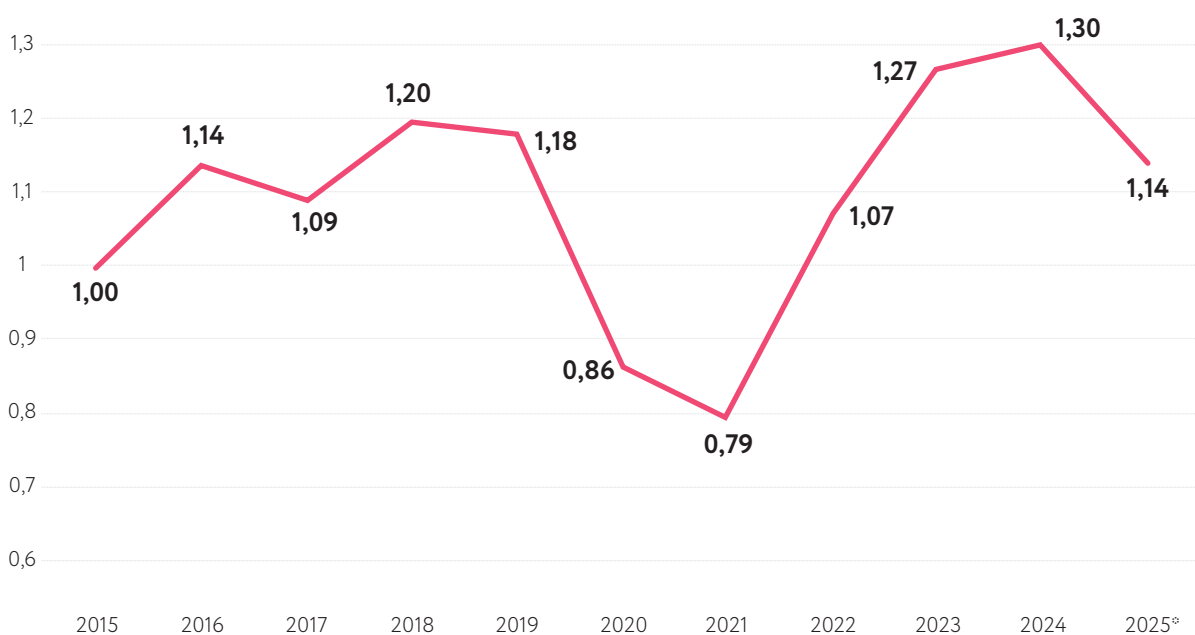
## Тренд 3. Локализация производства

**Россия активно наращивает выпуск собственного нефтесервисного оборудования, но критическая зависимость от импорта в высокотехнологичных нишах сохраняется.**

Начиная с 2014 г. российский нефтесервисный сектор ускоренно развивает программу импортозамещения. Значительные успехи были достигнуты в сегментах, в которых технологический порог входа относительно невысок. Локализовано производство буровых установок различного класса, включая мобильные

и стационарные, а также налажен выпуск трубной продукции – обсадных и насосно-компрессорных труб. Хотя в некоторых категориях буровых установок наблюдается конкуренция с китайскими поставщиками, оборудование которых является лицензионными копиями поставщиков из недружественных стран.

**Рисунок 8. Индекс выпуска российского нефтесервисного оборудования**



Источник: оценки ИЭФ

\* Прогноз.

Однако в ряде высокотехнологичных ниш сохраняется критическая зависимость от зарубежных решений. В частности, роторно-управляемые системы (РУС) – ограниченные возможности отечественного производства снижают эффективность сложных направленных и горизонтальных скважин. Системы геофизического сопровождения в процессе бурения остаются практически полностью импортозависимыми. Флоты для многостадийного ГРП – пока в России нет сопоставимого парка высокопроизводительных насосных агрегатов, что ограничивает масштабирование технологии.

Программное обеспечение (ПО) – специализированные пакеты для геомоделирования, интерпретации данных и оптимизации бурения в основном зарубежной разработки.

Таким образом, отечественный нефтесервис демонстрирует прогресс в «железе», но отставание в сложных технологиях и цифровых решениях сохраняется. Решение этой проблемы требует долгосрочных инвестиций, доступа к инжинирингу и создания новых производственных компетенций.

## Ограничения роста: технологический барьер и ресурсная база

**Экспортные ограничения замедлили развитие новых проектов в Арктике, на шельфе и в сегменте ТРИЗ, откладывая проблему восполнения запасов «на завтра».**

Экспортные ограничения последних лет наиболее болезненно ударили по тем направлениям, где российские компании зависели от зарубежных технологий и оборудования. Это в первую очередь шельфовые проекты Арктики, глубоководное бурение, а также

разработка ТРИЗ (сланцевой нефти, баженовской свиты и низкопроницаемых коллекторов). Именно в этих сегментах требуются сложные буровые комплексы, системы управления скважиной в реальном времени, мощные насосные парки и современное ПО.

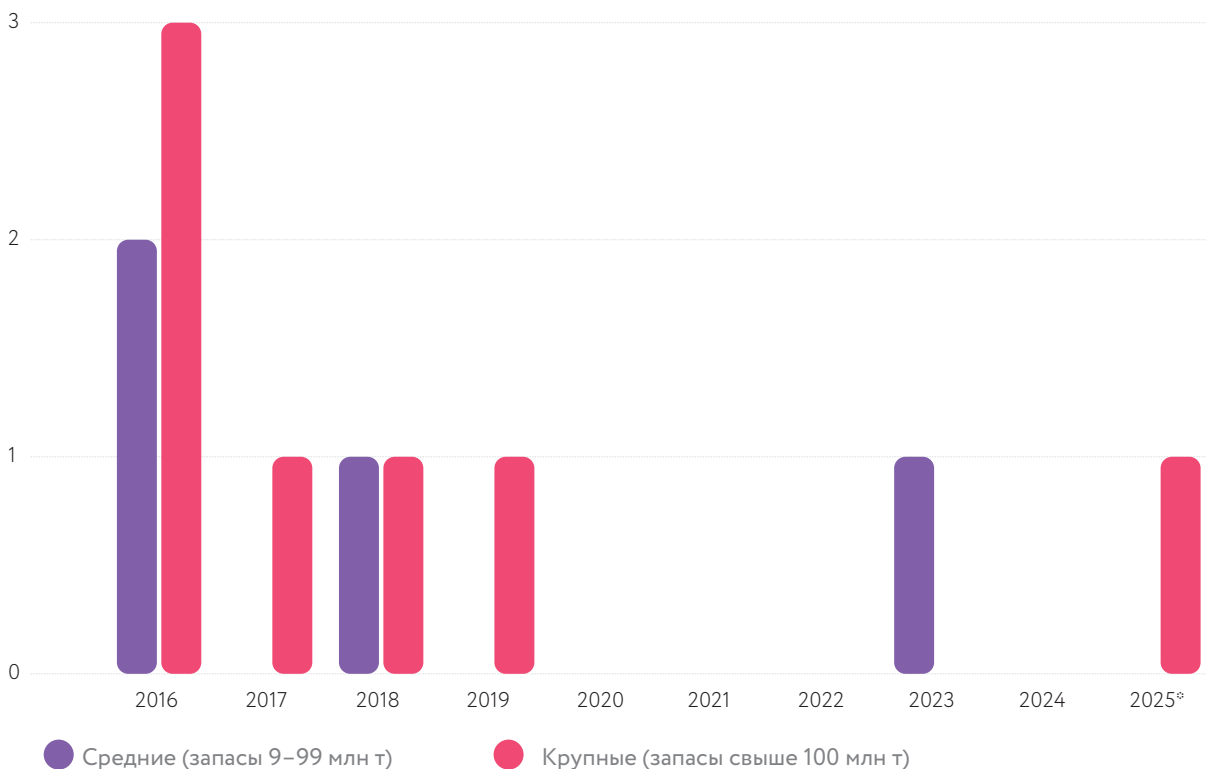
Приостановка международного сотрудничества и уход ключевых сервисных компаний практически заморозили большинство новых проектов, оставив в разработке лишь те, которые можно вести с использованием имеющегося парка оборудования. Это позволило поддерживать текущий уровень добычи на зрелых месторождениях, но резко ограничило возможности по восполнению ресурсной базы на перспективу.

Долгосрочные последствия такого сдвига очевидны. Россия сохраняет крупные доказанные запасы нефти, однако без технологического доступа к их освоению

они остаются замороженными. Это означает, что через 10–15 лет, когда отдача действующих месторождений начнет существенно падать, проблема дефицита восполняемых запасов проявится особенно остро.

Таким образом, санкции отложили решение стратегической задачи пополнения ресурсной базы «на завтра». Краткосрочно это помогает концентрироваться на существующем фонде скважин и поддержании текущей добычи, но в долгосрочной перспективе создает риск снижения энергетической безопасности и инвестиционной привлекательности отрасли.

**Рисунок 9. Количество новых средних и крупных месторождений, вводимых в эксплуатацию**



Источник: оценки ИЭФ

\* Прогноз.  
Данные за отдельные периоды недоступны.

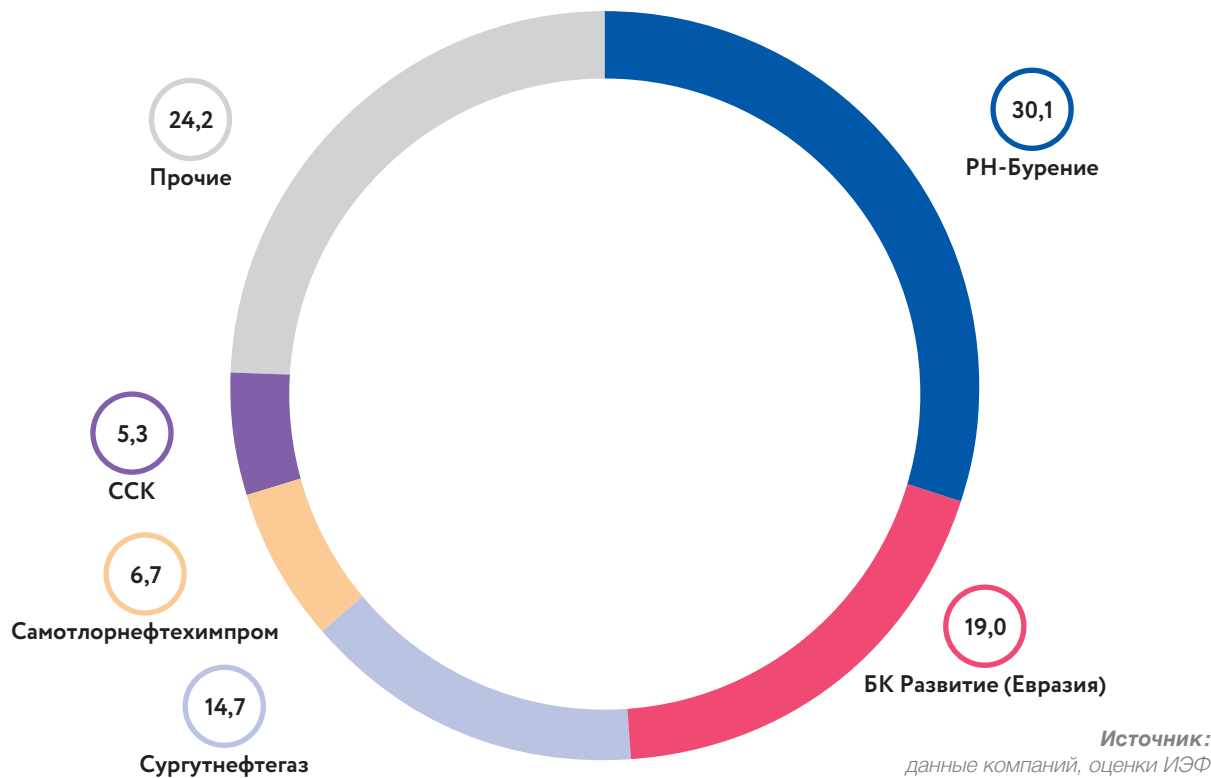
# Новая карта рынка нефтесервиса: кто теперь главный

После ухода почти всех компаний из «большой четверки» (Baker Hughes, Halliburton, Weatherford) рынок нефтесервисных услуг в России консолидировался вокруг отечественных подрядчиков и сервисных подразделений ВИНК.

С 2023 г. на российском рынке бурения окончательно сформировалась «новая нормальность», которая сохранится до снятия санкционных ограничений. Основной спрос

на буровые работы, включая современные и сложные технологии – горизонтальное бурение кустовых скважин, зарезку боковых стволов и др., – обеспечивают внутренние сервисные

Рисунок 10. Топ-5 компаний по доле рынка бурения в России на 2024 г., %



подразделения ВИНК. Независимые компании теперь ориентируются преимущественно на 1–2 ключевых заказчиков. Внутренний сервис стал главным бенефициаром роста буровых работ в 2022–2024 гг.: ключевыми игроками стали «РН-Бурение», буровая компания «Развитие» (бывшая

«Евразия»). Снижение активности в бурении, ожидаемое в 2025 г., окажет меньшее влияние на внутренние сервисные структуры, поскольку российские ВИНК будут оптимизировать заказы на открытом рынке, обеспечивая работой собственные дочерние компании.

## Финансовое здоровье отрасли

**Рублевая выручка сектора растет за счет инфляции и усложнения работ, однако доля выручки от сегмента ГРП стагнирует.**

В 2020–2024 гг. выручка российского нефтесервисного сектора в рублевом выражении устойчиво росла. На это повлияло сразу

несколько факторов: инфляционное удорожание материалов и оборудования, усложнение геолого-технических условий бурения, а также постепенное смещение акцента на более капиталоемкие технологии (горизонтальное бурение, МГРП).

**Игорь Юшков,**

ведущий аналитик  
Фонда национальной  
энергетической  
безопасности:

«Если пару лет назад компании аврально и любой ценой решали свои производственные задачи, что плохо влияло на экономику, то сейчас они уже имеют возможность действовать более оптимально».

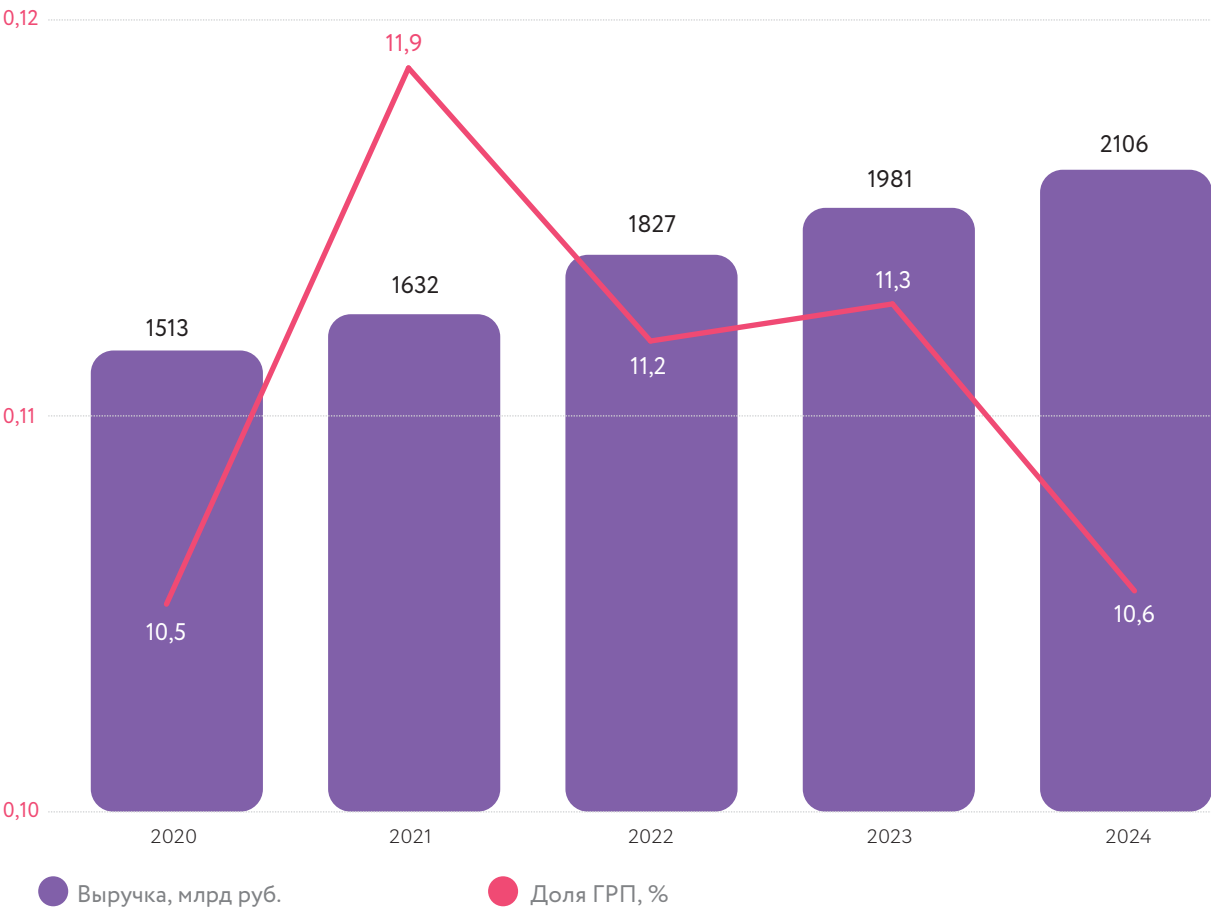
Однако динамика рентабельности существенно отличается от роста выручки. Крупнейшие нефтяные компании, являющиеся основными заказчиками услуг, используют монополию для давления на цены подрядчиков. В результате в массовых сегментах, таких как бурение стандартных эксплуатационных скважин или капитальный ремонт, маржа подрядчиков остается крайне низкой. Увеличение сложности работ зачастую компенсируется лишь частично, и сервисные

компании вынуждены работать с небольшой прибылью.

Совсем иная ситуация наблюдается в высокотехнологичных нишах. Сегменты, в которых сохраняется зависимость от уникального оборудования или ограниченного числа исполнителей (МГРП, телеметрия при бурении, сложное ПО), обеспечивают более высокую рентабельность. Там заказчики готовы платить премию за надежность и доступ к технологиям, что создает возможность для сервисных компаний поддерживать положительный

финансовый результат. Таким образом, российский нефтесервис сталкивается с «раздвоенной» экономикой: рублевая выручка растет, но маржинальность массового сервиса сжимается, тогда как высокотехнологичные сегменты сохраняют относительную устойчивость и остаются ключевыми источниками прибыли. Доля выручки от ГРП нефтесервисных компаний остается стабильной, что говорит о том, что, несмотря на его высокую маржинальность, он не является ключевым драйвером роста выручки сервисных компаний.

Рисунок 11. Динамика совокупной выручки и доля выручки от ГРП нефтесервисного сектора



Источник: оценки ИЭФ

# Стратегический прогноз до 2030 г.

**Модель «интенсификация + локализация» поддержит добычу на текущем уровне в ближайшие годы, но без технологического прорыва и новых открытий велика вероятность стагнации добычи после 2030 г.**

При сохранении действующих ограничений на экспорт российской нефти мы не ожидаем значительного роста поставок до 2030 г. Это связано с высокой вероятностью достижения пика потребления нефти в Китае в период 2027–2030 гг., что ограничит перспективы увеличения спроса на российский экспорт. Снижение импорта со стороны

Китая, а также общая тенденция к диверсификации источников энергоносителей могут усилить ценовую конкуренцию на рынке, особенно между Россией и Ираном, что в итоге способно привести к сокращению российского нефтяного экспорта примерно до 235 млн т к 2030 г.

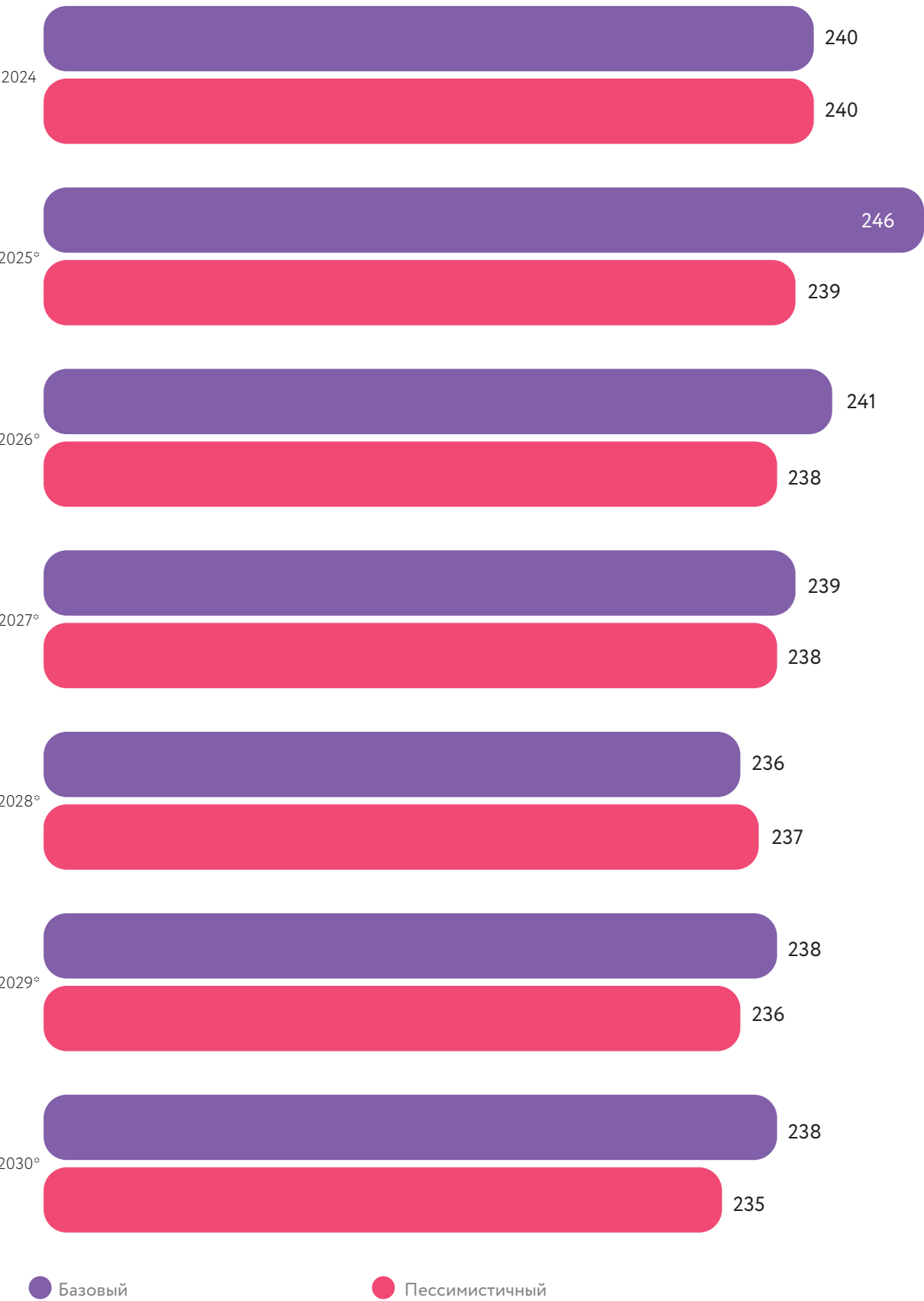
Кроме того, в случае отмены ограничений на экспорт Россия столкнется с высокой конкуренцией со стороны стран Персидского залива на ключевом индийском рынке. Высокие транспортные издержки, связанные с доставкой нефти на удаленные рынки, и ограниченная инфраструктура для перенаправления потоков экспорта делают маловероятным компенсирование падения поставок в Китай за счет увеличения продаж на рынке Индии.

В долгосрочной перспективе это означает, что российская нефтяная отрасль будет вынуждена искать альтернативные

**Валерий Андрианов,**  
доцент Финансового университета при правительстве РФ:  
«Создание новых центров ценообразования, развитие независимой системы страхования, согласование новых стандартов, независимых от API, переход на расчеты за нефть в нацвалютах – это все крайне актуальные, хотя и долгосрочные задачи».



**Рисунок 12. Динамика объемов экспорта нефти из России (2015–2025 гг.), млн т**



Источник: оценки ИЭФ

\* Прогноз.

стратегии: оптимизацию структуры экспорта, развитие контрактов с новыми партнерами, а также возможное

переориентирование части ресурсов на внутренний рынок или на нефтехимические производства.

## Глобальные вызовы для российского нефтесервиса

**Будущая конкурентоспособность отрасли зависит от способности устранить технологические разрывы, масштабировать локальное производство и найти новый баланс между внутренними потребностями и экспортными возможностями.**

Расширенный анализ: сегодня отрасль стоит перед комплексом вызовов.

- Истощение зрелых активов. Темпы падения дебита на месторождениях Западной Сибири составляют 6–8% в год. Интенсификация позволяет сдерживать этот спад, но не бесконечно. Вопрос: как долго можно «выжимать» действующие пласты?
- Технологический разрыв. Разработка отечественных аналогов РУС и флотов ГРП требует 5–7 лет. Но есть ли у отрасли этот запас времени? Задержка с импортозамещением может привести к технологическому тупику.

- Монополизация рынка. Сервисы ВИНК заняли доминирующее положение. Вопрос: приведет ли это к снижению качества услуг и росту издержек в долгосрочной перспективе?
- Стратегия для шельфа. Сохранение компетенций для будущих проектов требует инвестиций, хотя сегодня они не приносят отдачи. Вопрос: будет ли Россия поддерживать замороженные направления ради будущего?

Эти вопросы не имеют однозначных ответов и требуют обсуждения на уровне государства, бизнеса и научного сообщества. Именно они станут определяющими для будущего нефтегазового сектора России после 2030 г.

**Авторский коллектив**

Марсель Салихов, Максим Шевыренков, Елизавета Колчина

**Корректор:** Светлана Борщевская

**Верстка:** Федор Кислов

# ВЕДОМОСТИ

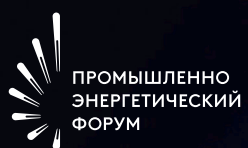
## СЕРИЯ АНАЛИТИЧЕСКИХ ДОКЛАДОВ «ВЕДОМОСТЕЙ» ОБ АКТУАЛЬНЫХ ВЫЗОВАХ И ПЕРСПЕКТИВАХ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ



ИЮНЬ  
2025



СЕНТЯБРЬ  
2025



# ВЕДОМОСТИ



МОСКВА  
2025