# Экономическая оценка инновационного потенциала технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых углеводородов в нефтегазовом комплексе России

**Пашинин Олег Александрович**
аспирант, кафедра национальной экономики, экономический факультет, Российский университет дружбы народов им. Патриса Лумумбы, 1042250501@rudn.ru

Технологии геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых углеводородных запасов представляют собой сложный комплекс методов, инструментов и подходов, направленных на решение одной из ключевых задач российской нефтегазовой промышленности по повышению устойчивости добычи в долгосрочном периоде с учетом истощения «легких» запасов.
Цель исследования состоит в разработке методического подхода к экономической оценке инновационного потенциала технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых углеводородов, позволяющего установить взаимосвязь между уровнем технологической готовности, снижением геологической неопределенности, приростом риск-скорректированной стоимости проектов и возможностью промышленного тиражирования технологических решений в российском нефтегазовом комплексе. Информационно-аналитическую базу исследования составили российские и зарубежные статистические материалы о трудноизвлекаемых запасах, открытые данные государственных органов и нефтегазовых компаний о применяемых технологиях, а также экспертные оценки представителей отрасли.
Расчеты в научном исследовании показывают рост интегрального индекса инновационного потенциала нефтегазового комплекса России с 0,140 в 2022 году до 0,720 в 2025 году. Полученное автором значение соответствует переходу от разрозненных пилотных проектов к ограниченному промышленному масштабированию. При этом геолого-информационный блок сохраняет положение основного ограничителя и находится на стадии активного развития. В научной работе сформирован ключевой вывод о том, что экономическая ценность инноваций в освоении трудноизвлекаемых углеводородов возникает при совместном выполнении трех условий: доказанном снижении неопределенности, положительном приросте ожидаемой стоимости и переносимости результата на группу сопоставимых объектов.

**Ключевые слова:** трудноизвлекаемые углеводороды, инновационный потенциал, геологическое изучение, риск-скорректированная стоимость, технологическое тиражирование, нефтегазовый комплекс.

**Введение**

Современная структура российской минерально-сырьевой базы выводит освоение трудноизвлекаемых запасов в перечень ключевых проблем нефтегазового комплекса (НГК) России. На ряду с этим, значимым фактором становится и изучение возможностей по поиску новых перспективных запасов, которые регулярно пополняют сырьевую базу РФ как на суше, так и в офшорной зоне, расширяя возможности дальнейшей добычи.

Совокупные объемы трудноизвлекаемых разведанных запасов НГК России согласно данным геологического изучения разнятся: по состоянию на 2025 год Роснедра оценивали потенциально извлекаемые запасы нефти в 17,4 млрд.т., или 55% их общего объема. [8] В материалах Минэнерго России общий объем нефтяных запасов категорий А+В1+В2+С1+С2 оценен в 31,5 млрд.т., из которых 18,6 млрд т, или 59%, приходились на ТРИЗ [6]. Международное энергетическое агентство IEA на начало 2026 года оценивало потенциальные ТРИЗ НГК России в более чем 20 млрд.т. сырья, выводя Россию на лидирующее 1-е место по запасам природного газа с учетом Арктического шельфа. [13]

Контуры учета и методики подсчета срезов различаются, но каждый из приведенных источников фиксируют одну экономически значимую пропорцию: большая часть ресурсной базы требует технологической базы по работе с ТРИЗ. А подтверждаемые новые разведанные запасы углеводородов открытые с 2010 года более чем на 80% состоят из труднодоступного сырья. [9]

**Основная часть**

Многие годы рост ТРИЗ оставался решаемым фактором за счет межстрановой кооперации, прямых иностранных инвестиций и доступностью лучших технологий и практик международного рынка, но после масштабного введения санкций 1-ой волны 2014-2020 гг. и последующими санкционными пакетами с 2022 года, российские нефтегазовые компании вынуждены были переориентироваться на российские технологии и предложения «дружественных» стран. В этом ключе добыча разведанных запасов представляется не как следующий планомерный этап развития нефтегазового комплекса России, а как технологический вызов. С 2014 года ведутся работы по снижению зависимости российского ТЭК от импортного оборудования, технологий, материалов. [11] Рост доли ТРИЗ можно задержать увеличением доли разработок действующих месторождений, но это лишь создает отложенный эффект, а с увеличением проведения геологразведочных работ в регионах Западной Сибири и российской Арктики, становится очевидно, что в пределах 20-30 лет основные очаги добычи перейдут в районы с исключительно труднодоступными запасами. [10]

Основным индикатором, сигнализирующим о повышении доли разработок в сфере ТРИЗ является уровень инновационной активности. В период с 2022 г. по 2024 г. он составлял порядка 7% от общих нефтегазовых расходов, при этом затраты увеличились на 109 млрд. руб. и составили 289 млрд. руб. в текущих ценах. В 2022 году на процессные инновации приходилось 88% затрат (159 млрд. руб.).

Финансирование геологоразведочных работ на углеводороды недропользователями увеличилось с 315 млрд.руб. в 2022 года до 344,1 млрд.руб. в 2024 году, тогда как прирост запасов нефти и конденсата снизился с 818 до 516 млн.т. [4] Можно отметить, что прямое отношение показателей не равно эффективности из-за временных лагов, но демонстрирует нерелевантность оценки инноваций только лишь по объему вложений.

Международная методология связывает инновацию с введением нового или существенно улучшенного процесса в использовании, т.е. для upstream-сектора граница между разработкой и применением более значима: сервисные компании играют ведущую роль в происхождении внедренных решений, однако их межотраслевое распространение технологий остается медленным. [5] Анализ российских игроков нефтегазового рынка раскрывает влияние стадии освоения, региональной инфраструктуры, отраслевых вызовов и кооперации, но единая конструкция, при этом, соединяющая геологический риск с масштабируемостью, находится в 2026 году еще на стадии формирования. [9]

В этом ключе инновационный потенциал понимается как способность технологий, геологических данных, инженерных компетенций и сервиса снижать неопределенность недр, переводя условно рентабельные ресурсы в эффективно извлекаемые запасы и воспроизводить результат с приемлемыми удельными затратами, т.е. коммерческую ценность формирует не сам «пилот» проекта, а переход к повторному применению в масштабах страны.

Для проведения качественного анализа, данные разделены на три статуса. Маркер «О» - опубликованное наблюдение, «П» - прямой производный расчет, а «Р» а авторскую оценку по раскрытым предпосылкам.

Также для анализа отобраны 5 блоков, которые отражают геолого-информационную обеспеченность G, технологический результат T, экономическое обучение E, отечественную воспроизводимость S и диффузию D.

$$z_{it}^{+} = \min\left\{1, \max\left[0, \frac{x_{it} - a_i}{b_i - a_i}\right]\right\},$$
$$z_{it}^{-} = \min\left\{1, \max\left[0, \frac{a_i - x_{it}}{a_i - b_i}\right]\right\}. \quad (1)$$

В формуле (1) $x_{it}$ обозначает наблюдаемое или расчетное значение, $a_i$ - критическую границу, $b_i$ - целевой ориентир. Первое выражение применяется к стимуляторам эффекта, а второе - к стоимости и времени работ.

$$B_{kt} = \frac{\sum_{i \in k} w_i z_{it}}{\sum_{i \in k} w_i}. \quad (2)$$

$$\text{IIP}_t = B_{G,t}^{0,20} B_{T,t}^{0,25} B_{E,t}^{0,20} B_{S,t}^{0,20} B_{D,t}^{0,15}. \quad (3)$$

Внутри блоков используется средневзвешенное значение, а итоговый индекс рассчитывается как геометрическая средняя. Вес технологического блока равен 0,25, поскольку без подтвержденного ресурсного эффекта инновационный потенциал остается декларативным. Геологическая информация, экономическое обучение и воспроизводимость получают по 0,20. Диффузии присвоен стандартный для НГК вес 0,15. Значение ниже 0,25 соответствует фрагментарному потенциалу. Интервал 0,25–0,50 характеризует формирование системы, диапазон 0,50–0,75 отражает готовность к ограниченному масштабированию, уровень выше 0,75 указывает на системную воспроизводимость.

Экономическая отдача возникает на стыке стадий: сейсмика меняет вероятность попадания в продуктивный интервал, а технология многостадийного гидроразрыва пласта зависит от геомеханической модели, а адаптивное управление при этом использует накопленные данные после запуска проекта. [12]

На стадии геологического изучения важна пригодность массива для совместной интерпретации. В 2025 году в электронном виде находилось около 12% фонда геологической информации. [8] Общесырьевой показатель используется как системный прокси и наиболее точно отражает инфраструктурное ограничение, чем несопоставимые корпоративные доли цифровизации. На разведочной стадии эффект проявляется через вероятность успеха, невозвратные затраты и стоимость времени до решения о тиражировании. (Таблица 2.)

*Таблица 1*
*Исходные показатели и параметры нормирования в НГК России*

| Код | Показатель | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | a / b | Вес | Статус |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| G1 | Доля фонда геологической информации в электронном виде, % | 7,0 | 8,5 | 10,0 | 12,0 | 5 / 30 | 0,08 | О 2025, Р |
| G2 | Снижение диапазона геологической неопределенности, % | 16 | 22 | 29 | 36 | 10 / 50 | 0,12 | Р |
| T1 | Доля пилотов на уровнях готовности TRL (шкала уровней технологической готовности) 7–9, % | 30 | 42 | 57 | 72 | 20 / 90 | 0,11 | Р |
| T2 | Прирост коэффициента извлечения нефти, п.п. | 6,5 | 9,0 | 13,5 | 21,0 | 4 / 25 | 0,14 | О 2025, Р |
| E1 | Индекс удельной стоимости к началу проекта | 0,82 | 0,66 | 0,48 | 0,33 | 1,00 / 0,30 | 0,12 | П 2025, Р |
| E2 | Период от пилота до решения о тиражировании, мес. | 43 | 37 | 31 | 26 | 48 / 18 | 0,08 | Р |
| S1 | Доля критических операций на российских решениях, % | 46 | 58 | 71 | 83 | 35 / 95 | 0,12 | Р |
| S2 | Доля модулей со стандартным регламентом, % | 24 | 36 | 52 | 69 | 15 / 85 | 0,08 | Р |
| D1 | Число пакетов с полевым подтверждением, ед. | 2 | 4 | 7 | 10 | 1 / 15 | 0,07 | П 2025, Р |
| D2 | Доля решений, повторно примененных за 24 мес., % | 22 | 34 | 52 | 68 | 15 / 85 | 0,08 | Р |

Примечание: a — критическая граница, b — целевой ориентир. О — опубликованное наблюдение, П — производный показатель, Р — расчетная оценка автора. Для E1 и E2 улучшение связано со снижением значения.
*Источник: составлено автором по данным [8, 9, 13].*

Ряды построены с годовым шагом 2022-2025 гг.. Для G1, T2, E1 и D1 конечные значения связаны с публикациями или прямым расчетом. Остальные восстановлены по монотонной траектории пилотных стадий с ускорением в 2024–2025 гг., когда испытания начали формировать повторяемые регламенты.

*Таблица 2*
*Частные и интегральный индексы инновационного потенциала НГК России*

| Год | G | T | E | S | D | IIP |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 2022 | 0,122 | 0,130 | 0,221 | 0,161 | 0,087 | 0,140 |
| 2023 | 0,236 | 0,272 | 0,438 | 0,350 | 0,245 | 0,301 |
| 2024 | 0,365 | 0,486 | 0,672 | 0,571 | 0,482 | 0,505 |
| 2025 | 0,502 | 0,780 | 0,868 | 0,789 | 0,704 | 0,720 |

*Источник: составлено по данным [6, 8].*

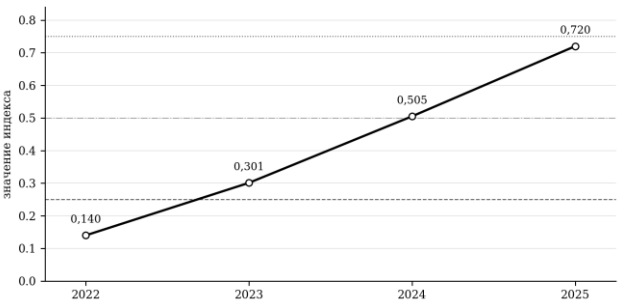



*Рисунок 1. Динамика интегрального индекса инновационного потенциала 2022-2025 гг. в российском НГК*
*Источник: составлено автором по данным таблицы 2.*

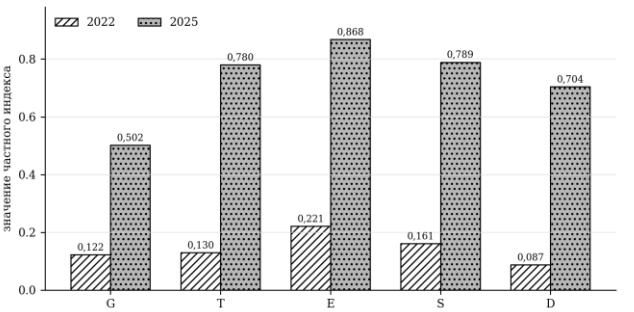



*Рисунок 2. Изменение структуры инновационного потенциала НГК России с 2022 – 2025 гг.*

Индекс увеличился с 0,140 в 2022 году до 0,720 в 2025 году. Пересечение границы 0,50 означает переход от разрозненных пилотов к ограниченному масштабированию, но уровень системной воспроизводимости в России 0,75 пока не достигнут. В 2025 году экономический блок E составил 0,868, технологический T - 0,780, отечественная воспроизводимость S - 0,789., т.е. значения отражают фронтир компетенций, а не одинаковую эффективность на каждом участке недр.

*G - геолого-информационный блок, T - технологический, E - экономический, S - отечественная воспроизводимость, D - диффузия.

*Источник: составлено автором по данным [3, 9]*

Геолого-информационный блок G остается минимальным и достигает 0,502. Пока технологический фонд не приведен к единому цифровому контуру, число объектов для быстрого переноса решений растет медленнее технической готовности. Диффузия D с результатом 0,704 занимает второе место среди ограничителей.

Локальная компетенция не превращается автоматически в отраслевой эффект без доступа к данным, общего протокола подтверждения и сервисной цепочки [1]. Масштабирование поэтому рассматривается как самостоятельный экономический актив. Инвестиционное решение, фактически, требует денежной интерпретации индекса. Для условного участка рассчитана риск-скорректированная чистая приведенная стоимость. Геологический и технологический успех разделены, поскольку подтверждение залежи не гарантирует промышленной производительности.

$$p_s = p_g p_t, \qquad \mathrm{rNPV} = p_s \mathrm{NPV}^+ - (1 - p_s) C_f. \qquad (4)$$

В формуле (4) $p^g$ обозначает вероятность геологического успеха, $p^t$ — вероятность технологического успеха при подтвержденной геологии, $NPV^+$ — стоимость проекта при положительном результате, $C^f$ — невозвратные расходы при неудаче. Все денежные величины приведены в ценах 2025 года и служат для сравнительного анализа усредненных месторождений, а не для оценки конкретных групп скважин.

*Таблица 3*

*Риск-скорректированная оценка условного проекта в НГК России*

| Вариант | $p^g$ | $p^t$ | $p_s$ | $NPV^+$, млрд руб. | $C^f$, млрд руб. | rNPV, млрд руб. | Прирост к базовому значению |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Базовый технологический контур | 0,42 | 0,68 | 0,286 | 34,0 | 6,0 | 5,42 | — |
| Выборочное внедрение | 0,50 | 0,76 | 0,380 | 42,0 | 7,5 | 11,31 | +5,89 |
| Комплексный показатель с учетом технологического суверенитета | 0,58 | 0,84 | 0,487 | 56,0 | 9,0 | 22,67 | +17,24 |

*Источник: составлено автором по данным [7, 9]*

Выборочное внедрение почти удваивает rNPV, а комплексный пакет увеличивает показатель более чем в четыре раза. Снижается вероятность невозвратной потери, одновременно растет стоимость успешного исхода. Геологическая интерпретация создает стоимость без прямого прироста дебита, если сокращает вероятность дорогой ошибки.

Для оценки масштаба до 2030 года построены три условные траектории. Потенциал вовлечения до 9 млрд.т. используется как адресуемый технологический контур, а не как прогноз [6]. Чистая маржа относится к дополнительной добыче, а снижение затрат — к ранее сформированной базе, поэтому двойной учет исключен.

Коэффициент 2,000 равен дисконтированной при ставке 12% сумме темпов освоения 0,2, 0,4, 0,6, 0,8 и 1,0. Чистая маржа M установлена на уровне 12 тыс. руб. на дополнительную тонну, а инвестиции $I_s$ условно относятся к началу периода, что делает расчет осторожнее. Все значения выражены в постоянных ценах 2025 года. Налоговые поступления и вторичные региональные эффекты в NPV не включены.

Положительный NPV формируется во всех траекториях. Один рубль на современном этапе в НГК вложений создает от 3,30 до 5,28 руб. приведенного валового эффекта за счет обучения и повторного использования геологической модели, программного обеспечения и регламентов. Адресуемый контур 9 млрд.т. при этом не равен запасам промышленных категорий: между ресурсом и коммерческим результатом сохраняются геологический, технологический и ценовой фильтры.

Налог на дополнительный доход учитывает разницу между расчетной выручкой и фактическими расходами по участку. К квалифицируемой деятельности отнесена разработка технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых [2]. Режим согласуется с долгим циклом, но не заменяет качество технологического отбора.

Поддержка получает точный объект при прохождении трех ворот: сокращении геологической неопределенности, приросте rNPV и подтверждении повторного отечественного применения. Последовательность отвечает стратегическому курсу на развитие российских технологий. Сервисная экосистема также важна, поскольку свыше 63% внедренных upstream-инноваций в НГК в международной выборке исходили от сервисных компаний. [13]

**Заключение**

В итоге, можно отметить, что инновационный потенциал технологий разведки и добычи ТРИЗ не сводится лишь к сумме затрат на НИОКР и капитальных вложений в новые проекты добычи России. Его экономическое содержание формируют сокращение неопределенности, прирост ожидаемой стоимости и переносимость результата.

Анализируя интегральные показатели, можно отметить, что инновационный индекс вырос с 0,140 в 2022 году до 0,720 в 2025 году соответственно. Геолого-информационный блок с результатом 0,502 остается на текущий момент главным ограничителем.

Тем не менее комплексный подход увеличивает суммарную риск-скорректированную чистую приведенную стоимость усредненного нового проекта с 5,42 до 22,67 млрд.руб. Прирост 17,24 млрд руб., а сценарный NPV до 2030 года может привнести дополнительную доходность в диапазоне находится в диапазоне 0,9–1,5 млрд.руб. В условиях ограниченной доходности, именно данный подход применим при корпоративном отборе технологий и экспертизе программ поддержки с самого первого уровня проведения геологоразведочных работ до последующей интенсификации добычи вплоть до реализации полного потенциала каждой скважины даже с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Ориентир на снижение себестоимости новых и действующих месторождений может служить маркером экономической стабильности нефтегазового комплекса России в долгосрочной перспективе.

**Литература**


1. Власова В.В., Гохберг Л.М., Грачева Г.А. и др. Индикаторы инновационной деятельности: 2024: статистический сборник. — М.: НИУ ВШЭ, 2024. — 260 с. — URL: https://issek.hse.ru/mirror/pubs/share/907284710.pdf.
2. Газпром нефть создала технологии рентабельной разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов. — 05.06.2025. — URL: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-sozdala-tekhnologii-rentabelnoy-razrabotki-trudnoizvlekaemykh-zapasov-uglevodorodov/.
3. Казанов О.В. Основные результаты работы Федерального агентства по недропользованию в 2024 году и задачи на 2025 год: доклад. — М.: Роснедра, 2025. — URL: https://rosnedra.gov.ru/upload/iblock/fec/i3pk7e09qzlk570ooeyir2x4azurrzjy.pdf.
4. Крюков В.А., Токарев А.Н. Формирование условий для освоения трудноизвлекаемых запасов нефти: необходимость учета региональных аспектов // Экономика региона. — 2022. — Т. 18, № 3. — С. 755–769.
5. Минэнерго России. Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов. — 2025. — URL: https://minenergo.gov.ru/activity/project-activities/projects/technologies-for-development-of-hard-to-recover-hydrocarbons.
6. Роль ТРИЗ в энергетической стратегии России. — 2026 — URL: https://minenergo.gov.ru/upload2/iblock/79e/1.-Doklad-Dari-Kozlovoy.pdf.
7. Разманова С.В., Андрухова О.В. Нефтесервисные компании в рамках цифровизации экономики: оценка перспектив инновационного развития // Записки Горного института. — 2020. — Т. 244. — С. 482–492.
8. Роснедра. Итоги работы Федерального агентства по недропользованию в 2025 году и планы на 2026 год. — М., 2026. — URL: https://rosnedra.gov.ru/upload/iblock/d56/0wctt8s4ip67mty57rwm25yogupaoe3b.pdf.
9. Росстат. Промышленное производство в России. 2025. Раздел 9 «Наука и инновации в промышленности»: электронные таблицы. — URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/.
10. Черняев М.В. Сценарии развития нефтегазового комплекса России к 2050 году / Горизонты экономики. 2025. № 1 (88). С. 59-68.
11. Черняев М.В., Кореневская А.В. Инструменты поддержки нефтегазового комплекса России в условиях санкционных ограничений Запада // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Экономика. 2018. Т. 26. № 4. С. 620-629.
12. Шпуров И.В., Смирнов А.Ю., Лопатин А.Ю. Цели и особенности классифицирования трудноизвлекаемых запасов углеводородов Российской Федерации // Геология нефти и газа. — 2025. — № 3. — С. 70–76.
13. BP. Energy Outlook 2025 — URL: https://www.bp.com/press-and-publications/energy-outlook


**Economic assessment of the innovation potential of technologies for geological study, exploration and production of hard-to-recover hydrocarbons in the Russian oil and gas sector**


**Pashinin O.A.**

Peoples' Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba



*JEL classification: D20, E22, E44, L10, L13, L16, L19, M20, O11, O12, Q10, Q16, R10, R38, R40, Z21, Z32*



Technologies for the geological study, exploration and production of hard-to-recover hydrocarbon reserves represent a complex set of methods, tools and approaches aimed at solving one of the key tasks of the Russian oil and gas industry to increase the sustainability of production in the long term, taking into account the depletion of "light" reserves.

The purpose of the study is to develop a methodological approach to the economic assessment of the innovative potential of technologies for geological exploration, exploration and production of hard-to-recover hydrocarbons, which makes it possible to establish a

relationship between the level of technological readiness, reduction of geological uncertainty, increase in the risk-adjusted cost of projects and the possibility of industrial replication of technological solutions in the Russian oil and gas complex. The information and analytical base of the study was made up of Russian and foreign statistical materials on hard-to-recover reserves, open data from government agencies and oil and gas companies on the technologies used, as well as expert assessments from industry representatives.

The calculations in the scientific study show an increase in the integral index of the innovative potential of the Russian oil and gas complex from 0.140 in 2022 to 0.720 in 2025. The value obtained by the author corresponds to the transition from scattered pilot projects to limited industrial scaling. At the same time, the geological information block retains the position of the main limiter and is at the stage of active development.

The scientific work has formed a key conclusion that the economic value of innovations in the development of hard-to-recover hydrocarbons arises when three conditions are met together: a proven reduction in uncertainty, a positive increase in expected value, and the portability of the result to a group of comparable facilities.

Keywords: hard-to-recover hydrocarbons, innovative potential, geological study, risk-adjusted cost, technological replication, oil and gas complex.

**References**

1. Vlasova V.V., Gokhberg L.M., Gracheva G.A., et al. Innovation Activity Indicators: 2024: Statistical Digest. Moscow: National Research University Higher School of Economics, 2024. 260 p. Available at: https://issek.hse.ru/mirror/pubs/share/907284710.pdf.
2. Gazprom Neft Creates Technologies for the Cost-Effective Development of Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves. June 5, 2025. Available at: https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom-neft-sozdala-tekhnologii-rentabelnoy-razrabotki-trudnoizvlekaemykh-zapasov-uglevodorodov/.
3. Kazanov O.V. Main Results of the Federal Subsoil Use Agency's Work in 2024 and Objectives for 2025: Report. Moscow: Rosnedra, 2025. URL: https://rosnedra.gov.ru/upload/iblock/fec/i3pk7e09qzlk570ooeyir2x4azurrzjy.pdf.
4. Kryukov V.A., Tokarev A.N. Formation of Conditions for the Development of Hard-to-Recover Oil Reserves: the Need to Consider Regional Aspects // Regional Economy. 2022. Vol. 18, No. 3, pp. 755–769.
5. Ministry of Energy of Russia. Technologies for the Development of Hard-to-Recover Hydrocarbons. — 2025. — URL: https://minenergo.gov.ru/activity/project-activities/projects/technologies-for-development-of-hard-to-recover-hydrocarbons.
6. The Role of TRIZ in Russia's Energy Strategy. — 2026 — URL: https://minenergo.gov.ru/upload2/iblock/79e/1.-Doklad-Dari-Kozlovoy.pdf.
7. Razmanova S.V., Andrukhova O.V. Oilfield Service Companies in the Framework of Economy Digitalization: Assessing the Prospects for Innovative Development // Zapiski Gornogo Instituta. — 2020. — Vol. 244. — Pp. 482–492.
8. Rosnedra. Results of the Federal Agency for Subsoil Use in 2025 and Plans for 2026. — Moscow, 2026. — URL: https://rosnedra.gov.ru/upload/iblock/d56/0wctt8s4ip67mty57rwm25yogupaoe3b.pdf.
9. Rosstat. Industrial Production in Russia. 2025. Section 9. "Science and Innovation in Industry": spreadsheets. — URL: https://rosstat.gov.ru/storage/mediabank/.
10. Chernyaev, M.V. Scenarios for the Development of the Russian Oil and Gas Complex by 2050 / Horizons of the Economy. 2025. No. 1 (88). Pp. 59-68.
11. Chernyaev, M.V., Korenevskaya, A.V. Instruments for Supporting the Russian Oil and Gas Complex in the Context of Western Sanctions //
Bulletin of the Peoples' Friendship University of Russia. Series: Economics. 2018. Vol. 26. No. 4. Pp. 620-629.
12. Shpurov I.V., Smirnov A.Yu., Lopatin A.Yu. Objectives and Features of Classifying Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves in the Russian Federation // Oil and Gas Geology. - 2025. - No. 3. - Pp. 70-76.
13. BP. Energy Outlook 2025 - URL: https://www.bp.com/press-and-publications/energy-outlook