

Научная статья

УДК 608.2

JEL: Q47

<https://doi.org/10.18184/2079-4665.2025.16.3.452-469>

Возможности использования нефтяных скважин для развития геотермальной энергетики в регионах России

Кузнецов Николай Владимирович¹, Першина Татьяна Алексеевна²,
Паршинцева Лидия Сергеевна³

¹⁻³ Государственный университет управления; Москва, Россия

¹ nkuznetsov@outlook.com, <https://orcid.org/0000-0001-9897-1531>

² tatypershina@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3415-9020>

³ lsparshintseva@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2256-7070>

Аннотация

Цель. Разработка методики комплексной оценки фонда нефтяных скважин России для выявления перспективных территорий по их переводу в геотермальные источники энергии.

Методы. В работе использовались методы нормализации и агрегирования показателей, индексный метод, метод присвоения рангов (в рамках интегрального динамического индикатора), метод оценки ранговой корреляции Спирмена, методы построения рейтингов, группировки. Такой комплексный подход обеспечивает объективность полученных результатов.

Результаты работы. На основе анализа состояния фонда нефтяных скважин России определены регионы с наибольшим потенциалом для преобразования скважин в геотермальные источники энергии. Разработана методика комплексной оценки, включающая интегральные индикаторы состояния фонда скважин и динамики нефтедобычи. Выявлены приоритетные субъекты, характеризующиеся высокой долей скважин в консервации, высоким уровнем обводненности пластов и снижением дебита. К таким территориям отнесены регионы Северо-Кавказского федерального округа (СКФО). Определены факторы, которые в большей степени оказывают воздействие на реализацию проектов для перевода нефтяных скважин в геотермальные источники, включая технические характеристики скважин и доступность инвестиционных ресурсов.

Выводы. Согласно проведенному анализу по разработанной методике, приоритетной территорией для пилотных проектов по переводу нефтяных скважин в геотермальные источники является СКФО, характеризующийся высокой степенью выработанности нефтяных ресурсов и обилием законсервированных скважин, что создает оптимальные условия для тестирования технологий. Реализация таких проектов позволит сократить затраты на ликвидацию скважин, получить дополнительный доход от «зеленой» энергии и снизить углеродный след. Ключевыми барьерами остаются ограниченный доступ к технико-экономическим данным (из-за коммерческой тайны) и необходимость значительных инвестиций.

Ключевые слова: геотермальная энергетика, нефтяные скважины, Северо-Кавказский федеральный округ, рациональное использование инфраструктуры, возобновляемая энергетика

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кузнецов Н. В., Першина Т. А., Паршинцева Л. С. Возможности использования нефтяных скважин для развития геотермальной энергетики в регионах России // МИР (Модернизация. Инновации. Развитие). 2025. Т. 16. № 3. С. 452–469

EDN: <https://elibrary.ru/jzpcpc>. <https://doi.org/10.18184/2079-4665.2025.16.3.452-469>

© Кузнецов Н. В., Першина Т. А., Паршинцева Л. С., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.
The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Original article

Opportunities for utilizing oil wells for the development of geothermal energy in the Russian regions

Nikolay V. Kuznetsov¹, Tatyana A. Pershina², Lidiya S. Parshintseva³

¹⁻³State University of Management, Moscow, Russia

¹nkuznetsov@outlook.com, <https://orcid.org/0000-0001-9897-1531>

²tatypershina@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3415-9020>

³lsparshintseva@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2256-7070>

Abstract

Purpose: to develop a methodology for the comprehensive assessment of the Russian oil well stock to identify promising areas for their conversion to geothermal energy sources.

Methods: the study employed methods of normalization and aggregation of indicators, the index method, the ranking method (within the framework of the integral dynamic indicator), Spearman's rank correlation method, as well as rating construction and grouping techniques. This comprehensive approach ensures the objectivity of the obtained results.

Results: based on the analysis of oil well reserves condition in Russian regions, territories with the highest potential for converting oil wells into geothermal energy sources were identified. A comprehensive evaluation methodology was developed, incorporating integral indicators of well conditions and oil production dynamics. Priority regions were identified, characterized by a high proportion of wells under conservation, high reservoir water saturation, and declining productivity. These priority areas include the regions of the North Caucasus Federal District. The study determined the factors most significantly influencing the implementation of projects aimed at converting oil wells into geothermal sources such as technical characteristics of wells and availability of investment resources.

Conclusions and Relevance: according to the analysis conducted using the developed methodology, the North Caucasus Federal District was identified as a priority territory for pilot projects aimed at converting oil wells into geothermal energy sources. Its high degree of oil resource depletion and the abundance of mothballed wells create optimal conditions for technology testing. The implementation of such projects will reduce decommissioning costs, generate additional revenue from green energy, and contribute to carbon footprint reduction. Key barriers remain: limited access to technical and economic data (due to commercial confidentiality) and the need for significant investment.

Keywords: geothermal energy, oil wells, North Caucasus Federal District, rational infrastructure utilization, renewable energy

Conflict of Interest. The authors declare that there is no Conflict of Interest.

For citation: Kuznetsov N. V., Pershina T. A., Parshintseva L. S. Opportunities for utilizing oil wells for the development of geothermal energy in the Russian regions. *MIR (Modernization. Innovation. Research)*. 2025; 16(3):452–469. (In Russ.)

EDN: <https://elibrary.ru/jzpcpc>. <https://doi.org/10.18184/2079-4665.2025.16.3.452-469>

© Kuznetsov N. V., Pershina T. A., Parshintseva L. S., 2025

Введение

Геотермальные ресурсы обладают множеством преимуществ, среди которых – практически безграничный потенциал для выработки электроэнергии, независимость от климатических условий, возможность использования горячей воды или пара для отопления, а также стабильное тепло- и электроснабжение удаленных районов. Их применение не требует затрат на топливо и сложного дорогостоящего оборудования, а также позволяет использовать энергоносители с низким давлением. Кроме того, эти источники энергии легко управля-

емы и способствуют снижению вредных выбросов в атмосферу, что особенно актуально для экологически неблагоприятных регионов.

Геотермальная энергетика занимает незначительную долю в глобальном энергобалансе (0,5–0,67% по разным оценкам). Однако в некоторых странах этот показатель значительно превышает среднемировые значения. Например, в Исландии доля геотермальной энергии составляет 70% от общего энергобаланса страны, также она относительно высока на Филиппинах – 8%¹. Следует отметить, что преобладание геотермальной энер-

¹ Черкасов С.В. Методологические основы создания и эксплуатации природно-техногенных систем геотермальной энергетики // Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. 2021. 44 с. URL: https://mgri.ru/science/scientific-and-innovative-activity/dissertation-council/download/avtoreferat_Cherkasov.pdf (дата обращения: 09.12.2025)

гии в энергобалансе таких стран объясняется их уникальными геологическими условиями, развитой инфраструктурой и государственной политикой. Исландия расположена на Срединно-Атлантическом хребте, что обеспечивает доступ к высокотемпературным гидротермальным и магматическим источникам, позволяющим эффективно использовать паровые турбины. Государственная поддержка и низкая стоимость геотермальной энергии способствуют развитию энергоемких отраслей и обеспечивают стране практически полную энергетическую независимость. Филиппины, находясь в Тихоокеанском огненном кольце, обладают крупными геотермальными месторождениями, что делает их третьими в мире по установленной мощности геотермальных электростанций. Геотермальная энергия играет важную роль в обеспечении электроэнергией удаленных островных регионов, снижая зависимость страны от традиционных энергоресурсов.

Производство геотермальной электроэнергии в 2021 г. составило 96552 ГВт-часа, или 0,34% мирового объема произведенной электроэнергии и 0,87% чистой энергии в мире. По состоянию на декабрь 2022 г. геотермальная энергия вырабатывалась всего в 32-х странах, где эксплуатировалось порядка 198-ми геотермальных месторождений с общей установленной мощностью 14653 МВт. На конец 2023 г. прирост максимальной мощности по отношению к предыдущему году составил 1,3%, или 193 МВт².

По состоянию на конец 2023 г. установленная мощность геотермальной энергетики в России составляла 74 МВт, причем основная часть генерирующих мощностей сосредоточена на Камчатке. Ключевыми объектами являются Верхне-Мутновская ГеоЭС мощностью 50 МВт и Паужетская ГеоЭС мощностью 12 МВт. В настоящее время ведется разработка новых проектов, среди которых строительство Мутновской ГеоЭС на 100 МВт и геотермальной станции в Калининградской области мощностью 50 МВт.

В последние годы геотермальная энергетика привлекает все больше внимания в связи с необходимостью снижения зависимости от традиционных углеводородных ресурсов, экологическими вызовами и поиском устойчивых решений в сфере энергетики. Развитие данной отрасли активно поддерживается в ряде стран, где осуществляется значительное финансирование исследований и инновационных разработок, направленных на

повышение эффективности использования геотермальных источников.

Россия, обладая значительным потенциалом в области возобновляемых источников энергии, также уделяет внимание альтернативным технологиям. В рамках утвержденной распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. №1523-р «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года»³ ключевыми направлениями развития обозначены рациональное использование природных энергетических ресурсов, переход к экологически чистым и ресурсосберегающим технологиям, а также повышение энергетической эффективности. Внедрение геотермальных источников энергии рассматривается как один из стратегических путей диверсификации энергетического баланса страны, особенно в регионах с высокой геотермальной активностью.

Ввиду вышесказанного тема настоящего исследования является актуальной и своевременной.

Объект исследования – фонд действующих, законсервированных и выработанных нефтяных скважин нефтедобывающих регионов России, рассматриваемых с точки зрения их состояния и перспектив для преобразования в геотермальные источники энергии.

Предмет исследования – потенциальные возможности и ограничения использования нефтяных скважин для развития геотермальной энергетики в регионах России.

Целью исследования является разработка методики комплексного подхода к оценке нефтяных скважин с учетом их технического состояния, уровня обводненности и геологического расположения, что позволит определить наиболее перспективные регионы, где можно будет запускать пилотные проекты для преобразования традиционных нефтедобывающих объектов в экологически чистые энергетические источники.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи, определившие структуру и логику исследования.

1. Проведен анализ структуры фонда нефтяных скважин России по их состоянию и использованию.
2. Построены интегральные индикаторы для оценки состояния и уровня использования фонда нефтяных скважин, а также выявления потен-

²Геотермальная энергетика // ГРИНИУМ. URL: <https://greenium.ru/12784/> (дата обращения: 10.02.2025)

³Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 года №1523-р // Правительство России. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения: 10.02.2025)

циала развития нефтедобычи с целью последующей дифференциации регионов.

3. Определены потенциально возможные регионы для использования находящихся на их территории нефтяных скважин в геотермальной энергетике на основе интегральных индикаторов и методов многомерного анализа.

Обзор литературы и исследований

Развитие геотермальной энергетике как одного из ключевых направлений возобновляемой энергетике рассматривается в широком спектре исследований, как отечественных, так и зарубежных. Основные направления исследований охватывают технические, экономические и экологические аспекты, а также вопросы интеграции геотермальной энергетике в существующую инфраструктуру.

Так, в работе [1] анализируется развитие научных и инженерных концепций российской геотермальной энергетике, при этом внимание акцентируется на эволюции технологий и институциональных условий. Это исследование важно в качестве теоретической базы для понимания этапов становления и текущих вызовов отрасли в России.

Вопросы петротермальной энергетике и использования термальных ресурсов земной коры детально рассмотрены в статье [2], где описаны методы повышения эффективности эксплуатации геотермальных станций. Авторы труда [3] провели экспериментальные исследования по теплообмену в открытом петлевом теплообменнике, что позволяет адаптировать результаты к условиям переоборудования нефтяных скважин.

В статье [4] анализируются современные инженерные решения для повышения продуктивности геотермальных источников. В работах [5–7] представлены результаты комплексного технического и экономического анализа перспектив геотермии в России, а также опыт Германии по внедрению геотермальной энергетике.

Статьи [8–12] посвящены анализу геотермального потенциала с учетом региональных различий, в частности, особенностей Северо-Кавказского федерального округа (СКФО); также авторы рассматривают роль «зеленых» технологий в национальной экономике. Аналогичное исследование проведено в работе [13] на примере Республики Бурятия. Потенциал и опыт отдельных стран по внедрению геотермальной энергетике, включая методы эксплуатации и институциональную поддержку, а также факторы эффективности развития геотермальной энергетике, рассмотрены в исследованиях [14–18]. В работах [19, 20] уделяется внимание гидрогеотермальным системам Кавказа и вопросам управления геоэкологическими рисками.

В статьях [21, 22] авторы анализируют ключевые направления развития геотермальной энергетике и применение малых геотермальных установок для отопления частных домов.

В работе [23] подчеркивается роль геотермальных источников для энергетической независимости Дагестана. В трудах [24, 25] демонстрируется экономическая эффективность геотермальных проектов в Краснодарском крае, а также представлены экологические аспекты развития геотермальной энергетике.

Статья [26] посвящена анализу геотермии на Филиппинах и в Индонезии, демонстрируя, что эффективность климатического финансирования зависит от механизмов снижения рисков и политической поддержки на ранних стадиях.

Таким образом, анализ литературных источников подтверждает высокий интерес к тематике геотермальной энергетике и наличие проверенных научных и прикладных подходов как на национальном, так и на международном уровнях.

Ключевая проблема большинства отечественных публикаций заключается во фрагментарности подходов. Чаще всего исследования затрагивают либо технические, либо геоэкологические аспекты, тогда как комплексный подход, учитывающий всю совокупность факторов (геолого-физические параметры, экономику, инфраструктуру и нормативную базу), практически отсутствует. Кроме того, в российской научной повестке недостаточно представлены работы, касающиеся повторного использования именно нефтяных скважин, тогда как международный опыт демонстрирует высокую эффективность таких проектов при наличии поддержки на институциональном уровне.

Существует необходимость в разработке междисциплинарных инструментов, ориентированных на адаптацию успешных зарубежных решений к условиям российских регионов. Данная работа направлена на восполнение указанного пробела за счет создания системы критериев и методики предварительного отбора нефтяных скважин, пригодных для конверсии в геотермальные источники энергии.

Стоит отметить, что интерес к данной теме проявляют не только научное сообщество и эксперты в области энергетике, но и органы государственной власти и бизнес-сектор, что обусловлено необходимостью поиска альтернативных источников энергии, повышения энергетической независимости регионов и снижения углеродного следа экономики. Так, согласно «Энергетической стратегии России на период до 2035 года», подчеркивается необходимость диверсификации энергетического баланса и развития возобновляемых источников энергии. Кроме того, российские компании, такие как ПАО

«НоваТЭК», активно исследуют возможности интеграции геотермальных источников энергии в свою деятельность, что свидетельствует об интересе бизнеса к снижению углеродного следа и повышению экологической устойчивости. В этом контексте проведенное исследование приобретает особую значимость, поскольку направлено на поиск решений, позволяющих рационально использовать выработанные нефтяные скважины в отдельных регионах для перевода в геотермальные источники энергии.

Материалы и методы

В исследовании использовались данные Министерства энергетики РФ (Минэнерго), Федеральной службы государственной статистики (Росстат) и Федерального агентства по недропользованию (Роснедра), включающие отчеты о функционировании топливно-энергетического комплекса, Российский статистический ежегодник и государственные доклады о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов. Также были использованы материалы Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, отчеты Аналитического центра при Правительстве РФ и исследования российских ученых, посвященные вопросам энергетики, экономической динамики и геотермальных технологий. Значительное внимание уделено изучению нормативной правовой базы, включая «Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года».

Методология исследования основана на комплексном применении научных и статистических методов для анализа возможностей для перевода в геотермальные источники энергии нефтяных скважин. Анализ и синтез позволили систематизировать данные о состоянии фонда нефтяных скважин, их распределении по регионам и динамике изменений, а диалектический метод – выявить тенденции и факторы развития геотермальной энергетики. Для оценки территориальной дифференциации применялся системный подход, рассматривающий фонд нефтедобычи как совокупность взаимосвязанных элементов. Расчеты темпов прироста и метод размаха использовались для выявления динамики и дифференциации регионов по дебиту и структуре фонда скважин. Методы многомерного анализа обеспечили интеграцию разнородных данных и выделение типологических групп регионов с потенциалом для геотермальной трансформации. Построение интегральных индикаторов позволило провести объективную сравнительную оценку территорий и определить перспективные направления развития нефтедобывающей инфраструктуры.

Особое внимание уделялось построению динамических индикаторов для оценки эффективности использования нефтяных скважин и их готовности к преобразованию в геотермальные источники. Применение ранговых методов нормирования показателей и проведение комбинационных группировок субъектов РФ обеспечили комплексность анализа и обоснованность сделанных выводов.

Результаты исследования

По состоянию на конец 2021 г. в России насчитывалось 454 523 нефтяных скважин, из которых 34% добывало нефть и газ, 17% было нагнетательными, по 12% относилось к контрольным и ликвидированным после эксплуатации, 9% находилось в консервации, а остальные составляли 16%. С 2014 г. фонд скважин увеличился на 21,1% (79 тыс. скважин), при этом наибольший рост отмечался в 2017 и 2021 гг. За последние два года основной прирост обеспечили контрольные скважины (+8,9 тыс. единиц).

Структура фонда изменилась: увеличилась доля контрольных (+1,35 п.п.), ликвидированных (+0,56 п.п.) и консервированных скважин (+0,23 п.п.), тогда как доля добывающих нефть и газ снизилась на 2,01%. Среди регионов лидерами по количеству скважин являются Ханты-Мансийский автономный округ (45,4%), Татарстан (13,1%) и Башкортостан (8,6%). В то же время, доля добывающих скважин в этих регионах существенно различалась: от 36,8% в Ханты-Мансийском автономном округе (ХМАО) до 43,7% в Татарстане. Максимальная доля добывающих скважин отмечалась в Ульяновской области и Красноярском крае (по 56%), в Тюменской области (53,7%).

Скважины в консервации и ожидающие ликвидации являются наиболее перспективными для перевода в геотермальные источники ввиду ряда причин. С точки зрения экономической эффективности отсутствует необходимость в расходах на бурение, геологоразведочные работы, а также ликвидацию этих скважин. Нефтяные скважины имеют детальную информацию о температуре, гидрогеологии и проницаемости пород, что упрощает оценку геотермального потенциала. Кроме того, скважины в консервации часто сохраняют основную инфраструктуру и подъездные пути, что снижает затраты на модернизацию. Перевод нефтяных скважин в консервации и ожидающих ликвидацию в геотермальные источники имеет и экологические преимущества, в частности, это снижение углеродного следа и предотвращение загрязнения⁴.

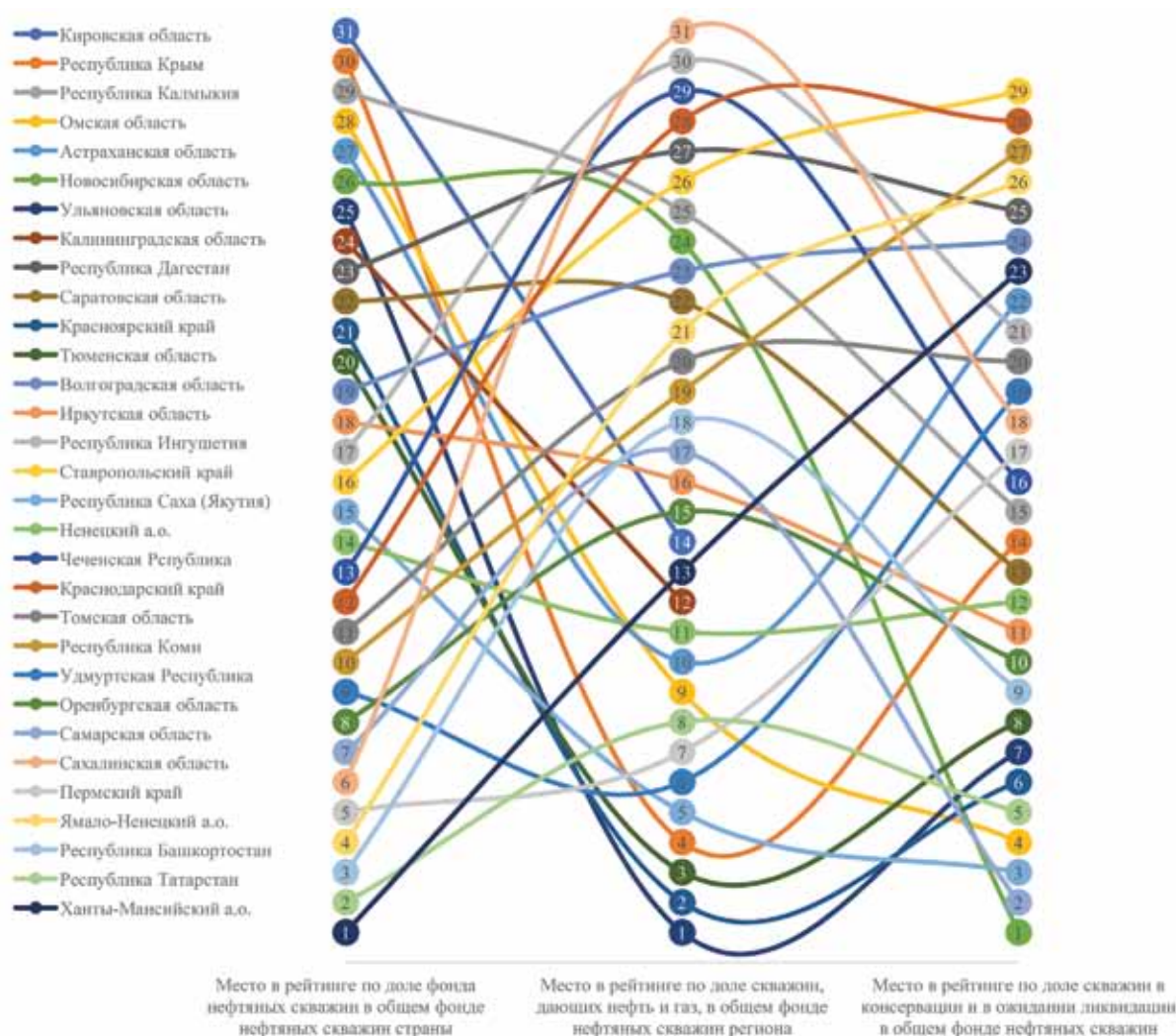
⁴ Алхасов А.Б., Алхасова Д.А., Алишаев М.Г., Рамазанов А.Ш., Рамазанов М.М. Освоение геотермальной энергии: монография. Издательство: Физматлит. 2022. 320 с. URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01011122620?ysclid=marfm032eh516376537> (дата обращения: 20.01.2025)

Для повышения эффективности использования геотермальной энергии в регионах с высокой плотностью скважин в консервации и ожидающих ликвидации можно создавать кластеры геотермальных объектов. В России их значительная доля сосредоточена в Ставропольском крае (22,6%), Краснодарском крае (20,7%), Республике Коми (20,6%), Ямало-Ненецком автономном округе (ЯНАО) (17,2%) и Республике Дагестан (14,9%)⁵. Такое распределение обусловлено спецификой

месторождений и возможностями поддержания пластового давления.

На рис. 1 представлены рейтинги субъектов Российской Федерации по основным показателям состояния фонда нефтяных скважин.

В 2021 г. в России добыто 485,0 млн т нефти, что на 2% больше по сравнению с предыдущим годом, но на 7,5% меньше уровня 2019 г. Основная часть добычи пришлась на ХМАО – 214,1 млн т (44,1%



Примечание: по показателям «доля фонда нефтяных скважин в общем фонде нефтяных скважин» и «доля скважин, дающих нефть и газ» первое место в рейтинге присвоено регионам с наибольшим значением показателя, а по показателю «доля скважин в консервации и в ожидании ликвидации» – с наименьшим значением.

Разработано авторами по материалам: ЕМИСС. URL: <https://www.fedstat.ru/indicator/36639> (дата обращения: 24.10.2024)

Рис. 1. Рейтинги субъектов Российской Федерации по основным показателям состояния фонда нефтяных скважин

Developed by the authors based on materials from: EMISS. URL: <https://www.fedstat.ru/indicator/36639> (accessed: 24.10.2024)

Fig. 1. Rankings of the Russian Federation subjects by key indicators of the oil well fund condition

⁵ Фонд нефтяных скважин на конец отчетного года по состоянию скважин // ЕМИСС. URL: <https://fedstat.ru/indicator/61420> (дата обращения: 20.01.2025)

от общего объема). Вклад других регионов варьировался от 0,002% (Республика Крым) до 7,7% (ЯНАО). В большинстве регионов объем добычи нефти снизился за последние два года, за исключением Кировской (+45,6%) и Оренбургской (+0,1%) областей, ЯНАО (+5,6%) и Республики Саха (Якутия) (+21,9%). Наибольшее снижение отмечалось в Республике Калмыкия (-65,8%), Новосибирской (-44,3%) и Волгоградской (-34,6%) областях.

Средний дебит на отработанный скважино-месяц (скв.-месяц), ключевой показатель эффектив-

ности, в 2021 г. составил 280,4 т, снизившись на 1,3% (3,6 т) по сравнению с 2019 г., что свидетельствует об общей тенденции к снижению производительности. Максимальный средний дебит зафиксирован в Астраханской (9515,3 т) и Сахалинской (9341,1 т) областях, минимальный – в Республике Крым (25,4 т), Ингушетии (25,8 т) и Чечне (73,8 т). Более подробно основные характеристики среднего дебита на отработанный скв.-месяц при добыче нефти представлены в табл. 1.

Таблица 1

Средний дебит на отработанный скважино-месяц при добыче нефти по федеральным округам России в 2021 г., т/скв.-месяц

Table 1

Average production rate per depleted well-month in oil extraction by federal districts of Russia in 2021, tons/well-month

Федеральный округ	Среднее значение	Минимальное значение	Максимальное значение
Северо-Западный	661,8	147,2	1 109,9
Южный	677,4	25,4	9 515,3
Северо-Кавказский	151,3	52,8	189,8
Приволжский	171,	115,4	441,3
Уральский	275,9	248,3	757,4
Сибирский	877,4	126,9	1 817,6
Дальневосточный	1 595,8	966,	9 341,1
Россия	280,4	25,4	9 515,3

Разработано авторами по материалам: Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году // Минприроды, Роснедра. URL: https://vims-go.ru/ru/documents/714/Книга_ГД-2021_web_2023.01.18_8.pdf (дата обращения: 24.10.2024)

Developed by the authors based on materials from: State Report on the Condition and Use of Mineral Resources of the Russian Federation in 2021. Ministry of Natural Resources, Rosnedra. URL: https://vims-go.ru/ru/documents/714/Книга_ГД-2021_web_2023.01.18_8.pdf (accessed: 24.10.2024)

В 2021 г., по сравнению с 2019 г., эффективность использования нефтяных скважин выросла в 13-ти субъектах Российской Федерации, среди которых Пермский край (на 1,8%), Ставропольский край (на 2,8%), Республика Коми (на 3,2%), Самарская область (на 4,5%), Ненецкий автономный округ (на 6,9%), Удмуртская Республика (на 10,4%), Республика Башкортостан (на 16,7%), Кировская область (на 31,0%), Краснодарский край (на 31,4%), Республика Крым (на 53,0%), Чеченская Республика (в 2,1 раза), Сахалинская область (в 6,5 раз).

Наибольшее снижение среднего дебита на отработанный скв.-месяц при добыче нефти отмечалось в Красноярском крае (на 40,3%), Омской (на 33,4%), Тюменской (на 26,4%), Волгоградской (на 24,3%) и Новосибирской (на 22,2%) областях.

Высокая степень дифференциации регионов по среднему дебиту на отработанный скв.-месяц при добыче нефти за 2019–2021 гг. указывает на значительные различия в эффективности эксплуатации нефтяных скважин, что имеет важное практическое значение при оценке их возможности для перевода в геотермальные источники энергии. В 2021 г. средний дебит в регионах-лидерах в 136 раз превышал аналогичный показатель в субъектах с наименьшими значениями (тогда как в 2019 г. – в 153 раза, а в 2020 г. – в 96 раз), что свидетельствует о нестабильности фонда нефтедобычи и необходимости индивидуального подхода к регионам при выборе объектов для переоборудования.

Кроме того, важным критерием оценки является уровень обводненности скважин: в 20-ти из 31 региона он превышает 80%, а в 8-ми регионах – более 90%⁶.

⁶ Извлечено жидкости из нефтяных скважин по категориям скважин с начало года // ЕМИСС. URL: <https://fedstat.ru/indicator/61400> (дата обращения: 20.01.2025)

В табл. 2 представлены основные характеристики обводненности нефтяных скважин и их динамика за период 2019–2021 гг.

Согласно табл. 2, во всех регионах СКФО отмечена высокая обводненность нефтяных скважин, в Чеченской Республике и Ставропольском крае

превышающая 90%. Аналогичный уровень зафиксирован в Ульяновской области и Удмуртской Республике (ПФО), Республике Калмыкия (ЮФО), Калининградской области (СЗФО) и Омской области (СФО). Обводненность свыше 95% на конец 2021 г. отмечена в Ставропольском крае и Новосибирской области.

Таблица 2

Основные характеристики обводненности нефтяных скважин и их динамика за период 2019–2021 гг. по федеральным округам России

Table 2

Key characteristics of water cut in oil wells and their dynamics for the period 2019–2021 by federal districts of Russia

Федеральный округ	Обводненность нефтяных скважин по состоянию на конец 2021 г., %			Изменение на конец 2021 г. относительно 2019 г.	
	Среднее значение	Минимальное значение	Максимальное значение	%	п.п.
СЗФО	72,2	66,0	93,1	-2,7	-2,0
ЮФО	60,8	36,4	91,7	4,6	2,7
СКФО	94,4	84,8	95,0	0,0	0,0
ПФО	85,6	30,4	93,1	-0,7	-0,6
УФО	88,0	75,9	89,5	-0,1	-0,1
СФО	78,2	50,0	95,3	4,4	3,3
ДФО	28,9	26,1	31,8	-11,9	-3,9
Россия	85,5	26,1	95,3	-0,1	-0,1

Разработано авторами по материалам: Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году // Минприроды, Роснедра. URL: https://vims-geo.ru/ru/documents/714/Книга_ГД-2021_web_2023.01.18_8.pdf (дата обращения: 24.10.2024)

Developed by the authors based on materials from: State Report on the Condition and Use of Mineral Resources of the Russian Federation in 2021. Ministry of Natural Resources, Rosnedra. URL: https://vims-geo.ru/ru/documents/714/Книга_ГД-2021_web_2023.01.18_8.pdf (accessed: 24.10.2024)

На рис. 2 представлена динамика обводненности нефтяных скважин регионов с его высоким уровнем (более 80%) за период с конца 2019 г. по конец 2021 г.

В большинстве регионов с высокой обводненностью нефтяных скважин наблюдается отрицательная динамика, за исключением небольшого снижения показателя в Саратовской (0,5%) и Тюменской (0,1%) областях, ХМАО (0,2%), Дагестане (1,7%), Башкортостане (2,3%) и Чечне (0,3%). Обводненность скважин остается серьезной проблемой разработки месторождений, снижающей экономическую эффективность добычи нефти за счет уменьшения извлекаемых объемов и увеличения затрат на добычу и утилизацию попутной воды.

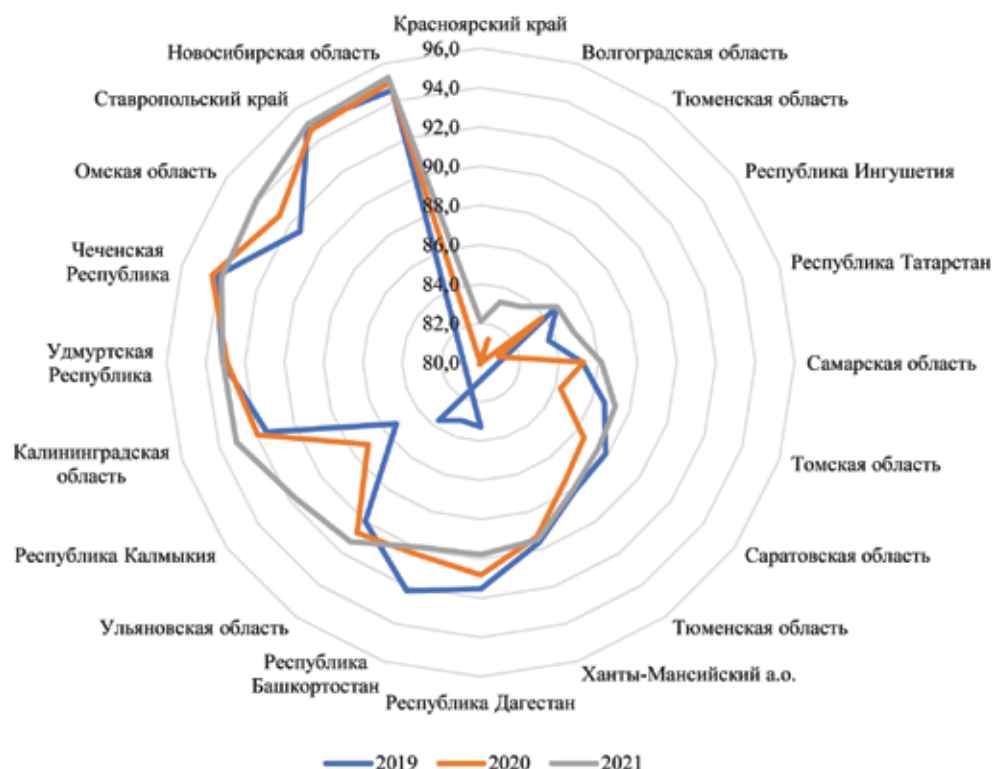
На конец 2021 г. наибольшая доля бездействующих нефтяных скважин (выше 13%) отмечена в Ставропольском крае и Дагестане (СКФО), Ненецком АО и Республике Коми (СЗФО), Волгоградской области и Крыму (ЮФО), Иркутской и

Новосибирской областях (СФО), а также Сахалинской области (ДФО) (табл. 3).

Многие нефтяные месторождения в России истощены, что снижает их экономическую эффективность, а высокая обводненность скважин дополнительно ограничивает их эксплуатацию. Однако такие скважины, при соблюдении технических условий, могут быть переоборудованы в источники геотермальной энергии, что делает их перспективными для экологичного использования. Особенно высокая обводненность отмечается в СКФО.

Анализ выявил значительную дифференциацию регионов по среднему дебету на отработанный скв.-месяц. Максимальные значения были зафиксированы в регионах ДФО, в то время как минимальные наблюдались в ЮФО и СКФО. Эти различия отражают как особенности месторождений, так и различия в подходах к эксплуатации скважин.

Региональная структура фонда нефтяных скважин и эффективность их использования существенно варьируются, что требует комплексного подхода



Разработано авторами по материалам: ЕМИСС. URL: <https://www.fedstat.ru/indicator/36639> (дата обращения: 24.10.2024)

Рис. 2. Динамика обводненности нефтяных скважин регионов с его высоким уровнем (более 80%) за период с 2019 по 2021 гг.

Developed by the authors based on materials from: EMISS. URL: <https://www.fedstat.ru/indicator/36639> (accessed: 24.10.2024)

Fig. 2. Dynamics of water cut in oil wells in regions with a high level (above 80%) from 2019 to 2021

к оценке возможности их перевода в геотермальные источники. Для качественного анализа необходимо учитывать весь спектр показателей – от состояния и использования скважин до их динамики. Применение многомерного индикатора позволяет комплексно анализировать фонды нефтедобычи, включая как используемые, так и неиспользуемые скважины, а также учитывать их динамику и степень выработанности. Однако наличие законсервированных скважин и объектов с падающей эффективностью добычи само по себе не является достаточным основанием для подтверждения перспектив развития геотермальной энергетики. Всесторонняя оценка перспектив требует не только учета количественных характеристик фонда скважин, но и анализа ключевых технических, геологических и экономических факторов, определяющих их пригодность для перевода в геотермальные источники энергии. В этом контексте многомерный индикатор играет вспомогательную роль, позволяя интегрировать доступные статистические данные и сформировать предварительную оценку потенциальных направлений переоборудования

скважин, но окончательные выводы должны основываться на более детальных исследованиях, включающих термодинамические и гидрогеологические параметры.

Выбор показателей официального статистического учета для построения индикаторов в данном исследовании обусловлен их доступностью, объективностью и репрезентативностью. Данные Минэнерго, Росстата и Роснедр обеспечивают структурированную информацию о количестве действующих, законсервированных и ликвидированных нефтяных скважин, их региональном распределении и динамике изменений, что позволяет формировать интегральные индикаторы потенциала их перевода в геотермальные источники энергии. При этом данные о технических характеристиках скважин (глубина, температура пластовых вод, уровень обводненности) в открытых источниках отсутствуют или представлены фрагментарно, что затрудняет их использование в статистическом анализе и требует дальнейшей унификации информации.

Таблица 3

Распределение субъектов России по доле бездействующего фонда в эксплуатационном фонде

Table 3

Distribution of Russian regions by the share of idle wells in the operational well stock

Федеральный округ	Низкая доля бездействующего фонда нефтяных скважин (до 3%)	Доля бездействующих скважин ниже медианного значения	Доля бездействующих скважин выше медианного значения	Высокая доля бездействующего фонда нефтяных скважин (выше 13%)
СЗФО	Калининградская область	-	-	Ненецкий автономный округ, Республика Коми
ЮФО	Астраханская область	Краснодарский край	Республика Калмыкия	Волгоградская область, Республика Крым
СКФО	-	Чеченская Республика	Республика Ингушетия	Ставропольский край, Республика Дагестан
ПФО	Кировская и Оренбургская области, Пермский край, Удмуртская Республика	Саратовская область, Республика Татарстан	Самарская и Ульяновская области, Республика Башкортостан	-
УФО	Тюменская область	Ханты-Мансийский АО, Ямало-Ненецкий АО	-	-
СФО	Омская область	-	Томская область, Красноярский край	Иркутская и Новосибирская области
ДФО	-	Республика Саха (Якутия)	-	Сахалинская область

Разработано авторами по материалам: Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году // Минприроды, Роснедра. URL: https://vims-geo.ru/ru/documents/714/Книга_ГД-2021_web_2023.01.18_8.pdf (дата обращения: 24.10.2024)

Developed by the authors based on materials from: State Report on the Condition and Use of Mineral Resources of the Russian Federation in 2021. Ministry of Natural Resources, Rosnedra. URL: https://vims-geo.ru/ru/documents/714/Книга_ГД-2021_web_2023.01.18_8.pdf (accessed: 24.10.2024)

С учетом того, что для получения качественных выводов оценка потенциального фонда геотермальных скважин региона должна включать как аналитический «снимок» текущего состояния фонда нефтяных скважин, так и анализ общих тенденций развития нефтедобычи в регионе, типологизация субъектов РФ выполнялась с использованием таких научных методов, как метод динамического норматива, построения интегральных индикаторов синтетических латентных категорий и комбинационных группировок.

На рис. 3 представлен общий алгоритм действий для проведения типологизации субъектов РФ на основе комплексного подхода оценки потенциала геотермальной энергии нефтяных скважин регионов.

Первоначально были отобраны наиболее важные показатели, охватывающие основные аспекты состояния и использования фонда нефтяных скважин с точки зрения их перспективности для перевода в геотермальные ресурсы, что позволило сформировать компактную и при этом комплексную систему показателей.

С точки зрения динамического норматива, добыча нефти является приоритетным показателем, изменение которого характеризует общее состояние и развитие нефтедобывающей отрасли в

регионе. Рост объемов добычи свидетельствует о перспективности региона и его текущей направленности на развитие нефтяной промышленности. Напротив, снижение добычи может указывать на истощение потенциала региона, невозможность увеличения объемов за счет внедрения новых технологий или повышения эффективности эксплуатации действующих скважин. Исключение составляют случаи политически мотивированного ограничения добычи, такие как снижение квот в рамках соглашений ОПЕК.

Средний дебит на скв.-месяц служит индикатором эффективности эксплуатации фонда скважин. Негативная динамика среднего дебита отражает сокращение добычи и стагнацию отрасли, тогда как положительная динамика указывает на развитие региона, особенно если прирост обусловлен вводом в эксплуатацию новых скважин.

Динамика общего фонда нефтяных скважин позволяет оценить уровень зрелости отрасли в регионе. Значительный прирост фонда наблюдается в регионах, где нефтедобыча только начинается, что связано с эффектом низкой базы. Развитые регионы, продолжающие освоение новых месторождений, демонстрируют положительную, но умеренную динамику. Напротив, регионы с истощенными



Составлено авторами

Рис. 3. Общий алгоритм действий для проведения типологизации субъектов Российской Федерации по показателям оценки состояния и использования фонда нефтяных скважин

Compiled by the authors

Fig. 3. General algorithm of actions for typologizing the subjects of the Russian Federation based on the assessment indicators of the oil well fund condition and utilization

ресурсами характеризуются снижением общего фонда, что указывает на завершение стадии активной добычи.

Изменения количества скважин в консервации и ожидающих ликвидации показывают степень выработки эксплуатационного фонда. Увеличение этих категорий указывает на завершение добычи нефти в регионе. В регионах с низкой или отрицательной динамикой в этой категории добыча, как правило, осуществляется на недавно введенных в эксплуатацию скважинах.

Интегральный динамический индикатор, основанный на методе динамического норматива, обеспечивает многомерную оценку эффективности динамики показателей, учитывая их взаимосвязь и согласованное развитие. Данный подход позволяет объективно оценивать состояние и перспективы региона для перевода нефтяных скважин в геотермальные источники энергии, интегрируя ключевые параметры отрасли.

Для анализа использовалась динамика показателей за двухлетний период (конец 2019 – конец 2021 гг.), что позволило учесть устойчивые тенденции, исключая влияние случайных факторов внутри года, и сохранить актуальность данных в рамках сравнительно короткого временного интервала.

С учетом логики эффективного функционирования фонда нефтяных скважин каждому показателю были присвоены нормативные ранги и установлены целевые ориентиры (табл. 4).

На основе официальных статистических данных каждому субъекту РФ по динамике значений показателей интегрального динамического индикатора были присвоены фактические ранги и рассчитан интегральный индикатор.

Присвоение фактических рангов осуществлялось на основе сравнения значений каждого показателя с установленными целевыми ориентирами, определяющими пригодность нефтяных скважин для трансформации в геотермальные источники энергии. Показатели ранжировались по степени соответствия оптимальным условиям: максимальный ранг присваивался объектам, полностью соответствующим целевым критериям, средний – при допустимых отклонениях, минимальный – при значительном расхождении с заданными параметрами. В случаях, когда фактический показатель не удовлетворял целевым требованиям, объекту присваивался низший ранг, указывающий на его ограниченную или низкую перспективность для геотермального использования. Такой подход обеспечил интеграцию разнородных данных и позволил провести объективную сравнительную оценку регио-

Таблица 4

Нормативные ранги и целевые ориентиры показателей интегрального динамического индикатора оценки потенциала развития нефтедобычи

Table 4

Normative ranks and target benchmarks of the integral dynamic indicator for assessing the ability to develop oil production

Показатель	Нормативный ранг	Целевой ориентир
Добыча нефти (т)	1	Увеличение: темпы роста добычи нефти должны превышать темпы роста других показателей
Средний дебит на отработанный скважино-месяц (мес.)	2	Увеличение: темпы роста среднего дебита на скважино-месяц должны опережать темпы роста общего фонда нефтяных скважин
Общий фонд нефтяных скважин (ед.)	3	Увеличение: темпы роста общего фонда нефтяных скважин должны превышать темпы роста фонда скважин в консервации и ожидающих ликвидации
Фонд скважин в консервации и ожидающих ликвидации (ед.)	4	Снижение: темпы роста скважин в консервации и ожидающих ликвидации должны быть ниже темпов роста других показателей

Составлено авторами

Compiled by the authors

нальных фондов нефтяных скважин с точки зрения их потенциального перевода в геотермальные источники энергии.

Значения интегрального динамического индикатора были рассчитаны по отклонениям, отражающим объемную сторону движения эффективности функционирования системы, с помощью коэффициента ранговой корреляции Спирмена:

$$K_{\text{откл}} = 1 - \frac{6 \times \sum_{i=1}^n y_i^2}{n(n^2 - 1)}, \quad (1)$$

где: y_i – разность между местом i -го показателя в нормативном ряду и его рангом в фактическом ряду r_i ; n – число показателей, включенных в систему.

Коэффициент Спирмена дает оценку приближения фактического рангового ряда к нормативному в интервале от +1 до -1 при их полной разнонаправленности. Близость значения к +1 свидетельствует о высокой эффективности нефтедобычи в данном регионе. В связи с этим все нефтедобывающие субъекты Российской Федерации целесообразно разделить на 4 основные группы по интегральному динамическому индикатору:

- 1) группа с повышением эффективности использования фонда нефтяных скважин (при значении интегрального динамического индикатора от +0,5 до +1,0);
- 2) группа со стабильно эффективным использованием нефтяных скважин (при значении интегрального динамического индикатора от 0 до +0,5);
- 3) группа со снижением эффективности использования фонда нефтяных скважин (при значении

интегрального динамического индикатора от -0,5 до 0);

- 4) группа с опережающим снижением эффективности использования фонда нефтяных скважин (с увеличением фонда нефтяных скважин, потенциально пригодного для перевода в геотермальные) (при значении интегрального динамического индикатора от -0,5 до -1,0).

Для получения моментного «снимка» состояния и использования фонда нефтяных скважин использовался метод построения интегральных индикаторов синтетических латентных категорий по относительным показателям приведенной выше системы (с целью нивелирования влияния скрытых факторов):

- 1) доля скважин в консервации и в ожидании ликвидации;
- 2) доля скважин, дающих нефть и газ, в общем объеме нефтяных скважин;
- 3) средний дебит на отработанный скв.-месяц при добыче нефти.

Выбор этих показателей обусловлен их значимостью для оценки состояния и использования фонда нефтяных скважин с точки зрения потенциала развития геотермальной энергетики, отсутствием явно выраженной мультиколлинеарности (как в случае с обводненностью скважин) и доступностью открытых официальных данных. В связи с этим в систему оценки не введены такие показатели как обводненность скважин, глубины залегания, остаточный тепловой потенциал, доступ к инженерной инфраструктуре и др. При этом следует отметить, что это может являться перспективным направлением продолжения исследования в части разработки

методологии учета данных факторов в системе классификации.

Нормирование отобранных показателей осуществлялось максиминным методом согласно следующим формулам.

1. Для показателей, большее значение которых способствует более высокой оценке интегрального индикатора:

$$\bar{X} = \frac{x_i - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}. \quad (2)$$

Для показателей, большее значение которых способствует более низкой оценке интегрального индикатора:

$$\bar{X} = \frac{x_{\max} - x_i}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (3)$$

где: x_i – значение показателя по субъекту РФ; $x_{\min}$ – минимальное значение показателя среди регионов РФ; $x_{\max}$ – максимальное значение показателя среди регионов РФ.

После проведения процедуры нормирования значений показателей производится расчет индикатора

методом суммирования нормированных значений.

Совокупность данных показателей отражает состояние и использование фонда нефтяных скважин региона по состоянию на 2021 г. Низкое значение интегрального индикатора свидетельствует о высоком потенциале развития геотермальной энергетики на базе фонда нефтяных скважин региона, то есть показывает уровень готовности региона к переводу нефтяных скважин в геотермальные.

На основе анализа интегрального индикатора состояния и использования фонда нефтяных скважин регионы были также распределены на 4 квартильные группы по уровню эффективности использования фонда нефтяных скважин для нефтедобычи и готовности к переводу скважин в геотермальные (эффективная нефтедобыча, умеренная нефтедобыча, эффективность нефтедобычи ниже средней и низкая эффективность нефтедобычи).

В табл. 5 приведен результат комбинационной группировки субъектов Российской Федерации по значениям разработанных и рассчитанных интегральных индикаторов.

Таблица 5

Комбинационная группировка регионов России по динамическому нормативу и интегральному индикатору с целью определения дифференциации регионов

Table 5

Combinational grouping of Russian regions according to a dynamic standard and an integral indicator in order to determine the differentiation of regions

Группы по интегральному динамическому индикатору оценки эффективности использования нефтяных скважин	Группы по интегральному индикатору состояния и использования фонда нефтяных скважин			
	Низкая эффективность нефтедобычи	Эффективность нефтедобычи ниже средней	Умеренная нефтедобыча	Эффективная нефтедобыча
Опережающее снижение эффективности использования фонда нефтяных скважин (увеличение фонда нефтяных скважин, потенциально пригодного для перевода в геотермальные)	Республики Коми, Дагестан, Ингушетия и Чеченская; Волгоградская область	Удмуртская Республика; Пермский край; Ханты-Мансийский АО	Архангельская, Иркутская и Оренбургская области; Ненецкий АО	Республика Татарстан; Астраханская, Калининградская, Тюменская и Ульяновская области; Красноярский край
Снижение эффективности использования фонда нефтяных скважин	Ставропольский край	Томская область; Республика Башкортостан	Самарская область	---
Стабильно эффективное использование нефтяных скважин	Ямало-Ненецкий АО	Республика Калмыкия; Новосибирская и Саратовская области	Омская и Сахалинская области	Республики Крым и Саха (Якутия)
Повышение эффективности использования фонда нефтяных скважин	Краснодарский край	---	Кировская область	---

Составлено авторами

Compiled by the authors

На основании проведенного анализа установлено, что в 2021 г. наиболее эффективно фонд нефтяных скважин использовался в Республиках Крым, Татарстан и Саха (Якутия), а также в Астраханской,

Калининградской, Тюменской и Ульяновской областях и Красноярском крае. При этом умеренно позитивная динамика наблюдалась только в двух регионах – Республиках Крым и Саха (Якутия). Ди-

намика остальных субъектов свидетельствует о наличии значительного потенциала для развития геотермальной энергетики на базе фонда нефтяных скважин, однако он в большей степени относится к долгосрочной перспективе, учитывая текущую эффективность их использования для добычи нефти.

Регионами с наибольшим потенциалом для развития геотермальной энергетики в краткосрочной перспективе являются субъекты Северо-Кавказского федерального округа (Республики Дагестан и Ингушетия, Чеченская Республика и Ставропольский край), а также Волгоградская область и Республика Коми. Эти регионы характеризуются высокой степенью выработанности нефтяных ресурсов и наличием значительного числа скважин, находящихся в консервации или ожидающих ликвидации, что делает их перспективными для переоборудования в геотермальные источники энергии.

В регионах с высокой концентрацией выработанных нефтяных скважин реализация проектов по их переводу в геотермальные источники может способствовать восстановлению экономической активности за счет привлечения инвестиций в «зеленую» энергетику и создания новых рабочих мест. В совокупности это формирует устойчивые предпосылки для диверсификации экономики депрессивных нефтедобывающих территорий.

Таким образом, дальнейшие исследования должны быть сосредоточены на комплексном анализе фонда нефтяных скважин субъектов СКФО. Данный округ обладает наибольшим потенциалом для развития геотермальной энергетики в краткосрочной перспективе, что обусловлено высоким уровнем выработанности нефтяных месторождений и готовностью регионов к прекращению эксплуатации скважин для традиционной нефтедобычи.

Выводы

Проведенный анализ позволил выявить перспективные регионы России для трансформации нефтяных скважин в геотермальные источники энергии, что является необходимым условием для диверсификации региональных энергосистем и повышения их экологической устойчивости. Приоритетными территориями для апробации пилотных проектов признаны субъекты СКФО, которые обладают наиболее благоприятными техническими и геологическими условиями, а также высокой концентрацией выработанных и законсервированных скважин.

Предложенная методика оценки готовности территорий к геотермальной трансформации, учитывающая уровень выработанности скважин, обводненность пластов и динамику дебита, создает основу для принятия обоснованных управленческих решений, направленных на рациональное использование уже существующих инфраструктур-

турных объектов, сокращение затрат на освоение новых энергетических мощностей и снижение экологических рисков.

Логика проведенного исследования сводилась к поиску таких индикаторов, которые, с одной стороны, отвечают требованиям экономической и экологической выгоды от перевода нефтяных скважин в геотермальные источники энергии, с другой стороны, находятся в открытом доступе. При этом было важно не усложнять интегральную оценку чрезмерным количеством данных. Предложенный подход был протестирован на региональном уровне с использованием открытых официальных статистических данных за 2021 г., что обеспечило объективность и возможность практического применения результатов исследования.

Выполненный анализ показал, что в краткосрочной перспективе наиболее подходящими территориями для развития геотермальной энергетики на базе фонда нефтяных скважин являются регионы СКФО, где наблюдаются высокая степень выработанности нефтяных ресурсов, наличие значительного числа законсервированных и ожидающих ликвидации скважин и благоприятные геотермальные условия: средний тепловой градиент достигает 25–30°C/км (по данным геологических служб). Внедрение пилотных проектов в первую очередь в эти регионы позволит протестировать эффективность технологий, отработать механизмы регулирования и финансирования, а также определить оптимальные технические решения для масштабного внедрения геотермальной энергетики.

Для повышения эффективности дальнейших исследований по оценке перспектив перевода нефтяных скважин в геотермальные источники рекомендуется разработка более детализированной системы оценки фонда скважин, включающей технические и экономические параметры. Однако существующие ограничения, связанные с коммерческой тайной и фрагментарностью данных, требуют использования альтернативных источников информации, таких как сейсмические отчеты, данные бурения и тепловые карты.

Несмотря на высокую экономическую и экологическую целесообразность переоборудования нефтяных скважин по сравнению с их ликвидацией, успешная реализация проектов потребует привлечения дополнительных финансовых ресурсов. В этой связи необходима разработка государственных программ поддержки, включая субсидирование, предоставление льготных кредитов и стимулирование государственно-частного партнерства для повышения инвестиционной привлекательности.

Таким образом, реализуемость проектов по трансформации нефтяных скважин в геотер-

мальные объекты подтверждается не только техническими параметрами, но и потенциальной экономической эффективностью. Сокращение затрат на инфраструктуру, снижение расходов на ликвидацию и возможность привлечения инвестиций в возобновляемую энергетику создают благоприятные условия для практической реализации пилотных проектов.

Результаты представленного исследования могут быть использованы Министерством энергетики и другими профильными ведомствами для разработки дорожных карт развития геотермальной энергетики, нефтегазовыми компаниями для оптимизации использования инфраструктуры, а также потенциальными инвесторами и фондами «зеленой» энергетики в целях диверсификации энергетического бизнеса и снижения углеродного следа.

Список источников

1. Бутузов В.А. Российская геотермальная энергетика: анализ столетнего развития научных и инженерных концепций // *Окружающая среда и энерговедение*. 2019. № 3(3). С. 4–21. EDN: <https://elibrary.ru/xhriki>. <https://doi.org/10.5281/zenodo.3539089>
2. Алексеев С.В., Бородулин В.Ю., Гнатусь Н.А., Низовцев М.И., Смирнова Н.Н. Проблемы и перспективы развития петротермальной энергетики (обзор) // *Теплофизика и аэромеханика*. 2016. Т. 23. № 1. С. 1–16. EDN: <https://elibrary.ru/vlscqv>
3. Bu X., Jiang K., Li H., Ma F., Wang L. Experimental study on convective heat transfer of an open-loop borehole heat exchanger // *Geotherm Energy*. 2023. Vol. 11. P. 8. <https://doi.org/10.1186/s40517-023-00254-6>
4. Какушина Е.Г. Инновационные методы генерирования и преобразования энергии // *Энергетические установки и технологии*. 2023. Т. 9. № 3. С. 54–57. EDN: <https://elibrary.ru/ikacd>
5. Соловьев Б.А., Бодылев А.С., Павлов А.Д., Каекбирдина И.Д. Анализ перспектив развития геотермальной энергетики // *Электротехнические и информационные комплексы и системы*. 2023. Т. 19. № 1. С. 117–124. EDN: <https://elibrary.ru/vredlk>. <https://doi.org/10.17122/1999-5458-2023-19-1-117-124>
6. Бутузов В.А. Современная геотермальная энергетика Германии // *Энергохозяйство за рубежом*. 2021. № 3(316). С. 15–20. EDN: <https://elibrary.ru/fdxccz>
7. Бутузов В.А. Современная российская возобновляемая энергетика // *Энергия: экономика, техника, экология*. 2022. № 3. С. 52–63. EDN: <https://elibrary.ru/qqlwzi>. <https://doi.org/10.7868/S0233361922030090>
8. Шулюпин А.Н., Чермошенцева А.А. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов // *Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле*. 2022. № 1. С. 165–176. EDN: <https://elibrary.ru/fwmxvg>. <https://doi.org/10.46689/2218-5194-2022-1-1-165-176>
9. Мантаева Э.И., Голденева В.С., Слободчикова И.В. «Зеленые» технологии как фактор устойчивого развития национальной экономики // *Научные труды Вольного экономического общества России*. 2021. Т. 230. № 4. С. 423–430. EDN: <https://elibrary.ru/rwdyvb>. <https://doi.org/10.38197/2072-2060-2021-230-4-423-430>
10. Дзюба А.П., Конопелько Д.В. Обзор мировых и отечественных научных исследований в области использования электрических систем централизованного теплоснабжения // *Вестник Московского финансово-юридического университета МФЮА*. 2024. № 3. С. 191–203. EDN: <https://elibrary.ru/vjbbzp>. https://doi.org/10.52210/2224669X_2024_3_191
11. Алхасов А.Б. Перспективы освоения геотермальных ресурсов Северо-Кавказского региона // *Энергия: экономика, техника, экология*. 2022. № 4. С. 50–63. EDN: <https://elibrary.ru/qkgkir>. <https://doi.org/10.7868/S0233361922040085>
12. Шулюпин А.Н. Геотермальные ресурсы: основные понятия и современные тенденции освоения // *Горный журнал*. 2024. № 6. С. 33–37. EDN: <https://elibrary.ru/xfdzqv>. <https://doi.org/10.17580/gzh.2024.06.05>
13. Бадмаев А.Г. О возможности развития геотермальной энергетики Республики Бурятия // *Сантехника, Отопление, Кондиционирование*. 2023. № 2(254). С. 62–65. EDN: <https://elibrary.ru/omkqfb>
14. Batir J., Richards M. Determining geothermal resources in three Texas counties // *Texas Water Journal*. 2022. Vol. 13. Iss. 1. P. 27–44. <https://doi.org/10.21423/twj.v13i1.7130>

15. Li Yu., Zhang Yu., Zhang X., Zhao J., Huang Yu., Wang Zh., Yi Yu. Distribution of geothermal resources in Eryuan County based on entropy weight TOPSIS and AHP–TOPSIS methods // *Natural Gas Industry B*. 2024. Vol. 11. Iss. 2. P. 213–226. EDN: <https://elibrary.ru/djqizf>. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2024.03.002>
16. Frick M., Kranz S., Norden B., Bruhn D., Fuchs S. Geothermal resources and ATEs potential of mesozoic reservoirs in the North German basin // *Energies*. 2022. Vol. 15. Iss. 6. P. 1980. <http://dx.doi.org/10.3390/en15061980>
17. Cai M., Duo Ji., Chen X., Mao J., Tang C., Liu Zh., Ji H., Ren F., Guo Q., Li P. Development strategy for co-mining of the deep mineral and geothermal resources // *Chinese Journal of Engineering Science*. 2021. Vol. 23. Iss. 6. P. 43. <http://dx.doi.org/10.15302/J-SSCAE-2021.06.006>
18. Nádor A., Lenkey A. Geothermal resources of Hungary: a play-based review // *Geological Society Special Publication*. 2025. Vol. 555. Iss. 1. <https://www.lyellcollection.org/doi/10.1144/SP555-2024-43>
19. Свалова В.Б. Геотермальная энергетика в России и мире и гидрогеотермальные системы Кавказа // *Мониторинг. Наука и технологии*. 2022. № 2(52). С. 6–16. EDN: <https://elibrary.ru/wmudcn>. <https://doi.org/10.25714/MNT.2022.52.001>
20. Свалова В.Б. Управление геоэкологическим риском и проблемы устойчивого развития горных территорий // *Геология и геофизика Юга России*. 2022. Т. 1. № 12. С. 129–147. EDN: <https://elibrary.ru/rbrpen>. <https://doi.org/10.46698/VNC.2022.48.61.010>
21. Томаров Г.В., Шипков А.А. Краткий обзор современного состояния и тенденций развития геотермальной энергетики // *Теплоэнергетика*. 2023. № 2. С. 37–46. EDN: <https://elibrary.ru/fevekg>. <https://doi.org/10.56304/S004036362302008X>
22. Сафин М.А., Идрисова Г.Ф. Применение установки получения геотермальной энергии для отопления частных домов с целью развития зеленой энергетики // *Инженерный вестник Дона*. 2023. № 1(97). С. 27–34. EDN: <https://www.elibrary.ru/thmjxm>
23. Аликеримова Т.Д., Ниналалов С.А. Перспективы развития геотермальной энергетики в Республике Дагестан // *Окружающая среда и энерговедение*. 2021. № 1(9). С. 4–9. EDN: <https://www.elibrary.ru/wpkkut>. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4662736>
24. Омаров Э.Э., Хасанова С.С., Магомедова М.А. Экономическая эффективность инвестиционного проекта на базе геотермальной энергетики в Краснодарском крае // *Инновационная экономика: информация, аналитика, прогнозы*. 2023. № 5. С. 150–155. EDN: <https://www.elibrary.ru/kquwwr>. https://doi.org/10.47576/2411-9520_2023_5_150
25. Светличная Т.В. Геоэкологические аспекты геотермальной энергетики // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. 2025. № 1(322). С. 41–49. EDN: <https://www.elibrary.ru/zhbtkn>
26. Chelminski K. Climate finance effectiveness: a comparative analysis of geothermal development in Indonesia and the Philippines // *The Journal of Environment and Development*. 2022. Vol. 31. Iss. 2. P. 139–167. <https://doi.org/10.1177/10704965211070034>

Статья поступила в редакцию 03.02.2025; одобрена после рецензирования 05.05.2025; принята к публикации 10.06.2025

Об авторах:

Кузнецов Николай Владимирович, доктор экономических наук, кандидат технических наук, доцент кафедры финансы и кредит; SPIN-код: 9333-7842, Researcher ID: I-6643-2013, Scopus ID: 55776382200

Першина Татьяна Алексеевна, кандидат экономических наук, доцент, доцент кафедры статистики; SPIN-код: 9665-5302, Scopus ID: 57219366329

Паршинцева Лидия Сергеевна, кандидат экономических наук; доцент, доцент кафедры статистики; SPIN-код: 8930-5467

Вклад авторов:

Кузнецов Н. В. – научное руководство, обеспечение ресурсами.

Першина Т. А. – проведение критического анализа материалов, обработка данных, формирование выводов.

Паршинцева Л. С. – формирование массива исходных данных, расчет интегральных показателей.

Авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

References

1. Butuzov V.A. Russian geothermal energy: analysis of hundred development of scientific and engineering concepts. *Journal of Environment Earth and Energy Study*. 2019; (3(3)):4–21. EDN: <https://elibrary.ru/xhriki>. <https://doi.org/10.5281/zenodo.3539089> (In Russ.)
2. Alekseenko S.V., Borodulin V.Y., Nizovtsev M.I., Gnatus N.A., Smirnova N.N. Problems and outlooks for petrothermal power engineering (review). *Thermophysics and Aeromechanics*. 2016; 23(1):1–16. EDN: <https://elibrary.ru/wtbeqh>. <https://doi.org/10.1134/S0869864316010017> (In Eng.)
3. Bu X., Jiang K., Li H., Ma F., Wang L. Experimental study on convective heat transfer of an open-loop borehole heat exchanger. *Geotherm Energy*. 2023; 11:8. <https://doi.org/10.1186/s40517-023-00254-6> (In Eng.)
4. Kakushina E.G. Innovative methods of generating and converting energy. *Energy Installations and Technologies*. 2023; 9(3):54–57. EDN: <https://elibrary.ru/ikacdz> (In Russ.)
5. Solovov B.A., Bodylev A.S., Pavlov A.D., Kaekbirdina I.D. Analysis of geothermal power engineering and development prospects. *Electrical and Data Processing Facilities and Systems*. 2023; 19(1):117–124. EDN: <https://elibrary.ru/vredlk>. <https://doi.org/10.17122/1999-5458-2023-19-1-117-124> (In Russ.)
6. Butuzov V.A. Modern geothermal energy in Germany. *Energy Management Abroad*. 2021; (3(316)):15–20. EDN: <https://elibrary.ru/fdxccz> (In Russ.)
7. Butuzov V.A. Modern Russian Renewable Energy. *Energiia: ekonomika, tekhnika, ekologiya*. 2022; (3):52–63. EDN: <https://elibrary.ru/qqlwzi>. <https://doi.org/10.7868/S0233361922030090> (In Russ.)
8. Shulyupin A.N., Chermoshentseva A.A. Current trends in the development of geothermal resources. *Izvestiya Tula State University. Earth Sciences*. 2022; (1):165–176. EDN: <https://elibrary.ru/fwmxvg>. <https://doi.org/10.46689/2218-5194-2022-1-1-165-176> (In Russ.)
9. Mantaeva E.I., Goldenova V.S., Slobodchikova I.V. "Green" technologies as a factor in the sustainable development of the national economy. *Scientific Works of the Free Economic Society of Russia*. 2021; 230(4):423–430. EDN: <https://elibrary.ru/rwdyvb>. <https://doi.org/10.38197/2072-2060-2021-230-4-423-430> (In Russ.)
10. Dzyuba A.P., Konopelko D.V. Overview of world and domestic scientific research in the field of the use of electric district heating systems. *Herald of the Moscow university of finances and law MFUA*. 2024; (3):191–203. EDN: <https://elibrary.ru/vjbbzp>. https://doi.org/10.52210/2224669X_2024_3_191 (In Russ.)
11. Alkhasov A.B. Prospects for geothermal resource development in the North Caucasus region. *Energiia: ekonomika, tekhnika, ekologiya*. 2022; (4):50–63. EDN: <https://elibrary.ru/qkgkir>. <https://doi.org/10.7868/S0233361922040085> (In Russ.)
12. Shulyupin A.N. Geothermal resources: basic concepts and recent development trends. *Gornyi Zhurnal*. 2024; (6):33–37. EDN: <https://elibrary.ru/xfdzqv>. <https://doi.org/10.17580/gzh.2024.06.05> (In Russ.)
13. Badmaev A.G. On the possibility of geothermal energy developing in the Republic of Buryatia. *Plumbing, Heating, Air-Conditioning*. 2023; (2(254)):62–65. EDN: <https://elibrary.ru/omkqfb> (In Russ.)
14. Batir J., Richards M. Determining geothermal resources in three Texas counties. *Texas Water Journal*. 2022; 13(1):27–44. <https://doi.org/10.21423/twj.v13i1.7130> (In Eng.)
15. Li Yu., Zhang Yu., Zhang X., Zhao J., Huang Yu., Wang Zh., Yi Yu. Distribution of geothermal resources in Eryuan County based on entropy weight TOPSIS and AHP–TOPSIS methods. *Natural Gas Industry B*. 2024; 11(2):213–226. EDN: <https://elibrary.ru/djqizf>. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2024.03.002> (In Eng.)
16. Frick M., Kranz S., Norden B., Bruhn D., Fuchs S. Geothermal resources and ATEs potential of mesozoic reservoirs in the North German basin. *Energies*. 2022; 15(6):1980. <http://dx.doi.org/10.3390/en15061980> (In Eng.)
17. Cai M., Duo Ji., Chen X., Mao J., Tang C., Liu Zh., Ji H., Ren F., Guo Q., Li P. Development strategy for co-mining of the deep mineral and geothermal resources. *Chinese Journal of Engineering Science*. 2021; 23(6):43. <http://dx.doi.org/10.15302/J-SSCAE-2021.06.006> (In Eng.)
18. Nádor A., Lenkey A. Geothermal resources of Hungary: a play-based review. Geological Society Special Publication. 2025; 555(1). <https://www.lyellcollection.org/doi/10.1144/SP555-2024-43> (In Eng.)

19. Svalova V.B. Geothermal energy in Russia and in the world and hydrogeothermal systems of the Caucasus. *Monitoring. Science and Technologies*. 2022; (2(52)):6–16. EDN: <https://elibrary.ru/wmudcn>. <https://doi.org/10.25714/MNT.2022.52.001> (In Russ.)
20. Svalova V.B. Geoecological risk management and problems of sustainable development of mountain territories. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2022; 12(1):129–147. EDN: <https://elibrary.ru/rbrpen>. <https://doi.org/10.46698/VNC.2022.48.61.010> (In Russ.)
21. Tomarov G.V., Shipkov A.A. Brief review of the current status and trends in the development of geothermal energy. *Thermal Engineering*. 2023; (2):37–46. EDN: <https://elibrary.ru/fevekg>. <https://doi.org/10.56304/S004036362302008X> (In Russ.)
22. Safin M.A., Idrisova G.F. The use of a geothermal energy installation for heating private houses in order to develop green energy. *Engineering journal of Don*. 2023; (1(97)):27–34. EDN: <https://www.elibrary.ru/thmijxm> (In Russ.)
23. Alikirimova T.D., Ninalalov S.A. Prospects for development of geothermal energy in the Republic of Dagestan. *Journal of Environment Earth and Energy Study*. 2021; (1(9)):4–9. EDN: <https://www.elibrary.ru/wpkkut>. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4662736> (In Russ.)
24. Omarov Z.Z., Khasanova S.S., Magomedova M.A. Economic efficiency of an investment project based on geothermal energy in the Krasnodar region. *Innovative Economy: Information, Analytics, Forecasts*. 2023; (5):150–155. EDN: <https://www.elibrary.ru/kquwwr>. https://doi.org/10.47576/2411-9520_2023_5_150 (In Russ.)
25. Svetlichnaya T.V. Geothermal energy: geoecological aspect. *Environmental Protection in Oil and Gas Complex*. 2025; (1(322)):41–49. EDN: <https://www.elibrary.ru/zhbtkn> (In Russ.)
26. Chelminski K. Climate finance effectiveness: a comparative analysis of geothermal development in Indonesia and the Philippines. *The Journal of Environment and Development*. 2022; 31(2):139–167. <https://doi.org/10.1177/10704965211070034> (In Eng.)

The article was submitted 03.02.2025; approved after reviewing 05.05.2025; accepted for publication 10.06.2025

About the authors:

Nikolay V. Kuznetsov, Doctor of Economic Sciences, Candidate of Technical Sciences (Engineering), Associate Professor at the Department of Finance and Credit; SPIN: 9333-7842, Researcher ID: I-6643-2013, Scopus ID: 55776382200

Tatyana A. Pershina, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor, Associate Professor at the Department of Statistics; SPIN: 9665-5302, Scopus ID: 57219366329

Lidiya S. Parshintseva, Candidate of Economic Sciences, Associate Professor; Associate Professor at the Department of Statistics; S SPIN: 8930-5467

Contribution of the Authors:

Kuznetsov N. V. – scientific guidance, provision of resources.

Pershina T. A. – conducting a critical analysis of materials, data processing, and formulation of conclusions.

Parshintseva L. S. – data set formation, calculation of integral indicators.

All authors have read and approved the final version of the manuscript.