

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.204-218>

EDN NNROOG

УДК 622.276.53.054.23:621.67-83

Анализ факторов, влияющих на надежность работы УЭЦН, на основе данных эксплуатационного мониторинга

¹Салимгараев А.А., ²Кадыров Р.Р., ³Денисов О.В., ⁴Фаттахов И.Г.

¹АО «Римера», Москва, Россия

^{2,4}Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина,
Альметьевск, Россия

³ООО «ТатИТнефть», Альметьевск, Россия

³ЛФ КНИТУ-КАИ, Лениногорск, Россия

Analysis of factors affecting the reliability of electric submersible pumps based on operational monitoring

¹A.A. Salimgaraev, ²R.R. Kadyrov, ³O.V. Denisov, ⁴I.G. Fattakhov

¹Rimera JSC, Moscow, Russia

^{2,4} TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft, Almetievsk, Russia

³TatITneft LLC, Almetievsk, Russia

³LB KNRTU-KAI, Leninogorsk, Russia

E-mail: Alb9314@gmail.com, i-fattakhov@rambler.ru

Аннотация. В работе представлены результаты анализа массива эксплуатационных данных по фонду из более 200 скважин, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Целью исследования являлось выявление и ранжирование ключевых технологических и геолого-физических факторов, оказывающих наибольшее влияние на частоту отказов и межремонтный период оборудования. На основе статистического анализа было установлено, что основными дестабилизирующими факторами являются высокая обводненность продукции, повышенное содержание механических примесей, а также наличие скважинных осложнений. Показано, что такие параметры, как дебит жидкости, глубина спуска насоса и наличие частотного преобразователя, имеют менее выраженное влияние в сравнении с качеством откачиваемой среды.

Результаты исследования позволяют сформировать приоритетные направления для оптимизации режимов работы и планирования превентивных мероприятий, направленных на повышение надежной эксплуатации скважинного оборудования.

Ключевые слова: УЭЦН, надежность, частота отказов, эксплуатационные факторы, обводненность, механические примеси, анализ данных, ремонт

Для цитирования: Салимгараев А.А., Кадыров Р.Р., Денисов О.В., Фаттахов И.Г. Анализ факторов, влияющих на надежность эксплуатации УЭЦН, на основе данных эксплуатационного мониторинга // Нефтяная провинция.-2026.-№2(46).-С. 204-218. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.204-218>. - EDN NNROOG

Abstract. This paper presents the results of an analysis of operational data from a collection of over 200 wells equipped with electric submersible pumps (ESPs). The aim of the study was to identify and rank key process and geological-physical factors that have the greatest impact on equipment failure rates and time between repairs. Statistical analysis revealed that the primary destabilizing factors include high water cut, elevated solids content, and wellbore complications. Parameters such as fluid flow rate, pump depth, and the presence of a frequency converter are shown to have a less pronounced impact than the quality of the pumped fluid. The study's results allow us to prioritize optimization of operating modes and planning preventive measures aimed at improving the reliability of downhole equipment.

Key words: ESP, reliability, failure rate, operational factors, water cut, mechanical impurities, data analysis, repair

For citation: A.A. Salimgaraev, R.R. Kadyrov, O.V. Denisov, I.G. Fattakhov Analiz faktorov, vliyayushchih na nadezhnost' ekspluatatsii EUCN, na osnove dannyh ekspluatatsionnogo monitoringa [Analysis of factors affecting the reliability of electric submersible pumps based on operational monitoring]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(46), 2026. pp. 204-218. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2026.2.204-218>. EDN NNROOG (in Russian)

Введение

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) являются доминирующим способом эксплуатации на подавляющем большинстве скважин механизированной добычи нефти, особенно на поздних стадиях разработки месторождений. Однако их применение сопряжено с высокими рисками внеплановых остановок, обусловленных отказами как самого насосного агрегата, так и сопутствующего оборудования. Частые отказы приводят к значительным экономическим потерям из-за затрат на ремонт, сокращения до-

бычи и простоев. Поэтому исследование надежности и идентификация ключевых факторов риска являются критически важными задачами для повышения экономической эффективности.

Традиционно анализ причин отказов проводится с помощью исторических данных для конкретных инцидентов. Подход, основанный на анализе накопленных данных, позволяет перейти к проактивной модели, выявляя скрытые закономерности и корреляции в массивах исторических эксплуатационных параметров. Настоящее исследование выполнено именно в этом ключе: на основе детализированного набора данных по более чем 200 скважинам проводится статистический анализ для определения факторов, в наибольшей степени влияющих на частоту ремонтов и текущий статус работы УЭЦН.

В данной работе качестве исходных данных использована таблица, содержащая более 70 параметров по каждой скважине, включая конструктивные, технологические параметры, режимные и эксплуатационные, показатели параметры пласта и продукции, исторические данные и индикаторы состояния:

- 1) тип и модель насоса, глубина спуска, диаметр НКТ, наличие частотного преобразователя, параметры погружного электродвигателя;
- 2) дебиты жидкости и нефти, обводненность, динамический уровень, устьевые давления, текущая наработка;
- 3) проницаемость, вязкость нефти, плотность, газовый фактор, содержание механических примесей;
- 4) даты ввода в эксплуатацию, последних ремонтов и геолого-технических мероприятий (ГТМ), виды выполненных работ;
- 5) состояние скважины на конец месяца (в работе, в накоплении, остановлена, в бездействии), состояние забоя, имеющиеся осложнения.

Методы анализа включали: группировку скважин по статусу работы, типам осложнений, диапазонам ключевых параметров; выявление статистических взаимосвязей между параметрами работы (обводненность, дебит, содержание примесей) и показателями надежности (текущая наработка, частота упоминаний ремонтов в истории); сопоставление средних значений критических параметров для групп скважин с разным статусом («действующая», «бездействующая / остановлена») и разным состоянием забоя («чистый», «не определено» / «засорен»); построение диаграмм рассеяния и гистограмм для наглядного представления выявленных зависимостей.

В результате, в наборе данных из 213 скважин 175 из них (82 %) имеют статус «действующая» / «в накоплении», остальные – «бездействующая» (различных категорий) / «остановлена». Это указывает на относительно высокую долю проблемного фонда (около 18 %). Анализ параметра «Осложнения» показал, что подавляющее большинство скважин (более 90 %) работает в осложненных условиях (Рис. 1).

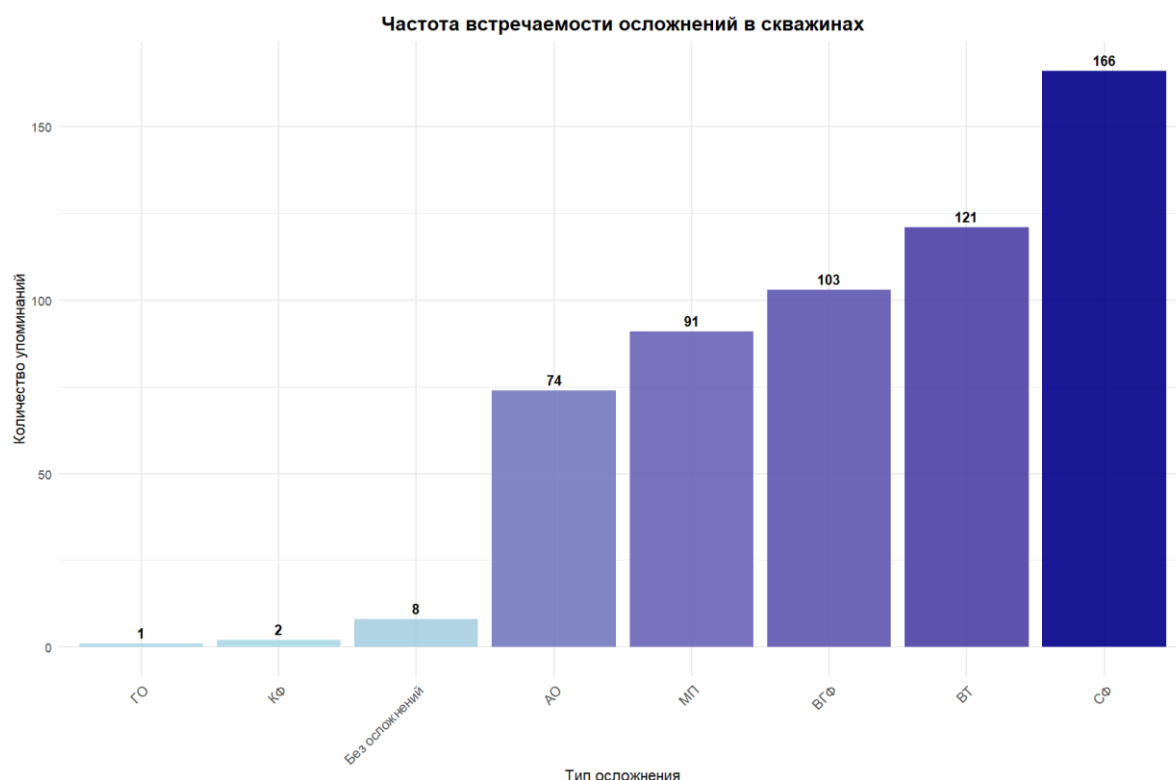


Рис. 1. Распределение выборки скважин по наличию осложнений

Наиболее распространенными осложнениями являются: солеобразование (СФ) – 166 случаев; вынос твердых частиц (ВТ) – 121 случай; высокий газовый фактор – 103 случая; механические примеси – 91 случай и т.д. Это говорит о том, что фонд скважин работает в тяжелых условиях, что предопределяет повышенную нагрузку на оборудование.

Обводненность продукции является одним из наиболее значимых факторов наработки УЭЦН (Рис. 2). При обводненности свыше 90 % наблюдается резкий рост числа отказов, связанных с эрозионным износом проточной части насоса и повышенной нагрузкой на погружной электродвигатель (ПЭД) из-за перекачки высоковязкой эмульсии. Скважины с обводненностью до 70-90 % и содержанием механических примесей более 30 мг/л имеют повышенную склонность к осложнениям. Для таких условий критически важен правильный выбор материала ступеней (например, износостойкие покрытия) и наличия эффективного газосепаратора.

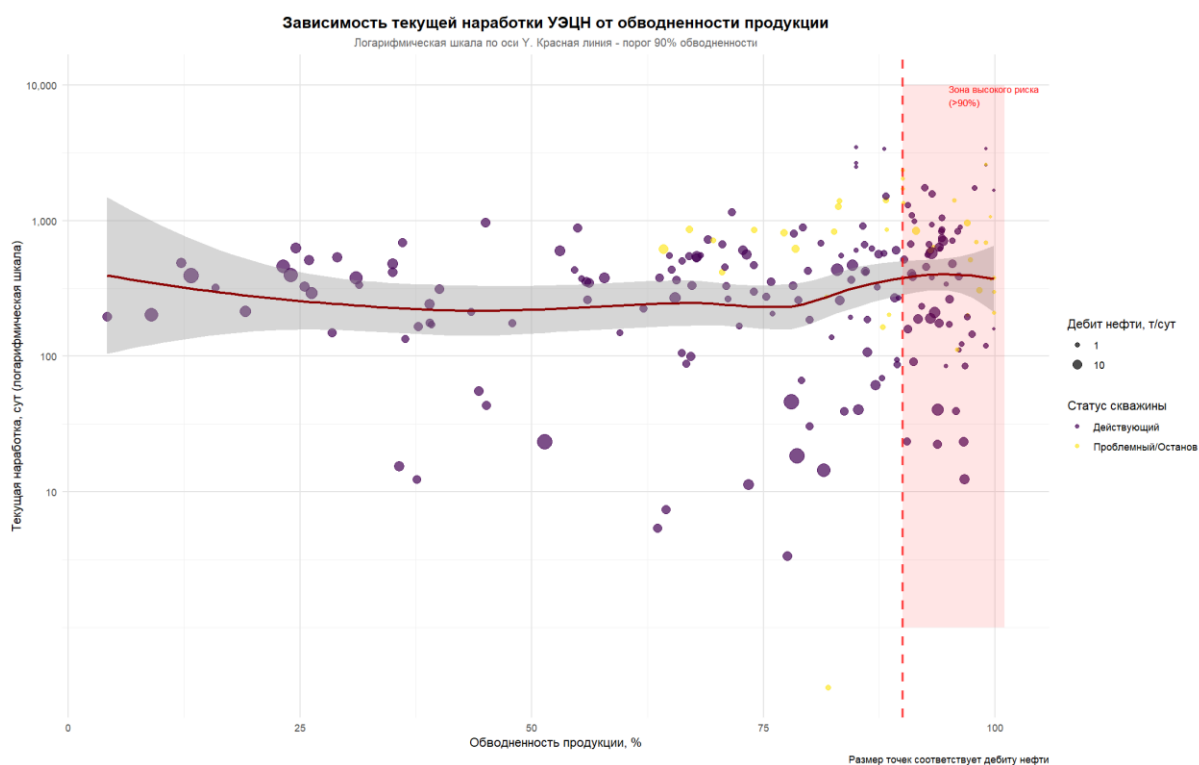


Рис. 2. Зависимость текущей наработки УЭЦН от обводненности

Обычно содержание механических примесей является прямым фактором абразивного износа. Относительно отдельных скважин данные, представленные на рис. 3, указывают на такое соответствие. Несмотря на то, что устойчивой регрессионной зависимости по выборке данных не наблюдается, стоит отметить, что:

- скважины с высоким значением механических примесей имеют в истории частые ремонты по смене насоса. Естественно, что даже при умеренной обводненности высокое содержание песка ведет к быстрому выходу из строя рабочих элементов и опор насосных секций;
- связь с состоянием забоя. По параметру «Состояние забоя» значения «Засорен НКТ», «Перекрыт шлаком частично» прямо коррелируют с повышенными значениями выносом твердых частиц или указанием на соответствующее осложнение. Это подтверждает, что механические примеси не только изнашивают насос, но и ухудшают условия притока;
- было отмечено отсутствие «безопасного» порога, т.к. даже относительно невысокие, но стабильные концентрации примесей (15-30 мг/л) при длительной эксплуатации приводят к накопленному износу.

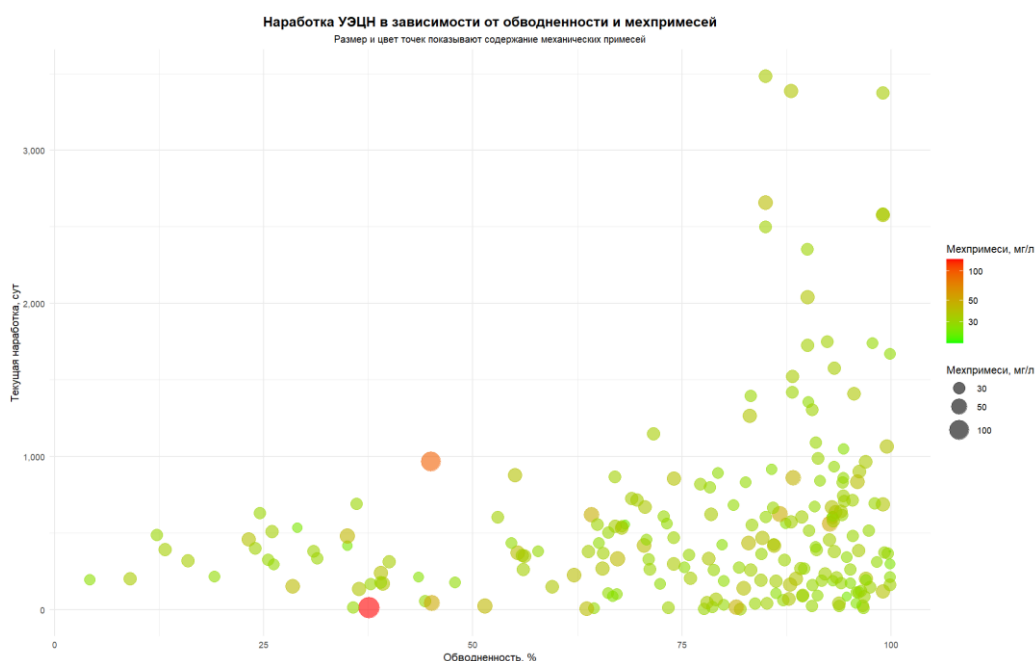


Рис. 3. Наработка УЭЦН в зависимости от обводненности и механических примесей

Анализ эксплуатационных режимов позволил выявить следующие закономерности.

Для дебита жидкости не было выявлено прямой зависимости между высоким дебитом и частотой отказов. Более значимым является соотношение фактического дебита и номинальной производительности насоса. При этом по некоторым скважинам естественным образом фиксируется увеличение времени наработки при завышенных характеристиках насоса (Рис. 4).

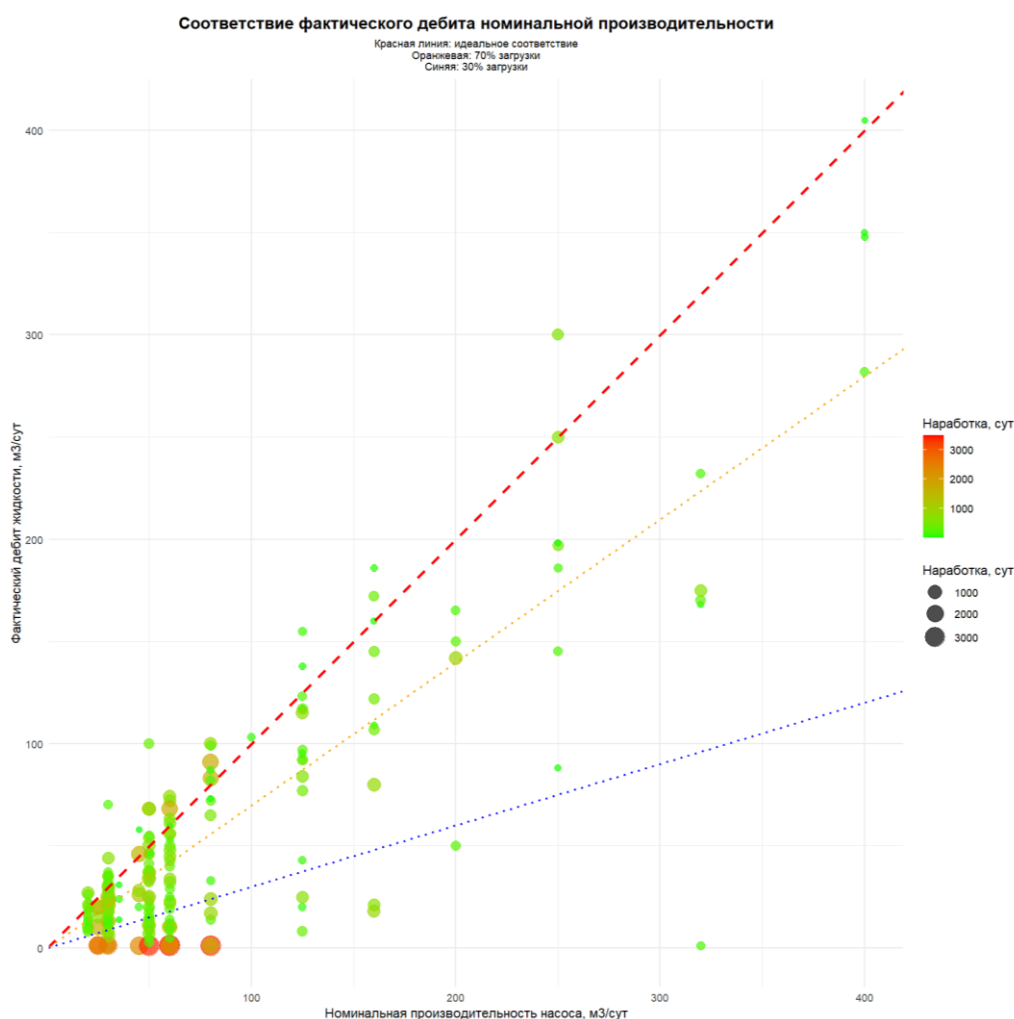


Рис. 4. Сопоставление фактического дебита и номинальной производительности относительно времени наработки

В исходных данных фактическая глубина спуска насоса в целом коррелирует с требуемым напором. Проблемы чаще возникают не из-за абсолютной глубины спуска, а из-за некорректного подбора насоса по напорно-

расходной характеристике к текущим условиям работы пласта (падение пластового давления, рост обводненности).

Наличие частотного преобразователя (около 20 % скважин в выборке) теоретически должно повышать гибкость и надежность. Однако в представленных данных не наблюдается однозначного преимущества скважин с частотным преобразователем (ЧП) по наработке на отказ. Это может объясняться тем, что чаще всего ЧП изначально устанавливают на проблемные скважины с нестабильными параметрами, поэтому его наличие обусловлено не надежностью подземного оборудования, а индикатором сложных условий, в которых УЭЦН эксплуатируются изначально.

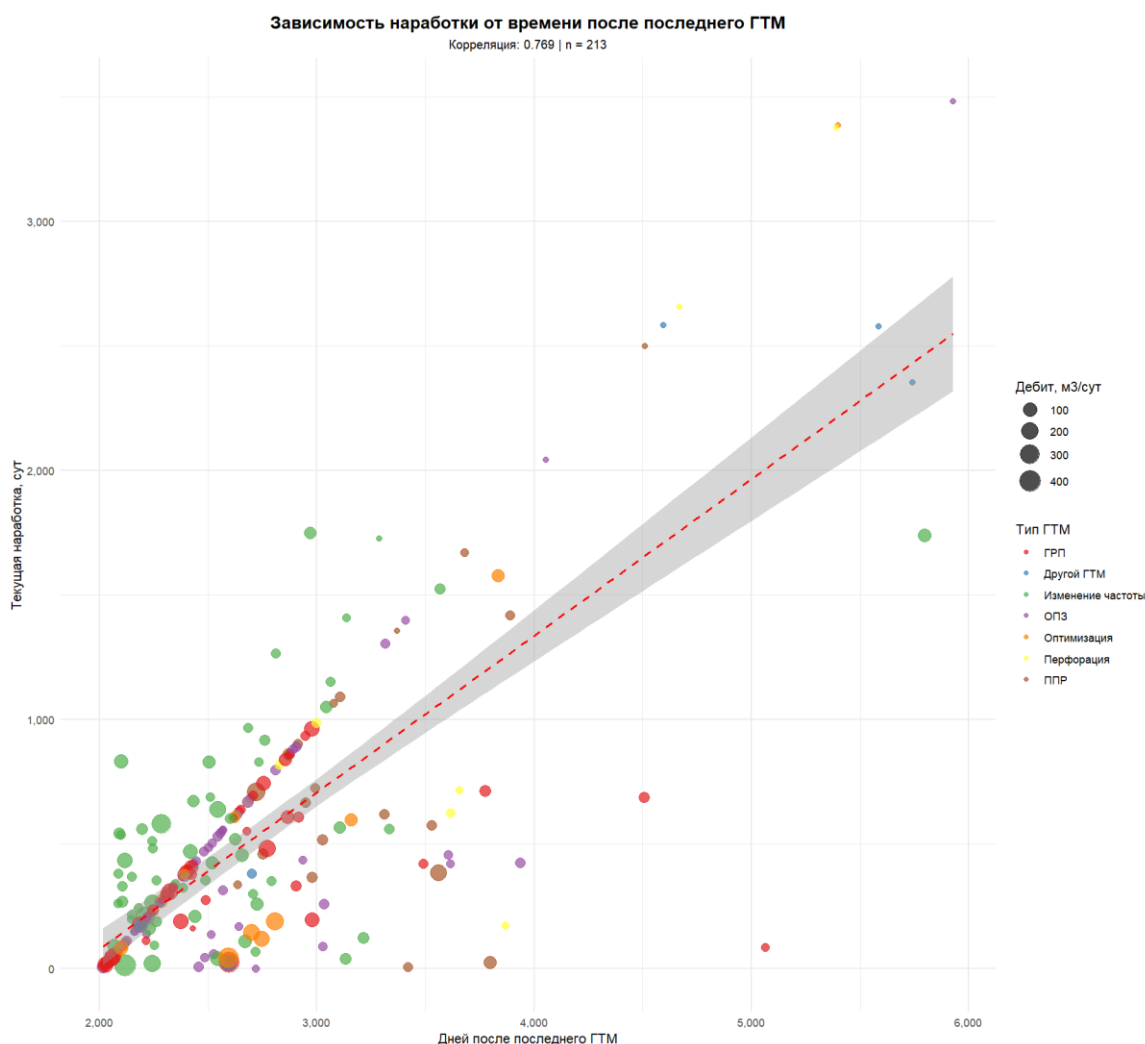


Рис. 5. Зависимость наработки от времени после последнего ГТМ (по типам)

Анализ истории проведения ГТМ и ремонтов показал следующее (Рис. 5):

- типичные ремонтные операции: «Смена насоса», «ГТМ» (общее), «ОПЗ и прочее» (остановка по прочей причине) – наиболее частые записи;
- эффективность ГТМ: скважины, на которых в последние 2-3 года проводились стимулирующие ГТМ (например, «ГРП», «дополнительная перфорация»), демонстрируют высокие дебиты жидкости и находятся в работе. Это указывает на то, что поддержание пластового давления и улучшение условий притока является ключевым фактором долгосрочной стабильной работы УЭЦН, снижая нагрузку на оборудование;
- цикл «отказ-ремонт»: у ряда скважин наблюдается короткий цикл между ремонтами при наличии отметок о осложнениях. Это подтверждает, что борьба с последствиями (ремонт) без устранения причины (осложнения) не дает долгосрочного эффекта.

Попытка построения удовлетворительной регрессионной модели зависимости текущей наработки насосов от других параметров оказалась безуспешной ввиду отсутствия в исходной выборке данных значимых статистических связей с остальными параметрами (Рис. 6).

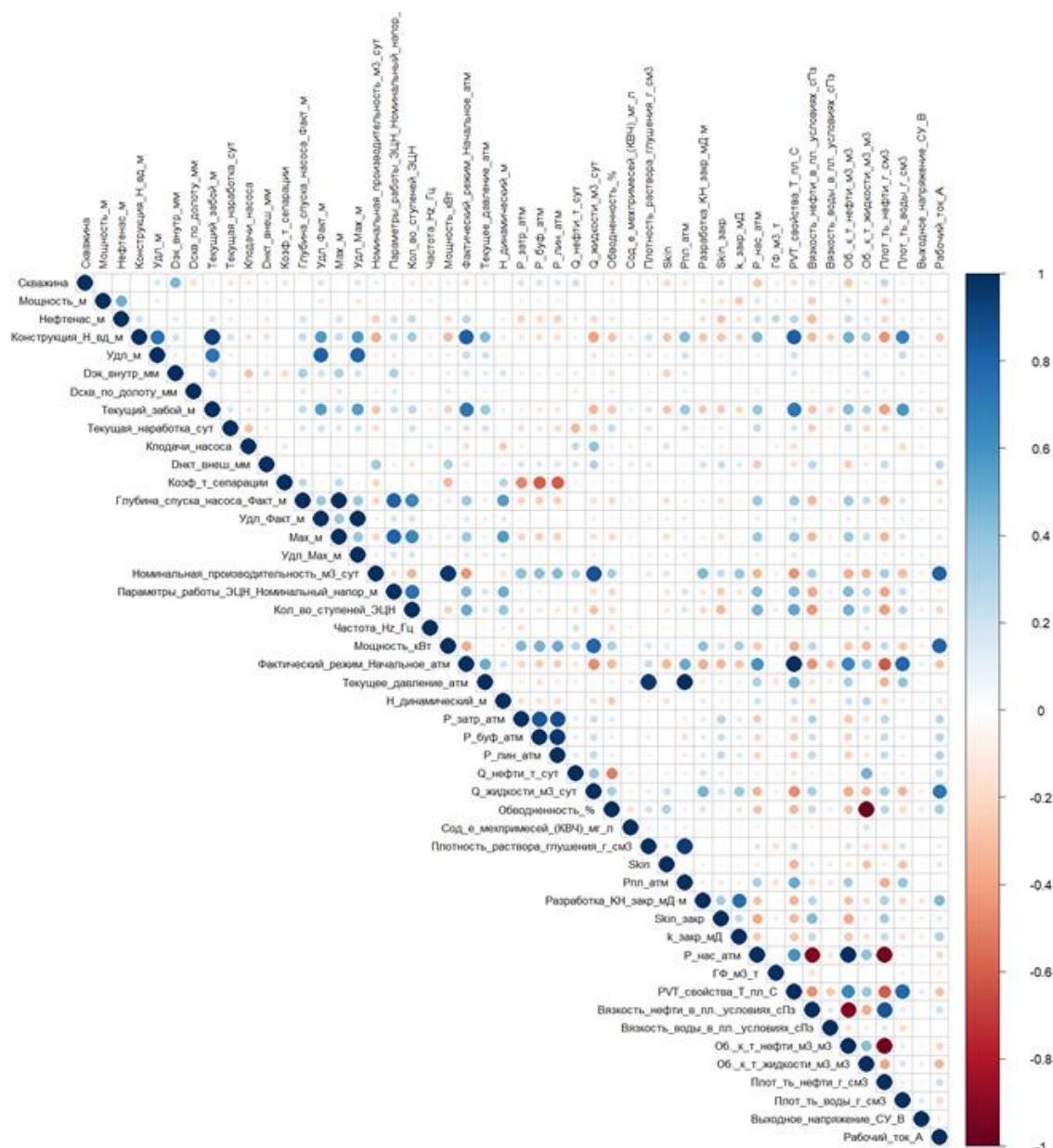


Рис. 6. Матрица взаимных корреляций параметров

Выводы

Таким образом, проведенный анализ эксплуатационных данных 213 скважин с УЭЦН позволил выявить иерархию факторов, влияющих на частоту отказов. Наиболее критичными являются параметры, связанные с качеством откачиваемой среды: высокая обводненность ($>90\%$) и повышенное содержание механических примесей (>30 мг/л). Их влияние носит пороговый и кумулятивный характер.

Наличие технологических осложнений (АСПО, солеотложения, вынос песка) является не сопутствующим, а определяющим фактором риска, напрямую ведущим к специфическим отказам (закоксовывание, засоление, абразивный износ).

Эксплуатационные параметры (дебит, глубина спуска) влияют на надежность опосредованно, через неоптимальность подбора оборудования к текущим условиям.

Проактивные геолого-технические мероприятия (ГРП, дополнительная перфорация, обработки против АСПО и солей, мероприятия по борьбе с пескообразованием), направленные на улучшение условий притока и состава продукции, оказывают положительное влияние на увеличение межремонтного периода, чем реактивные ремонты по замене вышедшего из строя оборудования.

Список литературы

1. Салимгараев, А. А. Прогнозирование НАДЕЖНОСТИ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ / А. А. Салимгараев, Р. Я. Кучумов // Естественные и технические науки. – 2020. – № 7(145). – С. 89-94. – EDN TMJQKU.
2. Салимгараев, А. А. Обеспечение надежности оборудования в осложненных условиях месторождений компании n-нефтегаз / А. А. Салимгараев, Р. Я. Кучумов // Нефть и газ - 2020: Сборник трудов 74-й Международной молодежной научной конференции, Москва, 28 сентября – 04 2020 года. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2020. – С. 339-347. – EDN KQEVFX.
3. Ибрагим Габиров Севинч Абасова, И. Г. С. А. Эффективность эксплуатации электропогружных насосных установок / И. Г. С. А. Ибрагим Габиров Севинч Абасова // Equipment, Technologies, Materials. – 2024. – Vol. 22, No. 04. – P. 153-163. – DOI 10.36962/etm22042024-19. – EDN CKBOYR.
4. Надежность погружных нефтяных насосов при периодической эксплуатации / Е. А. Лихачева, В. Г. Островский, Н. А. Лыкова [и др.] // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2021. – Т. 6, № 1. – С. 54-58. – DOI 10.51890/2587-7399-2021-6-1-54-58. – EDN BYHGJK.
5. Ухалов, К. А. Методология оценки эксплуатационной надежности работы УЭЦН / К. А. Ухалов, Р. Я. Кучумов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 4(34). – С. 26-29. – EDN UARQXS.
6. Якупова, Л. Г. Модернизация входного модуля погружного центробежного насоса установкой щеточного фильтра / Л. Г. Якупова // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии 2024: Сборник материалов VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых, Альметьевск, 20 декабря 2024 года. – Альметьевск: Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», 2024. – С. 333-336. – EDN MVLRGE.
7. Сушков, В. В. Мероприятия повышения надежности эксплуатации УЭЦН при воздействиях внутренних и внешних перенапряжений / В. В. Сушков, И. С. Сухачев // Культура, наука, образование: проблемы и перспективы : Материалы V Международной научно-практической конференции, Нижневартовск, 09–10 февраля 2016 года / отв. ред. А.В. Коричко. Том Часть II. – Нижневартовск: Нижневартовский государственный университет, 2016. – С. 131-133. – EDN VYOIKH.
8. Анализ влияния эксплуатационных параметров и режимов работы добывающих скважин с УЭЦН на надежность ГНО / В. А. Иванов, В. С. Вербицкий, Р. А. Хабибуллин [и др.] // Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК) 2024 : Сборник материалов конференции, Москва, 15–17 октября 2024 года. – Москва: ООО «Геомодель Развитие», 2024. – С. 294-298. – EDN GESCBJ.
9. Окунев, К. В. Применение струйных насосов в компоновке с установкой электроцентробежных насосов при добыче нефти / К. В. Окунев // Вестник молодого ученого УГНТУ. – 2025. – № 2(30). – С. 104-110. – EDN YWDOMK.
10. Анализ влияния эксплуатационных параметров и режимов работы добывающих скважин на надежность установок электроцентробежных насосов / М. И. Кузьмин, В. С. Вербицкий, Р. А. Хабибуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2024. – № 12. – С. 106-111. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-12-106-111. – EDN VZWZDF.
11. Михайлова, С. В. Повышение производительности центробежных насосов / С. В. Михайлова, И. А. Погребная // Вестник Дагестанского государственного технического университета. Технические науки. – 2019. – Т. 46, № 2. – С. 20-27. – DOI 10.21822/2073-6185-2019-46-2-20-27. – EDN NXMPWS.

12. Ковалев, В. З. Методика управления энергоэффективностью и надежностью электро-технического комплекса УЭЦН / В. З. Ковалев, О. В. Архипова // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 6. – С. 188. – EDN TGQEFT.
13. Рахимкулов, Ф. В. Повышение эффективности работы плунжерного насоса / Ф. В. Рахимкулов, Ф. З. Булюкова // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2018: сборник трудов международной научно-технической конференции: в 2-х томах, Октябрьский, 30 марта 2018 года. Том 2. – Октябрьский: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2018. – С. 95-97. – EDN XTYQHZ.
14. Гиндуллин, И. И. Статистический анализ дефектов УЭЦН, выявленных при роботизации контрольных операций / И. И. Гиндуллин // Многофазные системы. – 2024. – Т. 19, № 2. – С. 79-85. – DOI 10.21662/mfs2024.2.012. – EDN GHGAZK.

References

1. Salimgaraev, A. A. Prognozirovaniye NADEZHNOСТИ POGRUZHNOGO OBOURODOVANIYA V OSLOZHNNENNYH USLOVIYAH / A. A. Salimgaraev, R. YA. Kuchumov // Estestvennye i tekhnicheskie nauki. – 2020. – № 7(145). – Pp. 89-94. – EDN TMJQKU. (in Russian)
2. Salimgaraev, A. A. Obespecheniye nadezhnosti oborudovaniya v oslozhnennyh usloviyah mestorozhdenij kompanii n-neftegaz / A. A. Salimgaraev, R. YA. Kuchumov // Neft' i gaz - 2020: Sbornik trudov 74-j Mezhdunarodnoj molodezhnoj nauchnoj konferencii, Moskva, 28 sentyabrya – 04 2020 goda. – Moskva: Rossijskij gosudarstvennyj universitet nefti i gaza (nacional'nyj issledovatel'skij universitet) imeni I.M. Gubkina, 2020. – Pp. 339-347. – EDN KQEVFX. (in Russian)
3. Ibragim Gabibov Sevinch Abasova, I. G. S. A. Effektivnost' ekspluatatsii elektropogruzhnyh nasosnyh ustanovok / I. G. S. A. Ibragim Gabibov Sevinch Abasova // Equipment, Technologies, Materials. – 2024. – Vol. 22, No. 04. – Pp. 153-163. – DOI 10.36962/etm22042024-19. – EDN CKBOYR. (in Russian)
4. Nadezhnost' pogruzhnyh neftyanyh nasosov pri periodicheskoy ekspluatatsii / E. A. Liha-cheva, V. G. Ostrovskij, N. A. Lykova [i dr.] // PROneft'. Professional'no o nefti. – 2021. – Т. 6, № 1. – Pp. 54-58. – DOI 10.51890/2587-7399-2021-6-1-54-58. – EDN BYHGJK. (in Russian)
5. Uhalov, K. A. Metodologiya ocenki ekspluatatsionnoj nadezhnosti raboty UECN / K. A. Uhalov, R. YA. Kuchumov // Izvestiya vysshih uchebnyh zavedenij. Neft' i gaz. – 2002. – № 4(34). – Pp. 26-29. – EDN UARQXS. (in Russian)
6. YAkupova, L. G. Modernizatsiya vhodnogo modulya pogruzhnogo centrebezhnogo nasosa ustanovkoj shchetchnogo fil'tra / L. G. YAkupova // Energiya molodezhi dlya neftegazovoj industrii 2024: Sbornik materialov VIII Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii molodyh uchenykh, Al'met'evsk, 20 dekabrya 2024 goda. – Al'met'evsk: Al'met'evskij gosudarstvennyj tekhnologicheskij universitet «Vysshaya shkola nefti», 2024. – Pp. 333-336. – EDN MVLRGE. (in Russian)
7. Sushkov, V. V. Meropriyatiya povysheniya nadezhnosti ekspluatatsii UECN pri vozdeystviyah vnutrennih i vneshnih perenapryazhenij / V. V. Sushkov, I. S. Suhachev // Kul'tura, nauka, obrazovanie: problemy i perspektivy : Materialy V Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii, Nizhnevartovsk, 09–10 fevralya 2016 goda / otv. red. A.V. Korichko. Tom CHast' II. – Nizhnevartovsk: Nizhnevartovskij gosudarstvennyj uni-versitet, 2016. – Pp. 131-133. – EDN VYOIKH. (in Russian)
8. Analiz vliyaniya ekspluatatsionnykh parametrov i rezhimov raboty dobyvayushchih skvazhin s UECN na nadezhnost' GNO / V. A. Ivanov, V. S. Verbickij, R. A. Habibullin [i dr.] // Rossijskaya otraslevaya energeticheskaya konferenciya (ROEK) 2024 : Sbornik materialov

- konferencii, Moskva, 15–17 oktyabrya 2024 goda. – Moskva: ООО «Geomodel' Razvitiye», 2024. – Pp. 294-298. – EDN GESCBI. (in Russian)
9. Okunev, K. V. Primenenie strujnyh nasosov v komponovke s ustanovkoj elektrocentrobezhnyh nasosov pri dobyche nefti / K. V. Okunev // Vestnik mladogo uchenogo UGNTU. – 2025. – № 2(30). – Pp. 104-110. – EDN YWDOMK. (in Russian)
 10. Analiz vliyaniya ekspluatatsionnyh parametrov i rezhimov raboty dobyvayushchih skvazhin na nadezhnost' ustanovok elektrocentrobezhnyh nasosov / M. I. Kuz'min, V. S. Verbickij, R. A. Habibullin [i dr.] // Neftyanoe hozyajstvo. – 2024. – № 12. – Pp. 106-111. – DOI 10.24887/0028-2448-2024-12-106-111. – EDN VZWZDF. (in Russian)
 11. Mihajlova, S. V. Povyshenie proizvoditel'nosti centrobezhnyh nasosov / S. V. Mihajlova, I. A. Pogrebnaya // Vestnik Dagestanskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Tekhnicheskie nauki. – 2019. – T. 46, № 2. – Pp. 20-27. – DOI 10.21822/2073-6185-2019-46-2-20-27. – EDN NXMPWS. (in Russian)
 12. Kovalev, V. Z. Metodika upravleniya energoeffektivnost'yu i nadezhnost'yu elektrotekhnicheskogo kompleksa UECN / V. Z. Kovalev, O. V. Arhipova // Sovremennye problemy nauki i obrazovaniya. – 2014. – № 6. – P. 188. – EDN TGQEFT. (in Russian)
 13. Rahimkulov, F. V. Povyshenie effektivnosti raboty plunzhernogo nasosa / F. V. Rahimkulov, F. Z. Bulyukova // Sovremennye tekhnologii v neftegazovom dele - 2018: sbornik trudov mezhdunarodnoj nauchno-tekhnicheskoy konferencii: v 2-h tomah, Oktyabr'skij, 30 marta 2018 goda. Tom 2. – Oktyabr'skij: Ufimskij gosudarstvennyj neftyanoj tekhnicheskij universitet, 2018. – Pp. 95-97. – EDN XTYQHZ. (in Russian)
 14. Gindullin, I. I. Statisticheskij analiz defektov UECN, vyyavlennyh pri robotizacii kontrol'nyh operacij / I. I. Gindullin // Mnogofaznye sistemy. – 2024. – T. 19, № 2. – Pp. 79-85. – DOI 10.21662/mfs2024.2.012. – EDN GHGAZK. (in Russian)

Сведения об авторах

Салимгараев Альберт Анварович, начальник управления по проектной деятельности ГК «Римера»

Россия, 121205, г. Москва, Инновационный центр Сколково, Большой бульвар, 40

E-mail: Alb9314@gmail.com

Кадыров Рамзис Рахимович, доктор технических наук, доцент, Институт «ТатНИ-ПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186 А

E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Денисов Олег Владимирович, кандидат технических наук, ведущий программист ООО «ТатИТнефть»

Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 2

доцент кафедры МиИТ, Лениногорский филиал ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н. Туполева-КАИ» (ЛФ КНИТУ-КАИ)

Россия, 423250, г. Лениногорск, пр. Ленина, 22

E-mail: dorv@mail.ru

Фаттахов Ирик Галиханович, доктор технических наук, доцент, директор по повышению нефтеотдачи пластов, волновым и биотехнологиям, Институт «ТатНИПИнефть»
ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина
Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, 186А
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Authors

A.A. Salimgaraev, Head of Project Management, Rimera JSC
40 Bolshoy Boulevard, Skolkovo Innovation Center, Moscow, 121205, Russian Federation
Email: Alb9314@gmail.com

R.R. Kadyrov, Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

O.V. Denisov, Ph.D. (Engineering), Lead Programmer of Tatitneft LLC
2 Lenin Str., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
Associate Professor of the Department of ME&IT, Leninogorsk Branch of Kazan National Research Technical University named after A.N. Tupolev-KAI
22 Lenin Ave., Leninogorsk, 423250, Russian Federation
E-mail: dorv@mail.ru

I.G. Fattakhov, Ph.D. (Engineering), Director of Enhanced Oil Recovery, Wave and Biotechnology, TatNIPIneft Institute – PJSC Tatneft
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423462, Russian Federation
E-mail: i-fattakhov@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 09.05.2026
Принята к публикации 24.06.2026
Опубликована 30.06.2026