

УДК 622.276
МРНТИ 31.25.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>

Получена: 14.10.2024.
Одобрена: 30.01.2025.
Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Разработка интегрированного подхода по оценке локализации остаточных извлекаемых запасов нефти для повышения эффективности геолого-технических мероприятий на месторождении Узень

М.О. Таджикибаев¹, Р.У. Баямирова², А.Р. Тогашева²

¹*Dunga Operating, г. Актау, Казахстан*

²*Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова, г. Актау, Казахстан*

АННОТАЦИЯ

Обоснование. На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением технологии поддержания пластового давления остаточные извлекаемые запасы углеводородного сырья подвергаются изменению, переходя из подвижного состояния в малоподвижное и, в конечном итоге, в неподвижное. Локализация таких запасов преимущественно ограничена зонами с низкой степенью охвата заводнением, что обуславливает необходимость разработки эффективных методологических подходов к их выявлению и дальнейшему вовлечению в активную разработку. В этой связи особую актуальность представляет изучение данного вопроса применительно к месторождению Узень, характеризующемуся высокой степенью выработанности запасов, а также значительной обводнённостью добываемой продукции, что в совокупности предопределяет необходимость оптимизации методов геолого-технических мероприятий.

Цель. Настоящее исследование направлено на разработку и обоснование интегрированного подхода к оценке локализации остаточных запасов нефти на поздней стадии эксплуатации месторождения.

Материалы и методы. В рамках данного подхода реализована методология построения карт выработки пластов, основанная на аналитическом моделировании радиусов дренирования добывающих скважин и зон влияния нагнетательных скважин, а также анализе изменений минерализации пластовых флюидов на основе лабораторных замеров состава попутно добываемой и закачиваемой воды.

Результаты. Результаты проведённого исследования свидетельствуют о высокой информативности разработанного подхода, который обеспечивает формирование детализированной картины распределения остаточных запасов нефти, позволяет количественно оценить степень вовлечённости отдельных зон в разработку и способствует повышению эффективности системы заводнения. Выявленные зоны остаточной нефтенасыщенности могут быть использованы для целенаправленного планирования геолого-технических мероприятий, таких как выбор локаций для бурения дополнительных скважин, оптимизация направленной закачки рабочего агента и совершенствование технологий воздействия на пласт.

Заключение. Предложенный методический подход представляет собой эффективный инструмент для повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях, обеспечивая рациональное управление остаточными запасами нефти и позволяя на системной основе реализовывать мероприятия по интенсификации добычи в условиях высокой выработанности месторождения.

Ключевые слова: локализация, остаточные извлекаемые запасы, карта выработки, карта минерализации, текущая нефтенасыщенность, месторождение Узень.

Как цитировать:

Таджибаев М.О., Баямирова Р.У., Тогашева А.Р. Разработка интегрированного подхода по оценке локализации остаточных извлекаемых запасов нефти для повышения эффективности геолого-технических мероприятий на месторождении Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 42–53. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>.

UDC 622.276
CSCSTI 31.25.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>

Received: 14.10.2024.

Accepted: 30.01.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Development of an Integrated Approach to Assessing the Localization of the Residual Remaining Recoverable Oil Reserves to Enhance the Effectiveness of Geological and Technical Measures at the Uzen Field

Maxat O. Tadzhibayev¹, Ryskul U. Bayamirova², Aliya R. Togasheva²

¹Dunga Operating, Aktau, Kazakhstan

²Yessenov University, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: At later development stages of oil fields using reservoir pressure maintenance technology, residual recoverable reserves undergo significant transformation, evolving from a mobile to a low-mobile and, eventually, to an immobile state. These reserves are primarily concentrated in formations and reservoir zones that are not affected by water flooding. Identifying, localising, and developing such reserves are critical for maximizing the ultimate oil recovery factor in mature fields. This issue is particularly relevant for the Uzen field, which is characterized by a high depletion level and significant water cut. When combined, these factors necessitate the optimization of geological and technical measures.

Aim: To develop and justify an integrated approach to assessing the localisation of residual oil reserves at the late stage of field development.

Materials and methods: This approach implements methodology for the construction of depletion maps based on the analytical modelling of drainage radii of production wells, as well as analysis of changes in reservoir fluid mineralization based on laboratory measurement of the composition of produced and injected water. .

Results: The results of this study demonstrate that the developed approach is highly informative. It provides a detailed picture of distribution of residual oil reserves, allows for a quantitative assessment of how different zones are involved in development, and helps improve the efficiency of the waterflooding system.

Conclusion: The proposed integrated methodological approach is an effective tool for enhanced oil recovery in mature fields, which facilitate rational management of residual oil reserves and allows for systematic implementation of production stimulation measures in conditions of high field depletion.

Keywords: localization; residual recoverable reserves; depletion map; mineralization map; current oil saturation; the Uzen field.

To cite this article:

Tadzhibayev MO, Bayamirova RU, Togasheva AR. Development of an Integrated Approach to Assessing the Localization of the Residual Remaining Recoverable Oil Reserves to Enhance the Effectiveness of Geological and Technical Measures at the Uzen Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(1):42–53. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>.

ӨОЖ 622.276
ГТАХР 31.25.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>

Қабылданды: 14.10.2024.

Мақұлданды: 30.01.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Өзен кен орнында геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігін арттыру үшін қалдық алынатын мұнай қорларын оқшаулауды бағалау бойынша интеграцияланған тәсілді әзірлеу

М.О. Тәжібаев¹, Р.У. Баямирова², А.Р. Тоғашева²

¹*Dunga Operating, Ақтау қаласы, Қазақстан*

²*Ш. Есенов атындағы Каспий технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қаласы, Қазақстан*

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Қабаттық қысымды ұстап тұру технологиясын қолдана отырып, мұнай кен орындарын игерудің соңғы кезеңдерінде көмірсутек шикізатының алынатын қалдық қорлары өзгеріске ұшырайды, қозғалысты күйден аз қозғалысты және ақырында қозғалмайтын күйге ауысады. Мұндай қорларды оқшаулау негізінен суландырумен қамту деңгейі төмен аймақтармен шектеледі, бұл оларды анықтаудың тиімді әдіснамалық тәсілдерін әзірлеу және белсенді дамуға одан әрі тарту қажеттілігін тудырады. Осыған байланысты бұл мәселені қор өндірудің жоғары деңгейімен, сондай-ақ өндірілетін өнімнің едәуір сулануымен сипатталатын Өзен кен орнына қатысты зерттеу ерекше өзекті болып табылады, бұл жиынтықта геологиялық-техникалық іс-шаралар әдістерін оңтайландыру қажеттілігін анықтайды.

Мақсаты. Осы зерттеу кен орнын пайдаланудың соңғы сатысында мұнайдың қалдық қорларын оқшаулауды бағалаудың интеграцияланған тәсілін әзірлеуге және негіздеуге бағытталған.

Материалдар мен әдістер. Аталған тәсілдің шеңберінде өндіруші ұңғымалардың дренаждық радиустарын және айдау ұңғымаларының әсер ету аймақтарын аналитикалық модельдеуге, сондай-ақ өндірілетін және айдалатын судың құрамын зертханалық өлшеу негізінде қабат сұйықтықтарының минералдануының өзгерістерін талдауға негізделген қабаттарды өндіру карталарын құру әдістемесі іске асырылды.

Нәтижелері. Жүргізілген зерттеу нәтижелері мұнайдың қалдық қорларын бөлудің егжей-тегжейлі көрінісін қалыптастыруды қамтамасыз ететін, жекелеген аймақтардың игеруге қатысу дәрежесін сандық бағалауға мүмкіндік беретін және суландыру жүйесінің тиімділігін арттыруға ықпал ететін әзірленген тәсілдің жоғары ақпараттылығын көрсетеді. Анықталған қалдық мұнаймен қанығу аймақтары қосымша ұңғымаларды бұрғылау үшін орындарды таңдау, жұмыс агентінің бағытталған айдауын оңтайландыру және қабатқа әсер ету технологияларын жетілдіру сияқты геологиялық-техникалық шараларды мақсатты жоспарлау үшін пайдаланылуы мүмкін.

Қорытынды. Ұсынылған әдістемелік тәсіл мұнайдың қалдық қорларын ұтымды басқаруды қамтамасыз ете отырып, жетілген кен орындарында мұнай беруді арттырудың тиімді құралы болып табылады және кен орнының жоғары өндірілуі жағдайында өндіруді қарқындату жөніндегі іс-шараларды жүйелі негізде іске асыруға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: орналасуы, қалдық алынатын қорлар, өндіріс картасы, минералдану картасы, қазіргі мұнай қанықтылығы, Өзен кен орны.

Дәйексөз келтіру үшін:

Тәжібаев М.О., Баямирова Р.У., Тоғашева А.Р. Өзен кен орнында геологиялық-техникалық іс-шаралардың тиімділігін арттыру үшін қалдық алынатын мұнай қорларын оқшаулауды бағалау бойынша интеграцияланған тәсілді әзірлеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 42–53 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108794>.

Введение

Разработка месторождения Узень ведётся с 1965 г. с поддержанием пластового давления (далее – ППД) с использованием различных источников воды (морская, волжская, сточная), значительно отличающихся друг от друга величиной минерализации [1–3]. На сегодняшний день одной из важных проблем разработки месторождения является обводнение скважинной продукции. Как видно из приведённого графика (рис. 1), по основным объектам разработки (1 и 2 объекты основного свода) отмечается превышение обводнённости над выработкой запасов.

Чрезвычайно важной и сложной задачей на текущем этапе разработки является определение источника поступления воды, позволяющее своевременно производить соответствующие водозоляционные работы. Кроме того, существует неопределённость оценки текущей нефтенасыщенности, рассчитанной по методам сопротивления геофизических исследований скважин (далее – ГИС) на месторождении. Из-за отсутствия сведений о текущей минерализации пластовой воды вследствие наличия различных источников заводнения затрудняется планирование геолого-технических мероприятий (далее – ГТМ) на основе насыщенности по региональной информационной геологической информационной системе (далее – РИГИС). Как правило, насыщенность по РИГИС не подтверждается ввиду того, что при интерпретации насыщенности по ГИС используется начальная минерализация пластовой воды. Отсутствие зависимости насыщенности по РИГИС от текущей обводнённости затрудняет планирование и снижает эффективность выбора целевых

интервалов для перфорации в новых скважинах из бурения.

Материалы и методы

В данной статье рассмотрен интегрированный подход, включающий построение карт выработки на основе аналитического расчёта радиусов выработки и закачки и карт текущей минерализации пластовой воды, позволяющий оценить объёмы и локализовать остаточные запасы нефти (далее – ОИЗ) на многопластовом месторождении Узень в комплексе с анализом исследований пластовых флюидов. Использование данного подхода позволит получить представление об изменении насыщенности коллекторов за период разработки, информацию по влиянию и эффективности закачиваемой воды с определением прорыва нагнетательных вод, что значительно сократит ручной труд специалистов на обработку данных и время принятия решений, а также увеличит эффективность подбора оптимальных ГТМ и регулирования объёмов закачки.

Построение карт радиусов выработки

При разработке месторождений на поздних стадиях в условиях отсутствия достоверной гидродинамической модели эффективность технологических решений и ГТМ напрямую зависит от наличия информации о локализации ОИЗ [4]. В отличие от известных подходов [5], нами предлагается построение карт радиусов выработки по добывающим и нагнетательным скважинам, позволяющих выявить перспективные зоны, не вовлечённые в разработку и не затронутые заводнением, для дальнейшего анализа и эффективного планирования мероприятий [6].

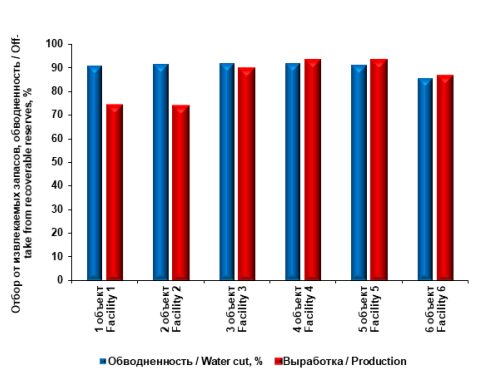


Рисунок 1. Текущая выработка по основным объектам разработки месторождения Узень
Figure 1. Current production at the main facilities of the Uzen field development

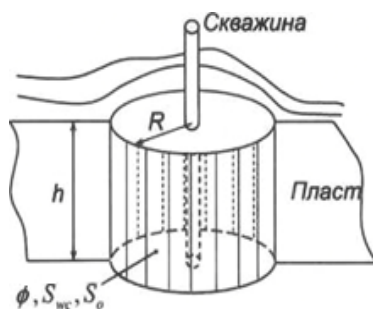


Рисунок 2. Параметры, необходимые для расчёта радиуса выработки запасов
Figure 2. Parameters required to calculate the radius of reservoir drainage

h – средняя эффективная толщина, м / mean effective depth, m; Φ – пористость, д. ед. / porosity, unit fraction; S_{wc} – средняя водонасыщенность, д. ед. / average water saturation, unit fraction; S_o – средняя нефтенасыщенность, д. ед. / average oil saturation, unit fraction; R – радиус выработки, м / radius of reservoir drainage, m

Методика построения карт радиусов выработки базируется на расчёте площади сечения цилиндра вокруг каждой скважины (рис. 2) таким образом, чтобы эта площадь соответствовала объёму накопленной добычи флюида [7]. При этом используются следующие уравнения (1–4):

1. Для добывающих скважин радиус выработки рассчитывается через отборы (1–2):

$$Q = \frac{\pi * R^2 * h_{eff} * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт}}{B_0} \quad (1)$$

$$R = \sqrt{\frac{Q * B_0}{\pi * h_{eff} * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт}}} \quad (2)$$

где Q – накопленная добыча нефти (для добывающих скважин) или закачки воды (для нагнетательных скважин), т или м³; R – радиус выработки по нефти и закачки для построения карты выработки запасов, м; ϕ – пористость, д. ед.; S_0 – средняя нефтенасыщенность, д. ед.; ρ_0 – плотность нефти, т/м³; B_0 – объёмный коэффициент нефти; $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения нефти водой; h_{eff} – средняя эффективная нефтенасыщенная мощность, м.

2. Для нагнетательных скважин радиус выработки рассчитывается через закачку (3–4):

$$Q = R^2 * h * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт} \quad (3)$$

$$R = 1 \dots 0.7 \sqrt{\frac{Q}{\pi * h * \phi * S_0 * \rho_0 * K_{выт}}} \quad (4)$$

где h – средняя эффективная мощность, м.

Для нагнетательных скважин берётся общая мощность песчаников, т.к. цементный камень часто оказывается разрушенным, и вода проникает не только во вскрытый перфорацией интервал. Пессимистичным считается случай при радиусе выработки для нагнетательной

скважины, умноженном на коэффициент 0,7, оптимистичным – на коэффициент 1.

Для расчёта радиусов выработки по нефти и закачке по всем скважинам для каждого эксплуатационного объекта необходима следующая информация:

- карты начальных нефтенасыщенных толщин по горизонтам (средняя эффективная нефтенасыщенная мощность по скважинам);
- месячный эксплуатационный рапорт по всему фонду за всю историю (накопленная добыча нефти по добывающим скважинам, накопленная закачка воды по нагнетательным скважинам);
- PVT данные (*англ.* Pressure, Volume, Temperature – давление, объём, температура) по эксплуатационным объектам (плотность нефти / воды, объёмный коэффициент нефти / воды);
- гидрофильные характеристики по эксплуатационным объектам (пористость, средняя нефтенасыщенность, коэффициент вытеснения нефти водой).

Далее выполняется расчёт по каждой скважине с накопленными показателями добычи нефти для каждого горизонта, в единую таблицу формируются данные, по которым выполняется построение «пузырьковой карты» (*bubble map, англ. bubble* – пузырь, *map* – карта) в программном комплексе NGT Smart. В результате получается карта выработки, построенная на основе радиусов по отборам, где вокруг каждой скважины отображается круг с радиусом, соответствующим рассчитанному. Далее выполняется аналогичный расчёт по каждой скважине с накопленными показателями закачки воды для каждого горизонта и строится карта выработки на основе построения радиусов выработки по закачке. Затем добавляется круговая карта выработки на основе закачки к карте выработки, построенной на основе радиусов выработки по отборам, в результате чего получается совмещенная карта (рис. 3).

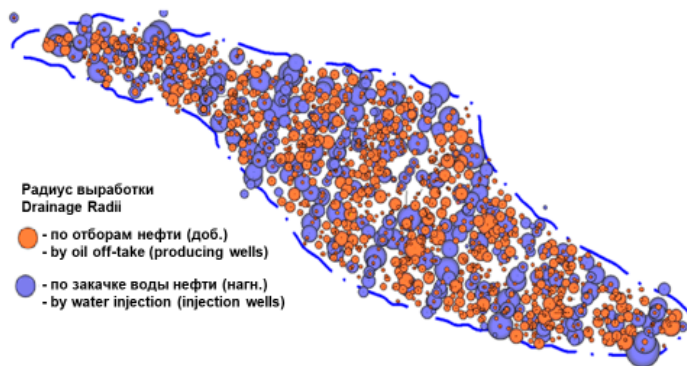


Рисунок 3. Карта выработки. Построение радиусов выработки по закачке
Figure 3. Depletion map. Construction of drainage radii by injection

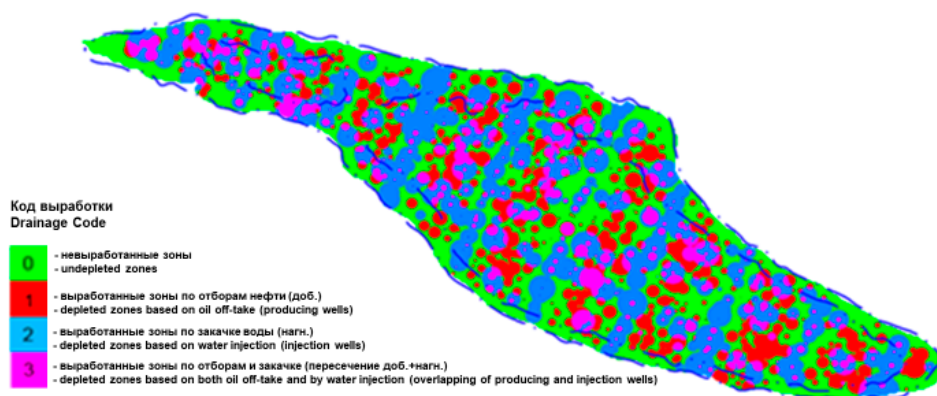


Рисунок 4. Карта кодов выработки по отборам и закачке

Figure 4. Depletion and Injection Code Depletion Map

0 – соответствует невыработанным зонам / corresponds to undepleted zones; 1 – выработанные зоны по отборам нефти (добывающие) / depleted zones based on oil off-take (producing wells); 2 – выработанные зоны по закачке воды (нагнетательные) / depleted zones based on water injection (injection wells); 3 – выработанные зоны по отборам и закачке (пересечение добывающих и нагнетательных) / depleted zones based on both oil off-take and injection (overlapping of producing and injection wells)

После совмещения карт выработки запасов, построенных по радиусу выработки по нефти и закачке воды, можно определить местоположение зон, не вовлечённых в разработку и не затронутых заводнением (в данном случае это белые зоны вне оранжевых и синих кругов). Данные зоны являются перспективными для дальнейшего анализа и планирования мероприятий.

Путём формирования базы данных для дальнейшего использования при построении карт выработки и загрузки в программном обеспечении (далее – ПО) Petrel преобразуются радиусы выработки (bubble maps) в формат «grid» (пер. с англ. сетка) для оцифровки и возможности работы. При построении радиуса берутся в расчёт координаты пластопересечений и угол сектора. Далее путём загрузки радиусов

выработки в ПО Petrel в формате контуров выполняется построение карт с заданным кодом внутри каждого контура, соответствующего радиусу выработки и коду скважины. В результате построения получаются дискретные grids со значением сетки, соответствующим коду выработки (рис. 4). Далее дискретные карты в ПО Petrel путём сглаживания преобразуются в непрерывные карты (grids) со значением выработки от 0% до 100% (рис. 5).

На текущий момент выполнено построение карт выработки в двух вариантах по всем горизонтам месторождения Узень в зависимости от используемого источника данных:

- карты кодов выработки (дискретная 0 – 1 – 2 – 3);
- карты выработки (непрерывная от 0% до 100%).

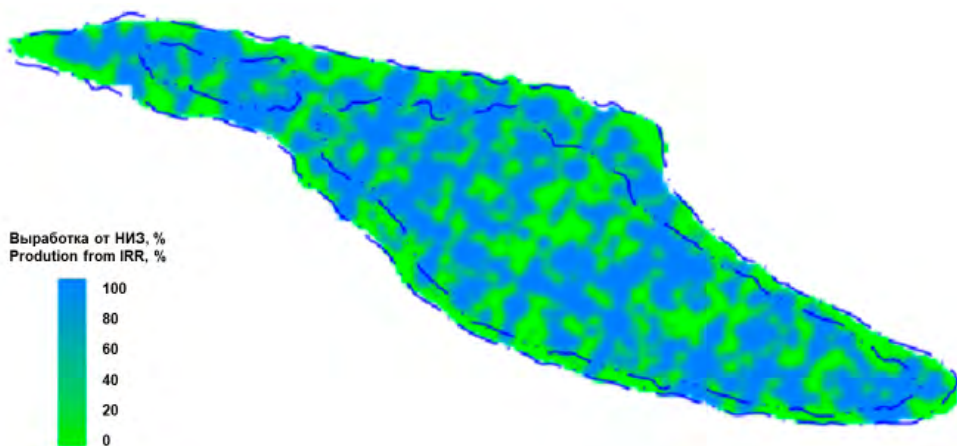


Рисунок 5. Карта выработки начальных извлекаемых запасов

Figure 5. Depletion Map of Initial Recoverable Reserves

НИЗ / IRR – начальные извлекаемые запасы / initial recoverable reserves

Построение карт минерализации

Для оценки текущей насыщенности коллекторов в зонах ОИЗ нефти и повышения качества прогнозирования насыщенности по методам сопротивления, наряду с картами радиусов выработки, осуществляется построение карт текущей минерализации воды на основе лабораторных замеров попутно добываемой и закачиваемой воды с целью дальнейшего использования карт при интерпретации ГИС [5]. В рамках исследования проведён анализ химического состава попутно добываемой и закачиваемой воды с различных участков месторождения. Основное внимание уделялось общей минерализации.

Практика разработки нефтяных месторождений показала, что главной особенностью традиционного способа ППД путём закачки в пласт воды является неравномерность распределения воды в пласте, при которой обводняются пласты с лучшими фильтрационными характеристиками. При этом невыработанными остаются менее проницаемые пласты и пропластки [8, 9].

Анализ изменения минерализации пластовых вод является важным инструментом для оценки процессов заводнения и локализации остаточных запасов нефти. Динамика минерализации добываемых и закачиваемых вод позволяет выявлять зоны с неравномерным дренажем коллектора, что напрямую влияет на эффективность системы ППД. В частности, повышение концентрации хлоридов и сульфатов может указывать на вытеснение остаточной нефти из мало дренируемых зон, тогда как снижение минерализации свидетельствует о вовлечении в разработку новых участков залежи. Использование карт минерализации, построенных на основе данных гидрохимического мониторинга, позволяет уточнить границы зон остаточной нефтенасыщенности и повысить точность прогноза эффективности ГТМ.

Преимуществом данного метода является его относительная доступность, т.к. информация о химическом составе пластовой и закачиваемой воды имеется в достаточном объёме и постоянно обновляется по мере отбора

и исследования проб. Данный подход применим для использования специалистами по геологии, петрофизике и разработке в рамках выполнения работ по оценке текущего насыщения по методам сопротивления с учётом текущей минерализации на основе ГИС, планированию бурения новых скважин, поиску перспективных участков для бурения, выявлению перспективных зон, оценке продвижения фронта нагнетаемой воды и степени влияния заводнения с учётом перспективных зон, не вовлечённых в разработку и не затронутых заводнением, для дальнейшего анализа и планирования мероприятий. Полученные результаты позволяют:

– улучшить прогноз текущей нефтенасыщенности по новым скважинам из бурения, определённой по методам сопротивления ГИС на месторождении за счёт уточнения текущей минерализации пластовой воды в районе бурения;

– использовать карты минерализации при анализе разработки месторождения, планировании организационно-технических мероприятий и управлении заводнением.

Начальная минерализация пластовой воды на месторождении Узень составляет в среднем 140 г/л, однако более чем за шестидесятилетнюю историю разработки месторождения в качестве агента закачки для ППД на разных этапах использовались такие источники воды, как:

– морская вода по водоводу из Каспийского моря (средняя минерализация ≈ 13 г/л);

– волжская – пресная вода по водоводу из р. Волги (средняя минерализация ≈ 0,4 г/л);

– альб-сеноманская – пластовая вода из вышележащих водоносных альб-сеноманских горизонтов из водозаборных скважин (средняя минерализация ≈ 10 г/л).

Данные типы вод значительно отличаются друг от друга как по общей минерализации (более чем в 10 раз), так и по составу отдельных компонентов (табл. 1). На эксплуатационных объектах при закачке, добыче и подготовке нефти и закачиваемой воды происходит постоянное смешение разных типов вод.

Таблица 1. Результаты шестикомпонентного анализа различных типов воды, мг/дм³
Table 1. Results of a six-component analysis of various types of water

Наименование показателя Name of parameter	Морская Sea water	Пластовая Reservoir water	Альб-сеноманская Alb-Cenomanian water	Волжская Volga water	БКНС MCPS	Доб. скв. 9859 Producing well 9859
Содержание кальция (Ca²⁺) Calcium content (Ca²⁺)	401	9638	240	40	2906	866
Содержание магния (Mg²⁺) Magnesium content (Mg²⁺)	730	1694	61	24	912	1120
Содержание суммы калия и натрия (Na⁺ + K⁺) Potassium and sodium sum content (Na⁺ + K⁺)	3284	41855	3347	32	15646	19323
Содержание хлоридов (Cl⁻) Chloride content (Cl⁻)	5530	86139	4240	34	31976	32550
Содержание сульфатов (SO₄²⁻) Sulphate content (SO₄²⁻)	2970	130	1898	55	31	1120
Содержание гидрокарбонатов (HCO₃⁻) Hydrocarbonate content (HCO₃⁻)	244	131	207	203	354	2033
Суммарная минерализация Total mineralization	13183	139586	9993	389	51824	57033

БНКС / MCPS – Блочная кустовая насосная станция / Modular cluster pumping station

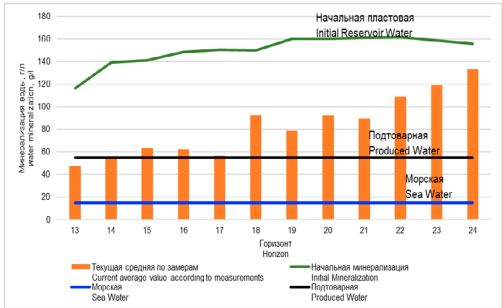


Рисунок 6. Распределение средних значений замеров текущей минерализации пластовой воды по горизонтам 13–24
Figure 6. Distribution of Average Measured Values of Current Formation Water Mineralization by Horizons 13–24

Исходя из статистики замеров минерализации, выполненных в течение последних пяти лет (3965 замеров), среднее значение минерализации существенно отличается от начального (рис. 6), что свидетельствует о весомом изменении в процессе длительной разработки месторождения и использования в качестве агента закачки в системе ППД различных вод, отличных от начальной пластовой воды по составу (морской и волжской). Данные факты указывают на необходимость применения текущих (актуальных) значений минерализации пластовой воды при интерпретации насыщения по методам сопротивления. Использование пря-

мых замеров минерализации возможно только после вскрытия пласта, поэтому в качестве альтернативы предложено выполнять построение карт минерализации пластовой воды по существующим замерам (данным) и использование значений с карт для интерпретации ГИС.

Калибровка результатов построения карт выработки и минерализации с обводнённостью действующего фонда

По результатам построения карт выработки и минерализации выполнена калибровка по всем скважинам действующего фонда (3711 скв.) (рис. 7, табл. 2). Скважины с минимальным изменением начальной минерализации (80–140 г/л) характеризуются низкими обводнённостью (57%) и выработкой (67%). Скважины со значительным изменением начальной минерализации (<40 г/л) характеризуются высокими обводнённостью (73%) и выработкой (83%).

Выполненная калибровка указывает на зависимость текущей обводнённости от величины текущей минерализации пластовой воды.

Карты выработки и минерализации рекомендуются для использования как дополнительный инструмент, который позволяет находить зоны, не охваченные заводнением. В настоящей статье обновлены данные за последние пять лет и предлагаются дополнительные методические подходы и построения.

Таблица 2. Калибровка по обводнённости и выработке
Table 2. Calibration for watercut and oil production

Минерализация, г/л Mineralization, g/l	Средняя выработка, % Average Depletion, %	Средняя минерализация, г/л Average Mineralization, g/l	Средняя обводнённость, % Average Water Cut, %	Количество скважин ед. Quantity, units
<40	73	27	80	697
40–60	71	51	80	1283
60–80	70	68	77	810
>80	57	117	67	839

Калибровка с обводнённостью новых скважин

Выполнена калибровка карт минерализации по новым скважинам, введённым из бурения в добычу, на основе расчёта прогнозной обводнённости:

- сопоставление фактической и прогнозной обводнённостей по РИГИС при начальной минерализации (рис. 8);
- сопоставление фактической и прогнозной обводнённостей по РИГИС при средней текущей минерализации по объекту (рис. 9);
- кросс-плот сопоставления фактической и прогнозной обводнённостей по РИГИС при текущей минерализации с карт (рис. 10).

Использование значения минерализации с карт улучшает точность прогноза обводнённо-

сти (насыщенности) по данным ГИС в среднем на 7% в сравнении с использованием начальной минерализации и средней текущей по объекту (табл. 3).

По результатам проведённого анализа фактически полученного притока после ГТМ отмечается чёткая корреляция, а именно с увеличения процента выработки пластов с ростом обводнённости и снижением минерализации (рис. 11).

На рис. 12 на примере скважины 8116 представлены РИГИС, которые показывают, что по результатам пересчёта с учётом текущей минерализации значение коэффициента нефтенасыщенности пласта (К_{нг_гр}) стало ниже начального, что свидетельствует об увеличении доли воды.

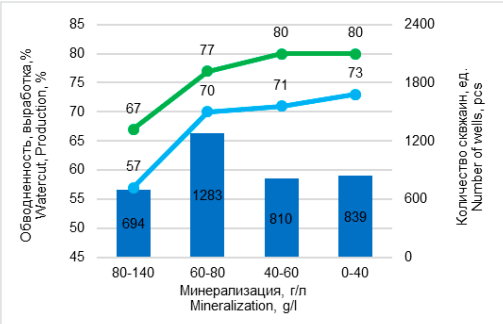


Рисунок 7. Калибровка на обводнённость и выработку по диапазону минерализации
Figure 7. Calibration for watercut and oil production by mineralization range

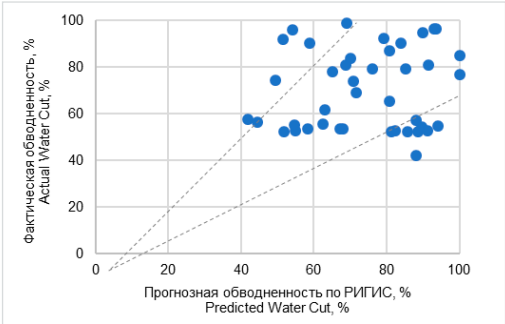


Рисунок 8. Сопоставление фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при начальной минерализации
Figure 8. Comparison of Actual and Predicted Water Cut at Initial Mineralization

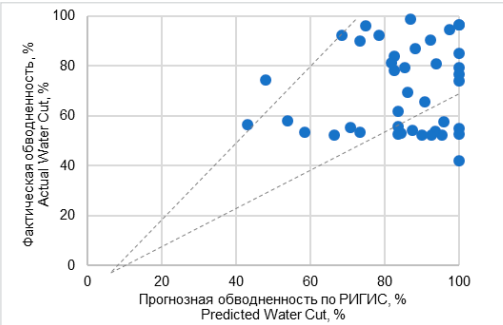


Рисунок 9. Сопоставление фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при средней текущей минерализации по объекту
Figure 9. Comparison of Actual and Predicted Water Cut at Average Current Mineralization for the Facility

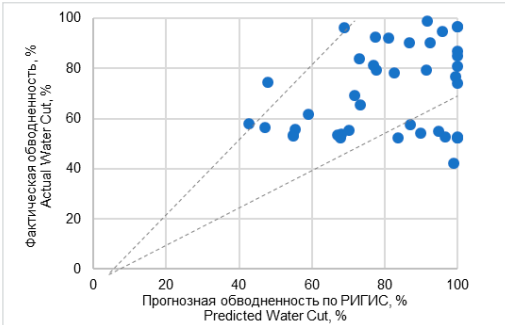


Рисунок 10. Кросс-плот сопоставления фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при текущей минерализации с карт
Figure 10. Cross-Plot of Actual and Predicted Water Cut at Current Mineralization with Maps

При этом фактические результаты проведенных прострелочно-взрывных работ с гидро-разрывом пласта (далее – ГРП) показывают низкий прирост по нефти (1,5 т/сут) и высокую обводнённость (96%), что подтверждает снижение коэффициента нефтенасыщенности относительно начального значения.

Комплексный анализ геолого-геофизических и гидрохимических данных является ключевым инструментом для оценки остаточной нефтенасыщенности и эффективности заводне-

ния. Согласно исследованиям [10], корреляция между изменением состава пластовых вод и геофизическими параметрами коллектора позволяет уточнять границы зон остаточных запасов. В частности, выявление участков с аномальной минерализацией добываемой воды в сочетании с данными ГИС даёт возможность локализовать мало дренируемые области пласта и оптимизировать мероприятия по увеличению нефтеотдачи. Использование данного подхода на месторождении Узень подтвердило его эффективность

Таблица 3. Сопоставление фактической и прогнозной обводнённости по РИГИС при различных вариантах минерализации
Table 3. Comparison of Actual and Predicted Water Cut based on well log interpretation data Under Different Mineralization Scenarios

Параметр Parameter		Ед. изм. UoM	Прогнозная обводнённость по РИГИС, % Predicted Water Cut based on well log interpretation data, %		
			при начальной минерализации at initial mineralization	при средней минерализации at average mineralization	значение с карт минерализации value from mineralization maps
Фактическая обводнённость, % Actual Water Cut, %	стартовая обводнённость Initial Water Cut	r/n / g/l	26	21	26
		%	65%	53%	65%
	средняя обводнённость Average Water Cut	r/n / g/l	28	26	31
		%	71%	65%	78%
	текущая обводнённость Current Water Cut	r/n / g/l	26	23	30
		%	65%	58%	75%

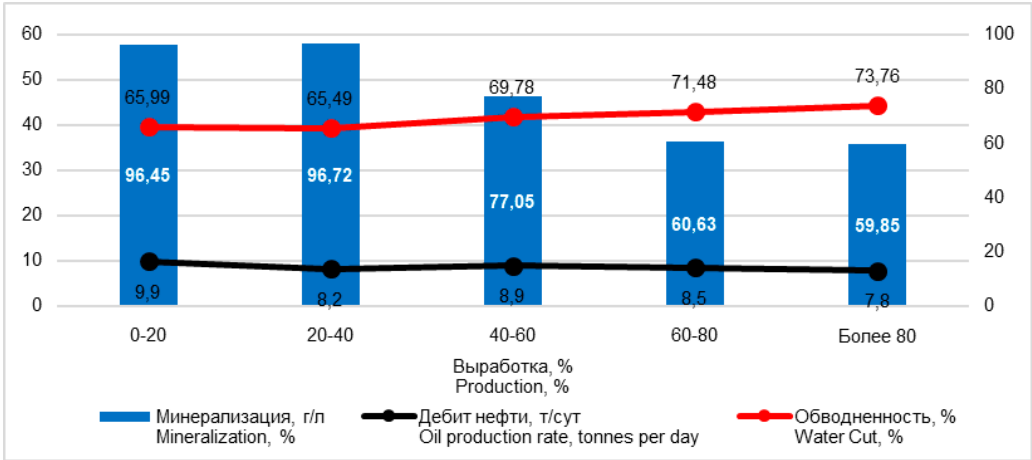


Рисунок 11. Корреляция выработки, минерализации к фактической обводнённости
Figure 11. Correlation of Production and Mineralization with Actual Water Cut

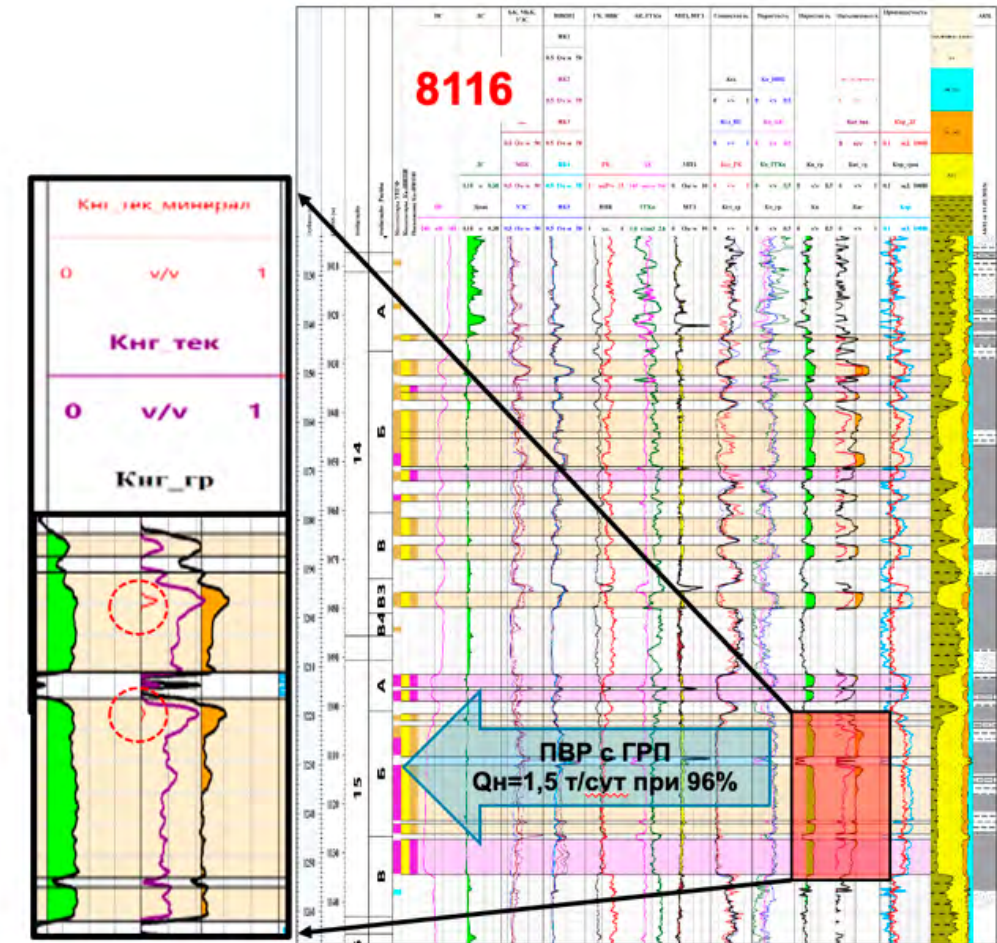


Рисунок 12. Изменение текущей нефтенасыщенности
Figure 12. Change in current oil saturation

Кн_{г_гр} – коэффициент нефтенасыщенности пласта / reservoir saturation factor; Кн_{г_тек} – коэффициент нефтенасыщенности пласта / reservoir saturation factor; Кн_{г_тек_минерал} – коэффициент нефтенасыщенности пласта / reservoir saturation factor; QH – добыча нефти, т/сут / oil production, ton per day

при построении карт выработки и прогнозирования остаточных запасов.

Результаты

В ходе проведенного исследования получены значимые результаты, касающиеся оценки текущего состояния разработки месторождения Узень, локализации ОИЗ и повышения точности интерпретации нефтенасыщенности по данным ГИС. Анализ данных и построение карт позволили выявить ключевые закономерности процессов разработки и определить перспективные направления для дальнейшей эксплуатации.

1. Построение карт выработки. Методика расчёта радиусов выработки, основанная на данных добывающих и нагнетательных скважин, позволила построить карты распределения выработанных запасов. Эти карты продемонстрировали зоны активного дренажа, а также мало дренируемые участки, потенциально содержащие значительные объёмы остаточной нефти.

Совмещение карт радиусов выработки нефти и закачки воды позволило визуализировать:

- зоны высокой степени выработки, где степень извлечения запасов достигает 80% и более;
- области с недостаточным заводнением, где сохраняются перспективные ресурсы нефти.

Использование специальных программных комплексов обеспечило автоматизацию обработки данных, что позволило повысить точность расчётов и сократить время анализа.

2. Построение карт минерализации пластовых вод. Анализ минерализации пластовых вод выявил значительные изменения химического состава за период эксплуатации месторождения. Установлено, что изначально минерализация составляла около 140 г/л, однако в процессе заводнения различными

водными источниками (морская, волжская, альб-сеноманская вода) она варьировалась в широком диапазоне.

Построенные карты минерализации позволили:

- выявить участки активного вытеснения нефти закачиваемой водой;
- определить зоны с аномальными значениями минерализации, потенциально содержащие остаточные запасы нефти.

Наблюдается чёткая корреляция между степенью выработки запасов, минерализацией пластовых вод и уровнем обводнённости скважин. Так, низкая минерализация (<40 г/л) соответствует высокой степени выработки (до 83%) и обводнённости продукции (до 73%), в то время как высокая минерализация (>80 г/л) наблюдается в менее выработанных зонах.

3. Сопоставление карт выработки и минерализации с фактической обводнённостью. Проведённая калибровка данных по 3711 скважинам показала, что значения минерализации могут быть использованы в качестве индикатора степени выработки и обводнённости продукции. В частности:

- зоны с высокой минерализацией (80–140 г/л) характеризуются меньшей выработкой (67%) и обводнённостью (57%);
- включение данных по минерализации в расчёты коэффициента нефтенасыщенности по ГИС позволило повысить точность прогнозов на 7% по сравнению с традиционным методом.

4. Валидация результатов на новых скважинах. Анализ данных новых скважин подтвердил эффективность предложенного подхода. В случаях, когда пересчёт нефтенасыщенности проводился с учётом текущей минерализации пластовых вод, полученные значения соответствовали фактическим данным по обводнённости и величине прироста нефти после проведения ГТМ.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Таджибаев М.О. – концепция, обработка и обобщение данных, внедрение технологии, сбор и анализ данных, проверка результатов, написание рукописи; Баямирова Р.У., Тогашева А.Р. – редактирование рукописи, проверка результатов.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. The authors declare that they received no external funding for this study.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Maxat O. Tajibayev – conception, data processing and synthesis, technology implementation, data collection and analysis, verification of results, manuscript writing; Ryskul U. Bayamirova, Aliya R. Togasheva – editing the manuscript, checking the results.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Таджикибаев М.О. Проект разработки месторождения Узень по состоянию изученности на 01.01.2022 г. Актау : Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г. Контракт №1361-222 от 28.07.2020 г.
2. Таджикибаев М.О. Управление заводнением. Актау : Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г. Отчет №12. Контракт №1361-222 от 28.07.2020 г.
3. Таджикибаев М.О. Рассмотрение и согласование ежемесячных ГТМ. Актау: Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г. Отчет №15. Контракт №1361-222 от 28.07.2020 г.
4. Свешников А.В., Касенов А.К., Жолдыбаева А.Т., Ибраев А.Е. Выбор оптимальной плотности сетки скважин в русловых песчаниках на примере месторождения Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. Том 2, №3. С. 35–46. doi: [10.54859/kjogi95636](https://doi.org/10.54859/kjogi95636).
5. Ибраев А.Е., Кажыкенызы А., Елемесов А.С., Назаралы А.Ж. Подход к локализации остаточных извлекаемых запасов в условиях высокой выработки на примере месторождения Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2019. Том 1. С. 26–37. doi: [10.54859/kjogi95524](https://doi.org/10.54859/kjogi95524).
6. Таджикибаев М.О. Построение карт выработки на основе радиуса отбора и закачки. Актау : Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз», 2021 г.
7. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Москва, 2001. 144 с.
8. Питкевич В.Г., Пешков В.Е., Федоров В.К. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость глинистых пластов // Нефтяное хозяйство. 1978. №7. С. 14–18.
9. Игдавлетова М., Исмагилов Т., Ганиев И., Телин А. Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов. Neftegaz.ru. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii/>. Дата обращения: 10.09.2024.
10. Полинская Р.Е., Стадникова Н.Е. Влияние состава закачиваемых вод на вытеснение нефти из продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 1981. №11. С. 28–31.

REFERENCES

1. Tadzhibayev MO. The Uzen field development project as of 01.01.2022, Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. Contract No.: 1361-222. (In Russ).
2. Tadzhibayev MO. Flood control. Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. Report No.:12. Contract No.: 1361-222. (In Russ).
3. Tadzhibayev MO. Review and approval of monthly GTMs. Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. Report No.: 15. Contract No.: 1361-222. (In Russ).
4. Sveshnikov AV, Kasenov AK, Zholdybayeva AT, Ibrayev AY. Optimal well spacing density in channel sandstones in the case of Uzen field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2020;2(3):35–46. doi: [10.54859/kjogi95636](https://doi.org/10.54859/kjogi95636).
5. Ibrayev AY, Kazhykenkyzy A, Yelemessov AS, Nazaraly AZ. Approach to localization of residual recoverable reserves under conditions of high depletion on the example of Uzen field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2019;1:26–37. doi: [10.54859/kjogi95524](https://doi.org/10.54859/kjogi95524).
6. Tadzhibayev MO. Construction of production maps based on the sampling and injection radius. Aktau: KazNIPImunaygas; 2021. (In Russ).
7. Walcott D. *Development and management of deposits during flooding*. Moscow; 2001. 144 p.
8. Pitkevich VG, Peshkov VY, Fedorov VK. Vliyaniye mineralizatsii zakachivaemoy vody na pronicaemost' glinistykh plastov. *Oil industry*. 1978;7:14–18. (In Russ).
9. Igдавлетова М, Исмагилов Т, Ганиев И, Телин А. The effect of mineralization of injected water on the permeability and oil recovery of reservoirs. Neftegaz.ru. Available from: <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii/>. (In Russ).
10. Polyanskaya RY, Stadnikova NY. Vliyaniye sostava zakachivaemykh vod na vytesneniye nefiti iz produktivnogo plasta. *Oilfield engineering*. 1981;11: 28–31. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Таджибаев Максат Омурзакович**

ORCID [0009-0005-3778-4843](https://orcid.org/0009-0005-3778-4843)

e-mail: maxat.tazhibayev@dunga.kz.

Баямирова Рыскуль Умаровна

канд. техн. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0003-1588-3144](https://orcid.org/0000-0003-1588-3144)

e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz.

Тогашева Алия Ризабековна

канд. техн. наук, ассоциированный профессор

ORCID [0000-0002-5615-2711](https://orcid.org/0000-0002-5615-2711)

e-mail: aliya.togasheva@yu.edu.kz.

AUTHORS' INFO

***Maxat O. Tadzhibayev**

ORCID [0009-0005-3778-4843](https://orcid.org/0009-0005-3778-4843)

e-mail: maxat.tazhibayev@dunga.kz.

Ryskul U. Bayamirova

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

ORCID [0000-0003-1588-3144](https://orcid.org/0000-0003-1588-3144)

e-mail: ryskol.bayamirova@yu.edu.kz.

Aliya R. Togasheva

Cand. Sc. (Engineering), Associate Professor

ORCID [0000-0002-5615-2711](https://orcid.org/0000-0002-5615-2711)

e-mail: aliya.togasheva@yu.edu.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author