

УДК 622.276.038
DOI: 10.18799/24131830/2025/8/4800
Шифр специальности ВАК: 1.6.11
Научная статья

Разработка методики моделирования сложнопостроенного рифового резервуара с учетом суперколлектора

Д.О. Ширинкин, А.А. Кочнев, С.Н. Кривошеков[✉],
И.С. Путилов, А.Н. Боталов, Н.Д. Козырев, Е.С. Ожгибесов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

[✉]krivoshchekov@gmail.com

Аннотация. Актуальность. В процессе формирования карбонатные рифовые массивы претерпевают большое количество вторичных изменений: выщелачивание, образование трещиноватости, перекристаллизацию, доломитизацию, что оказывает весомое влияние на распределение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Высокая интенсивность диагенетических изменений карбонатов способна формировать зоны с аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами – суперколлекторы. Осложнение залежи наличием суперколлектора является значительным фактором, во многом определяющим разработку объекта, поскольку суперколлектор является основной зоной фильтрации флюида. Это несет, с одной стороны, высокие риски преждевременного обводнения добывающих скважин и формирование зон остаточных неизвлекаемых запасов, с другой стороны, наличие суперколлектора существенно увеличивает продуктивность скважин, позволяя держать высокие уровни добычи, поэтому проблема выявления и прогнозирования суперколлекторов является актуальной. **Цель.** Разработка подхода для выделения и моделирования суперколлектора на примере месторождения N. **Методы.** Статистические методы, геолого-гидродинамическое моделирование. **Результаты и выводы.** Проанализированы керновые данные на предмет наличия и распределения по глубине скважин вторичных преобразований, в результате чего получен трехмерный куб интенсивности катагенетических изменений. Далее по комплексу разномасштабных исследований (керна, геофизические исследования скважин, промыслово-геофизические исследования) выделены интервалы с аномально высокими фильтрационно-емкостными свойствами и построены кривые вероятности наличия суперколлектора в разрезе скважин. Далее с использованием разных граничных значений выделения суперколлектора на кривых вероятности (минимум – Р90, максимум – Р10 и оптимум – Р50) получены три варианта реализации суперколлектора в объеме резервуара. При распределении суперколлекторов в межскважинном пространстве в качестве тренда использован куб интенсивности вторичных преобразований. На основе этих реализаций рассчитаны три массива распределения проницаемости, которые далее использованы в гидродинамической модели. На основании воспроизведения истории разработки месторождения выполнено сравнение полученных кубов. Наилучшая сходимость с фактической добычей получена для реализации Р50. Отклонения по накопленной добыче жидкости и нефти составили –9,6 и –7,7 % соответственно.

Ключевые слова: пористость, проницаемость, карбонатный коллектор, вторичные преобразования горных пород, суперколлектор

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22-17-00111.

Для цитирования: Разработка методики моделирования сложнопостроенного рифового резервуара с учетом суперколлектора / Д.О. Ширинкин, А.А. Кочнев, С.Н. Кривошеков, И.С. Путилов, А.Н. Боталов, Н.Д. Козырев, Е.С. Ожгибесов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 8. – С. 44–59. DOI: 10.18799/24131830/2025/8/4800

UDC 622.276.038
DOI: 10.18799/24131830/2025/8/4800
Scientific paper

Methodology for modeling a complex reef reservoir with account of a supercollector

D.O. Shirinkin, A.A. Kochnev, S.N. Krivoshchekov✉,
I.S. Putilov, A.N. Botalov, N.D. Kozyrev, E.S. Ozhgibesov

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

✉krivoshchekov@gmail.com

Abstract. Relevance. In the process of formation, carbonate reef massifs undergo a large number of secondary changes: leaching, fracturing, recrystallization, dolomitization, which has a significant impact on the distribution of filtration-capacity properties of reservoirs. High intensity of diagenetic changes in carbonates can form zones with anomalously high filtration-capacity properties – supercollectors. The complication of the deposit by the presence of supercollectors is a significant factor of uncertainty, which largely determines the development of the object, since it is the main zone of fluid filtration. This carries, on the one hand, high risks of premature watering of producing wells and formation of zones of residual unrecoverable reserves, on the other hand, the presence of a supercollector significantly increases the productivity of wells, which allows keeping high production levels, so the problem of identifying and predicting supercollectors is relevant. **Aim.** Development of an approach for supercollector identification and modeling on the example of the N field. **Methods.** Statistical methods, geological and hydrodynamic modeling. **Results and conclusions.** The authors have analyzed core data for the presence and distribution of secondary transformations at the depth of wells, resulting in a three-dimensional cube of the intensity of catagenetic changes. Further, they identified the intervals with anomalously high filtration-capacity properties using a set of different-scale studies (core, geophysical well surveys, field-geophysical survey) and constructed the curves of probability of supercollector presence in the well section. Using different boundary values of supercollector allocation on the probability curves (minimum – P90, maximum – P10 and optimum – P50), the authors obtained three variants of supercollector realization in the reservoir volume. At distribution of supercollectors in the interwell space the cube of intensity of secondary transformations was used as a trend. Based on these realizations, three permeability distribution arrays were calculated, which were further used in the hydrodynamic model. On the basis of reproduction of the field development history the authors compared the obtained cubes. The best convergence with actual production was obtained for realization P50. Deviations on accumulated liquid and oil production amounted to –9,6 and –7,7%, respectively.

Keywords: porosity, permeability, carbonate reservoir, secondary rock transformations, supercollector

Acknowledgements: The study was funded by the Russian Science Foundation grant no. 22-17-00111.

For citation: Shirinkin D.O., Kochnev A.A., Krivoshchekov S.N., Putilov I.S., Botalov A.N., Kozyrev N.D., Ozhgibesov E.S. Methodology for modeling a complex reef reservoir with account of a supercollector. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 8, pp. 44–59. DOI: 10.18799/24131830/2025/8/4800

Введение

Разработка карбонатных резервуаров со сложным типом пустотного пространства связана со множеством трудностей и рисков, поскольку фильтрация флюида в пласте происходит по сложной системе поровых, кавернозных и трещинных пустот, что значительно усложняет возможность прогнозирования показателей разработки. На формирование сложного пустотного пространства ключевым образом оказывают влияния различные вторичные преобразования пород, такие как: трещиноватость, выщелачивание, перекристаллизация, доломитизация [1, 2]. В ходе геологической эволюции карбонатных пород эти преобразования оказывают качественные и количественные изменения в пере-

распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Преимущественно в сторону их увеличения. Участки резервуара с особенно высокой интенсивностью диагенетических преобразований склонны к формированию зон с аномально высокими ФЕС, именуемыми суперколлекторами. В статье [3. С. 451] дается следующее определение суперколлектору: «Под суперколлектором понимается прослой, проницаемость которого значительно выше, чем средняя проницаемость коллектора, в котором преобладает матрица». Наличие в объеме продуктивного пласта суперколлекторов является одним из важнейших факторов неопределенности геологического строения объекта, который во многом определяет его разработку, поскольку контро-

лирует направление фильтрационных потоков в процессе эксплуатации. Отсюда появляются различные риски при разработке подобного объекта, такие как: «кинжальное» обводнение добывающего фонда, формирование зон с изолированными остаточными запасами. С другой стороны, наличие суперколлекторов обеспечивает высокую продуктивность скважин. В совокупности эти факторы свидетельствуют об однозначной необходимости выделения и прогнозирования зон суперколлекторов для ведения эффективной и рациональной разработки углеводородного резервуара [4].

Справиться с этой задачей помогает использование геологического и гидродинамического моделирования карбонатного продуктивного пласта. Описанию и моделированию особенностей карбонатных резервуаров посвящены научные статьи [5–7].

При моделировании свойств коллектора используются подходы с петротипизацией на основе керновых данных и анализа кривых ГИС, учитывается фациальное строение, применяются сейсмические тренды при распределении свойств в межскважинном пространстве [8], а также методы математической статистики и машинного обучения [9, 10].

Наиболее важным и в то же время наиболее неопределенным свойством пласта является проницаемость, особенностям моделирования которой посвящен ряд работ [11–13]. Применение единой стандартной петрофизической зависимости «проницаемость–пористость» для задания начального куба проницаемости зачастую не позволяет охарактеризовать всего разнообразия распределения проницаемости при одних значениях пористости [14], что осложняет процесс моделирования и вынуждает проводить большее количество итераций с ручной настройкой проницаемости для адаптации модели на исторические данные. Для решения этой проблемы используются подходы с выделением различных петротипов на образцах керна и задания для каждого петротипа собственной петрофизической зависимости [15].

Для выделения и моделирования высокопродуктивных интервалов в разрезе залежи используются методики комплексирования разномасштабных исследований, таких как шлифы, керн, геофизические и гидродинамические исследования скважин, а также анализ сейсмических атрибутов, что позволяет наиболее точно воспроизвести динамику работы скважин в динамической модели [16, 17].

Зачастую для воспроизведения сложности перераспределения фильтрационных потоков в условиях трещиноватого коллектора используется моделирование двойной среды, которое позволяет учитывать течение флюида как по матричной, так и по трещинной составляющей [18, 19].

В условиях высокой неоднородности строения и неопределенности распределения геологических характеристик в объеме залежи активно используются методы многовариантного моделирования, позволяющие получить множество реализаций модели, в которых варьируются такие параметры, как пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, глубина водонефтяного контакта, объемное распределение коллектора [20]. На основании различных реализаций моделей появляется возможность оценить риски дальнейшей разработки объекта и получить варианты исхода уровней минимум, максимум и оптимум [21].

Методика хорошо зарекомендовала себя при оценке неопределенностей, но у нее есть свои недостатки. Как правило, не подбираются критерии геологического реализма и непротиворечивости параметров, в результате чего получаются нефизичные реализации моделей [22, 23].

Целью исследования является создание методологии выделения и прогнозирования интервалов суперколлекторов в объеме резервуара для модификации существующей гидродинамической модели и повышения сходимости рассчитанных и исторических показателей разработки. Модифицированная модель позволит более точно прогнозировать процесс дальнейшего освоения месторождения.

Геологические условия

Объектом исследования является нефтяное месторождение Республики Коми, условно обозначенное N.

Нефтеносность месторождения связана с нижнефаменскими рифовыми массивами, которые образовывались последовательно друг на друге в ходе одного задонского сиквенса и трех елецких сиквенсов рифостроения. Нефтедержащими коллекторами являются как карбонатные отложения собственно рифовой фации, так и отложения зарифового шельфа.

Литологическое описание продуктивного интервала проведено по керну, полученному в результате бурения двенадцати скважин. Отложения рифовой постройки представлены известняками и среднезернистым вторичным доломитом с реликтами детритово-водорослевых известняков, вторично сгустковато-комковатых, биогермных. Отложения зарифового шельфа сложены известняками микробиаально-детритовыми серого, темного-серого, светло-коричневого цвета, мелко-скрытокристаллическими, доломитизированным, с включением аргиллитов (до 15 %).

Карбонатный резервуар рассматриваемого месторождения характеризуется сложным типом пустотного пространства, представляющим собой

компиляцию межзерновых, кавернозных и трещиноватых пустот, тесно переплетенных между собой. На формирование такого рода пустотного пространства оказывают большое влияние различные вторичные изменения карбонатов. Высокая степень вторичных преобразований карбонатов, напрямую сказывающаяся на ФЕС коллектора, способна приводить к образованию высокопродуктивных прослоев с аномальными ФЕС, именуемых суперколлекторами.

С целью прослеживания вторичных преобразований по разрезу скважин было выполнено изучение керна и шлифов месторождения N. В совокупности изучено 982 шлифа из керна 10 скважин.

Работа состояла из следующих этапов:

- составление базы данных с указанием номера шлифа, глубины отбора и видов вторичных преобразований;
- все шлифы индивидуально изучались на наличие в них вторичных изменений;
- выделенные в каждом конкретном шлифе вторичные изменения отмечались символом, классифицировались и заносились в базу данных.

Во всей совокупности изученных шлифов определены следующие виды вторичных процессов: выщелачивание, трещинообразование, кальцитизация, доломитизация, перекристаллизация, окремнение, сульфатизация, стилолитизация. Наиболее часто встречающимся изменением в карбонатных породах задонского и елецкого горизонтов являются выщелачивание, трещинообразование, доломитизация и перекристаллизация. Примеры вторичных преобразований представлены в табл. 1.

Для дальнейших исследований отобраны вторичные изменения, которые преобладают в объеме

продуктивного резервуара и которые оказывают наибольшее влияние на изменение ФЕС породы, а именно: выщелачивание, трещинообразование, доломитизация и перекристаллизация.

Как и все разновидности вторичных процессов, образование трещиноватости избирательно. Эта обосновывается различными прочностными свойствами карбонатных пород, зависящими от вещественного состава, структурно-текстурных особенностей, наличия разнообразных примесей, морфологии пустотного пространства, интенсивности и направленности вторичных преобразований и т. д. Наиболее подвержены трещиноватости: «карбонатные породы, нацело перекристаллизованные, разномерные, смешанного известняково-доломитового состава. В меньшей степени трещиноватость проявляется в известняках биоморфных, оолитовых и органогенных, недоломитизированных, сохранивших свои первоначальные структурные особенности» [24. С. 174]. В разрезе месторождения N по генезису выделяются литогенетические, тектонические и трещины разгрузки (рис. 1).

Образование литогенетических трещин происходит в процессе литификации осадков вследствие уменьшения их объема при уплотнении и удалении воды, кристаллизации и перекристаллизации. Трещины тектонические формируются благодаря активизации тектонических движений, приводящих к нарушению сплошности слоев. Освобождение горных пород от нагрузки в результате различных геологических процессов сопровождается раскрытием литогенетических и тектонических трещин и формированием новой системы трещин – трещин разгрузки, комплексно повышающих проницаемость карбонатных толщ.

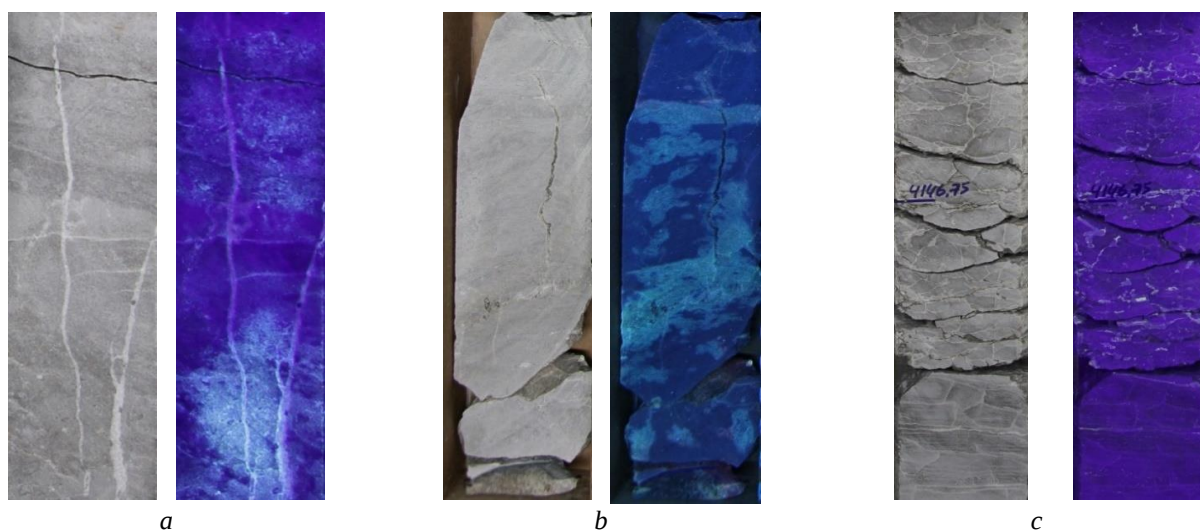
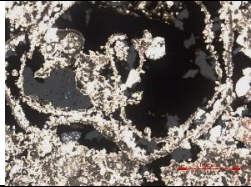
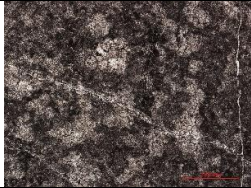
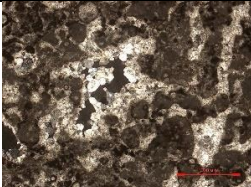


Рис. 1. Генезис трещиноватости месторождения N: а) литогенетическая, б) тектоническая, в) трещины разгрузки
Fig. 1. Genesis of fracturing of the deposit N: a) lithogenetic, b) tectonic, c) unloading fractures

Таблица 1. Примеры вторичных преобразований на шифах месторождения N

Table 1. Examples of secondary transformations on the N deposit schists

Вид изменения Change type	Месторождение N Deposit N	Описание/Description
	Примеры/Examples	
Выщелачивание Leaching		Фрагмент раковины гастроподы, выщелоченный и частично заполненный битумом в известняке микробиальном Gastropod shell fragment leached and partially filled with bitumen in microbial limestone
Трещинообразование Cracking		Известняк микробиальный, видна система открытых трещин Microbial limestone, open fracture system is visible
Кальцитизация Calcitization		Фенестральные поры, частично залеченные новообразованным кальцитом, в известняке микробиальном Fenestral pores partially healed by newly formed calcite in microbial limestone
Доломитизация Dolomitization		Известняк микробиальный сферово-узорчатый, доломитизированный Microbial spherical-patterned limestone, dolomitized
Перекристаллизация Recrystallization		Известняк микробиальный комковатый сильно перекристаллизованный трещиноватый Limestone microbial lumpy strongly recrystallized fractured
Окремнение Silicification		Доломит вторичный разномзернистый, окремненный Dolomite secondary multigrained, silicified
Сульфатизация Sulfatization		Пятнистая сульфатизация (ангидритизация) в известняке микробиальном Patchy sulfatization (anhydritization) in microbial limestone
Стилолитизация Stylolitization		Фрагменты стиололитов в известняке детритово-сугликовом Fragments of stylolites in detrital clastic limestone

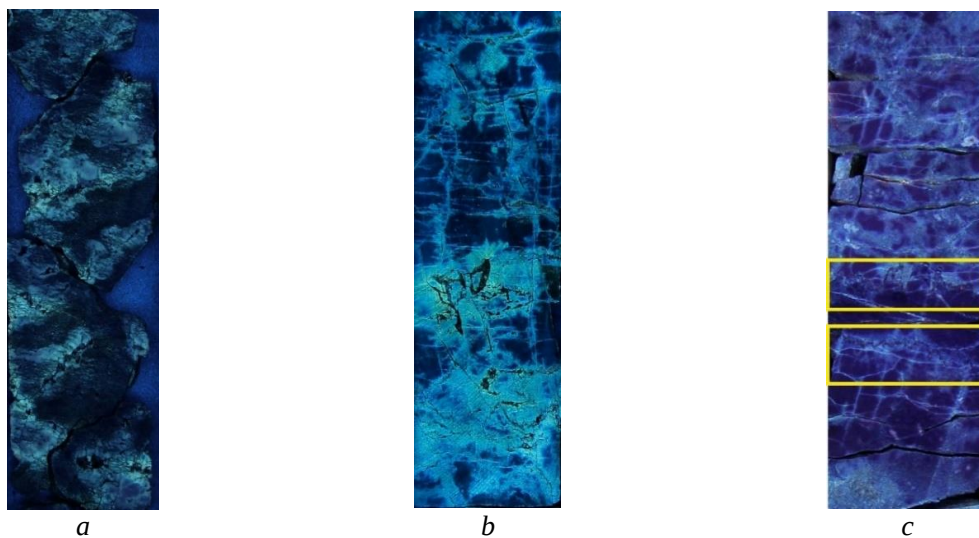


Рис. 2. Виды кавернозных пустот месторождения N: а) каверны, б) закарстованные трещины, в) закарстованные стилолитовые швы (желтым)

Fig. 2. Types of cavernous voids of the deposit N: a) caverns, b) karsted cracks, c) karsted stylolite seams (yellow)

Процесс выщелачивания и/или карстования в карбонатных породах является одним из ведущих факторов преобразования пустотного пространства. Карстовые системы активно развиваются на поверхности карбонатных платформ или островах всякий раз, когда те частично или полностью выходят в субаэральные жаркие и сухие условия на долгий период времени. Площадь поверхностей обнажения контролируется эвстатическим или тектоническим изменением уровня моря в ходе геологической истории. Как результат в карстовых регионах на больших площадях развиваются связанные системы каверн, имеющих значительные пустотные объемы. Палеокарстовые системы, по сути, соответствуют своим современным аналогам, но в процессе геологической истории значительно усложняют свое строение за счет механического уплотнения и процессов диагенеза [25].

В ходе изучения кернового материала было установлено, что рифогенные породы нижнефаменского возраста месторождения N имеют сложное строение пустотного пространства как в латеральном, так и вертикальном направлениях. Сложность обусловлена значительным распространением в породах каверн, закарстованных трещин и стилолитовых швов (рис. 2), а также замещение рифогенных известняков вторичными доломитами.

Ключевую роль при формировании карстовых пустот и вторичных доломитов могли сыграть процессы растворения и замещения в поверхностных или приповерхностных условиях.

Во-первых, рассматриваемые микробиальные известняки накапливались на мелководном шельфе и неоднократно выводились в различные интервалы фаменского времени на дневную поверхность [26]

вследствие понижения уровня моря. По керну рифогенных задонско-елецких отложений отмечаются красные, красно-розовые и красно-коричневые вкрапления, пятна и пигменты, указывающие на присутствие в породах, вероятно, тонкорассеянных оксидов железа как индикаторов окислительных обстановок и аридного климата [27]. Данные соединения в виде коллоидов и растворов могли переноситься пресными водами и аккумулироваться на теле рифа. Именно пресные воды могли сыграть ключевую роль при формировании карстовых пустот в рифогенных породах (рис. 3).

Во-вторых, образование карста могло происходить за счет растворения пород атмосферными водами, попадающими в породы путем инфильтрации при процессе эрозии, которая могла иметь место на более позднем этапе. Свидетельством этого может служить наличие несогласия выше по разрезу между отложениями верхнего девона и нижнего карбона, где полностью размыты породы турнейского яруса и частично фаменского [28] вследствие формирования современной структуры бассейна в условиях тектонического сжатия складчатой системы (рис. 3).

Материалы и методы

Предлагается методика выявления суперколлекторов вероятностным методом с использованием комплексирования различных разномасштабных исследований, при помощи которых выделяются интервалы, имеющие аномально высокие фильтрационно-ёмкостные характеристики пласта. Соответственно, чем больше видов исследований подтверждают аномально высокие ФЕС, тем выше вероятность наличия в данном интервале суперколлектора.

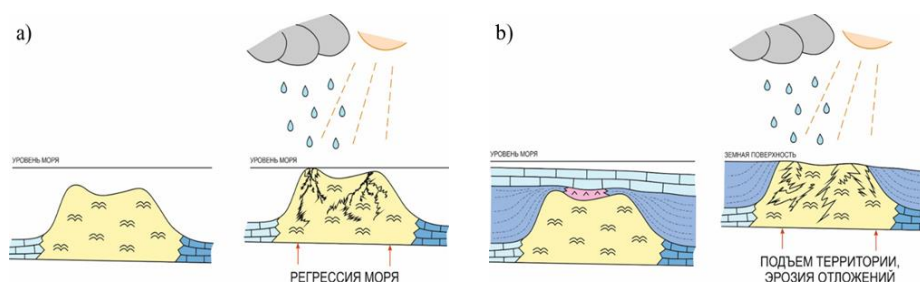


Рис. 3. Механизмы формирования карстовых процессов: а) в ходе регрессии уровня моря, б) в ходе эрозии вышележащих отложений

Fig. 3. Mechanisms of karst processes formation: a) during sea level regression, b) during erosion of overlying sediments

Первоначально исследован керновый материал на предмет развития вторичных преобразований, таких как: выщелачивание, трещинообразование, кальцитизация, доломитизация, перекристаллизация, окремнение, сульфатизация, стилолитизация. В ходе исследования изучены 982 шлифа, на каждом из которых выделено наличие диагенетических преобразований, в результате чего получена база распределения вторичных изменений в разрезе скважин.

Часть критериев для выделения суперколлектора путем комплексирования разномасштабных исследований, основанных на статических параметрах – кривых геофизических исследований скважин и результатах лабораторных керновых исследований, описаны в работе [29]. В текущем исследовании выполнена доработка критериев суперколлектора с учетом динамических параметров – результатов потокометрических исследований для определения профиля притока, а также гидродинамических исследований скважин.

Первоначально были проанализированы прямые определения абсолютной проницаемости на керне, построен график накопленной корреляции между проницаемостью и пористостью и выявлено граничное значение абсолютной проницаемости для выделения суперколлектора, равное 710 мД.

Затем выполнен анализ кривых ГИС и выявлены кривые с высокой корреляцией с проницаемостью, определенной по керну. То есть кривые, которые позволяют выделять интервалы с высокими коллекторскими свойствами: коэффициент проницаемости, который определен при помощи ядерно-магнитного каротажа по модели SDR, коэффициент проницаемости, рассчитанный по модели Тимура-Коатеса, коэффициенты пористости, определенные по акустическому, плотностному, нейтронному методам, а также коэффициент эффективной пористости, определенный по ядерно-магнитному каротажу, и кривая доли содержания нефти в общем объеме пустотного пространства.

Следующий критерий для выделения суперколлектора основан на результатах потокометрии, которые указывают на наиболее работающие интервалы по стволу скважины и их долю притока из

общего объема добываемой жидкости. Суть выделения суперколлектора по потокометрии направлена на определение удельного дебита нефти на один метр каждого работающего интервала. Далее, основываясь на формуле Дюпюи (1), выведена формула для расчета проницаемости (2), при помощи которой определена фазовая проницаемость нефти для каждого интервала

$$Q = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right) + S \right)}, \quad (1)$$

где Q – дебит жидкости в пластовых условиях, м³/с; k – проницаемость, м²; μ – вязкость нефти в пластовых условиях, Па*с; R_K – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; h – толщина пласта, м; ΔP – депрессия, Па; S – скин-фактор, ед.

$$k = \frac{Q \mu \left(\ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right) + S \right)}{2 \pi h \Delta P}. \quad (2)$$

Распределение суперколлектора в межскважинном пространстве производилось на основе математических методов геостатистики, которые заложены в инструменты стохастического индикаторного моделирования, реализованного в специализированном программном продукте для построения геологических моделей. Модуль для стохастического распределения параметров основывается на вариограммном анализе. В качестве тренда для более корректного распределения использовался суммарный куб вторичных изменений карбонатов, а именно, сумма трещиноватости, выщелачивания, доломитизации и перекристаллизации.

Результаты

Для распределения суперколлектора в объеме резервуара первоначально необходимо выявить и определить тренды развития основных вторичных изменений карбонатов, благодаря которым и происходит формирование интервалов суперколлекторов. Для этого проанализирован керновый материал месторождения N на предмет наличия признаков трещиноватости, выщелачивания, доломитизации и перекристаллизации.

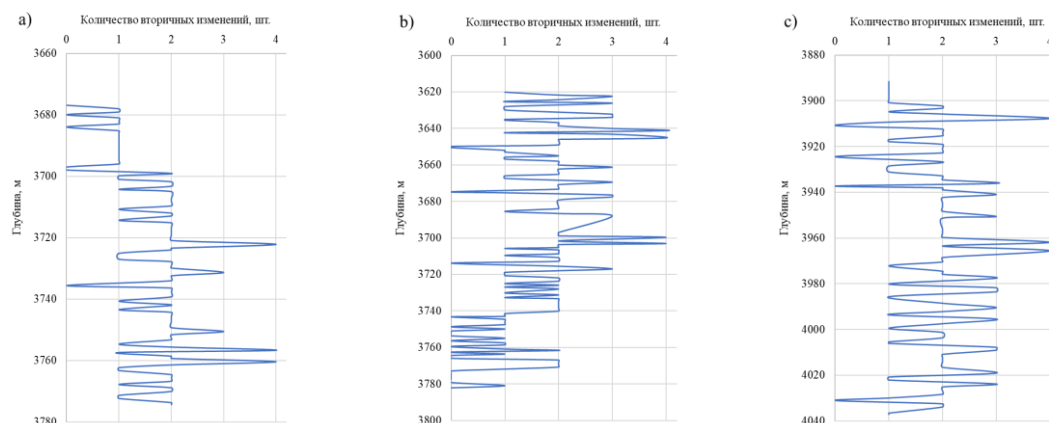


Рис. 4. Кривые суммы вторичных преобразований керна, выделенных на шлифах по стволу скважин: а) 1, б) 2, в) 3
Fig. 4. Sum curves of secondary changes identified on the slides along the wellbore: a) 1, b) 2, c) 3

В ходе рассмотрения шлифов при выявлении признаков вторичных преобразований напротив глубинной отметки привязки шлифа ставилась «1», в случае отсутствия – «0». После проведения суммирования отметок, что позволило проследить изменения карбонатов вдоль стволов скважин (рис. 4).

Далее полученные по стволу скважины распределения трещиноватости, выщелачивания, доломитизации, перекристаллизации и их суммы (рис. 4), показывающие общую интенсивность вторичных изменений, в формате las-файлов загружены в проект геологической модели и произведено осреднение кривых на ячейки геологической сетки. На следующем этапе скважинные данные при помощи стохастического метода интерполяции распределены в межскважинном пространстве, в результате чего получены трехмерные кубы распределения вторичных изменений карбонатов в объеме резер-

вуара. Разрезы полученных кубов приведены на рис. 5.

На основе трендов распределения вторичных преобразований резервуара, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства коллектора, разработана методика выявления интервалов суперколлекторов, которая описана ниже.

Выявление интервалов суперколлекторов в скважинах произведено при помощи выделения интервалов с аномальными ФЕС по одиннадцати различным исследованиям с их дальнейшим комплексированием.

Первоначально выполнен учет динамических параметров при комплексировании данных. Интервалы возможного суперколлектора выделялись при помощи анализа результатов потокометрических исследований в скважинах месторождения N.

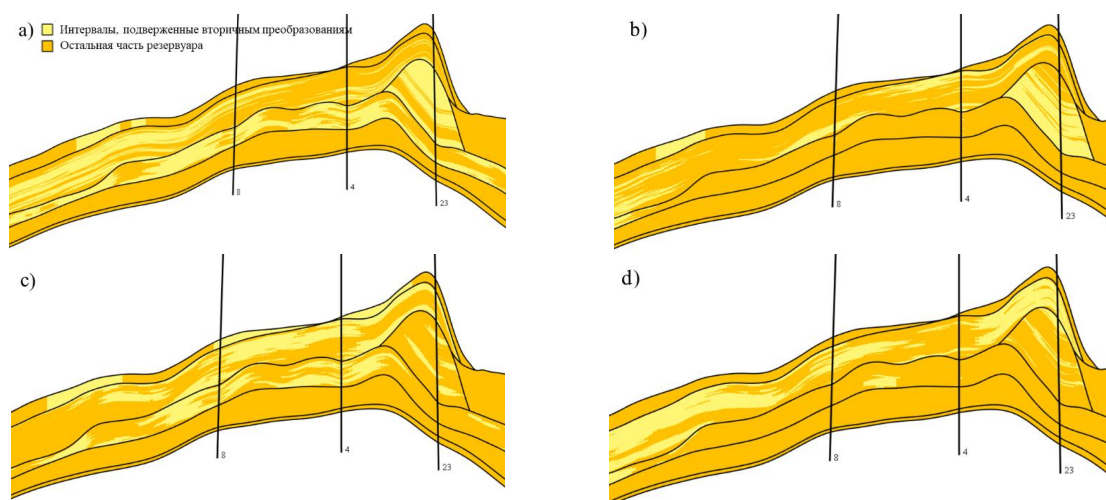


Рис. 5. Разрез кубов преобладающего распределения вторичных изменений карбонатов: а) доломитизация, б) перекристаллизация, в) трещиноватость, г) выщелачивание
Fig. 5. Cube section of the predominant distribution of secondary carbonate alterations: a) dolomitization, b) recrystallization, c) fracturing, d) leaching

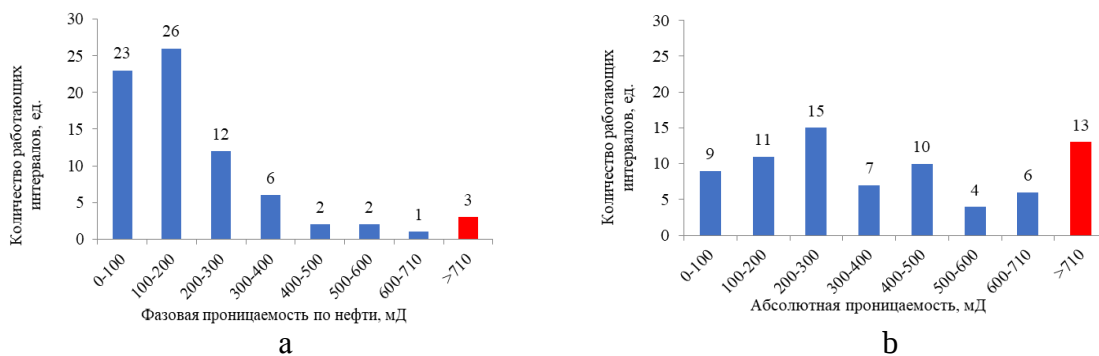


Рис. 6. Гистограмма распределения интервалов притока: а) по фазовой проницаемости по нефти, б) по абсолютной проницаемости

Fig. 6. Histogram of distribution of inflow intervals: a) by oil phase permeability, b) by absolute permeability

При помощи доли притока по формуле (3) рассчитан удельный дебит нефти на один метр работающей толщины

$$Q_{уд.} = \frac{Q \cdot \varepsilon}{h}, \quad (3)$$

где $Q_{уд.}$ – удельный дебит нефти на метр работающей толщины, м³/с/м; Q – дебит нефти скважины на момент проведения исследований, м³/с; ε – доля притока в скважине, согласно потокометрии, д. ед.; h – толщина работающего интервала, м.

При помощи формулы Дюпюи (4) рассчитана фазовая проницаемость по нефти для каждого интервала притока

$$k = \frac{Q_{уд.} \cdot \mu \cdot l \cdot n\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2 \cdot \pi \cdot \Delta P}, \quad (4)$$

где k – фазовая проницаемость нефти, м²; μ – вязкость нефти в пластовых условиях, Па*с; R_k – радиус дренажа скважины, м; r_c – радиус скважины, м; h – толщина пласта, м; ΔP – депрессия, Па.

Гистограмма распределения интервалов притока по фазовой проницаемости по нефти представлены на рис. 6, а. Для выделения суперколлектора по принятому граничному значению 710 мД необходимо пересчитать фазовую проницаемость по нефти в абсолютную газопроницаемость. Для этой цели построен график зависимости проницаемости по газу от фазовой проницаемости по нефти. Параметры для построения графика определялись напрямую на одних и тех же образцах керна месторождения N (рис. 7). При помощи полученной зависимости фазовая проницаемость по нефти интервалов притока пересчитана в абсолютную газопроницаемость (рис. 6, б).

Таким образом, исходя из значения абсолютной проницаемости каждого интервала притока, выделены интервалы проницаемостью выше 710 мД (13 интервалов из 75), которые свидетельствуют о наличии суперколлектора.

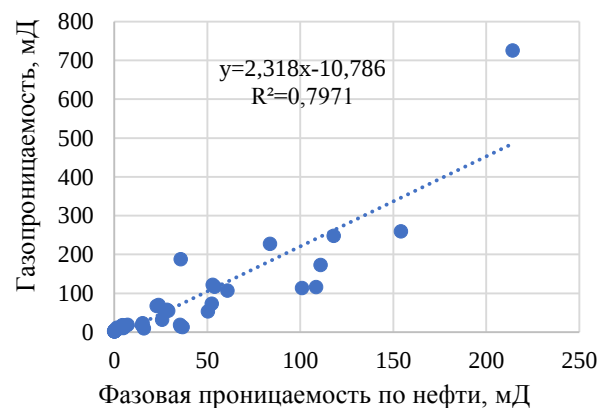


Рис. 7. Зависимость газопроницаемости от фазовой проницаемости по нефти

Fig. 7. Gas permeability dependence on oil phase permeability

На основании подхода [29] выделены интервалы суперколлектора по статическим критериям, определенными по методам ГИС, по керну, методике FZI и исследованиям FMI.

После выявления суперколлектора по каждому критерию в отдельности для определения итоговой вероятности наличия суперколлектора проведено суммирование интервалов возможных суперколлекторов по стволу скважины. Первые два метода – выделение суперколлектора по керну по значению абсолютной проницаемости и выделение суперколлектора по потокометрии – являются наиболее надежными и имеют более высокую степень достоверности, т. к. дают информацию о ФЕС и продуктивности скважины напрямую. Поэтому для этих двух методов весовой коэффициент для определения вероятности наличия суперколлектора заданы равными 0,5 д. ед., для всех остальных методов, описывающих ФЕС более опосредованно, 0,1 д. ед. Полученные вероятностные кривые приведены на рис. 8.

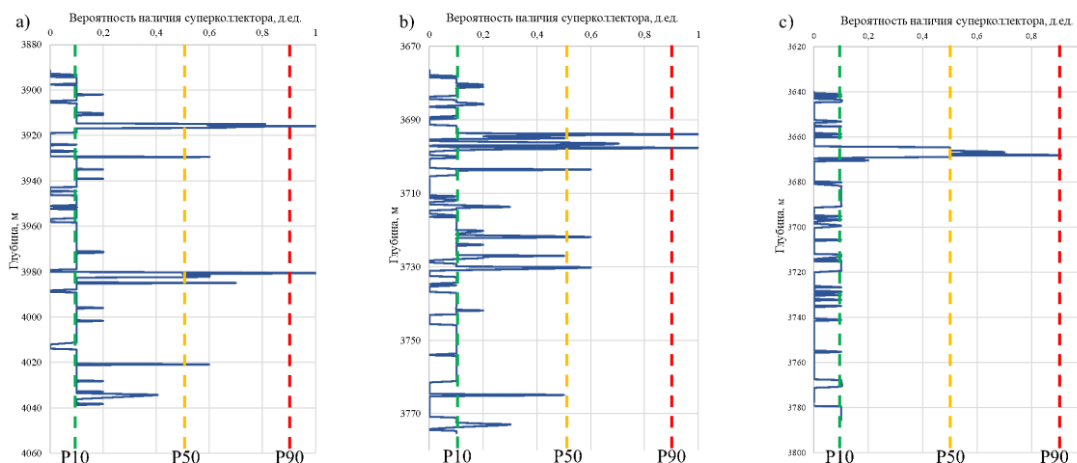


Рис. 8. Синтетические кривые вероятности наличия суперколлектора. Скважина: а) 1, б) 2, с) 3
Fig. 8. Synthetic curves of probability of supercollector presence. Well: а) 1, б) 2, с) 3

Для решения проблемы определения граничного значения для выявления суперколлектора по полученным вероятностным кривым суперколлектор выделен по трем разным моделям (рис. 8): модель максимум (P10) – существование суперколлектора принимается при достижении вероятности 0,1 д. ед.; модель минимум (P90) – существование суперколлектора принимается при достижении вероятности 0,9 д. ед.; модель оптимум (P50) – существование суперколлектора принимается при достижении вероятности 0,5 д. ед.

Далее интервалы суперколлектора по всем трем моделям сформированы в формат LAS-файлов и поскважинно загружены в проект геологической модели месторождения N.

После этого полученные модели суперколлектора (P10, P50, P90) необходимо распределить в межскважинном объеме резервуара. Распределение

произведено при помощи стохастического индикаторного моделирования, причем для более корректного распределения в неизвестном пространстве использованы объемные тренды преобладания развития вторичных изменений карбонатов (рис. 5). Разрезы полученных кубов моделей суперколлектора, распределенных в объеме всего резервуара, приведены на рис. 9.

На основе полученных трехмерных массивов распределения суперколлектора построены кубы проницаемости. Проницаемость в интервалах классического коллектора рассчитана через куб пористости с использованием стандартной петрофизической зависимости (рис. 10, 11), проницаемость в интервалах распространения суперколлекторов получена с использованием петрофизической зависимости, выделенной при помощи методики FZI и классификации DRT [30].

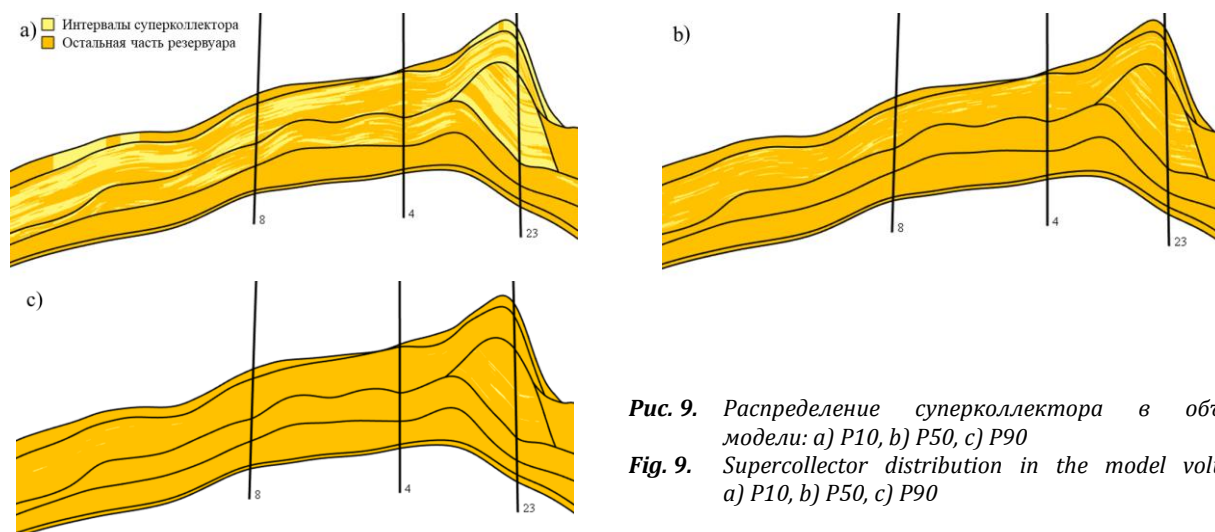


Рис. 9. Распределение суперколлектора в объеме модели: а) P10, б) P50, с) P90

Fig. 9. Supercollector distribution in the model volume: а) P10, б) P50, с) P90

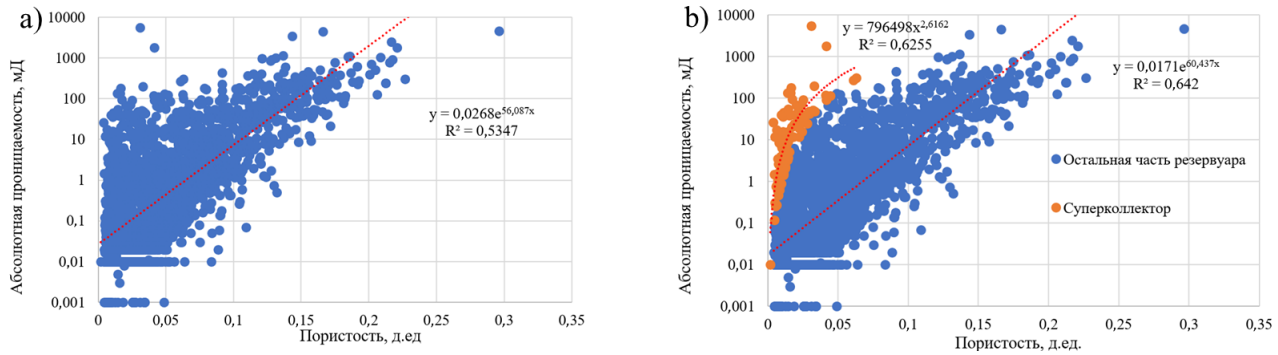


Рис. 10. График зависимости проницаемости от пористости: а) стандартная петрофизическая зависимость, б) петрофизическая зависимость для суперколлектора

Fig. 10. Graph of permeability versus porosity: a) standard petrophysical dependence, b) petrophysical dependence for a super-reservoir

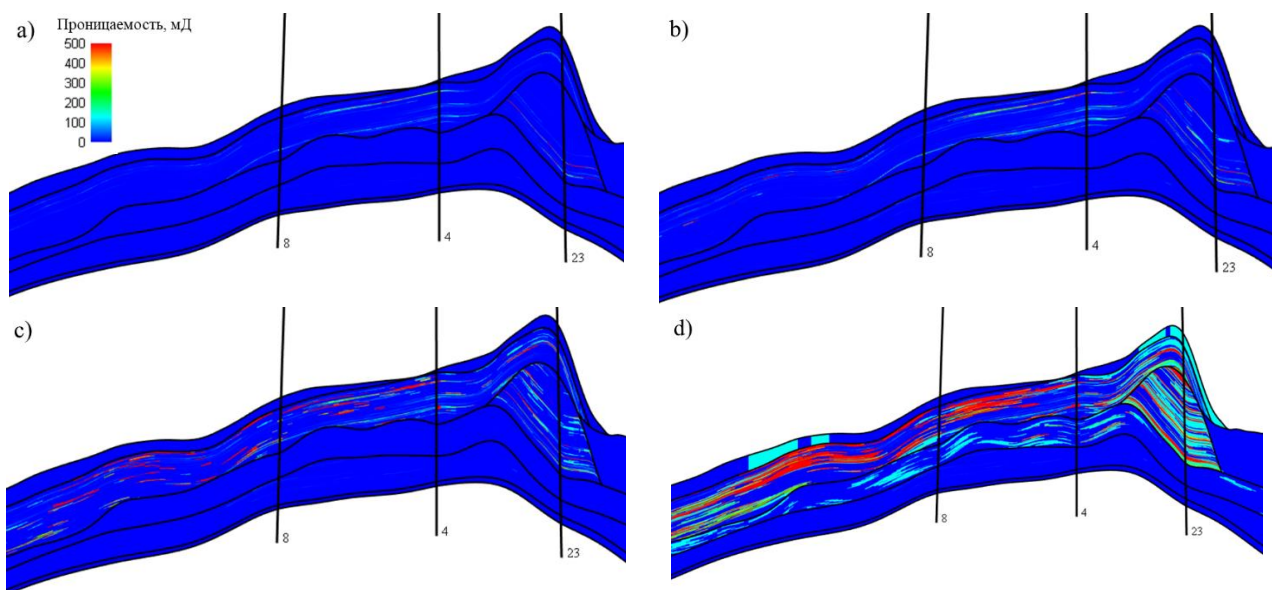


Рис. 11. Сравнение полученных кубов проницаемости: а) стандартная петрофизика, б) P90, с) P50, d) P10

Fig. 11. Comparison of the obtained permeability cubes: a) standard petrophysics, b) P90, c) P50, d) P10

Таблица 2. Сравнение средней проницаемости

Table 2. Comparison of average permeability

Параметр Parameter	ГДИ Well testing	Керн Core	Стандартная петрофизика Standard petrophysics	P10	P50	P90
Средняя проницаемость, мД Average permeability, mD	93,5	24,5	28,5	445,3	76,3	31,5

Средние проницаемости для каждого полученного куба представлены в табл. 2.

На следующем этапе произведено сравнение полученных распределений проницаемости с учетом суперколлектора, а также распределение проницаемости, полученной по стандартной методике в гидродинамической модели месторождения N. Сравнение происходило при помощи воспроизве-

дения истории разработки объекта с использованием всех имеющихся кубов проницаемости (рис. 12, табл. 3). Для корректной оценки потенциала пласта гидродинамические расчеты проведены без ограничений по дебитам жидкости, но с ограничениями по историческим забойным давлениям. Все модели считались в одинаковых условиях, результаты представлены после первой итерации.

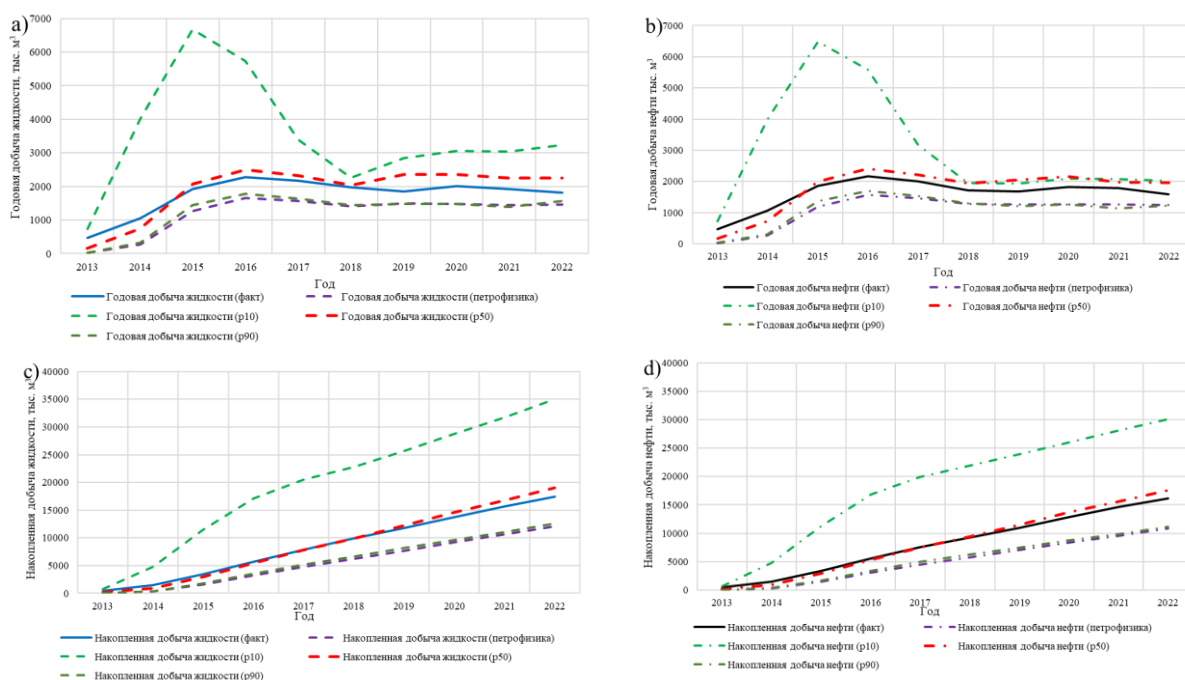


Рис. 12. Динамика добычи нефти и жидкости с использованием разных реализаций проницаемости: а) годовой добычи жидкости, б) годовой добычи нефти, в) накопленной добычи жидкости, г) накопленной добычи нефти
Fig. 12. Oil and liquids production dynamics using various permeability implementation options: а) of annual liquids production, б) of annual oil production, в) of cumulative liquids production, г) of cumulative oil production

Таблица 3. Сравнение фактической и расчетной накопленной добычи нефти и жидкости

Table 3. Comparison of actual and estimated cumulative oil and liquids production

Параметр Parameter	Факт Fact	Стандартная петрофизика Standard petrophysics	P10	P50	P90
Накопленная добыча нефти, тыс. м ³ Accumulated oil production, th. m ³	16191	10 847	30010	17435	11152
Накопленная добыча жидкости, тыс. м ³ Accumulated liquid production, th. m ³	17478	12 084	35050	19201	12635
Отклонение расчетной накопленной добычи нефти от факта, % Deviation of estimated accumulated oil production from fact, %	0	33,0	-85,3	-7,7	31,1
Отклонение расчетной накопленной добычи жидкости от факта, % Deviation of estimated accumulated liquid production from fact, %	0	30,9	-100,5	-9,6	27,7

На рис. 12 и в табл. 3 видно, что распределение проницаемости по модели P10 показало слишком оптимистичные результаты и сильно завысило потенциал пласта, распределение проницаемости по модели P90, как и по стандартной петрофизической зависимости, наоборот, показало меньший потенциал, чем есть на самом деле. Наилучшие результаты получены по модели P50. Так, по сравнению со стандартным подходом расчета проницаемости, разница с исторической накопленной жидкостью всего за одну итерацию уменьшилось с 30,9 до -9,6 %, разница с исторической накопленной добычей нефти изменилось с 33 до -7,7 %. Отсюда следует, что и прогнозные расчеты разработки объекта будут наиболее точны по модели P50.

Заключение

Описано геологическое строение месторождения N, карбонатный рифовый резервуар которого характеризуется сложным строением пустотного пространства. Проведен анализ керна и шлифов, выделены основные вторичные преобразования карбонатов, такие как трещиноватость, выщелачивание, доломитизация и перекристаллизация, высокая плотность которых склонна к формированию высокопродуктивных интервалов – суперколлекторов.

Суперколлекторы являются важным фактором неопределенности геологического строения и во многом подчиняют себе разработку объекта. Для учета интервалов развития суперколлекторов и повышения точности моделирования в данной работе

предложено усовершенствование методики выявления суперколлекторов в разрезе скважин и их распределения в объеме залежи, которое основано на анализе вторичных изменений карбонатов лабораторных исследований керновых образцов, геофизических, геодинамических и потокометрических исследований.

В ходе анализа получены три модели выделения суперколлекторов в разрезе скважин (P10, P50 и P90), все модели стохастически распределены в межскважинном пространстве, после чего на их основе рассчитаны массивы распределения проницаемости, которые в дальнейшем сравнивались в

гидродинамической модели при помощи воспроизведения истории разработки объекта. Так, наиболее точным оказался куб проницаемости по модели P50 (по накопленной добыче жидкости отклонение от факта составило –9,6 %, по накопленной добыче нефти –7,7 %).

Применение представленной методики выявления суперколлектора позволило уменьшить неопределенность объемного распределения проницаемости в геолого-гидродинамической модели, что повысило общую адаптируемость и, как следствие, точность расчётов прогнозных вариантов эксплуатации объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Quantitative diagenesis: methods for studying the evolution of the physical properties of tight carbonate reservoir rocks / F. Rashid, D. Hussein, P.W.J. Glover, P. Lorinczi, J.A. Lawrence // *Marine and Petroleum Geology*. – 2022. – Vol. 139. – P. 105603. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105603.
2. Effects of dolomitization on porosity during various sedimentation-diagenesis processes in carbonate reservoirs / L. Yang, L. Yu, D. Chen, K. Liu, P. Yang, X. Li // *Minerals*. – 2020. – Vol. 10 (6). – P. 574. DOI: 10.3390/min10060574
3. Characteristics of high permeability streak of mishrif formation in b oilfield and its influence on waterflood development / P.Chen, J. Jiang, Y. Tong, G. Lin, F. Sun, L. Wang, C. Hui // *Proc. of the International Field Exploration and Development Conference 2023*. – Singapore, 20–22 September 2023. – Vol. 4. – P. 450–471. DOI: 10.1007/978-981-97-0468-2_36
4. Characterization of high-permeability streak in mature waterflooding reservoirs using pressure transient analysis / Q. Feng, S. Wang, W. Zhang, Y. Song, S. Song // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 110 – P. 55–65. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.08.042
5. Tavakoli V. Carbonate reservoir heterogeneity: overcoming the challenges. – Tehran: Springer International Publ., 2019. – 108 p.
6. Advances in carbonate exploration and reservoir analysis / J. Garland, J. Neilson, S.E. Laubach, K.J. Whidden. – London: Geological Society. Special Publications, 2012. – Vol. 370(1). – P. 1–15. DOI: 10.1144/SP370.1.
7. Consistent geological-simulation modeling in carbonate reservoirs, a case study from the Khuff Formation, Persian Gulf / A. Asadi-Eskandar, H. Rahimpour-Bonab, S. Hejri, K. Afsari, A. Mardani // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2013. – Vol. 109. – P. 260–279. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.07.010.
8. Beltiukov D.A., Kochnev A.A., Galkin S.V. The combining different-scale studies in a reservoir simulation model of a deposit with a fractured-cavernous type of carbonate reservoir // *Proc of the IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 9–11 November 2022. – V. 1021 (1). – P. 012027. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012027.
9. Permeability prediction of petroleum reservoirs using stochastic gradient boosting regression / A. Subasi, M.F. El-Amin, T. Darwich, M. Dossary // *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*. – 2020. – Vol. 13. – P. 3555–3564. DOI: 10.1007/s12652-020-01986-0.
10. A new predrilling reservoir permeability prediction model and its application / G. Chen, Y. Meng, J. Huan, Y. Wang, L. Xiao, L. Zhang, D. Feng // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 210. – P. 110086. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.110086.
11. Martin A.J., Solomon S.T., Hartmann D.J. Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs // *AAPG Bulletin*. – 1997. – Vol. 81 (5). – P. 734–759. DOI: 10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D.
12. Permeability modelling in a highly heterogeneous tight carbonate reservoir using comparative evaluating learning-based and fitting-based approaches / E. Hajibolouri, A.A. Roozshenas, R. Miri, A. Soleymanzadeh, S. Kord, A. Shafiei // *Scientific Reports*. – 2024. – Vol. 14. – P. 10209. DOI: 10.1038/s41598-024-60995-7
13. Youssef A.A., Awotunde A.A. Modelling fluid flow in karst reservoirs using Darcy Model with estimated permeability distribution // *Computers & geosciences*. – 2019. – Vol. 133. – P. 104311.
14. Baker H.A., Al-Jawad S.N., Murtadha Z.I. Permeability prediction in carbonate reservoir rock using FZI // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. – 2013. – Vol. 14. – № 3. – P. 49–54.
15. Corbett P.W.M., Potter D.K. Petrotyping: a basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction // *Proc. of the International Symposium of the Society of Core Analysts*. – Abu Dhabi, 5–9 September 2004. – Vol. 5. – P. e9.
16. Modification of permeability cube of geologic and hydrodynamic model under various volumes of input data / S.N. Krivoshchekov, A.A. Kochnev, N.D. Kozyrev, A.G. Mengaliev // *Proc. of the IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – Vladivostok, 10–12 January 2022. – Vol. 988. – P. 042020. DOI: 10.1088/1755-1315/988/4/042020.
17. Structural and seismic attribute analysis of the Paleocene carbonate reservoir from the Balkassar Field, Potwar Plateau, Pakistan / N. Khan, S. Khan, F. Rehman, M. Sajid // *Journal of Petroleum Research and Studies*. – 2024. – Vol. 14. – P. 18–35. DOI: 10.52716/jprs.v14i1.871.
18. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs / V. Guerriero, S. Mazzoli, A. Iannace, S. Vitale, A. Carravetta, S. Strauss // *Marine and petroleum geology*. – 2013. – Vol. 40. – P. 115–134. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.11.002.

19. Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir / M. Zambrano, T. Volatili, L. Mancini, A. Pitts, M. Giorgioni, E. Tondi // *Marine and Petroleum Geology*. – 2021. – Vol. 128. – P. 105004. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105004.
20. Benetatos C., Giglio G. Coping with uncertainties through an automated workflow for 3D reservoir modelling of carbonate reservoirs // *Geoscience frontiers*. – 2021. – Vol. 12 (6). – P. 100913.
21. Optimisation of decision making under uncertainty throughout field lifetime: a fractured reservoir example / D. Arnold, V. Demyanov, M. Christie, A. Bakay, K. Gopa // *Computers & Geosciences*. – 2016. – Vol. 95. – P. 123–139.
22. Hierarchical benchmark case study for history matching, uncertainty quantification and reservoir characterization / D. Arnold, V. Demyanov, D. Tatum, M. Christie, T. Rojas, S. Geiger, P. Corbett // *Computers & Geosciences*. – 2013. – Vol. 50. – P. 4–15.
23. Geology driven history matching / I. Matveev, G. Shishaev, G. Ereman, V. Demyanov, O. Popova, S. Kaygorodov, M. Korovin // *Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. – Moscow, 22–24 October 2019. – P. D013S001R004. DOI: 10.2118/196881-MS.
24. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2014. – 232 с.
25. Сковорцов А.А., Кулешов В.Е. Комплексный метод выделения палеокарстовых структур в доманиково-сирачойских карбонатных отложениях Ижма-Печорской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // *Нефтегазовое дело*. – 2014. – Т. 6. – С. 260–276.
26. Беляева Н.В., Корзун А.Л., Петрова Л.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы (в связи с формированием рифовых резервуаров). – СПб.: Наука, 1998. – 154 с.
27. Гречишников И.А., Левицкий Е.С. Практические занятия по исторической геологии. – М.: Недра, 1979. – 168 с.
28. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. – М.: МГУ, 2002. – 243 с.
29. High permeability streak identification and modelling approach for carbonate reef reservoir / D. Shirinkin, A. Kochnev, S. Krivoshchekov, I. Putilov, A. Botalov, N. Kozyrev, E. Ozhgibesov // *Energies*. – 2024. – Vol. 17. – P. 236. DOI: 10.3390/en17010236.
30. Rock typing approaches for effective complex carbonate reservoir characterization / S. Krivoshchekov, A. Kochnev, N. Kozyrev, A. Botalov, O. Kochneva, E. Ozhgibesov // *Energies*. – 2023. – Vol. 16. – P. 6559. DOI: 10.3390/en16186559.

Информация об авторах

Дмитрий Олегович Ширинкин, младший научный сотрудник кафедры геологии нефти и газа Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; shirinkindo.40@mail.ru

Александр Александрович Кочнев, кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; sashakoch93@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2338-2796>

Сергей Николаевич Кривошеков, кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; krivoshchekov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-9748-6291>

Иван Сергеевич Путилов, доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазового инжиниринга Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; ivan.putilov@pstu.ru

Андрей Николаевич Боталов, младший научный сотрудник кафедры геологии нефти и газа Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; botalov97@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4291-7362>

Никита Дмитриевич Козырев, младший научный сотрудник кафедры геологии нефти и газа Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; nikitonkozyrev@gmail.com

Евгений Сергеевич Ожгибесов, ассистент кафедры геологии нефти и газа Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; ozhgibesov2015@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0004-8235-0836>

Поступила в редакцию: 12.08.2024

Поступила после рецензирования: 25.09.2024

Принята к публикации: 13.05.2025

REFERENCES

1. Rashid F., Hussein D., Glover P.W.J., Lorinczi P., Lawrence J.A. Quantitative diagenesis: methods for studying the evolution of the physical properties of tight carbonate reservoir rocks. *Marine and Petroleum Geology*, 2022, vol. 139, pp. 105603. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105603.
2. Yang L., Yu L., Chen D., Liu K., Yang P., Li X. Effects of dolomitization on porosity during various sedimentation-diagenesis processes in carbonate reservoirs. *Minerals*, 2020, vol. 10 (6), pp. 574. DOI: 10.3390/min10060574.
3. Chen P., Jiang J., Tong Y., Lin G., Sun F., Wang L., Hui C. Characteristics of high permeability streak of Mishrif formation in b oilfield and its influence on waterflood development. *Proc. of the International Field Exploration and Development Conference* 2023. Singapore, September 20–22, 2023. Vol. 4, pp. 450–471. DOI: 10.1007/978-981-97-0468-2_36.

4. Feng Q., Wang S., Zhang W., Song Y., Song S. Characterization of high-permeability streak in mature waterflooding reservoirs using pressure transient analysis. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 110, pp. 55–65. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.08.042.
5. Tavakoli V. *Carbonate reservoir heterogeneity: overcoming the challenges*. Tehran, Springer International Publ., 2019. 108 p.
6. Garland J., Neilson J., Laubach S. E., Whidden K. J. *Advances in carbonate exploration and reservoir analysis*. London, Geological Society, Special Publications, 2012, vol. 370 (1), pp. 1–15. DOI: 10.1144/SP370.1.
7. Asadi-Eskandar A., Rahimpour-Bonab H., Hejri S., Afsari K., Mardani A. Consistent geological-simulation modeling in carbonate reservoirs, a case study from the Khuff Formation, Persian Gulf. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, vol. 109, pp. 260–279. DOI: 10.1016/j.petrol.2013.07.010.
8. Beltiukov D.A., Kochnev A.A., Galkin S.V. The combining different-scale studies in a reservoir simulation model of a deposit with a fractured-cavernous type of carbonate reservoir. *Proc of the IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. November 9–11, 2022. Vol. 1021 (1), pp. 012027. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012027.
9. Subasi A., El-Amin M.F., Darwich T., Dossary M. Permeability prediction of petroleum reservoirs using stochastic gradient boosting regression. *Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing*, 2020, vol. 13, pp. 3555–3564. DOI: 10.1007/s12652-020-01986-0.
10. Chen G., Meng Y., Huan J., Wang Y., Xiao L., Zhang L., Feng D. A new predrilling reservoir permeability prediction model and its application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 210, pp. 110086. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.110086.
11. Martin A.J., Solomon S.T., Hartmann D.J. Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. *AAPG Bulletin*, 1997, vol. 81 (5), pp. 734–759. DOI: 10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D.
12. Hajibolouri E., Roozshenas A.A., Miri R., Soleymanzadeh A., Kord S., Shafiei A. Permeability modelling in a highly heterogeneous tight carbonate reservoir using comparative evaluating learning-based and fitting-based approaches. *Scientific Reports*, 2024, vol. 14, pp. 10209. DOI: 10.1038/s41598-024-60995-7.
13. Youssef A.A., Awotunde A.A. Modelling fluid flow in karst reservoirs using Darcy Model with estimated permeability distribution. *Computers & geosciences*, 2019, vol. 133, pp. 104311.
14. Baker H.A., Al-Jawad S.N., Murtadha Z.I. Permeability prediction in carbonate reservoir rock using FZI. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 2013, vol. 14, no. 3, pp. 49–54.
15. Corbett P.W.M., Potter D.K. Petrotyping: a basemap and atlas for navigating through permeability and porosity data for reservoir comparison and permeability prediction. *Proc. of the International Symposium of the Society of Core Analysts*. Abu Dhabi, September 5–9, 2004. Vol. 5, pp. e9.
16. Krivoshchekov S.N., Kochnev A.A., Kozyrev N.D., Mengaliev A.G. Modification of permeability cube of geologic and hydrodynamic model under various volumes of input data. *Proc. of the IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Vladivostok, January 10–12, 2022. Vol. 988, pp. 042020. DOI: 10.1088/1755-1315/988/4/042020.
17. Khan N., Khan S., Rehman F., Sajid M. Structural and seismic attribute analysis of the Paleocene carbonate reservoir from the Balkassar Field, Potwar Plateau, Pakistan. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 2024, vol. 14, pp. 18–35. DOI: 10.52716/jprs.v14i1.871.
18. Guerriero V., Mazzoli S., Iannace A., Vitale S., Carravetta A., Strauss S. A permeability model for naturally fractured carbonate reservoirs. *Marine and petroleum geology*, 2013, vol. 40, pp. 115–134. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2012.11.002.
19. Zambrano M., Volatili T., Mancini L., Pitts A., Giorgioni M., Tondi, E. Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, vol. 128, pp. 105004. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105004.
20. Benetatos G., Giglio G. Coping with uncertainties through an automated workflow for 3D reservoir modelling of carbonate reservoirs. *Geoscience frontiers*, 2021, vol. 12 (6), pp. 100913.
21. Arnold D., Demyanov V., Christie M., Bakay A., Gopa K. Optimisation of decision making under uncertainty throughout field lifetime: a fractured reservoir example. *Computers & Geosciences*, vol. 95, pp. 123–139.
22. Arnold D., Demyanov V., Tatum D., Christie M., Rojas T., Geiger S., Corbett P. Hierarchical benchmark case study for history matching, uncertainty quantification and reservoir characterisation. *Computers & Geosciences*, 2013, vol. 50, pp. 4–15.
23. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Demyanov V., Popova O., Kaygorodov S., Korovin M. Geology driven history matching. *Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, October 22–24, 2019. pp. D013S001R004. DOI: 10.2118/196881-MS.
24. Zhemchugova V.A. *Reservoir sedimentology of carbonate sediments*. Moscow, EAGE Geomodel Publ., 2014. 232 p. (In Russ.)
25. Skvortsov A.A., Kuleshov V.E. Complex method for delineation of paleokarst structures in Domanik-Sirachoi carbonate sediments of the Izhma-Pechora depression of the Timan-Pechora oil and gas bearing province. *Oil and Gas Business*, 2014, vol. 6, pp. 260–276. (In Russ.)
26. Belyaeva N.V., Korzun A.L., Petrova L.V. *Sedimentation model of the Frasian-Turnean sediments in the north-east of the European Platform (in connection with the formation of reef reservoirs)*. St Petersburg, Nauka Publ., 1998. 154 p. (In Russ.)
27. Grechishnikova I.A., Levitsky E.S. *Practical lessons on historical geology*. Moscow, Nedra Publ., 1979. 168 p. (In Russ.)
28. Zhemchugova V.A. *Natural reservoirs in carbonate formations of the Pechora oil and gas bearing basin*. Moscow, Moscow State University Publ., 2002. 243 p. (In Russ.)
29. Shirinkin D., Kochnev A., Krivoshchekov S., Putilov I., Botalov A., Kozyrev N., Ozhgibesov E. High permeability streak identification and modelling approach for carbonate reef reservoir. *Energies*, 2024, vol. 17, pp. 236. DOI: 10.3390/en17010236.
30. Krivoshchekov S., Kochnev A., Kozyrev N., Botalov A., Kochneva O., Ozhgibesov E. Rock typing approaches for effective complex carbonate reservoir characterization. *Energies*, 2023, vol. 16, pp. 6559. DOI: 10.3390/en16186559.

Information about authors

Dmitry O. Shirinkin, Junior Researcher, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; shirinkindo.40@mail.ru

Alexander A. Kochnev, Cand. Sc., Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; sashakoch93@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2338-2796>

Sergey N. Krivoshchekov, Cand. Sc., Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; krivoshchekov@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-9748-6291>

Ivan S. Putilov, Dr. Sc., Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; ivan.putilov@pstu.ru

Andrey N. Botalov, Junior Researcher, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; botalov97@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4291-7362>

Nikita D. Kozyrev, Junior Researcher, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; nikitonkozyrev@gmail.com

Evgeny S. Ozhgibesov, Assistant, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; ozhgibesov2015@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0004-8235-0836>

Received: 12.08.2024

Revised: 25.09.2024

Accepted: 13.05.2025