ISSN 2712-8008
Том / Volume 26 №2 2026
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2026

Методика масштабирования пространственной анизотропии проницаемости с уровня керна до уровня природного резервуара

Д.О. Ширинкин, А.А. Кочнев, С.Н. Кривощеков, Н.Д. Козырев, А.Л. Южаков, Е.С. Ожгибесов
Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

A Method for Scaling Spatial Anisotropy of Permeability from the Core Level to the Reservoir Level

Dmitriy O. Shirinkin, Alexander A. Kochnev, Sergey N. Krivoshchekov,
Nikita D. Kozyrev, Aleksey L. Yuzhakov, Evgeny S. Ozhgibesov
Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 01.09.2025. Принята / Accepted: 08.12.2025. Опубликована / Published: 14.05.2026

Ключевые слова:
анизотропия, масштабирование свойств, проницаемость, пористость, карбонатный коллектор, вторичные преобразование пород, полноразмерный керн, шлиф, акустический импеданс, гидродинамическое моделирование.

В процессе формирования карбонатные рифовые массивы претерпевают большое количество вторичных преобразований, которые оказывают высокое влияние на неоднородность распределения свойств коллектора как в латеральном, так и в вертикальном направлениях. От вида и степени вторичных изменений зависит преобладающее направление течение флюида в пласте, что напрямую отражается в работе эксплуатационного фонда. Высокая степень выщелачивания или трещинообразования изменяет направление фильтрации, что впоследствии приводит к преждевременным обводнениям скважин как в процессе подтягивания конуса воды, так и к «кинжальным» прорывам со стороны нагнетательного фонда. В таких геологических условиях важным показателем успешности разработки объекта является четкое понимание закономерностей распределения анизотропии проницаемости в масштабе от шлифов и керновых образцов до масштаба целого резервуара. В работе на примере месторождения со сложнопостроенным карбонатным коллектором приведена методика масштабирования анизотропии проницаемости с уровня керна на уровень природного резервуара. Исходными данными для исследования послужили шлифы и полноразмерные образцы керна, разделенные по преобладающему виду вторичных изменений на три петротипа: поровый, трещиноватый и кавернозный. Для каждого петротипа на основе данных керна определены зависимости анизотропии проницаемости от значений пористости. Распределение выделенных петротипов в объеме резервуара выполнено на основании классификации шлифов и образцов керна с учетом куба акустического импеданса в качества тренда. Далее на основании куба пористости и куба распределения петротипов с учетом установленных зависимостей анизотропии проницаемости от пористости проведен расчет куба анизотропных свойств, что позволило оценить соотношение латеральной и вертикальной составляющей проницаемости по объему всего резервуара. Полученные распределения проницаемости масштабированы на сетку гидродинамической модели, после этого проведен анализ сходимости расчетных и исторических показателей разработки при воспроизведении истории эксплуатации объекта. По итогам одной итерации расчетов установлено снижение отклонения в накопленных показателях жидкости и нефти с 39 до 3 % и с 37 до 1 % соответственно по сравнению с расчетом по стандартному варианту распределения проницаемости.

Keywords:
anisotropy, property scaling, permeability, porosity, carbonate reservoir, secondary rock transformation, whole core, thin section, acoustic impedance, hydrodynamic modeling.

During their formation, carbonate reef massifs undergo numerous secondary transformations, which significantly influence the heterogeneity of reservoir property distribution, both laterally and vertically. The type and degree of secondary transformations determine the predominant direction of fluid flow in the reservoir, which directly impacts the performance of the production wells. High levels of leaching or fracturing alter the flow direction, which subsequently leads to premature well flooding, both during water coning and to “dagger” breakthroughs from the injection wells. In such geological settings, a clear understanding of the distribution patterns of permeability anisotropy, from thin sections and core samples to the entire reservoir, is an important indicator of successful development. Using a field with a complex carbonate reservoir as an example, this paper presents a method for scaling permeability anisotropy from the core to the reservoir level. The initial data for the study consisted of thin sections and full-size core samples, divided into three petrotypes based on the predominant type of secondary alteration: porous, fractured, and cavernous. For each petrotype, the relationships between permeability anisotropy and porosity values were determined using core data. The distribution of the identified petrotypes within the reservoir was determined based on the classification of thin sections and core samples, taking into account the acoustic impedance cube as a trend. Next, using the porosity cube and petrotype distribution cube, and taking into account the established relationships between permeability anisotropy and porosity, a cube of anisotropic properties was calculated. This allowed us to estimate the ratio of the lateral and vertical components of permeability across the entire reservoir. The resulting permeability distributions were scaled to the hydrodynamic model grid, after which an analysis was conducted on the convergence of the calculated and historical development indicators when reconstructing the reservoir’s operational history. Based on the results of one iteration of calculations, a decrease in the deviation in the accumulated indicators of liquid and oil was established from 39% to 3% and from 37% to 1%, respectively, compared to the calculation using the standard version of permeability distribution.

Ширинкин Дмитрий Олегович (Author ID in Scopus: 58803627300, ORCID: 0009-0009-6272-6732), e-mail: gng@pstu.ru.
Кочнев Александр Александрович (Author ID in Scopus: 55747336200, ORCID: 0000-0003-2338-2796) – кандидат технических наук, e-mail: alex.kochnev@pstu.ru.
Кривощеков Сергей Николаевич (Author ID in Scopus: 54410873700, ORCID: 0000-0002-9748-6291) – кандидат технических наук, e-mail: krivoshchekov@pstu.ru. Контактное лицо для переписки.
Козырев Никита Дмитриевич (Author ID in Scopus: 57219308925, ORCID: 0000-0002-5146-7079), e-mail: gng@pstu.ru.
Южаков Алексей Леонидович (Author ID in Scopus: 58960020000, ORCID: 0009-0009-0109-3505) – кандидат технических наук, e-mail: aljuzhakov@pstu.ru.
Ожгибесов Евгений Сергеевич (Author ID in Scopus: 57486568400, ORCID: 0009-0004-8235-0836), e-mail: ozhgibesov@pstu.ru.

Dmitriy O. Shirinkin (Author ID in Scopus: 58803627300, ORCID: 0009-0009-6272-6732), e-mail: gng@pstu.ru.
Alexander A. Kochnev (Author ID in Scopus: 55747336200, ORCID: 0000-0003-2338-2796) – PhD, e-mail: alex.kochnev@pstu.ru.
Sergey N. Krivoshchekov (Author ID in Scopus: 54410873700, ORCID: 0000-0002-9748-6291) – PhD, e-mail: krivoshchekov@pstu.ru. The contact person for correspondence.
Nikita D. Kozyrev (Author ID in Scopus: 57219308925, ORCID: 0000-0002-5146-7079), e-mail: gng@pstu.ru.
Aleksey L. Yuzhakov (Author ID in Scopus: 58960020000, ORCID: 0009-0009-0109-3505) – PhD, e-mail: aljuzhakov@pstu.ru.
Evgeny S. Ozhgibesov (Author ID in Scopus: 57486568400, ORCID: 0009-0004-8235-0836), e-mail: ozhgibesov@pstu.ru.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Методика масштабирования пространственной анизотропии проницаемости с уровня керна до уровня природного резервуара / Д.О. Ширинкин, А.А. Кочнев, С.Н. Кривощеков, Н.Д. Козырев, А.Л. Южаков, Е.С. Ожгибесов // Недропользование. – 2026. – Т. 26, № 2. – С. 96–106.
DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.2

Please cite this article in English as:
Shirinkin D.O., Kochnev A.A., Krivoshchekov S.N., Kozyrev N.D., Yuzhakov A.L., Ozhgibesov E.S. A Method for Scaling Spatial Anisotropy of Permeability from the Core Level to the Reservoir Level. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering , 2026, vol. 26, no. 2, pp. 96–106. DOI: 10.15593/2712-8008/2026.2.2

Введение

Сложность геологического строения карбонатных рифовых резервуаров является прямым следствием их генезиса [1–4]. Пустотное пространство таких коллекторов отличается крайней неоднородностью и формируется под влиянием целого комплекса первичных и вторичных процессов [5–7]. К числу наиболее значимых из них относятся трещинообразование и выщелачивание [8–12]. Именно эти вторичные преобразования, накладываясь на первичную литолого-фациальную неоднородность, связанную с циклическим характером осадконакопления, в конечном счете и определяют фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов [13–16].

Процессы вторичного преобразования происходят с различной степенью интенсивности и могут оказывать значительное влияние на процесс разработки месторождения. Формирование вторичных каверн и систем трещиноватости в карбонатных коллекторах способно оказывать неоднозначное влияние на эксплуатационные характеристики скважин [17–19]. С одной стороны, эти процессы способствуют росту продуктивности за счет улучшения фильтрационно-емкостных свойств, однако, с другой стороны, создаваемая при этом сеть высокопроницаемых каналов часто провоцирует преждевременное обводнение продукции, поскольку формирует прямые пути для перемещения пластовых и нагнетаемых технических вод [20–23].

Проектирование эффективных систем разработки карбонатных пластов требует построения детальных геолого-гидродинамических моделей, корректно воспроизводящих специфику строения коллектора [24, 25]. Сложность прогнозирования преобладающего направления фильтрационных потоков для таких объектах является актуальным вопросом при исследовании различных подходов моделирования карбонатных резервуаров [26–28].

Моделирование карбонатных коллекторов предполагает применение различных методик, повышающих точность воспроизведения неоднородности пласта. Для построения статической модели широко применяется комплексный подход, сочетающий петротипизацию и фациальное моделирование с использованием сейсмических атрибутов в качестве трендов [29–33]. При переходе к динамической модели осуществляется интеграция разномасштабных данных — от микроскопических исследований шлифов и лабораторных исследований керна до геофизических, гидродинамических и сейсмических исследований. Такой многоуровневый анализ геологических данных позволяет создать максимально детальную цифровую модель сложнопостроенного резервуара [34–36].

Наиболее важным, с точки зрения рациональной разработки объекта, является моделирование латеральной и вертикальной проницаемости пласта. Этому вопросу посвящено большое количество работ [37–39]. В статье [40] на основе модели извилистой капиллярной сети выведена и установлена взаимосвязь между анизотропией проницаемости и нормальной деформацией породы.

В работе [41] описывается опыт повышения качества моделирования резервуара при использовании коэффициента анизотропии, полученного на основе керновых данных. Это позволило значительно улучшить результаты сходимости расчетных и исторических показателей разработки и объяснить ранние прорывы воды, что, в свою очередь, помогло выявить зоны с остаточными запасами нефти.

В работе [42] предлагается метод для прогнозирования вертикальной проницаемости и коэффициента анизотропии на основе данных керна, в условиях, когда прямые измерения вертикальной проницаемости отсутствуют или ненадежны.

Цель данной работы состоит в разработке методики определения анизотропии проницаемости на керне для разных петротипов с последующим масштабированием полученных корреляций до размера резервуара на примере месторождения N.

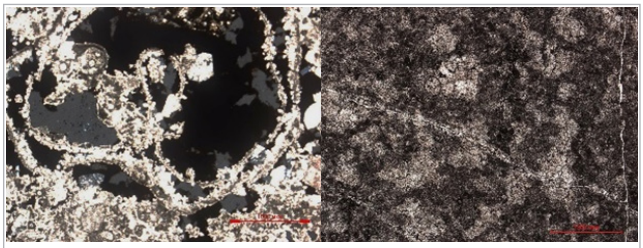
В статье описано геологическое строение объекта исследования, материалы и методы, используемые в ходе работы. Далее выявлены основные закономерности поведения анизотропии для различных типов коллектора. После чего петротипы загружены в геологическую модель и проведено их масштабирование до объема резервуара с использованием сейсмического тренда, характеризующегося наличием корреляции как с керновой пористостью, так и с динамикой работы добывающих скважин. После этого при помощи выявленных зависимостей анизотропии проведено ее распределение в объеме пласта дифференцировано по петротипам. Далее в гидродинамической модели проведена процедура сравнения сходимости расчетных и фактических показателей разработки с использованием предложенной методики масштабирования анизотропии и с использованием стандартных методов моделирования латеральной и вертикальной проницаемости. Данные тесты показали существенное увеличение точности моделирования при использовании подходов, описанных в данной работе, что подтверждает корректность масштабирования геологических закономерностей с уровня керна до уровня резервуара.

Геологические условия

Исследование проведено на основе данных месторождения N, располагающегося в Республике Коми.

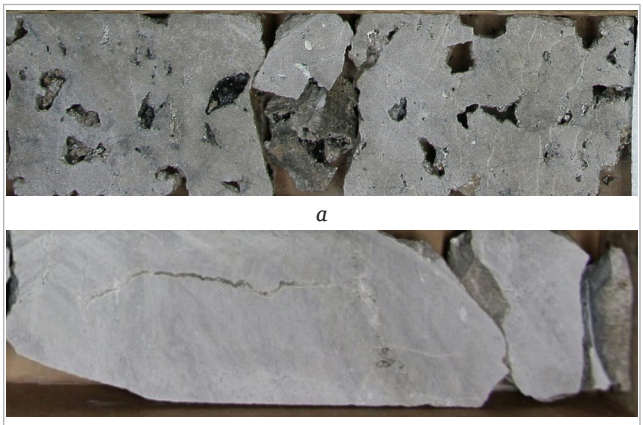
Залежи нефти рассматриваемого объекта находятся в рамках резервуара, сложенного карбонатными породами раннефаменского возраста. Коллекторы имеют рифогенное происхождение, формирование резервуара проходило в ходе четырех последовательных стадий рифостроения. Фациально резервуар дифференцируется на отложения собственно рифовой постройки и отложения зарифового шельфа. Породы рифовой постройки характеризуются более высокой неоднородностью распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) вследствие осложнения пустотного пространства наличием вторичных изменений, таких как трещиноватость и пустоты выщелачивания. Породы зарифового шельфа имеют более однородные ФЕС, поскольку находятся в более погруженной части и меньше подвергались вторичным изменениям. Литологически отложения рифовой постройки представлены известняками и среднезернистым вторичным доломитом с реликтами детритово-водорослевых известняков, вторично сгустковато-комковатых, биогермных. Породы зарифового шельфа сложены известняками микробиально-детритовыми серого, темного-серого, светло-коричневого цвета, мелко-скрытокристаллическими, доломитизированным, с включением аргиллитов (до 15 %).

Как упомянуто ранее, коллектора месторождения N осложнены наличием вторичных изменений (в первую очередь выщелачиванием и кавернообразованием), что значительно усложняет процесс прогнозирования темпов добычи, обводнения и начальных параметров эксплуатационных скважин. Наличие вторичных преобразований коллекторов подтверждается их обнаружением при изучении шлифов (рис. 1) и керна (рис. 2).



а *б*

Рис. 1. Вторичные изменения, выделенные на шлифах месторождения N: *а* – выщелачивание; *б* – трещинообразование



а

б

Рис. 2. Вторичные изменения, выделенные на керне месторождения N: *а* – выщелачивание; *б* – трещинообразование

В нефтеносных фаменских отложениях рассматриваемого месторождения встречаются как раскрытые и сомкнутые трещины, так и минерализованные (кальцитом, доломитом и минералами группы сульфата) или выполненные битуминозным и глинистым веществом. По керну трещины немногочисленные и/или в виде серий наклонные, вертикальные, субгоризонтальные и разнонаправленные прямолинейные, изогнутые, разветвленные длиной от нескольких см до 1,2 м. Согласно классификации раскрытости трещин [43, 44], в породах фаменского возраста прослеживаются трещины от очень узких (от нескольких долей мм) до очень широких (до 7 мм и более). Трещины секут и огибают форменные элементы, фенестры и фрагменты стилолитов в породах, часто соединяют фенестровые полости и т.д. Трещины более развиты в литотипах известняков (баундстоуны, рудстоуны, пакстоуны, грейнстоуны), менее – во вторичных доломитах.

Различные каверны получили свое распространение в породах в процессе выщелачивания, которое наиболее активно происходило во время обнажения тела рифа под действием эрозии и атмосферных осадков. При петрографическом и макроскопическом анализе кернового материала установлена сложная морфология вторичных пустот. Пространство породы характеризуется активным развитием кавернозности. Наблюдаются как изолированные, так и частично или полностью сообщающиеся каверны изометричной и удлинённой формы. Размерный ряд находится в диапазоне от субмиллиметровых поровых каналов до крупных полостей, достигающих в поперечнике 80 мм. Также стоит отметить, что распределение пустот носит неоднородный характер: на участках с интенсивной трещиноватостью отмечается их высокая концентрация, тогда как в монолитных пачках они отмечаются единично. Широко распространены закарстованные трещины. Данный тип трещин является свидетельством активного постседиментационного преобразования породы под влиянием воздействия флюидов.

Материалы и методы

Разработана методика анализа анизотропии на керновом материале с последующим ее масштабированием до объема резервуара с использованием сейсмических данных.

Первоначально исследованы полноразмерные керновые образцы на предмет развития выщелачивания и кавернозности. По результатам образцы разделены на три петротипа: поровый, трещиноватый и кавернозный. Далее для каждого петротипа выявлены закономерности анизотропии проницаемости в различных направлениях.

С целью более полного покрытия разреза данными дополнительно проанализированы 982 шлифа, которые распределены по петротипам и загружены в цифровую модель резервуара в формате las-файлов, для задания в модели распределение петротипов по стволу скважины. Далее петротипы при помощи стохастического индикаторного моделирования распределены по всему объему резервуара.

Для повышения точности распределения в качестве тренда использован сейсмический атрибут – куб акустического импеданса. Акустический импеданс определяется как произведение плотности на скорость звука в этой среде (1), то есть наиболее плотные зоны геологического тела будут выделяться повышенными значениями импеданса, зоны с низкой плотностью – пониженными значениями. Таким образом можно количественно и качественно выделить зоны с ухудшенными или улучшенными ФЕС.

$$Z = \rho \cdot V, \quad (1)$$

где Z – акустический импеданс, кг/(м^2·с); ρ – плотность среды, кг/м^3; V – скорость распространения упругой волны в среде, м/с^3.

Далее получены петрофизические зависимости для каждого петротипа. Для этого применена методика расчета гидравлической единицы потока (FZI) [45] на образцах керна по формуле (2) с их последующей классификацией по методу DRT [46] по формуле (3) для выделения образцов со схожими фильтрационными характеристиками.

$$FZI = \frac{0{,}0314\sqrt{\frac{k}{\varphi}}}{\frac{\varphi}{1-\varphi}}, \quad (2)$$

где k – коэффициент проницаемости, мД; φ – коэффициент пористости, доли ед.

$$DRT = 2\ln(FZI) + 10{,}6. \quad (3)$$

Для выявления наилучшей комбинации классов DRT для дифференциации на петротипы рассчитан *t*-критерий Стьюдента, основанный на сравнении средних значений разных выборок (4):

$$t = \frac{M_1 - M_2}{\sqrt{m_1^2 + m_2^2}}, \quad (4)$$

где M_1 – средняя арифметическая первой сравниваемой категории; M_2 – средняя арифметическая второй сравниваемой категории; m_1 – средняя ошибка первой средней арифметической; m_2 – средняя ошибка второй средней арифметической.

На следующем шаге рассчитаны кубы анизотропии и вертикальной проницаемости, после чего полученные распределения латеральной и вертикальной проницаемости масштабированы на сетку гидродинамической модели и проведен анализ сходимости расчетных и исторических показателей разработки при воспроизведении истории эксплуатации объекта.

Результаты

В процессе исследований проведена работа с данными разного масштаба: это данные анализа шлифов, стандартного и полноразмерного керна, работа в рамках цифровых статической и динамической моделей резервуара, анализ и применение сейсмических атрибутов. В конечном счете вся имеющая информация сведена и комплексирована в едином масштабе гидродинамической модели пласта, состоящей из 653 234 ячеек размером $100 \times 100 \times 1{,}2$ м. Такой подход приведения информации к единому масштабу позволяет в равной степени взаимоувязать всю накопленную геолого-промысловую информацию месторождения в объеме одной ячейки, что позволяет с высокой степенью достоверности воспроизводить историю разработки пласта и выполнять качественные многовариантные расчеты разработки объекта.

В рамках исследования основной акцент сделан на разработку методики масштабирования анизотропии проницаемости, полученной на керновых данных, до объема целого резервуара с использованием трендов пространственного распределения на основании сейсмических атрибутов.

На первом этапе проведен анализ распределения анизотропии проницаемости в различных направлениях на основании полноразмерных образцов керна, длина и диаметр которых составляют 100×100 мм.

Образцы полноразмерного керна разделены на три петротипа: поровый, кавернозный и трещиноватый. Деление проводилось по наличию визуальных признаков кавернозности и трещиноватости. Таким образом, 189 образцов отнесены к поровому типу, 196 – кавернозному и 56 – трещиноватому. Основные фильтрационно-емкостные параметры, а также среднее отношение минимальной проницаемости к максимальной, характеризующее анизотропию проницаемости в разных направлениях образцах, приведены в табл. 1.

Из данных табл. 1 можно заключить, что все классы различаются и по пористости, и по проницаемости, и по среднему отношению минимальной проницаемости к максимальной. Для порового типа оно максимально – 0,53 доли ед., что подтверждает высокую изометричность проницаемости в различных направлениях для образцов керна, не подверженных кавернозности и трещиноватости. Наименьший этот параметр для трещиноватого типа – 0,18 доли ед. То есть в среднем отношение проницаемости в максимальном направлении более чем в 5 раз превышает проницаемость в минимальном направлении, косвенно подтверждая наличие проводимых трещин, которые являются основным каналом для фильтрации флюида.

С целью подтверждения обнаруженных различий в анизотропии по классам построены кумулятивные кривые анизотропии. Для этого все образцы ранжированы от наименьшего к наибольшему по параметру отношения вертикальной проницаемости к латеральной, после чего для каждого петротипа построены зависимости данного параметра от доли образца внутри выборки (рис. 3).

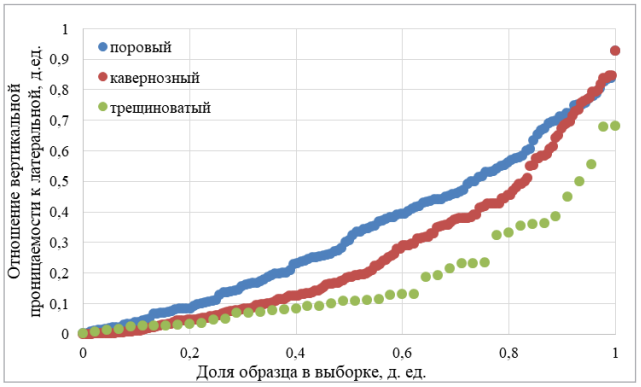


Рис. 3. Кумулятивные кривые анизотропии петротипов

На рис. 3 отмечена отчетливая дифференциация каждого петротипа, что подтверждает различия в пространственном распределении анизотропии проницаемости и усилении ярко выраженного тренда направления проницаемости от порового типа к кавернозного и далее к трещиноватому.

На следующем этапе необходимо масштабировать полученные знания о распределении анизотропии на керне до объема резервуара в рамках цифровой геоло-

Таблица 1

Основные фильтрационно-емкостные характеристики петротипов

Петротип	Средняя пористость, %	Среднегеометрическая проницаемость, мД	Среднее отношение минимальной проницаемости к максимальной, доли ед.
Поровый	6,8	1,5	0,53
Кавернозный	8,4	13,5	0,26
Трещиноватый	3,3	5,2	0,18

гической модели. Для совершения перехода от масштаба керна до масштаба ячейки модели, следует полученные данные усреднить на ячейку, размеры которой равняются 50 × 50 × 0,25 м. Для этого использованы переводные зависимости анизотропии проницаемости от пористости для каждого петротипа (рис. 4).

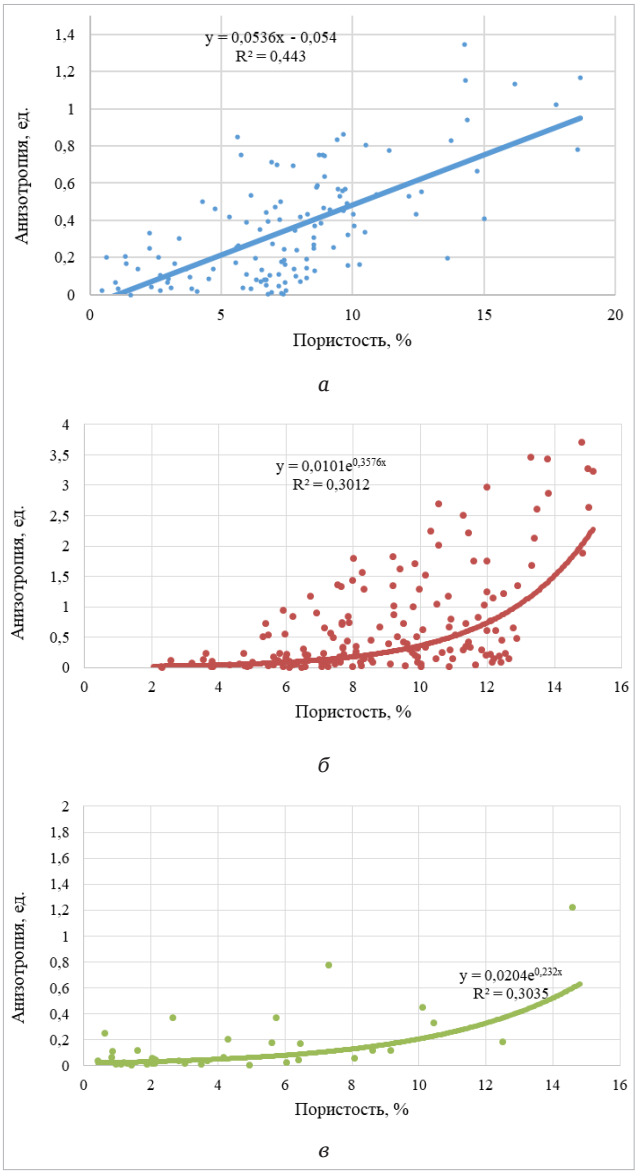


Рис. 4. Зависимость анизотропии от пористости:
а – для порового коллектора; *б* – для кавернозного коллектора; *в* – для трещиноватого коллектора

Исходное распределение пористости в модели рассчитано на основании коэффициента пористости, полученного по всей длине ствола всех пробуренных скважин по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Для этого все кривые пористости с шагом 0,1 м закружены в модель, после чего произведено масштабирование данных ГИС до пределов ячейки по средствам осреднения. Осреднение проводилось в процессе вычисления среднеарифметического значения пористости из совокупности точек, попавших в диапазон одной ячейки. После этого скважинные данные масштабировались на весь объем резервуара с использованием стохастических методов интерполяции. В результате описанных действий получен трехмерный массив распределения пористости в объеме всего объекта.

На следующем этапе проводилось распределение в объеме резервуара петротипов. Для получения более полноценной картины распределения петротипов в разрезе скважин дополнительно к исследованиям керна изучены 982 шлифа из 10 скважин месторождения N. Интервал отбора шлифов составляет от 0,1 м до 3 м, в среднем 1,09 м. Каждый шлиф отнесен к одному из петротипов по наличию преобладающего вторичного изменения: трещиноватости или выщелачивания. Шлифы, не имеющие признаков описанных преобразований, отнесены к поровому типу. Таким образом, к поровому типу отнесен 261 шлиф (27 %), к кавернозному – 433 (44 %), к трещиноватому – 288 (29 %). Далее по абсолютным отметкам каждого шлифа типы распределены по стволу скважин с дискретными обозначениями: 0, 1 и 2. В результате сформированы las-файлы, которые интегрированы в модель, после чего произведено масштабирование данных шлифов на ячейку модели, путем осреднения. Далее данные, осредненные по стволу скважин, распределялись во всем объеме резервуара с использованием инструментов стохастического индикаторного моделирования, основанных на вариограммном анализе. В качестве тренда при пространственном распределении петротипов использован сейсмический куб акустического импеданса (рис. 5).

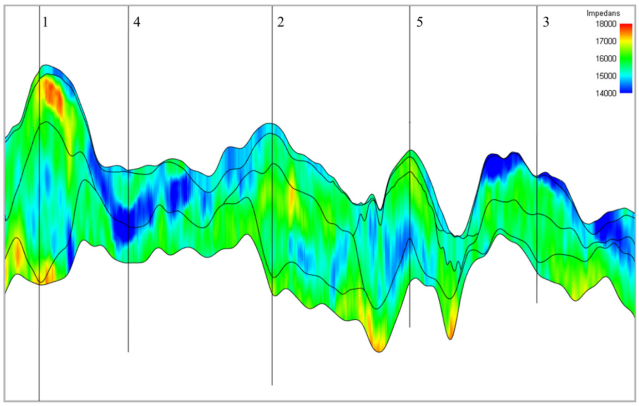


Рис. 5. Разрез куба акустического импеданса, интегрированного в модель

На рис. 5 приведен разрез куба акустического импеданса вдоль оси распространения рифовой постройки, на котором отмечается высокая дифференциация значений импеданса по разрезу. Хорошо выделяется зональное распределение более и менее плотных зон. В кровельной части рифа преобладают низкие значения импеданса, что объясняется активными процессами выщелачивания во времена снижения уровня моря и обнажения рифовой постройки на дневной поверхности. Возможность использования данного сейсмического куба для распределения зон разуплотнения в объеме резервуара подтверждает наличие устойчивой обратной корреляционной связи с пористостью, определенной на керне. Поскольку сейсмические исследования и керновые имеют принципиально разный масштаб, они сравнивались усредненно по стволу скважин. На рис. 6 приведена зависимость среднего значения акустического импеданса в районе скважины со средним значением пористости, определенной по стволу скважин в интервале исследуемых отложений.

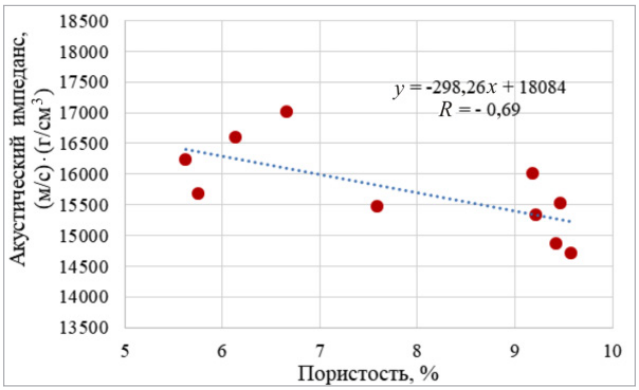


Рис. 6. Зависимость среднего акустического импеданса от средней пористости

Помимо корреляции с пористостью, наблюдается уверенная корреляция с максимальным дебитом жидкости по скважинам, что указывает наличие зависимости продуктивности скважин от данного параметра и подтверждает целесообразность использования акустического импеданса для распределения свойств в межскважинном пространстве (рис. 7).

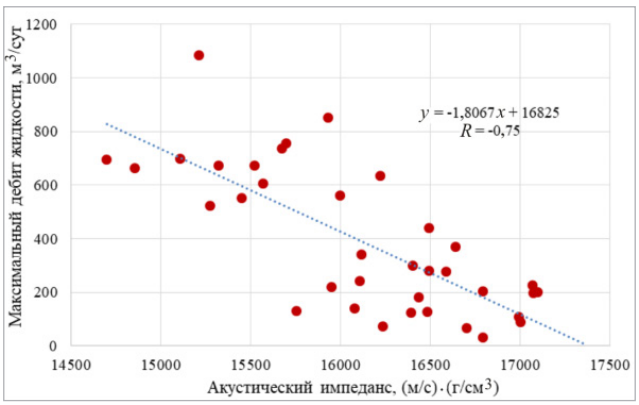


Рис. 7. Зависимость максимального дебита жидкости от акустического импеданса

Результат распределения петротипов в объеме резервуара представлен на рис. 8.

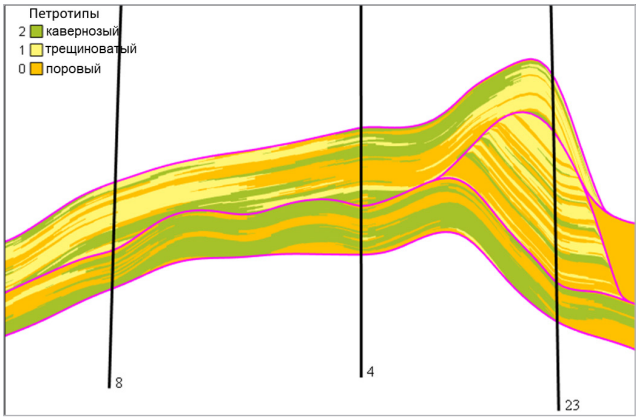


Рис. 8. Разрез куба петротипов

О корректности масштабирования петротипов с уровня шлифов до уровня резервуара можно судить по гистограммам распределения (рис. 9).

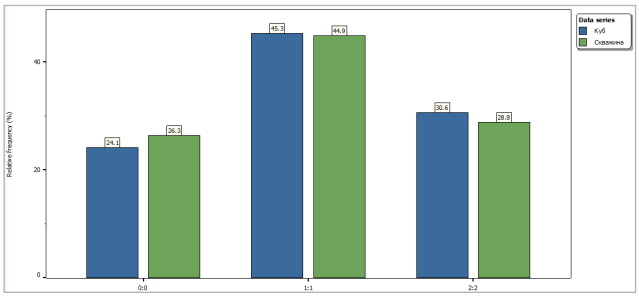


Рис. 9. Гистограммы распределения петротипов в объеме скважин и резервуара

Из данных рис. 9 отмечается хорошая сходимость распределения петротипов в разрезе скважин и в объеме резервуара целиком. Это же соответствует исходному распределению петротипов в объеме шлифов (27/44/29 %). Отсюда можно сделать вывод, что масштабирование данных петротипов от шлифов до уровня резервуара с использованием сейсмических трендов выполнено корректно.

На следующем этапе работ проводилось задание куба латеральной проницаемости, исходя из распределения пористости и петротипов в объеме объекта. Для этих целей для каждого петротипа построены корреляционные зависимости «проницаемость – пористость».

Первоначально для каждого образца керна рассчитано значение FZI (2). После этого образцы керна по формуле (3) отнесены к различным классам, согласно классификации DRT (рис. 10)

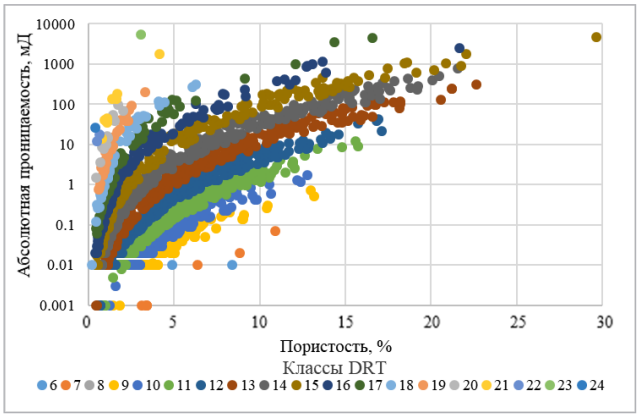


Рис. 10. Классификация образов керна DRT

Далее следовало скомбинировать 18 классов DRT в три петрофизические зависимости для каждого из выделенных петротипов. Использовались различные конфигурации. Наилучшая определялась по коэффициентам детерминации и t-критериям Стьюдента, количественно показывающим степень различий между выборками. Наилучшие показатели получились для следующей конфигурации: поровый тип – 6–12-й классы DRT; кавернозный тип – 13–15-й классы; трещиноватый тип – 16–24-й классы (рис. 11, табл. 2).

Таблица 2

Критерии различия между петротипами

Различия между петротипами	Пористость		Проницаемость	
	t-value	*p*-value	*t*-value	*p*-value
Поровый – кавернозный	–5,95	0,000000	–7,48	0,000000
Кавернозный – трещиноватый	9,58	0,000000	–3,12	0,001874

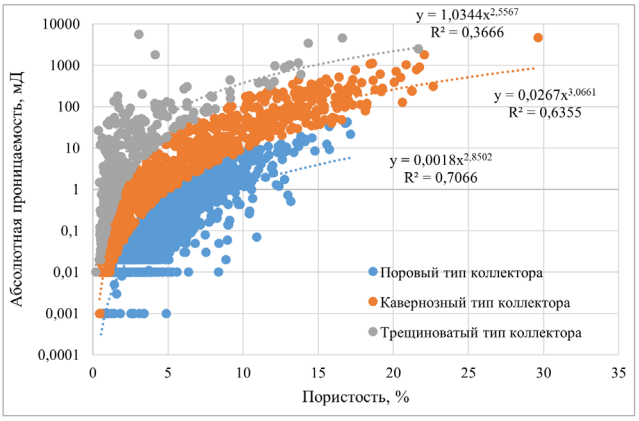


Рис. 11. Зависимость проницаемости от пористости для каждого петротипа

Далее полученные зависимости (см. рис. 11) распределены в объеме резервуара для каждого петротипа. Разрез полученного куба приведен на рис. 12, а.

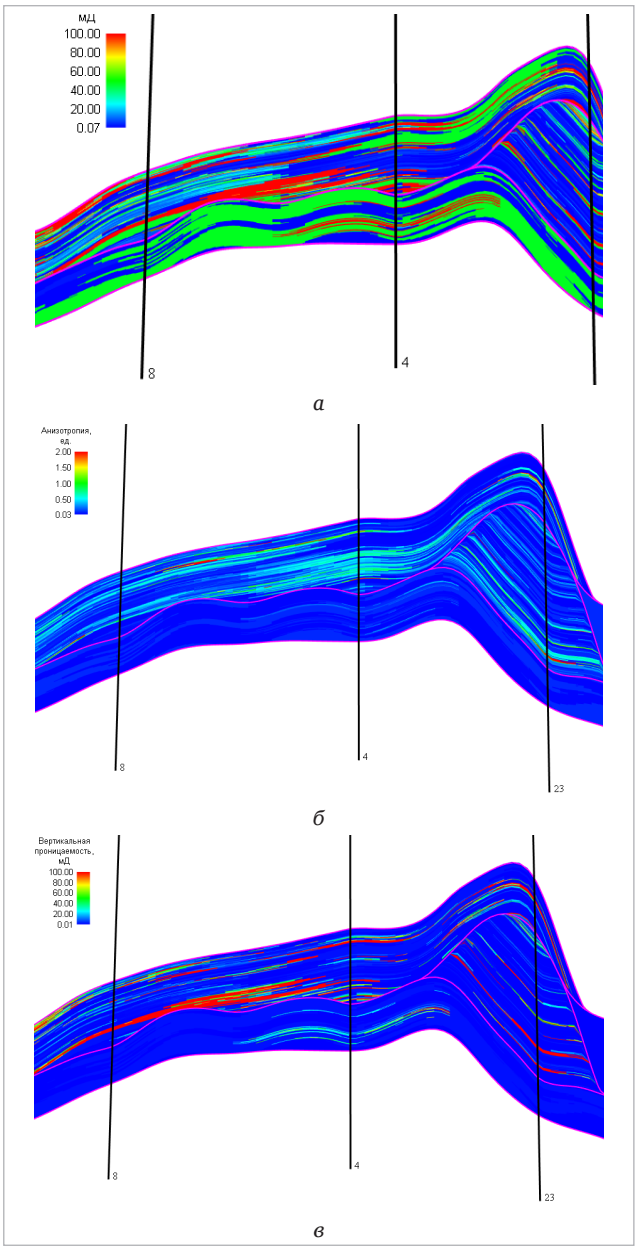


Рис. 12. Разрез куба: *а* – латеральной проницаемости; *б* – анизотропии проницаемости; *в* – вертикальной проницаемости

На следующем этапе произведено масштабирование анизотропии проницаемости до объема резервуара, основываясь на по петрофизических зависимостях от пористости (см. рис. 4). Разрез полученного куба анизотропии приведен на рис. 12, б.

Для оценки корректности полученного куба анизотропии в модели построены зависимости анизотропии от пористости в масштабах всего куба, где в качестве данных использованы значения всех ячеек модели. Сравнение зависимостей в модели и на исходных данных керна приведены на рис. 13.

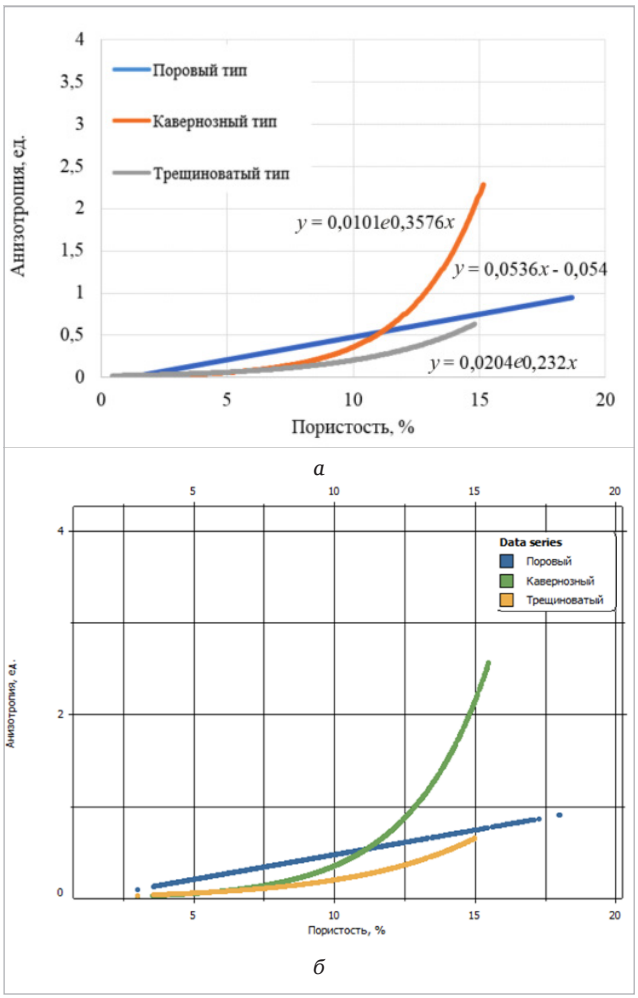


Рис. 13. Зависимости анизотропии от пористости по петротипам: *а* – на образцах керна; *б* – в модели по результатам масштабирования

На основе сравнения зависимостей на рис. 13 можно резюмировать, что масштабирование данных анизотропии проницаемости, выявленных на керне, до объема всего резервуара с использованием информации шлифов и сейсмики выполнено корректно.

Далее для возможности использования полученного распределения анизотропии в гидродинамической модели, через произведение латеральной проницаемости и анизотропии рассчитан куб вертикальной проницаемости (рис. 12. *в*).

На следующем этапе кубы проницаемости ремасштабированы на сетку гидродинамической модели, размеры ячейки которой составляют $100 \times 100 \times 1{,}2$ м. Таким образом, загрубление по латерали составило в 4 раза, загрубление по вертикали ~ в 5 раз.

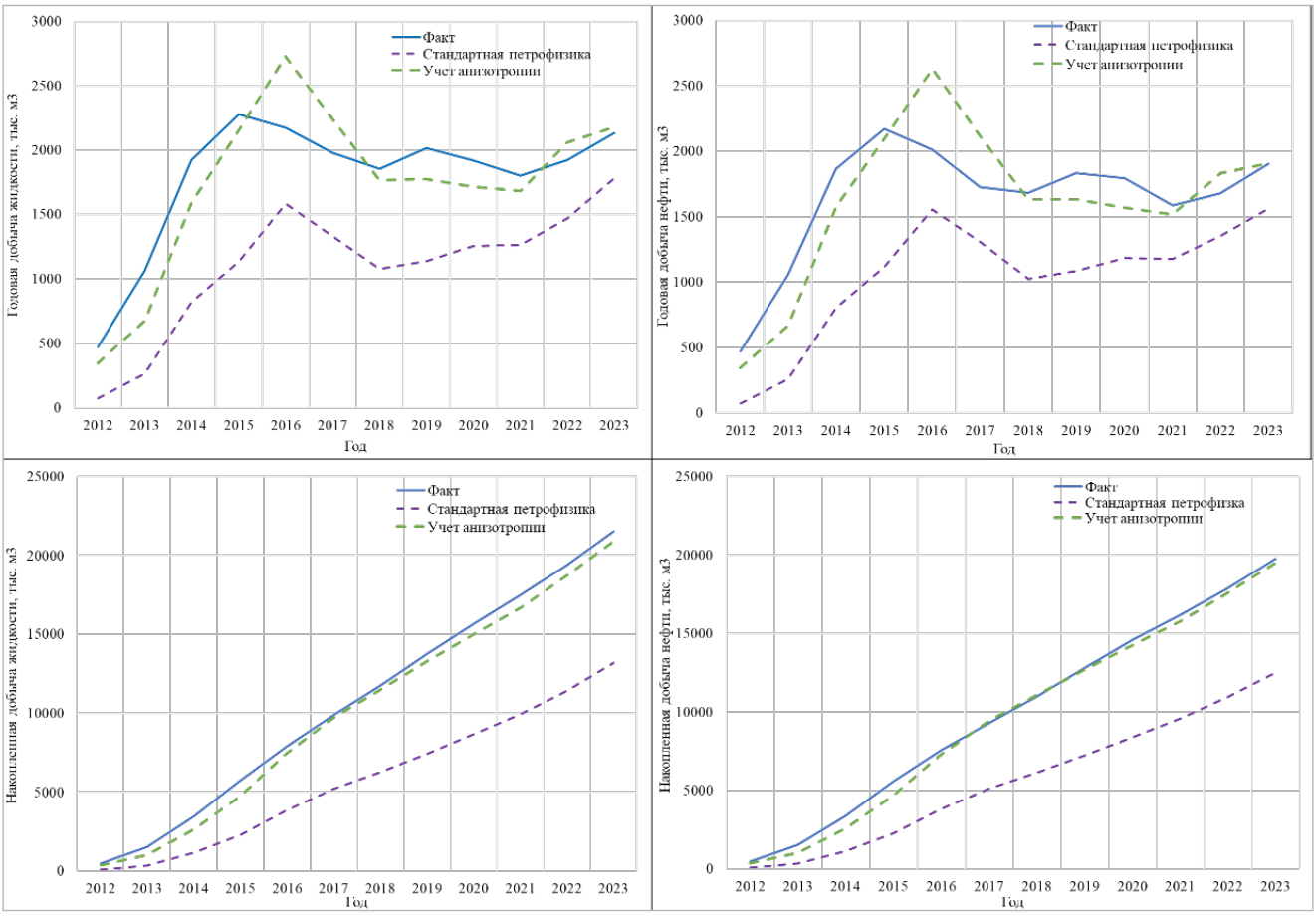


Рис. 14. Сравнение сходимости расчетных и исторических показателей разработки

На финальной стадии работ полученные кубы проницаемости рассчитаны в гидродинамической модели и проведен анализ сходимости основных расчетных показателей разработки залежи и фактических. Для выявления успешности предлагаемой методики приведено сравнение со стандартными подходами задания кубов проницаемости: латеральный куб проницаемости задан на основе единой петрофизической зависимости «проницаемость – пористость», полученной на стандартных образцах керна, вертикальный куб проницаемости пересчитан из анизотропии, заданной единым числом 0,35 ед. по всей модели. Результаты сравнения приведены на рис. 14 и в табл. 3.

Основываясь на результатах, представленных на рис. 14 и в табл. 3, можно сделать вывод, что использование методики выявления закономерности распределения анизотропии на керне с последующим масштабированием (с использованием информации шлифов и сейсмического атрибута) до объема резервуара в цифровых статической и динамической моделях позволило снизить за одну итерацию расчета отклонения в накопленных показателях жидкости и нефти с 39 до 3 % и с 37 до 1 % соответственно. Данный эффект свидетельствует о наличии зависимости показателей разработки от распределения латеральной и вертикальной проницаемости, представленной в данной работе. Результат работы с высокой точностью описывает исходную геологическую информацию и позволяет использовать ее в практических целях.

Таблица 3

Отклонения расчетных и исторических показателей разработки

Метод моделирования проницаемости	Накопленная добыча жидкости, тыс. м³	Накопленная добыча нефти, тыс. м³	Отклонение накопленной добычи жидкости от факта, %	Отклонение накопленной добычи нефти от факта, %
Учет анизотропии	20898,4	19506,4	2,9	1,3
Стандартная петрофизическая зависимость	13184,7	12491,6	38,7	36,8
Факт	21516,3	19773,1		

Заключение

В ходе работы описано геологическое строение месторождения N, карбонатный рифовый резервуар которого характеризуется сложным строением пустотного пространства и неоднородностью распределения свойств коллектора. Проведен анализ керна и шлифов, на основании которых выделены основные петротипы, участвующие в фильтрации в пласте и различающиеся

по анизотропии проницаемости. После этого выявленные петротипы масштабированы до объема резервуара в рамках цифровой геологической модели с использованием в качестве тренда сейсмического атрибута – куба акустического импеданса, который показал уверенную корреляцию с пористостью и максимальным дебитом жидкости. Далее на основании петрофизических зависимостей «проницаемость – пористость» и «анизотропия – пористость» получены дифференцированные по петротипам распределения латеральной и вертикальной проницаемости в объеме всего резервуара.

На финальном этапе работ полученные распределения проницаемости масштабированы на сетку гидродинамической модели и проведен анализ сходимости расчетных и исторических показателей разработки при воспроизведении истории эксплуатации объекта. Таким образом, всего за одну итерацию расчетов удалось снизить отклонения в накопленных показателях жидкости и нефти с 39 до 3 % и с 37 до 1 % соответственно. Этот результат подтверждает наличие зависимости показателей разработки от распределения латеральной и вертикальной проницаемости, полученного в результате проведенных исследований. Полученный результат с высокой точностью описывает исходную геологическую информацию и позволяет использовать ее в практических целях.

Список литературы

1. Meng, Z. A case study of complex carbonate reservoir connectivity analysis, Tarim Basin, China / Z. Meng, Z. Sun, G. Li // Interpretation. – 2021. – Vol. 9, № 4. – P. B77–B87. DOI: 10.1190/int-2020-0189.1
2. Разработка методики фильтрационных исследований на двухслойной модели пласта, моделирующей сложнопостроенный карбонатный коллектор / Е.Н. Ходьков, И.В. Лымарь, В.В. Гулевич, А.А. Тишков, А.А. Цагельник, М.В. Трус // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 1(109). – С. 62–67. DOI: 10.33285/1999-6934-2019-1(109)-62-67.
3. Study on origin, classification, and identification of complex porous carbonate reservoir: a case study of the middle cretaceous Mishrif Formation in W Oil field / X. Fang, H. Feng, H. Wang, Y. Wang // Carbonates and Evaporites. – 2021. – Vol. 36, № 4. – P. 72. DOI: 10.1007/s13146-021-00737-2.
4. Особенности определения фильтрационных параметров сложнопостроенных карбонатных коллекторов при их эксплуатации горизонтальными скважинами / О.Л. Сальникова, И.А. Черных, Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 5. – С. 138–147. DOI 10.18799/24131830/2023/5/3970.
5. Flow units in complex carbonate reservoirs: A study case of the Brazilian pre-salt / T.B. Rebelo, A. Batezelli, N.H.S. Mattos, E.P. Leite // Marine and Petroleum Geology. – 2022. – Vol. 140. – P. 105639. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105639.
6. Тугарова, М.А. Вторичные изменения карбонатных пород нефтегазоносных комплексов / М.А. Тугарова // PROнефть. Профессионально о нефти. – 2022. – № 4. – С. 18–23. DOI: 10.7868/S2587739920040023.
7. Шабурова, М.Е. Влияние трещиноватости на фильтрационно-емкостные характеристики карбонатных коллекторов на примере нефтяного месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / М.Е. Шабурова // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 8. – С. 48–53. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-48-53.
8. Черепанов, С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) / С.С. Черепанов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – Т. 14, № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1.
9. Factoring Permeability Anisotropy in Complex Carbonate Reservoirs in Selecting an Optimum Field Development Strategy / S Krivoshchekov., A. Kochnev, N. Kozyrev, E. Ozhgibesov // Energies. – 2022. – Vol. 15, № 23. – P. 8866. DOI: 10.3390/en15238866.
10. Култышева, С.Н. Модель трещиноватости фаменских отложений Леккерского нефтяного месторождения / С.Н. Култышева, А.С. Некрасов // Недропользование. – 2022. – Т. 22. – № 2. – С. 65–72. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.3.
11. Simulation of flow characteristics and development of permeability model in fractured-vuggy carbonate reservoir / P. Chi, J. Sun, Z. Wang, R. Ju, B. Wei, Y. Duan // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 219. – P. 111098. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111098.
12. Методика выделения и разделения по типам пустотного пространства сложных трещинно-каверново-поровых карбонатных коллекторов на основе данных керна и геофизических исследований скважин / Е.А. Зарай, М.К. Шевелева, Д.А. Локшин, А.Т. Ахмадишин // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 9. – С. 64–71. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-64-71.
13. Diagenetic process and their effect on reservoir quality in Miocene carbonate reservoir, Offshore, Sarawak, Malaysia / H.T. Janjuhah, A.M.A. Salim, D.P. Ghosh, A. Wahid // Proceedings of the International Conference on Integrated Petroleum Engineering and Geosciences. – 15–17 August 2016. – Kuala Lumpur, Malaysia. DOI: 10.1007/978-981-10-3650-7_48.
14. Farzaneh, S.A. Using diagenetic processes in facies modeling of a carbonate reservoir / S.A. Farzaneh, A.A. Dehghan, A. Lakzaie // Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects. – 2013. – Vol. 35, no. 6. – P. 516–528. DOI: 10.1080/15567036.2010.504946.
15. Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии / Д.А. Мартюшев, И.Н. Пономарева, Б.М. Осовецкий, К.П. Казымов, Е.М. Томилина, А.С. Лебедева, А.С. Чухлов // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 3. – С. 114–124. DOI: 10.18599/grs.2022.3.10.
16. Генетические типы пустотного пространства и закономерности их распределения в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской провинции / А.В. Постников, К.Ю. Оленова, О.В. Сивальнева, А.Е. Козионов, Е.Т. Казимиров, И.С. Путилов, Д.В. Потехин, А.Д. Саетгараев // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 1. – С. 22–28. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-22-28.
17. Выявление направления естественной трещиноватости и кавернозности с целью оптимизации параметров разработки месторождения / М.Б. Полозов, М.Д. Пономарев, Н.Г. Трубицына, С.Ю. Борхович, А.Р. Мавлиев // Экспозиция Нефть Газ. – 2021. – № 5(84). – С. 42–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-42-44.
18. Сулейманов, Д.Д. Интегральный подход в оценке качества сложных карбонатных коллекторов (на примере месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова) / Д.Д. Сулейманов // Экспозиция Нефть Газ. – 2022. – № 6. – С. 18–22. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-18-22.
19. Прогноз распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах / А.А. Чистяков, К.О. Зудина, А.Р. Давлетшина, Е.В. Швалюк, В.Е. Баранов // Георесурсы. – 2022. – Т. 24, № 4. – С. 117–125. DOI: 10.18599/grs.2022.4.10.
20. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs / Z.X. Xu, S.Y. Li, B.F. Li, D.Q. Chen, Z.Y. Liu, Z.M. Li // Petroleum Science. – 2020. – Vol. 17. – P. 990–1013. DOI: 10.1007/s12182-020-00467-5.
21. Progress and application of carbonate reservoir simulation and geochemical experiment technology / S.H.E.N. Anjiang, H.U. Anping, L. Feng, S. Min // China Petroleum Exploration. – 2022. – Vol. 27, № 4. – P. 16. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2022.04.002.
22. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs / W.A.N.G. Jing, Z.H.A.O. Wei, L.I.U. Huiqing, L.I.U. Fangna, D. Liangbin, Y. Xinling, L.I. Bo // Petroleum Exploration and Development. – 2020. – Vol. 47, no. 5. – P. 1062–1073. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60117-3.
23. Production optimization for water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir–From laboratory physical model to reservoir operation / B. Yang, J. He, D. Lyu, H. Tang, J. Zhang, X. Li, J. Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 184. – P. 106520. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106520.
24. Мартюшев, Д.А. Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости / Д.А. Мартюшев // Записки Горного института. – 2020. – Т. 243. – С. 313–318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313.
25. Coupled hydro-mechanical simulation in the carbonate reservoir of a giant oil field in southwest Iran / N. Saadatnia, Y. Sharghi, J. Moghadasi, M. Ezati // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2024. – Vol. 14, № 1. – P. 59–83. DOI: 10.1007/s13202-023-01695-2.
26. Lucia, F.J. Carbonate reservoir characterization / F.J. Lucia, C. Kerans, J.J.W. Jennings // Journal of Petroleum Technology. – 2003. – Vol. 55, № 06. – P. 70–72. DOI: 10.2118/82071-JPT.
27. Martin, A.J. Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs / A.J. Martin, S.T. Solomon, D.J. Hartmann // AAPG bulletin. – 1997. – Vol. 81, № 5. – P. 734–759. DOI: 10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D.
28. 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.
29. Naseer, M.T. Seismic attributes and reservoir simulation'application to image the shallow-marine reservoirs of Middle-Eocene carbonates, SW Pakistan / M.T. Naseer // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – P. 107711. DOI:10.1016/j.petrol.2020.107711.
30. Beltiukov, D.A. The combining different-scale studies in a reservoir simulation model of a deposit with a fractured-cavernous type of carbonate reservoir / D.A. Beltiukov, A.A. Kochnev, S.V. Galkin // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2022. – Vol. 1021, № 1. – P. 012027. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012027.

31. Разницын, А.В. Разработка методического подхода к выделению петрофизических типов сложнопостроенных карбонатных пород по данным лабораторного изучения керна / А.В. Разницын, И.С. Путилов // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 3. – С. 109–116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2.
32. Яковлев, И.В. Современное состояние методов прогноза трещиноватости по сейсмическим данным / И.В. Яковлев, К.А. Смирнов // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2023. – Т. 8, № 3. – С. 84–92. DOI: 10.51890/2587-7399-2023-8-3-84-92.
33. Чалова, П.О. Анализ энергетического потенциала фациально-неоднородных карбонатных коллекторов в процессе выработки запасов углеводородов / П.О. Чалова // Недропользование. – 2024. – Т. 24, № 2. – С. 65–71. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.3.
34. Correia, M.G. Integration of multiscale carbonate reservoir heterogeneities in reservoir simulation / M.G. Correia, C. Maschio, D.J. Schiozer // Journal of petroleum science and engineering. – 2015. – Vol. 131. – P. 34–50. DOI: 10.3997/2214-4609.20130173.
35. Multi-Scale Sedimentary Forward Reservoir Modelling: A Disruptive Solution for Simulating Heterogeneity in Carbonates. Application to the Kharaib-2 Reservoir Unit / G.J. Massonnat, J. Michel, P. Gatel, J. Ruiu, C. Danquigny, J.L. Lesueur // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – 2–5 October 2023. – Abu Dhabi, UAE. DOI: 10.2118/216704-MS.
36. Hierarchical modeling of carbonate fault-controlled Paleokarst systems: A case study of the Ordovician reservoir in the Tahe Oilfield, Tarim Basin / W. Zhang, Z. He, T. Duan, M. Li, H. Zhao // Frontiers in Earth Science. – 2022. – Vol. 10. – P. 840661. DOI: 10.3389/feart.2022.840661.
37. Baker, H.A. Permeability Prediction in Carbonate Reservoir Rock Using FZI / H.A. Baker, S.N. Al-Jawad, Z.I. Murtadha // Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering. – 2013. – Vol. 14, № 3. – P. 49–54. DOI: 10.31699/IJCPE.2013.3.5
38. Babadagli, T. A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data / T. Babadagli, S.J.S.R.E. Al-Salmi // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2004. – Vol. 7(02). – P. 75–88. DOI: 10.2118/87824-PA.
39. Мартюшев, Д.А. Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах сложнопостроенных карбонатных резервуаров / Д.А. Мартюшев, В.И. Галкин, И.Н. Пономарева // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 11. – С. 117–126. DOI:10.18799/24131830/2021/11/3069.
40. Anisotropic dynamic permeability model for porous media / X. Pei, Y. Liu, Z. Lin, P. Fan, L. Mi, L. Xue // Petroleum Exploration and Development. – 2024. – Vol. 51, № 1. – P. 193–202. DOI: 10.1016/S1876-3804(24)60016-9.
41. Matching of Water Breakthroughs in a Low-Resistivity Oil Reservoir Using Permeability Anisotropy / S. Rudyk, M. Al-Musalhi, U. Taura, P. Spirov // Applied Sciences. – 2024. – Vol. 14(11). – P. 4618. DOI: 10.3390/app14114618.
42. Shedid, S.A. Prediction of vertical permeability and reservoir anisotropy using coring data / S.A. Shedid // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – P. 2139–2143. DOI: 10.1007/s13202-019-0614-0.
43. Yan, L. Research on 3D geological modeling of fractured-vuggy carbonate reservoirs / L. Yan, Q. Liu, X. Liu // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8. – P. 491–500. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.03.052.
44. Numerical simulation on oil-water-particle flows in complex fractures of fractured-vuggy carbonate reservoirs / T. Zhang, X. Zeng, J. Guo, F. Zeng, M. Li // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2022. – Vol. 208. – P. 109413. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109413.
45. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells / J.O. Amaefule, M. Altunbay, D. Tiab, D. Kersey, D. Keelan // Annual Technical Conference and Exhibition. – 3–6 October 1993. – Houston, Texas, USA, 1993. DOI: 10.2118/26436-MS.
46. Garrouch, A.A. Exploring the link between the flow zone indicator and key open-hole log measurements: An application of dimensional analysis / A.A. Garrouch, A.A. Al-Sultan // Petroleum Geoscience. – 2019. – Vol. 25. – P. 219–234. DOI: 10.1144/petgeo2018-035.

References

1. Meng Z., Sun Z., Li G. A case study of complex carbonate reservoir connectivity analysis, Tarim Basin, China. Interpretation, 2021, vol. 9, no. 4, pp. B77-B87. DOI: 10.1190/int-2020-0189.1
2. Khod'kov E.N., Lymar' I.V., Gulevich V.V., Tishkov A.A., Tsagel'nik A.A., Trus M.V. Razrabotka metodiki fil'tratsionnykh issledovanii na dvukhsloinoi modeli plasta, modeliruiushchei slozhnopostroennyi karbonatnyi kollektor [Development of filtration studies method on a two-layer reservoir model, simulating a complicatedly-composed carbonate reservoir]. Oborudovanie i tekhnologii dlia neftegazovogo kompleksa, 2019, no. 1 (109), pp. 62-67. DOI: 10.33285/1999-6934-2019-1(109)-62-67
3. Fang X., Feng H., Wang H., Wang Y. Study on origin, classification, and identification of complex porous carbonate reservoir: a case study of the middle cretaceous Mishrif Formation in W Oil field. Carbonates and Evaporites, 2021, vol. 36, no. 4, 72 p. DOI: 10.1007/s13146-021-00737-2
4. Sal'nikova O.L., Chernykh I.A., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Osobennosti opredeleniia fil'tratsionnykh parametrov slozhnopostroennykh karbonatnykh kollektorov pri ikh ekspluatatsii gorizontal'nymi skvazhinami [Features of determining filtration parameters of complex carbonate reservoirs at their operation by horizontal wells]. Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2023, vol. 334, no. 5, pp. 138-147. DOI: 10.18799/24131830/2023/5/3970
5. Rebelo T.B., Batezelli A., Mattos N.H.S., Leite E.P. Flow units in complex carbonate reservoirs: A study case of the Brazilian pre-salt. Marine and Petroleum Geology, 2022, vol. 140, 105639 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2022.105639
6. Тугарова М.А. Вторичные изменения карбонатных пород нефтегазоносных комплексов]. PROneft'. Professional'no o nefti, 2022, no. 4, pp. 18-23. DOI: 10.7868/S2587739920040023
7. Shaburova M.E. Vliianie treshchinovatosti na fil'tratsionno-emkostnye kharakteristiki karbonatnykh kollektorov na primere neftianogo mestorozhdeniia Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii [The fractures influence on the filtration and capacitance characteristics of carbonate reservoirs on the example of an oil field in the Timan-Pechora oil and gas province]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2024, no. 8, pp. 48-53. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-48-53
8. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovatosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrena - Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhi Ozernogo mestorozhdeniia) [Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren-Root method using seismic facies analysis (evidence from Tournaisian-Famennian deposit of Ozernoe field)]. Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiia. Neftegazovoe i gornoe delo, 2015, vol. 14, no. 14, pp. 6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1
9. Krivoshchekov S., Kochnev A., Kozyrev N., Ozhgibesov E. Factoring Permeability Anisotropy in Complex Carbonate Reservoirs in Selecting an Optimum Field Development Strategy. Energies, 2022, vol. 15, no. 23, pp. 8866. DOI: 10.3390/en15238866
10. Kultysheva S.N., Nekrasov A.S. Model' treshchinovatosti famenskikh otlozhenii Lekkerskogo neftianogo mestorozhdeniia [Fracturing model of the Famennian deposits of the Lekkerskoye oil field]. Nedropol'zovanie, 2022, vol. 22, no. 2, pp. 65-72. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.3
11. Chi P., Sun J., Wang Z., Ju R., Wei B., Duan Y. Simulation of flow characteristics and development of permeability model in fractured-vuggy carbonate reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, vol. 219, 111098 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.111098
12. Zarai E.A., Sheveleva M.K., Lokshin D.A., Akhmadishin A.T. Metodika vydeleniia i razdeleniia po tipam pustotnogo prostranstva slozhnykh treshchinno-kavernovo-porovykh karbonatnykh kollektorov na osnove dannykh kerna i geofizicheskikh issledovanii skvazhin [Method of identification and separation of complex fractured-cavernous-porous carbonate reservoirs by void space types based on core and logging data]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2024, no. 9, pp. 64-71. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-9-64-71
13. Janjuhah H.T., Salim A.M.A., Ghosh D.P., Wahid A. Diagenetic process and their effect on reservoir quality in Miocene carbonate reservoir, Offshore, Sarawak, Malaysia. Proceedings of the International Conference on Integrated Petroleum Engineering and Geosciences, 15-17 August 2016. Kuala Lumpur, Malaysia. DOI: 10.1007/978-981-10-3650-7_48
14. Farzaneh S.A., Dehghan A.A., Lakzaie A. Using diagenetic processes in facies modeling of a carbonate reservoir. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 2013, vol. 35, no. 6, pp. 516-528. DOI: 10.1080/15567036.2010.504946
15. Martiushev D.A., Ponomareva I.N., Osovetskii B.M., Kazymov K.P., Tomilina E.M., Lebedeva A.S., Chukhlov A.S. Izuchenie osobennostei stroeniia i razrabotki zalezhei nefti v karbonatnykh kollektorakh s ispol'zovaniem promyslovykh dannykh i rentgenovskoi mikrotomografii [Study of the structure and development of oil deposits in carbonate reservoirs using field data and X-ray microtomography]. Georesursy, 2022, vol. 24, no. 3, pp. 114-124. DOI: 10.18599/grs.2022.3.10
16. Postnikov A.V., Olenova K.Iu., Sival'neva O.V., Kozionov A.E., Kazimirov E.T., Putilov I.S., Potekhin D.V., Saetgaraev A.D. Geneticheskie tipy pustotnogo prostranstva i zakonomernosti ikh raspredeleniia v karbonatnykh prirodnykh rezervuarakh Timano-Pechorskoi provintsii [Genetic void types and their distribution regularities in carbonate reservoirs of Timan-Pechora province]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2022, no. 1, pp. 22-28. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-22-28
17. Polozov M.B., Ponomarev M.D., Trubitsyna N.G., Borkhovich S.Iu., Mavliev A.R. Vyiavlenie napravleniia estestvennoi treshchinovatosti i kavernoznosti s tsel'iu optimizatsii parametrov razrabotki mestorozhdeniia [Revealing the direction of natural fracturing and cavernousness in order to optimize the field development parameters]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2021, no. 5 (84), pp. 42-44. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-5-42-44
18. Suleimanov D.D. Integral'nyi podkhod v otsenke kachestva slozhnykh karbonatnykh kollektorov (na primere mestorozhdenii im. R. Trebsa i im. A. Titova) [An integral approach to assessing the quality of complex carbonate reservoirs (on the example of the R. Trebs and A. Titov fields)]. Ekspozitsiia Neft' Gaz, 2022, no. 6, pp. 18-22. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-18-22
19. Chistiakov A.A., Zudina K.O., Davletshina A.R., Shvaliuk E.V., Baranov V.E. [Prognoz rasprostraneniia zon vyshchelachivaniia v karbonatnykh kollektorakh [Prognosis of leaching zones distribution in carbonate reservoirs]. Georesursy, 2022, vol. 24, no. 4, pp. 117-125. DOI: 10.18599/grs.2022.4.10
20. Xu Z.X., Li S.Y., Li B.F., Chen D.Q., Liu Z.Y., Li Z.M. A review of development methods and EOR technologies for carbonate reservoirs. Petroleum Science, 2020, vol. 17, pp. 990-1013. DOI: 10.1007/s12182-020-00467-5
21. Anjiang S.H.E.N., Anping H.U., Feng L., Min S. Progress and application of carbonate reservoir simulation and geochemical experiment technology. China Petroleum Exploration, 2022, vol. 27, no. 4, 16 p. DOI: 10.3969/j.issn.1672-7703.2022.04.002

22. Jing W.A.N.G., Wei Z.H.A.O., Huiqing L.I.U., Fangna L.I.U., Liangbin D., Xinling Y., Bo L.I. Inter-well interferences and their influencing factors during water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoirs. Petroleum Exploration and Development, 2020, vol. 47, no. 5, pp. 1062-1073. DOI: 10.1016/S1876-3804(20)60117-3
23. Yang B., He J., Lyu D., Tang H., Zhang J., Li X., Zhao J. Production optimization for water flooding in fractured-vuggy carbonate reservoir-From laboratory physical model to reservoir operation. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol. 184, 106520 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106520
24. Martiushev D.A. Sovershenstvovanie geologo-gidrodinamicheskoi modeli karbonatnogo neftianogo ob"ekta putem ucheta parametra anizotropii pronitsaemosti [Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter]. Zapiski Gornogo instituta, 2020, vol. 243, pp. 313-318. DOI: 10.31897/PMI.2020.3.313
25. Saadatnia N., Sharghi Y., Moghadasi J., Ezati M. Coupled hydro-mechanical simulation in the carbonate reservoir of a giant oil field in southwest Iran. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2024, vol. 14, no. 1, pp. 59-83. DOI: 10.1007/s13202-023-01695-2
26. Lucia F.J., Kerans C., Jennings J.J.W. Carbonate reservoir characterization. Journal of Petroleum Technology, 2003, vol. 55, no. 06, pp. 70-72. DOI: 10.2118/82071-JPT
27. Martin A.J., Solomon S.T., Hartmann D.J. Characterization of petrophysical flow units in carbonate reservoirs. AAPG bulletin, 1997, vol. 81, no. 5, pp. 734-759. DOI: 10.1306/522B482F-1727-11D7-8645000102C1865D
28. 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, 236 p. DOI: 10.3390/en17010236
29. Naseer M.T. Seismic attributes and reservoir simulation'application to image the shallow-marine reservoirs of Middle-Eocene carbonates, SW Pakistan. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, vol. 195, 107711 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107711
30. 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. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2022, vol. 1021, no. 1, 012027 p. DOI: 10.1088/1755-1315/1021/1/012027
31. Raznitsyn A.V., Putilov I.S. Razrabotka metodicheskogo podkhoda k vydeleniiu petrofizicheskikh tipov slozhnopostroennykh karbonatnykh porod po dannym laboratornogo izucheniia kerna [Development of a Methodological Approach to Identifying Petrophysical Types of Complicated Carbonate Rocks According to Laboratory Core Studies]. Nedropol'zovanie, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 109-116. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.3.2
32. Iakovlev I.V., Smirnov K.A. Sovremennoe sostoianie metodov prognoza treshchinovatosti po seismicheskim dannym [Methods of fracture prediction from seismic data: current state]. PRONEFT". Professional'no o nefti, 2023, vol. 8, no. 3, pp. 84-92. DOI: 10.51890/2587-7399-2023-8-3-84-92
33. Chalova P.O. Analiz energeticheskogo potentsiala fatsial'no-neodnorodnykh karbonatnykh kollektorov v protsesse vyrabotki zapasov uglevodorodov [Energy potential analysis of facially heterogeneous carbonate reservoirs in the process of hydrocarbon reserves development]. Nedropol'zovanie, 2024, vol. 24, no. 2, pp. 65-71. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.3
34. Correia M.G., Maschio C., Schiozer D.J. Integration of multiscale carbonate reservoir heterogeneities in reservoir simulation. Journal of petroleum science and engineering, 2015, vol. 131, pp. 34-50. DOI: 10.3997/2214-4609.20130173
35. Massonnat G.J., Michel J., Gatel P., Ruiu J., Danquigny C., Lesueur J.L. Multi-Scale Sedimentary Forward Reservoir Modelling: A Disruptive Solution for Simulating Heterogeneity in Carbonates. Application to the Kharaib-2 Reservoir Unit. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 2-5 October 2023, Abu Dhabi, UAE. DOI: 10.2118/216704-MS
36. Zhang W., He Z., Duan T., Li M., Zhao H. Hierarchical modeling of carbonate fault-controlled Paleokarst systems: A case study of the Ordovician reservoir in the Tahe Oilfield, Tarim Basin. Frontiers in Earth Science, 2022, vol. 10, 840661 p. DOI: 10.3389/feart.2022.840661
37. 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. DOI: 10.31699/IJCPE.2013.3.5
38. Babadagli T., Al-Salmi S.J.S.R.E. A review of permeability-prediction methods for carbonate reservoirs using well-log data. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2004, vol. 7 (02), pp. 75-88. DOI: 10.2118/87824-PA
39. Martiushev D.A., Galkin V.I., Ponomareva I.N. Izuchenie zakonomernostei raspredeleniia fil'tratsionnykh svoistv v predelakh slozhnopostroennykh karbonatnykh rezervuarov [Study of regularities of distribution of filtering properties within complexly constructed carbonate reservoirs]. Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov, 2021, vol. 332, no. 11, pp. 117-126. DOI: 10.18799/24131830/2021/11/3069
40. Pei X., Liu Y., Lin Z., Fan P., Mi L., Xue L. Anisotropic dynamic permeability model for porous media. Petroleum Exploration and Development, 2024, vol. 51, no. 1, pp. 193-202. DOI: 10.1016/S1876-3804(24)60016-9
41. Rudyk S., Al-Musalhi M., Taura U., Spirov P. Matching of Water Breakthroughs in a Low-Resistivity Oil Reservoir Using Permeability Anisotropy. Applied Sciences, 2024, vol. 14 (11), 4618 p. DOI: 10.3390/app14114618
42. Shedid S.A. Prediction of vertical permeability and reservoir anisotropy using coring data. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2019, vol. 9, pp. 2139-2143. DOI: 10.1007/s13202-019-0614-0
43. Yan L., Liu Q., Liu X. Research on 3D geological modeling of fractured-vuggy carbonate reservoirs. Energy Reports, 2022, vol. 8, pp. 491-500. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.03.052
44. Zhang T., Zeng X., Guo J., Zeng F., Li M. Numerical simulation on oil-water-particle flows in complex fractures of fractured-vuggy carbonate reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, vol. 208, 109413 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109413
45. Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D., Keelan D. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/ Wells. Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October 1993. Houston, Texas, USA, 1993. DOI: 10.2118/26436-MS
46. Garrouch A.A., Al-Sultan A.A. Exploring the link between the flow zone indicator and key open-hole log measurements: An application of dimensional analysis. Petroleum Geoscience, 2019, vol. 25, pp. 219-234. DOI: 10.1144/petgeo2018-035

Финансирование. Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-27-00309.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равнозначен.