

УДК 622.276

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Анализ и снижение неопределенности параметра проницаемости при моделировании карбонатного резервуара**Н.Д. Козырев, С.Н. Кривошеков, А.А. Кочнев, Е.С. Ожгибесов, П.О. Чалова, А.Н. Боталов**Пермский национальный исследовательский политехнический университет
(Российская Федерация, 614990, г. Пермь, Комсомольский проспект, 29)**Analysis and Reduction of Permeability Parameter Uncertainty in Carbonate Reservoir Modeling****Nikita D. Kozurev, Sergey N. Krivoschekov, Alexander A. Kochnev, Evgeny S. Ozhgibesov, Polina O. Chalova, Andrey N. Botalov**

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 18.09.2023. Принята / Accepted: 29.02.2024. Опубликовано / Published: 31.03.2024

Ключевые слова:

абсолютная проницаемость, сложнопостроенный карбонатный коллектор, изменчивость абсолютной проницаемости, типизация карбонатного коллектора, геолого-гидродинамическое моделирование, петрофизическая зависимость.

Keywords:

absolute permeability, complex carbonate reservoir, variability of absolute permeability, carbonate reservoir typification, geological and hydrodynamic modeling, petrophysical dependence.

Анализируется проблема изменчивости абсолютной проницаемости карбонатного сложнопостроенного коллектора в вертикальном и латеральном направлениях. В рамках работы проведен детальный анализ всего имеющегося ядерного материала изучаемого карбонатного объекта. По результатам исследований полноразмерных образцов ядра установлено, что изменчивость абсолютной проницаемости зависит от типа карбонатной породы, которая может быть осложнена вторичными изменениями, такими как наличие трещиноватости и кавернозности. Описанный в данной работе методический подход позволил произвести типизацию сложнопостроенного карбонатного коллектора, выделяя несколько типов плотных, низкопористых, пористых, кавернозно-пористых, трещиноватых пород. Выявлено, что каждый тип карбонатного коллектора имеет определенную корреляцию с параметром проницаемости и ее изменчивости в различных направлениях пласта. Установлено, что доля типов карбонатного коллектора значительно отличается от скважины к скважине, следовательно, данный факт оказывает влияние на фильтрационные процессы, на степень и равномерность выработки, а также на темпы обводнения скважин. Следующим этапом работы осуществлен учет изменчивости параметра проницаемости в действующей геолого-гидродинамической модели изучаемого объекта путем создания кубов абсолютной проницаемости в направлениях Y и Z через систему множителей согласно выявленным корреляционным зависимостям. Оценка эффективности представленного метода типизации и учета изменчивости проницаемости осуществлена путем сопоставления результатов моделирования с фактическими промысловыми данными. Всего рассмотрено два варианта реализации геолого-гидродинамической модели продуктивного карбонатного пласта. Первый вариант модели подразумевает стандартный способ создания, второй вариант соответствует разработанному методическому подходу. При сопоставлении выявлено, что геолого-гидродинамическая модель, созданная с учетом типизации и соответствующей ей изменчивости, с более высокой точностью воспроизводит фактическую добычу.

The problem of variability of the absolute permeability of a carbonate complex reservoir in the vertical and lateral directions was analyzed. As part of the work, a detailed analysis of all available core material of the studied carbonate object was carried out. Based on the results of full-size core studies, it was established that the absolute permeability variability depends on the carbonate rock type, which could be complicated by secondary changes, such as the presence of fracturing and vugginess. The methodological approach described in this work made it possible to typify a complex carbonate reservoir, identifying several types of dense, low-porosity, porous, cavernous-porous, and fractured rocks. It was revealed that each type of carbonate reservoir had a certain correlation with the permeability parameter and its variability in different directions of the formation. It was established that the proportion of carbonate reservoir types differed significantly from well to well, therefore, this fact affected filtration processes, the degree and uniformity of production, as well as the rate of well watering. The next stage of the work took into account the variability of the permeability parameter in the current geological-hydrodynamic model of the studied object by creating cubes of absolute permeability in the Y and Z directions through a system of multipliers according to the identified correlation dependencies. The effectiveness of the presented method for typing and accounting for permeability variability was assessed by comparing modeling results with actual field data. In total, two options for implementing the geological-hydrodynamic model of a productive carbonate reservoir were considered. The first version of the model implied a standard method of creation, the second option corresponded to the developed methodological approach. When compared, it was revealed that the geological and hydrodynamic model, created taking into account typification and the corresponding variability, reproduced actual production with higher accuracy.

© **Козырев Никита Дмитриевич** – младший научный сотрудник кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: nikitonkozurev@gmail.com). Контактное лицо для переписки.

© **Кривошеков Сергей Николаевич** – канд. техн. наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: krivoschekov@gmail.com).

© **Кочнев Александр Александрович** – Канд. техн. наук, доцент (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: sashakoch93@gmail.com).

© **Ожгибесов Евгений Сергеевич** – ассистент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: ozhgibesov2015@yandex.ru).

© **Чалова Полина Олеговна** – ассистент кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

© **Боталов Андрей Николаевич** – младший научный сотрудник кафедры «Геология нефти и газа» (тел.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: botalov97@yandex.ru).

© **Nikita D. Kozurev** (Author ID in Scopus: 57219308925) – Junior Researcher at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: nikitonkozurev@gmail.com). The contact person for correspondence.

© **Sergey N. Krivoschekov** (Author ID in Scopus: 54410873700, ORCID: 0000-0002-9748-6291) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, email: krivoschekov@gmail.com).

© **Alexander A. Kochnev** (Author ID in Scopus: 55747336200) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: sashakoch93@gmail.com).

© **Evgeny S. Ozhgibesov** (Author ID in Scopus: 57486568400, ORCID: 0009-0004-8235-0836) – Senior Lecturer Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: ozhgibesov2015@yandex.ru).

© **Polina O. Chalova** (Author ID in Scopus: 57223986143, ORCID: 0000-0002-4862-0116) – Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: chalovapolina@yandex.ru).

© **Andrey N. Botalov** (Author ID in Scopus: 58173917100, ORCID: 0000-0003-4291-7362) – Junior Researcher at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 80 17, e-mail: botalov97@yandex.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Анализ и снижение неопределенности параметра проницаемости при моделировании карбонатного резервуара // Н.Д. Козырев, С.Н. Кривошеков, А.А. Кочнев, Е.С. Ожгибесов, П.О. Чалова, А.Н. Боталов // Недропользование. – 2024. – Т.24, №1. – С.18–26. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.3

Please cite this article in English as:

Kozurev N.D., Krivoschekov S.N., Kochnev A.A., Ozhgibesov E.S., Chalova P.O., Botalov A.N. Analysis and Reduction of Permeability Parameter Uncertainty in Carbonate Reservoir Modeling. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.1, pp.18-26. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.3

Введение

Современные способы проектирования разработки месторождений нефти и газа опираются на геолого-гидродинамическое моделирование. Геолого-гидродинамическая модель является инструментом, позволяющим воспроизводить процессы разработки месторождений и проводить прогноз технологических показателей [1].

При построении моделей сложнопостроенных карбонатных коллекторов возникает множество неопределенностей свойств пласта, а особенно их распределения в межскважинном пространстве, обусловленных сменой циклов осадконакопления, развитием вторичных процессов, высокой зональной неоднородностью и расчлененностью [2, 3]. Недоучет сложности геологического строения карбонатных резервуаров может приводить к нерациональному проектированию разработки месторождения, подбору геолого-технических мероприятий и эксплуатационному бурению [4–6]. Совершенствование подходов моделирования сложнопостроенных карбонатных коллекторов и снижение неопределенности их строения является актуальной задачей [7].

Неоднородность и анизотропия свойств карбонатных резервуаров, в частности проницаемости по латерали и вертикали, оказывают сильное влияние на процессы их разработки [8, 9]. При моделировании карбонатных резервуаров необходимо учитывать данные особенности пород.

Существуют различные подходы моделирования сложнопостроенных карбонатных резервуаров. Основной подход заключается в создании модели двойной среды [10]. Данный метод достаточно распространен, однако для его реализации необходимо большое количество исходных данных: керновые исследования, геофизические исследования скважин, гидродинамические исследования скважин, результаты трехмерных сейсмических исследований. Необходима равномерная изученность резервуара по объему [11]. В условиях начальной стадии разработки подобная методика неэффективна из-за ограниченного количества данных [12].

Для анализа и учета неопределенностей свойств пласта применяется многовариантное моделирование, позволяющее оценивать широкий диапазон основных параметров пласта (пористость, проницаемость, влияние законтурной области и т.д.) и проводить более обоснованную настройку модели на исторические данные, по результатам строятся различные реализации модели с разной степенью оценки достоверности и выполняется многовариантный прогноз. 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 ряд реализаций модели оказываются физически не реалистичными [13, 14].

Также необходимо учитывать влияние вторичных процессов на преобразование пустотного пространства породы. В работе [15] отмечается, что положительное влияние на формирование коллекторских свойств карбонатных пород верейского горизонта (Северо-Запад Республики Башкортостан) оказало выщелачивание, а к отрицательному воздействию относятся: кальцитизация пустот, перекристаллизация, окремнение и сульфатизация. В статье [16] рассматриваются вторичные преобразования карбонатных пород-коллекторов, которые имеют принципиальное значение в формировании их фильтрационно-емкостных свойств. Описана формализованная схема, иллюстрирующая закономерности стадийных преобразований в карбонатных резервуарах и их взаимосвязь с физико-химическими процессами.

Влияние вторичных процессов в совокупности со сменой обстановок осадконакопления влечет за собой значительную изменчивость свойств по латерали и вертикали [17–19]. При моделировании зачастую не уделяется много внимания изучению изменчивости свойств в различных направлениях [20–22]. Часть исследований сосредоточена на изучении анизотропии свойств посредством обработки результатов сейсмических исследований [23–26]. Другие работы описывают изменчивость свойств, в частности проницаемости, по результатам гидродинамических исследований скважин [27–28]. В работах [29–32] предложены методики оценки анизотропии проницаемости по данным работы скважин и анализу керна. Подходы к моделированию анизотропии свойств предложены в работах [29, 33–35].

Одним из основных параметров, определяющих фильтрацию флюида в пласте, является проницаемость [36–39]. При моделировании карбонатных резервуаров стандартные подходы к прогнозу проницаемости не представляются возможными, так как петрофизические зависимости «проницаемость – пористость» нестабильны и имеют большую дисперсию [40–42]. Выделяются различные типы пустотного пространства – трещины, каверны, поры и смешанные типы. Фильтрация в таких породах определяется в основном трещинами и кавернами [43–46].

В данной работе предложен подход снижения неопределенности параметра проницаемости при создании геолого-гидродинамической модели сложнопостроенного карбонатного резервуара путем учета ее латеральной и вертикальной изменчивости.

Анализ результатов исследований стандартного и полноразмерного керна

Для изучения изменчивости параметра проницаемости в латеральном и вертикальном направлениях выбрано одно из самых перспективных месторождений «Альфа», которое находится в Тимано-Печерском регионе (название условное). Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, наличием нескольких карбонатных пластов, которые, в свою очередь, осложнены вторичными преобразованиями порового пространства, наличием каверн и трещин. На месторождении отобран керн по 12 скважинам, изучены 679 полноразмерных и 3499 стандартных образцов. Петрофизическая зависимость по стандартным и полноразмерным образцам имеет низкий коэффициент корреляции, также отмечается факт наличия высокой абсолютной проницаемости при достаточно низкой пористости, что косвенно говорит о наличии единичных трещин и каверн в плотных породах, и, наоборот, при достаточно высокой пористости наблюдаются низкие значения проницаемости, сопоставимые со значениями субколлектора (рис. 1).

Для корректной оценки изменчивости абсолютной проницаемости в различных направлениях необходимо произвести типизацию пород по изученному керну. Дифференциация на типы пород позволит детализировать изучение свойств и создать уточненную геолого-гидродинамическую модель пласта, учитывающую несколько типов порового пространства, в отличие от единого осредненного подхода, что, в свою очередь, окажет значительное влияние на процесс настройки модели и ее прогностическую способность.

Типизация карбонатного коллектора

На первом этапе работы для оценки типа порового пространства построены графики накопленной корреляции [47, 48] между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью для стандартных и полноразмерных

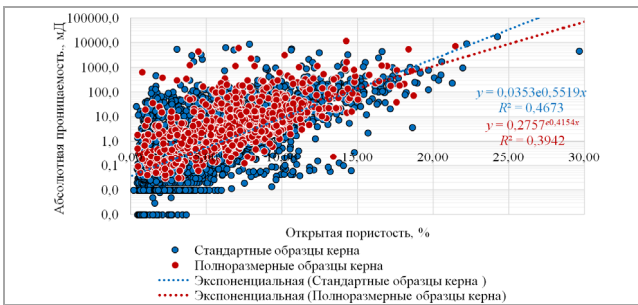


Рис. 1. Петрофизические зависимости по стандартным и полноразмерным образцам керна

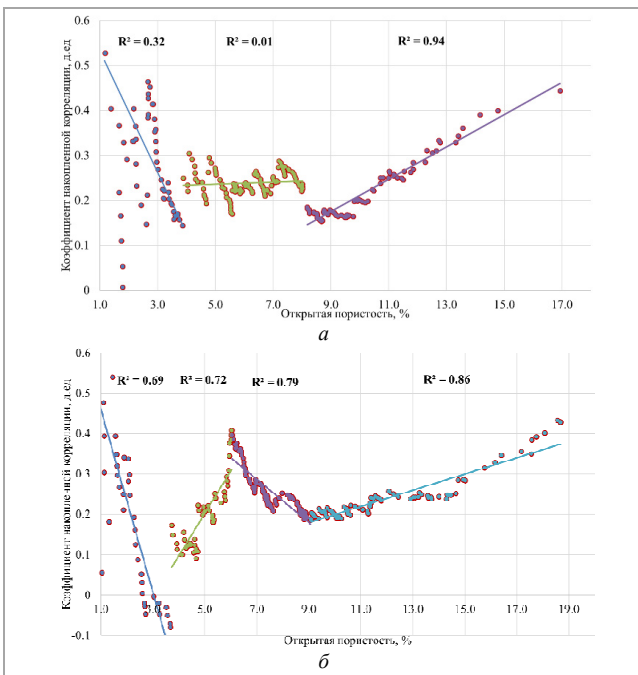


Рис. 2. График зависимости накопленной корреляции между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью для полноразмерных образцов керна от значений открытой пористости: а – D3fm1(e11); б – D3fm1(e13)

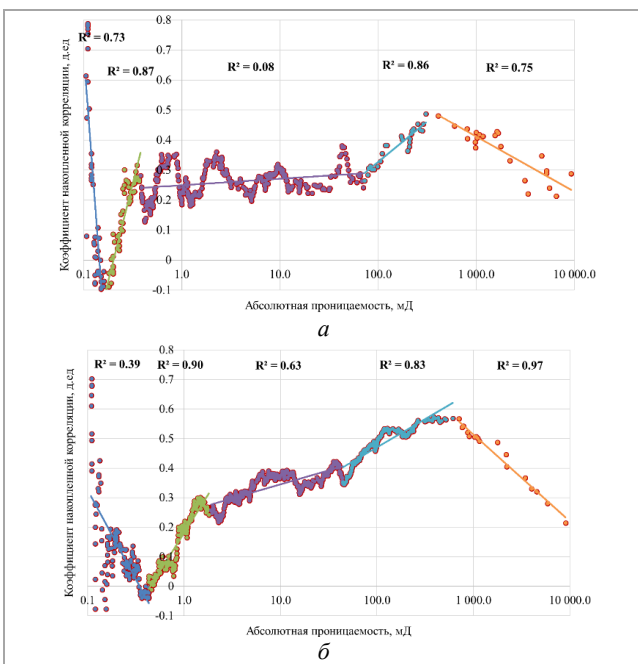


Рис. 3. График зависимости накопленной корреляции между открытой пористостью и абсолютной проницаемостью для стандартных и полноразмерных образцов керна от значений абсолютной проницаемости: а – D3fm1(e11); б – D3fm1(e13)

образцов керна, что позволило определить степень взаимосвязи параметров на всем диапазоне значений пористости, а затем и проницаемости. Типичизация проведена для двух циклов рифостроения в отдельности: D3fm1(e11) и D3fm1(e13) (рис. 2, 3).

По накопленным корреляциям можно судить о взаимосвязи фильтрационно-емкостных свойств по диапазону значений пористости образцов керна. Тренды падения, роста или стабилизации кривых накопленных корреляций и их чередование на графике позволили судить о смене типа пустотного пространства. Так как полноразмерные образцы более корректно характеризуют пустотное пространство, деление на диапазоны значений пористости проводилось по полноразмерным образцам.

Для пласта D3fm1(e11) выделено три диапазона пористости. Первый диапазон от минимального значения до 3,8 % характеризует плотную породу, низкие фильтрационные характеристики соответствуют значениям субколлектора. Второй диапазон пористости от 3,8 до 8 % характеризуется стабилизацией кривой накопленной корреляции, то есть по мере роста открытой пористости абсолютная проницаемость циклично растет и падает. В данном диапазоне пористости встречается несколько типов пород: порово-матричная и породы, осложненные наличием каверн и трещин. Третий диапазон пористости от 8 % до максимального значения характеризуется ростом кривой накопленной корреляции, то есть по мере роста пористости проницаемость также монотонно растет. Данный факт говорит о поровом типе коллектора, практически не осложненном наличием вторичных преобразований, то есть абсолютная проницаемость сформирована порово-матричной частью коллектора.

Для пласта D3fm1(e13) выделяются четыре диапазона пористости. Первый диапазон – от минимального значения до 3,8 % – характеризуется низкой матричной пористостью и проницаемостью, данные образцы чаще не обладают коллекторскими свойствами. Второй диапазон, от 3,8 до 6 %, характеризуется значительным ростом коэффициента накопленной корреляции, что говорит об укреплении связи пористости и проницаемости в данном диапазоне, то есть по мере роста пористости проницаемость в среднем также растет, образцы характеризуют в большей степени поровую составляющую сложнопостроенного коллектора. Третий диапазон, от 6 до 9 %, характеризуется падением коэффициента корреляции в результате единичного включения высокопроницаемых каверн и трещин, но в основной массе образцы имеют низкие значения проницаемости. Четвертый диапазон пористости, от 9 % и до максимального значения, характеризуется постепенным ростом коэффициента накопленной корреляции, по мере увеличения пористости растет и проницаемость, следует отметить тот факт, что проницаемость формируется как поровой, так и каверново-трещинной составляющей.

На рис. 3 представлены кривые накопленных корреляций между пористостью и проницаемостью стандартных и полноразмерных образцов на диапазоне значений проницаемости, что позволило выделить также диапазоны различных трендов взаимосвязи ФЕС по возрастанию значений проницаемости.

Для пласта D3fm1(e11) выделено четыре диапазона абсолютной проницаемости. Первый диапазон, от минимального значения до 0,15 мД, характеризуется как непроницаемый субколлектор, среднее значение пористости на данном интервале проницаемости составляет 3,68 %. Второй диапазон, от 0,15 до 0,3 мД, характеризуется значительным ростом коэффициента накопленной корреляции, что говорит о укреплении

связи абсолютной проницаемости и пористости. Среднее значение пористости в данном диапазоне составляет 4,77 %. Данный диапазон пористости в основном приурочен к низкопоровому коллектору, но наличие укрепления связи между пористостью и проницаемостью говорит, что данный диапазон в большей степени относится к коллектору с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Третий диапазон проницаемости от 0,3 до 70 мД, характеризуется незначительным ростом накопленной корреляции, также видны цикличность падения и роста коэффициента. Данный факт говорит, что встречаются образцы с высокими и низкими значениями проницаемости, то есть коллектор сложен вторичными преобразованиями, такими как трещины и каверны. Процесс фильтрации по данному типу коллектора происходит как по матричной составляющей, так и по вторичным пустотам. Среднее значение пористости в данном диапазоне проницаемости составляет 6,2 %. Четвертый диапазон, от 70 до 320 мД, характеризуется постепенным ростом коэффициента накопленной корреляции практически без цикличности. Данный тип соответствует высоким фильтрационно-емкостным свойствам, в большей степени процесс фильтрации должен осуществляться по высокопоровой составляющей. Среднее значение пористости на данном диапазоне составляет 11,0 %. Пятый диапазон проницаемости, от 320 мД до максимального значения, характеризуется падением коэффициента накопленной корреляции. Среднее значение пористости 11,8 %, что незначительно отличается от четвертого диапазона, соответственно, можно сделать вывод, что коллектор с высокой пористостью имеет вторичные преобразования, такие как трещины и каверны.

Для пласта D3fm1(e13) выделяются пять диапазонов проницаемости. Первый диапазон, от минимального значения проницаемости до 0,3 мД, характеризует неколлектор: среднее значение пористости в данном диапазоне не превышает ранее выделенное значение 3,8 %. Второй диапазон, от 0,3 до 1,5 мД, характеризуется низкой проницаемостью и матричной пористостью, отмечается рост взаимосвязи между значениями, среднее значение пористости 4,9 %. На третьем диапазоне, от 1,5 до 50 мД, наблюдается постепенное укрепление связи фильтрационных и емкостных характеристик, то есть рост проницаемости обуславливается увеличением пористости, коэффициент корреляции возрастает от 0,3 до 0,4, среднее значение пористости составляет 6,9 %. На четвертом диапазоне, от 50 до 700 мД, наблюдается более высокий темп роста коэффициента корреляции, отмечаются образцы порового типа с хорошими ФЕС, среднее значение пористости 11,8 %. На последнем диапазоне коэффициент корреляции снижается, то есть высокие значения проницаемости обуславливаются не только высокой пористостью, но и наличием вторичных изменений – каверны и трещины.

При комплексном анализе накопленных корреляций сначала на диапазонах пористости, а затем на диапазонах проницаемости получена матрица псевдотипов порового пространства (табл. 1).

При изучении кернового материала проводят процедуру фотографирования при дневном и ультрафиолетовом свете. В табл. 2 представлено визуальное сопоставление псевдотипов карбонатного коллектора с фотографией соответствующего керна.

По результатам статистического и визуального анализа видим, что для псевдотипа 3 проницаемость в 16,04 мД обусловлена не значением пористости 2,67 %, а наличием единичных каверн и микротрещиноватости. Для псевдотипа 10 проницаемость в 6203,2 мД также обусловлена не значениями пористости в 7,1 %, а

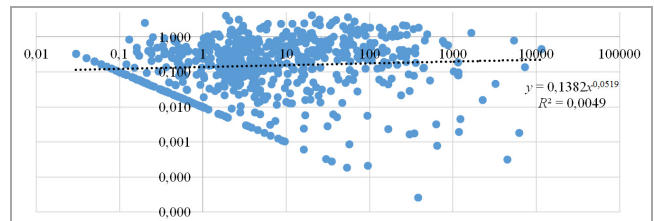


Рис. 4. Общая зависимость коэффициента изменчивости проницаемости в направлении Z от значений абсолютной проницаемости

наличием высокой плотности каверн и проводящих трещин. Аналогичный анализ проведен по всем выделенным псевдотипам.

Определение коэффициента изменчивости абсолютной проницаемости в различных направлениях

На следующем этапе работы проведен анализ коэффициентов изменчивости абсолютной проницаемости. Коэффициенты изменчивости рассчитаны по формулам (1), (2).

$$K_z = \frac{\text{perm}(z)}{\text{perm}(x)}, \quad (1)$$

где K_z – коэффициент изменчивости в вертикальном направлении, $\text{perm}(z)$ – значение абсолютной проницаемости в вертикальном направлении, $\text{perm}(x)$ – значение проницаемости в латеральном направлении X.

$$K_y = \frac{\text{perm}(y)}{\text{perm}(x)}, \quad (2)$$

где K_y – коэффициент изменчивости в латеральном направлении, $\text{perm}(y)$ – значение абсолютной проницаемости в латеральном направлении Y, $\text{perm}(x)$ – значение проницаемости в латеральном направлении X.

На рис. 4 представлено облако значений коэффициента изменчивости в вертикальном направлении от значений проницаемости. Видим, что устойчивой зависимости выявить невозможно.

Таким образом, каждый выделенный псевдотип порового пространства должен иметь свой коэффициент изменчивости проницаемости по направлениям Y и Z. На следующем этапе работы по результатам исследований полноразмерных образцов керна произведен расчет коэффициента изменчивости проницаемости в различных направлениях.

В табл. 3 представлен средний коэффициент изменчивости в вертикальном и латеральном направлениях для каждого псевдотипа порового пространства пласта D3fm1(e11).

Для пласта D3fm1(e11) отмечается факт, что для низкопоровой породы от минимального значения пористости до 3,8 % по мере роста проницаемости средний коэффициент изменчивости в направлении Z растет, при проницаемости от 0,15 до 0,3 мД средний коэффициент составляет 0,640 доли ед., то есть проницаемость растет в направлениях X и Z, что говорит об отсутствии вторичных преобразований породы и фильтрации флюида только по матричной составляющей. Затем при более высоких значениях проницаемости коэффициент значительно снижается, что говорит о распределении проницаемости только в латеральном направлении, и, в свою очередь, вызвано

Таблица 1

Матрица псевдотипов порового пространства для D3fm1(e11) и D3fm1(e13)

Диапазоны открытой пористости, доли ед.	D3fm1(e11)				
	Диапазоны абсолютной проницаемости, мД				
	min-0,15	0,15-0,3	0,3-70	70-320	320-max
min - 3,8	1	2	3	4	5
3,8-8,0	6	7	8	9	10
8,0 - max	11	12	13	14	15
Диапазоны открытой пористости, доли ед.	D3fm1(e13)				
	Диапазоны абсолютной проницаемости, мД				
	min-0,3	0,3-1,5	1,5-50	50-700	700-max
min - 3,8	16	17	18	19	20
3,8-6,0	21	22	23	24	25
6,0-9,0	26	27	28	29	30
9,0 - max	31	32	33	34	35

Таблица 2

Визуальное сопоставление псевдотипов карбонатного коллектора

Пласт	Тип	Значение пористости, %	Значение проницаемости, мД	Фотография целого керна	Фотография срезки керна
D3fm1(e11)	1	1,17	0,05		
D3fm1(e11)	2	2,42	0,17		
D3fm1(e11)	3	2,67	16,04		
D3fm1(e11)	6	5,3	0,14		
D3fm1(e11)	8	7,9	16,9		
D3fm1(e11)	10	7,1	6203,2		

Таблица 3

Значения коэффициента изменчивости в вертикальном и латеральном направлении для пласта D3fm1(e11)

Диапазоны открытой пористости, доли ед.	D3fm1(e11). Коэффициент изменчивости в направлении Z, доли ед.				
	Абсолютная проницаемость, мД				
	min – 0,15	0,15–0,3	0,3–70	70–320	320 – max
min – 3,8	0,151	0,640	0,206	–	0,002
3,8–8,0	0,071	0,232	0,303	0,429	0,042
8,0 – max	–	–	0,499	0,707	0,481
Диапазоны открытой пористости, доли ед.	D3fm1(e11). Коэффициент изменчивости в направлении Y, доли ед.				
	Абсолютная проницаемость, мД				
	min – 0,15	0,15–0,3	0,3–70	70–320	320 – max
min – 3,8	0,632	0,635	0,541	–	0,733
3,8–8,0	0,571	0,728	0,648	0,696	0,001
8,0 – max	–	–	0,672	0,528	0,534

Таблица 4

Значения коэффициента изменчивости в вертикальном и латеральном направлении для пласта D3fm1(e13)

Диапазоны открытой пористости, доли ед.	D3fm1(e13). Коэффициент изменчивости в направлении Z, доли ед.				
	Абсолютная проницаемость, мД				
	min – 0,3	0,3–1,5	1,5–50	50–700	700 – max
min – 3,8	0,148	0,144	0,643	0,266	–
3,8–6,0	0,375	0,278	0,327	0,144	0,005
6,0–9,0	0,384	0,482	0,432	0,448	0,016
9,0 – max	–	–	0,890	1,033	0,516
Диапазоны открытой пористости, доли ед.	D3fm1(e13). Коэффициент изменчивости в направлении Y, доли ед.				
	Абсолютная проницаемость, мД				
	min – 0,3	0,3–1,5	1,5–50	50–700	700 – max
min – 3,8	0,732	0,592	0,676	0,378	–
3,8–6,0	0,938	0,776	0,695	0,627	0,004
6,0–9,0	0,727	0,791	0,701	0,555	0,818
9,0 – max	–	–	0,760	0,746	0,751

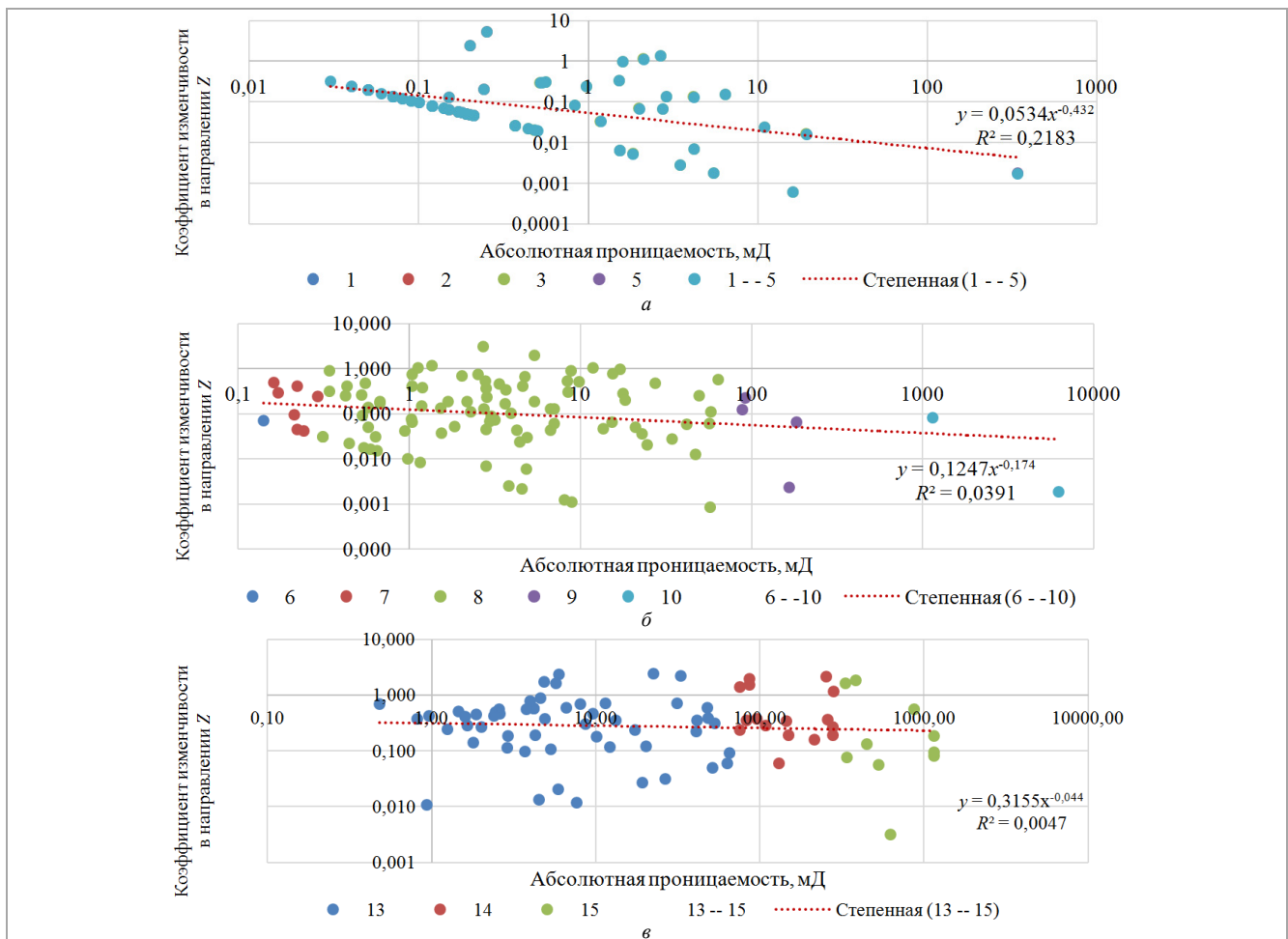


Рис. 5. Зависимости изменения коэффициента изменчивости от значений абсолютной проницаемости: а – от минимального значения пористости до 3,8 %; б – пористость от 3,8 до 8,0 %; в – пористость от 8,0 % до максимального значения

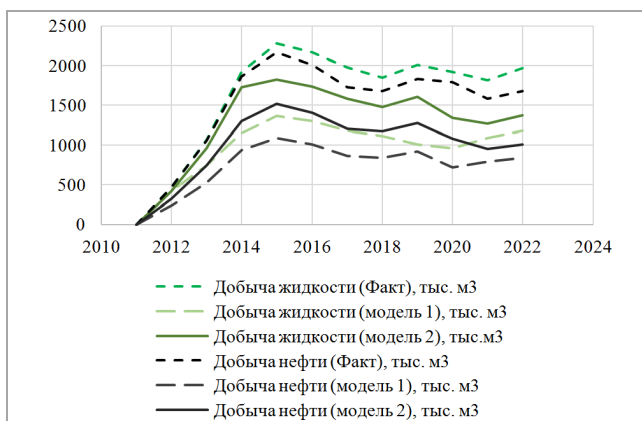


Рис. 6. Сопоставление расчетных и фактических уровней добычи нефти и жидкости для модели 1 и модели 2

Таблица 5

Сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи нефти и жидкости

Параметр	Значение	Отклонение, %
Накопленная добыча жидкости (факт), тыс. м ³	19 446,3	-
Накопленная добыча жидкости (модель 1), тыс. м ³	11 522,2	40,7
Накопленная добыча жидкости (модель 2), тыс. м ³	15 332,0	21,2
Накопленная добыча нефти (факт), тыс. м ³	17 868,7	-
Накопленная добыча нефти (модель 1), тыс. м ³	8755,1	51,0
Накопленная добыча нефти (модель 2), тыс. м ³	12 002,4	32,8

единичными высокопроводящими кавернами. Также данный факт подтверждает наличие высокого коэффициента изменчивости в направлении *Y*.

Для более пористой породы, от 3,8 до 8 %, аналогично наблюдается рост коэффициента изменчивости – до 0,429 доли ед. при проницаемости от 70 до 320 мД. Следовательно, по мере роста проницаемости в направлении *X* растут значения проницаемости в направлении *Z*, то есть по мере роста проницаемости в больше степени участвует поровая составляющая. Далее аналогично наблюдается резкое снижение коэффициента изменчивости до 0,042 доли ед., проницаемость сформирована единичными кавернами и трещинами, что подтверждается фактическими фотографиями ядерного материала. Коэффициент изменчивости в направлении *Y* также значительно снижается при максимальных значениях проницаемости. Более высокопористые породы, от 8 % до максимальных значений, характеризуются более равномерным распределением проницаемости в направлениях *X* и *Z*, породы содержат большое количество мелких каверн и трещин во всех направлениях, что подтверждается высокими значениями коэффициента изменчивости в направлении *Y*.

Аналогичный анализ проведен для пласта D3fm1(e13). В табл. 4 представлены коэффициента изменчивости в вертикальном и латеральном направлении.

При более детальном анализе значений коэффициента изменчивости абсолютной проницаемости в направлении *Z* установлено, что явной зависимости со значениями абсолютной проницаемости нет. Об этом говорят зависимости, представленные на рис. 5. Также установлено, что на всех диапазонах значений пористости по мере роста проницаемости наблюдается снижение коэффициента изменчивости, если рассматривать типизацию только по значениям пористости.

Установлено, что при более низких значениях зависимость пористости от минимальных значений

до 3,8 % наблюдается более устойчивая зависимость коэффициента изменчивости проницаемости в направлении *Z*. По мере роста пористости связь коэффициента изменчивости с проницаемостью значительно ослабевает.

Так как выявить зависимости изменения коэффициента изменчивости от значений абсолютной проницаемости не удалось, принято решение при геолого-гидродинамическом моделировании пласта применить систему множителей осредненного коэффициента изменчивости проницаемости для каждого ранее выделенного псевдотипа породы. Аналогичный анализ проведен для коэффициентов изменчивости проницаемости в направлении *Y*.

Учет псевдотипов при создании геолого-гидродинамической модели изучаемого пласта

При создании геолого-гидродинамической модели пласта зачастую используют единый осредненный коэффициент изменчивости в направлении *Z*, а при низкой изученности пласта данный коэффициент принимают как 0,1, что является некорректным методом моделирования. Также при стандартном способе моделирования абсолютная проницаемость в направлении *Y* соответствует значениям в направлении *X*.

В настоящей работе произведено моделирование коэффициента изменчивости абсолютной проницаемости с помощью системы множителей для каждого псевдотипа, который соответствует значению коэффициенту изменчивости в направлениях *Y* и *Z*.

Первым этапом произведена дифференциация на типы согласно выделенным диапазонам пористости и абсолютной проницаемости по всему кубу проницаемости, который ранее создан по петрофизическим зависимостям для каждого из пластов D3fm1(e1) и D3fm1(e3) – (3), (4) соответственно.

$$\text{Perm}(x) = 0,135e^{0,5192p_{\text{оро}}}, \quad (3)$$

$$\text{Perm}(x) = 1,0134e^{0,2977p_{\text{оро}}}, \quad (4)$$

где Perm(*x*) – абсолютная проницаемость в латеральном направлении, мД, *p_{оро}* – открытая пористость, %.

Далее для каждой ячейки куба проницаемости определен свой псевдотип породы по значениям пористости и абсолютной проницаемости. Следующим этапом произведен расчет значений проницаемости в направлениях *Y* и *Z* по формулам (1), (2). Таким образом получены три куба абсолютной проницаемости в направлениях *X*, *Y*, *Z*.

На следующем этапе работы проведено воспроизведение промысловой фактической информации для каждой из скважин.

На рис. 6 представлено сопоставление фактической и расчетной добычи нефти и жидкости по двум вариантам модели.

Первая модель пласта создана стандартным способом, не учитывающим типизацию пород, коэффициенты изменчивости в вертикальном направлении соответствуют среднему значению для каждого из продуктивных пластов. Вторая модель пласта создана с учетом типизации пород и учетом коэффициента изменчивости в латеральном и вертикальном направлениях для каждого типа. Для корректной оценки эффективности разработанного методического подхода дополнительной поскважинной настройки модели не осуществлялось. В табл. 5 приведено сопоставление расчетной и фактической накопленной добычи нефти и жидкости.

По результатам геолого-гидродинамического моделирования установлено, что модель с учетом

с учетом типизации пород и учетом коэффициента изменчивости в латеральном и вертикальном направлениях для каждого псевдотипа показала меньший процент отклонения от фактических значений добычи нефти и жидкости относительно модели, созданной стандартным способом.

Заключение

В данном исследовании с целью уточнения и повышения прогностической способности геолого-гидродинамической модели сложнопостроенного карбонатного объекта разработан методический подход, который позволяет с помощью кривых накопленных корреляций осуществить дифференциацию на типы пород весь изученный керновый материал. Данный метод показал хорошую корреляцию при визуальном сопоставлении с фотографиями керна и петрофизическим описанием. Изучена изменчивость

значений абсолютной проницаемости в латеральном и вертикальном направлениях. Анализ выявил, что устойчивой зависимости между коэффициентом изменчивости и самим значением проницаемости нет. Выполнена оценка среднего коэффициента изменчивости для каждого выделенного псевдотипа породы. Осуществлено создание двух геолого-гидродинамических моделей изучаемого пласта: стандартным способом и с учетом вертикальной и латеральной изменчивости проницаемости. Дополнительный учет псевдотипов пород и дальнейшее распределение коэффициентов изменчивости проницаемости в различных направлениях позволило повысить детальность модели и ее прогностическую способность, что окажет положительное влияние при оценке технологической и экономической эффективности геолого-технологических мероприятий, проектирования системы ППД, бурения новых скважин и в целом на проект разработки изучаемого сложнопостроенного месторождения.

Библиографический список

- Гарева, А.А. Значение геолого-гидродинамического моделирования при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений / А.А. Гарева // Актуальные исследования. – 2020. – № 22. – С. 68–70.
- 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. DOI: 10.1016/j.cageo.2016.07.011
- Козырев, Н.Д. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки / Н.Д. Козырев, А.Ю. Вишняков, И.С. Путилов // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 4. – С. 356–368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5
- Mogensen, K. A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging geological settings / K. Mogensen, S. Masalmeh // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 195. – P. 107889. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107889
- Advances and challenges in CO₂ foam technologies for enhanced oil recovery in carbonate reservoirs / G. Jian [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 202. – P. 108447. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108447
- High-resolution sequence stratigraphy applied to reservoir zonation and characterisation, and its impact on production performance-shallow marine, fluvial downstream, and lacustrine carbonate settings / A.J.C. Magalhães [et al.] // Earth-Science Reviews. – 2020. – Vol. 210. – P. 103325. DOI: 10.1016/j.earscrev.2020.103325
- Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression / M. Mahdaviara, A. Rostami, F. Keivanimehr, K. Shahbazi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 196. – P. 107807. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107807
- Quantitative evaluation of the carbonate reservoir heterogeneity based on production dynamic data: A case study from Cretaceous Mishrif formation in Halfaya oilfield, Iraq / R. Li [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 206. – P. 109007. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109007
- Tadayoni, M. A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using borehole image and conventional log data / M. Tadayoni, M. Khalilbeyg, R. Bin Junin // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10. – P. 2613–2629. DOI: 10.1007/s13202-020-00930-4
- Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir / M. Zambrano [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2021. – Vol. 128. – P. 105004. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105004
- Kargarpour, M.A. Carbonate reservoir characterization: an integrated approach / M.A. Kargarpour // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10, № 7. – P. 2655–2667.
- Analysis and Application of Fractured Carbonate Dual-Media Composite Reservoir Model / H. Song [et al.] // Geofluids. – 2022. – Vol. 2022. – P. 6785373. DOI: 10.1155/2022/6785373
- Geology driven history matching / G. Eremyan, V. Demyanov, O. Popova, S. Kaygorodov, M. Korovin // In proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – January 2019. DOI:10.2118/196881-RU
- Benetatos, C. Coping with uncertainties through an automated workflow for 3D reservoir modelling of carbonate reservoirs / C. Benetatos, G. Giglio // Geoscience frontiers. – 2021. – Т. 12, № 6. – P. 100913. DOI: 10.1016/j.gsf.2019.11.008
- Рясной, А.А. Влияние вторичных процессов на коллекторские свойства карбонатных пород верейского нефтегазоносного комплекса (Северо-Запад Республики Башкортостан) / А.А. Рясной, Е.Н. Савельева // Регион. геология и металлогения. – 2019. – № 77. – С. 27–39.
- Тугарова, М.А. Вторичные изменения карбонатных пород нефтегазоносных комплексов / М.А. Тугарова // ПРОНефть. Профессионально о нефти. – 2020. – № 4(18). – С. 18–23. DOI: 10.7868/S2587739920040023.
- Abdulaziz, A.M. Prediction of carbonate diagenesis from well logs using artificial neural network: An innovative technique to understand complex carbonate systems / A.M. Abdulaziz, S.S. Hawary // Ain Shams Engineering Journal. – 2020. – Vol. 11, № 4. – P. 1387–1401. DOI: 10.1016/j.asej.2020.01.010
- Qualitative and quantitative diagenetic modelling in a tight carbonate reservoir in north-western Iraq / O.K. Mohammed-Sajed, W.J. Glover, F.H. Al-Khatony, R.E. Collier // Geoenergy Science and Engineering. – 2024. – Vol. 232. – P. 212450. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212450
- Depositional and diagenetic impacts on the porosity of post-salt carbonate reservoirs of southern Campos Basin, southeastern Brazilian margin / G. Armentini [et al.] // Journal of South American Earth Sciences. – 2021. – Vol. 112. – P. 103566. DOI: 10.1016/j.jsames.2021.103566
- Martyshev, D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter / D.A. Martyshev // Journal of Mining Institute. – 2020. – Vol. 243. – P. 313–318.
- Azimuthal Investigation of a Fractured Carbonate Reservoir / F. Bouchaala [et al.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2023. – Vol. 26, № 03. – P. 813–826. DOI: 10.2118/212873-PA
- Three-dimensional modeling and fluid flow simulation for the quantitative description of permeability anisotropy in tidal flat carbonate / H.A. Eltom [et al.] // Energies. – 2020. – Vol. 13, № 21. – P. 5557. DOI: 10.3390/en13215557
- A novel neural network for seismic anisotropy and fracture porosity measurements in carbonate reservoirs / Y. Ding [et al.] // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2021. – P. 1–23.
- Seismic Anisotropic Fluid Identification in Fractured Carbonate Reservoirs / X. Guo [et al.] // Energies. – 2022. – Vol. 15, № 19. – P. 7184. DOI: 10.3390/en15197184
- Aljawad, M.S. Permeability anisotropy impact on wormhole propagation in openhole and limited-entry completions: A 3D numerical study / M.S. Aljawad // Gas Science and Engineering. – 2023. – P. 205050. DOI: 10.1016/j.jgsce.2023.205050
- Factoring Permeability Anisotropy in Complex Carbonate Reservoirs in Selecting an Optimum Field Development Strategy / S. Krivoshchekov, A. Kochnev, N. Kozыrev, E. Ozhgibesov // Energies. – 2022. – Vol. 15, № 23. – P. 8866. DOI: 10.3390/en15238866
- Vertical Interference Testing as a Gateway to Permeability Anisotropy Demystification and Understanding Fluid Displacement in Carbonates / V.K. Pandey [et al.] // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. – SPE, 2023. DOI: 10.2118/212646-MS
- Менгалиев, А.Г. Учет параметра анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях карбонатных объектов (на примере Гагаринского месторождения) / А.Г. Менгалиев, Д.А. Мартышев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331, № 5. – С. 7–17. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2632
- Marion, D. Estimation of Reservoir Anisotropy From Production Data / D. Marion, H.J. Gonzalez, P.B. Crawford // J. Pet. Technol. – 1962. – Vol. 14. – P. 909–912. DOI: https://doi.org/10.2118/97-PA
- Shedid, H. Prediction of vertical permeability and reservoir anisotropy using coring data / H. Shedid // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – P. 2139–2143. DOI: 10.1007/s13202-019-0614-0
- Petrophysical assessment and permeability modeling utilizing core data and machine learning approaches—a study from the Badr El Din-1 field, Egypt / S. Farouk [et al.] // Marine and Petroleum Geology. – 2021. – Vol. 133. – P. 105265. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105265
- Al-Dujaili, A.N. Identification of the best correlations of permeability anisotropy for Mishrif reservoir in West Qurna/1 oil Field, Southern Iraq / A.N. Al-Dujaili, M. Shabani, M.S. Al-Jawad // Egyptian Journal of Petroleum. – 2021. – Vol. 30, № 3. – P. 27–33. DOI: 10.1016/j.ejpe.2021.06.001
- Sinan, S. Modelling the Impact of Anisotropy on Hydrocarbon Production in Heterogeneous Reservoirs / S. Sinan, P.W.J. Glover, P. Lorinczi // Transp. Porous. Med. – 2020. Vol. 133. – P. 413–436. DOI: 10.1007/s11242-020-01430-z
- Investigation of static and dynamic bulk moduli in a carbonate field / J. Sharifi [et al.] // Exploration Geophysics. – 2021. – Vol. 52, № 1. – P. 16–41. DOI: 10.1080/08123985.2020.1756693
- Баюк, И.О. Проблемы петроупругого моделирования трещиноватых коллекторов / И.О. Баюк, Н.В. Дубиня, С.А. Тихоцкий // ПРОНефть. Профессионально о нефти. – 2022. – № 3. – С. 11–17. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-11-17
- Realistic permeability distributions in faults and sediments: The key to predicting fluid flow in sedimentary basins / H.A. Sheldon [et al.] // Basin Research. – 2023. – Vol. 35, № 6. – P. 2118–2139. DOI: 10.1111/bre.12792
- The open porous media flow reservoir simulator / A.F. Rasmussen [et al.] // Computers & Mathematics with Applications. – 2021. – Vol. 81. – P. 159–185. DOI: 10.1016/j.camwa.2020.05.014
- Advanced petroleum reservoir simulation: Towards developing reservoir emulators / M.R. Islam [et al.]. – John Wiley & Sons, 2016. DOI: 10.1002/9781119038573
- Lucia, F.J. Carbonate reservoir characterization / F.J. Lucia, C. Kerans, J.W. Jennings Jr // Journal of Petroleum Technology. – 2003. – Vol. 55, № 06. – P. 70–72. DOI: 10.1007/978-3-540-72742-2
- 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
- Three-dimensional characterization of a heterogeneous carbonate reservoir / L.A. Yose [et al.] // Lower Cretaceous, Abu Dhabi (United Arab Emirates). – 2006. DOI: 10.1306/121587M882562

42. Adegbite, J.O. Investigations on the relationship among the porosity, permeability and pore throat size of transition zone samples in carbonate reservoirs using multiple regression analysis, artificial neural network and adaptive neuro-fuzzy interface system / J.O. Adegbite, H. Belhaj, A. Bera // *Petroleum Research*. – 2021. – Vol. 6, № 4. – P. 321–332. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.005

43. Male, F. Lessons for machine learning from the analysis of porosity-permeability transforms for carbonate reservoirs / F. Male, I.J. Duncan // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 187. – P. 106825. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106825

44. New vuggy porosity models-based interpretation methodology for reliable pore system characterization, Ordovician carbonate reservoirs in Tahe Oilfield, North Tarim Basin / I.A.M. Salifou [et al.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 196. – P. 107700. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107700

45. A case study of petrophysical rock typing and permeability prediction using machine learning in a heterogeneous carbonate reservoir in Iran / E. Mohammadian [et al.] // *Scientific Reports*. – 2022. – Vol. 12, № 1. – P. 4505. DOI: 10.1038/s41598-022-08575-5

46. Porosity and permeability prediction using pore geometry structure method on tight carbonate reservoir / B.S. Mulyanto [et al.] // *Journal of Physics: Conference Series*. – IOP Publishing, 2020. – Vol. 1572, № 1. – P. 012052. DOI: 10.1088/1742-6596/1572/1/012052

47. Репина, В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере вizeйской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А. Репина, В.И. Галкин, С.В. Галкин // *Записки Горного института*. – 2018. – Т. 231. – С. 268–274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

48. Galkin, V.I. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis / V.I. Galkin, I.N. Ponomareva, V.A. Repina // *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. – 2016. – № 19. – С. 145–154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

References

1. Gareeva A.A. Znachenie geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniia pri razrabotke i ekspluatatsii neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii [The importance of geological and hydrodynamic modeling in the development and operation of oil and gas fields]. *Aktual'nye issledovaniia*, 2020, no. 22, pp. 68-70.

2. 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*, 2016, vol. 95, pp. 123-139. DOI: 10.1016/j.cageo.2016.07.011

3. Kozzyrev N.D., Vishniakov A.Iu., Putilov I.S. Otsenka vliianiia parametrov neopredelennosti na prognozirovanie pokazatelei razrabotki [Assessment of the Uncertainty Parameters Influence on the Development Indicators Forecasting]. *Nedropol'zovanie*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 356-368. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.4.5

4. Mogensen K., Masalmeh S. A review of EOR techniques for carbonate reservoirs in challenging geological settings. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 195, 107889 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107889

5. Jian G. et al. Advances and challenges in CO₂ foam technologies for enhanced oil recovery in carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 202, 108447 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108447

6. Magalhães A.J.C. et al. High-resolution sequence stratigraphy applied to reservoir zonation and characterisation, and its impact on production performance-shallow marine, fluvial downstream and lacustrine carbonate settings. *Earth-Science Reviews*, 2020, vol. 210, 103325 p. DOI: 10.1016/j.earscirev.2020.103325

7. Mahdaviara M., Rostami A., Keivanimehr F., Shahbazi K. Accurate determination of permeability in carbonate reservoirs using Gaussian Process Regression. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, 107807 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107807

8. Li R. et al. Quantitative evaluation of the carbonate reservoir heterogeneity based on production dynamic data: A case study from Cretaceous Mishrif formation in Halfaya oilfield, Iraq. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 206, 109007 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.109007

9. Tadayoni M., Khalilbeyg M., Bin Junin R. A new approach to heterogeneity analysis in a highly complex carbonate reservoir by using borehole image and conventional log data. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 2613-2629. DOI: 10.1007/s13202-020-00930-4

10. Zambrano M. et al. Pore-scale dual-porosity and dual-permeability modeling in an exposed multi-facies porous carbonate reservoir. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, vol. 128, 105004 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105004

11. Kargarpour M.A. Carbonate reservoir characterization: an integrated approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 7, pp. 2655-2667.

12. Song H. et al. Analysis and Application of Fractured Carbonate Dual-Media Composite Reservoir Model. *Geofluids*, 2022, vol. 2022, 6785373 p. DOI: 10.1155/2022/6785373

13. Eremyan G., Demyanov V., Popova O., Kaygorodov S., Korovin M. Geology driven history matching. *In proceedings of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*, January 2019. DOI:10.2118/196881-RU

14. Benetatos C., Giglio G. Coping with uncertainties through an automated workflow for 3D reservoir modelling of carbonate reservoirs. *Geoscience frontiers*, 2021, vol. 12, no. 6, 100913 p. DOI: 10.1016/j.gsf.2019.11.008

15. Riasnoi A.A., Savel'eva E.N. Vliianie vtorichnykh protsessov na kollektorskie svoistva karbonatnykh porod vereiskogo neftegazonosnogo kompleksa (Severo-Zapad Respubliki Bashkortostan) [Influence of secondary processes on reservoir properties of carbonate rocks in the Vereyskiy oil and gas field (North-West of the Republic of Bashkortostan)]. *Regional'naiya geologiya i metallogeniia*, 2019, no. 77, pp. 27-39.

16. Tugarova M.A. Vtorichnye izmeneniia karbonatnykh porod neftegazonosnykh kompleksov [Secondary changes in carbonate rocks of oil and gas complexes]. *PRONEFT. Professional'no o nefti*, 2020, no. 4 (18), pp. 18-23. DOI 10.7868/S2587739920040023

17. Abdulaziz A.M., Hawary S.S. Prediction of carbonate diagenesis from well logs using artificial neural network: An innovative technique to understand complex carbonate systems. *Ain Shams Engineering Journal*, 2020, vol. 11, no. 4, pp. 1387-1401. DOI: 10.1016/j.asej.2020.01.010

18. Mohammed-Sajed O.K., Glover W.J., Al-Khatony F.H., Collier R.E. Qualitative and quantitative diagenetic modelling in a tight carbonate reservoir in north-western Iraq. *Geoenergy Science and Engineering*, 2024, vol. 232, 212450 p. DOI: 10.1016/j.geoen.2023.212450

19. Armelenti G. et al. Depositional and diagenetic impacts on the porosity of post-salt carbonate reservoirs of southern Campos Basin, southeastern Brazilian margin. *Journal of South American Earth Sciences*, 2021, vol. 112, 103566 p. DOI: 10.1016/j.jsames.2021.103566

20. Martuyshv D.A. Improving the geological and hydrodynamic model of a carbonate oil object by taking into account the permeability anisotropy parameter. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 243, pp. 313-318.

21. Bouchaala F. et al. Azimuthal Investigation of a Fractured Carbonate Reservoir. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2023, vol. 26, no. 03, pp. 813-826. DOI: 10.2118/212873-PG

22. Eltom H.A. et al. Three-dimensional modeling and fluid flow simulation for the quantitative description of permeability anisotropy in tidal flat carbonate. *Energies*, 2020, vol. 13, no. 21, 5557 p. DOI: 10.3390/en13215557

23. Ding Y. et al. A novel neural network for seismic anisotropy and fracture porosity measurements in carbonate reservoirs. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2021, pp. 1-23.

24. Guo X. et al. Seismic Anisotropic Fluid Identification in Fractured Carbonate Reservoirs. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 19, 7184 p. DOI: 10.3390/en15197184

25. Aljawad M.S. Permeability anisotropy impact on wormhole propagation in openhole and limited-entry completions: A 3D numerical study. *Gas Science and Engineering*, 2023, 205050 p. DOI: 10.1016/j.gjse.2023.205050

26. Krivoshechekov S., Kochnev A., Kozzyrev N., Ozhgibesov E. Factoring Permeability Anisotropy in Complex Carbonate Reservoirs in Selecting an Optimum Field Development Strategy. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 23, 8866 p. DOI: 10.3390/en15238866

27. Pandey V.K. et al. Vertical Interference Testing as a Gateway to Permeability Anisotropy Demystification and Understanding Fluid Displacement in Carbonates. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*. SPE, 2023. DOI: 10.2118/212646-MS

28. Mengaliev A.G., Martuyshv D.A. Uchet parametra anizotropii pritisniamosti v geologo-gidrodinamicheskikh modeliyakh karbonatnykh ob'ektov (na primere Gagarinskogo mestorozhdeniia) [Accounting the parameter of permeability anisotropy in geological and hydrodynamic models of carbonate objects (on the example of the Gagarin deposit)]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2020, vol. 331, no. 5, pp. 7-17. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2632

29. Marion D., Gonzalez H.J., Crawford P.B. Estimation of Reservoir Anisotropy From Production Data. *J. Pet. Technol.*, 1962, vol. 14, pp. 909-912. DOI: 10.2118/97-PA

30. Shedid H. 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

31. Farouk S. et al. Petrophysical assessment and permeability modeling utilizing core data and machine learning approaches-a study from the Badr El Din-1 field, Egypt. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, vol. 133, 105265 p. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2021.105265

32. Al-Dujaili A.N., Shabani M., Al-Jawad M.S. Identification of the best correlations of permeability anisotropy for Mishrif reservoir in West Qurna/1 oil Field, Southern Iraq. *Egyptian Journal of Petroleum*, 2021, vol. 30, no. 3, pp. 27-33. DOI: 10.1016/j.ejpe.2021.06.001

33. Sinan S., Glover P.W.J., Lorinczi P. Modelling the Impact of Anisotropy on Hydrocarbon Production in Heterogeneous Reservoirs. *Transp. Porous. Med.*, 2020, vol. 133, pp. 413-436. DOI: 10.1007/s11242-020-01430-z

34. Sharifi J. et al. Investigation of static and dynamic bulk moduli in a carbonate field. *Exploration Geophysics*, 2021, vol. 52, no. 1, pp. 16-41. DOI: 10.1080/08123985.2020.1756693

35. Baiuk I.O., Dubinia N.V., Tikhotskii S.A. Problemy petrouprugogo modelirovaniia treschinovatykh kollektorov [Some problems of Rock-Physics modeling of fractured carbonate reservoir rocks]. *PRONEFT. Professional'no o nefti*, 2022, no. 3, pp. 11-17. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-3-11-17

36. Sheldon H.A. et al. Realistic permeability distributions in faults and sediments: The key to predicting fluid flow in sedimentary basins. *Basin Research*, 2023, vol. 35, no. 6, pp. 2118-2139. DOI: 10.1111/bre.12792

37. Rasmussen A.F. et al. The open porous media flow reservoir simulator. *Computers & Mathematics with Applications*, 2021, vol. 81, pp. 159-185. DOI: 10.1016/j.camwa.2020.05.014

38. Islam M.R. et al. Advanced petroleum reservoir simulation: Towards developing reservoir emulators. John Wiley & Sons, 2016. DOI: 10.1002/9781119038573

39. Lucia F.J., Kerans C., Jennings J.W. Jr. Carbonate reservoir characterization. *Journal of Petroleum Technology*, 2003, vol. 55, no. 06, pp. 70-72. DOI: 10.1007/978-3-540-72742-2

40. 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

41. Yose L.A. et al. Three-dimensional characterization of a heterogeneous carbonate reservoir. *Lower Cretaceous, Abu Dhabi (United Arab Emirates)*, 2006. DOI: 10.1306/1215877M882562

42. Adegbite J.O., Belhaj H., Bera A. Investigations on the relationship among the porosity, permeability and pore throat size of transition zone samples in carbonate reservoirs using multiple regression analysis, artificial neural network and adaptive neuro-fuzzy interface system. *Petroleum Research*, 2021, vol. 6, no. 4, pp. 321-332. DOI: 10.1016/j.ptlrs.2021.05.005

43. Male F., Duncan I.J. Lessons for machine learning from the analysis of porosity-permeability transforms for carbonate reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 187, 106825 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106825

44. Salifou I.A.M. et al. New vuggy porosity models-based interpretation methodology for reliable pore system characterization, Ordovician carbonate reservoirs in Tahe Oilfield, North Tarim Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, 107700 p. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107700

45. Mohammadian E. et al. A case study of petrophysical rock typing and permeability prediction using machine learning in a heterogeneous carbonate reservoir in Iran. *Scientific Reports*, 2022, vol. 12, no. 1, 4505 p. DOI: 10.1038/s41598-022-08575-5

46. Mulyanto B.S. et al. Porosity and permeability prediction using pore geometry structure method on tight carbonate reservoir. *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2020, vol. 1572, no. 1, 012052 p. DOI: 10.1088/1742-6596/1572/1/012052

47. Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере вizeйской залежи Гондыревского месторождения нефти) [Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Godyrevskiy oil field)]. *Записки Горного института*, 2018, vol. 231, pp. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

48. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2016, no. 19, pp. 145-154. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.19.5

Финансирование. Исследование выполнено при поддержке правительства Пермского края, грант № С-26/627.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.