

УДК 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4609

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Исследование возможности автоматической настройки кривых относительных фазовых проницаемостей для задач адаптации геолого-гидродинамической модели

Д.А. Бельтюков¹, А.А. Кочнев¹✉, Лей Ван², С.В. Галкин¹

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, г. Пермь

² Китайский нефтяной университет, Циндао, Китайская Народная Республика

✉ sashakoch93@gmail.com

Аннотация. Актуальность. Геолого-гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью проектирования разработки месторождений. Процесс адаптации геолого-гидродинамической модели к историческим показателям разработки является многоитерационным и сопровождается наличием высокой степени неопределенности геологических параметров. От качества адаптации модели напрямую зависит достоверность прогнозных показателей, на основании которых принимаются ключевые проектные решения. Одним из основных макропараметров при адаптации модели является вид кривых относительных фазовых проницаемостей. Оптимизация настройки данного макропараметра позволит существенно сократить затраты ресурсов и времени при адаптации геолого-гидродинамической модели. **Цель.** Разработка подхода автоматической настройки кривых относительных фазовых проницаемостей. **Методы.** Геолого-гидродинамическое моделирование, математическое моделирование, статистические методы. **Результаты и выводы.** Представлен подход автоматической настройки кривых относительных фазовых проницаемостей под динамику разработки залежи. Реализация подхода выполнена в виде машинного кода на языке программирования Python. Первичная апробация проведена на шести залежах с терригенным и карбонатным типом коллектора месторождений Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. Отмечена высокая сходимость фактических кривых относительных фазовых проницаемостей, настроенных в процессе многоитерационной адаптации гидродинамической модели, с расчетными модельными кривыми. На следующем этапе проведена апробация методики на сложнопостроенном карбонатном объекте с высокой вязкостью флюида. Установлено, что в рамках одной итерации удалось с высокой степенью сходимости настроить интегральные параметры добычи нефти и обводненности. Разработанный подход позволяет значительно сократить время настройки кривых относительных фазовых проницаемостей на динамику разработки залежи путем использования разработанного программного модуля.

Ключевые слова: геолого-гидродинамическая модель, относительные фазовые проницаемости, функция Бакли–Лeverетта, адаптация геолого-гидродинамической модели, высоковязкие нефти, карбонатный и терригенный коллектор

Благодарности: Исследование выполнено при поддержке Правительства Пермского края, исследовательский проект № СЭД-26-08-08-30 от 24.01.2024.

Для цитирования: Исследование возможности автоматической настройки кривых относительных фазовых проницаемостей для задач адаптации геолого-гидродинамической модели / Д.А. Бельтюков, А.А. Кочнев, Лей Ван, С.В. Галкин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 2. – С. 190–200. DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4609

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4609

Possibility of automatic adjustment of relative phase permeability curves for the tasks of geologic-hydrodynamic model adaptation

D.A. Beltiukov¹, A.A. Kochnev^{1✉}, Lei Wang², S.V. Galkin¹

¹ Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

² China University of Petroleum (Huadong), Qingdao, China

✉ sashakoch93@gmail.com

Abstract. Relevance. Geologic-hydrodynamic modeling is an integral part of field development design. The process of geological and hydrodynamic model adaptation to the development history is multi-iterative and is accompanied by a high degree of uncertainty of geological parameters. The quality of model adaptation directly affects the reliability of forecast indicators, on the basis of which key design decisions are made. One of the main macroparameters in model adaptation is the type of relative phase permeability curves. Optimization of setting this macro-parameter will significantly reduce resource and time costs during geological and hydrodynamic model adaptation. **Aim.** Development of an approach for automatic adjustment of relative phase permeability curves. **Methods.** Geologic-hydrodynamic modeling, mathematical modeling, statistical methods. **Results and conclusions.** The authors have developed the approach of automatic adjustment of relative phase permeability curves to the dynamics of reservoir performance. The approach is implemented as a machine code in the Python programming language. Initial testing was carried out on six deposits with terrigenous and carbonate reservoir type of fields of Volga-Ural and Timan-Pechora oil and gas bearing provinces. High convergence of actual curves of relative phase permeabilities, adjusted in the process of multi-iteration adaptation of hydrodynamic model, with calculated model curves was noted. At the next stage, the method was tested on a complex carbonate object with high fluid viscosity. It was found that within one iteration it was possible to adjust the integral parameters of oil production and water cut with a high degree of convergence. Thus, the developed approach makes it possible to significantly reduce the time of adjustment of relative phase permeability curves for the dynamics of reservoir development by using the program module.

Keywords: geologic-hydrodynamic model, relative phase permeabilities, Buckley–Leverett function, geologic-hydrodynamic model adaptation, high-viscosity oils, carbonate and terrigenous reservoirs

Acknowledgements: The reported study was partially supported by the Government of Perm Krai, research project no. SED-26-08-08-30 from 24.01.2024.

For citation: Beltiukov D.A., Kochnev A.A., Wang Lei, Galkin S.V. Possibility of automatic adjustment of relative phase permeability curves for the tasks of geologic-hydrodynamic model adaptation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 2, pp. 190–200. DOI: 10.18799/24131830/2025/2/4609

Введение

Современные подходы проектирования разработки опираются на результаты геолого-гидродинамического моделирования. Все без исключения проектные решения основываются на результатах прогнозных расчетов на «цифровом двойнике месторождения». Развитие сферы цифровых технологий позволяет обрабатывать и комплексовать большой объем разномасштабной информации в геолого-гидродинамической модели. Задачей модели является воспроизведение фильтрационных потоков флюида в процессе разработки залежи, диагностика состояния разработки и распределения запасов, прогноз технологических показателей с выбором оптимальных проектных решений [1–3]. Модель позволяет отразить геологические особенности строения объекта.

Геолого-гидродинамические модели (ГДМ) используются для обоснования эффективности проведения геолого-технических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи и использования третичных методов воздействия на пласт [4–7]. Решения по оптимизации системы заводнения и оценке взаимовлияния скважин оцениваются в гидродинамическом симуляторе [8]. Для прогноза сценарных вариантов разработки трудноизвлекаемых запасов также применяется геолого-гидродинамическое моделирование. В современных симуляторах имеется широкий набор инструментов для моделирования термических методов воздействия на пласт, полимерного заводнения и др. [9–11].

Для выполнения достоверных прогнозных расчетов необходимо, чтобы модель с высокой точно-

стью отражала геологическое строение пласта, латеральную и вертикальную неоднородность, фильтрационные характеристики объекта [12–14]. Если свойства по стволу скважины известны по результатам геофизических и гидродинамических исследований, а также по результатам изучения керна, то в межскважинном пространстве сохраняется неопределенность различной степени [15–18]. Поэтому необходимо производить адаптацию модели к фактическим промысловым данным. Вопросы адаптации геолого-гидродинамической модели широко освещаются в [19–21]. Однако универсального способа адаптации на сегодняшний день не предложено, существуют лишь основные направления и рекомендации, но для конкретного месторождения всегда присутствуют свои особенности в настройке модели [22–24].

Настройка любой геолого-технологической модели начинается с модификации макропараметров, которые влияют на адаптацию интегральных показателей, таких как энергетическое состояние залежи, отборы жидкости и обводненность. Подбор этих параметров зачастую производится экспертно специалистом путем итерационных расчетов и получения результатов при тех или иных значениях. Однако ввиду огромного количества неопределенностей и взаимозаменяемости инструментов адаптации, которые могут одинаково влиять на настраиваемый промысловый показатель, можно добиться желаемого результата, выбрав неверный инструмент. Поэтому в процессе настройки модели необходимо наибольшим образом сохранять «геологический реализм» [25–28]. К основным макропараметрам можно отнести влияние законтурной области, абсолютную проницаемость пласта-коллектора, а также относительные фазовые проницаемости (ОФП). Одним из важнейших инструментов настройки модели являются ОФП флюидов [29, 30].

При наличии обширной базы керновых исследований для пласта с высокой зональной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств допустимый коридор изменения кривых ОФП может быть достаточно широким [31]. Тогда возникает проблема выбора корректного инструмента настройки модели. Ошибка на этапе выбора настраиваемого параметра, с последующей настройкой модели на фактические данные даже при хорошей сходимости, может привести к некорректному прогнозу промысловых показателей [32]. Кроме того, для моделей крупных месторождений и залежей с трудноизвлекаемыми запасами немаловажным фактором является снижение количества итераций ввиду значительного времени расчета таких моделей даже при высоких вычислительных мощностях [33].

Накопленный опыт моделирования показывает, что использовать напрямую кривые ОФП, полученные по результатам лабораторных исследований, не представляется возможным. Основные проблемы, связанные с таким подходом, – искусственное занижение продуктивности скважин по мере заводнения пласта, быстрое продвижение фронта воды. Существуют различные методики для учета и настройки кривых ОФП в гидродинамической модели. Основной подход заключается в нормировке и аппроксимации результатов керновых исследований [34–36]. Существует множество корреляций, используемых для аппроксимации кривых ОФП, однако на сегодняшний день наиболее популярными являются корреляции Кори и LET (Lomeland, Ebeltoft, Thomas являются авторами методики) [37–39].

С целью снижения неопределенности при подборе формы кривых ОФП, описывающих процесс вытеснения нефти в пласте, в данной работе предложена методика автоматизированной настройки ОФП, позволяющая снизить субъективность подбора кривых ОФП для дальнейшего использования в модели.

В работе представлено описание использованных материалов, а именно геолого-гидродинамические модели ряда месторождений Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазовых провинций, фактические и теоретические кривые ОФП. Выполнено описание методов исследования, таких как программирование в среде Python, статистический анализ, гидродинамическое моделирование. Далее приведено описание результатов исследований, даны рекомендации по их использованию, и описано направление будущих исследований.

Материалы и методы

В рамках исследования разработан автоматизированный подход по настройке кривых ОФП для гидродинамической модели, позволяющих наилучшим образом описывать процесс фильтрации флюида в пласте. Сам алгоритм расчетов заключается в использовании функции Бакли–Лeverетта. Залежь рассматривается как конечный поровый объем, заполненный жидкостью, при этом в основе фильтрации жидкости заложен принцип материального баланса. Кривая фракционного потока является одной из разновидностей характеристик вытеснения и представляет собой зависимость обводненности продукции от водонасыщенности.

Таким образом, зная начальные запасы нефти в залежи и коэффициент начальной нефтенасыщенности можно выразить водонасыщенность через изменение запасов в залежи (1)–(6).

$$Q_{nn} = V_{пор} \cdot K_{nn}, \quad (1)$$

$$Q_{ni} = V_{пор} \cdot K_{ni}, \quad (2)$$

$$Q_{nn}/K_{nn} = Q_{ni}/K_{ni}, \quad (3)$$

$$K_{ni} = Q_{ni}/Q_{nn} \cdot K_{nn}, \quad (4)$$

$$Q_{ni} = Q_{nn} - Q_{нак}, \quad (5)$$

$$K_{bi} = 1 - K_{ni}, \quad (6)$$

где K_{nn} – коэффициент начальной нефтенасыщенности; K_{ni} – коэффициент нефтенасыщенности на i -временной шаг; Q_{nn} – начальные запасы нефти; Q_{ni} – запасы нефти на i -временной шаг; $V_{пор}$ – поровый объем; $Q_{нак}$ – накопленная добыча нефти на i -временной шаг; K_{bi} – коэффициент водонасыщенности на i -временной шаг.

Полученный график зависимости обводненности от водонасыщенности описывает процесс вытеснения нефти из порового пространства. Чем больше период разработки залежи, тем точнее будет форма ОФП. Далее необходимо рассчитать кривые относительных фазовых проницаемостей на основе LET-аппроксимации (7), (8) [40].

$$K_{ro} = \frac{K_{rorg} \cdot (1 - S_{wn})^{L_o}}{(1 - S_{wn})^{L_o} + E_o \cdot (S_{wn})^{T_o}}, \quad (7)$$

$$K_{rw} = \frac{K_{rgw} \cdot (S_{wn})^{L_w}}{(S_{wn})^{L_w} + E_w \cdot (1 - S_{wn})^{T_w}}. \quad (8)$$

Коэффициенты L , E , T отвечают за кривизну определенной части графика. Выбор метода аппроксимации и подбор переменных, которые являются степенями свободы в имеющихся корреляциях, как правило, выполняется экспертно. В предложенном подходе определение формы кривых выполняется путем подбора степеней свободы аппроксимации до максимальной сходимости уравнения (9):

$$F(sw) = \frac{fw(sw)}{fw(sw) + hw/ho \cdot fo(sw)}, \quad (9)$$

где $fw(sw)$ – относительная фазовая проницаемость воды; $fo(sw)$ – относительная фазовая проницаемость нефти; hw , ho – динамические вязкости воды и нефти; $F(sw)$ – функция Бакли–Левретта.

Математически сходимость графиков определялась методом наименьшей суммы квадратов разностей.

Алгоритм предложенной методики расчета кривых ОФП представлен на рис. 1.

Апробация методики выполнялась на залежах с терригенным и карбонатным типом коллектора Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазовых провинций.

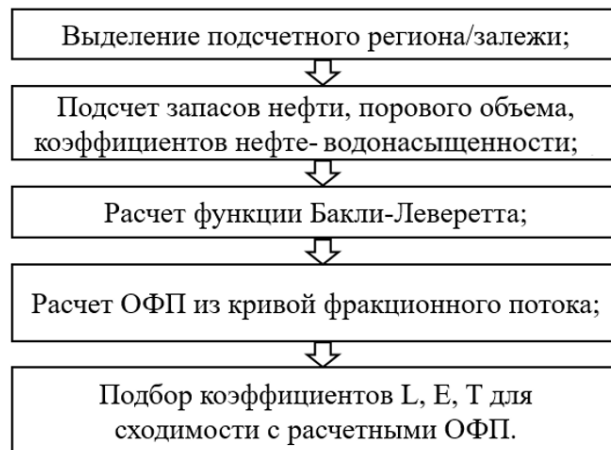


Рис. 1. Алгоритм расчета относительных фазовых проницаемостей

Fig. 1. Algorithm for calculation of relative phase permeabilities

При этом среди залежей с карбонатным типом коллектора изучались в том числе и залежи с высоковязкими нефтями. Для каждого объекта разработки выполнен расчет кривой фракционного потока и получены расчетные кривые относительных фазовых проницаемостей. Для оценки корректности выполненных расчетов проведена процедура верификации данных путем сопоставления расчетных значений с эталонными. В связи с тем, что образец керна не может характеризовать залежь в целом в силу масштабного эффекта и низкого охвата пласта кривыми исследованиями, анализ выполнялся на основе данных ОФП. Соответственно в качестве эталонных принимались кривые ОФП, полученные по прямым потоковым исследованиям керна и в дальнейшем модифицированные при адаптации моделей к фактической истории разработки.

Результаты

По результатам расчетов с помощью предложенной методики для шести месторождений Пермского края и Республики Коми построены кривые ОФП. Для оценки корректности полученных кривых ОФП построены кроссплоты между расчетными и фактическими кривыми, использованными в ГДМ.

Отмечается высокая сходимость фактических кривых ОФП, настроенных в процессе адаптации ГДМ, с расчетными модельными кривыми. По результатам расчетов построены кроссплоты относительных фазовых проницаемостей воды и нефти для терригенных и карбонатных коллекторов (рис. 2, 3).

По рисункам видно, что сходимость расчетных и полученных в процессе моделирования ОФП достаточно высокая.

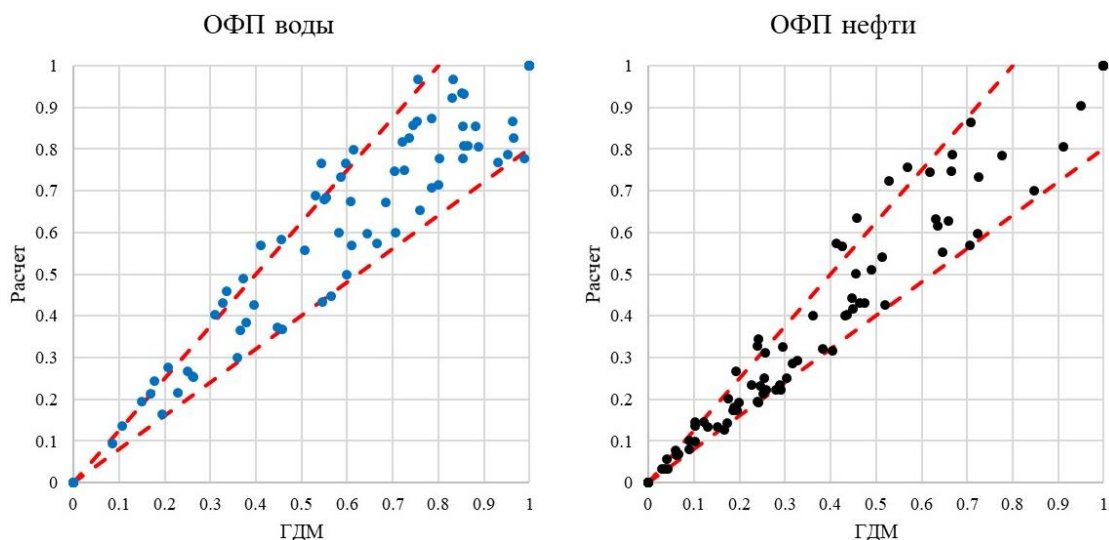


Рис. 2. Кроссплоты относительных фазовых проницаемостей для терригенных коллекторов
Fig. 2. Crossplots of relative phase permeabilities for terrigenous reservoirs

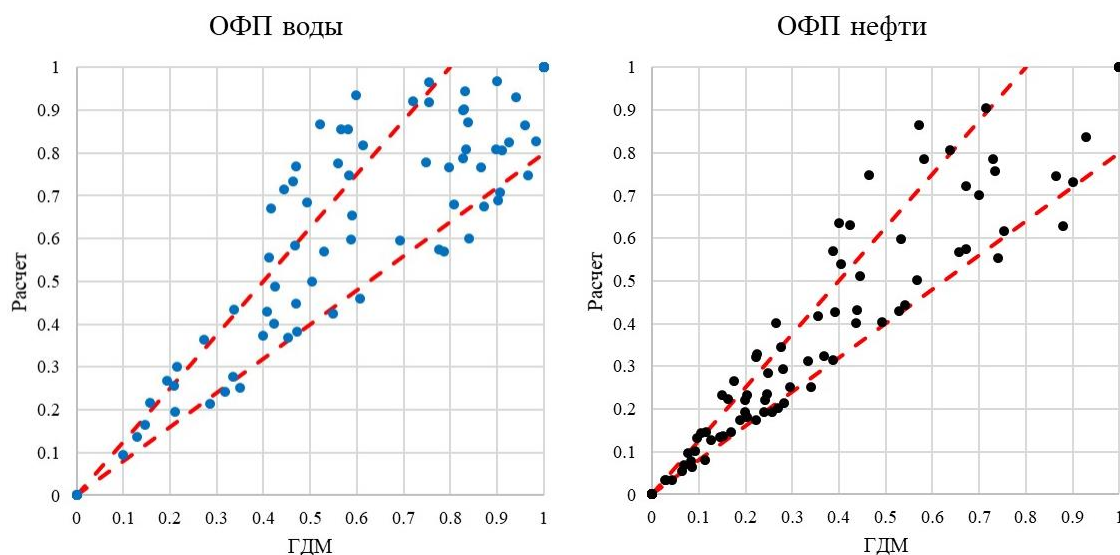


Рис. 3. Кроссплоты относительных фазовых проницаемостей для карбонатных коллекторов (красной линией показан интервал 20 % погрешности)
Fig. 3. Crossplots of relative phase permeabilities for carbonate reservoirs (red line shows 20% error interval)

Так, для терригенных образцов в допустимый интервал попало 78 % значений, а для карбонатных – 69 % значений. Стоит отметить, что для карбонатных коллекторов «выбросов» из коридора допустимых значений больше. Это объясняется тем, что среди залежей, участвовавших в апробации методики, часть находится на второй и третьей стадиях разработки, что не позволяет построить достоверную кривую фракционного потока для всего периода разработки. Значительную долю погрешности в расчете также вносит трещинная составляющая, что значительно влияет на разницу формы ОФП по сравнению с фильтрацией в матрице. С целью повышения качества расчетных дан-

ных для таких залежей необходимо привлекать данные объектов-аналогов. Кроме того, залежи с карбонатным типом коллектора характеризуются прорывным типом обводнения, иногда осложненного резкими скачками, обусловленными в основном технологическими мероприятиями и влиянием трещинной или высококавернозной составляющей пустотного пространства.

Как упоминалось ранее, применение данной методики рассчитано на работу с моделями залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти, когда итерационность расчетов значительно ниже по сравнению с моделями традиционных залежей. Основной задачей методики является автоматизация рутин-

ных процессов подбора макропараметров и минимизация субъективности настройки. В связи с этим методика, предложенная в данной работе, описана машинным кодом на языке программирования Python, что позволило кратно снизить трудозатраты по решению задачи подбора ОФП.

Апробация методики проведена на примере месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Месторождение Р характеризуется сложным строением карбонатного резервуара, наличием зон высокой кавернозности и трещиноватости, абсолютная проницаемость объекта изменяется от 10 до 5000 мД. Разработка залежи осложнена аномальными физико-химическими свойствами флюидов. Вязкость нефти находится в диапазоне 500–1000 мПа*с. Действующий фонд скважин более 700 единиц.

Гидродинамическая модель содержит порядка 5 млн активных ячеек, модель трехфазная неизотермическая, время одной итерации расчета исторического периода составляет порядка 3 суток.

Для залежи Р по формулам (1)–(9) выполнен расчет кривой фракционного потока. График кривой представлен на рис. 4.

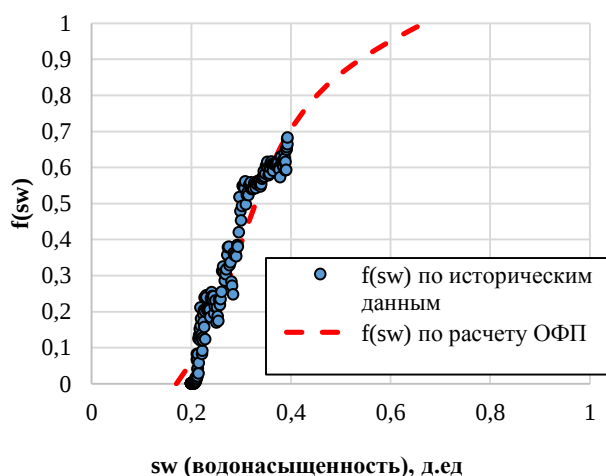


Рис. 4. Кривая фракционного потока для залежи Р

Fig. 4. Fractional flow curve for deposit P

Далее по методике, предложенной в данной работе, произведен расчет по оптимизационному алгоритму формы кривых ОФП. Достигнута максимальная сходимость при наименьшей сумме квадратов разностей всех точек кривых. Степени свободы LET-аппроксимации находятся в диапазоне от 1 до 3. На рис. 5 представлен график сопоставления исходных кривых, полученных по результатам керновых исследований, кривых, полученных в результате работ по геолого-гидродинамическому моделированию, и кривых, полученных расчетным путем.

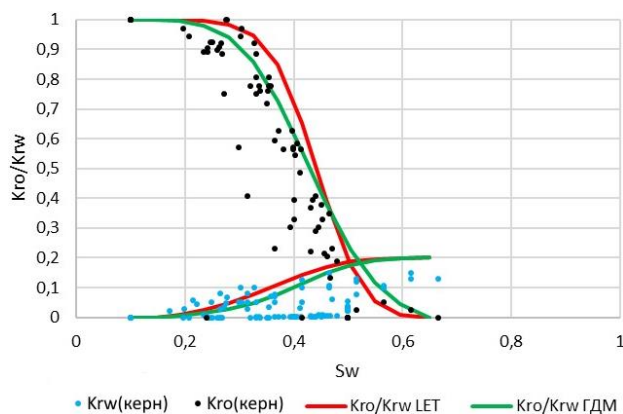


Рис. 5. Относительные фазовые проницаемости для залежи Р

Fig. 5. Relative phase permeabilities for deposit P

Таким образом, можно сделать вывод о том, что расчетные кривые повторяют форму кривых, настроенных в процессе итерационного моделирования. Однако время, затраченное на получение ОФП путем математических расчетов, кратно меньше времени даже одной итерации расчета модели.

На рис. 6 представлено сопоставление интегральных показателей разработки с расчетными на модели после процедуры подбора ОФП для залежи Р. Как видно из графика, достигнута высокая сходимость обводненности продукции скважин в целом по залежи.

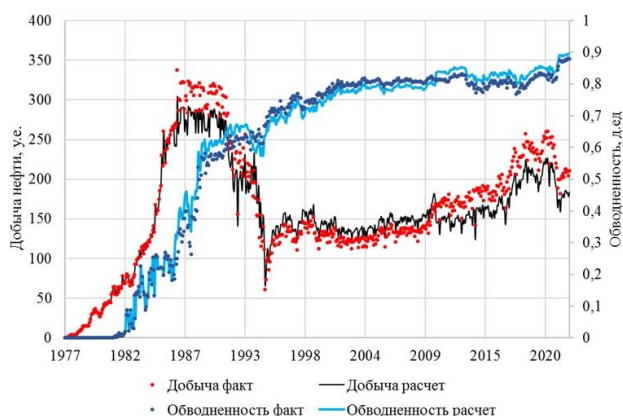


Рис. 6. Сравнение фактических и расчетных показателей разработки залежи Р

Fig. 6. Comparison of actual and estimated development indicators of deposit P

На следующем этапе проведен ретроспективный прогноз по новым скважинам. За последний год по результатам эксплуатационного бурения на объекте пробурено пять новых скважин. В рамках эксперимента проведены расчеты модели с учетом данных скважин и без дополнительных настроек, чтобы проверить способность гидродинамической модели с полученными ОФП и оценить эффективность бурения новых

скважин. По результатам расчетов отклонения по добыче нефти по новым скважинам не превышают 8 % (рис. 7). Даже при условии, что все скважины по фактическим данным вступают с обводненностью более 80 %, модель показывает высокую предиктивную способность и позволяет учитывать конусы обводнения.

Заключение

В ходе исследования предложен подход к построению кривых ОФП в системе нефть–вода на основе промысловых данных, позволяющий с высокой точностью воспроизводить процессы фильтрации при разработке месторождений в гидродинамической модели, в том числе и с трудноизвлекаемыми запасами. Выполнена апробация методики на ряде терригенных и карбонатных объектов. Отмечается более высокая сходимость полученных ОФП для терригенных объектов.

Проведена апробация методики на сложнопостроенном карбонатном объекте Р с высокой вязкостью флюида. Отмечается, что в рамках одной итерации удается с высокой степенью сходимость настроить интегральные параметры добычи нефти и обводненности, что позволяет значительно сократить время многоитерационных расчетов.

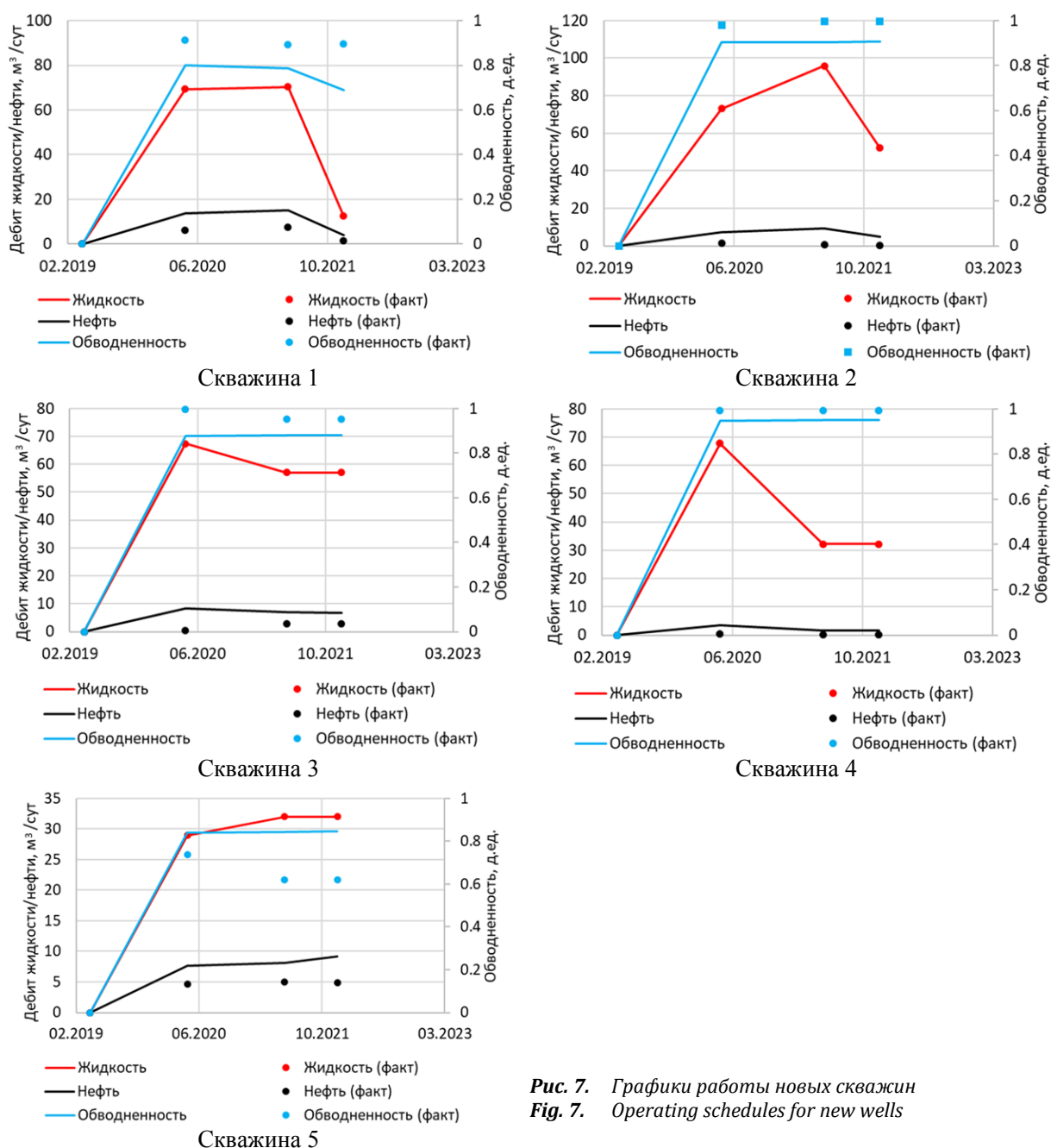


Рис. 7. Графики работы новых скважин
 Fig. 7. Operating schedules for new wells

Отмечается кратное сокращение времени настройки интегральных показателей с нескольких недель до 3 суток (1 итерация модели).

По результатам ретроспективного анализа удалось спрогнозировать на гидродинамической модели мероприятия по эксплуатационному бурению новых скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закиров Р.Х. Роль геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки нефтяных месторождений // *Георесурсы*. – 2009. – № 4 (32). – С. 34–36.
2. Aziz K. Reservoir simulation grids: opportunities and problems // *Journal of Petroleum Technology*. – 1993. – Vol. 45. – № 07. – P. 658–663. DOI: 10.2118/25233-PA
3. Abou-Kassem J.H., Farouq-Ali S.M., Islam M.R. *Petroleum Reservoir Simulations*. – Houston: Elsevier, 2013. – 445 p.
4. Воронова Е.В., Петрова Л.В. Гидродинамическое моделирование как средство для оценки эффективности предлагаемых методов увеличения нефтеотдачи // *The Scientific Heritage*. – 2020. – № 54-2 (54). – С. 23–26.
5. Archer J.S., Wong S.W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory waterflood data // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 1973. – Vol. 13. – № 06. – P. 343–347. DOI: 10.2118/3551-PA
6. Hydraulic fracture monitoring to reservoir simulation: maximizing value / C.L. Cipolla, M.J. Williams, X. Weng, M. Mack, S. Maxwell // *European Association of Geoscientists & Engineers: Proc. of the Second EAGE middle east tight gas reservoirs workshop*. – Manama, Bahrain, December 12–15, 2010. – P. cp-244-00015. DOI: 10.3997/2214-4609.20145655
7. Дуркин С.М., Павлюк А.В., Меньшикова И.Н. Обоснование методов повышения нефтеотдачи пласта Кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения на основе численного моделирования // *Нефтепромысловое дело*. – 2015. – № 10. – С. 32–36.
8. Мартюшев Д.А., Менгалиев А.Г. Планирование циклического заводнения на основе анизотропной гидродинамической модели карбонатной залежи Гагаринского месторождения // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 12. – С. 84–93. DOI: 10.18799/24131830/2020/12/2942.
9. A critical review of reservoir simulation applications in key thermal recovery processes: Lessons, opportunities, and challenges / S. Yang, Z. Nie, S. Wu, Z. Li, B. Wang, W. Wu, Z. Chen // *Energy & Fuels*. – 2021. – Vol. 35. – № 9. – P. 7387–7405. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c00249
10. Agishev E., Andreev V., Dubinsky G. Choosing a strategy for the development of hard-to-recover oil reserves based on integrated modeling // *EDP Sciences: Proc. of the VI International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection*. – Moscow, August 10, 2023. – Vol. 411. – P. 01062. DOI: 10.1051/e3sconf/202341101062
11. Волженина Д.А., Шарф И.В., Сабанчин И.В. Анализ эффективности применения сайклинг-технологии при разработке залежей газового конденсата // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 18–27. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2633
12. Zhang P., Pickup G., Christie M. A new method for accurate and practical upscaling in highly heterogeneous reservoir models // *SPE: Proc. of the SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition*. – China, Beijing, December 5–7, 2006. – P. SPE-103760-MS. DOI: 10.2523/103760-MS
13. Alabert F.G., Modot V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities // *SPE: Proc. of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Washington, October 4–7, 1992. – P. SPE-24893-MS. DOI: 10.2118/24893-MS
14. Sinan S., Glover P.W.J., Lorinczi P. Modelling the impact of anisotropy on hydrocarbon production in heterogeneous reservoirs // *Transport in Porous Media*. – 2020. – Vol. 133. – P. 413–436. DOI: 10.1007/s11242-020-01430-z
15. A permeability prediction method based on pore structure and lithofacies / L. Gan, Y. Wang, X. Luo, M. Zhang, X. Li, X. Dai, H. Yang // *Petroleum Exploration and Development*. – 2019. – Vol. 46. – № 5. – P. 935–942. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60250-8
16. Estimating the permeability distribution and its uncertainty at the EGS demonstration reservoir Soultz-sous-Forêts using the ensemble Kalman filter / C. Vogt, G. Marquart, C. Kosack, A. Wolf, C. Clauser // *Water Resources Research*. – 2012. – Vol. 48. – № 8. – P. 8517. DOI: 10.1029/2011WR011673
17. Cremon M.A., Christie M., Gerritsen M.G. Monte Carlo simulation for uncertainty quantification in reservoir simulation: a convergence study // *European Association of Geoscientists & Engineers: Proc. Of the ECMOR XVI-16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*. – Barcelona, September 3–6, 2018. – Vol. 2018. – № 1. – P. 1–18. DOI: 10.3997/2214-4609.201802226
18. Reservoir management under geological uncertainty using fast model update / R. Hanea, G. Evensen, L. Hustoft, T. Ek, A. Chitu, F. Wilschut // *SPE: Proc. of the SPE Reservoir Simulation Conference*. – Houston, USA, February 23–25, 2015. – P. D031S009R003. DOI: SPE-173305-MS
19. Avansi G.D., Maschio C., Schiozer D.J. Simultaneous history-matching approach by use of reservoir-characterization and reservoir-simulation studies // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2016. – Vol. 19. – № 04. – P. 694–712. DOI: 10.2118/179740-PA
20. A physics-based data-driven numerical model for reservoir history matching and prediction with a field application / H. Zhao, Z. Kang, X. Zhang, H. Sun, L. Cao, A. Reynolds // *SPE Journal*. – 2016. – Vol. 21. – № 06. – P. 2175–2194. DOI: 10.2118/173213-PA
21. Fossum K., Mannseth T., Stordal A.S. Assessment of multilevel ensemble-based data assimilation for reservoir history matching // *Computational geosciences*. – 2020. – Vol. 24. – № 1. – P. 217–239. DOI: 10.1007/s10596-019-09911-x
22. Fanchi J.R. *Principles of applied reservoir simulation*. – Burlington: Elsevier, 2005. – 354 p.
23. Islam M.R., Abou-Kassem J.H., Farouq-Ali S.M. *Petroleum reservoir simulation*. – Cambridge: Gulf Professional Publ., 2020. – 516.

24. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic applied reservoir simulation // SPE Textbook Series: Society of Petroleum Engineers, 2001. – Vol. 7. – 381 p.
25. Slotte P.A., Smørgrav E. Response surface methodology approach for history matching and uncertainty assessment of reservoir simulation models // SPE: Proc. of the SPE Europe featured at EAGE Conference and Exhibition. – Rome, Italy, June 9–12, 2008. – P. SPE-113390-MS. DOI: 10.2118/113390-MS
26. Geology driven history matching / I. Matveev, G. Shishaev, G. Eremyan, V. Demyanov, O. Popova, S. Kaygorodov, B. Belozarov, I. Uzhegova, D. Konoshonkin, M. Korovin // SPE: Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, October 22–24, 2019. – P. D013S001R004. DOI: 10.2118/196881-RU
27. Uncertainty quantification in reservoir prediction: part 1 – model realism in history matching using geological prior definitions / D. Arnold, V. Demyanov, T. Rojas, M. Christie // Mathematical Geosciences. – 2019. – Vol. 51. – P. 209–240.
28. Guo Z., Reynolds A., Zhao H. History matching, prediction and production optimization with a physics-based data-driven model // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23. – P. 367–395. DOI: 10.2118/182660-PA
29. Коровин М.О. Учёт влияния относительных фазовых проницаемостей на адаптацию месторождения с терригенным типом коллектора // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 173–180. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3161>
30. Koutsoyiannis D., Economou A. Evaluation of the parameterization-simulation-optimization approach for the control of reservoir systems // Water Resources Research. – 2003. – Vol. 39. – № 6. – P. 1170. DOI: 10.1029/2003WR002148
31. Honarpour M.M., Chilingarian G.V., Mazzullo S.J. Permeability and relative permeability of carbonate reservoirs // Developments in petroleum science. – 1992. – Vol. 30. – P. 399–416. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70131-1
32. Subbey S., Christie M., Sambridge M. Prediction under uncertainty in reservoir modeling // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2004. – Vol. 44. – № 1–2. – P. 143–153. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.02.011
33. Predictive modeling of relative permeability using a generalized equation of state / P. Purswani, R. Johns, Z. Karpyn, M. Blunt // SPE Journal. – 2021. – Vol. 26. – № 01. – P. 191–205. DOI: 10.2118/200410-MS
34. Галкин С.В., Кочнев А.А., Бельтюков Д.А. Аппроксимация кривых относительных фазовых проницаемостей при создании геолого-гидродинамических моделей залежей высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 12. – С. 28–33. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-28-33
35. Uncertainty quantification and sensitivity analysis for relative permeability models of two-phase flow in porous media / A.R. Valdez, B.M. Rocha, G. Chapiro, R. Weber. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 192. – P. 107297. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107297
36. Захаров Я.В., Шайхутдинов Д.К. Масштабирование относительных фазовых проницаемостей как шаг к повышению качества гидродинамического моделирования // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 10. – С. 88–93.
37. Lomeland F. Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions // Proc. of the International Symposium of the Society of Core Analysts. – Trondheim, Norway, August 27–30, 2018. – P. 27–30.
38. Andersen P. Comparison of intercept methods for correction of steady-state relative permeability experiments for capillary end effects // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2022. – Vol. 25. – P. 882–899. DOI: 10.2118/209797-PA
39. Sakhaei Z., Azin R., Osfouri S. Assessment of empirical/theoretical relative permeability correlations for gas-oil/condensate systems // Proc. of the 1st Biennial Persian Gulf Oil, Gas, and Petrochemistry. – Bushehr, Iran, April 20, 2016. – P.1–11.
40. History matching field scale model using LET based relative permeability / T.H. Sandve, O. Saevareid, F. Lomeland, R.J. Lorenzen // European Association of Geoscientists & Engineers: Proc. of the ECMOR 2022. – Hague, Netherlands, September 5–7, 2022. – Vol. 2022. – № 1. – P. 1–9. DOI: 10.3997/2214-4609.202244030

Информация об авторах

Дмитрий Александрович Бельтюков, аспирант Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; di-ma.beltiukov.94@mail.ru

Александр Александрович Кочнев, кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; sashakoch93@gmail.com

Лей Ван, PhD, профессор Китайского нефтяного университета, Китай, 266580, провинция Шаньдун, г. Циндао, пр. Чанцзянсилу, 66; skd996159@sdust.edu.cn

Сергей Владиславович Галкин, доктор геолого-минералогических наук, профессор, декан Горно-нефтяного факультета, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; doc_galkin@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7275-5419>

Поступила в редакцию: 05.03.2024

Поступила после рецензирования: 11.07.2024

Принята к публикации: 24.12.2024

REFERENCES

1. Zakirov R.K. The role of geological-hydrodynamic modeling in the design of oil field development. *Georesources*, 2009, no. 4 (32), pp. 34–36. (In Russ.)

2. Aziz K. Reservoir simulation grids: opportunities and problems. *Journal of Petroleum Technology*, 1993, vol. 45, no. 07, pp. 658–663. DOI: 10.2118/25233-PA
3. Abou-Kassem J.H., Farouq-Ali S.M., Islam M.R. *Petroleum reservoir simulations*. Houston, Elsevier, 2013. 445 p.
4. Voronova E.V., Petrova L.V. Hydrodynamic modeling as a tool for assessing the effectiveness of the proposed methods for increasing oil recovery. *The Scientific Heritage*, 2020, no. 54-2 (54), pp. 23–26. (In Russ.)
5. Archer J.S., Wong S.W. Use of a reservoir simulator to interpret laboratory waterflood data. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1973, vol. 13, no. 06, pp. 343–347. DOI: 10.2118/3551-PA
6. Cipolla C.L., Williams M.J., Weng X., Mack M., Maxwell S. Hydraulic fracture monitoring to reservoir simulation: maximizing value. *European Association of Geoscientists & Engineers. Proc. of the Second EAGE middle east tight gas reservoirs workshop*. Manama, Bahrain, December 12–15, 2010. pp. cp-244-00015. DOI: 10.3997/2214-4609.20145655
7. Durkin S.M., Pavlyuk A.V., Menshikova I.N. Justification of methods for increasing oil recovery of the Kyrtael oil and gas condensate field based on numerical modeling. *Oilfield Business*, 2015, vol. 10, pp. 32–36. (In Russ.)
8. Martyushev D.A., Mengaliev A.G. Planning of cyclic flooding based on an anisotropic hydrodynamic model of the carbonate reservoir of the Gagarin field. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 12, pp. 84–93. DOI: 10.18799/24131830/2020/12/2942 (In Russ.)
9. Yang S., Nie Z., Wu S., Li Z., Wang B., Wu W., Chen Z. A critical review of reservoir simulation applications in key thermal recovery processes: lessons, opportunities, and challenges. *Energy & Fuels*, 2021, vol. 35, no. 9, pp. 7387–7405. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c00249
10. Agishev E., Andreev V., Dubinsky G. Choosing a strategy for the development of hard-to-recover oil reserves based on integrated modeling. *EDP Sciences. Proc. of the VI International Conference on Actual Problems of the Energy Complex and Environmental Protection*. Moscow, August 10, 2023. Vol. 411, pp. 01062. DOI: 10.1051/e3sconf/202341101062
11. Volzhenina D.A., Sharf I.V., Sabanchin I.V. Analysis of the effectiveness of using cycling technology in the development of gas condensate deposits. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 5, pp. 18–27. DOI: 10.18799/24131830/2020/5/2633 (In Russ.)
12. Zhang P., Pickup G., Christie M. A new method for accurate and practical upscaling in highly heterogeneous reservoir models. *SPE. Proc. of the SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Beijing, December 5–7, 2006. pp. SPE-103760-MS. DOI: 10.2523/103760-MS
13. Alabert F.G., Modot V. Stochastic models of reservoir heterogeneity: impact on connectivity and average permeabilities. *SPE. Proc. of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Washington, October 4–7, 1992. pp. SPE-24893-MS. DOI: 10.2118/24893-MS
14. Sinan S., Glover P.W.J., Lorinczi P. Modelling the impact of anisotropy on hydrocarbon production in heterogeneous reservoirs. *Transport in Porous Media*, 2020, vol. 133, pp. 413–436. DOI: 10.1007/s11242-020-01430-z
15. Gan L., Wang Y., Luo X., Zhang M., Li X., Dai X., Yang H. A permeability prediction method based on pore structure and lithofacies. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, vol. 46, no. 5, pp. 935–942. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)60250-8
16. Vogt C., Marquart G., Kosack C., Wolf A., Clauser C. Estimating the permeability distribution and its uncertainty at the EGS demonstration reservoir Soultz-sous-Forêts using the ensemble Kalman filter. *Water Resources Research*, 2012, vol. 48, no. 8, pp. 8517. DOI: 10.1029/2011WR011673
17. Cremon M.A., Christie M., Gerritsen M.G. Monte Carlo simulation for uncertainty quantification in reservoir simulation: a convergence study. *European Association of Geoscientists & Engineers. Proc. of the ECMOR XVI-16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*. Barcelona, September 3–6, 2018. Vol. 2018, no. 1, pp. 1–18. DOI: 10.3997/2214-4609.201802226
18. Hanea R., Evensen G., Hustoft L., Ek T., Chitu A., Wilschut F. Reservoir management under geological uncertainty using fast model update. *SPE. Proc. of the SPE Reservoir Simulation Conference*. Houston, USA, February 23–25, 2015. pp. D031S009R003. DOI: SPE-173305-MS
19. Avansi G.D., Maschio C., Schiozer D. J. Simultaneous history-matching approach by use of reservoir-characterization and reservoir-simulation studies. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2016, vol. 19, no. 04, pp. 694–712. DOI: 10.2118/179740-PA
20. Zhao H., Kang Z., Zhang X., Sun H., Cao L., Reynolds A. A physics-based data-driven numerical model for reservoir history matching and prediction with a field application. *SPE Journal*, 2016, vol. 21, no. 06, pp. 2175–2194. DOI: 10.2118/173213-PA
21. Fossum K., Mannseth T., Stordal A. S. Assessment of multilevel ensemble-based data assimilation for reservoir history matching. *Computational geosciences*, 2020, vol. 24, no. 1, pp. 217–239. DOI: 10.1007/s10596-019-09911-x
22. Fanchi J.R. Principles of applied reservoir simulation. Burlington, Elsevier, 2005. 354 p.
23. Islam M.R., Abou-Kassem J.H., Farouq-Ali S.M. *Petroleum reservoir simulation*. Cambridge, Gulf Professional Publ., 2020. 516 p.
24. Ertekin T., Abou-Kassem J.H., King G.R. Basic applied reservoir simulation. *SPE Textbook Series. Society of Petroleum Engineers*, 2001, vol. 7, 381 p.
25. Slotte P.A., Smørgrov E. Response surface methodology approach for history matching and uncertainty assessment of reservoir simulation models. *SPE. Proc. of the SPE Europe featured at EAGE Conference and Exhibition*. Rome, June 9–12, 2008. pp. SPE-113390-MS. DOI: 10.2118/113390-MS
26. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Demyanov V., Popova O., Kaygorodov S., Belozarov B., Uzhegova I., Konoshonkin D., Korovin M. Geology driven history matching. *SPE. Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, October 22–24, 2019. pp. D013S001R004. DOI: 10.2118/196881-RU
27. Arnold D., Demyanov V., Rojas T., Christie M. Uncertainty quantification in reservoir prediction: part 1 – model realism in history matching using geological prior definitions. *Mathematical Geosciences*, 2019, vol. 51, pp. 209–240.
28. Guo Z., Reynolds A., Zhao H. History matching, prediction and production optimization with a physics-based data-driven model. *SPE Journal*, 2018, vol. 23, pp. 367–395. DOI: 10.2118/182660-PA

29. Korovin M.O. Taking into account the influence of relative phase permeabilities on the adaptation of a field with a terrigenous type of reservoir. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 4, pp. 173–180. DOI: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/4/3161> (In Russ.)
30. Koutsyiannis D., Economou A. Evaluation of the parameterization-simulation-optimization approach for the control of reservoir systems. *Water Resources Research*, 2003, vol. 39, no. 6, pp. 1170. DOI: 10.1029/2003WR002148
31. Honarpour M.M., Chilingarian G.V., Mazzullo S.J. Permeability and relative permeability of carbonate reservoirs. *Developments in petroleum science*, 1992, vol. 30, pp. 399–416. DOI: 10.1016/S0376-7361(09)70131-1
32. Subbey S., Christie M., Sambridge M. Prediction under uncertainty in reservoir modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, vol. 44, no. 1–2, pp. 143–153. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.02.011
33. Purswani P., Johns R., Karpyn Z., Blunt M. Predictive modeling of relative permeability using a generalized equation of state. *SPE Journal*, 2021, vol. 26, no. 1, pp. 191–205. DOI: 10.2118/200410-MS
34. Galkin S.V., Kochnev A.A., Beltiukov D.A. Approximation of relative phase permeability curves when creating geological and hydrodynamic models of high-viscosity oil deposits. *Oilfield Business*, 2022, no. 12, pp. 28–33. (In Russ.) DOI: 10.33285/0207-2351-2022-12(648)-28-33
35. Valdez A.R., Rocha B.M., Chapiro G., Weber R. Uncertainty quantification and sensitivity analysis for relative permeability models of two-phase flow in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 192, pp. 107297. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107297
36. Zakharov Y.V., Shaikhutdinov D.K. Scaling relative phase permeabilities as a step towards improving the quality of hydrodynamic modeling. *Territory Neftegaz*, 2015, no. 10, pp. 88–93. (In Russ.)
37. Lomeland F. Overview of the LET family of versatile correlations for flow functions. *Proc. of the International Symposium of the Society of Core Analysts in Trondheim*. Norway, August 27–30, 2018. pp. 27–30.
38. Andersen P. Comparison of intercept methods for correction of steady-state relative permeability experiments for capillary end effects. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2022, vol. 25, pp. 882–899. DOI: 10.2118/209797-PA
39. Sakhaei Z., Azin R., Osfouri S. Assessment of empirical/theoretical relative permeability correlations for gas-oil/condensate systems. *Proc. of the 1st Biennial Persian Gulf Oil, Gas, and Petrochemistry*. Bushehr, Iran, April 20, 2016. pp. 1–11.
40. Sandve T.H., Saevareid O., Lomeland F., Lorenzen R.J. History matching field scale model using LET based relative permeability. *European Association of Geoscientists & Engineers. Proc. of the ECMOR 2022*. Hague, Netherlands, September 5–7, 2022. Vol. 2022, no. 1, pp. 1–9. DOI: 10.3997/2214-4609.202244030

Information about the authors

Dmitrii A. Beltiukov, Postgraduate Student, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; dima.beltiukov.94@mail.ru

Alexander A. Kochnev, Cand. Sc., Associate Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; sashakoch93@gmail.com

Lei Wang, PhD, Professor, China University of Petroleum (Huadong), 66, West Road, Qingdao Changjiang, Huangdao District, 266580, China; skd996159@sdust.edu.cn

Sergey V. Galkin, Dr. Sc., Professor, Perm National Research Polytechnic University, 29, Komsomolsky avenue, Perm, 614990, Russian Federation; doc_galkin@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7275-5419>

Received: 05.03.2024

Revised: 11.07.2024

Accepted: 24.12.2024