

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования для низкопроницаемого терригенного коллектора*

А.В. Шурунов ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* При использовании геолого-гидродинамических моделей для анализа и проектирования разработки месторождений углеводородов фазовые проницаемости пластов-коллекторов занимают ключевое место. Традиционный подход к определению этих параметров с помощью лабораторных испытаний на керне часто не обеспечивает достаточную точность, поэтому предлагается альтернативная методика определения фазовых проницаемостей. *Цель работы.* Уточнение параметров зависимостей фазовых проницаемостей пластов-коллекторов для выполнения прогнозных расчетов добычи месторождения и повышения эффективности геолого-технических мероприятий (ввод уплотняющих скважин, повторные гидравлические разрывы пласта) без использования нерелевантных по масштабу данных исследований керна. *Материалы и методы.* Обработка и интерпретация данных гидродинамических исследований скважин и построение численной модели участка месторождения с адаптацией на длительные исторические данные. *Результаты.* Сформулирована методика получения относительных фазовых проницаемостей по данным разработки месторождений, расшифровки результатов проводимых гидродинамических исследований соответствующих скважин, формирования по объекту разработки численной модели. Данная методика опробована на реальном объекте разработки (южная часть Приобского нефтяного месторождения). *Выводы.* Методика может быть использована для моделирования нефтяных месторождений. По сравнению с классическим подходом определения относительных фазовых проницаемостей по керну, данный метод позволяет избавиться от эффекта масштабирования и получить релевантные зависимости для целого объекта разработки.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, относительные фазовые проницаемости, численное моделирование

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

* Статья написана на основе доклада на VI Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», 18–20 октября 2023 г., Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия.

✉ Шурунов Андрей Владимирович, andrewshurunov@gmail.com

© Шурунов А.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: автор благодарит своего научного руководителя И.М. Индрупского за помощь в написании статьи.

Для цитирования: Шурунов А.В. Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования для низкопроницаемого терригенного коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 24–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

Введение

В разработке месторождений фазовые проницаемости пластов-коллекторов занимают ключевое место при использовании геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) для анализа и проектирования. Традиционный подход к определению этих параметров путем проведения лабораторных испытаний на керне часто не обеспечивает достаточную точность в силу различных факторов, включая масштабы экспериментов и изменения в структуре образцов.

Для повышения точности оценки фазовых проницаемостей предлагается использовать данные геолого-промысловых и гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Данный подход особенно актуален для месторождений с большим количеством скважин [1, 2].

Проблема использования существующих традиционных методов определения фазовых проницаемостей рассматривалась в разных исследованиях, где для этого применялись косвенные методы. Однако в данном случае имеются неясности в достоверности результатов из-за упрощенных подходов, ограниченных данных, к примеру, рассчитанных формулами Бакли–Левверетта или же полученных анализом единичных скважин [3, 4].

Целью исследования является уточнение параметров зависимостей фазовых

проницаемостей пластов-коллекторов для выполнения прогнозных расчетов добычи месторождения и повышения эффективности геолого-технических мероприятий (ввод уплотняющих скважин, повторные гидравлические разрывы пласта) без использования нерелевантных по масштабу данных исследований керна.

В работе предлагается модифицированный метод определения фазовых проницаемостей, который подразумевает следующие шаги:

- Формирование кривой общей подвижности флюидов с использованием сведений ГДИС по соответствующему разрабатываемому объекту.

- Нормирование подвижности флюидов на значение абсолютной проницаемости.

- Использование численного моделирования для того, чтобы разделить кривую подвижности флюидов на относительные фазовые проницаемости (ОФП) в соответствии с реальными данными разработки месторождения.

С помощью разработанного механизма появляется возможность достижения более точных результатов при объединении преимуществ различных методов с обеспечением надежного определения фазовых проницаемостей для того, чтобы эффективно управлять разработкой месторождений.

Выбор объекта исследования

Для исследования был выбран пласт АС10.1-3 на Приобском нефтяном месторождении Западной Сибири, где обводненность продукции исследуемых скважин варьировалась от 2% до 100%. Чтобы повысить точность результатов, были использованы усредненные данные из четырех разведочных скважин,

расположенных в этом же районе: K_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти, K_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде (рис. 1). Эти усредненные значения позволили получить точки для кривой подвижности флюидов, которые затем сопоставлялись с кривыми, полученными с использованием промысловых данных путем их сравнения и анализа.

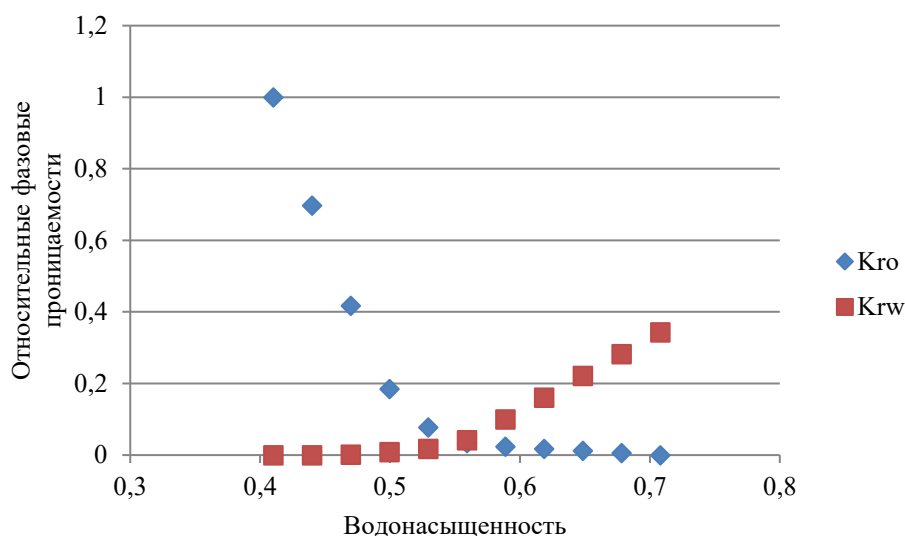


Рис. 1. Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности, полученные по результатам осреднения керновых данных

Fig. 1. Dependences of relative phase permeabilities on water saturation obtained from the results of core data averaging

Получение кривой подвижности

Для определения подвижности флюидов при различных уровнях обводненности пласта был проведен глубокий геолого-гидродинамический анализ скважин. В основу этого анализа легли данные из кривых восстановления уровня, давления и снижения давления. Выборка скважин для исследования базировалась на целом ряде параметров: прежде всего, на точности показаний давления и дебита, а также на специфических особенностях самого объекта [5–7]. Анализ проводился по скважинам пласта АС10.1-3, при этом учитывалось,

чтобы приток флюида с других пластов не превышал 10% от общего поступления, чего удалось добиться благодаря промысловому геофизическим исследованиям. Важной частью отбора стала регулярность уровня обводненности. В итоге анализ охватил 62 скважины с различным уровнем обводненности, что дало возможность оценить эффект от степени истощения пласта и работу систем поддержания пластового давления.

Исследования по отобраным скважинам были разделены на четыре группы по характеру эксплуатации и степени обводненности скважин [8]:

– Методом кривой стабилизации давления (КСД) для скважин в начальной стадии эксплуатации с обводненностью до 30%.

– Методом КСД для скважин, бурение которых проводилось с целью уплотнения, с разной степенью обводненности.

– Методом КСД для скважин после проведения повторных гидравлических разрывов пласта (ГРП) с обводненностью свыше 30%.

– Методом КСД для скважин в начальной стадии эксплуатации с обводненностью до 30%.

– Методом кривой восстановления давления (КВД), для скважин на различных стадиях их эксплуатации.

Оценка подвижности флюидов в соответствии с уровнем обводненности пласта выполнялась путем усреднения по соответствующим процентным диапазонам обводненности.

Этот подход позволил учесть различные эксплуатационные условия и обеспечить получение репрезентативной кривой подвижности флюидов для дальнейшего анализа и использования в геолого-гидродинамических моделях при разработке месторождений (рис. 2).

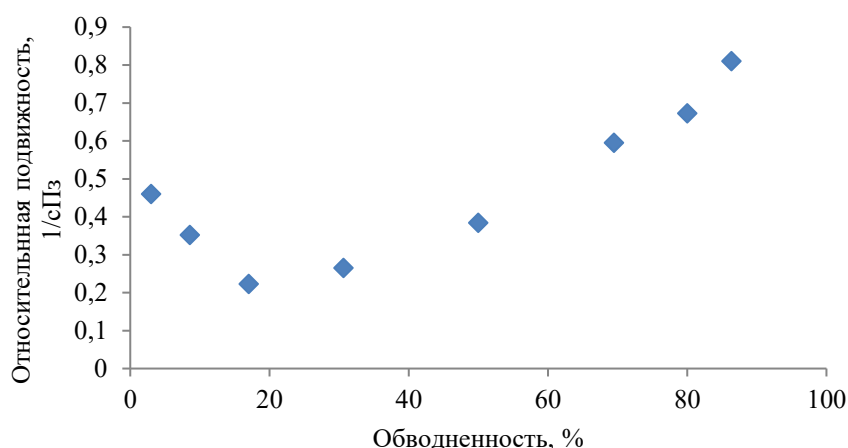


Рис. 2. График зависимости осредненной подвижности двух фаз (нефти и воды) от обводненности

Fig. 2. Graph of dependence of the average fluid mobility of the two phases (oil and water) on water content

Источник: Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 95.

Source: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 95. (In Russ.)

Значения подвижности флюидов непосредственно при 0% и 100% обводненности рассчитывались по PVT-свойствам пластовых флюидов для АС10.1-3, значениям относительных фазовых проницаемостей для всех

краевых точек воды, насыщенности по нефти.

По фактическим данным зависимости обводненности от нефтенасыщенности формировалась функция Бакли–Левретта (рис. 3) [9].

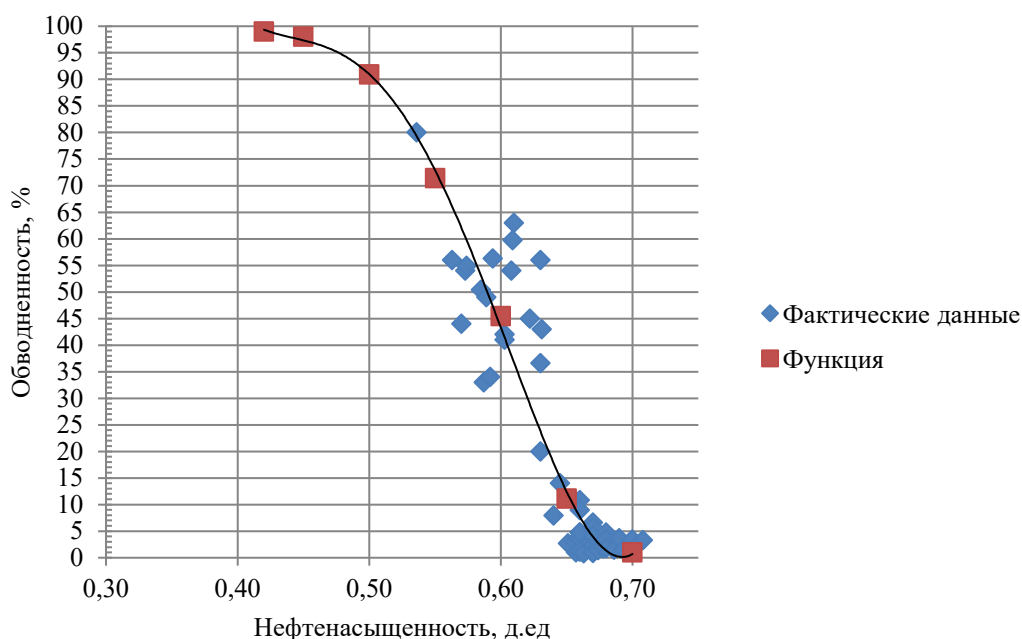


Рис. 3. График зависимости обводненности от нефтенасыщенности

Fig. 3. Graph of dependence of water content on oil saturation

Для того чтобы перенести кривую подвижности флюидов в координаты по насыщенности (рис. 4), формировалась зависимость насыщенности непосредственно от обводненности.

Определение насыщенности пласта устанавливалось по информации результатов интерпретации геофизических исследований скважин нижнего пропластка пласта АС10.1-3.

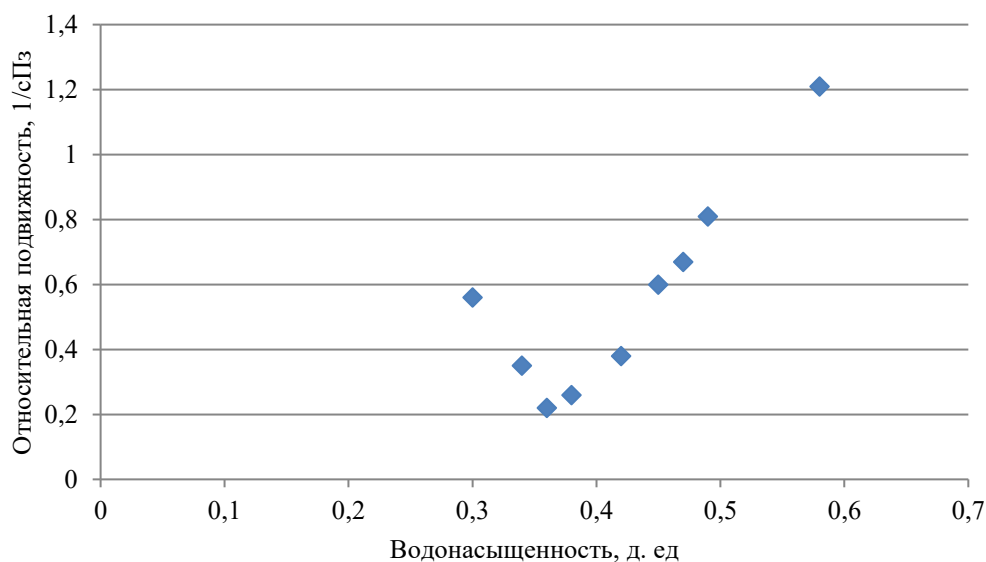


Рис. 4. График зависимости относительной подвижности флюидов (нефть и вода) от водонасыщенности после усреднения

Fig. 4. Graph of dependence of the relative fluid mobility (oil and water) on water saturation after averaging

Получение фазовых проницаемостей на численной модели

Для более точной адаптации геолого-гидродинамической модели в среде Eclipse 2011 от Schlumberger была использована полученная кривая подвижности флюидов на секторной модели. Адаптация выполнялась на примере участка Приобского нефтяного месторождения, где ключевым было наличие широкого спектра

изменения обводненности и только одного объекта разработки. Выбранная зона располагалась вокруг скважины X, где уровень обводненности за период использования с января 2004 г. по сентябрь 2017 г. изменялся от 1% до 94% (рис. 5). При этом скважина X эксплуатировала именно пласт AC10.1-3, что и определяет его важность для проведения исследований и расчетов.

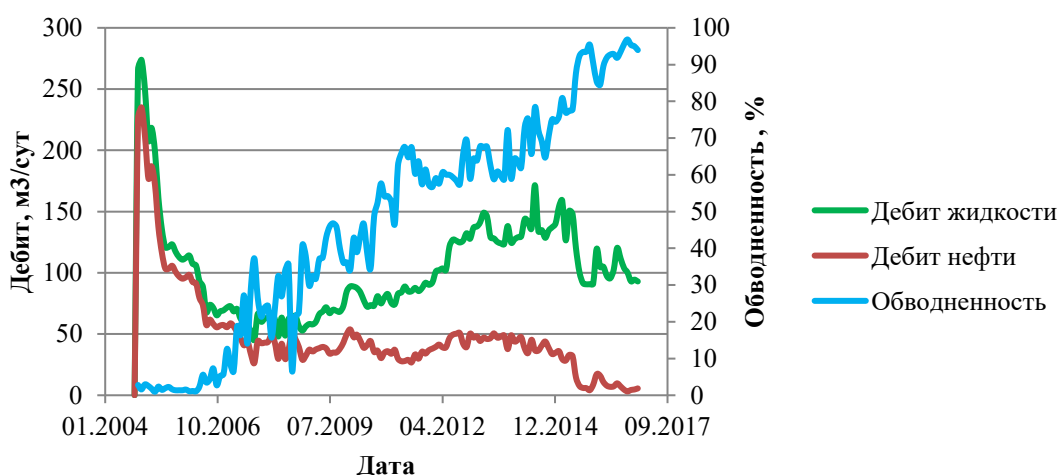


Рис. 5. График исторических показателей работы скважины X

Fig. 5. Graph of historical production of the well X

Источник: Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 95.

Source: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 95. (In Russ.)

Адаптация ГДМ производилась по дебиту жидкости скважин и забойному давлению. Для этого в соответствии с классическим подходом к моделированию настраивались следующие параметры модели:

1. Скин-фактор скважины. Поскольку все скважины на участке простимулированы ГРП данный параметр имел отрицательное значение и варьировался в пределах от $-1,5$ до $-3,5$ (модуль COMPDAT). Отрицательное значение скин-фактора не полностью отражает свойства скважины с ГРП, так как при проведении ГРП создаются планарные

трещины, а отрицательный скин увеличивает эффективный радиус скважины.

2. Продуктивность скважины. Данный параметр позволил скорректировать изменение работы скважины во времени – ухудшение ее продуктивности (модуль WPIMULT).

3. Проводимость ячеек вблизи скважин. Данный параметр изменяется для моделирования эффекта авто-ГРП нагнетательных скважин. Проводимость меняется в ячейках в направлении максимального регионального стресса.

После того, как соответствующая модель по жидкости была адаптирована, изменялись кривые относительных фазовых проницаемостей для достижения совмещения по добычи нефти, а также воды по скважине X (рис. 6). Для повышения

точности выполняемых расчетов в районе скважины сетка модели измельчалась в 4 раза с использованием функции LGR (модули CARFIN, WELSPECL, COMPDATL) [10]. Изменялись кривые при сохранении суммарной подвижности.

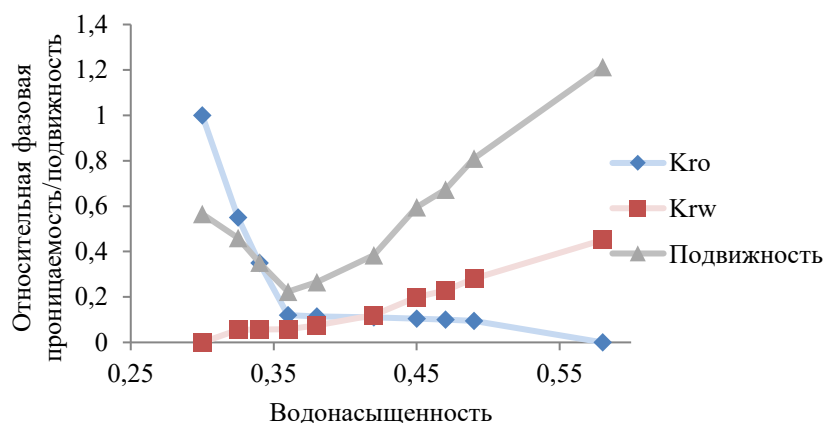


Рис. 6. Зависимости относительных фазовых проницаемостей и подвижности флюидов от водонасыщенности для пласта AC10.1-3, полученные с использованием численного моделирования

Fig. 6. Dependences of the relative phase permeabilities and fluid mobility on water saturation for the AC10.1-3 formation obtained using numerical modeling

Источник: Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 96.

Source: Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th All-Russian Youth Scientific Conference. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 96. (In Russ.)

Получение ОФП по гидродинамической модели с использованием симулятора ГРП

Адаптация гидродинамической модели с использованием модуля EasyFrac платформы Petrel 2016 была выполнена с целью оценки влияния планарного расположения трещин ГРП на зависимости ОФП и сравнения методик расчета (адаптации) гидродинамических моделей, содержащих скважины с ГРП.

Адаптация модели с помощью модуля EasyFrac проводилась в 2 этапа:

1. Подбор оптимальных одинаковых характеристик трещин ГРП (с учетом

направления основного регионального стресса).

2. Индивидуальная настройка работы каждой скважины по жидкости и забойному давлению путем изменения полудлины трещины ГРП.

Анализ полученных зависимостей

После определения зависимостей относительных фазовых проницаемостей для зоны вокруг отдельно взятой скважины в условиях реального месторождения (рис. 7) возникает задача их сопоставления и анализа полученных различий.

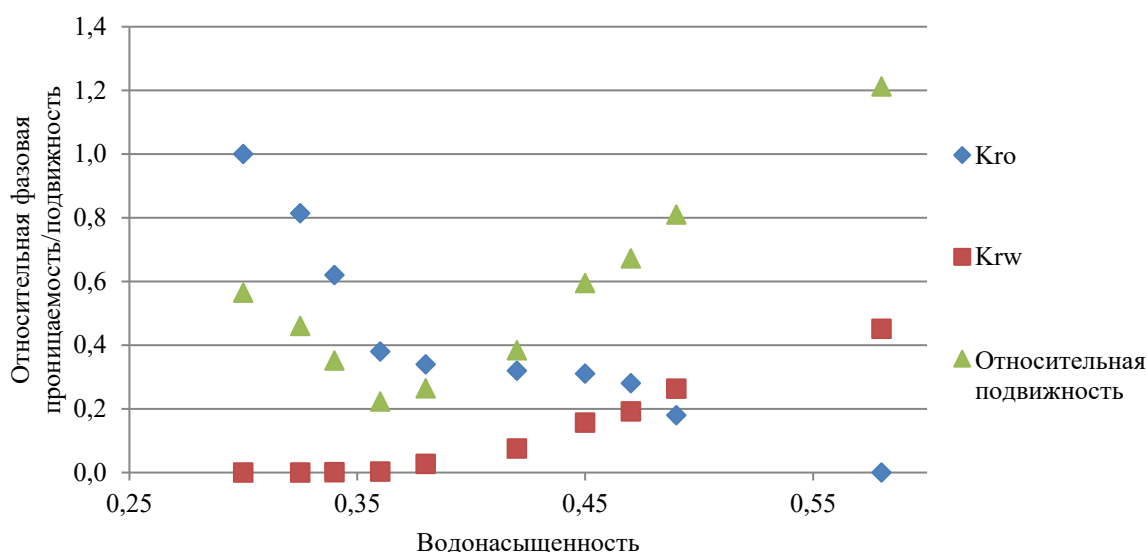


Рис. 7. Зависимости относительных фазовых проницаемостей и подвижности флюидов от водонасыщенности для пласта AC10.1-3, полученные с использованием модуля EasyFrac платформы Petrel 2016

Fig. 7. Dependences of relative phase permeabilities and fluid mobility on water saturation for the AC10.1-3 reservoir obtained using EasyFrac plugin of Petrel 2016 platform

Данные ОФП, полученные на кернах в лабораторных условиях (Керн_н, Керн_в) часто существенно расходятся с результатами, достигнутыми путем численного моделирования (Модель_н, Модель_в). Это во многом объясняется ограниченным масштабом керновых испытаний и их неспособностью учитывать полномасштабные условия эксплуатации месторождения, включая такие факторы, как неоднородность пласта и режимы добычи. Особенно это проявляется в случае применения численных методов, где зависимости относительных фазовых проницаемостей могут отклоняться под воздействием внешних операционных усилий, таких как работа соседних скважин и область дренирования. Тем не менее, следует отметить, что, несмотря на эти отклонения, общая трендовая динамика кривых ОФП остается похожей на ту, которая показана на рис. 8.

Регистрация этих параметров вводит дополнительные данные в процесс адаптации, ускоряя калибровку последующих моделей и, в свою очередь, способствуя более точному прогнозированию при использовании системы заводнения. Количественное устранение расхождений и определение влияния межскважинных взаимодействий делают возможным повышение надежности принимаемых операционных решений и оптимизацию стратегий разработки месторождений.

В случае с трещиной ГРП (модуль EasyFrac платформы Petrel 2016) интерференция от соседних скважин в ряду наступает раньше и площадь дренирования больше относительно базовой модели, что необходимо компенсировать увеличением фазовой кривой по нефти (EF_н, EF_в).

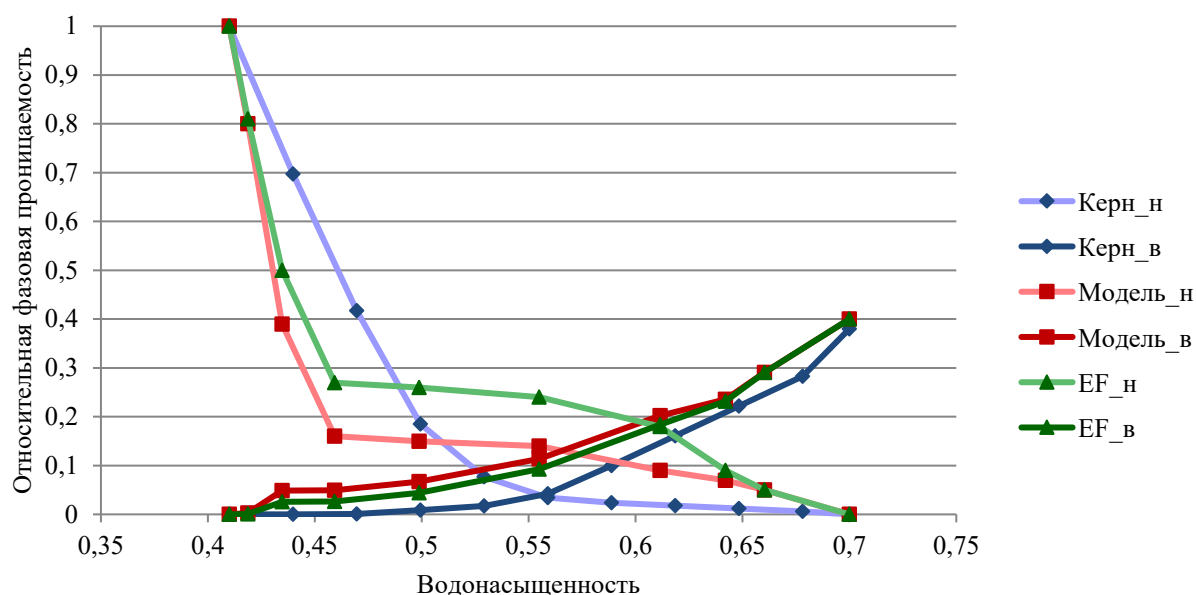


Рис. 8. Сравнение зависимостей относительных фазовых проницаемостей для пласта AC10.1-3, полученных по керновым данным и с помощью численного моделирования

Fig. 8. Comparison of dependences of the relative phase permeabilities for the AC10.1-3 formation obtained from core data and using numerical modeling

Для проверки работы фазовых проницаемостей, определенных в данном исследовании, модель была рассчитана на прогноз с учетом ввода новых уплотняющих скважин. По пяти скважинам, введенным на объекте разработки, достигнута сходимость результатов по стартовой обводненности порядка $\pm 5\%$.

Выводы

В работе представлена методика определения относительных фазовых проницаемостей пластов-коллекторов на

основе промысловых данных, которая может быть использована для моделирования нефтяных месторождений. По сравнению с классическим подходом определения относительных фазовых проницаемостей по керну, данный метод позволяет избавиться от эффекта масштабирования и получить релевантные зависимости для целого объекта разработки. Данный метод реализуем только при наличии истории разработки месторождения, в которой имеются скважины с разным уровнем обводненности, отсутствует подошвенная вода или газовая шапка.

Вклад автора

А.В. Шурунов – разработка концепции, сбор данных, проведение исследования, подготовка и редактирование текста.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Chen S., Li G., Peres A.M., Reynolds A.C.* Well test for in-situ determination of relative permeability curves // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2008. Vol. 11, No. 1. P. 95–107. <https://doi.org/10.2118/96414-PA>
2. *Kuchuk F., Zhan L., Mark Ma S. et al.* Determination of in situ two-phase flow properties through downhole fluid movement monitoring // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2010. Vol. 13, No. 4. P. 575–587. <https://doi.org/10.2118/116068-PA>
3. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. и др.* Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 38–42.
4. *Индрупский И.М.* Новые научно-методические и технологические решения применительно к разработке месторождений нефти и газа на основе модели эффективного порового пространства: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М., 2010. 51 с.
5. *Овчаров В.В.* Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Вестник кибернетики. 2014. № 1(13). С. 10–16.
6. *Орлов Д.М., Федосеев А.П., Савченко Н.В. и др.* Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости // Вести газовой науки. 2015. № 3(23). С. 8–14.
7. *Хайруллин А.А.* Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2014. 24 с.
8. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
9. *Михайлов Н.Н.* Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 270 с.
10. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: Книга и бизнес, 2007. 344 с.

Информация об авторе

Андрей Владимирович Шурунов – аспирант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 8968-5547, <https://orcid.org/0009-0002-5562-3654>; e-mail: andrewshurunov@gmail.com

Поступила в редакцию 27.05.2024

Принята к публикации 04.03.2025

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

Determination of dependence parameters of relative phase permeabilities using well testing and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir*

Andrey V. Shurunov ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* When using geological hydrodynamic models for analysis and engineering, phase permeabilities are of key importance in field development. Traditional approach to determining these parameters through laboratory core tests often does not display sufficient accuracy, so an alternative technique for determining phase permeabilities is proposed. *Objective.* This study is intended to clarify the phase permeability relationships in the forecast calculations of field production and assessment of the success of geological and technical measures (bringing-in of infill wells, repeated hydraulic fracturing) without using irrelevant data from core studies. *Results.* A technique was formulated for obtaining relative phase permeabilities from field development data, deciphering the results of hydrodynamic testing of the corresponding wells and forming a numerical model for the development object. This technique was tested on a real development object (the southern part of the Priobskoye field). *Conclusions.* The technique can be used to model oil fields. In comparison with the classical approach of determining relative phase permeabilities by core, this method allows us to get rid of the scaling effect and get relevant dependencies for the entire development object.

Keywords: well testing, relative phase permeabilities, numerical modeling

Funding: the work received no funding.

Acknowledgments: the author is grateful to his research supervisor Ilya M. Indrupskiy for assistance in writing the article.

For citation: Shurunov A.V. Determination of dependence parameters of relative phase permeabilities using well testing and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 24–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

* The article is based on the report presented at the 6th All-Russian Youth Scientific Conference “Actual Problems of Oil and Gas”, 18–20 October 2023, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

✉ Andrey V. Shurunov, andrewshurunov@gmail.com

© Shurunov A.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Andrey V. Shurunov – concept development, data collection, research, text preparation and editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Chen S., Li G., Peres A.M., Reynolds A.C. Well test for in-situ determination of relative permeability curves. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008. Vol. 11, No. 1. P. 95–107. <https://doi.org/10.2118/96414-PA>
2. Kuchuk F., Zhan L., Mark Ma S. et al. Determination of in situ two-phase flow properties through downhole fluid movement monitoring. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2010. Vol. 13, No. 4. P. 575–587. <https://doi.org/10.2118/116068-PA>
3. Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. et al. In-situ relative permeability evaluation. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2008. No. 5. P. 38–42. (In Russ.).
4. Indrupskiy I.M. New scientific, methodological and technological solutions for oil and gas field development based on the effective pore space model. Dr. Sci. diss. abstr. Moscow, 2010. 51 p. (In Russ.).
5. Ovcharov V.V. Review of calculation and correction methods of relative permeability curves for reservoir simulation of hydrocarbon deposits. *Vestnik kibernetiki*. 2014. No. 1(13). P. 10–16. (In Russ.).
6. Orlov D.M., Fedoseev A.P., Savchenko N.V. et al. Using the unsteady filtration method to estimate the effect of filtration rate on relative phase permeabilities. *Vesti gazovoy nauki*. 2015. No. 3(23). P. 8–14. (In Russ.).
7. Khayrullin A.A. Development and research of the model of two-phase nonpiston oil displacement by water. Cand. Sci. diss. abstr. Tyumen, 2014. 24 p. (In Russ.).
8. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
9. Mikhailov N.N. *Residual Oil Saturation of Developed Formations*. Moscow: Nedra, 1992. 270 p. (In Russ.).
10. Zakirov E.S. *Upscaling in 3D Computer Modeling*. Moscow: Kniga i biznes, 2007. 344 p. (In Russ.).

Information about the author

Andrey V. Shurunov – Postgraduate, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-5562-3654>; e-mail: andrewshurunov@gmail.com

Received 27 May 2024

Accepted 4 March 2025