

УТОЧНЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИННОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА НА ПРОЦЕСС ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

А. А. Колеватов^{1,а}, И. В. Афанаскин^{2,б}

¹ Федеральное государственное автономное учреждение «Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований Национального исследовательского центра «Курчатовский институт», г. Москва, Российская Федерация

² Альметьевский государственный технологический университет, Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевск, Россия

^а ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8988-1593>, ✉ a.kolevator@niisi.ras.ru

^б ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, i.afanaskin@agni-rt.ru

Аннотация: проведен анализ данных о структуре пустотного пространства карбонатного пласта-коллектора турнейского возраста, насыщенного высоковязкой нефтью. Целью исследования было выявление трещинной составляющей в структуре пустотного пространства как одного из возможных каналов фильтрации флюидов к скважинам. Были изучены материалы исследований скважин и пластов, включая данные изучения керна, данные акустического широкополосного каротажа, а также данные гидродинамических исследований в работающих и остановленных скважинах. Неоднозначность выводов по результатам разных исследований была связана с выделением механизма фильтрации флюидов к скважинам по трещинам. В то же время изучение керна и результатов геофизических исследований скважин (включая широкополосный акустический каротаж) не показало признаков трещинной составляющей в структуре пустотного пространства пласта-коллектора. Отчасти это могло быть связано с тем, что системы трещин в пласте-коллекторе, как правило, неоднородны и могли не попасть в интервалы, исследованные посредством широкополосного акустического каротажа. Предварительное заключение о сильно ограниченном влиянии трещин на процесс фильтрации флюидов в пласте дополнительно проверялось посредством локального фильтрационного численного моделирования и сопоставления расчетных дебитов с историческими, включая накопленную добычу за ограниченный период. Полученные в результате фильтрационного моделирования (скорректированные относительно принятых в проектном документе) диаграммы относительных фазовых проницаемостей подтвердили предположение о низкой степени влияния трещин, сделанное на основе геологической информации и промысловых исследований.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, геофизические исследования скважин, месторождения высоковязких нефтей, анализ керна, относительные фазовые проницаемости.

Благодарности: публикация выполнена в рамках государственного задания НИЦ «Курчатовский институт» – НИИСИ по теме № FNEF-2024-0001 «Создание и реализация доверенных систем искусственного интеллекта, основанных на новых математических и алгоритмических методах, моделях быстрых вычислений, реализуемых на отечественных вычислительных системах».

Для цитирования: Колеватов А. А., Афанаскин И. В. Уточнение влияния трещинной составляющей пустотного пространства на процесс фильтрации флюидов с помощью промысловых данных. *Успехи кибернетики*. 2025;6(4):42–49.

Поступила в редакцию: 23.10.2025.

В окончательном варианте: 05.12.2025.

USING PRODUCTION DATA TO ASSESS THE EFFECTS OF FRACTURES IN THE VOID SPACE ON FLUID FILTRATION

A. A. Kolevator^{1,а}, I. V. Afanaskin^{2,б}

¹ Scientific Research Institute for System Analysis of the National Research Centre “Kurchatov Institute”, Moscow, Russian Federation

² Almet'yevsk State Technological University, Advanced Engineering Oil School, Almet'yevsk, Russian Federation

^а ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-8988-1593>, ✉ a.kolevator@niisi.ras.ru

^б ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0617-221X>, i.afanaskin@agni-rt.ru

Abstract: we analyzed data that describe the pore-space structure of a Tournaisian-age carbonate reservoir saturated with high-viscosity oil. We aimed to determine whether a fracture network acts as a flow path inside the pore space and contributes to fluid flow toward the wells. We used well and formation test data, core analysis results, acoustic broadband logs, and hydrodynamic well test data from producing and shut-in wells.

Interpretations from individual methods remained inconclusive about fracture-controlled flow toward the wells. However, core analysis and geophysical logs, including acoustic broadband data, showed no evidence of a fracture network that forms a significant flow component inside the reservoir void space. The absence of detectable fractures may result from their heterogeneous distribution, which is typical for carbonate reservoirs. As a result, acoustic broadband logs may have missed fracture zones inside the studied intervals.

We verified the preliminary conclusion about the limited role of fractures in reservoir flow through local numerical flow simulation. We matched simulated production rates to historical data, including cumulative production for the studied period. The simulation, which used adjusted relative permeability curves from the baseline project document, confirmed the hypothesis that fractures have a minimal influence on fluid flow – a hypothesis based on geological observations and field data.

Keywords: hydrodynamic well analysis, borehole surveying, high-viscosity oil fields, core analysis, relative permeabilities.

Acknowledgements: this is a part of the FNEF-2024-0001 Deployment of Trusted AI Systems based on New Mathematical and Algorithmic Approaches and Fast Computing Models Compatible with Domestic Computer Hardware government contract granted to the National Research Centre Kurchatov Institute.

Cite this article: Kolevatov A. A., Afanaskin I. V. Using Production Data to Assess the Effects of Fractures in the Void Space on Fluid Filtration. *Russian Journal of Cybernetics*. 2025;6(4):42–49.

Original article submitted: 23.10.2025.

Revision submitted: 05.12.2025.

Введение

В настоящее время в проектировании и анализе разработки месторождений нефти и газа значительную роль играет информация о распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по площади пласта-коллектора, не только о количественных характеристиках, как, например, проницаемость пласта в зоне дренирования скважин, но и о структуре пустотного пространства с поровой и трещинной составляющими. Одним из способов косвенной проверки типа пустотного пространства пласта коллектора является численное фильтрационное моделирование истории добычи по отдельным участкам с целью уточнения формы диаграмм относительных фазовых проницаемостей (ОФП), имеющих существенные отличия для пластов-коллекторов с преобладающей поровой составляющей, содержащей трещины разного порядка в качестве каналов фильтрации [1]. Секторное гидродинамическое моделирование притока флюидов к отдельным скважинам позволяет точнее оценить принятые в проектных документах данные об ОФП, чем принятые по результатам анализа керна, т. к. охватывает существенно больший объем пласта, чем представленный образцами керна. Для сложных коллекторов наличие информации о ФЕС, полученной не только по результатам гидродинамических исследований (ГДИ), но и из других источников (широкополосный акустический каротаж), позволяет произвести калибровку полученных результатов и определить стратегию разработки исследуемого объекта, в том числе принять решение о возможных методах поддержания добычи. В статье представлен подход к разрешению противоречий в данных, вызванных неопределенностью строения коллектора. Цель — демонстрация методики, а не принятие проектных решений. Поэтому название исследуемого объекта и другая идентифицирующая информация не приводилась.

Анализ данных

В рамках настоящего исследования анализировались следующие источники данных:

- 1) результаты анализа керна на предмет обнаружения трещин разного порядка;
- 2) результаты интерпретации широкополосного акустического каротажа;
- 3) результаты ГДИ, в работающих и остановленных скважинах;
- 4) результаты секторного гидродинамического моделирования.

На рисунке 1 приведены фотографии керна, извлеченного из скважин, вскрывших турнейский ярус. Как можно отметить, керн не имеет признаков, указывающих на наличие существенной тре-

щинной составляющей в структуре пустотного пространства, трещины имеют практически случайную несистемную локализацию и в большинстве своем являются залеченными.



Рис. 1. Пример фотографий ядра из скважин, вскрывших турнейский ярус

На рисунке 2 приведены выкопировки геофизических планшетов, полученных по результатам геофизических исследований скважин, вскрывших турнейский ярус. Отмеченные разнонаправленными крестами интервалы относятся к зонам литологического перехода и не связаны с каналами высокой проводимости/трещиноватости.

На рисунке 3 приведен пример диагностического графика, типичного для скважин, вскрывших турнейский ярус исследуемого объекта. Типичность заключается в том, что согласно сложившейся практике интерпретации ГДИ добывающих скважин данный вид диагностического графика характерен для интерпретационной модели «вертикальная скважина с трещиной конечной проводимости» (рисунок 4). Данная модель проявляется, в том числе, в случаях интенсификации притока посредством большеобъемных кислотных обработок призабойных зон скважин с целью создания максимально совершенной связи скважины с пластом. При этом образовавшийся канал притока к скважине проявляет себя в виде т.н. «линейного притока», который может быть связан как с возникновением трещины в призабойной зоне скважины, так и с фильтрацией через систему гидродинамически связанных каверн. Часто в карбонатных коллекторах имеет место фильтрация через систему субперпендикулярных по ориентации трещин, и в отдельных случаях приток становится возможным описать посредством фильтрационной модели «двойной среды». Однако для примера, анализируемого в данном случае, диагностический график не имеет специфических особенностей, которые могли бы указывать на данную модель фильтрации, вероятно, по причине высокой вязкости нефти либо отсутствия упомянутых субперпендикулярных трещин. Дополнительным аргументом в пользу преобладающей фильтрации через систему трещин мог бы стать существенный отрицательный скин-фактор по большинству ГДИ (от -3.5 до -6.5), проявляющийся как при исследованиях методом восстановления давления, так и по результатам анализа добычи (рисунок 5). Но не всегда высокий отрицательный скин является показателем того, что пласт пронизан в межскважинном пространстве высокопроводящими трещинами [2].

Как можно отметить по виду диагностического графика (рисунок 5), наблюдается тот же самый вид диагностического графика с билинейным и линейным режимами течения (рисунок 3 и рисунок 4), подтверждающий наличие в непосредственной близости от скважины высокопроводящего канала.

Из приведенного выше материала однозначного заключения о наличии проводящих трещин разного масштаба от микро до макро не только в околоскважинной зоне, но и в межскважинном пространстве сделать невозможно. Необходим дополнительный источник в виде секторного гидродинамического моделирования скважин, эксплуатирующих турнейский ярус. Такое моделирование предполагает наличие подтвержденных историей добычи диаграмм относительных фазовых проницаемостей

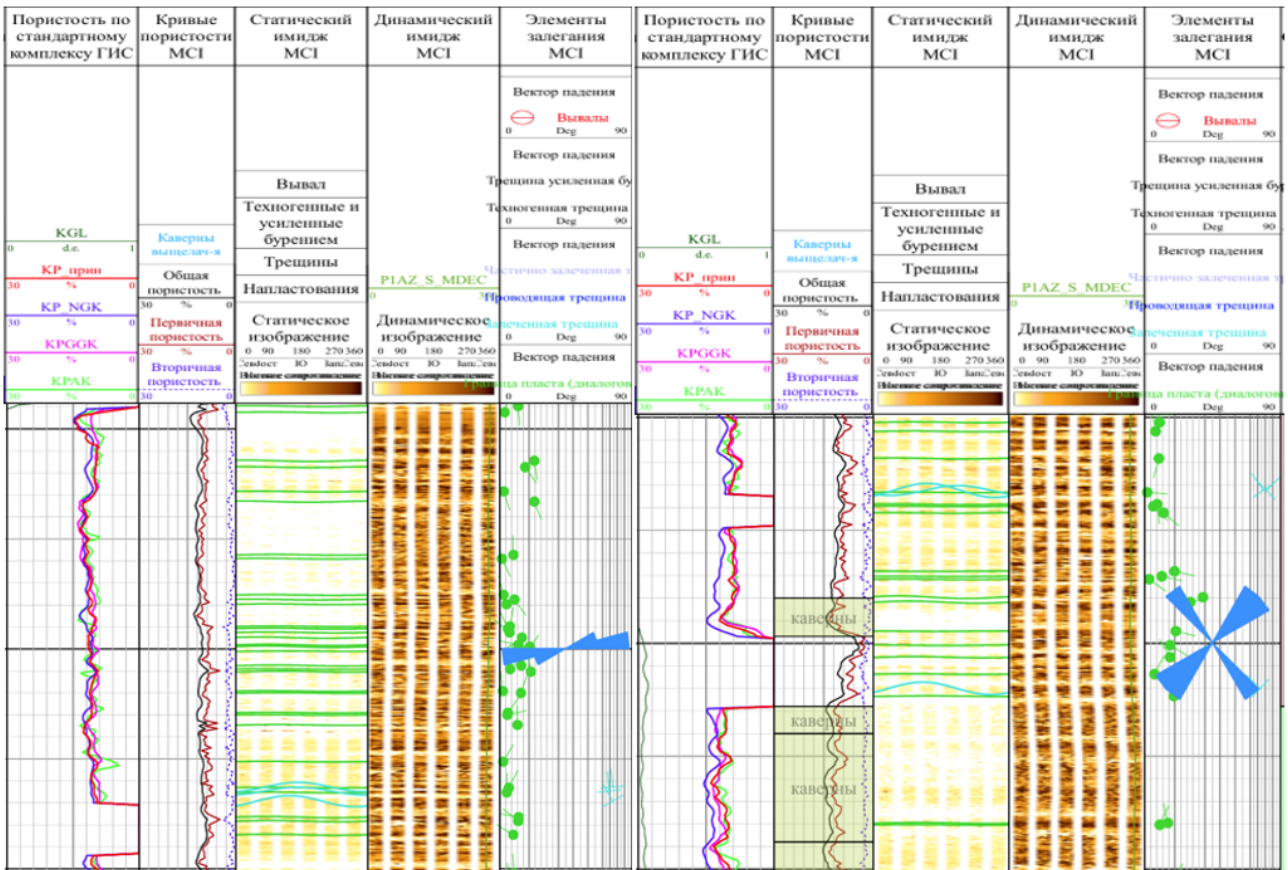


Рис. 2. Выкопировка планшетов широкополосного акустического каротажа пластов турнейского яруса

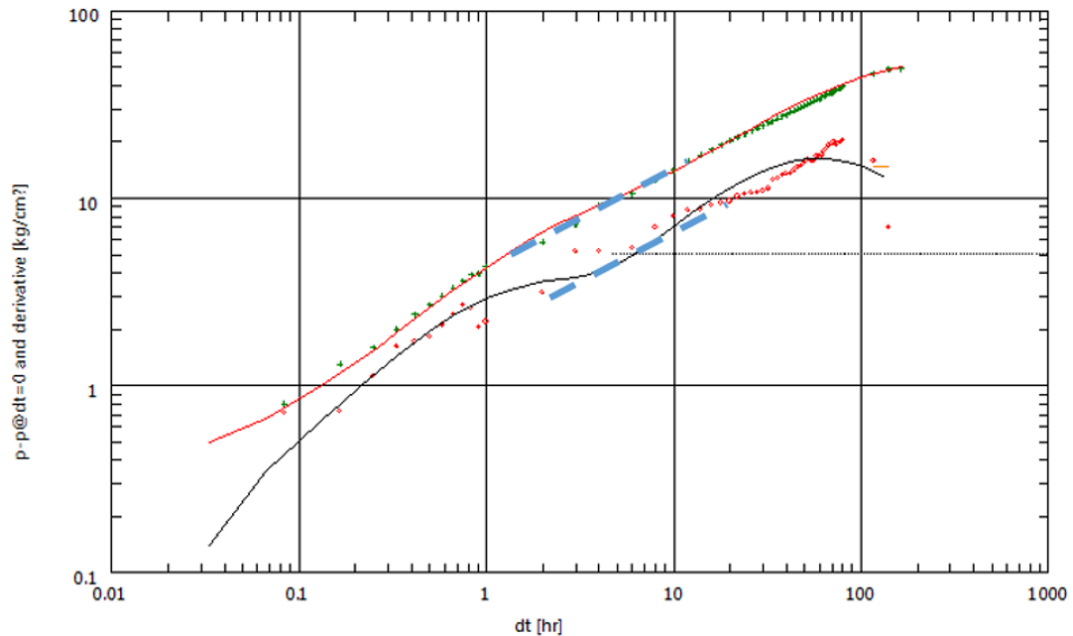


Рис. 3. Пример диагностического графика, типичного для скважин, имеющих преобладающий приток через одну или несколько единичных трещин

для нефти и воды (ОФП). В работах [4, 5] освещался опыт т.н. «реконструкции» диаграмм ОФП, в том числе для условий карбонатных трещиноватых коллекторов. Одним из условий корректной реконструкции ОФП было превышение исторической обводненности 70% для использовавшегося эмпирического алгоритма [6, 7]. Опыт работ [4, 5] показал хорошую применимость эмпирических алгоритмов

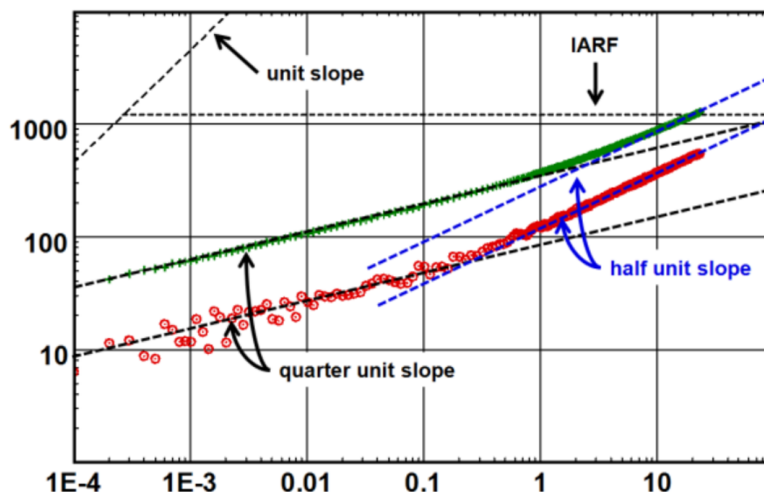


Рис. 4. Пример эталонного диагностического графика, характерного для интерпретационной модели «вертикальная скважина с трещиной конечной проводимости» [3]

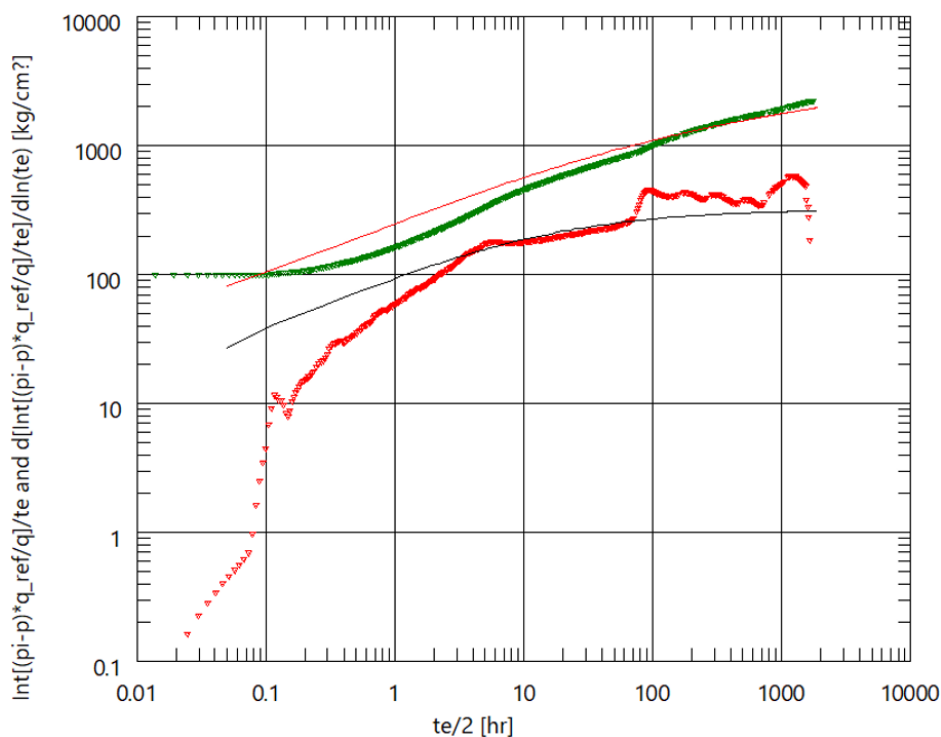


Рис. 5. Пример диагностического графика, характерного для интерпретационной модели «вертикальная скважина с трещиной конечной проводимости» на основе анализа добычи

для реконструкции диаграмм ОФП. Корректность полученных характеристик дала хорошее совмещение по результатам секторного гидродинамического моделирования и сопоставления с историческими данными по добыче воды и нефти. Однако для турнейских коллекторов, являющихся предметом исследования данной статьи, упомянутые [5, 6] алгоритмы реконструкции ОФП неприменимы из-за низкой текущей обводненности продукции. Поэтому единственным способом определить текущие актуальные ОФП для скважин, вскрывших турнейский ярус, будет анализ добычи с помощью численной модели с экспертной модификацией диаграмм ОФП, утвержденных в проектном документе (рисунок 6).

В ходе численного моделирования для совмещения исторической и расчетной добычи, как правило, требуется «модификация» диаграмм ОФП, т.к. играет роль не только эффект изменения масштаба (керна — зона дренирования скважины), но и особенности строения пласта коллектора, которые могут включать естественные границы пласта в виде выклинивания либо изолирующего нарушения.

Предварительный анализ диаграмм ОФП, принятых в проектном документе (рисунок 6), указы-

ваит на гидрофобный тип пласта-коллектора либо пласт-коллектор со смешанной смачиваемостью [8, 9, 10]. Изучаемый пласт-коллектор подвергся гидроразрыву (большеобъемная обработка призабойной зоны — БОПЗ). В этом случае кривые ОФП могут сместиться влево [11] (рисунок 7) относительно начального положения. По итогам численного моделирования исследуемого объекта получен аналогичный результат (рисунок 9). Пересечение диаграмм ОФП сместилось влево (обозначено пунктиром), по аналогии с рисунком 7.

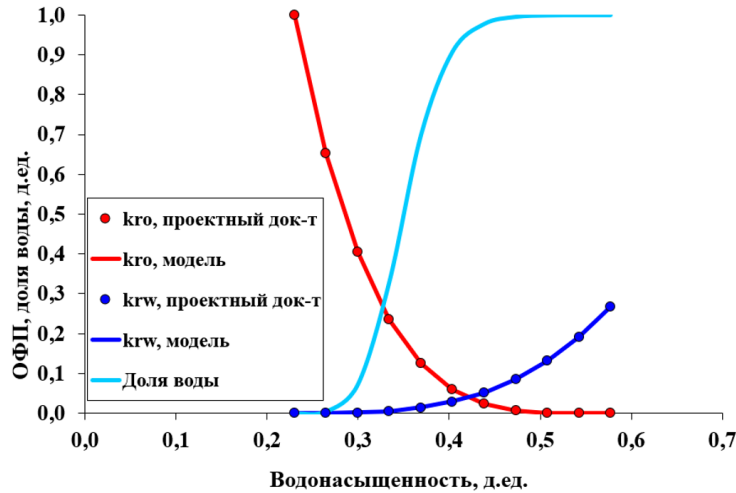


Рис. 6. Диаграммы ОФП для коллекторов турнейского яруса, принятые в проектном документе

Диаграммы ОФП (рисунок 9), полученные по результатам численного моделирования (рисунок 8), не претерпели существенных изменений относительно утвержденных в проектном документе. Однако они имеют важную особенность. Т.к. за исследуемый период обводненность в продукции скважины практически не растет, можно сделать вывод о том, что выполнение БОПЗ в скважине привело к созданию проводящего канала для воды от нижележащих водонасыщенных пластов. То есть обводненность продукции, вероятнее всего, связана с перетоком на некотором удалении от скважины, поэтому промыслово-геофизические исследования с целью определения профиля притока не всегда обнаруживают источник.

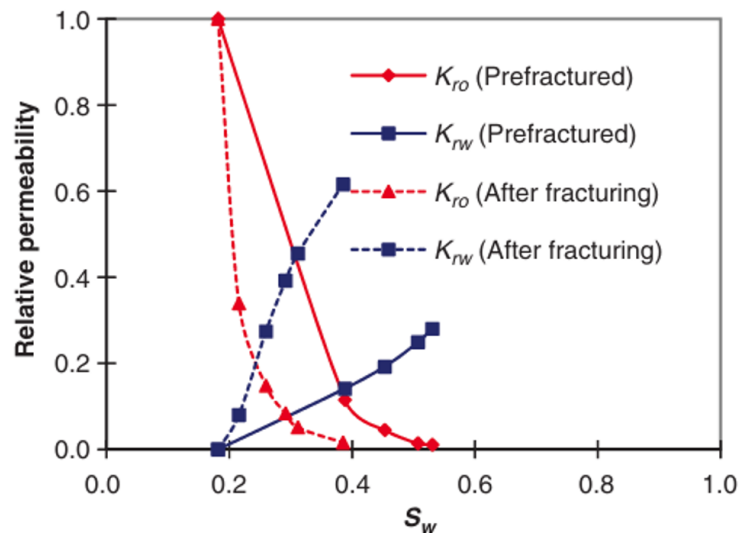


Рис. 7. Пример изменения диаграмм ОФП для карбонатного коллектора после БОПЗ [11]

О трещинах в пласте-коллекторе в межскважинном пространстве можно сказать, что их сечение, скорее всего, не превышает сечения пор [10], поэтому даже при наличии такие трещины не оказывают определяющего влияния на прорыв воды, коллектор демонстрирует преобладающий поровый тип с соответствующими диаграммами ОФП.

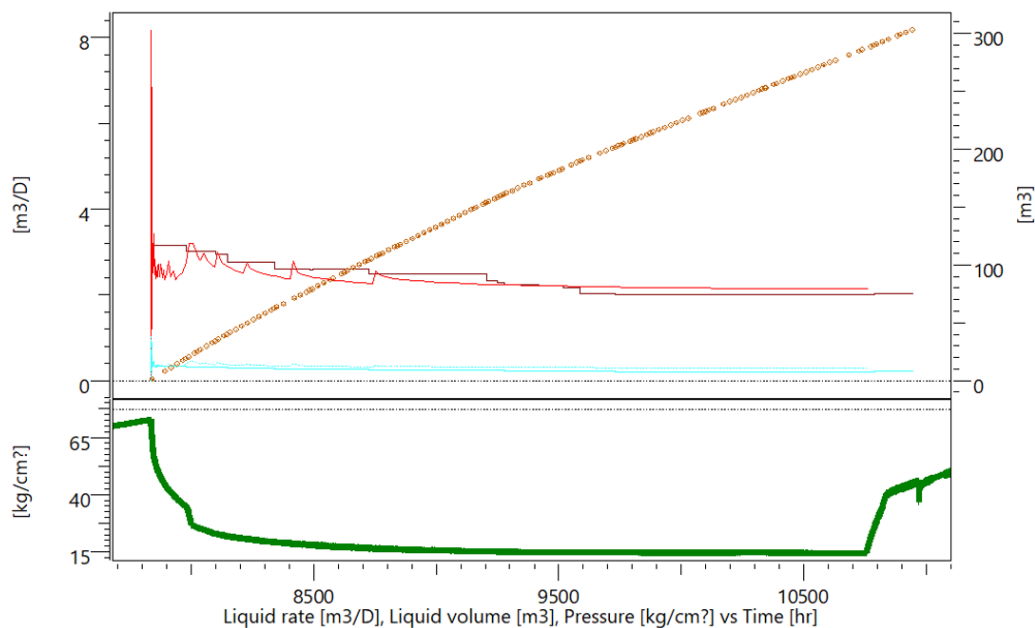


Рис. 8. Численное моделирование при анализе добычи с целью «реконструкции» ОФП

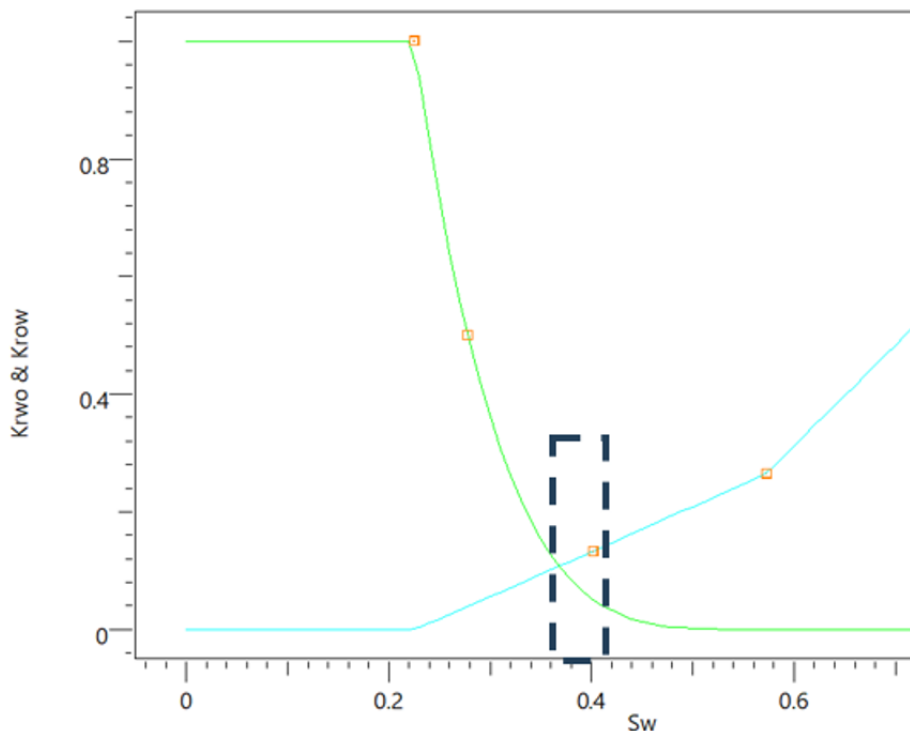


Рис. 9. Диаграммы ОФП для коллекторов турнейского яруса по результатам численного фильтрационного моделирования (скв. x1)

Заключение

Комплексный анализ геологических, геофизических и гидродинамических данных показал, что влияние трещин на фильтрацию флюидов в исследуемом карбонатном коллекторе в межскважинном пространстве практически отсутствует.

Сопоставление результатов секторного численного гидродинамического моделирования с историей добычи подтвердило преобладающую поровую структуру пустотного пространства пласта.

Предложенный подход к уточнению диаграмм относительных фазовых проницаемостей на основе интеграции промышленных данных и секторного моделирования может быть применен для других месторождений нефти в карбонатных коллекторах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Викторин В. Д. *Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей*. М.: Недра; 1988. 150 с.
2. Gringarten A. C. Interpretation of Tests in Fissured and Multilayered Reservoirs with Double-Porosity Behavior: Theory and Practice. *Journal of Petroleum Technology*. 1984;36(4):549–564. DOI: 10.2118/10044-PA.
3. Olivier Houze, Didier Viturat, Ole S. Fjaere et al. *Dynamic Data Analysis*. V5.60. Kappa Engineering; 2024. 788 p.
4. Колеватов А. А., Афанаскин И. В., Солопов Д. В., Дяченко А. Г. Реконструкция диаграмм относительных фазовых проницаемостей с целью уточнения гидродинамической модели нефтяного месторождения. *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018;3:10. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art10.
5. Колеватов А. А., Афанаскин И. В., Егоров А. А., Дяченко А. Г., Пономарев А. К., Ялов П. В. Выявление взаимного влияния скважин посредством применения реконструированных диаграмм относительных фазовых проницаемостей. *Вестник кибернетики*. 2016;3:62–70.
6. Feigl A. Treatment of Relative Permeabilities for Application in Hydrocarbon Reservoir Simulation Model. *NAFTA*. 2011;62(7–8):233–243.
7. Macary S. Technique Predicts Oil Recovery From Waterfloods. *Oil & Gas Journal*. 1999;97(4):84–90.
8. Glover P. *Formation Evaluation MSc Course Notes: Relative Permeability*. Leeds: School of Earth and Environment, University of Leeds; 2013. Режим доступа: <https://www.studocu.com/row/document/the-british-university-in-egypt/reservoir-rock-properties/6-chapter-10-reservoir-rock/3361563>.
9. Lake L., Johns R. T. et al. *Fundamentals of Enhanced Oil Recovery*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; 2014. 489 p. DOI: 10.2118/9781613993286.
10. Anderson W. G. Wettability Literature Survey Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*. 1987;39(11):1453–1468. DOI: 10.2118/16323-PA.
11. Lian P. Q. The Characteristics of Relative Permeability Curves in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 2012;51(2):137–142. DOI: 10.2118/154814-PA.