

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276.4

**Сравнительный анализ методов моделирования трещиноватых коллекторов:
от дискретных моделей трещин к апскейлингу в модели двойной среды
и одинарной пористости**

А.А. Терентьев

*Альметьевский государственный технологический университет
«Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия*

В статье рассматриваются подходы к гидродинамическому моделированию трещиновато-пористых коллекторов. Цель работы – сравнительный анализ трёх моделей (EDFM, двойной проницаемости и одинарной пористости) по времени расчёта, возможности адаптации интегральных технологических показателей и способности воспроизводить пространственную выработку запасов. Исследование выполнено на тестовой модели с 25 трещинами (апертура 3 мм, проницаемость трещин 100 Д, проницаемость матрицы 1 мД). Модель двойной проницаемости и модель одинарной пористости адаптировались под EDFM через модификацию сигма-фактора, проницаемости и концевых точек относительных фазовых проницаемостей. Для ремасштабирования свойств DFN в модель двойной среды использовался метод flow-based upscaling. Установлено, что по времени расчёта модель двойной проницаемости и модель одинарной пористости быстрее модели EDFM. Адаптация интегральных технологических показателей может быть выполнена успешно для обеих упрощённых моделей. Однако пространственная выработка запасов (карты массовых подвижных запасов нефти) при этом оказывается разной для каждого подхода. Результаты показывают, что адаптации только по интегральным показателям недостаточно для прогноза выработки запасов.

Ключевые слова: трещиновато-пористый коллектор, DFN, DFM, EDFM, модель двойной пористости, адаптация, flow-based upscaling, пространственная выработка запасов, гидродинамическое моделирование.

Для цитирования: Терентьев А.А. (2026). Сравнительный анализ методов моделирования трещиноватых коллекторов: от дискретных моделей трещин к апскейлингу в модели двойной среды и одинарной пористости. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 16-22.

Comparative analysis of fractured reservoir modeling methods: from discrete fracture networks to upscaling into dual-porosity and single-porosity models

A.A. Terentyev

*Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school»
Almetyevsk, Russian Federation*

The article discusses approaches to hydrodynamic modeling of fractured porous reservoirs. The purpose of the work is a comparative analysis of three models (EDFM, dual permeability, and single porosity) in terms of computational time, the possibility of adapting integral technological indicators, and the ability to reproduce spatial reserve depletion patterns. The study was performed on a synthetic test model with 25 fractures (aperture 3 mm, fracture permeability 100 D, matrix permeability 1 mD). The dual-permeability and single-porosity models were calibrated to the reference EDFM model by modifying the sigma factor, permeability, and endpoints of relative permeability curves. The flow-based upscaling method was used to upscale properties from the discrete fracture network (DFN) to the dual-medium model. It was found that the dual-permeability and single-porosity models are faster than EDFM in terms of computational time. Calibration of integral production indicators can be successfully accomplished for both simplified models. However, the spatial pattern of reserve depletion (maps of mobile oil reserves) differs for each approach. The results show that calibration based on integral indicators alone is insufficient for predicting reserve depletion patterns.

Keywords: fractured porous reservoir, DFN, DFM, EDFM, dual porosity model, calibration, flow-based upscaling, spatial reserve depletion, hydrodynamic modeling.

Recommended citation: Terentyev A.A. (2026). Comparative analysis of fractured reservoir modeling methods: from discrete fracture networks to upscaling into dual-porosity and single-porosity models. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 16-22.

Введение

Трещиновато-пористые коллекторы содержат значительную часть мировых запасов углеводородов. Наличие трещин, образующих высокопроводящие каналы, кардинально меняет картину фильтрации, что требует корректного учёта трещиноватости при гидродинамическом моделировании.

Существует иерархия подходов моделирования трещин. На начальном уровне находятся DFN-модели (Discrete fracture network). DFN-модель – это описательная модель геометрии трещин. Геометрический DFN позволяет генерировать трещины и

анализировать их связность, но без расчёта потока. DFN-модель решает уравнения потока только в трещинах, матрица игнорируется. Для моделирования трещиновато-пористой среды этого недостаточно (Dershowitz, Einstein, 1988).

Для прогноза требуется DFM-модель (Discrete fracture model) – физико-математическая модель процессов в трещиновато-пористой среде, в которой трещины и матрица моделируются явно и участвуют в уравнениях сохранения массы с учётом обмена матрица-трещина. Ключевые особенности DFM: явная геометрия трещин; отдельные уравнения сохра-

нения массы для матрицы и трещин; явный обмен флюидом между матрицей и трещинами.

Основные разновидности DFM: DFM с неструктурированной сеткой (сетка согласована с геометрией трещин, высокая точность, сложная сетка); Embedded DFM (EDFM) – трещины встроены в сетку матрицы, обмен задаётся через геометрически вычисленные коэффициенты связи (основной промышленный вариант) – данный подход принят в качестве эталона в данной работе; гибридный подход – крупные трещины моделируются явно (DFM/EDFM), мелкие – неявно (dual-porosity/permeability).

Классическая модель двойной среды (dual-porosity/dual-permeability) не является DFM-моделью, так как трещины в ней не моделируются явно как геометрические объекты, а учитываются неявно, через усреднённые параметры (Warren, Root, 1963). Однако именно эта модель часто используется в полномасштабных расчётах благодаря своей вычислительной эффективности. Возникает вопрос: можно ли адаптировать модель двойной среды так, чтобы она давала результаты, близкие к EDFM?

Цель настоящей работы – ответить на этот вопрос путём сравнительного анализа трёх подходов (EDFM, модель двойной проницаемости и модель

одинарной пористости) на единой тестовой синтетической модели.

Задачи исследования:

1. Выполнить численные эксперименты на тестовой модели с 25 трещинами.
2. Применить метод flow-based upscaling для ремасштабирования свойств DFN в модель двойной среды.
3. Провести адаптацию модели двойной проницаемости и модели одинарной пористости под эталонный EDFM.
4. Сопоставить пространственную выработку запасов и время расчёта.
5. Сформулировать рекомендации по выбору модели для практических задач.

Методы. Объект исследования

Объектом исследования является трещиновато-пористый коллектор. Параметры тестовой синтетической модели приведены в таблице 1. Было смоделировано две горизонтальные скважины – нагнетательная и добывающая, расположенные в середине нефтенасыщенного интервала по толщине пласта. Расположение скважин и системы трещин представлено на рисунке 1.

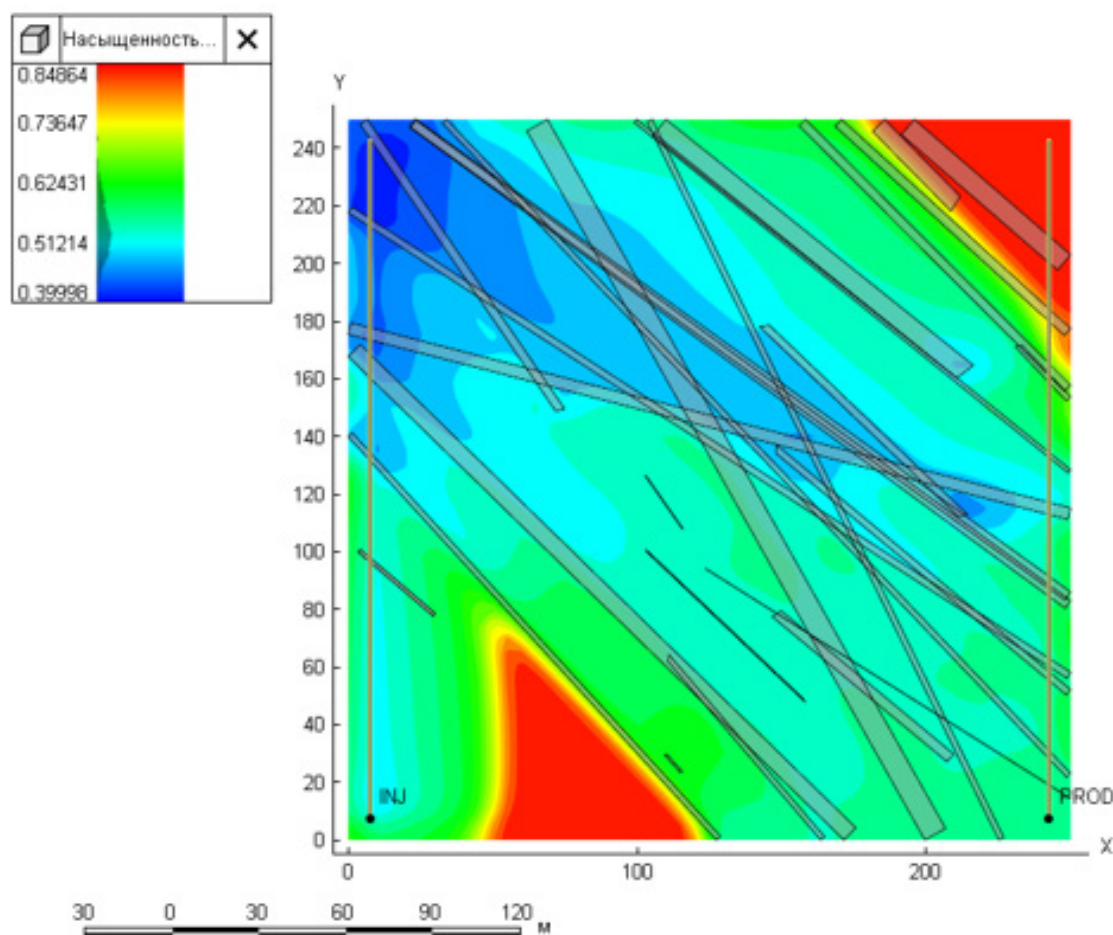


Рис.1. Расположение скважин и системы дискретных трещин на тестовой модели

Таблица 1 – Параметры тестовой синтетической модели

Параметр	Значение	Единица измерения
Размеры модели	250×250×20	м
Размеры ячеек	5×5×0,5	м
Количество трещин	25	шт.
Апертура трещин	3	мм
Проницаемость трещин	100	Д
Проницаемость матрицы	1	мД
Начальная нефтенасыщенность	0.9	д.ед.
Начальное пластовое давление	16	МПа
Забойное давление (добывающая скважина)	10	МПа
Забойное давление (нагнетательная скважина)	18	МПа

В работе сопоставлены три подхода моделирования трещин:

1. EDFM - модель с явным описанием геометрии трещин. Принята в качестве эталонного решения.
2. Модель двойной проницаемости (Dual Perm) - два взаимодействующих континуума.
3. Модель одинарной пористости (Single Poro) - коллектор рассматривается как однородная среда.

При ремасштабировании свойств DFN в модель двойной среды использовался метод flow-based upscaling (Karimi-Fard, Durlofsky, 2016; Maier et al., 2023; Hui et al., 2013). Как отмечается в работах (Hui et al., 2013; Maier et al., 2023), такой подход позво-

ляет существенно ускорить расчёты по сравнению с использованием детальной DFM-модели. Этот метод заключается в следующем: укрупнённые (эффективные) свойства ячейки модели (пористость, проницаемость) рассчитываются не арифметически или на основе геометрии, а путём прямого решения задачи фильтрации на детальной сетке (DFN + матрица). Такой подход позволяет сохранить гидродинамическое поведение исходной детальной модели при переходе к укрупнённой сетке. Альтернативные подходы к упрощению иерархических трещинных сетей предложены в работах (Hui et al., 2022; Xue et al., 2019). Например, в исследовании (Xue et al., 2019) для упрощения сетки трещин используются спектральная кластеризация. Для автоматизации процедур ремасштабирования может быть использовано открытое программное обеспечение UpsFrac v1.0 (Chen et al., 2025).

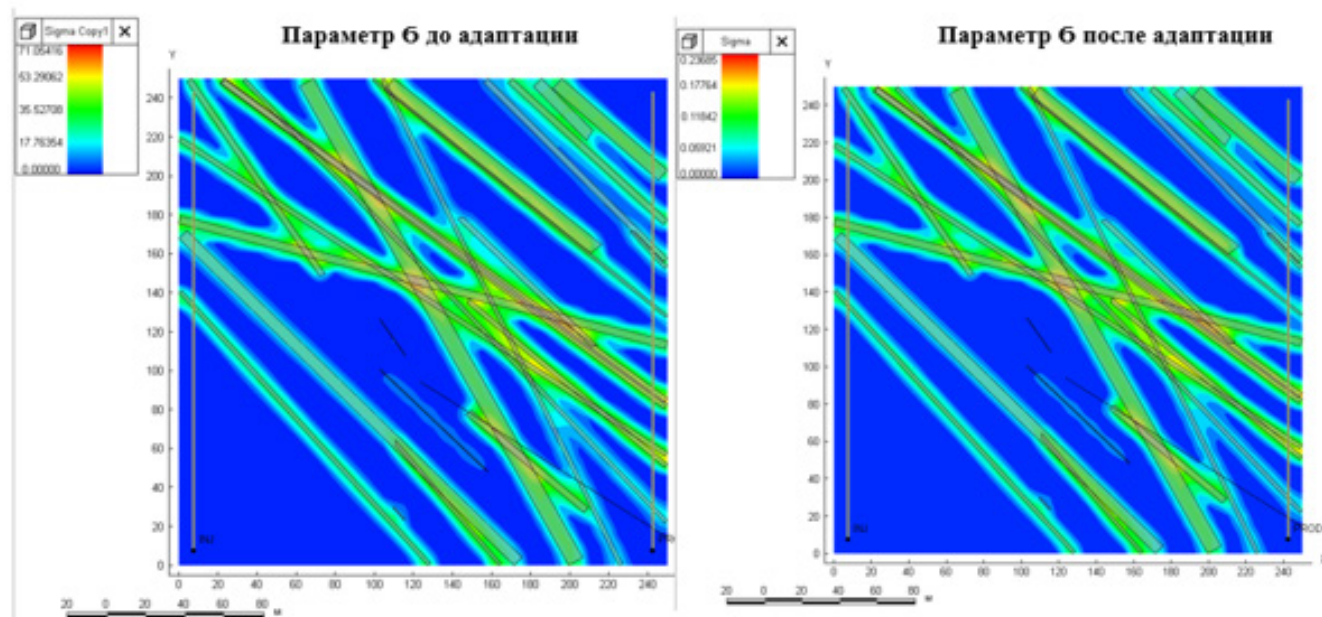
В данной работе метод ремасштабирования flow-based upscaling применялся для переноса свойств детальной DFN-модели (с явным заданием всех 25 трещин) в модель двойной среды.

Ключевым элементом исследования является адаптация моделей двойной и одинарной среды под эталонное решение EDFM. Адаптация выполнялась в два этапа.

Первый этап – настройка сигма-фактора (σ), определяющего интенсивность обмена флюидом между матрицей и трещинами в модели двойной среды. Второй этап – модификация относительных фазовых проницаемостей.

Модель одинарной пористости также подвергалась модификации куба абсолютной проницаемости.

Расчёты выполнялись в симуляторе tNavigator. Прогнозное время расчета задавалось равным 30 лет. Модель двухфазная (нефть + вода).

Рис.2. Модификация куба сигма-фактора (σ)

Результаты

В ходе адаптации гидродинамических моделей двойной проницаемости и одинарной пористости к модели EDFM по интегральным технологическим показателям были получены следующие результаты:

Модель двойной проницаемости (Dual Perm):

- В процессе адаптации модели был скорректирован куб сигма-фактора σ (рисунок 2);
- относительная фазовая проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности (KRWR) в процессе адаптации изменена с 0,7 до 0,9.

Модель одинарной пористости (Single Poro):

- В процессе адаптации модели был модифицирован куб абсолютной проницаемости.

Результаты адаптации гидродинамических моделей Dual Perm и Single Poro к эталонной модели EDFM представлены на рисунках 3-4.

Как видно из представленных рисунков, наблюдается приемлемая сходимость технологических показателей разработки после адаптации гидродинамической модели двойной среды и модели одинарной пористости к модели EDFM.

Сравнение времени расчёта представлено в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнение времени расчета различных подходов

Модель	Время расчета, мин
EDFM (эталон)	29
Dual Perm	15
Single Poro	12

Полученные данные показывают, что модель двойной проницаемости просчиталась быстрее модели EDFM почти в два раза. Модель одинарной пористости обеспечивает самую высокую скорость расчета, однако лишь незначительно превышает скорость расчета модели Dual Perm. Это согласуется с выводами (Hui et al., 2013), где также сообщается о значительном ускорении вычислений при использовании апскейлинга – вплоть до одного-двух порядков.

Таким образом, с точки зрения вычислительной эффективности обе упрощённые модели превосходят EDFM. Это важный аргумент в пользу их использования в полномасштабных расчётах, где каждый час счёта имеет значение.

Однако один из ключевых результатов исследования становится виден только при сравнении пространственной выработки запасов (карты массовых подвижных запасов нефти на конец расчёта). На рисунке 5 представлены карты массовых подвижных запасов нефти на конец расчёта.

Анализ рисунка 5 даёт следующий результат исследования.

1. Модель двойной проницаемости после адаптации к модели EDFM даёт пространственную картину выработки, отличающуюся от модели эталона. Хотя качественно картина может быть близка, количественные различия в локализации остаточных запасов и форме фронта вытеснения присутствуют.

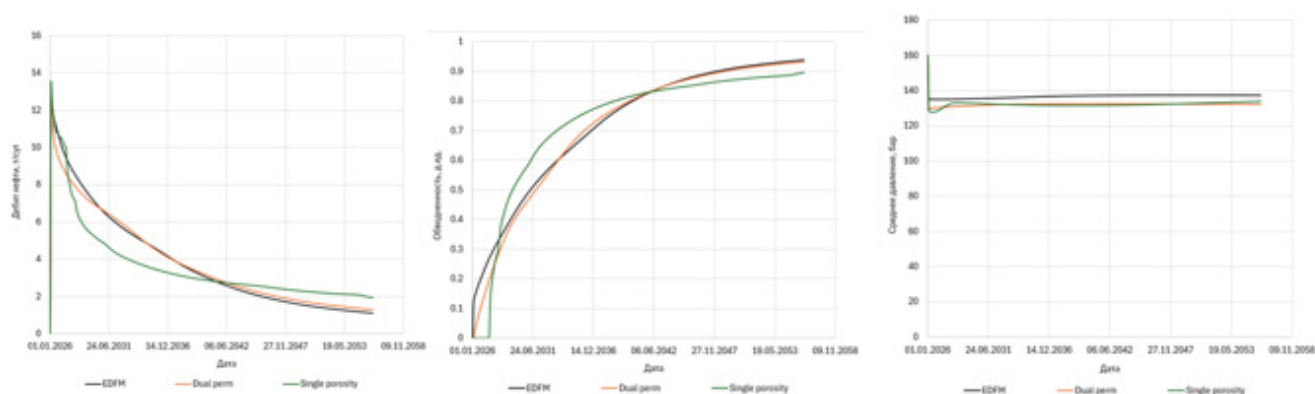


Рис.3. Сопоставление технологических показателей разработки

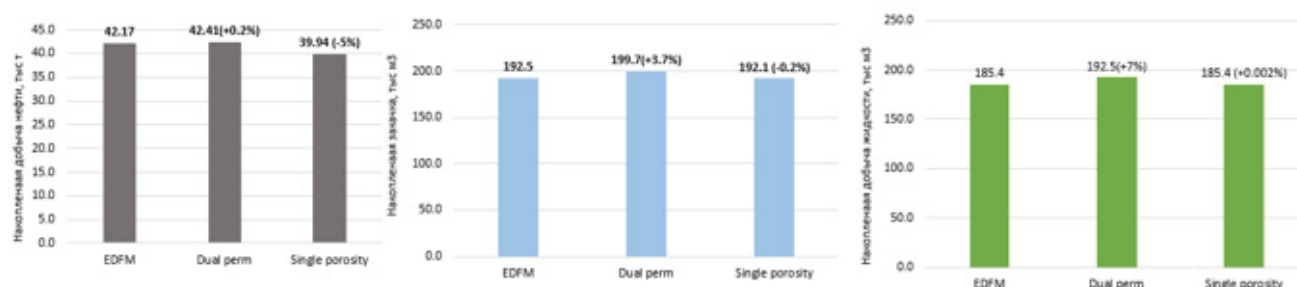


Рис.4. Сопоставление накопленных показателей

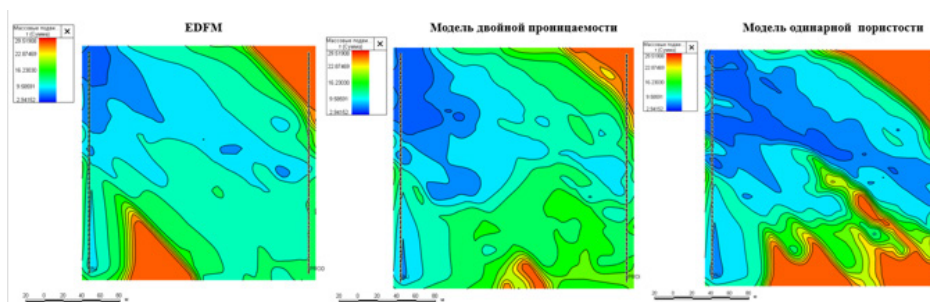


Рис. 5. Распределение массовых подвижных запасов нефти (после адаптации)

2. Модель одинарной пористости после адаптации к модели EDFM также даёт иную пространственную карту выработки запасов нефти по сравнению с моделью EDFM.

Таким образом, адаптация интегральных технологических показателей (добыча, обводнённость, давление) может быть успешно выполнена для обеих упрощённых моделей. Однако, пространственная выработка запасов при этом оказывается разной для каждого подхода. Ни одна из упрощённых моделей не даёт картины, полностью совпадающей с эталонным EDFM. Это означает, что адаптации только по интегральным показателям недостаточно для корректного прогноза выработки запасов. Скорость расчёта не должна быть единственным критерием выбора модели.

Выводы

1. DFN-модели являются описательными инструментами анализа структуры и связности трещинной сети (Dershowitz, Einstein, 1988). Для задач прогноза фильтрации и выработки запасов трещиновато-пористых коллекторов требуется постановка класса DFM, в которой матрица и трещины участвуют в уравнениях сохранения массы на равноправной основе (Warren, Root, 1963; Hui et al., 2023). При этом, как отмечают (Yan et al., 2024), для низкопроницаемых коллекторов особенно важно корректное моделирование обмена флюидом между матрицей и трещинами.
2. Установлено, что с вычислительной точки зрения (время расчёта) упрощённые модели (модель двойной среды, модель одинарной пористости) предпочтительнее для полномасштабных расчётов. Это согласуется с выводами (Hui et al., 2013), где также сообщается о значительном ускорении вычислений при использовании апскейлинга.
3. В ходе данного исследования установлено, что адаптация интегральных технологических показателей может быть успешно выполнена как для модели двойной проницаемости, так и для модели одинарной пористости. Однако пространственная структура выработки запасов при этом оказывается разной для каждого подхода. Это означает, что адаптации только

по интегральным показателям недостаточно для корректного прогноза выработки запасов. Близость интегральных показателей (достигнутая за счёт адаптации) может скрывать принципиально разные механизмы дренирования.

4. Практические рекомендации. Для корректного прогноза выработки запасов в трещиновато-пористых коллекторах:
 - предпочтительно использование подхода моделирования трещин EDFM – он наиболее физически обоснован, несмотря на большее время расчёта;
 - если по вычислительным причинам EDFM не может быть использован, рекомендуется использование модели двойной среды, но с обязательным контролем не только интегральных показателей, но и пространственной выработки запасов.

Заключение

В работе выполнен сравнительный анализ трёх подходов к моделированию трещиноватых коллекторов: EDFM (эталон), модели двойной проницаемости (Dual Perm) и модели одинарной пористости (Single Poro). На тестовой модели с 25 трещинами установлено:

- С вычислительной точки зрения: упрощённые модели предпочтительнее.
- По адаптации интегральных показателей: обе упрощённые модели могут быть успешно адаптированы к эталонному EDFM.
- По пространственной выработке запасов: при адаптации интегральных показателей пространственная выработка оказывается различной для каждого подхода.
- Адаптации только по интегральным показателям недостаточно для корректного прогноза выработки запасов. Скорость расчёта не должна быть единственным критерием выбора модели.

Для практических задач рекомендуется использовать модель EDFM. Если это невозможно из-за вычислительных сложностей, рекомендуется использование модели двойной среды с дополнительным контролем пространственной выработки запасов.

Список литературы

1. Chen T., Sheng H., Zhang Y., Kang F. (2025). UpsFrac v1.0: an open-source software for integrating modelling and upscaling permeability for fractured porous rocks. *Geoscientific Model Development*. Vol. 18. No. 23. P. 9687-9708. DOI: 10.5194/gmd-18-9687-2025
2. Dershowitz W.S., Einstein H.H. (1988). Characterizing rock joint geometry with joint system models. *Rock mechanics and rock engineering*. Vol. 21. p. 21–51. DOI: 10.1007/bf01019674
3. Hui M.H., Mallison B., Heidary-Fyrozjaee M., Narr W. (2013). The upscaling of discrete fracture models for faster, coarse-scale simulations of IOR and EOR processes for fractured reservoirs. *SPE Annual technical conference and exhibition*. SPE-166075-MS. DOI: 10.2118/166075-MS
4. Hui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Xue X., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Ramsaran K., Jensen C. (2022). An integrated EDFM+DPDK hybrid workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE Western regional meeting*. SPE-209223-MS. DOI: 10.2118/209223-MS
5. Xui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Jensen C. (2023). A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE reservoir evaluation & engineering*. Vol. 26. No. 03. P. 888–904. DOI: 10.2118/209293-PA
6. Karimi-Fard M., Durlofsky L.J. (2016). A general gridding, discretization, and coarsening methodology for modeling flow in porous formations with discrete geological features. *Advances in water resources*. Vol. 96. P. 1–15. DOI: 10.1016/j.advwatres.07.019
7. Maier C., Oliveira G., Schiozer D.J. (2023). Flow-based upscaling of fractured porous media using a discrete fracture and matrix model and a fracture merging algorithm. *SPE EuropeC – Europe energy conference*. Vienna, Austria. SPE-214420-MS. DOI: 10.2118/214420-MS
8. Warren J.E., Root P.J. (1963). The behavior of naturally fractured reservoirs. *Society of petroleum engineers journal*. Vol. 3. No. 03. P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA
9. Xue X., Rey A., Muron P., Dufour G., Wen X.-H. (2019). Simplification and simulation of fracture network using fast marching method and spectral clustering for embedded discrete fracture model. *SPE Hydraulic fracturing technology conference*. SPE-194368-MS. DOI: 10.2118/194368-MS
10. Yan X., Qin G.-Y., Zhang L.-M., Zhang K., Yang Y.-F., Yao J., Wang J.-L., Dai Q.-Y., Wu D.-W. (2024). A dual-porosity flow-net model for simulating water-flooding in low-permeability fractured reservoirs. *Geoenergy Science and Engineering*. Vol. 240. 213069. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213069

Сведения об авторах

Терентьев Алексей Алексеевич – ведущий специалист по гидродинамическому моделированию лаборатории гидродинамического моделирования, Департамент нефтегазового инжиниринга Передовой инженерной нефтяной школы, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

Россия, 423462, г. Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

e-mail: a.terentev@agni-rt.ru,

References

1. Chen T., Sheng H., Zhang Y., Kang F. (2025). UpsFrac v1.0: an open-source software for integrating modelling and upscaling permeability for fractured porous rocks. *Geoscientific Model Development*. Vol. 18. No. 23. P. 9687-9708. DOI: 10.5194/gmd-18-9687-2025
2. Dershowitz W.S., Einstein H.H. (1988). Characterizing rock joint geometry with joint system models. *Rock mechanics and rock engineering*. Vol. 21. p. 21–51. DOI: 10.1007/bf01019674
3. Hui M.H., Mallison B., Heidary-Fyrozjaee M., Narr W. (2013). The upscaling of discrete fracture models for faster, coarse-scale simulations of IOR and EOR processes for fractured reservoirs. *SPE Annual technical conference and exhibition*. SPE-166075-MS. DOI: 10.2118/166075-MS
4. Hui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Xue X., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Ramsaran K., Jensen C. (2022). An integrated EDFM+DPDK hybrid workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE Western regional meeting*. SPE-209223-MS. DOI: 10.2118/209223-MS
5. Xui M.H., Mallison B., Thomas S., Muron P., Rousset M., Earnest E., Playton T., Vo H., Jensen C. (2023). A hybrid embedded discrete fracture model and dual-porosity, dual-permeability workflow for hierarchical treatment of fractures in practical field studies. *SPE reservoir evaluation & engineering*. Vol. 26. No. 03. P. 888–904. DOI: 10.2118/209293-PA
6. Karimi-Fard M., Durlofsky L.J. (2016). A general gridding, discretization, and coarsening methodology for modeling flow in porous

- formations with discrete geological features. Advances in water resources. Vol. 96. P. 1–15. DOI: 10.1016/j.advwatres.2016.07.019*
7. Maier C., Oliveira G., Schiozer D.J. (2023). *Flow-based upscaling of fractured porous media using a discrete fracture and matrix model and a fracture merging algorithm. SPE EuropeEC – Europe energy conference. Vienna, Austria. SPE-214420-MS. DOI: 10.2118/214420-MS*
 8. Warren J.E., Root P.J. (1963). *The behavior of naturally fractured reservoirs. Society of petroleum engineers journal. Vol. 3. No. 03. P. 245–255. DOI: 10.2118/426-PA*
 9. Xue X., Rey A., Muron P., Dufour G., Wen X.-H. (2019). *Simplification and simulation of fracture network using fast marching method and spectral clustering for embedded discrete fracture model. SPE Hydraulic fracturing technology conference. 2019. SPE-194368-MS. DOI: 10.2118/194368-MS*
 10. Yan X., Qin G.-Y., Zhang L.-M., Zhang K., Yang Y.-F., Yao J., Wang J.-L., Dai Q.-Y., Wu D.-W. (2024). *A dual-porosity flow-net model for simulating water-flooding in low-permeability fractured reservoirs. Geoenergy Science and Engineering. Vol. 240. 213069. DOI: 10.1016/j.geoen.2024.213069*

About the Authors

Alexey A. Terentyev – leading specialist in hydrodynamic modeling, laboratory of hydrodynamic modeling, State autonomous educational institution of higher education Almetьевsk state technological university //Higher school of oil

186 a, Sovetskaya str., Almetьевsk, 423462, Russian Federation

e-mail: a.terentev@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 30.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026