

Учет вязкостной неустойчивости при гидродинамическом моделировании вытеснения высоковязкой нефти

Р.З. Гулиев¹, О.Н. Пичугин¹, С.П. Родионов²

¹Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

²Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия

Предметом исследования является вязкостная неустойчивость (вязкие пальцы) фронта вытеснения, возникающая при неблагоприятном соотношении подвижностей в процессе заводнения залежей высоковязкой нефти, и способы ее учета при гидродинамическом моделировании. Цель работы: количественная оценка воспроизведения вязкостной неустойчивости на расчетных сетках различного разрешения, выявление ограничений численных постановок и обоснование концепции крупноточного учета эффекта через калиброванные псевдо-параметры вытеснения. В качестве эталонного инструмента использован симулятор с открытым исходным кодом porousMultiphaseFoam (PMF), построенный на платформе OpenFOAM; для сопоставления привлечен промышленный (коммерческий) гидродинамический симулятор. Выполнены две серии численных экспериментов: прямое сопоставление двух симуляторов на идентичной задаче высоковязкого вытеснения и исследование влияния шага расчетной сетки в PMF при неизменной физической постановке. Сопоставление проводилось по полям водонасыщенности и интегральным технологическим показателям разработки – динамике добычи нефти и воды, обводненности продукции и коэффициенту извлечения нефти. Установлено, что континуальная двухфазная постановка в однородной среде без явного источника возмущений не инициирует пальцеобразование, а штатная численная диффузия конечно-объемных схем подавляет вязкие пальцы; при достаточном измельчении расчетной сетки неустойчивость проявляется и существенно снижает прогнозируемый коэффициент извлечения нефти. Полученные результаты обосновывают необходимость построения псевдо-параметров вытеснения для полномасштабных моделей. Результаты применимы при проектировании систем заводнения и методов увеличения нефтеотдачи на объектах с высоковязкой нефтью.

Ключевые слова: вязкостная неустойчивость, вязкие пальцы, неустойчивость Саффмана-Тейлора, высоковязкая нефть, гидродинамическое моделирование, расчетная сетка, псевдо-параметры вытеснения, численная диффузия, коэффициент извлечения нефти.

Для цитирования: Гулиев Р.З., Пичугин О.Н., Родионов С.П. (2026). Учет вязкостной неустойчивости при гидродинамическом моделировании вытеснения высоковязкой нефти. Трудноизвлекаемые запасы, 1(2), с. 6-15.

Accounting for viscous instability in reservoir simulation of heavy oil displacement

R.Z. Guliev¹, O.N. Pichugin¹, S.P. Rodionov²

¹Almetyevsk State Technological University «Petroleum higher school», Almetyevsk, Russian Federation

²Tyumen Branch of the S.A. Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russian Federation

The subject of the study is viscous instability (viscous fingering) of the displacement front that arises under an unfavorable mobility ratio during waterflooding of heavy oil reservoirs, and the ways to account for it in reservoir simulation. The aim of the work is a quantitative assessment of the reproduction of viscous instability on computational grids of different resolution, identification of the limitations of numerical formulations, and substantiation of the concept of coarse-grid accounting through calibrated pseudo-displacement parameters. The open-source simulator porousMultiphaseFoam (PMF), built on the OpenFOAM platform, was used as the reference tool; an industrial (commercial) reservoir simulator was used for comparison. Two series of numerical experiments were performed: a direct comparison of the two simulators on an identical heavy-oil displacement problem, and a study of the influence of the grid block size in PMF under an unchanged physical formulation. The comparison was carried out by water-saturation fields and integral production indicators – oil and water production dynamics, water cut, and the oil recovery factor. It was found that a continuum two-phase formulation in a homogeneous medium without an explicit source of perturbations does not initiate fingering, while the inherent numerical diffusion of finite-volume schemes suppresses viscous fingers; with sufficient grid refinement the instability appears and substantially reduces the predicted oil recovery factor. The results justify the need to construct pseudo-displacement parameters for full-field models. The results are applicable in the design of waterflooding systems and enhanced oil recovery methods at heavy-oil fields.

Keywords: viscous instability, viscous fingering, Saffman-Taylor instability, heavy oil, reservoir simulation, computational grid, pseudo-displacement parameters, numerical diffusion, oil recovery factor.

Recommended citation: Guliev R.Z., Pichugin O.N., Rodionov S.P. (2026). Accounting for viscous instability in reservoir simulation of heavy oil displacement. Hard-to-recover reserves, 1(2), pp. 6-15.

Введение

Разработка залежей высоковязкой и сверхвязкой нефти заводнением сопровождается принципиальной физической трудностью: подвижность вытесняющего агента значительно превышает подвижность вытесняемой нефти, в результате чего фронт вытеснения теряет устойчивость и распадается на систе-

му пальцеобразных языков, так называемых вязких пальцев. Согласно работе «The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid» (Saffman, Taylor, 1958), в которой это явление впервые было формализовано для системы вытеснения более вязкой жидкости менее вязкой, оно получило название неустойчивости Саф-

фмана-Тейлора. На промышленном уровне развитие вязкостной неустойчивости проявляется преждевременным прорывом вытесняющего агента к добывающим скважинам, ускоренным ростом обводненности продукции, ухудшением охвата заводнением и снижением коэффициента извлечения нефти.

Интерес к корректному описанию вязкостной неустойчивости в последние годы возрастает в связи с вовлечением в разработку запасов высоковязкой нефти и расширением применения методов увеличения нефтеотдачи. Согласно обзору «Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review» (Pinilla и др., 2021), систематизирующему современное состояние экспериментальных и численных исследований пальцеобразования, воспроизведение неустойчивости остается нетривиальной задачей на всех масштабах – от порового до пластового. Согласно работе «Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media» (Salmo и др., 2022) и исследованию «Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling» (Beteta и др., 2024) результаты показывают существенное влияние смачиваемости, капиллярных сил и масштабного фактора на режим несмешивающегося пальцеобразования. Согласно исследованию «The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media» (Starkov и др., 2023) установлен немонотонный характер скорости роста пальцев в неоднородных средах. Согласно работам «Evolution of a phase interface in the displacement of viscous fluids from a porous medium» (Smirnov и др., 2021) и «Моделирование неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды с учетом химических взаимодействий между фазами» (Никитин и др., 2022) рассмотрена эволюция границы раздела фаз при вытеснении вязкой жидкости.

В отечественной практике вопросы неустойчивости фронта вытеснения при заводнении получили развитие в недавних работах. Согласно работе «Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения» (Шахвердиев и др., 2019) предложена альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения в условиях неустойчивости фронта. Согласно исследованию «Критериальный анализ возникновения неустойчивости фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов» (Кряжев и др., 2024) выполнен критериальный анализ условий возникновения неустойчивости. Согласно работе «Применение характеристик вытеснения нефти водой при разработке нефтяных залежей» (Андреев и др., 2024) рассмотрен прогноз показателей разработки на основе характеристик вытеснения нефти водой. Эти исследования подтверждают практическую значимость учета вязкостной неустойчи-

ности при проектировании систем разработки.

Ключевая трудность переноса этих представлений в инженерную практику состоит в том, что достоверное воспроизведение вязкостной неустойчивости в численном моделировании требует мелкой расчетной сетки, обеспечивающей разрешение характерного масштаба пальцеобразования. Для секторных и полномасштабных гидродинамических моделей такие постановки вычислительно недостижимы. При расчетах на крупной сетке мелкомасштабные возмущения фронта подавляются численной диффузией, что приводит к систематическому завышению показателей охвата и недооценке темпов обводнения. Согласно работе «A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media» (Koval, 1963) для смешивающегося вытеснения этот эффект исторически учитывался эмпирическими параметризациями подвижности и их последующими модификациями. Согласно обзору «A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling» (Barker, Thibeau, 1997) для несмешивающегося вытеснения применяется построение псевдо-функций относительных фазовых проницаемостей при ремасштабировании. Согласно исследованию «Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood» (Beteta и др., 2023) результаты численного моделирования несмешивающегося пальцеобразования на масштабе пласта на примере полимерного заводнения подтверждают работоспособность подхода псевдо-параметризации.

Целью настоящей работы являются: количественная оценка воспроизведения вязкостной неустойчивости на расчетных сетках различного разрешения, идентификация ограничений штатных численных постановок и обоснование концепции крупносеточного учета эффекта через построение и калибровку псевдо-параметров вытеснения. Для достижения цели решались задачи: формирование эталонной мелкосеточной постановки расчета, воспроизводящей вязкие пальцы; прямое сопоставление эталонного и промышленного симуляторов на идентичной задаче; исследование влияния шага расчетной сетки на структуру фронта и интегральные показатели разработки.

Материалы и методы

В качестве эталонной использована постановка расчета в симуляторе с открытым исходным кодом porousMultiphaseFoam (PMF) – пакете для моделирования процессов фильтрации и переноса в пористых средах, построенном на платформе вычислительной гидродинамики OpenFOAM (Horgue и др., 2015). Базовый решатель impesFoam реализует двухфазное несжимаемое течение по схеме IMPES (Implicit Pressure – Explicit Saturation): уравнение для давления решается неявно, а уравнение переноса

са насыщенности – явно. Пространственная дискретизация выполняется методом конечных объемов на полиэдральной сетке OpenFOAM, поддерживаются параллельные вычисления. Пакет прошел верификацию на стандартных тестах и аналитических решениях, включая задачу Бакли-Левретта и тесты закачки трассеров.

Принципиальная особенность PMF состоит в том, что используемая в нем математическая постановка двухфазной фильтрации и класс численных схем по существу совпадают с применяемыми в промышленных симуляторах, однако пакет допускает расчеты на существенно более мелких сетках, чем доступные в полномасштабных промысловых моделях. Это позволяет рассматривать мелкосеточные расчеты PMF как эталон, в котором вязкостная неустойчивость воспроизводится явно. Математическая постановка опирается на обобщенный закон Дарси и уравнение неразрывности для каждой из фаз; скорость фильтрации фазы определяется выражением:

$$u_a = -k \cdot \frac{k_{ra}(S_w)}{\mu_a} \cdot (\nabla p_a - \rho_a g) \quad (1)$$

где u_a – скорость фильтрации фазы; k – абсолютная проницаемость; k_{ra} – относительная фазовая проницаемость; S_w – водонасыщенность; μ_a – динамическая вязкость фазы; p_a – давление фазы; ρ_a – плотность фазы; g – вектор ускорения свободного падения; индекс $a = w, o$ обозначает воду и нефть соответственно.

Уравнение неразрывности для несжимаемого двухфазного течения при отсутствии источников в расчетной ячейке имеет вид:

$$\varphi \cdot \frac{\partial S_w}{\partial t} + \nabla \cdot u_w = 0 \quad (2)$$

где φ – коэффициент пористости; t – время. Долю воды в суммарном потоке (функцию Бакли-Левретта) определяет фракционный поток:

$$f_w = \frac{(k_{rw}/\mu_w)}{(k_{rw}/\mu_w + k_{ro}/\mu_o)} \quad (3)$$

Управляющим параметром устойчивости фронта служит отношение подвижностей. Для условий вытеснения с равными концевыми точками относительных фазовых проницаемостей оно сводится к отношению вязкостей:

$$M = \frac{\mu_o}{\mu_w} \quad (4)$$

где M – отношение подвижностей (отношение вязкостей). При $M > 1$ (вязкость нефти больше вязкости воды) фронт вытеснения неустойчив и склонен к пальцеобразованию; при $M \leq 1$ фронт устойчив и продвигается практически поршневым образом. Итоговую эффективность процесса характеризует коэффициент извлечения нефти, представленный как произведение коэффициента охвата и коэффициента вытеснения:

$$\eta = K_{охв} \cdot K_{выт} \quad (5)$$

где η – коэффициент извлечения нефти (КИН); $K_{охв}$ – коэффициент охвата вытеснением; $K_{выт}$ – коэффициент вытеснения. Развитие вязких пальцев снижает прежде всего коэффициент охвата $K_{охв}$ за счет формирования недренлируемых зон нефти между языками вытесняющего агента.

Для сопоставления использован промышленный (коммерческий) гидродинамический симулятор. Геометрия модели, граничные условия, относительные фазовые проницаемости, капиллярное давление, дебиты и начальные насыщенности задавались согласованно с эталонной постановкой PMF. При таком соответствии наблюдаемые расхождения интерпретируются как следствие собственных свойств численных схем, а не различий физико-математической модели.

Выполнены две серии численных экспериментов. В эксперименте 1 проведено прямое сопоставление расчетов PMF и промышленного симулятора на идентичной задаче высоковязкого вытеснения с одинаковой геометрией, относительными фазовыми проницаемостями, режимами закачки и отбора и сопоставимыми расчетными сетками; рассматривались как однородные по фильтрационно-емкостным свойствам, так и неоднородные постановки. В эксперименте 2 в PMF выполнена серия расчетов вытеснения с одним и тем же физическим заданием, но при двух существенно различных шагах расчетной сетки – грубой (шаг по осям X и Y 50 м) и мелкой (шаг по осям X и Y 2 м). Дополнительно в PMF исследовалось влияние отношения подвижностей и пространственного разрешения сетки на возникновение пальцеобразования. Параметры представительных численных экспериментов приведены в таблице 1.

Сопоставление результатов проводилось по двум группам показателей: по полям водонасыщенности, характеризующим структуру и геометрию фронта вытеснения, и по интегральным технологическим показателям разработки – динамике добычи нефти и воды, темпам обводнения продукции и коэффициенту извлечения нефти.

Таблица 1 – Параметры и результаты численных экспериментов в porousMultiphaseFoam

	Размер сетки, ячеек	Размер участка, м	М	Неоднородность ФЕС	Вязкие пальцы	Число пальцев
1	2000 x 800	1 x 0,4	100	Однородный	Да	46
2	500 x 200	1 x 0,4	100	Однородный	Да	29
3	50 x 20	1 x 0,4	100	Однородный	Нет	0
4	500 x 200	1 x 0,4	10	Однородный	Да	22
5	500 x 200	1 x 0,4	1	Однородный	Нет	0
6	500 x 200	1 x 0,4	100	Шахматная	Да	11
7	250 x 100	500 x 20	250	Слоистая (слой в центре)	Да	2
8	250 x 100	500 x 20	250	Слоистая (два слоя)	Да	1
9	250 x 100	500 x 20	250	Шахматная	Да	3

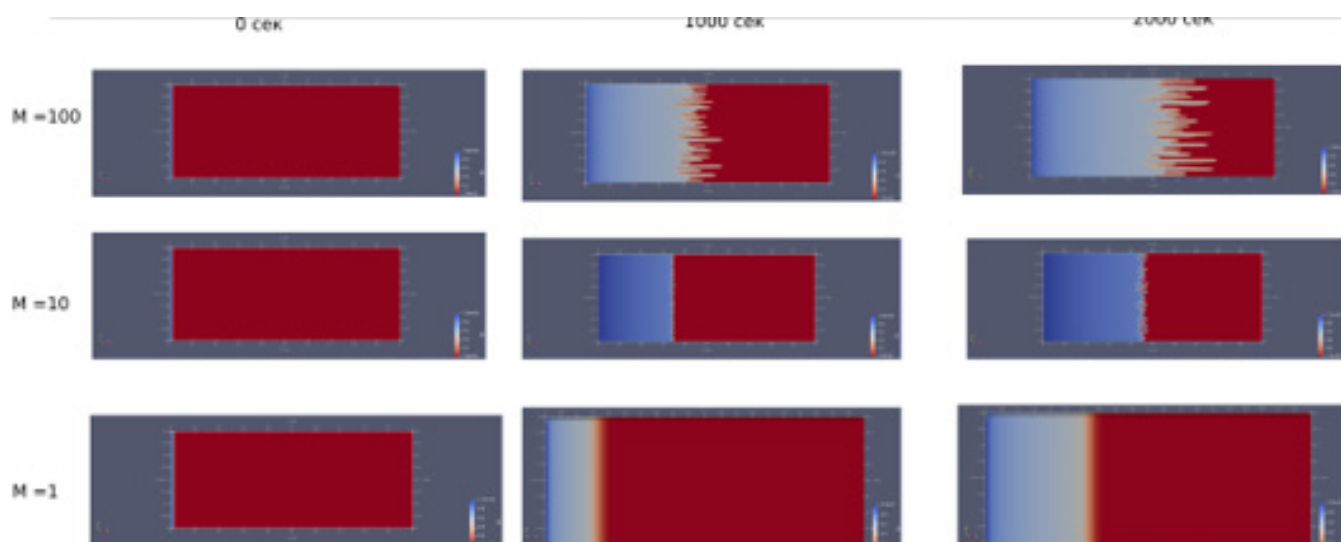


Рис. 1. Поля водонасыщенности в однородном пласте по результатам расчета в *porousMultiphaseFoam* при отношении подвижностей $M = 100$, $M = 10$ и $M = 1$ (сверху вниз) для последовательных моментов времени (слева направо)

Для серии расчетов в однородном пласте варьировалось отношение подвижностей (опыты 1–5), для серии в неоднородном пласте задавались характерные конфигурации неоднородности проницаемости – слоистая со слоем повышенной проницаемости в центре, слоистая с двумя пропластками и шахматная (опыты 6–9).

Результаты и обсуждение

Результаты расчетов в эталонной постановке PMF для однородного пласта при различных значениях отношения подвижностей приведены на рисунке 1. При высоком контрасте вязкостей ($M = 100$) фронт вытеснения теряет устойчивость уже на ранней стадии и распадается на развитую систему вязких паль-

цев; при умеренном контрасте ($M = 10$) пальцеобразование выражено слабее, число и амплитуда языков снижаются; при равенстве подвижностей ($M = 1$) фронт продвигается устойчиво, практически поршневым образом, и вязкие пальцы не формируются. Это поведение полностью соответствует классическому критерию неустойчивости Саффмана-Тейлора и подтверждает способность эталонной постановки воспроизводить исследуемый эффект.

Принципиальное значение имеет пространственное разрешение расчетной сетки. На рисунке 2 представлены результаты расчета одной и той же физической задачи (однородный пласт, $M = 100$) на сетках различной густоты. На самой мелкой сетке

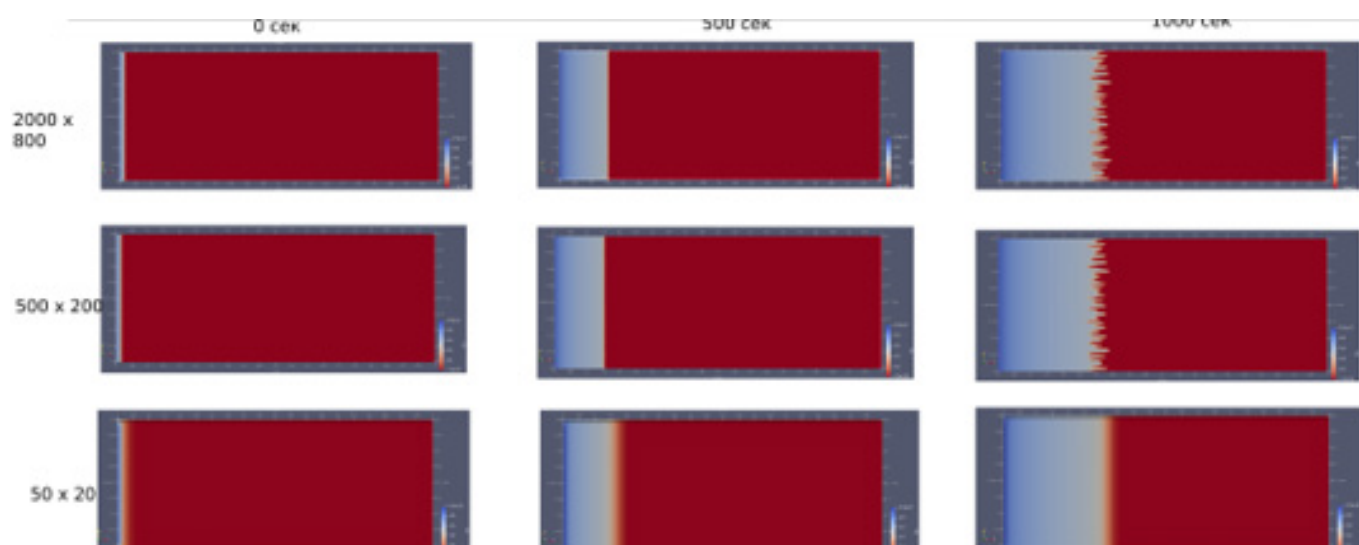


Рис. 2. Поля водонасыщенности в однородном пласте ($M = 100$) по результатам расчета в *porousMultiphaseFoam* на сетках 2000×800 , 500×200 и 50×20 ячеек (сверху вниз) для последовательных моментов времени (слева направо)

(2000 x 800 ячеек) формируется развитая система из 46 пальцев; при огрублении до 500 x 200 ячеек число разрешаемых пальцев уменьшается до 29, а на грубой сетке (50 x 20 ячеек) пальцеобразование не воспроизводится вовсе – фронт продвигается поршневым образом. Таким образом, при недостаточном разрешении численная диффузия конечно-объемной схемы подавляет мелкомасштабные возмущения фронта, и неустойчивость, физически присущая задаче, в расчете не проявляется.

Прямое сопоставление расчетов на идентичной задаче высоковязкого вытеснения показало качественное различие результатов. На рисунке 1 (применительно к неоднородной постановке) и на рисунке 3 видно, что эталонная постановка PMF воспроизводит развитую картину вязких пальцев, тогда как промышленный симулятор при тех же исходных данных дает практически поршневое продвижение фронта без выраженного пальцеобразования. Более того, в полях водонасыщенности промышленного симулятора наблюдаются артефакты, обусловленные ориентацией и шагом сетки, а не физикой неустойчивости.

Различия в структуре фронта закономерно отражаются на интегральных технологических показателях разработки (рис. 4). В расчете PMF, где вязкие пальцы достигают добывающей галереи, прорыв воды происходит существенно раньше, темп падения добычи нефти и роста обводненности выше, а накопленная добыча нефти и прогнозный коэффи-

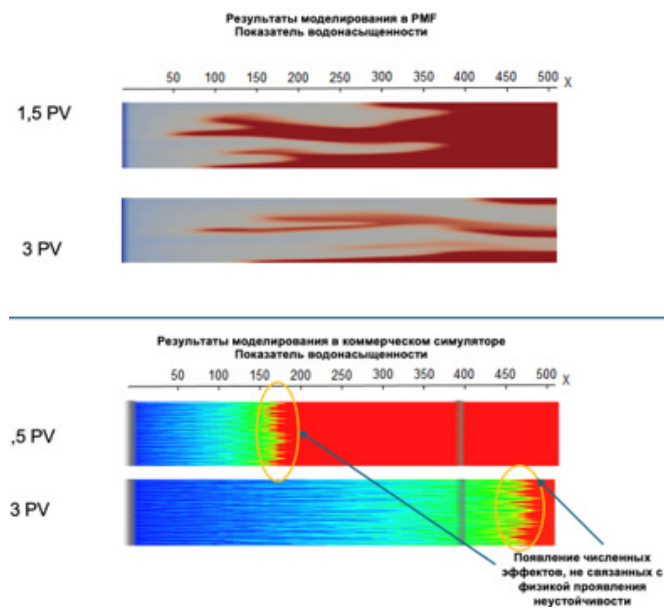


Рис. 3. Сопоставление полей водонасыщенности в неоднородном пласте при закачке 1,5 и 3 поровых объемов: porousMultiphaseFoam (сверху) и коммерческий симулятор (снизу)

ент извлечения нефти ниже, чем в расчете промышленного симулятора. Промышленный симулятор, не воспроизводящий пальцеобразование, дает оптимистично смещенный (ложноположительный) прогноз показателей разработки.

Количественные результаты сопоставления прогнозного коэффициента извлечения нефти для ряда постановок приведены в таблице 2. Для однородного

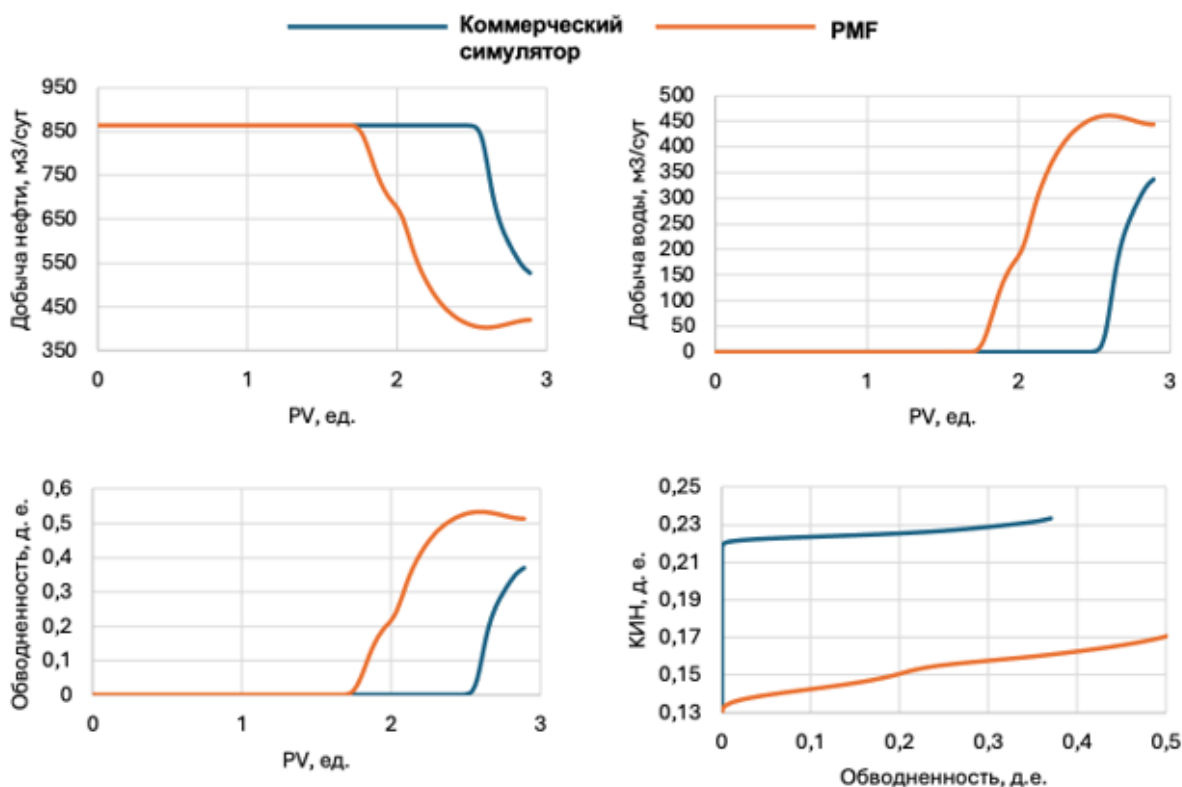


Рис. 4. Сравнение технологических показателей разработки при моделировании в porousMultiphaseFoam и в коммерческом симуляторе: добыча нефти, добыча воды, обводненность продукции и коэффициент извлечения нефти

пласта при устойчивом вытеснении ($M = 1$) расхождение между симуляторами составляет лишь около 2%, что подтверждает согласованность физико-математических постановок и численных реализаций при отсутствии неустойчивости. При неблагоприятном соотношении подвижностей расхождение резко возрастает: для однородного пласта при $M = 250$ оно достигает 58%, а для неоднородных постановок – от 46 до 76%. Во всех случаях коэффициент извлечения нефти, рассчитанный в промышленном симуляторе, систематически завышен относительно эталонного расчета PMF.

Таблица 2 – Сопоставление прогнозного коэффициента извлечения нефти в porousMultiphaseFoam и в коммерческом симуляторе при идентичных условиях

Постановка задачи	КИН, д. ед. (PMF)	КИН, д. ед. (коммерческий симулятор)	Относительное расхождение, %
Однородный пласт, $M = 1$	0,73	0,75	+2
Однородный пласт, $M = 250$	0,24	0,38	+58
Неоднородный пласт, вариант 1	0,13	0,23	+76
Неоднородный пласт, вариант 2	0,08	0,12	+50
Неоднородный пласт, вариант 3	0,12	0,18	+50
Неоднородный пласт, вариант 4	0,13	0,19	+46

Физическая причина неспособности промышленного симулятора воспроизводить пальцеобразование состоит в следующем. Континуальная постановка

двухфазной фильтрации в форме системы уравнений (1)-(3) с относительными фазовыми проницаемостями в однородной среде не содержит механизма, инициирующего вязкостную неустойчивость из бесконечно малых возмущений. Для запуска нелинейного режима пальцеобразования необходима конечная по амплитуде возмущенная граница раздела фаз, неоднородность проницаемости, играющая роль триггера неустойчивости, либо подсеточная стохастическая модель. При отсутствии указанных факторов и при характерной для конечно-объемных схем численной диффузии фронт развивается устойчиво вне зависимости от формального измельчения сетки в пределах практически достижимого разрешения.

Серия расчетов в PMF при неизменной физической постановке, но при различном шаге расчетной сетки (рис. 5) подтверждает определяющую роль разрешения. На грубой сетке (шаг 50 м) фронт продвигается поршневым образом; при измельчении до шага 2 м проявляется выраженная мелкомасштабная неоднородность фронта, качественно согласующаяся с картиной развития вязкостной неустойчивости. Это различие закономерно отражается на интегральных показателях: при одной и той же физической постановке мелкосеточный расчет дает существенно более низкое значение прогнозного коэффициента извлечения нефти по сравнению с расчетом на грубой сетке, что соответствует более раннему прорыву вытесняющего агента и формированию недренируемых зон между пальцами.

Полученные результаты согласуются с данными независимых исследований. Согласно обзору «Experimental and computational advances on the

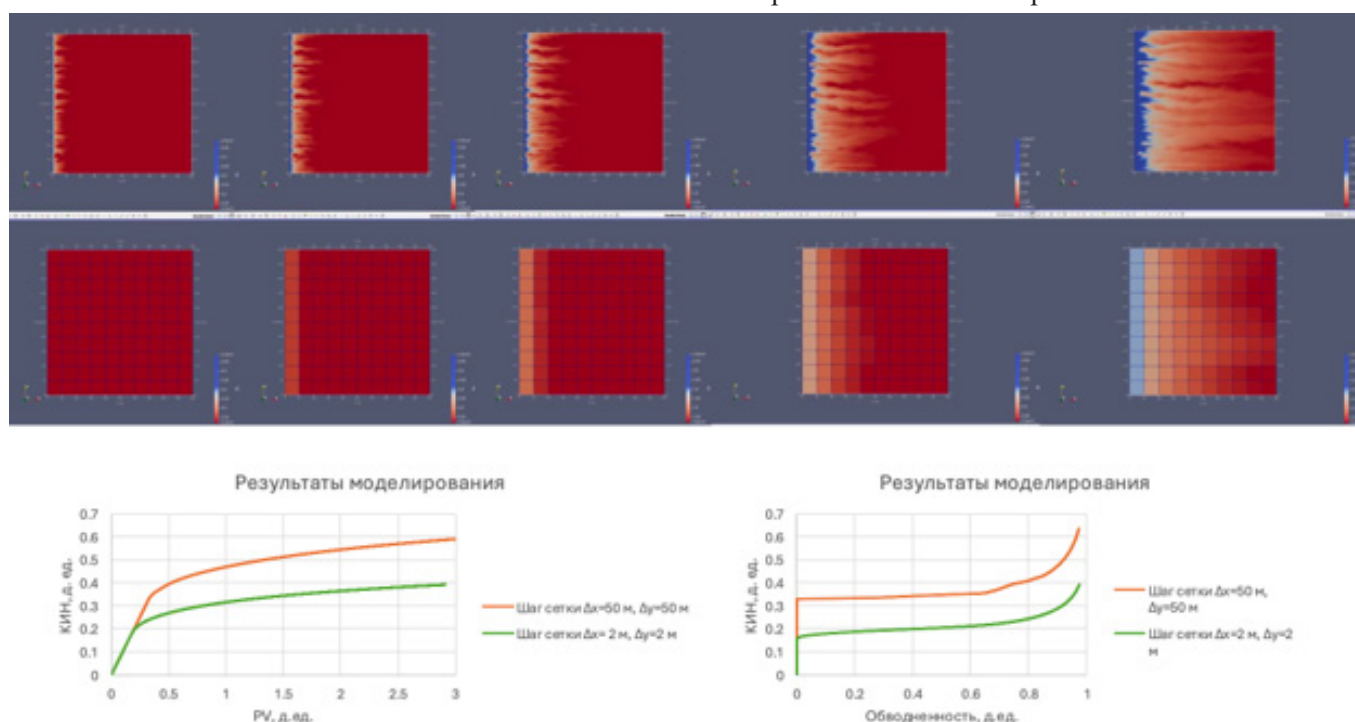


Рис. 5. Эволюция фронта вытеснения (вверху) и интегральные показатели разработки (внизу) в porousMultiphaseFoam при шаге расчетной сетки 50 м (грубая) и 2 м (мелкая)

study of viscous fingering: an umbrella review» (Pinilla и др., 2021), работе «Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media» (Salmo и др., 2022) и исследованию «Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling» (Beteta и др., 2024) результаты показывают систематическое завышение охвата при недостаточном разрешении сетки и подавлении пальцеобразования. Согласно работе «The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media» (Starkov и др., 2023) установленная немонотонная зависимость скорости роста пальцев от параметров неоднородности объясняет различие интенсивности пальцеобразования для разных конфигураций неоднородности (табл. 1). Согласно исследованию «Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood» (Beteta и др., 2023) продемонстрирована работоспособность концепции переноса эффекта неустойчивости на крупную сетку через псевдо-параметры на масштабе реального месторождения. Согласно работам «Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения» (Шахвердиев и др., 2019) и «Критериальный анализ возникновения неустойчивости фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов» (Кряжев и др., 2024) для отечественных условий обоснована необходимость учета неустойчивости фронта.

Совокупный результат экспериментов формирует объективную потребность в специальной параметризации крупносеточных моделей. Корректным решением является перенос (ремасштабирование) эталонных мелкосеточных результатов PMF в параметризацию крупносеточной модели через построение и калибровку псевдо-параметров вытеснения – в первую очередь псевдо-кривых относительных фазовых проницаемостей и интегральных корректировок коэффициента вытеснения – по согласованным метрикам устойчивости фронта и охвата. Согласно работам «A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media» (Koval, 1963) и «A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling» (Barker, Thibeau, 1997) заложены методические основы такого ремасштабирования. Непосредственная апробация и валидация процедуры калибровки псевдо-параметров на синтетических и промысловых моделях вынесены в последующие работы.

Выводы

1. Прямое сопоставление эталонного симулятора porousMultiphaseFoam и промышленного гидродинамического симулятора при идентичной физической задаче и сопоставимых расчетных сетках показывает качественное различие результатов: континуальная двух-

фазная постановка с относительными фазовыми проницаемостями в однородной среде без явно заданного источника возмущений не инициирует пальцеобразование, а штатная численная диффузия конечно-объемных схем подавляет вязкие пальцы. Этот вывод согласуется с результатами, представленными в работах «Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review» (Pinilla и др., 2021) и «Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media» (Salmo и др., 2022).

2. Серия расчетов с варьированием шага расчетной сетки показывает, что при достаточном пространственном разрешении (переход от 50 м к 2 м, а на масштабе керна – от 50 x 20 к 2000 x 800 ячеек) проявляется характерная для вязкостной неустойчивости мелкомасштабная неоднородность фронта, существенно меняющая интегральные показатели разработки и прогнозный коэффициент извлечения нефти.
3. При неблагоприятном соотношении подвижностей промышленный симулятор систематически завышает прогнозный коэффициент извлечения нефти: расхождение с эталонным расчетом возрастает от 2% при устойчивом вытеснении ($M = 1$) до 46-76% при выраженной неустойчивости, что ведет к ложноположительным прогнозам показателей разработки.
4. Полученные расхождения между крупной и мелкой расчетными сетками формируют объективную потребность в построении и калибровке псевдо-параметров вытеснения для крупносеточных моделей. Ограничением настоящего исследования является использование синтетических моделей и отсутствие на данном этапе количественной калибровки псевдо-параметров и их валидации на промысловых данных; кроме того, рассматривалось преимущественно несмешивающееся вытеснение без учета геомеханических и термических эффектов.

Заключение

В работе количественно показано, что воспроизведение вязкостной неустойчивости при гидродинамическом моделировании вытеснения высоковязкой нефти критически зависит от разрешения расчетной сетки и от наличия в постановке механизма инициирования возмущений фронта. Промышленные гидродинамические симуляторы на практически достижимых сетках не воспроизводят вязкие пальцы и дают систематически завышенный прогноз коэффициента извлечения нефти, что недопустимо при проектировании систем заводнения и методов увеличения не-

фтеотдачи на объектах с высоковязкой нефтью.

Практическое внедрение результатов предполагает построение псевдо-параметров вытеснения – псевдо-кривых относительных фазовых проницаемостей и интегральных корректировок коэффициента вытеснения, – калиброванных по эталонным мелкосеточным расчетам и обеспечивающих воспроизведение на крупной сетке ключевых эффектов неустойчивости (динамики прорыва, обводненности и охвата). Дальнейшие исследования будут направлены на разработку и валидацию процедуры калибровки псевдо-параметров на синтетических и промысловых моделях, формирование области применимости методики в диапазоне характерных геолого-промысловых параметров, а также на распространение подхода на условия химического вытеснения и применения модификаторов подвижности.

Список литературы

1. Андреев В.А., Мулявин С.Ф., Бяков А.В., Ведменский А.М., Стещенко И.Г., Баженова О.А. (2024). Применение характеристик вытеснения нефти водой при разработке нефтяных залежей. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 10(3), с. 135–149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-135-149>
2. Кряжев Я.А., Гильманов А.Я., Федоров К.М., Шевелев А.П. (2024). Критериальный анализ возникновения неустойчивости фронта вытеснения при заводнении нефтяных пластов. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика, 10(4), с. 114–131. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-114-131>
3. Никитин В.Ф., Скрылева Е.И., Макеева М.Н., Манахова А.Н. (2022). Моделирование неустойчивого вытеснения вязкой жидкости из пористой среды с учетом химических взаимодействий между фазами. Успехи кибернетики, 3(3), с. 22–32. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2022-3-3-3>
4. Шахвердиев А.Х., Шестопалов Ю.В., Мандрик И.Э., Арефьев С.В. (2019). Альтернативная концепция мониторинга и оптимизации заводнения нефтяных пластов в условиях неустойчивости фронта вытеснения. Нефтяное хозяйство, 12, с. 118–123. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-118-123>
5. Barker J.W., Thibaut S. (1997). A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling. SPE Reservoir Engineering, 12(2), p. 138–143. <https://doi.org/10.2118/35491-PA>
6. Beteta A., Sorbie K.S., Johnson G. (2023). Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood. SPE Journal, 28(6), p. 3165–3179. <https://doi.org/10.2118/215813-PA>
7. Beteta A., Sorbie K.S., Skaug A., Skaug T. (2024). Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling. Transport in porous media, 151(1), p. 85–118. <https://doi.org/10.1007/s11242-023-02034-z>
8. Horgue P., Soulaire C., Franc J., Guibert R., Debenest G. (2015). An open-source toolbox for multiphase flow in porous media. Computer physics communications, 187, p. 217–226. <https://doi.org/10.1016/j.cpc.2014.10.005>
9. Koval E.J. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. Society of Petroleum engineers journal, 3(2), p. 145–154. <https://doi.org/10.2118/450-PA>
10. Pinilla A., Asuaje M., Ratkovich N. (2021). Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review. Heliyon, 7(7), e07614. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07614>
11. Saffman P.G., Taylor G.I. (1958). The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. Proceedings of the Royal Society of London. Series A, 245(1242), p. 312–329. <https://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085>
12. Salmo I.C., Sorbie K.S., Skaug A., Alzaabi M.A. (2022). Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media. Transport in Porous Media, 145(2), p. 291–322. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01847-8>
13. Smirnov N.N., Nikitin V.F., Kolenkina E.I., Gazizova D.R. (2021). Evolution of a phase interface in the displacement of viscous fluids from a porous medium. Fluid dynamics, 56(1), p. 79–92. <https://doi.org/10.1134/S0015462821010122>
14. Starkov I.A., Pavlov D.A., Tikhomirov S.B., Bakharev F.L. (2023). The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media. Computational geosciences, 27(5), p. 783–792. <https://doi.org/10.1007/s10596-023-10240-3>

Сведения об авторах

Гулиев Рамиль Зафарович – главный специалист по интегрированному моделированию департамента нефтегазового инжиниринга, Передовая инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Выс-

шая школа нефти»

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

e-mail: guliev@agni-rt.ru

Пичугин Олег Николаевич – кандидат физ.-мат. наук, заместитель директора; руководитель Департамента нефтегазового инжиниринга, Переходная инженерная нефтяная школа, Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти»

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

e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Родионов Сергей Павлович – доктор физ.-мат. наук, главный научный сотрудник

Тюменский филиал ИТПМ им. С.А. Христиановича СО РАН

Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Таймырская, д. 74

e-mail: rodionovsp@bk.ru

References

1. Andreev V.A., Mulyavin S.F., Byakov A.V., Vedemsky A.M., Steshenko I.G., Bazhenova O.A. (2024). Application of the characteristics of oil displacement by water in the development of oil reservoirs. *Bulletin of Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy*, 10 (3), pp. 135-149. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-135-149>
2. Kryazhev Ya. A., Gilmanov A. Ya., Fedorov K. M., Shevelev A. P. (2024). Criterion analysis of the occurrence of displacement front instability during waterflooding of oil reservoirs. *Bulletin of Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Power*, 10 (4), pp. 114-131. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-4-114-131>
3. Nikitin V.F., Skryleva E.I., Makeeva M.N., Manakhova A.N. (2022). Simulation of unstable displacement of viscous fluid from porous medium taking into account chemical interactions between phases. *Successes of cybernetics*, 3 (3), p. 22-32. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2022-3-3-3>
4. Shakhverdiev A. Kh., Shestopalov Yu. V., Mandrik I. E., Arefiev S. V. (2019). An alternative concept for monitoring and optimizing waterflooding of oil reservoirs in conditions of displacement front instability. *Oil industry*, 12, p. 118-123. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-12-118-123>
5. Barker J. W., Thibeau S. (1997). A critical review of the use of pseudorelative permeabilities for upscaling. *SPE Reservoir Engineering*, 12(2), p. 138-143. <https://doi.org/10.2118/35491-PA>
6. Beteta A., Sorbie K. S., Johnson G. (2023). Immiscible viscous fingering at the field scale: numerical simulation of the Captain polymer flood. *SPE Journal*, 28(6), p. 3165-3179. <https://doi.org/10.2118/215813-PA>
7. Beteta A., Sorbie K. S., Skauge A., Skauge T. (2024). Immiscible viscous fingering: the effects of wettability/capillarity and scaling. *Transport in porous media*, 151(1), p. 85-118. <https://doi.org/10.1007/s11242-023-02034-z>
8. Horgue P., Soulaire C., Franc J., Guibert R., Debenest G. (2015). An open-source toolbox for multiphase flow in porous media. *Computer physics communications*, 187, p. 217-226. <https://doi.org/10.1016/j.cpc.2014.10.005>
9. Koval E. J. (1963). A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media. *Society of Petroleum engineers journal*, 3(2), p. 145-154. <https://doi.org/10.2118/450-PA>
10. Pinilla A., Asuaje M., Ratkovich N. (2021). Experimental and computational advances on the study of viscous fingering: an umbrella review. *Heliyon*, 7(7), e07614. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07614>
11. Saffman P. G., Taylor G. I. (1958). The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. *Proceedings of the Royal Society of London. Series A*, 245(1242), p. 312-329. <https://doi.org/10.1098/rspa.1958.0085>
12. Salmo I. C., Sorbie K. S., Skauge A., Alzaabi M. A. (2022). Immiscible viscous fingering: modelling unstable water-oil displacement experiments in porous media. *Transport in Porous Media*, 145(2), p. 291-322. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01847-8>
13. Smirnov N. N., Nikitin V. F., Kolenkina E. I., Gazizova D. R. (2021). Evolution of a phase interface in the displacement of viscous fluids from a porous medium. *Fluid dynamics*, 56(1), p. 79-92. <https://doi.org/10.1134/S0015462821010122>
14. Starkov I. A., Pavlov D. A., Tikhomirov S. B., Bakharev F. L. (2023). The non-monotonicity of growth rate of viscous fingers in heterogeneous porous media. *Computational geosciences*, 27(5), p. 783-792. <https://doi.org/10.1007/s10596-023-10240-3>

About the Authors

Ramil Z. Guliev – lead specialist in integrated modeling, Petroleum engineering department, Almet'yevsk state technological university «Petroleum higher school»

186 a, Sovetskaya St., Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation

e-mail: guliev@agni-rt.ru

Oleg N. Pichugin – PhD, deputy director; head of the Petroleum engineering department, Almet'yevsk state technological university «Petroleum higher school»

186 a, Sovetskaya St., Almet'yevsk, Republic of Tatarstan, 423462, Russian Federation

e-mail: o.pichugin@agni-rt.ru

Sergey P. Rodionov – Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Chief Researcher,

Tyumen Branch of the S.A. Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

74, Taimyrskaya St., Tyumen, 625026, Russian Federation

e-mail: rodionovsp@bk.ru

Статья поступила в редакцию 26.05.2026;

Принята к публикации 24.06.2026;

Опубликована 30.06.2026