

О численных эффектах в гидродинамическом моделировании

Николай Николаевич Иванцов✉

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Контакт для переписки: NNIvantsov@rn-gir.rosneft.ru✉

Аннотация. В статье изучается вопрос влияния численных эффектов, в первую очередь, численной диффузии, на результаты гидродинамического моделирования разработки месторождений. В вычислительных экспериментах, имитирующих решение актуальных задач подземной разработки, показано, что степень влияния численных эффектов недооценивается, а методы их нейтрализации не всегда корректны. В частности, показано, что решение обратной задачи адаптации к истории разработки не позволяет корректно компенсировать численные эффекты без уточнения и детализации геологической основы. Предложены наиболее корректные способы снижения влияния численных эффектов, а также дальнейшие направления развития методик их минимизации в гидродинамическом моделировании.

Ключевые слова: численные эффекты, численная диффузия, относительные фазовые проницаемости, неоднородность пласта, гидродинамическое моделирование

Цитирование: Иванцов Н. Н. О численных эффектах в гидродинамическом моделировании // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 4 (44). С. 119–135. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-119-135>

Поступила 09.10.2025; одобрена 11.11.2025; принята 12.11.2025

Numerical effects in hydrodynamic modeling

Nikolay N. Ivantsov✉

RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia
Corresponding author: NNIvantsov@rn-gir.rosneft.ru✉

Abstract. The article studies the issue of the influence of numerical effects, primarily numerical diffusion, on the results of hydrodynamic modeling of field development. In computational experiments simulating the solution of actual problems of development, it is shown that the degree of influence of numerical effects is underestimated, and methods of their neutralization are not always correct. In particular, it is shown that the solution of the inverse problem of adaptation to the history of development does not allow correct compensation of numerical effects without refinement and detailing of the geological basis. The most correct ways of reducing the influence of numerical effects, as well as further directions of development of methods for their minimization in hydrodynamic modeling, are proposed.

Keywords: numerical effects, numerical diffusion, relative phase permeabilities, reservoir heterogeneity, hydrodynamic modeling

Citation: Ivantsov, N. N. (2025). Numerical effects in hydrodynamic modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(4), 119–135. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-119-135>

Received Oct. 9, 2025; Reviewed Nov. 11, 2025; Accepted Nov. 12, 2025

Введение

Численные эффекты, связанные с размером ячеек и ориентацией сетки гидродинамической модели (ГДМ), хорошо известны практикующим специалистам [Овчаров, 2014; Veedu et al., 2010; Абсалямов и др., 2020; Комалов, Шелест, 2019]. Ориентационный эффект может проявляться в виде искажений в распределении давления, скоростей потока, насыщенности и других параметров из-за несоответствия ориентации сетки модели реальным геологическим условиям. Например, по латерали, недооценивать или переоценивать проницаемость в разных расчетных направлениях потока. Или, по разрезу, несоответствие сетки залеганию слоев влияет на достоверность перетоков по вертикали и связность коллектора.

Слишком крупные ячейки, в свою очередь, приводят к потере разрешающей способности (невозможности отразить мелкомасштабные особенности пласта), размыванию резких изменений свойств в процессе фильтрации, снижению точности численных методов (особенно вблизи скважин), что в совокупности приводит к искажению потоков фильтрации и, как следствие, неверной локализации остаточных запасов. Данные проблемы особенно выражены при моделировании интенсивных во времени или локализованных в пространстве процессов, таких как конусообразование, развитие трещин и намывание каналов фильтрации, реологические свойства флюидов вблизи ствола скважины, специфичные для МУН процессы смешивания, теплопереноса и т. п.

Степень влияния численных эффектов на результаты моделирования часто недооценивается, а методы их нейтрализации применяются не всегда. Это оказывает непо-

средственное влияние на качество прогнозов на основе ГДМ — от эффективности различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) до принятия стратегических решений по разработке месторождений.

Многие из перечисленных проблем можно связать с численной диффузией — это один из основных численных эффектов, который возникает при дискретизации уравнений фильтрации и усиливается при использовании грубой сетки. Численная диффузия вносит дополнительное усреднение в решение уравнений, ведущее к затуханию амплитуды волн, фронтов и градиентов. Это не связано с реальной физической диффузией, а является следствием численного метода.

Как правило, в качестве универсального способа «компенсации» численной диффузии специалисты по гидродинамическому моделированию применяют корректировку относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [Степанов, Вокина, 2024; Зольников и др., 2024; Сыртланов и др., 2019]. Для удобства будем использовать следующие понятия различных типов ОФП:

- обобщенные — обоснованные по каким-либо данным (как правило, лабораторным) применительно к пласту или региону пласта;
- псевдо-ОФП — полученные на основе обобщенных ОФП путем их корректировки с целью нивелирования численных эффектов и с учетом специфики многофазной фильтрации;
- модифицированные ОФП — полученные на основе обобщенных или псевдо-ОФП путем их корректировки в процессе адаптации ГДМ к истории разработки;
- локальные ОФП — применяются к локальной зоне пласта, обычно для уточнения условий многофазной фильтрации в районе скважин.

Рассмотрим на показательных примерах некоторые существенные случаи влияния численных эффектов на результаты гидродинамического моделирования. Примеры реализованы в симуляторе «РН-КИМ», однако схожие результаты можно получить и в других коммерческих симуляторах, использующих численные схемы на основе метода конечных разностей.

Пример 1. Заводнение

Заводнение пластов является наиболее распространенным способом разработки месторождений, при этом эффективность заводнения зависит от скорости прорыва нагнетаемой воды в добывающие скважины, а также его интенсивности. Оценим влияние численной диффузии на воспроизведение этих показателей в гидродинамической модели.

Для этого построена синтетическая ГДМ, в которой воспроизведены следующие геологические представления: регрессионные условия осадконакопления, высокая неоднородность и проницаемость аллювиальных отложений в верхнем пласте, в то время как нижний пласт является более однородным с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (характеризует морские отложения). Интерполяция свойств осуществлялась геостатистическим методом кригинга с применением выявленных на этапе фаци-

ального моделирования рангов вариограмм для каждого из типов отложений. При этом свойства в ячейках, где проходят скважины, были зафиксированы, поскольку отражают результаты интерпретации геофизических исследований в данных скважинах.

Модель построена в двух вариантах: с крупными ячейками размером $100 \times 100 \times 5$ м (имитирует детальность полномасштабной модели объекта) и мелкими ячейками $10 \times 10 \times 1$ м (имитирует измельчение полномасштабной модели с помощью процедуры LGR или при вырезании из нее и дальнейшей детализации секторной модели). Секторные модели с измельчением часто применяют для задач, связанных с локализацией остаточных запасов (ввод новых скважин, бурение боковых стволов), а также для изучения потенциала ГТМ и методов увеличения нефтеотдачи (МУН). На объекте реализована 5-точечная система разработки наклонно-направленными скважинами (рис. 1), при этом добывающие скважины работают на целевом забойном давлении, тогда как нагнетательные — с постоянной приемистостью. Начальное распределение насыщенности выполнено посредством равновесной (гравитационной) сегрегации без применения капиллярных кривых. На боковых гранях модели установлена граница нулевого перетока, исходя из типичного для подобных секторных моделей допущения о симметрии системы разработки.

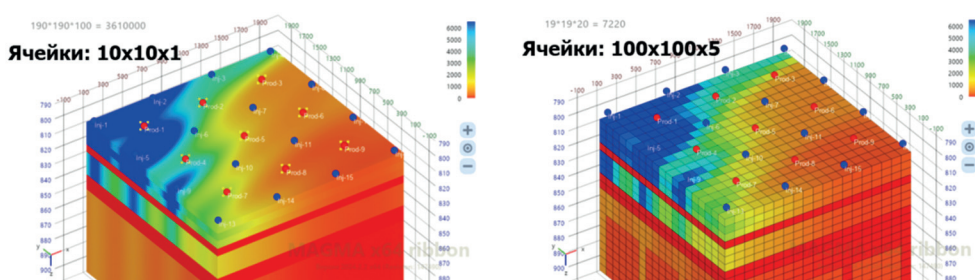


Рис. 1. Кубы проницаемости гидродинамической модели в двух вариантах размера ячеек

Fig. 1. Permeability cubes of the hydrodynamic model in two cell size options

Запуск прогнозных расчетов на данных вариациях модели показал, что срок начала обводнения отличается в 2 раза! Модель с крупными ячейками характеризуется более медленным (благоприятным) продвижением воды, что однозначно указывает на размывание фронта вытеснения, т. е. влияние численной диффузии (рис. 2). Очевидно, что применение модели с крупными ячейками без учета численной диффузии с высокой вероятностью приведет к принятию ошибочных решений по разработке.

Отметим, что такой результат отличается от теоретического представления о влиянии численной диффузии, показанной в одномерной задаче Баклея–Левретта [Овчаров, 2014], что связано с превалирующим влиянием геометрии фронта вытеснения в случае трехмерной постановки ГДМ в условиях выраженной геологической неоднородности.

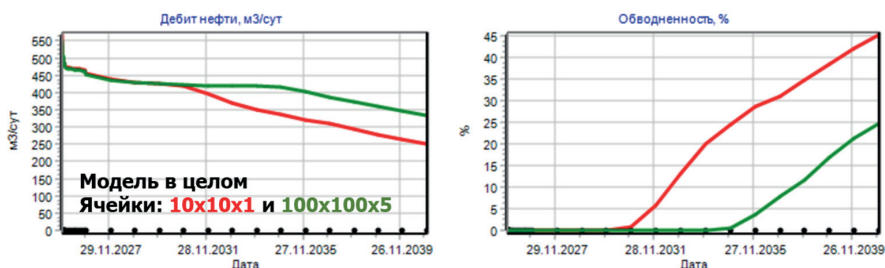


Рис. 2. Динамика дебита нефти (слева) и обводненности (справа) по моделям с разным размером ячеек

Fig. 2. Dynamics of oil flow rate (left) and water cut (right) according to different cell sizes models

Таким образом, фиксируем, что влиянию численной диффузии подвержены:

- скорость продвижения агента закачки по пласту;
- динамика обводнения реагирующих (добывающих) скважин;
- геометрия фронта вытеснения (в т. ч. охват вытеснением).

При этом чем крупнее ячейки, тем однороднее фронт вытеснения, т. е. в модели происходит завышение коэффициента охвата вытеснением.

Классическим способом устранения данных численных эффектов является использование псевдо-ОФП. Не вдаваясь в детали, отметим, что на данный момент не существует надежной методики модификации ОФП, полученных в лабораторных экспериментах, для применения в ГДМ [Овчаров, 2014, Сыртланов и др., 2019, Загорюцкий и др., 2021]. Более того, модификация ОФП для целей гидродинамического моделирования может изменить относительную подвижность флюидов в ячейках модели в несколько раз или даже на порядки (рис. 3).

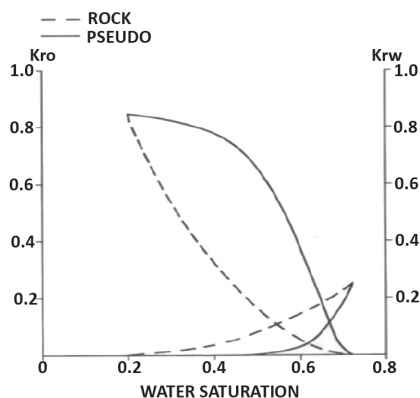


Рис. 3. Типичный пример модификации лабораторных ОФП для целей гидродинамического моделирования

Fig. 3. A typical example of modifying laboratory relative phase permeabilities for hydrodynamic modeling purposes

Важные промежуточные выводы из данного примера:

- ОФП, полученные в лабораторных экспериментах, требуют корректировки для учета численных эффектов (с получением псевдо-ОФП);
- модификация ОФП в процессе адаптации к истории разработки позволяет компенсировать численные эффекты для выбранного размера ячеек;
- измельчение или укрупнение ячеек (в т. ч. локальное с помощью процедур LGR/LGC) приводит к необходимости переадаптации ГДМ.

Пример 2. Методы увеличения нефтеотдачи

Усложним задачу. Выполним на тех же вариациях модели исследование эффективности ПАВ-полимерного заводнения (ПАВ-ПЗ). Компоненты раствора, ПАВ и полимер, характеризуются набором физико-химических свойств, которые учитываются при моделировании и определяют эффективность технологии [Иванцов и др., 2018]: адсорбция и десорбция, влияние концентрации на вязкость, фактор остаточного сопротивления, поверхностное натяжение, зависимости относительных фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения от капиллярного числа, зависимости данных свойств от температуры и т. д.

Применим следующую схему разработки:

- 1) добыча с контролем забойного давления и закачка воды с контролем приемистости, исходя из условия 100% стартовой компенсации;
- 2) переход на закачку полимерного раствора при достижении обводненности 50% по модели в целом;
- 3) через 2 года переход на закачку ПАВ-полимерного раствора;
- 4) через 5 лет переход на закачку полимерного раствора (продавка);
- 5) через 3 года переход на закачку воды.

Сравнение прогнозной обводненности в вариациях модели с разным размером ячеек показывает существенное отличие (см. рис. 4). При этом в случае модели с мелкими ячейками, кроме изменения времени подхода фронта закачки к реагирующим скважинам, можно наблюдать и влияние отдельных этапов воздействия. Тогда как в случае крупных ячеек эффекты накладываются друг на друга, растягивая во времени реакцию скважин на каждый из этапов воздействия.

С одной стороны, крупные ячейки приводят к искажению адсорбции, фактора сопротивления, капиллярного числа и т. д., и в целом фронта воздействия, занижая технологическую эффективность большинства МУН из-за недостаточного прироста охвата воздействием в сравнении с заводнением. С другой стороны, растягивание реакции добывающих скважин снижает экономическую эффективность воздействия из-за фактора дисконтирования, чрезвычайно важного при технико-экономической оценке МУН.



Рис. 4. Динамика обводненности при ПАВ-ПЗ по моделям с разным размером ячеек

Fig. 4. Dynamics of water-cut during surfactant-polymer flooding according to different cell sizes models

Таким образом, фиксируем дополнительно, что влиянию численной диффузии подвержены многие факторы при реализации МУН:

- величина адсорбции, десорбции, смесимость химических или газовых агентов;
- фильтрационно-емкостные свойства (в т. ч. фактор сопротивления при закачке полимерного раствора), зависящие от насыщенности, температуры и давления;
- скорость развития и геометрия теплового фронта при термических МУН;
- теплотери, связанные с неколектором и контактами;
- площадь контакта агента МУН и вытесняемой нефти.

Нужно понимать, что модификация ОФП в процессе адаптации к истории разработки позволяет компенсировать численную ошибку только в части взаимной подвижности флюидов в пласте, но не решает проблему численных эффектов в отношении остальных факторов.

Пример 3. Неоднородность пласта

Важным требованием для корректности гидродинамического моделирования является воспроизведение неоднородности пласта. В случае задач локализации запасов и прогноза эффективности МУН неоднородность оказывает ключевое влияние [Nguyen et al., 2014; Aderoju et al., 2017; Шишаев и др., 2020; Закиров и др., 2017]. Поскольку МУН нацелены в том числе на повышение охвата воздействием, то недооценка в модели неоднородности приведет к недооценке эффективности моделируемого метода.

Чтобы оценить степень возможного изменения охвата воздействием, приведем результаты испытаний МУН из [Li et al., 2012]. Замеры скорости продвижения фронта вытеснения при одной и той же приемистости показали: по воде 3,4 (1,96–5,58) м/сут, по полимерному раствору 0,17–0,5 м/сут. Кроме того, зафиксировано изменение состава проб нефти, что связано с вовлечением в разработку нетронутых участков

пласта. Очевидно, что это возможно только при значительном выравнивании фронта вытеснения (табл. 1).

Таблица 1. Ключевые факторы эффективности различных типов МУН
Table 1. Key factors in the effectiveness of different types of EOR

В сравнении с заводнением	Химические	Термические	Газовые
Прирост Квыт	✓ ✓	✓	✓ ✓
Прирост Кохв	✓ ✓	✓ ✓	✓

В условиях относительно крупных размеров ячеек сложно воспроизвести неоднородность по латерали. Например, при типичном латеральном размере ячеек 50 м при расстоянии между скважинами 300 м есть только 5 ячеек между скважинами, где нужно отразить изменения в охвате воздействием — этого явно недостаточно. Причем имеется в виду не только геологическая неоднородность (обсуждение данного фактора выходит за рамки статьи), но и, например, способ наследования свойств в ячейках при их измельчении (рис. 5). Измельчение ячеек без детализации неоднородности приводит к неверному моделированию охвата воздействием и неверной локализации остаточных запасов.

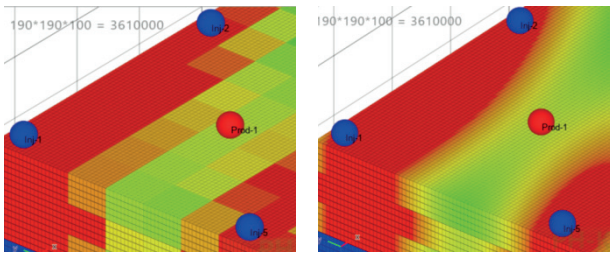


Рис. 5. Неоднородность пласта при измельчении ячеек — при прямом наследовании свойств (слева) и с применением геостатистических методов (справа)

Fig. 5. Reservoir heterogeneity after cell reduction — with direct inheritance of properties (left) and using geostatistical methods (right)

Можно предположить, что процесс адаптации к истории разработки позволяет устранить проблему недостаточной неоднородности в модели. Однако это не так, что связано с множественностью потенциально приемлемых решений обратной задачи адаптации [Шишаев и др., 2020, Закиров и др., 2017, Еремян, Рукавишников, 2020, Боженюк, Стрекалов, 2016]. Для оценки «масштаба проблемы» рассмотрим следующий пример.

Предположим, что результаты расчета на неоднородной модели, приведенной на рис. 1, являются историческими данными по разработке данного участка месторождения. Создадим копию данной модели, однако куб проницаемости сделаем однородным, сохранив тем не менее все перемычки и ячейки неколектора. Далее, выполним

«адаптацию» новой модели к «историческим» данным по разработке, применяя только множитель к кубу проницаемости, без внесения неоднородности. Всего за 2 итерации удалось достичь хорошего качества адаптации (рис. 6). Аналогичный эффект получен изменением кривых ОФП.

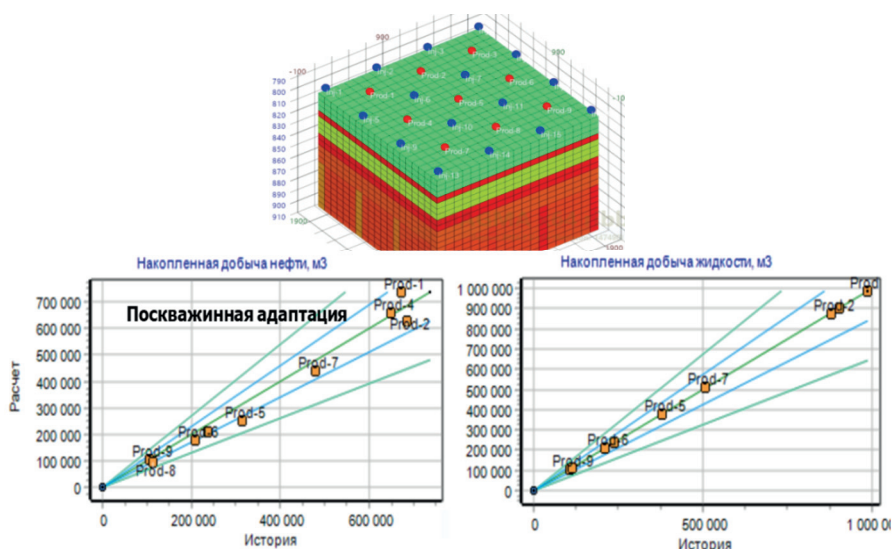


Рис. 6. Качество адаптации однородной модели к данным, полученным в результате расчетов на неоднородной модели

Fig. 6. The quality of the homogeneous model's adaptation to the data obtained from the heterogeneous model's calculations

Чрезмерная «однородность», в итоге приводящая к низкой прогнозной способности модели, является распространенной, но редко осознаваемой проблемой. Обобщим типичные случаи возникновения недостаточной неоднородности в моделях:

- модели для исследовательских целей, где воссоздают только вертикальную неоднородность или делают их полностью однородными по проницаемости;
- крупные ячейки (100+ м), где остается мало ячеек между скважинами (основная проблема численной диффузии);
- районы старых скважин, где достоверность данных по добыче сомнительная, поэтому детализацией геологии и детальной адаптацией не занимаются;
- скважины работают на несколько пластов, поэтому детализацией геологии и адаптацией по отдельным пластам не занимаются;
- адаптируется только небольшое число наиболее продуктивных скважин, что можно сделать простыми средствами без детализации геологической основы;
- в области с малым числом или отсутствием скважин геологическая основа, как правило, упрощается.

Очевидно, что модификация абсолютной проницаемости или ОФП в процессе адаптации ГДМ не компенсирует недостоверное распределение свойств пласта, а также масштабные и численные эффекты. Прогнозные расчеты на такой модели будут не точнее, чем характеристика вытеснения, на которую она адаптирована. Иначе говоря, на такой модели нельзя решать ключевые задачи разработки, связанные с обоснованием проектной сетки скважин, МУН и локализацией запасов (бурение новых скважин или уплотнение, боковые стволы, ГТМ).

Пример 4. Газовый фактор

Нивелирование численных эффектов может потребовать модификации самых разных параметров. Например, известна проблема воспроизведения в модели высокого газового фактора при эксплуатации скважин ниже давления насыщения, особенно если это связано не с газовым конусом, а с опережающим движением газа в нефтяной части пласта.

На одном из месторождений Восточной Сибири без газовой шапки газовый фактор на скважинах временно достигает $2500 \text{ м}^3/\text{м}^3$, тогда как газосодержание при начальном пластовом давлении составляет только $108 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Модель месторождения реализована с размером ячеек $100 \times 100 \text{ м}$ по латерали, что не позволяет приемлемо адаптировать краткосрочный интенсивный рост газового фактора. Тестовые расчеты показали, что приемлемого качества адаптации можно добиться только при измельчении ячеек до $10 \times 10 \text{ м}$, однако время счета модели возрастает в 12 раз.

Очевидно, что это влияние численной диффузии. В данном случае компромиссным решением оказалась модификация зависимости газосодержания от давления, т. е. PVT-свойств нефти, что позволило добиться приемлемой адаптации газового фактора (рис. 7).

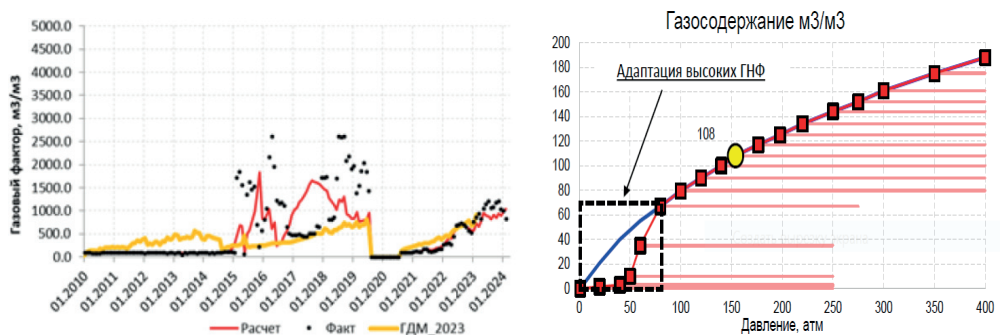


Рис. 7. Нивелирование численных эффектов модификацией PVT-свойств нефти при адаптации динамики газового фактора
Fig. 7. Mitigating numerical effects by modifying oil PVT properties when adapting to the gas factor dynamics

Способы нивелирования численных эффектов

Во многих работах (например, [Абсаямов и др., 2020; Иванцов и др., 2018; Adepoju et al., 2017; Pandey et al., 2008; Chen et al., 2015]) применяют уменьшение размера ячеек в модели. Обычно используют размер ячеек от 10–15 до 25 м, балансируя скорость и надежность расчетов. В совокупности с адаптацией к истории разработки, при условии ее достаточной длительности и охвата, это позволяет значительно снизить влияние численных эффектов. Иначе говоря, многочисленными исследователями подтверждено, что для приемлемого снижения влияния численной диффузии необходимо применять размер ячеек не более 10–25 м, в зависимости от стоящей перед моделью задачи. Например, для корректной оценки прироста коэффициента охвата при моделировании МУН ячейки должны быть более мелкими (не более 10 м). Тогда как в случае месторождений на поздней стадии разработки с применением заводнения ячейки могут быть крупнее (до 25 м).

При этом открытым остается вопрос корректности геологической основы (и степени неоднородности пласта, в частности), поскольку адаптация с помощью ОФП, множителей проницаемости и др. подобными подходами, как показано в примере 3 выше, не позволяет в дальнейшем решать задачи, связанные с локализацией остаточных запасов.

Возможным решением является адаптация к истории разработки (или, в случае синтетической модели, воспроизведение типичной для целевого объекта характеристики вытеснения) путем изменения геологической основы. Изменяя степень латеральной и вертикальной неоднородности пласта, а также, возможно, средние значения фильтрационно-емкостных свойств, можно добиться уверенной адаптации по скважинам без применения модифицированных ОФП. Оптимально, если реализации геологической основы при этом сохраняют выявленные для данного объекта геостатистические, петрофизические, фациальные зависимости, работая в диапазоне неопределенностей каждого типа данных.

После адаптации к истории разработки для оценки эффективности МУН рекомендуется по возможности использовать модификации ОФП, так как в данном случае именно этот инструмент отражает изменения межфазного взаимодействия. При этом сохраняется проблема влияния масштабных и численных эффектов на важнейшие характеристики МУН (или ГТМ): адсорбция/десорбция, фактор сопротивления, коэффициент вытеснения, смешиваемость, температурный фронт и др. Лучшим выходом, на взгляд автора, является адаптация промысловых испытаний исследуемого агента воздействия.

Для уверенного получения модифицированных ОФП и других псевдо-параметров, специфичных для типа МУН, необходима адаптация промыслового опыта, имеющегося на целевом объекте. Тем не менее в отсутствие собственных промысловых испытаний имеет смысл воспроизвести условия известного промыслового опыта изучаемого МУН/ГТМ, даже если это другое месторождение. Это позволит использовать корректирующие к лабораторным данным коэффициенты (псевдо-параметры), которые нейтрализуют масштабные и численные эффекты для нужного размера ячеек.

Требуется дальнейшее развитие методик применения ОФП [Комалов, Шелест, 2019; Загоровский и др., 2021; Загоровский и др., 2024; Степанов, Шабаров, 2021; Степанов, 2006; Марков, Родионов, 2015], поскольку в процессе адаптации к истории разработки ОФП одновременно компенсируют:

- несовершенство выборки для обобщенных ОФП (неопределенности качества и статистической достоверности лабораторных исследований);
- неточность распределения в модели свойств пласта, степени неоднородности пласта;
- эффекты масштаба, а именно изменение свойств пласта при разных размерах ячеек (например, связность, вертикальная анизотропия и др.);
- численные эффекты (численная диффузия).

В том числе значительным потенциалом обладают исследования и наработка методик в области применения локальных ОФП (особенно вблизи скважин) и методов получения ОФП по промысловым данным, а также развитие гидродинамических симуляторов в области автоматического локального измельчения вблизи скважин и динамического изменения размера ячеек в процессе счета [Персова и др., 2021].

Заключение

Численные эффекты, связанные с размером ячеек и ориентацией сетки ГДМ, проявляются в виде искажений в распределении давления, насыщенности, скоростей потока, приводят к потере разрешающей способности, размыванию резких изменений свойств в процессе фильтрации, снижению точности численных методов. Многие из перечисленных проблем связаны с численной диффузией.

Степень влияния численных эффектов на результаты моделирования часто недооценивается, а методы их нейтрализации применяются не всегда. Приведены показательные примеры влияния численной диффузии на прогнозную динамику работы скважин при заводнении, а также при применении МУН.

Решение обратной задачи адаптации к истории разработки не позволяет корректно компенсировать численные эффекты и устранить проблему неверной степени неоднородности в ГДМ, если выполняется без уточнения геологической основы. В частности, модифицированные ОФП одновременно решают как задачу адаптации, так и задачи компенсации численных эффектов, эффектов масштаба и погрешностей распределения свойств пласта.

Для снижения влияния численных эффектов на результаты моделирования требуется дальнейшее развитие гидродинамических симуляторов в области автоматического локального измельчения вблизи скважин и динамического изменения размера ячеек в процессе счета. Кроме того, значительным потенциалом обладают исследования и наработка методик в области получения и применения ОФП, особенно локальных.

Список источников

- Абсалямов А. В., Богачев К. Ю., Глазкова Е. А., Костин Г. А., Телишев А. С., Трегуб С. Л., Шимонин Е. Ю. 2020. Геолого-гидродинамическое моделирование высокого разрешения на высокопроизводительных вычислительных кластерах // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. SPE-201949-RU. <https://doi.org/10.2118/201949-MS>
- Боженюк Н. Н., Стрекалов А. В. 2016. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. Т. 15. № 2. С. 42–49.
- Еремян Г. А., Рукавишников В. С. 2020. Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. № 6. С. 76–79.
- Загоровский М. А., Степанов С. В., Гильманов Я. И., Загоровский А. А., Зайцев А. И. 2021. Особенности физического и математического моделирования фильтрации нефти и воды при разных давлениях обжима // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Т. 7. № 4(28). С. 93–110. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110>
- Загоровский М. А., Степанов С. В., Шабаров А. Б. 2024. Кластерная капиллярная модель ядра для вычисления относительных фазовых проницаемостей при фильтрации нефти и воды // Математическое моделирование. Т. 36. № 1. С. 85–104.
- Закиров Э. С., Любимова О. В., Индрупский И. М., Аникеев Д. П., Архипова Е. Ю. 2017. Автоматизированная геологически-согласованная адаптация распределения фаций и свойств пласта в межскважинном пространстве на основе сопряженных методов // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. SPE-1878603-RU. <https://doi.org/10.2118/187803-MS>
- Зольников Д. Н., Хурамшина Э. И., Рыков А. И., Свалов А. В., Емельянов Д. В. 2024. Опыт применения упрощенных гидродинамических моделей на уникальном нефтяном месторождении Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. № 7. С. 84–89.
- Иванцов Н. Н., Степанов А. В., Стрекалов А. В. 2018. Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Т. 4. № 4. С. 191–209. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209>
- Комалов С., Шелест Н. 2019. Решение проблем, связанных с гидродинамическим моделированием засоленных отложений месторождения в Восточной Сибири // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. SPE-196877-RU. <https://doi.org/10.2118/196877-MS>
- Марков П. В., Родионов С. П. 2015. Использование моделей микроструктуры поровой среды при расчете фильтрационных характеристик для гидродинамических моделей // Нефтепромысловое дело. № 11. С. 64–75.
- Овчаров В. В. 2014. Модификация функций относительных фазовых проницаемостей для регуляризации численного решения задачи вытеснения нефти водой // Нефтяное хозяйство. № 3. С. 102–105.

- Персова М. Г., Соловейчик Ю. Г., Вагин Д. В., Овчинникова А. С., Гриф А. М. 2021. Неопределенность и аппроксимация высоконеоднородных нефтяных коллекторов при решении задач автоматической адаптации // Геомодель 2021: материалы 23-й конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. М.: ЕАГЕ Геомодель. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157049>
- Степанов С. В. 2006. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей // Нефтяное хозяйство. № 4. С. 112–114.
- Степанов С. В., Вокина В. Р. 2024. К вопросу о сопоставимости относительных фазовых проницаемостей, полученных разными методами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 2(38). С. 45–55. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-45-55>
- Степанов С. В., Шабаров А. Б. 2021. К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Т. 7. № 1(25). С. 92–111. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111>
- Сырланов В., Головацкий Ю., Ишимов И., Межнова Н. 2019. О некоторых приемах автоматизации адаптации гидродинамических моделей месторождений углеводородов // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia. SPE-196878-RU. <https://doi.org/10.2118/196878-MS>
- Шишаев Г. Ю., Матвеев И. В., Еремян Г. А., Демьянов В. В., Кайгородов С. В. 2020. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. № 6. С. 58–61. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-58-61>
- Adepoju O. O., Hussein H., Chawathe A. 2017. Assessment of chemical performance uncertainty in chemical EOR simulations // SPE Reservoir Simulation Conference, Montgomery, Texas. SPE-182596-MS. <https://doi.org/10.2118/182596-MS>
- Chen G., Wei C., Han X., Han P., Ma M., Zhang X., Lu K. 2015. Simulation for high viscoelasticity polymer flooding pilot in LMDN4-4 Block of Daqing Oilfield // SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE 174612. <https://doi.org/10.2118/174612-MS>
- Li Z., Zhang A., Cui X., Zhang L., Guo L., Shan L. 2012. A successful pilot of dilute surfactant-polymer flooding in Shengli Oilfield // SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. SPE-154034-MS. <https://doi.org/10.2118/154034-MS>
- Nguyen N. T., Chen Z., Nghiem L. X., Dang C. T., Yang C. 2014. A new approach for optimization and uncertainty assessment of surfactant-polymer flooding // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE. SPE-172003-MS. <https://doi.org/10.2118/172003-MS>
- Pandey A., Beliveau D., Corbishley D. W., Kumar M. S. 2008. Design of an ASP Pilot for the Mangala Field: Laboratory evaluations and simulation studies // SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Mumbai, India. SPE 113131. <https://doi.org/10.2118/113131-MS>

Veedu F. K., Delshad M., Pope G. A. 2010. Scaleup Methodology for Chemical Flooding // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy. SPE 135543. <https://doi.org/10.2118/135543-MS>

References

- Absalyamov, A. V., Bogachev, K. Yu., Glazkova, E. A., Kostin, G. A., Telishev, A. S., Tregub, S. L., & Shimonin, E. Yu. (2020). Coupled static and dynamic high resolution modelling on high performance computer clusters. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*. SPE-201949-RU. <https://doi.org/10.2118/201949-MS>
- Bozhenyuk, N. N., & Strekalov, A. V. (2016). Some methods of adapting the hydrodynamic model to the history of development. *Oil and Gas Business*, 15(2), 42–49. [In Russian]
- Eremyan, G. A., & Rukavishnikov, V. S. (2020). Quality criteria of automated adaptation of the geological-hydrodynamic model of the hydrocarbon deposit. *Exposition Oil Gas*, (6), 76–79. [In Russian]
- Zagorovsky, M. A., Stepanov, S. V., Gilmanov, Ya. I., Zagorovskiy, A. A., & Zaitsev, A. I. (2021). Features of physical and mathematical modeling of oil and water filtration at different crimping pressures. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 7(4), 93–110. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-93-110> [In Russian]
- Zagorovsky, M. A., Stepanov, S. V., & Shabarov, A. B. (2024). Cluster capillary core model for calculating relative phase permeabilities during oil and water filtration. *Mathematical Modeling*, 36(1), 85–104. [In Russian]
- Zakirov, E. S., Lyubimova, O. V., Indrupsky, I. M., Anikeev, D. P., & Arkhipova, E. Yu. (2017). Automated geologically-consistent history matching of facies distribution and reservoir properties in inter-well space by adjoint methods. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia*. SPE-1878603-RU. <https://doi.org/10.2118/187803-MS>
- Zolnikov, D. N., Khuramshina, E. I., Rykov, A. I., Svalov, A. V., & Emelyanov, D. V. (2024). Experience in applying simplified hydrodynamic models at a unique oil field in Western Siberia. *Exposition Oil Gas*, (7), 84–89. [In Russian]
- Ivantsov, N. N., Stepanov, A. V., & Strekalov, A. V. (2018). Simulation of chemical flooding for heavy oil fields. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(4), 191–209. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-191-209> [In Russian]
- Komalov, S., & Shelest, N. (2019). Solving problems related to hydrodynamic modeling of saline deposits in Eastern Siberia. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia*. SPE-196877-RU. <https://doi.org/10.2118/196877-MS>
- Markov, P. V., & Rodionov, S. P. (2015). Use of pore medium microstructure models in calculating filtration characteristics for hydrodynamic models. *Oilfield Business*, (11), 64–75. [In Russian]
- Ovcharov, V. V. (2014). Modification of the functions of relative phase permeabilities for regularization of the numerical solution of the problem of oil displacement by water. *Oil Industry*, (3), 102–105. [In Russian]

- Persova, M. G., Soloveichik, Yu. G., Vagin, D. V., Ovchinnikova, A. S., & Gryf, A. M. (2021). Uncertainty and approximation of highly heterogeneous oil reservoirs in solving automatic adaptation problems. In Proceedings of the 23rd Conference on Geological Exploration and Development of Oil and Gas Fields "Geomodel 2021". <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202157049> [In Russian]
- Stepanov, S. V. (2006). Using oil field development data to obtain phase permeability curves. *Oil Industry*, (4), 112–114. [In Russian]
- Stepanov, S. V., & Vokina, V. R. (2024). On the question of comparability of relative phase permeabilities obtained by different methods. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(2), 45–55. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-2-45-55> [In Russian]
- Stepanov, S. V., & Shabarov, A. B. (2021). Towards the presence of regularities between the function of interfacial interaction and the filtration capacity properties. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 7(1), 92–111. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111> [In Russian]
- Syrtlanov, V., Golovatsky, Yu., Ishimov, I., & Mezhnova, N. (2019). Assisted history matching for reservoir simulation models. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia*. SPE-196878-RU. <https://doi.org/10.2118/196878-MS>
- Shishaev, G. Yu., Matveev, I. V., Eremyan, G. A., Demyanov, V. V., & Kaigorodov, S. V. (2020). Geologically-based automated adaptation of hydrodynamic models on the example of a real field. *Oil Industry*, (6), 58–61. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-58-61> [In Russian]
- Adepoju, O. O., Hussein, H., & Chawathe, A. (2017). Assessment of chemical performance uncertainty in chemical EOR simulations. *SPE Reservoir Simulation Conference, Montgomery, Texas*. SPE-182596-MS. <https://doi.org/10.2118/182596-MS>
- Chen, G., Wei, C., Han, X., Han, P., Ma, M., Zhang, X., & Lu, K. (2015). Simulation for high viscoelasticity polymer flooding pilot in LMDN4-4 Block of Daqing Oilfield. *SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia*. SPE 174612. <https://doi.org/10.2118/174612-MS>
- Li, Z., Zhang, A., Cui, X., Zhang, L., Guo, L., & Shan, L. (2012). A successful pilot of dilute surfactant-polymer flooding in Shengli Oilfield. *SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma*. SPE-154034-MS. <https://doi.org/10.2118/154034-MS>
- Nguyen, N. T., Chen, Z., Nghiem, L. X., Dang, C. T., & Yang, C. (2014). A new approach for optimization and uncertainty assessment of surfactant-polymer flooding. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE*. SPE-172003-MS. <https://doi.org/10.2118/172003-MS>
- Pandey, A., Beliveau, D., Corbishley, D. W., & Kumar, M. S. (2008). Design of an ASP Pilot for the Mangala Field: Laboratory evaluations and simulation studies. *SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Mumbai, India*. SPE 113131. <https://doi.org/10.2118/113131-MS>
- Veedu, F. K., Delshad, M., & Pope, G. A. (2010). Scaleup Methodology for Chemical Flooding. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy*. SPE 135543. <https://doi.org/10.2118/135543-MS>

Информация об авторе

Николай Николаевич Иванцов, эксперт, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»,
Тюмень, Россия
NNIvantsov@rn-gir.rosneft.ru, ORCID 0009-0006-6404-6202

Information about the author

Nikolay N. Ivantsov, Expert, RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia
NNIvantsov@rn-gir.rosneft.ru, ORCID 0009-0006-6404-6202