

Численное моделирование залежей с высокопроводящими разломами

Н.А. Шевко¹, к.т.н.

¹Газпромнефть Бадра Б.В., Багдад

Адрес для связи: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Ключевые слова: проводящие разломы, залежи с разломами, численное моделирование, сложное структурное строение

Предложена методика моделирования фильтрационных потоков в высокопроводящих разломах поперек и вдоль их простирания. Использован стандартный способ описания разломов через геометрию сетки corner-point и набор несоседних соединений. Учет течения вдоль разломов выполнен на основе численного моделирования потоков, при этом физические процессы соответствуют фильтрации флюидов в породе.

С учетом нерегулярного расположения системы разломов оптимизирован численный алгоритм решения системы уравнений фильтрации. Появление множества несоседних потоков, приводящих к нарушению регулярной структуры матрицы системы уравнений, обусловило проблемы со сходимостью стандартных численных схем и увеличение времени расчетов. Для сохранения эффективности численного алгоритма в условиях множества несоседних соединений и высоких скоростей течения система разломов выделена в отдельный от регулярной структуры сетки объект моделирования. Это обусловило успешное решение в рамках полностью неявного симулятора итерационным методом с предобуславливателем.

Преимущества подхода, заключающиеся в повышении качества адаптации к истории разработки и прогнозирования закачки воды, рассмотрены на примере одного из месторождений Ирака, представленного карбонатным коллектором с интенсивной системой проницаемых и непроницаемых разломов, которые делят его на множество полуизолированных участков.

Показано, что предложенный подход адресного фильтрационного моделирования проводящих разломов является перспективным направлением повышения качества прогнозирования механизма вытеснения углеводородов в залежах, осложненных высокопроводящими тектоническими нарушениями.

Numerical simulation of reservoir with highly conductive faults

N.A. Shevko¹

¹Gazprom Neft Badra B.V., Iraq, Baghdad

E-mail: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Keywords: complex tectonic disturbances, faulted reservoir, numerical simulation, complex geology, corner-point grids

This paper is devoted to flow behavior prediction in carbonate reservoirs with complex tectonic disturbances. The special technique of fluid flow numerical simulation longwise and crosswise of highly conductive faults was developed. The conventional fault gridding method, that was used herein, describes faults by using of the corner-point geometry and a set of non-neighbor connections (NNC). The flow modeling along the faults was based on numerical simulation of fluid physics corresponding to flux equations in the reservoir.

Considering the irregular faults allocation, the numerical algorithm for solving the fluid equations matrix was optimized. Due to a substantial increase in the number of NNC flows, introducing off-band elements into the matrix equations, numerical convergence problems arise and simulation run time increases, therefore additional techniques and algorithms for solving irregular matrixes are proposed. To preserve the efficiency of the conventional numerical algorithm under the conditions of NNC and high flux rates, the faults system is excluded from the regular grid into the selective modeling object, which is be successfully solved within fully implicit simulator by preconditioned iterative methods.

The efficiency of the technique implementation is presented on a full-scale Black Oil model of one of the Iraqi fields. The advantages of proposed approach are shown for improvement of history matching procedure and forecast production in a case study of the carbonate oil field with an intensive system of faults that divided the reservoir into many semi-isolated areas.

The proposed approach of targeted dynamic modeling of highly conductive faults is a very promising in order to improve the simulation of hydrocarbon recovery mechanism in complex faulted reservoirs.

Моделирование неоднородных карбонатных коллекторов в тектонически активных районах сопряжено с необходимостью всестороннего учета разрывных нарушений как при структурных построениях и выделении изолированных блоков залежи, так и при определении гидродинамической связи различных участков пласта и прогнозировании течения пластовых флюидов в непосредственной близости от выявленных нарушений. Наличие системы тектонических нарушений: разломов и приуроченных к ним высокопроводящих зон разрушения, разуплотнения породы (разломов) – дополнительно усложняет структуру коллектора и внутрипластовые процессы фильтрации. Для повышения качества прогнозирования разработки и уточнения механизма вытеснения углеводородов для таких пластов предложен подход адресного моделирования фильтрационных потоков в высокопроводящих разломах (зонах, каналах).

В связи с необходимостью описания нерегулярного расположения системы разломов в рамках традиционного гидродинамического моделирования с использованием геометрии «угловой точки» выполнена модификация алгоритмов численного решения уравнений фильтрации. Показана эффективность реализации

подхода в разработанном симуляторе Black Oil на полномасштабной модели одного из месторождений Ирака.

Способы изучения и моделирования разломов и трещин

В зависимости от масштаба разломы и трещины можно условно разделить на следующие группы.

1. Крупные разломы, линеаменты со смещением – выделяются по сейсмическим данным, волновому полю.

2. Средние разломы без смещения, длинные трещины, зоны трещиноватости – выделяются по сейсмическим атрибутам.

3. Микротрещины – выделяются по скважинным данным (FMI, акустика), керновым данным (описание, шлифы, томография).

Изучение скважинных и промысловых данных не подтвердило наличия микротрещиноватости на рассматриваемом месторождении. Поэтому основное внимание было сконцентрировано на выделении дизъюнктивных нарушений (разломов и трещин) первой и второй групп и их учете в геологическом и гидродинамическом моделировании.

Современное моделирование системы трещин и разломов выполняется совместно в едином графе построений и подразумевает три этапа.

1. Создание структурного каркаса, учитывающего крупные разломы со смещением структурных поверхностей пластов; выделение изолированных доменов и блоков залежи; построение геологической сетки с учетом геометрии граничных поверхностей и особенностей напластования.

2. Создание модели дискретной сети трещин (DFN), учитывающей разломы без смещения, длинные и диффузные трещины.

3. Создание модели двойной пористости и двойной проницаемости (DPDP), включая перенос на гидродинамическую сетку дискретных объектов и расчет свойств второй (трещиноватой) среды; настройка параметров пористой и трещиноватой среды на историю разработки (прорывы воды, интерференцию, гидродинамические исследования (ГДИ)).

Идентифицированные средние разломы и длинные трещины на этапе создания DFN из-за трудоемкости их последующего прямого фильтрационного моделирования усреднялись в обобщенную модель двойной среды DPDP, которая моделировалась с использованием стандартных подходов в коммерческих симуляторах [1]. Такое объединение системы разломов и трещин в одну трещинную среду не позволяет корректно описать их реальное поведение [2]. Отдельное, адресное моделирование разломов и длинных трещин в рамках коммерческих симуляторов возможно, однако только в виде статических барьеров, ограничивающих переток флюида. Геометрия барьеров учтена через координатные линии геологической сетки (этап 1) или «зигзагообразным» способом между ячейками

сетки. Статические свойства разломов учтены в виде множителей, ограничивающих проводимость между смежными ячейками по разные стороны барьера.

На базе существующих инструментов фильтрационного моделирования, таких как регулярная расчетная сетка, локальное измельчение сетки (LGR), несоседние соединения (NNC) и задание порядка IJK-нумерации, рассмотрим приемы, позволяющие с достаточной точностью моделировать наличие одиночного разлома (длинной трещины), проходящего по границам ячеек. Для оценки численной эффективности каждого из приемов в качестве базового численного алгоритма используем итерационный метод Orthomin (направлений – 5, максимум итераций – 15) с преобуславливанием посредством Nested Factorization (NF) [3].

За основу возьмем тест SPE-1 [4], где моделируется закачка газа в нефтенасыщенный пласт с проводимостью $0,9 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$. Параметры разлома (и приуроченной к нему зоны) примем следующими: ширина – 10 м, пористость – 30 %, проводимость $10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$ (рис. 1, а).

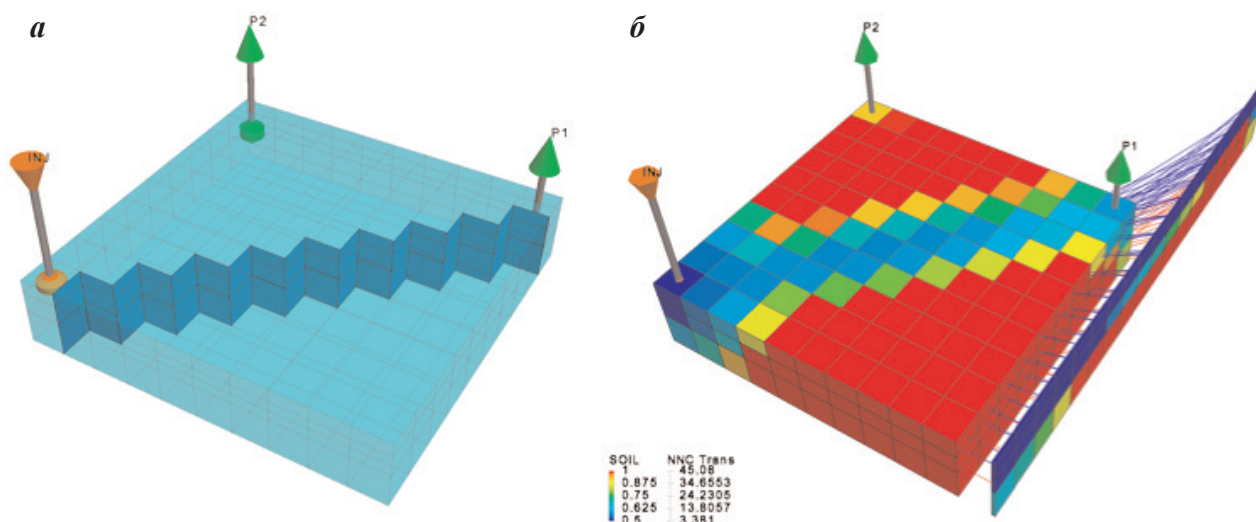


Рис. 1. Схемы размещения 3D сетки и разлома без смещения (а) и отдельного описания пласта и разлома (б)

Рассмотрим особенности основных приемов моделирования (табл.1).

1. Модель одной среды с суммарными проводимостями и поровым объемом ячеек породы и проходящего через них разлома. Простой прием, однако не обеспечивающий достаточной точности расчета времени прорыва газа и коэффициента извлечения нефти (КИН).

2. Измельченная сетка вдоль координатных линий, ассоциированных с разломом. Недостатками являются наличие большого числа дополнительных ячеек и самая низкая скорость расчета.

3. Локальное измельчение сетки (LGR) – много дополнительных ячеек.

4. Модель DPDP – разлом описан второй средой, стандартный для модели порядок нумерации уравнений при факторизации, т.е. сначала вложенные ячейки

Таблица 1

| Модель | Шаг, сут | Число итераций, 10^3 | | |
|----------------------|----------|------------------------|------|-----|
| | | | | |
| Без разлома | 69 | 0,20 | 0,6 | 1 |
| Одна среда (1) | 62 | 0,23 | 1,1 | 1,9 |
| Мелкая сетка (2) | 8 | 2,20 | 22,6 | 38 |
| LGR (3) | 32 | 0,59 | 6,2 | 10 |
| DPDP (4) | 13 | 1,38 | 14,0 | 23 |
| Две КИ-среды (5а) | 60 | 0,28 | 2,6 | 4,3 |
| Отдельные среды (5б) | 19 | 1,23 | 13,4 | 22 |

первой и второй среды, затем по направлению сильных связей (по оси Z в данном примере). Метод уступает другим способам из-за указанного порядка нумерации, который не дает преимуществ при моделировании разломов.

5. Вторая среда отдельно, связь с сеткой через NNC – более гибкий способ адресного учета разломов. Рассмотрено два варианта: а) разлом описан регулярной расчетной сеткой той же размерности (NX, NY) и вложен в первую среду по аналогии с DPDP, но со сквозным порядком нумерации сразу по сильным связям (по оси Z), в результате получен самый быстрый расчет; б) разлом описан нерегулярной сеткой отдельно, нумерация независимая для сетки и разлома, факторизуется также отдельно (см. рис. 1, б).

Метод NF чувствителен к выбору порядка исключения каждого вложенного направления ИК. Поэтому, несмотря на схожесть подходов 4, 5а и 5б, получена значительная разница в результатах теста (число линейных итераций использовалось как аналог времени). Учитывая результаты тестов (см. табл. 1), можно сделать вывод, что предпочтительнее моделировать разломы отдельно, однако требуется модифицировать алгоритм численного решения системы уравнений.

Предлагаемый вариант моделирования разломов

Высокопроводящие разломы и ближайшие к ним зоны разуплотнения коллектора могут проводить флюид не только поперек, но и вдоль своего простирания, связывая различные участки залежи и существенно влияя на динамику разработки и выработку запасов.

Основными являются следующие проблемы моделирования течения флюидов в высокопроводящих разломах в рамках геометрии «угловой точки»: 1) описание нерегулярной сети разломов в рамках регулярной геометрии сетки; 2) сложность геометрии перетоков пересекающих разлом со смещением, расчет их коэффициентов проводимости и появление множества несоседних ячеек; 3) наличие силь-

ных связей и «быстрых» потоков вдоль разломов; 4) связь между пересекающимися разломами.

Для практического решения рассматриваемой задачи в рамках традиционного симулятора предлагается следующий подход:

- стандартный способ дискретизации разломов вдоль простирания – через геометрию «угловой точки»;
- независимая от сетки дискретизация разломов по Z направлению;
- выбор схемы подключения разлома к ячейкам сетки через NNC с учетом типа соединения: изолированный, проводящий поперек, проводящий поперек и вдоль;
- расчет проводимости сегментов разлома с ячейками породы и между сегментами разлома стандартным способом по двухточечному шаблону [1, 5];
- учет течения вдоль разломов в соответствии с физикой процессов в породе;
- сохранение каждого дискретного разлома в виде набора сегментов (ячеек) 1D и 2D объектов и их связей с ячейками сетки, с сегментами других разломов.

Примеры некоторых вариантов дискретизации разломов приведены на рис. 2.

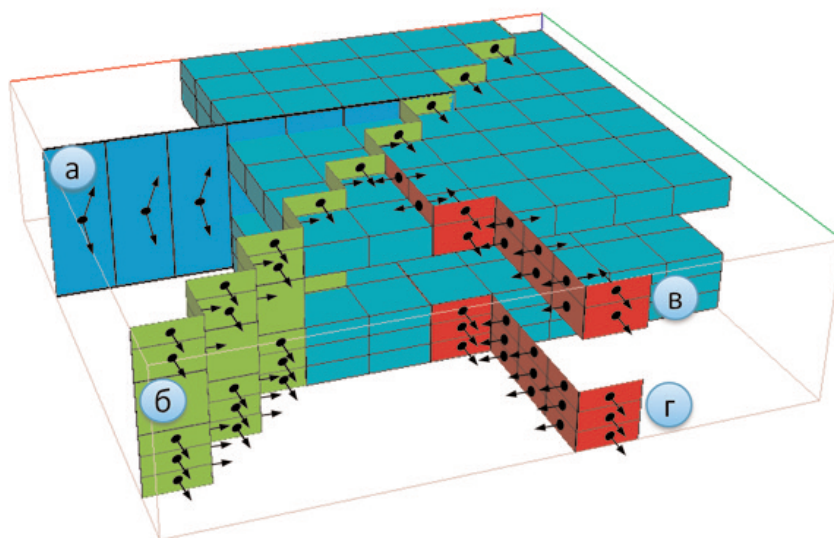


Рис. 2. Примеры дискретизации разломов вдоль и поперек простирания (стрелками показаны связи сегментов разлома с ячейками породы):
а – 1D разлом с одним сегментом по разрезу; **б** – разлом через весь пласт;
в – частичный разлом со связью с породой по обе стороны;
г – разлом на нижнюю часть пласта с односторонней связью с породой

Математическая и численная модели

Для моделирования многофазной фильтрации в породе и течения вдоль высокопроводящих разломов использована стандартная модель Black Oil. Для численной модели применены наиболее распространенные и апробированные подходы и алгоритмы: в качестве метода дискретизации – конечно-разностная схема методом Volume Balance (VB); по времени – полностью неявная схема с решением нелинейных уравнений методом Ньютона; уравнения скважин – неявные с тремя

где D_{wells} , D_{aqu} , D_{faults} , D_{lgrs} , D_{grid} – матрицы, относящиеся соответственно к скважинам, законтурной зоне, длинным трещинам/разломам, LGR и пласту; L_{ij} и U_{ij} – матрицы связи; X , F – векторы решения и правой части уравнений. В зависимости от сложности связей и размерности D_{faults} может исключаться разными методами, например, ILU(0) или прямым методом.

3. Реализация двухстадийного предобуславливателя Constrained Pressure Residual (CPR). Поход позволяет улучшить сходимость итерационного процесса в сильно неоднородных коллекторах и при значительной разнице проводимостей породы и разломов. На первой стадии решаются уравнения для редуцированного давления (за счет true-IMPES формулировки) с использованием GMRES с факторизацией NF и компенсацией rowsum, а на второй стадии – ORTHOMIN и MNF с ослабленной colsum процедурой.

Рассмотренные приемы успешно реализованы в виде опции в созданном гидродинамическом симуляторе, который для проверки качества реализации и надежности алгоритмов прошел необходимые SPE тесты.

Эффективность схемы при полномасштабном моделировании

Представленные выше модификации показали свою высокую численную эффективность при полномасштабном моделировании закачки воды в карбонатный коллектор, представленный 8 пластами и осложненный 49 разломами различной проводимости. Параметры модели, следующие: трехфазная (нефть, газ, вода), размерность $167 \times 99 \times 200$, 1,5 млн активных ячеек, 22 скважины (рис. 3).

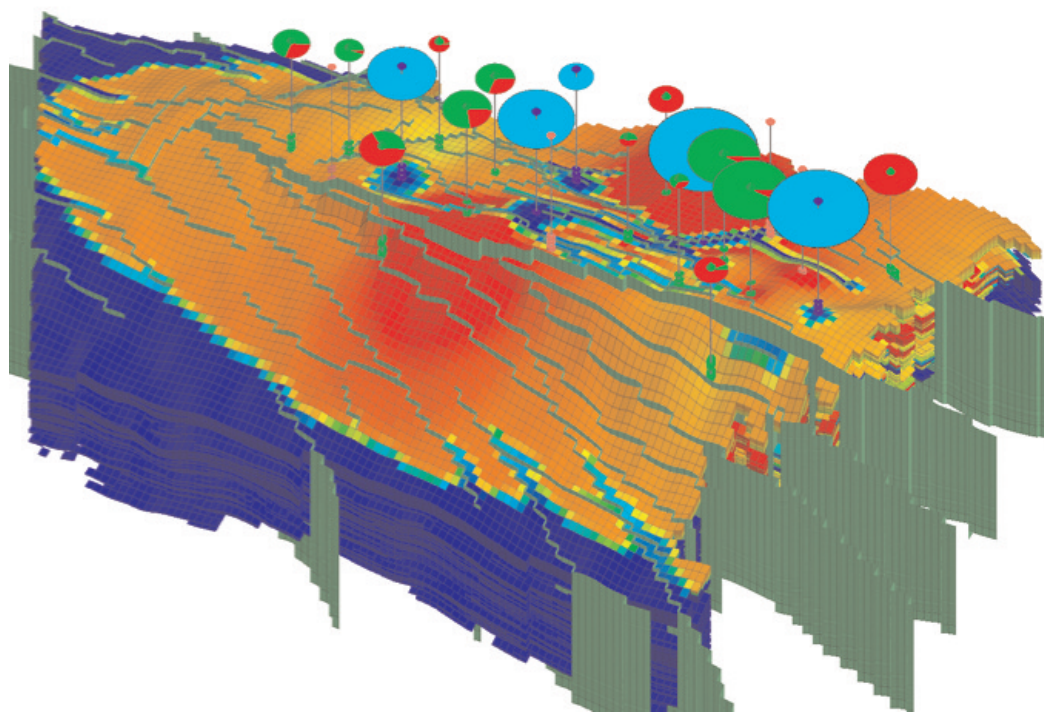


Рис. 3. Общий вид модели с проводящими разломами

Время расчета полномасштабной модели с проводящими разломами сокращено с 125 до 22 ч, или более чем 5 раз (табл. 2). Это позволило выполнить многовариантные расчеты в короткие сроки. Улучшение сходимости линейных итераций привело к уменьшению числа итераций на шаге и увеличению размера временного шага (с 2,8 до 13,5 сут), необходимого для обеспечения сходимости.

Таблица 2

| Алгоритм | Время расчета, ч | |
|--------------|--------------------|-------------------|
| | без учета разломов | с учетом разломов |
| Стандартный | 4,3/5,8 | 67/125+ |
| Предлагаемый | 4,6/5,9 | 13/22 |

Примечание. В числителе приведены значения для упругого режима, в знаменателе – для режима заводнения.

Практические результаты моделирования

В процессе разработки залежи на упругом режиме были отмечены некоторые особенности, не описываемые традиционной моделью с использованием одинарной пористости, такие как:

- значительное снижение начального пластового давления в районе новых скважин, расположенных в 2–4 км от зоны отбора;
- сверхинтенсивная интерференция скважин на отдельных участках, не приуроченная к высокопродуктивным прослоям;
- повышенные продуктивные характеристики пласта на удалении более 70–100 м от скважин, идентифицируемые по ГДИ или по длительной динамике дебита;
- активное снижение давления через высокоамплитудные разломы, несмотря на нарушенную связность пластов соседних блоков.

Наличие активной диффузионной трещинной среды не подтвердилось ни по керну, ни по ГДИ. Однако такие эффекты вполне могут быть воспроизведены при детальном моделировании потоков флюидов поперек и вдоль высокопроводящих разломов и приуроченных к ним зонам разуплотнения.

Адресное расположение сети связанных разломов и возможность индивидуального задания параметров разломов при адаптации модели позволила без апскейлингов DFN и измельчения сетки настроить начальные давления, воспроизвести интерференцию и динамику пластовых и забойных давлений скважин.

В результате настройки модели оценена проводимость 9 высокопроводящих разломов, определены 2 полуразлома и 9 непроницаемых разломов. Оставшийся 31 разлом не может быть достоверно настроен по существующим данным, из них 16 – скорее всего не влияют на разработку пласта на упругом режиме, 5 – расположены вблизи скважин и существенно влияют на показатели разработки. По этой

причине неопределенность в настройке разломов была учтена при анализе рисков и многовариантных прогнозных расчетах.

Скважины-кандидаты для перевода под закачку подбирали из числа пробуренных. Прогноз показателей разработки выполнялся при вариации неопределенных параметров разломов. Результаты расчетов для трех вариантов сведены в табл. 3.

Таблица 3

| Модель разломов | Упругий режим | | Заводнение | | ΔКИН % |
|---------------------|---------------|------|------------|------|--------|
| | WCT, % | КИН | WCT, % | КИН | |
| Отсутствуют | 2 | 1,04 | 25 | 1,18 | +13,5 |
| Частично-проводящие | 5 | 1,11 | 52 | 1,10 | -0 |
| Высокопроводящие | 7 | 1,20 | 65 | 1,11 | -7,5 |

Примечание. WCT – обводненность.

По результатам расчетов, выполненных с учетом проводящих разломов, можно отметить следующее. Для упругого режима расчетный КИН выше из-за лучшей сообщаемости блоков пласта, выравнивания давления по разрезу через связывающие их разломы, улучшенной связи с законтурной зоной через развитую систему проводящих каналов. При заводнении отмечается резкий рост обводненности по скважинам, расположенным вблизи активных разломов, особенно в зонах с подтвержденной сверхвысокой интерференцией. Это существенно снижает экономическую эффективность проекта: потери из-за перевода скважин и опережающего обводнения ближайших добывающих скважин. Неравномерность вытеснения нефти водой показана на рис. 4.

Таким образом, модель без разломов при закачке воды показывает возможный прирост накопленной добычи нефти на 14 %, модель с частично-проводящими разломами – практически нулевой прирост, а модель с высокопроводящими разломами – снижение на 7 %. Анализ чувствительности неопределенных параметров разломов показал, что мероприятия по заводнению в сильно неоднородных пластах с активными проводящими разломами имеют высокие технологические риски. Для снижения степени неопределенности необходимо проведение специальных исследований по гидропрослушиванию скважин.

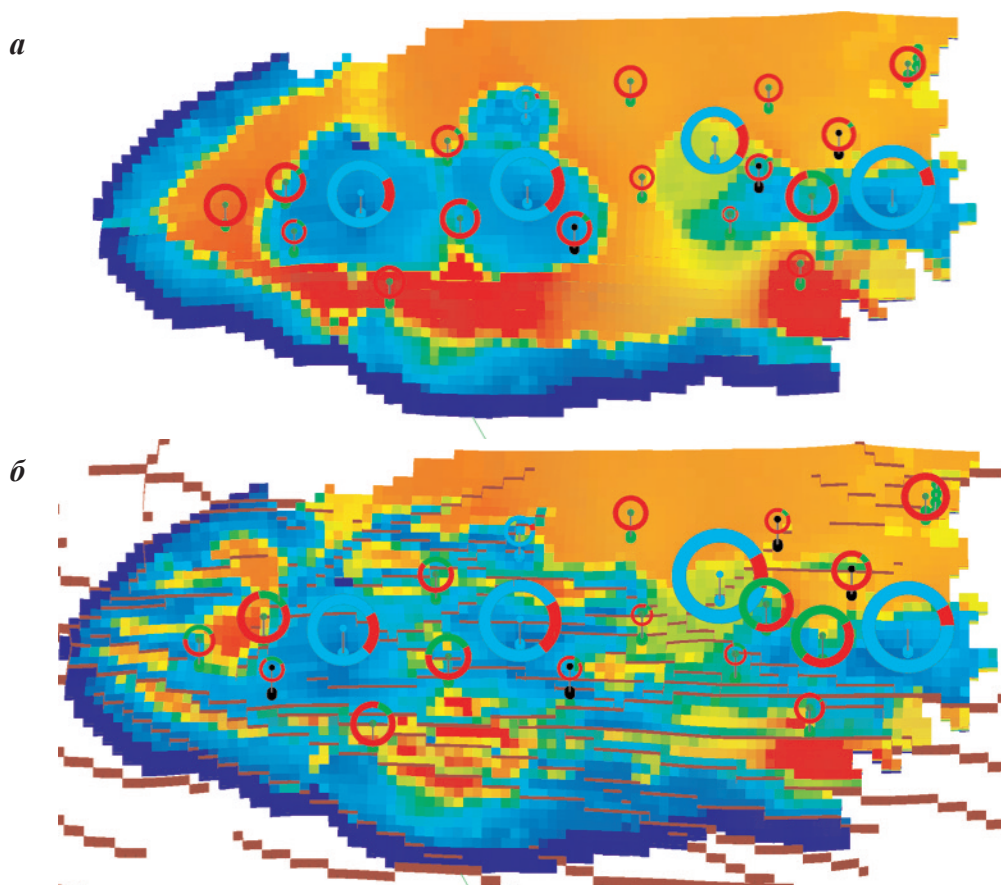


Рис. 4. Распределение нефтенасыщенности при закачки воды в модели без разломов (а) и модели с высокопродящими разломами (б)

Выводы

1. Предложенный подход адресного фильтрационного моделирования высокопродящих разломов позволил улучшить качество адаптации и прогностическую способность гидродинамической модели карбонатного коллектора, осложненного множественными тектоническими нарушениями.

2. Идентификация, оценка свойств и полномасштабное моделирование разломов и зон трещиноватости являются перспективным направлением оценки механизма вытеснения углеводородов в неоднородных трещиноватых карбонатных коллекторах.

3. Практическая реализация рассмотренного подхода сопряжена со сложностью численного моделирования нерегулярной сети высокопродуктивных дискретных разломов, что требует оптимизации стандартных численных алгоритмов многофазной фильтрации.

4. Успешность закачки воды в пласт и эффективность выработки запасов в карбонатных коллекторах может существенно зависеть от геометрии и динамических характеристик разломов, что требует детального изучения сейсмической и геолого-промысловой информации.

Автор выражает благодарность руководству компании ООО «Нова Технолоджиз» за программный продукт FLOWZOOM, использованный при оформлении материалов данной статьи.

Список литературы

1. *Fung L.S.K., Al-Shaalan T.M.* Parallel iterative Solver for the Dual-Porosity, Dual-Permeability System in Fractured-Reservoir Simulation // IPTC-10343. – 2005.
2. *Sun J.* Characterization and simulation of discrete fracture networks in unconventional shale reservoirs: Ph.D. Dissertation, Petroleum Engineering, 2016. – 212 p.
3. *Appleyard J.R.* Nested Factorization // SPE-12264-MS. – 1983. – <http://dx.doi.org/10.2118/12264-MS>
4. *Odeh A.S.* Comparison of Solutions to a 3D Black-Oil Reservoir Simulation Problem // SPE-9723-PA. – 1981. – <https://doi.org/10.2118/9723-PA>
5. *Schlumberger: Eclipse, Reference Manual, 2007.* – 2392 p.
6. *Xu Y., Filho J.S., Sepehrnoori K.* Discrete-Fracture Modeling of Complex Hydraulic-Fracture Geometries in Reservoir Simulators// SPE-183647-PA.-2017. – <https://doi.org/10.2118/183647-PA>