

УДК 622.276.1
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2022



Разработка методики выделения зон для минимизации перетоков жидкости при моделировании пластов методом материального баланса

М.А. Новикова

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Комсомольский проспект, д. 29)

Development of a method for identifying zones to minimize fluid cross flows when modeling reservoirs using the material balance method

Margarita A. Novikova

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 25.04.2022. Принята / Accepted: 18.11.2022. Опубликовано / Published: 22.12.2022

Ключевые слова:

очаг заводнения, накопленная компенсация, минимизация перетоков, граничные условия, ячейки Вороного, дифференциация залежи, метод Монте-Карло, среднеквадратическое отклонение, показатели разработки, коллекторские свойства, статистические характеристики, характеристики качества разделения залежи на зоны, геолого-гидродинамическая модель, упрощенная модель пласта, метод материального баланса.

Цифровизация технологических процессов в последние десятилетия распространилась на все отрасли экономики страны, исключением не является и нефтегазодобывающий сектор. Цифровые модели месторождений находят все большее применение в проектировании для обоснования показателей разработки и принятия технологических и управленческих решений с целью повышения рентабельности производства. Полномасштабные геолого-гидродинамические модели и упрощенные модели пласта отличаются объемом учитываемой информации, детальностью и областью применения для решения инженерных задач в условиях ограниченных временных и технологических ресурсов. При моделировании нефтяных залежей особое внимание уделяется исследованию взаимовлияния скважин, динамике показателей разработки по отдельным участкам залежи, определению возможных перетоков между блоками или притока из законтурной области. При переходе на более детальный уровень моделирования разделение залежи на отдельные зоны и их анализ позволяют во многих случаях повысить качество аппроксимации и прогноза показателей разработки. Для решения оперативных задач или моделирования объектов с высокой неопределенностью свойств упрощенные модели пласта обладают преимуществом с точки зрения простоты настройки и оперативности выполнения расчетов. В представленной работе предложен метод дифференциации залежи на отдельные зоны с учетом накопленной компенсации по очагам заводнения, выполнена его апробация на примере эксплуатационного объекта одного из месторождений Западной Сибири. С помощью стохастического моделирования получены статистические оценки различных вариантов объединения очагов заводнения в единые зоны. Выбраны варианты, характеризующиеся близкими значениями накопленной компенсации при минимальном среднеквадратическом отклонении показателя в целом по объекту. Учет и применение полученных результатов при последующем использовании расчетов показателей разработки на основе метода материального баланса обеспечивает минимально возможные перетоки между зонами и, как следствие, позволяют получить оптимальные граничные условия, минимизирующие влияние соседних зон.

Keywords:

flood center, cumulative compensation, cross flows minimization, boundary conditions, Voronoi cells, reservoir differentiation, Monte Carlo method, standard deviation, development indicators, reservoir properties, statistical characteristics, characteristics of the quality of reservoir division into zones, geological and hydrodynamic model, simplified reservoir model, material balance method.

The digitalization of technological processes in recent decades spread to all sectors of the country's economy, and the oil and gas sector was no exception. Digital field models are increasingly used in engineering to substantiate development indicators and make technological and management decisions in order to increase the profitability of production. Full-scale geological and hydrodynamic models and simplified reservoir models differ in the amount of information taken into account, in detail and in the scope for solving engineering problems in conditions of limited time and technological resources. When modeling oil deposits, special attention is paid to the study of the mutual influence of wells, the dynamics of development indicators for individual sections of the deposit, the determination of possible cross flows between blocks or inflow from the aquifer. When moving to a more detailed level of modeling, the division of the reservoir into separate zones and their analysis allow in many cases to improve the quality of approximation and forecast of development indicators. For solving operational problems or modeling objects with high property uncertainty, simplified reservoir models have an advantage in terms of ease of setup and calculations efficiency. In the presented work, a method for differentiating a deposit into separate zones was proposed, taking into account the accumulated compensation for waterflooding centers, and it was tested on the example of a production facility in one of the fields in Western Siberia. With the help of stochastic modeling, statistical estimates were obtained for various options for combining flooding areas into single zones. The options were selected, which were characterized by close values of the accumulated compensation with a minimum standard deviation of the indicator in general for the object. Accounting and application of the obtained results with the subsequent use of calculations of development indicators based on the material balance method would ensure the minimum possible flows between the zones and, as a result, would allow obtaining optimal boundary conditions that minimized the influence of neighboring zones.

© Новикова Маргарита Андреевна – ассистент кафедры геология нефти и газа (тел.: +007 (342) 219 84 11, e-mail: novikova.margarita.andr@mail.ru).

© Margarita A. Novikova – Assistant at the Department of Oil and Gas Geology (tel.: +007 (342) 219 84 11, e-mail: novikova.margarita.andr@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Новикова М.А. Разработка методики выделения зон для минимизации перетоков жидкости при моделировании пластов методом материального баланса // Недропользование. – 2022. – Т.22, №3. – С.102–108. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.1

Please cite this article in English as:

Novikova M.A. Development of a method for identifying zones to minimize fluid cross flows when modeling reservoirs using the material balance method. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.3, pp.102-108. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.3.1

Введение

В нефтегазовой промышленности все большее распространение получают модели, позволяющие воспроизвести комплексный учет процессов, происходящих в системе «пласт – скважина – система сбора» [1]. Особую сложность представляет создание модели пласта, построение которой сопровождается значительной неопределенностью исходных параметров [2–5]. Существуют различные виды моделей пластов, от простых до более сложных, описывающие характер изменения системы в процессе разработки. Выбор того или иного метода моделирования пластовой системы зависит от требуемых задач, ограничений, объема исходных данных, а также вычислительных и временных ресурсов [6–8].

Кроме полномасштабных геолого-гидродинамических моделей, известны различные виды упрощенных моделей пласта: одни представляют пластовую систему как единый поровый объем (модель материального баланса), другие – рассматривают взаимовлияние нагнетательных и добывающих скважин (CRM-модели), третьи – позволяют выполнить расчеты на двумерной сетке с более наглядным представлением о геологическом строении объекта (прокси-модели) [9–11].

При переходе на более детальный уровень моделирования важным является учет взаимовлияния скважин и перетоков между участками залежи, поэтому задача выделения отдельных зон залежи представляет особый интерес. Во многих случаях в практике моделирования при построении упрощенных моделей пластов методом материального баланса применяется разбиение крупных залежей на некоторое число небольших участков. Данный подход позволяет проводить более детальный анализ геолого-технологических показателей отдельных участков (блоков) залежи или групп скважин, что в свою очередь повышает достоверность и прогностическую способность модели.

В данной работе предложен метод дифференциации залежи на зоны, основанный на расчете накопленной компенсации по очагам заводнения. Объединение очагов заводнения в единые зоны произведено с помощью метода Монте-Карло, в результате чего получено множество различных вариантов выделения зон в пределах залежи и определены их статистические характеристики.

Модели пласта

Как известно, наиболее детальной моделью пласта является геолого-гидродинамическая модель, создание которой требует значительного объема исходных данных с их последующей верификацией и увязкой. Процесс создания, инициализации и настройки геолого-гидродинамической модели является итерационным и трудоемким, а проведение расчетов зачастую требует и значительных вычислительных ресурсов [12–14].

В условиях необходимости проведения более оперативных оценок залежи или ее отдельных участков, а также при наличии неопределенности в исходных данных или при их ограниченной доступности упрощенные модели пласта обладают преимуществом. Особый интерес упрощенные модели пласта представляют для задач, связанных с моделированием сложно формализуемых объектов, у которых, как правило, нет физико-математических и физико-химических моделей процессов, или (и-) отсутствует четкое понимание геометрии объекта, или (и-) имеется значительная неопределенности его свойств, но при этом имеются данные фактической добычи углеводородов. Примерами таких объектов могут быть залежи трудноизвлекаемых запасов, коллекторы с аномальными свойствами, неструктурные залежи со сложно геометризующими границами. Моделирование данных объектов с высокой степенью детальности невозможно в силу сложности оценки необходимых параметров системы.

Среди упрощенных моделей пласта известны модели на основе метода материального баланса, прокси-модели,

модели CRM, модели на основе метода линий тока и другие [10, 11].

К сеточным типам относится прокси-модель, представляющая собой двумерный однофазный симулятор. В модели объект разработки разбивается на элементы по неструктурированной расчетной сетке, по каждой скважине воспроизводятся показатели работы, проводится адаптация на исторические данные. Прокси-модель позволяет оценить взаимовлияние нагнетательных и добывающих скважин, провести анализ по отдельным участкам залежи, спрогнозировать пластовое давление. Данный метод моделирования дает возможность более наглядно учесть геологические особенности залежи, в отличие от рассматриваемых далее моделей. Так, например, здесь учитываются контуры залежи, а зоны глинизации или разломы могут быть заданы как непроницаемые барьеры.

Прокси-модель, являясь альтернативой геолого-гидродинамической модели, позволяет не только воспроизвести историю разработки объекта, но и решить обратную задачу на основе данных по фактическим отборам – определить распределение пластового давления, восстановить коэффициенты гидропроводности и полезной закачки, определить параметры законтурной области. Решение обратной задачи рассмотрено в работах [15, 16]. Основные ограничения в применении прокси-моделей связаны с отсутствием возможности проведения анализа по отдельным расчетным ячейкам в трехмерном пространстве области моделирования.

Другой класс моделей – модели CRM (Capacitance Resistance Model – емкостно-резистивная модель), основанные на уравнении материального баланса и уравнении Дюпюи. Модель CRM позволяет оценить взаимовлияние добывающих и нагнетательных скважин, учитывать связь между законтурной областью и добывающими скважинами, а также воспроизвести историю разработки [17–20]. Основная область применения модели – оперативный анализ системы поддержания пластового давления через расчет коэффициентов взаимовлияния скважин на основе промысловых данных по добыче и закачке. Существует несколько видов моделей CRM, поразному учитывающих контрольные объемы залежей, с чем и связаны основные допущения и ограничения данного метода. Применение моделей класса CRM рассмотрено авторами работ [21–25].

Для описания вытеснения многофазного потока в пористых средах известен опыт применения аналитических моделей на базе линий тока, в основе которых лежит решение задачи Баклея – Леверетта. Линии тока в данном случае представляют собой траектории, по которым движутся частицы жидкости от нагнетательной скважины к добывающим. Суть метода заключается в расчете насыщенностей и дебитов нефти и воды на линиях тока с учетом поля давления [26–28]. Данный метод находит применение в задачах моделирования заводнения [29, 30]. Основным преимуществом является наглядная визуализация потока жидкости и возможность моделирования в масштабе всего месторождения, что подробно рассмотрено в работе [31].

Наиболее простым видом упрощенной модели пласта является модель материального баланса. Модель материального баланса – простейшая форма динамической модели нефтяного или газового месторождения, подчиняющаяся закону сохранения масс, согласно которому извлеченный объем равен сумме изменения первоначального и привнесенного объемов за всю историю разработки. Иными словами, это баланс пластовых объемов, который выражается в равенстве объема добычи флюида и суммы объемов расширения компонентов и внешнего притока воды [32].

Модель материального баланса может применяться при решении задач оценки запасов углеводородов, расчета притока воды из законтурной области, определения коэффициентов полезной закачки, оценки влияния технологических показателей разработки (добыча и закачка) на динамику пластового давления [33–35]. Применение метода предполагает допущение, связанное с отсутствием

требований к границам и положению в пространстве моделируемых объектов и процессов – пласт рассматривается целостно как изолированный поровый объем. Однако данный метод позволяет провести анализ объекта путем разбиения его на отдельные блоки и выполнить расчеты с учетом перетоков жидкости между ними, что рассмотрено в работах [36, 37].

Тот факт, что рассмотренные виды моделей пласта являются именно упрощенными, по сравнению с трехмерными геолого-гидродинамическими моделями, с одной стороны, накладывает ограничения на их детальность, а с другой стороны, упрощенные модели обладают преимуществом в относительной простоте настройки и сокращении времени расчета, при этом с учетом наиболее важных факторов, влияющих на расчетные показатели [8].

Для качественного использования таких моделей пластов необходимо учитывать граничные условия и взаимовлияние скважин или отдельных групп скважин в пределах залежи (объекта), поэтому в практике моделирования пластов методом материального баланса широко используется разделение залежи (объекта) на зоны, что позволяет повысить качество прогноза динамики показателей разработки.

Под качественной дифференциацией залежи на отдельные зоны следует понимать обеспечение минимальных перетоков между блоками [38], так как их прямая оценка затруднительна и несет в себе значительную неопределенность.

Для выделения участков в пределах сравнительно крупной залежи (807 скважин) в данной работе предлагается метод на основе анализа накопленной компенсации по очагам заводнения, при этом множество вариантов объединения очагов заводнения в единые зоны осуществляется по неструктурированной сетке (полигонам Вороного) с помощью метода Монте-Карло.

Характеристика эксплуатационного объекта

Предлагаемый метод дифференциации залежи на зоны рассмотрен на примере эксплуатационного объекта одного из месторождений Западной Сибири, разрабатываемого 807 скважинами. Продуктивная толща представлена песчаниками с прослоями алевролитов и глин. Объект включает три совмещенные в плане залежи нефти пластово-сводового типа с областями литологического замещения.

Для оценки коллекторских свойств проанализированы следующие характеристики объекта по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС): $K_{пор}$ – коэффициент пористости, доли ед.; $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм²; $H_{эф.нн}$ – нефтенасыщенная толщина, м. По данным параметрам определены основные статистические характеристики (табл. 1).

Коэффициент пористости изменяется от 0,171 до 0,233 доли ед., среднее значение – 0,193 доли ед. Диапазон изменения проницаемости – от $2,07 \cdot 10^{-3}$ до $159,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², при среднем значении $20,06 \cdot 10^{-3}$ мкм². Большинство значений $K_{пр}$ (90 %) находится в интервале от $2,07 \cdot 10^{-3}$ до $40 \cdot 10^{-3}$ мкм². Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,4 до 13,8 м, среднее значение – 5,1 м.

Объект разрабатывается по обращенной девятиточечной системе в сочетании с очаговым заводнением. С начала эксплуатации (1985 г.) и до настоящего времени в добыче нефти участвовало 807 скважин, из них 638 добывающих и 169 нагнетательных. На дату анализа объект эксплуатируется 189 добывающими и 55 нагнетательными скважинами, средняя обводненность продукции – 69 %.

Объект является достаточно крупным, поэтому процессы создания, адаптации, актуализации и расчет показателей разработки на полноценной геолого-гидродинамической модели занимают значительное время и ресурсы. В связи с этим возникает необходимость использования упрощенной модели пласта на основе метода материального баланса, которая будет корректно отражать процессы добычи углеводородов.

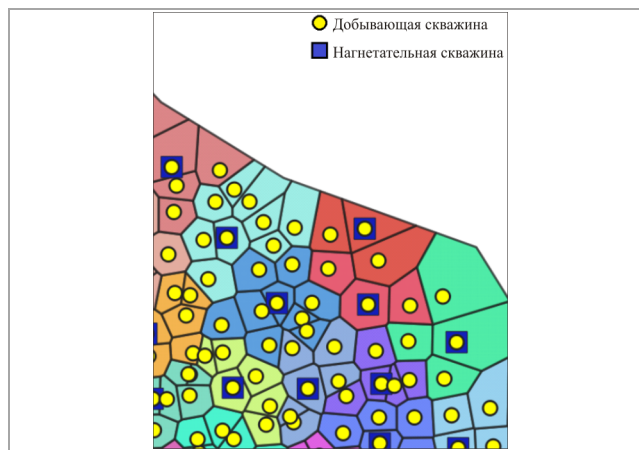


Рис. 1. Участок залежи с выделенными очагами заводнения

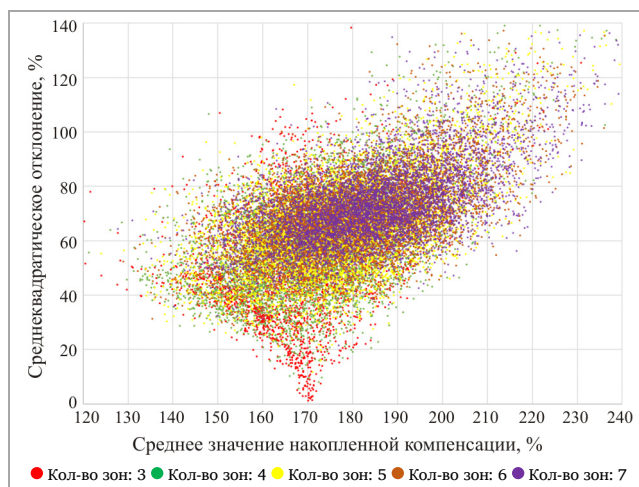


Рис. 2. Корреляционное поле различных конфигураций зон

Таблица 1

Основные статистические характеристики объекта разработки по данным РИГИС

Параметр	Среднее значение	Медиана	Минимальное значение	Максимальное значение	Стандартное отклонение
$K_{пор}$, доли ед.	0,193	0,192	0,171	0,233	0,008
$K_{пр}$, 10^{-3} мкм ²	20,06	14,18	2,07	159,3	17,297
$H_{эф.нн}$, м	5,1	5,0	0,4	13,8	2,314

Дифференциация залежи на зоны

На первом этапе выполнено разделение площади залежи на скважинные области вокруг каждой скважины по неструктурированной сетке – полигонам или ячейкам Вороного [39–41]. Ячейка Вороного – геометрическое место точек плоскости, наиболее близких к рассматриваемой точке [42–44]. Для каждой скважины (добывающая или нагнетательная) границы ячейки этой области определяются координатами пластопересечений скважины для рассматриваемого пласта. Далее ячейки Вороного объединялись в очаги заводнения по ближайшему расстоянию между добывающими и нагнетательными скважинами. В данной работе в пределах залежи выделено 109 очагов заводнения (рис. 1).

Для каждого очага заводнения была рассчитана накопленная компенсация. Далее по геометрическому принципу методом Монте-Карло сформировано 27 000 различных вариантов (конфигураций) зон из 109 очагов заводнения.

Метод Монте-Карло – имитационный метод моделирования, основанный на использовании стохастического (вероятностного) процесса, для получения множества

реализаций моделируемого процесса или явления. Широкое применение метод находит в оценке неопределенностей получаемых результатов в условиях неопределенности входных параметров, которые, как правило, задаются распределениями (функциями плотности распределений) [45, 46].

Для успешного применения метода Монте-Карло необходимым является задание ограничений входных параметров при моделировании [12]. Использование ограничений входных параметров исключает получение неправдоподобных результатов и обеспечивает рациональное использование вычислительных мощностей, что позволяет получить логичный и обоснованный результат.

Предлагаемый подход к дифференциации залежи на зоны реализован таким образом, что в пределах залежи выделялось от 3 до 7 зон и в каждой зоне было не менее 4 очагов заводнения во избежание выделения очень маленьких по площади участков.

Выделение зон проводилось путем задания начальных очагов заводнения случайным образом при помощи метода Монте-Карло, затем происходило формирование всей зоны из оставшихся очагов методом ближайшего соседа. Использование случайных центров зон обеспечивает многообразие моделируемых конфигураций и размеров зон по площади залежи.

Для каждой из полученных зон рассчитана накопленная компенсация на конец рассматриваемого периода. Итоговыми характеристиками, описывающими качество варианта разбиения объекта на зоны, являются: среднее значение (*Сред Комп зон*) и среднеквадратическое отклонение (*SD Комп зон*) накопленной компенсации по зонам.

Значение средней накопленной компенсации по зонам *Сред Комп зон*, стремящееся к 100 %, является показателем равенства объемов закачки и добычи в выделяемых зонах, однако на практике данный показатель превышает 100 %, поэтому его минимальные значения в диапазоне от $[100; +\infty)$ указывают на наименьшее значение избыточного объема закачки над добычей. Значение среднеквадратического отклонения накопленной компенсации по зонам *SD Комп зон*, стремящееся к 0 %, является показателем равенства всех накопленных компенсаций во всех выделяемых зонах.

Таким образом, одновременное выполнение двух рассматриваемых условий минимума *Сред Комп зон* и *SD Комп зон* позволяет получить зоны с минимизированным объемом перетоков между ними, что обеспечивает оптимальные граничные условия для методов, основанных на материальном балансе.

На рис. 2 представлена зависимость, где по оси ординат приведены значения среднеквадратического отклонения по накопленной компенсации *SD Комп зон*, по оси абсцисс – среднее значение накопленной компенсации *Сред Комп зон* по всем рассмотренным вариантам. На графике различным цветом обозначено количество зон, выделенных в пределах залежи.

Среди смоделированных 27 000 различных вариантов количество зон в пределах залежи случайным образом изменялось от 3 до 7; значение *SD Комп зон* для всех вариантов варьируется от 1,2 до 139,2 %; значение *Сред Комп зон* изменяется от 118,6 до 239,4 %. Из данных рис. 2 видно, что варианты с разбиением на три зоны (обозначены красным цветом) обладают наименьшим значением *SD Комп зон* и накопленной компенсацией, близкой к 170 %. При этом значение накопленной компенсации по залежи в целом без ее дифференциации на зоны составляет 170,4 %.

Далее были проанализированы различия итоговых значений характеристик качества вариантов разбиения объекта на зоны, в зависимости от количества выделяемых зон.

На рис. 3 представлено сравнение средних значений рассматриваемых итоговых характеристик качества зон в зависимости от количества выделенных зон, в табл. 2 приведены статистические характеристики по ним.

С увеличением количества выделяемых зон наблюдается рост средней накопленной компенсации *Сред Комп зон* от

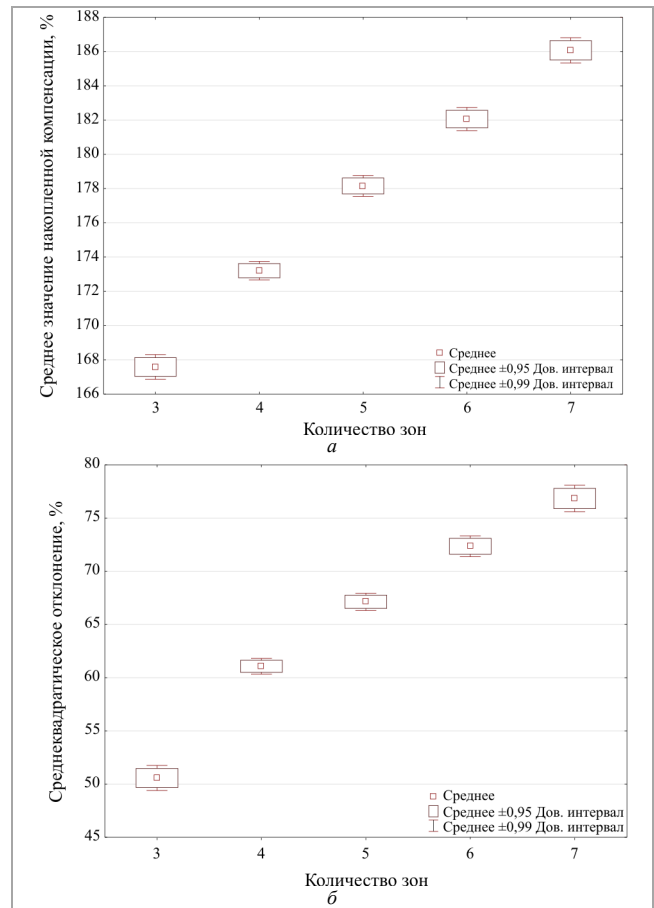


Рис. 3. Средние значения итоговых характеристик качества вариантов разбиения объекта на зоны в зависимости от количества зон: а – среднее значение накопленной компенсации *Сред Комп зон*; б – среднеквадратическое отклонение *SD Комп зон*

Таблица 2

Основные статистические характеристики качества вариантов разбиения объекта на зоны в зависимости от количества зон

Количество зон	Сред. знач. накопленной компенсации, %	Медиана по накопленной компенсации, %	Сред. знач. среднего квадратического отклонения, %	Медиана по среднему квадратическому отклонению, %
3	167,6	167,7	50,6	46,8
4	173,2	172,5	61,1	59,6
5	178,2	177,2	67,1	65,1
6	182,1	180,6	72,3	69,0
7	186,1	184,2	76,8	71,6

167,6 до 186,1 % и увеличение среднеквадратического отклонения *SD Комп зон* от 50,6 до 76,8 % (см. рис. 3, табл. 2). Таким образом, варианты с выделением на залежи трех или четырех зон обладают меньшей дисперсией по компенсации и являются более оптимальными по сравнению с большим количеством выделяемых зон. Корреляционное поле различных вариантов с разделением залежи на три и четыре зоны представлено на рис. 4.

Из данных рис. 4 видно, что корреляционное поле для трех зон находится в более близкой области к точке с «идеальными характеристиками разбиения на зоны» с координатами (100, 0) по сравнению с корреляционным полем для четырех зон. При этом оба поля сильно перекрываются.

Визуальный анализ 50 конфигураций расположения зон в пределах объекта с наиболее низкими значениями *Сред Комп зон* и *SD Комп зон* позволил отобрать по одному наилучшему варианту для выделения трех и четырех зон, в которых зоны являются достаточно большими и при этом не происходит выделения относительно небольших локальных участков на краевых частях объекта.

Таблица 3

Характеристики при разделении объекта на три зоны

Параметр	Значение		
	1	2	3
Номер зоны	1	2	3
Количество добывающих скважин	277	96	259
Количество нагнетательных скважин	64	32	65
Количество очагов заводнения	48	20	41
Накопленная компенсация по зоне, %	170,2	171,2	168,9
Среднее значение накопленной компенсации по зонам <i>Сред Комп зон</i> , %	170,1		
Среднеквадратическое отклонение по накопленной компенсации <i>SD Комп зон</i> , %	1,2		

Таблица 4

Характеристики при разделении объекта на четыре зоны

Параметр	Значение			
	1	2	3	4
Наименование зоны (по скважине)	1	2	3	4
Количество добывающих скважин	205	110	116	201
Количество нагнетательных скважин	51	34	26	50
Количество очагов заводнения	36	22	17	34
Накопленная компенсация по зоне, %	158,3	175,4	179,8	167,3
Среднее значение накопленной компенсации по зонам <i>Сред Комп зон</i> , %	170,2			
Среднеквадратическое отклонение по накопленной компенсации <i>SD Комп зон</i> , %	9,5			

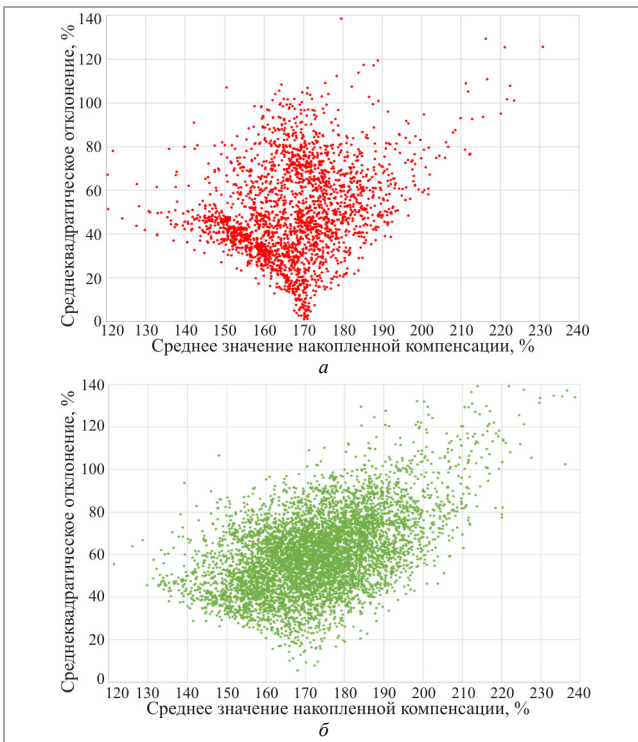


Рис. 4. Корреляционные поля различных вариантов при разделении объекта на зоны: а – три зоны; б – четыре зоны

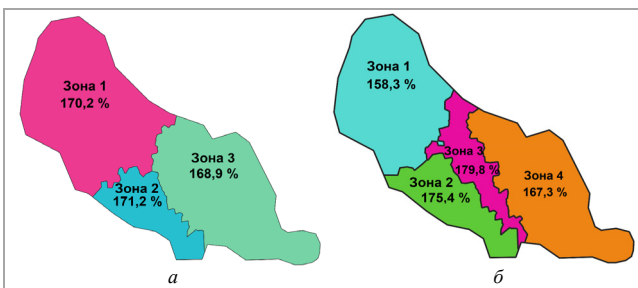


Рис. 5. Разбиение объекта с указанием значений накопленной компенсации (представлен обобщенный контур залежи): а – на три зоны; б – на четыре зоны

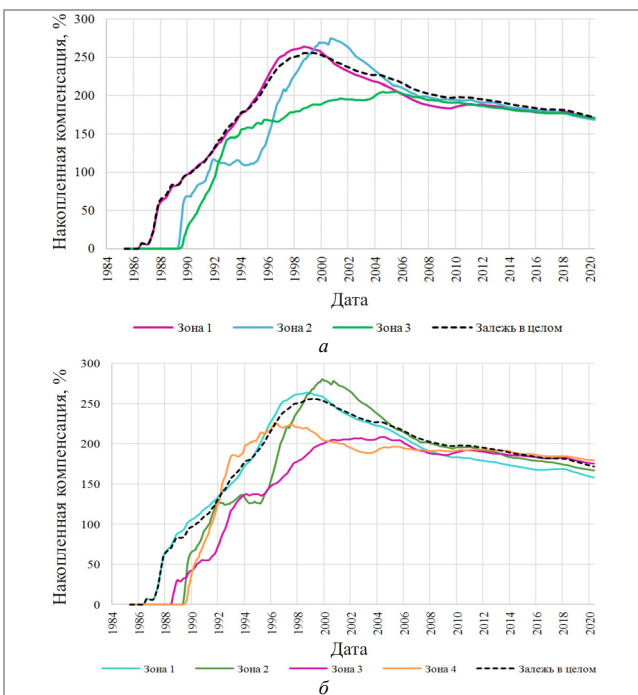


Рис. 6. Изменение накопленной компенсации: а – по трем зонам; б – по четырем зонам

На рис. 5, а представлен наилучший вариант дифференциации объекта на три зоны с указанием значений накопленной компенсации. Конфигурации границ зон определены согласно контурам очагов заводнения, выделенных по полигонам Вороного.

Полученные зоны характеризуются значениями накопленной компенсации 170,2, 171,2 и 168,9 %, среднее значение – 170,1 %. В табл. 3 приведено количество скважин и характеристики, описывающие качество разбиения объекта на три зоны.

На рис. 6, а представлена динамика накопленной компенсации по три зонам и по единой залежи без дифференциации. Выделенные зоны характеризуются схожей динамикой изменения рассматриваемого показателя, выделяются периоды роста и снижения, обусловленные стадийностью разработки участков залежи. Стадии роста (продолжительность 10–15 лет) способствует формированию системы разработки посредством эксплуатационного бурения и, как следствие, достижение максимальных уровней добычи; стадии снижения – уменьшение отборов жидкости по причине выбытия высокообводненных скважин и ограничение закачки в данных районах.

Наилучший вариант разбиения залежи на четыре зоны представлен на рис. 5, б, его основные характеристики приведены в табл. 4.

Полученные зоны характеризуются значениями накопленной компенсации от 158,3 до 179,8 %, среднее значение параметра – 170,2 %. На рис. 6, б представлен график изменения накопленной компенсации по четырем зонам, а также по единой залежи без ее разделения. Стоит отметить, что динамика показателя соответствует данным, представленным на рис. 6, а, и также обусловлена стадийностью разработки рассматриваемых зон залежи.

Для обоих рассмотренных вариантов разделения залежи (на три и четыре зоны) накопленная компенсация по выделенным зонам соответствует значению в целом по залежи без ее дифференциации (170,4 %), среднеквадратическое отклонение принимает значения 1,2 и 9,5 %. При этом динамика накопленной компенсации демонстрирует большее расхождение значений между зонами для варианта с разбиением на четыре зоны, что позволяет принять вариант с тремя зонами (см. рис. 5, а) как оптимальное разделение залежи.

Заключение

1. Разработан метод дифференциации залежи на отдельные участки по принципу объединения очагов заводнения в единые зоны по полигонам Вороного. В ходе работы выделено 109 очагов заводнения и рассчитано 27 000 различных вариантов их объединения в зоны, количество рассматриваемых зон в залежи моделировалось от 3 до 7. Анализ рассматриваемых итоговых характеристик, описывающих качество варианта разбиения объекта на зоны, показал, что оптимальным является разбиение залежи на три или четыре зоны, для которых также возможны различные конфигурации. Средние значения характеристик качества разбиения объекта на зоны по всем вариантам для трех и четырех зон по накопленной компенсации составляют 167,6 и 173,2 %, а среднее среднеквадратическое отклонение – 50,6 и 61,1 % соответственно.

Библиографический список

- Интеллектуальный промысел и цифровое месторождение будущего / Т.А. Поспелова, А.Н. Харитонов, А.Ю. Юшков, А.В. Стрекалов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 11 (611). – С. 83–91.
- Черемисин Н.А., Вибкулатова Т.Г., Елецкий С.В. Априорный подход к оценке возможности использования гидродинамических моделей на практике при известных ошибках в задании начальных данных // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 57–61.
- Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трехмерное моделирование // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7, № 3. – С. 10.
- Снижение размерности моделей многопластовых залежей с сохранением их геологических особенностей / А.Г. Колягин, В.Л. Терентьев, Е.И. Шевченко, В.В. Денисов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 40–43.
- Каневская Р.Д. О проблемах моделирования и мониторинга месторождений на различных стадиях разработки // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 55–61.
- Новиков В.А. Прогнозирование эффективности кислотного воздействия на основе построения математических моделей, учитывающих технологию и используемую композицию // Технологии нефти и газа. – 2021. – № 1 (132). – С. 30–35. DOI: 10.32935/1815-2600-2021-132-1-30-35.
- Степанов С.В., Поспелова Т.А., Ручкин А.А. О целесообразности применения различных типов математических моделей для выработки решений по разработке ТриЗ нефти // Недропользование XXI век. – 2019. – № 5 (81). – С. 82–90.
- Концепция эффективного проектирования разработки месторождений углеводородов. Программные решения / А.С. Гаврис, В.П. Косяков, А.Ю. Боталов, О.Н. Пичугин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 75–85.
- Data-driven reservoir management of a giant mature oilfield in the Middle East / S.D. Mohaghegh, R. Gaskari, M. Maysami, Y. Khazaeni // Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 27–29 October. – Amsterdam, 2014. DOI: 10.2118/170660-MS.
- Top-down reservoir modelling / G.J.J. Williams, M. Mansfield, D.G. MacDonald, M.D. Bush // Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 26–29 September. – Houston, 2004. DOI: 10.2118/89974-MS.
- Bissell R., Killough J.E., Sharma Y. Reservoir history matching using the method of gradients on a workstation // Society of Petroleum Engineers European Petroleum Computer Conference, 25–27 May. – Stavanger, 1992. DOI:10.2118/24265-MS.
- Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. – 2020. – Т. 20, № 3. – С. 223–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3
- Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аниеев Д.П. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 52–58.
- Степанов С.В., Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 50–53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-50-53
- Губайдуллин А.А., Косяков В.П. Численно-аналитический алгоритм решения обратной задачи восстановления гидропроводности нефтяного месторождения при использовании промысловых данных // Вестник кибернетики. – 2016. – № 3 (23). – С. 26–34.
- Губайдуллин А.А., Косяков В.П. Алгоритм решения задачи восстановления гидропроводности нефтяного месторождения в условиях неполноты промысловых данных // Вестник кибернетики. – 2017. – № 1(25). – С. 67–73.
- Sao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two-phase flow based Capacitance Resistance Model (CRM) // Society of Petroleum Engineers Improved Oil Recovery Symposium, 12–16 April. – Tulsa, 2014. DOI: 10.2118/169485-MS
- Sao F., Luo H., Lake L.W. Oil-rate forecast by inferring fractional-flow models from field data // Society of Petroleum Engineers Reservoir Simulation Symposium, 23–25 February. – Houston, 2015. DOI:10.2118/173315-MS
- Artun E. Characterizing interwell connectivity in waterflooded reservoirs using data-driven and reduced-physics models: a comparative study // Neural Computing and Applications. – 2017. – Vol. 28 (7). – P. 1729–1743. DOI:10.1007/s00521-015-2152-0.
- Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А.А. Ручкин, С.В. Степанов, А.В. Князев, А.В. Степанов [и др.] // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 4. – С. 148–168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168
- Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С.В. Степанов, С.В. Соколов, А.А. Ручкин, А.В. Степанов [и др.] // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 3. – С. 146–164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164
- Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения / Т.А. Поспелова, Д.В. Зеленин, А.А. Ручкин, А.Д. Бекман // Нефтяная провинция. – 2020. – № 1. – С. 97–108. DOI: 10.25689/NP.2020.1.97-108
- Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM / И.Ф. Хатмуллин, А.П. Цанда, А.М. Адрианова, С.А. Буденный [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 38–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-38-41
- A state-of-the-art literature review on Capacitance Resistance Models for reservoir characterization and performance forecasting / R.W. Holanda, E. Gildin, J.L. Jensen [et al.] // Energies. – 2018. – Vol. 11. – P. 45. DOI: 10.3390/en1123368
- A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations / A.A. Yousef, P.H. Gentil, J.L. Jensen, L.W. Lake // Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 9–12 October. – Dallas, 2006. DOI: 10.2118/95322-PA
- Усовершенствованный метод трюбок тока Хиггинса-Лейтона для моделирования заводнения нефтяных месторождений / И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, П.В. Ялов, Н.П. Ефимова [и др.] // Вестник кибернетики. – 2016. – № 3. – С. 39–50.
- Афанаскин И.В. Модель трюбок тока для анализа и прогнозирования разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 11. – С. 88–93. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-88-93
- Baker R. Streamline technology: reservoir history matching and forecasting = its success, limitations, and future // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2001. – Vol. 40 (4). – P. 23–27. DOI: 10.2118/01-04-DAS
- Поташев К.А., Мазо А.Б. Численное моделирование локального воздействия на нефтяной пласт с применением фиксированных трюбок тока для типичных схем заводнения // Георесурсы. – 2020. – № 4 (22). – С. 70–78. DOI: 10.18599/grs.2020.4.70-78
- Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока / К.А. Поташев, А.Б. Мазо, Р.Г. Рамазанов, Д.В. Булыгин // Нефть. Газ. Новация. – 2016. – № 4 (187). – С. 32–40.
- Сидельников К.А., Васильев В.В. Анализ применений математического моделирования пластовых систем на базе метода линий тока // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 1. – С. 11.
- Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений: пер. с англ. – М.: ООО «Премимум Инжиниринг», 2009. – 570 с.
- Abed A.A., Sulaiman I.N., Zainalabden M.J. Integrated approach of fluid modeling using material balance technique to estimate oil in place, case study: Northern IRAQ // Materials Today: Proceedings. – 2021 (In Press). DOI: 10.1016/j.matpr.2021.04.518.
- Nwaokorie E. C., Ukauku I. Well predictive material balance evaluation: a quick tool for reservoir performance analysis // Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 6–8 August. – Abuja, 2012. DOI: 10.2118/162988-MS.
- Моделирование работы залежи с применением метода материального баланса / А.Б. Рублев, К.М. Федоров, А.П. Шевелев, П.Т. Им // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 5. – С. 32–41.
- Абидов Д.Г., Камарудинов М.Р. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождения при заводнении // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 322, № 1. – С. 90–96.
- Evaluation of the impact of inter-reservoir communication on resource volume via material balance multi tank model / E. Mogbolu, O. Okereke, V. Olatope, P. Onobrudu [et al.] // Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 2–4 August. – Lagos, 2016. DOI: 10.2118/184349-MS
- Using material balance (MBAL) multi tank model to evaluate future well performance in reservoirs with distinct geological units / E. Mogbolu, O. Okereke, C. Okporiri, I. Ukauku [et al.] // Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 4–6 August. – Lagos, 2015. DOI:10.2118/178484-MS
- Nacu E.C., Aziz K. Use of irregular grid in reservoir simulation // Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 6–9 October. – Dallas, 1991. DOI: 10.2523/22886-MS
- Palagi C.L., Aziz K. Use of Voronoi grid in reservoir simulation // Advanced Technology Series of Society of Petroleum Engineers. – 1994. – Vol. 2 (2). – P. 69–77. DOI: 10.2118/22889-PA
- Modeling reservoir geometry with irregular grids / Z.E. Helnemann, C.W. Brand, M. Munka, Y.M. Chen // Society of Petroleum Engineers Symposium on Reservoir Simulation, 6–8 February. – Houston, 1989. DOI: 10.2118/18412-PA
- Fung L.S.-K., Ding X.Y., Dogru A.H. Unconstrained Voronoi grids for densely spaced complex wells in full-field reservoir simulation // Society of Petroleum Engineers Journal. – 2014. – Vol. 19 (5). – P. 803–815. DOI:10.2118/163648-PA

43. Киреев Т.Ф., Булгакова Г.Т. Построение диаграммы Вороного с ограничениями на плоскости // Вычислительные технологии. – 2019. – Т. 24, № 4. – С. 28–37. DOI: 10.25743/ICT.2019.24.4.003
 44. Киреев Т.Ф., Булгакова Г.Т., Хатмуллин И.Ф. Моделирование полимерного заводнения с использованием сетки Вороного // Вычислительная механика сплошных сред. – 2018. – Т. 11, № 1. – С. 15–24. DOI: 10.7242/1999-6691/2018.11.1.2
 45. Comparison of interwell connectivity predictions using percolation, geometrical, and Monte Carlo models / Li Weiqiang, J.L. Jensen, W.B. Ayers, S.M. Hubbard, M.R. Heidari // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2009. – Vol. 68. – P. 180–186. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.06.013
 46. Yasari E., Pishvaie M.R. Pareto-based robust optimization of water-flooding using multiple realizations // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – Vol. 132. – P. 18–27. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.038

References

1. Pospelova T.A., Kharitonov A.N., Iushkov A.Iu., Strekalov A.V. et al. Intel'kual'nyi promysel i tsifrovoe mestorozhdenie budushchego [Intelligent production field and digital oilfield of the future]. *Neftpromyslovoe delo*, 2019, no. 11 (611), pp. 83–91. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-11(611)-83-91
 2. Cheremisin N.A., Bikbulatova T.G., Eletsii S.V. Apriornyi podkhod k otsenke vozmozhnosti ispol'zovaniia gidrodinamicheskikh modelei na praktike pri izvestnykh oshibkakh v zadani nachalnykh dannykh [The apriori approach to assessment of the hydrodynamic models in practice by known errors in the initial data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 10, pp. 57–61.
 3. Khalimov E.M. Detalnye geologicheskie i tekhnicheskoe modelirovaniia [Detailed geological models and three-dimensional simulation]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriia i praktika*, 2012, vol. 7, no. 3, 10 p.
 4. Koliagin A.G., Terent'ev V.L., Shevchenko E.I., Denisov V.V. et al. Snizhenie razmernosti modelei mnogoplastovykh zalezhei s sokhraneniem ikh geologicheskikh osobennosti [Reduction of model dimentation retaining field geological features]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 9, pp. 40–43.
 5. Kanevskaia R.D. O problemakh modelirovaniia i monitoringa mestorozhdenii na razlichnykh stadiiakh razrabotki [On the problems of modeling and monitoring deposits at various stages of development]. *Tekhnologii nefi i gaza*, 2015, no. 5, pp. 55–61.
 6. Novikov V.A. Prognozirovaniie effektivnosti kislотноgo vozdeistviia na osnove postroeniia matematicheskikh modelei, uchityvaiushchikh tekhnologii i ispol'zuemuiu kompozitsiiu [Forecasting efficiency of acid impact on the basis of construction of mathematical models taking into account the technology and used composition]. *Tekhnologii nefi i gaza*, 2021, no. 1 (132), pp. 30–35. DOI: 10.32935/1815-2600-2021-132-1-30-35
 7. Stepanov S.V., Pospelova T.A., Ruchkin A.A. O tselesoobraznosti primeneniia razlichnykh tipov matematicheskikh modelei dlia vyrabotki reshenii po razrabotke TrIZ nefi [Practicability of different types of mathematical models in making decisions on difficult-to-recover oil reserves development]. *Neftropol'zovanie XXI vek*, 2019, no. 5 (81), pp. 82–90.
 8. Gavris' A.S., Kosiakov V.P., Botalov A.Iu., Pichugin O.N. et al. Kontsepsiia effektivnogo proektirovaniia razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov. Programmnye resheniia [The concept of effective design of hydrocarbon fields development. software solutions]. *Neftpromyslovoe delo*, 2015, no. 11, pp. 75–85.
 9. Mohaghegh S.D., Gaskari R., Maysami M., Khazaeni Y. Data-driven reservoir management of a giant mature oilfield in the Middle East. *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October*. Amsterdam, 2014. DOI: 10.2118/170660-MS
 10. Williams G.J.J., Mansfield M., MacDonald D.G., Bush M.D. Top-down reservoir modeling. *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September*. Houston, 2004. DOI: 10.2118/89974-MS
 11. Bissell R., Killough J.E., Sharma Y. Reservoir history matching using the method of gradients on a workstation. *Society of Petroleum Engineers European Petroleum Computer Conference, 25-27 May*. Stavanger, 1992. DOI:10.2118/24265-MS
 12. Smetkina M.A., Melkishev O.A., Prisiashniuk M.A. Utochnenie znachenii pronitsaemosti pri adaptatsii gidrodinamicheskoi modeli [Refining the values of permeability when adapting the hydrodynamic model]. *Neftropol'zovanie*, 2020, vol. 20, no. 3, pp. 223–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3
 13. Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Anikeev D.P. Problemy chislennogo modelirovaniia razrabotki mestorozhdenii s ispol'zovaniem kommercheskikh simulatorov [Problems of numerical simulation of fields' development using commercial simulation software]. *Geologiya, razrabotka i razrabotka nefi i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 6, pp. 52–58.
 14. Stepanov S.V., Pospelova T.A. Novaya kontsepsiia matematicheskogo modelirovaniia dlia priimatiia reshenii po razrabotke mestorozhdenii [New concept of mathematical modeling for making reservoir engineering decisions]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 4, pp. 50–53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-50-53
 15. Gubaidullin A.A., Kosiakov V.P. Chislennno-analiticheskii algoritm resheniia obratnoi zadachi vosstanovleniia gidroprovodnosti nefiannogo mestorozhdeniia pri ispol'zovanii promyslovykh dannykh [Numerical analytical algorithm for solving the oil deposit hydraulic permeability reverse problem with field data]. *Vestnik kibernetiki*, 2016, no. 3 (23), pp. 26–34.
 16. Gubaidullin A.A., Kosiakov V.P. Algoritm resheniia zadachi vosstanovleniia gidroprovodnosti nefiannogo mestorozhdeniia v usloviakh nepolnoty promyslovykh dannykh [Algorithm for solving the problem of oil field hydro conductivity recovery with incomplete production data]. *Vestnik kibernetiki*, 2017, no. 1(25), pp. 67–73.
 17. Cao F., Luo H., Lake L.W. Development of a fully coupled two-phase flow based Capacitance Resistance Model (CRM). *Society of Petroleum Engineers Improved Oil Recovery Symposium, 12-16 April*. Tulsa, 2014. DOI: 10.2118/169485-MS
 18. Cao F., Luo H., Lake L.W. Oil-rate forecast by inferring fractional-flow models from field data. *Society of Petroleum Engineers Reservoir Simulation Symposium, 23-25 February*, Houston, 2015. DOI:10.2118/173315-MS
 19. Artun E. Characterizing interwell connectivity in waterflooded reservoirs using data-driven and reduced-physics models: a comparative study. *Neural Computing and Applications*, 2017, vol. 28 (7), pp. 1729–1743. DOI: 10.1007/s00521-015-2152-0
 20. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Kniiazev A.V., Stepanov A.V. et al. Issledovanie osobennosti otsenki vzaimovliianiia skvazhin na primere modeli CRM [Applying CRM model to study well interference]. *Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovaniie. Neft', gaz, energetika*, 2018, vol. 4, no. 4, pp. 148–168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168
 21. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V. et al. Problematika otsenki vzaimovliianiia dobyvaushchikh i nagnetatel'nykh skvazhin na osnove matematicheskogo modelirovaniia [Considerations on mathematical modeling of producer-injector interference]. *Vestnik Tiimenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovaniie. Neft', gaz, energetika*, 2018, vol. 4, no. 3, pp. 146–164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164
 22. Pospelova T.A., Zelenin D.V., Ruchkin A.A., Bekman A.D. Primenenie CRM modeli dlia analiza effektivnosti sistemy zavodneniia [Application of CRM models for analysis of waterflood performance]. *Neftianaya provintsiia*, 2020, no. 1, pp. 97–108. DOI: 10.25689/NP.2020.1.97-108
 23. Khatmullin I.F., Tsanda A.P., Adrianova A.M., Budennyi S.A. et al. Poluanaliticheskoe modeli rascheta interferentsii skvazhin na baze klassa modelei CRM [Semi-analytical models for calculating well interference: limitations and applications]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 12, pp. 38–41. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-12-38-41
 24. Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L. et al. A state-of-the-art literature review on Capacitance Resistance Models for reservoir characterization and performance forecasting. *Energies*, 2018, vol. 11, 45 p. DOI: 10.3390/en11123368
 25. Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October*. Dallas, 2006. DOI: 10.2118/95322-PA
 26. Afanaskin I.V., Vol'pin S.G., Ialov P.V., Efimova N.P. et al. Usovershenstvovaniie metod trubok toka Khigginsa-Leitona dlia modelirovaniia zavodneniia nefiannykh mestorozhdenii [Improved Higgins and Leighton stream tubes method for oil field flooding simulation]. *Vestnik kibernetiki*, 2016, no. 3, pp. 39–50.
 27. Afanaskin I.V. Model trubok toka dlia analiza i prognozirovaniia razrabotki nefiannykh mestorozhdenii [Stream tubes model for analysis and prediction of oil field development]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2020, no. 11, pp. 88–93. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-11-88-93
 28. Baker R. Streamline technology: reservoir history matching and forecasting = its success, limitations, and future. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2001, vol. 40 (4), pp. 23–27. DOI: 10.2118/01-04-DAS
 29. Potashev K.A., Mazo A.B. Chislennnoe modelirovaniie lokal'nogo vozdeistviia na nefiannoi plast s primeneniem fiksirovannykh trubok toka dlia tipichnykh skhem zavodneniia [Numerical modeling of local effects on the petroleum reservoir using fixed streamtubes for typical waterflooding schemes]. *Geosursy*, 2020, no. 4 (22), pp. 70–78. DOI: 10.18599/grs.2020.4.70-78
 30. Potashev K.A., Mazo A.B., Ramazanov R.G., Bulygin D.V. Analiz i proektirovaniie razrabotki uchastka nefiannogo plasta s ispol'zovaniem modeli fiksirovannoi trubki toka [Analysis and design of the development of an oil reservoir section using the fixed streamtube model]. *Neft' Gaz. Novatsii*, 2016, no. 4 (187), pp. 32–40.
 31. Sidel'nikov K.A., Vasil'ev V.V. Analiz primeneniia matematicheskogo modelirovaniia plastovykh sistem na baze metoda linii toka [Analysis of the applications of mathematical modeling of reservoir systems based on the streamline method]. *Neftgazovoe delo*, 2005, no. 1, 11 p.
 32. Deik L.P. Osnovy razrabotki nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii [Fundamentals of oil and gas field development]. Moscow: OOO "Premium Inzhiniring", 2009. 570 p.
 33. Abed A.A., Sulaiman I.N., Zainalabden M.J. Integrated approach of fluid modeling using material balance technique to estimate oil in place, case study: Northern IRAQ. *Materials Today: Proceedings - 2021 (In Press)*. DOI: 10.1016/j.matpr.2021.04.518
 34. Nwaokorie E.C., Ukaoku I. Well predictive material balance evaluation: a quick tool for reservoir performance analysis. *Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 6-8 August*. Abuja, 2012. DOI: 10.2118/162988-MS
 35. Rublev A.B., Fedorov K.M., Shevelev A.P., Im P.T. Modelirovaniie raboty zalezhi s primeneniem metoda material'nogo balansa [Modeling the work of the deposit using the material balance method]. *Izvestiia vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz*, 2011, no. 5, pp. 32–41.
 36. Abidov D.G., Kamardinov M.R. Metod material'nogo balansa kak pervichnyi instrument otsenki pokazatelei razrabotki uchastka mestorozhdeniia pri zavodnenii [The material balance method as a primary tool for assessing the indicators of the development of a field site during waterflooding]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2013, vol. 322, no. 1, pp. 90–96.
 37. Mogbolu E., Okereke O., Olatope V., Onobrudu P. et al. Evaluation of the impact of inter-reservoir communication on resource volume via material balance multi tank model. *Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 2-4 August*. Lagos, 2016. DOI: 10.2118/184349-MS
 38. Mogbolu E., Okereke O., Okporiri C., Ukaoku I. et al. Using material balance (MBAL) multi tank model to evaluate future well performance in reservoirs with distinct geological units. *Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 4-6 August*. Lagos, 2015. DOI:10.2118/178484-MS
 39. Nacul E.C., Aziz K. Use of irregular grid in reservoir simulation. *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, 6-9 October*. Dallas, 1991. DOI: 10.2523/22886-MS
 40. Palagi C.L., Aziz K. Use of Voronoi grid in reservoir simulation. *Advanced Technology Series of Society of Petroleum Engineers*, 1994, vol. 2 (2), pp. 69–77. DOI: 10.2118/22889-PA
 41. Helnemann Z.E., Brand C.W., Munka M., Chen Y.M. Modeling reservoir geometry with irregular grids. *Society of Petroleum Engineers Symposium on Reservoir Simulation, 6-8 February*. Houston, 1989. DOI: 10.2118/18412-PA
 42. Fung L.S.-K., Ding X.Y., Dogru A.H. Unconstrained Voronoi grids for densely spaced complex wells in full-field reservoir simulation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 2014, vol. 19 (5), pp. 803–815. DOI: 10.2118/163648-PA
 43. Kireev T.F., Bulgakova G.T. Postroenie diagrammy Voronogo s ograniчениiami na ploskosti [Construction of the Voronoi diagram with constraints on a plane]. *Vychislitel'nye tekhnologii*, 2019, vol. 24, no. 4, pp. 28–37. DOI: 10.25743/ICT.2019.24.4.003
 44. Kireev T.F., Bulgakova G.T., Khatmullin I.F. Modelirovaniie polimernogo zavodneniia s ispol'zovaniem setki Voronogo [Modeling of polymer flooding using Voronoi grid]. *Vychislitel'naia mekhanika ploskinykh sred*, 2018, vol. 11, no. 1, pp. 15–24. DOI: 10.7242/1999-6691/2018.11.1.2
 45. Weiqiang Li, Jensen J.L., Ayers W.B., Hubbard S.M., Heidari M.R. Comparison of interwell connectivity predictions using percolation, geometrical, and Monte Carlo models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, vol. 68, pp. 180–186. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.06.013
 46. Yasari E., Pishvaie M.R. Pareto-based robust optimization of water-flooding using multiple realizations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 132, pp. 18–27. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.04.038

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
 Вклад автора 100 %.