



© Коллектив авторов,
2025



УДК 622.276:519.87
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-44-59>

ОБЗОР ОРИГИНАЛЬНЫХ МЕТОДОВ РЕШЕНИЯ АКТУАЛЬНЫХ ЗАДАЧ СОПРОВОЖДЕНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ОСНОВЕ ПРОКСИ-МОДЕЛЕЙ СЕМЕЙСТВА CRM

С.В. Степанов*, А.А. Ручкин, А.Д. Бекман, Н.О. Шевцов, Д.В. Зеленин
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

Электронный адрес: SVStepanov@tnnc.rosneft.ru

Введение и цель. В ситуации, когда усложняется структура запасов нефти и газа, возрастает потребность в оперативном управлении разработкой на основе математического моделирования и в снижении неопределенности результатов моделирования. В этой связи актуально развитие методов моделирования, основанных на аналитической физически содержательной модели материального баланса CRM (Capacitance Resistance Model). Цель статьи — дать обзор оригинальных методов, созданных на основе модели CRM, для решения задач, возникающих при сопровождении разработки нефтяных и газонефтяных залежей.

Материалы и методы. Исследования выполнены с использованием фактических и синтетических данных. Разработанные методы основываются на аналитической модели материального баланса CRM и ее модификациях и охватывают широкий перечень практических задач.

Результаты. Представленные методы позволяют решать следующие задачи, а именно: разделение добычи и закачки по пластам, моделирование работы скважин подгазовой зоны, картирование пластового давления, прогнозирование обводненности и учет геолого-технологических мероприятий. Также даются методы, позволяющие повысить экономичность при решении оптимизационных задач.

Заключение. Разработанные методы рекомендуется использовать при сопровождении разработки нефтяных и газонефтяных залежей, в т.ч. для решения оперативных задач. CRM-моделирование с учетом его функциональных возможностей способно сыграть ключевую роль в технологии многоуровневого моделирования, которая направлена на повышение качества принимаемых решений по разработке месторождений.

Ключевые слова: математическое моделирование, емкостно-резистивная модель, CRM, сопровождение разработки, нефтяная залежь, управление заводнением, взаимовлияние скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Степанов С.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д., Шевцов Н.О., Зеленин Д.В. Обзор оригинальных методов решения актуальных задач сопровождения разработки нефтяных и газонефтяных залежей на основе прокси-моделей семейства CRM. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):44–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-44-59>

Статья поступила в редакцию 02.06.2025

Принята к публикации 25.07.2025

Опубликована 29.09.2025

REVIEW OF ORIGINAL METHODS FOR RESERVOIR SIMULATION OF OIL AND GAS-OIL FIELDS BASED ON CRM FAMILY MODELS

Sergey V. Stepanov*, Aleksandr A. Ruchkin, Aleksandr D. Bekman, Nikita O. Shevtsov, Dmitry V. Zelenin

LLC "Tyumen Petroleum Research Center", RF, Tyumen

E-mail: SVStepanov@tnnc.rosneft.ru

Introduction and aim. In a situation where the structure of oil and gas reserves is becoming more complex, there is an increased need for prompt development management based on mathematical modeling and for reducing the uncertainty of modeling results. In this regard, the development of modeling methods based on the analytical physically meaningful CRM (Capacitance Resistance Model) material balance model is relevant. The purpose of this article is to provide an overview of the original methods based on the CRM model for solving the problems that arise during the development of oil and gas-oil deposits.

Materials and methods. The studies were conducted using actual and synthetic data. The developed methods are based on the analytical model of the CRM material balance and its modifications, and cover a wide range of practical tasks.

Results. The presented methods allow to solve the following tasks, namely: the separation of production and injection by reservoirs, modeling of the operation of wells of the sub-gas zone, mapping of reservoir pressure,

forecasting of water cut, and accounting for geological and technological measures. Also given are methods that allow to increase the cost-effectiveness in solving optimization problems.

Conclusion. The developed methods are recommended for use in the development of oil and gas-oil deposits, including for solving operational tasks. CRM modeling, taking into account its functionality, can play a key role in the technology of multi-level modeling, which is aimed at improving the quality of decisions made in the development of fields.

Keywords: mathematical modeling, Capacitance Resistance Model, CRM, oil field development support, oil reservoir, flooding control, interwell connectivity

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Stepanov S.V., Ruchkin A.A., Bekman A.D., Shevtsov N.O., Zelenin D.V. Review of original methods for reservoir simulation of oil and gas-oil fields based on CRM family models. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):44–59. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-44-59>

Manuscript received 02.06.2025

Accepted 25.07.2025

Published 29.09.2025

ВВЕДЕНИЕ

Универсальным инструментом для решения разнообразных задач, возникающих при сопровождении разработки залежей углеводородного сырья, является гидродинамическая модель (ГДМ). Это обусловлено максимальным уровнем физической содержательности ГДМ, т.е. способностью воспроизводить все известные физические процессы, протекающие в природных пластах, причем в трехмерной постановке.

Однако на практике применение ГДМ не всегда возможно, поскольку работа с ней может требовать существенного времени как на ее модификацию по причине поступления новых данных, так и на выполнение расчетов. Ситуация становится особенно острой, если необходимо решать оперативные задачи, выполнить анализ неопределенности или проводить многовариантные прогнозные расчеты. В таких случаях вместо ГДМ целесообразно использовать так называемые прокси-модели.

Прокси-модели могут быть различного типа [1, 2], начиная от простых формул характеристик вытеснения или кривых падения добычи и заканчивая упрощенными (за счет снижения размерности или пространственной детализации) ГДМ. Золотой серединой можно считать прокси-модели семейства CRM (Capacitance Resistance Model) [3, 4], поскольку, как будет показано далее, они представляют собой удачный компромисс между физической содержательностью и ресурсоемкостью.

Основы CRM были разработаны L. Lake, A. Yousef, X. Liang и M. Sayarpour [5]. Такие модели в последние 10 лет получили интенсивное развитие, что видно по динамике количества публикаций на тему CRM.

Модель CRM представляет собой аналитическое решение системы из уравнения материального баланса (1) и формулы притока жидкости к скважине (2) и представляет собой функцию дебита жидкости в форме временного ряда. Вид этого решения зависит от принятых допущений и, например, в модификации Capacitance Resistance Model Production (CRMP), соответствующей области дренирования конкретной добывающей скважины и связанными с ней нагнетательными скважинами, имеет вид (3):

$$C_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t), \quad (1)$$

$$q(t) = J(\bar{p} - p_{заб}), \quad (2)$$

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left(\sum_{i=1}^N f_{ij} I_{ik} - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{jk}}{\Delta t_k} \right) e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t_k}{\tau_j}} \right), \quad (3)$$

где j — индекс добывающей скважины, i — индекс нагнетательной скважины, t_n — n -й шаг рассматриваемого интервала разработки, V_p — объем области дренирования, C_t — коэффициент сжимаемости системы «порода-флюиды», $\bar{p}$ — среднее пластовое давление в области дренирования, $p_{заб}$ — забойное давление, $q_j(t_n)$ — дебит жидкости, I_{ik} — приёмистость, Δp_{jk} — изменение забойного давления в j -й добывающей скважине за период времени Δt_k , J_j — коэффициент продуктивности j -й добывающей скважины, f_{ij} — коэффициенты влияния между i -й нагнетательной скважиной и j -й добывающей, τ_j — константа времени, которая может интерпретироваться как величина, обратная коэффициенту падения дебита жидкости на истощении и определяется формулой:

$$\tau_j = \left(\frac{c_t V_p}{J} \right)_j. \quad (4)$$

Как видно из (1)–(3), модель CRM является физически содержательной, оперирующей скважинными промысловыми данными и (в отличие от ГДМ) не использующей данные о пространственном строении пласта, что кардинальным образом сказывается на количестве параметров модели и ее ресурсоемкости. В модели CRM свойства пласта как насыщенной пористой среды учитываются интегрально, т.е. для некоторой области, релевантной модификации модели CRM, например для области дренирования скважины в случае CRMP-модели, они отражаются вместе с особенностями скважин (расположение скважин, специфика заканчивания скважин и др.) через коэффициенты взаимовлияния и константы времени. Заметим, что для вертикальной совершенной скважины в случае плоскорадиальной фильтрации константа времени равна:

$$\tau = \frac{R^2 \ln \frac{R}{r_c}}{2k}, \quad (5)$$

где R — радиус контура питания, r_c — радиус скважины, k — коэффициент пьезопроводности. Эта формула следует из представления величины c_t/J через выражение для коэффициента пьезопроводности и вычисления V_p для цилиндрической области дренирования. Модель CRMP посредством решения обратной задачи позволяет определить коэффициенты взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами, а значит оценить эффективность системы поддержания пластового давления (ППД) и обосновать варианты по ее оптимизации. Конечно, подход на основе CRMP к задаче управления заводнением — не единственный. Однако, как показывает наш опыт [6, 7], среди множества разнообразных моделей для оценки взаимовлияния скважин [8], именно модель CRMP способна имитировать сложную картину взаимовлияния скважин, подобно тому как это можно сделать на ГДМ, но при этом расчеты на CRM существенно экономичнее, т.е. занимают гораздо меньшее время, чем расчеты на ГДМ. Учитывая несоизмеримое время на создание или актуализацию модели, CRM, в отличие от ГДМ, можно рассматривать как инструмент для решения оперативных задач по управлению заводнением. Помимо большей экономичности, модель CRM по сравнению с ГДМ может быть более адекватной (критерий, отвечающий за соответствие модели реальному объекту) и более

точной (критерий, отвечающий за соответствие расчетных и фактических данных на этапе прогнозирования). В статье [9] приводятся результаты исследования прогностической способности CRM и ГДМ, согласно которым «фактор незнания точного распространения свойств является более весомым, чем фактор детальности в описании фильтрационных процессов». Иными словами, корректная идентификация параметров модели CRM, количество которых соизмеримо с количеством скважин, значительно надежнее, чем идентификация параметров ГДМ, количество которых соизмеримо с количеством расчетных ячеек, что, очевидно, сказывается и на точности прогнозирования.

Адекватность и точность любой модели, в т.ч. модели CRM, во многом зависит от того, насколько корректно выполнена настройка модели на фактические данные. На этом этапе огромную роль играет процедура адаптации модели. Несмотря на то что модели CRM имеют существенно меньшее количество параметров, чем ГДМ, это не исключает наличие локальных экстремумов целевой функции и, следовательно, неопределенность модели. Чтобы нивелировать данный фактор, необходимо уменьшить количество идентифицируемых параметров и/или использовать априорные данные для регуляризации решения. Очевидно, что соответствующие подходы зависят от специфики решаемой производственной задачи и применяемого метода.

В статье рассматриваются основанные на модели CRM авторские методы решения задач разработки месторождений, а также некоторые вопросы, связанные с адаптацией модели CRM. Описываемые методы успешно прошли разнообразные тесты и апробацию на практике, в ходе которых продемонстрировали свою состоятельность и точность, достаточную для масштабирования на промысле при мониторинге разработки.

В настоящее время авторами статьи ведется активная деятельность по развитию новых методов на основе CRM-моделирования. В частности, разрабатывается метод построения рейтинга скважин-кандидатов для работ по выравниванию профилей приемистости. Кроме этого, модели CRM рассматриваются авторами как ключевые элементы концепции многоуровневого моделирования (МУМ), представляющей собой симбиоз многомасштабного и иерархического моделирования [10]. Такая концепция может рассматриваться как основа интеллектуальной системы поддержки принятия решений.

ВОПРОСЫ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ CRMP

Как уже было указано выше, одно из важных преимуществ моделей CRM в сравнении с 3D ГДМ — возможность оперативной адаптации модели и, соответственно, возможность оперативного анализа состояния разработки месторождений. В общем случае результаты адаптации CRMP-модели существенно зависят от ограничений, накладываемых на параметры модели. Следовательно, хотя адаптация модели — это процесс, который может быть автоматизирован, но из него не следует исключать работу инженера, направленную на определение таких ограничений, которые обеспечат наиболее адекватную модель, не противоречащую его представлениям о моделируемом объекте.

Как правило, такой процесс протекает итерационно: на каждой итерации инженер оценивает результаты очередной адаптации модели и, исходя из имеющихся у него данных, меняет настройки модели, после чего иницирует автоматическую адаптацию модели с новыми настройками. Например, анализируя качество настройки конкретной добывающей скважины, может быть принято решение о расширении списка потенциально влияющих нагнетательных скважин, о подключении или отключении аквифера, об ограничении интервала настройки по причине проведённых ранее геолого-технологических мероприятий (ГТМ), об удалении из рассмотрения отдельных потенциальных связей между скважинами по причине существования между ними непроницаемого разлома и т.п. Число таких итераций зависит от числа скважин на рассматриваемом объекте, количества ГТМ, объёма имеющихся дополнительных данных (например, об исследованиях, проведённых на скважинах) и других факторов. Также следует отметить, что задача адаптации модели CRMP сводится к оптимизации целевой функции (ЦФ), которая не является линейной (и более того, не является квадратичной) и, как было показано в [11], в общем случае мультимодальна, т.е. имеет не единственный локальный минимум.

Для решения таких задач в публикациях о CRMP часто предлагается использовать квазиньютоновские методы, такие как BFGS (Broyden–Fletcher–Goldfarb–Shanno), SLSQP (Sequential Least Squares Programming) и т.п. Сложность таких методов растёт как $O(n^2)$, для каждой итерации метода, а учитывая сложность вычисления самой ЦФ $O(n)$, число итераций, необходимое для достижения локального минимума, а также необходимость вследствие мультимодальности многократного запуска из различных стартовых точек,

можно ориентировочно оценить общую сложность снизу как $O(n^4)$.

Следствием из вышеизложенного является актуальность таких направлений исследований, как методы снижения числа параметров модели CRMP без потери прогностических способностей, а также разработка эффективных численных методов адаптации моделей CRMP. Новым результатам работы в обоих этих направлениях посвящено дальнейшее изложение.

ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ, ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ СОПРОВОЖДЕНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ПРЕДЛОЖЕН ОБЗОР ОРИГИНАЛЬНЫХ МЕТОДОВ, РЕАЛИЗОВАННЫХ В ПРОГРАММЕ «АРИАДНА», ИСПОЛЬЗУЮЩИХ АНАЛИТИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА CRM.

Традиционные подходы к снижению числа параметров модели сводятся, как правило, либо к заданию радиуса влияния скважин, либо к ограничению числа потенциальных скважин некоторым числом K [4]. В последнем случае имеется в виду, что для каждой скважины в качестве влияющих выбирается K ближайших соседей. Авторский метод решения данной задачи предложен в [12]. Основой данного метода служит энтропийное моделирование [13, 14]. Энтропийное моделирование — это раздел статистики, исследующий различные сложные системы и процессы, зависящие от случайных величин, посредством энтропии — функции, численно оценивающей неопределённость системы или её составляющих.

Предлагаемый метод оперирует системой из одной добывающей и нескольких нагнетательных скважин. Исключая из системы нагнетательные скважины по одной и оценивая с помощью методов энтропийного моделирования изменение неопределённости в системе, можно выделить скважины, отсутствие которых в рассматриваемой системе никак не влияет на её неопределённость. Исследуя таким образом все потенциальные взаимосвязи в задаче, можно выделить заведомо не взаимодействующие пары скважин. В рамках проведённых численных экспериментов на синтетических и реальных данных, число параметров моделей снижалось на 20%, однако, в среднем качество кратковременных прогнозов (1 год) не ухудшалось, а в ряде случаев даже улучшалось. В [11] изложен принципиально новый авторский метод решения задачи адаптации модели CRMP. Исходя из того, что каждый

параметр τ_j зависит исключительно от свойств пород и флюидов в зоне дренирования соответствующей добывающей скважины, в рамках рассматриваемого подхода предлагается определять эти параметры из решения вспомогательных «локальных» задач, сформулированных относительно одной добывающей скважины и окружающих её нагнетательных. Как показано в [11], учитывая особенности ЦФ таких «локальных» задач, их можно решать с помощью «каскадного» алгоритма, в рамках которого решается задача минимизации вспомогательной ЦФ, зависящей только от одного параметра τ_j , но для вычисления этой функции всякий раз необходимо решать задачу квадратичного программирования относительно f_{ij} и J_j . Определив значения всех τ_j , их можно подставить в ЦФ исходной задачи, рассматривающей все добывающие скважины моделируемого объекта, и определить оставшиеся неизвестные параметры одним из методов квадратичного программирования. Преимущества разработанного подхода были продемонстрированы с помощью численного эксперимента, в рамках которого он сравнивался с известными методами BFGS и SLSQP. Рассматривался участок месторождения, содержащий 290 скважин (846 параметров). Для имитации итерационного процесса моделирования задача решалась 40 раз. Задача решалась без использования многопоточных алгоритмов на процессоре Intel® Xeon® CPU E5-2640 v4 @2.40GHz. Реализация традиционных методов взята в виде библиотеки `scipy`. Эксперименты показали, что на решение поставленной задачи алгоритму BFGS при условии использования 25 стартовых точек для каждой итерации потребовалось 92 часа, алгоритму SLSQP, использовавшему по 5 стартовых точек — 111 часов, авторскому алгоритму — порядка 3х минут. При этом средняя MAPE (Mean Absolute Percentage Error) оценка качества настройки составила порядка 17% в случае традиционных методов и 13,7% для авторского. Столь значимый разрыв в скорости решения задачи объясняется, с одной стороны вычислительной сложностью квазиныютоновских методов, с другой стороны авторский метод является детерминированным и не требует многократных запусков. Кроме того, он оперирует задачами существенно меньшей размерности.

РАЗДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ И ЗАКАЧКИ ПО ПЛАСТАМ

Первой специальной задачей, в которой авторами была использована модель CRM,

была задача разделения добычи и закачки жидкости по пластам многопластовой залежи. Целесообразность использования такой модели была обусловлена тем, что многопластовые ГДМ, как инструмент деления добычи, были чрезмерно ресурсоемкие, а существующие на тот момент простые методы деления добычи на основе пропорций учитывали только различие в гидропроводности пластов и различие во вскрытии пластов, но не учитывали энергетику пласта. В этом смысле создание метода разделения добычи и закачки на основе CRM явилось удачным компромиссом, поскольку обеспечило учет всех вышеобозначенных факторов и позволило выполнить многовариантные расчеты для многопластовых моделей за весьма незначительное время.

Особенностью созданного метода [15] является использование модели укрупненных скважин CRMT (Capacitance Resistance Model Tank) [1] и стабилизатора для целевой функции, рассчитываемого по теории нечетких множеств. Это позволило обеспечить необходимое качество решения. Так, для тестового синтетического примера коэффициент детерминации при линейной регрессии между фактическими и расчетными коэффициентами деления добычи составил 0,982.

Принимая во внимание тот факт, что параметры модели CRM могут изменяться в процессе разработки месторождения, например, по причине изменения объема области дренирования скважин, разработанный метод был усовершенствован с учётом этого обстоятельства [16]. Суть усовершенствования состояло в том, что коэффициенты взаимовлияния скважин и упругость пласта, влияющую на параметр τ , были представлены в виде формул, аналогичных формуле изотермы адсорбции Ленгмюра. Такое решение следовало из результатов вычислительных экспериментов на синтетических данных и позволило моделировать немонотонную динамику добычи жидкости суммарно по нескольким пластам, в т.ч. для случая, когда динамика добычи по отдельным пластам описывается монотонной зависимостью. Предложенный метод показал очень высокий уровень соответствия с эталонными данными, в т.ч. полученными для реальной многопластовой залежи на многопластовой ГДМ.

Дальнейшее усовершенствование метода разделения добычи касается разделения не только по жидкости, но и по фазам — воде и нефти. Этот результат достигается за счет разбиения моделирования на два шага [17]. На первом шаге происходит разделение по жидкости, а на втором шаге — разделение по фазам с использованием характеристик

вытеснения. Тестирование метода на данных с многопластовой ГДМ реальной залежи показало, что метод не только дает корректные коэффициенты по накопленной добыче жидкости нефти, но и корректно воспроизводит динамику коэффициентов деления добычи жидкости и нефти. Как видно, такое последовательное вычисление добычи жидкости и нефти не учитывает влияние изменения насыщенности на параметр τ через коэффициент продуктивности. Разумеется, что это следует рассматривать как допущение, однако, учитывая, что по мере обводнения реальных скважин средний дебит при постоянной депрессии практически не изменяется [18], такое допущение не значительно ограничивает применимость метода.

Дальнейшее развитие подходов к разделению добычи и закачки по пластам привело к созданию метода [19], который в отличие от вышеизложенного метода на основе модели CRMT, базируется на модели CRMP и является развитием методов изложенных в [20, 21], но принципиально отличается от них в следующем:

1. Не требуется априорного знания разделения закачки по пластам, как в [21].
2. Не требуется априорного знания разделения добычи жидкости по пластам, как в [20, 22].
3. Пласты предполагаются гидродинамически изолированными, в отличие от постановки в [22].
4. Для адаптации модели предлагается принципиально новая ЦФ, обеспечивающая не только соответствие дебитов жидкости по скважинам, наблюдаемым на объекте значениям, но и корректность решений с точки зрения динамики пластовых давлений.

ЦФ, упомянутая в п. 4., имеет вид:

$$F = \omega_1 \sum_{t=1}^{NT} (q_t^{(1)} + q_t^{(2)} - \tilde{q}_t)^2 + \omega_2 \sum_{l=1}^2 \sum_{t=1}^{NT} (P_{D,t}^{(l)} - P_{C,t}^{(l)})^2 + \sum_{t=1}^{NT} \left[\left(q_t^{(1)} - \frac{q_0^{(1)}}{\tilde{q}_0} \tilde{q}_t \right)^2 + \left(q_t^{(2)} - \frac{q_0^{(2)}}{\tilde{q}_0} \tilde{q}_t \right)^2 \right] = \min. \quad (6)$$

Здесь $\omega_j > 0$ — некоторые положительные весовые коэффициенты. Первое слагаемое в (6) представляет собой невязку между суммой модельных дебитов жидкости по отдельным объектам разработки и фактическими значениями этой суммы. Второе слагаемое — разность модельных оценок пластовых давлений $P_{D,t}^{(l)}$ и $P_{C,t}^{(l)}$, выраженных соответственно из формулам (2) и (1) как:

$$P_{D,t}^{(l)} = P_{wf,t}^{(l)} + \frac{q_t^{(l)}}{J_l}, \quad (7)$$

$$P_{C,t}^{(l)} = P_{C,t-1}^{(l)} + \frac{\sum_{i=1}^{NI} f_i^{(l)} J_{i,t} - q_t^{(l)}}{J_l^{(l)} \tau^{(l)}}. \quad (8)$$

Третье слагаемое в (6) обеспечивает приоритет решений с пропорциями разделения, близкими к постоянным. Как показали численные эксперименты, результаты адаптации могут существенно зависеть от соотношения весовых коэффициентов перед слагаемыми в (6). При этом наилучшие результаты обеспечивает соотношение весовых коэффициентов вида: $\omega_1 \gg \omega_2 \gg 1$.

Для исследования точности предлагаемого метода проводились численные эксперименты, в рамках которых для адаптации модели использовались данные с синтетических ГДМ. Предложенный метод позволил определить динамику коэффициентов деления добычи жидкости и закачки с MAPE < 2,5%.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИН ПОДГАЗОВОЙ ЗОНЫ

Известно, что одной из самых сложных задач гидродинамического моделирования является задача моделирования работы нефтяных скважин в условиях образования газовых и/или водяных конусов (под конусами понимаются и гребни для горизонтальных скважин). Численное решение такой задачи весьма чувствительно к дискретизации и детализации расчетной сетки, причем разные гидродинамические симуляторы могут давать совершенно разные результаты, например, по динамике газового фактора [23]. Использование детальных расчетных сеток негативно сказывается на скорости вычислений, поэтому для расчетов динамик технологических показателей работы применяются упрощенные подходы. Так, для горизонтальных нефтяных скважин подгазовой зоны при отсутствии подвижной воды и может применяться упрощенная численно-аналитическая модель GORM (Gas Oil Ratio model) [24].

Основные допущения для GORM — однородный изотропный пласт, насыщенный нефтью и газом, отсутствие системы ППД, фильтрация нефти предполагается только в плоскопараллельном виде. Вдоль горизонтального ствола скважины учитывается увеличение депрессии от носка к пятке — это определяет конфигурацию газового гребня. В таком приближении двухмерность течения в пласте учитывается путем решения набора одномерных задач безнапорной фильтрации вдоль каждой линии тока. Используемая при численном решении конечно-разностная сетка равномерна вдоль оси скважины и неравномерна в направлении течения в пласте.

На основе GORM и CRM была разработана гибридная модель, позволяющая моделировать работу нефтяных горизонтальных скважин подгазовой зоны при наличии системы ППД, но при условии незначительной обводненности [25].

Алгоритм такой гибридной модели предусматривает два этапа вычислений. Первый этап состоит в вычислении на модели GORM для каждого момента времени конфигурации газонефтяного контакта (ГНК) в окрестности добывающей скважины — это позволяет определить объем свободного газа в зоне дренирования и его влияние на коэффициент продуктивности. Второй этап состоит в вычислении дебита нефти по модели CRM, используя объем зоны дренирования и коэффициент продуктивности, вычисленные по данным с первого этапа. Такой подход показал свою состоятельность на ретроспективных тестах, причем была установлена достаточная устойчивость прогнозного решения по отношению к длительности интервала настройки модели на фактические данные. В итоге разработанная гибридная модель позволила обосновать оптимальные технологические режимы скважин подгазовой зоны в формате ее периодической эксплуатации [26].

В статье [27] представлены результаты применения усовершенствованной гибридной модели газового конуса для изучения особенностей работы скважин подгазовой зоны при наличии системы ППД. Усовершенствование связано с учетом вероятностных закономерностей для управляющих параметров при решении оптимизационной задачи. Это позволило построить более достоверные модели и установить факторы, влияющие на эффективность добычи нефти. В частности, установлено, что система ППД оказывает положительное, но неравномерное влияние на газовый фактор — с уменьшением забойного давления газовый фактор слабее зависит от объема закачки воды. Вообще CRM-моделирование с учетом свободного газа — достаточно деликатный процесс. Так, игнорирование присутствия свободного газа в пластовых условиях при использовании стандартной модели CRMP на практике приводит к занижению коэффициентов взаимовлияния скважин. Это существенно искажает оценки непроницаемости и компенсации и, как следствие, затрудняет анализ состояния разработки. В [28] изложен метод, позволяющий частично исправить этот эффект за счёт более корректных оценок полного дебита жидкости в пластовых условиях, под которым понимается суммарный дебит воды, нефти и свободного газа. Данный метод предполагает

использование априорной информации о функциях относительной фазовой проницаемости (ОФП) в системах вода–нефть и нефть–газ, а также PVT-таблиц, задающих зависимость от пластового давления газосодержания нефти, объёмного коэффициента нефти и динамической вязкости нефти и газа. Метод может быть применим при следующих допущениях:

- для дебита газа справедлива формула притока к скважине, зависящая от пластового и забойного давлений линейно:

$$q_g = \bar{J} \frac{k_{rg}(S_g(P))}{\mu_g(P)} (P - P_{заб}) \quad (9)$$

(здесь $\bar{J}$ — стационарная часть коэффициента продуктивности, k_{rg} — ОФП по газу, μ_g — динамическая вязкость газа);

- средняя водонасыщенность в зоне дренирования — константа;
- для нефти и свободного газа справедливо крупномасштабное приближение [29];
- объёмы газа, добываемого из зоны дренирования, компенсируются из прилегающих областей пласта.

В условиях реального объекта разработки эти условия могут не выполняться в полной мере. В этом случае оценки суммарного дебита жидкости в пластовых условиях будут определяться с погрешностью. Более того, плотность смеси трёх флюидов не будет постоянной, что противоречит предположениям, используемым при выводе уравнения материального баланса, а следовательно, и модели CRMP. Тем не менее в этих условиях пользоваться формулой (3) можно, воспринимая её как некую регрессионную модель. В этом смысле модель CRMP можно сравнить с прокси-моделями, использующими одновременно как упрощённые физические постановки решаемой задачи, так и методы машинного обучения.

Для оценки полного дебита в пластовых условиях необходимо восстановить динамику среднего пластового давления в зонах дренирования добывающих скважин. Имея его оценку на первом шаге интервала адаптации модели, это можно сделать, опираясь на вышеупомянутую априорную информацию, соответствующий алгоритм изложен в [28]. Альтернативно динамику среднего пластового давления можно смоделировать с помощью формулы модели CRMP, записанной относительно пластового давления:

$$P_{пл}(t_n) = P_{пл}(t_0) e^{-\frac{t_n - t_0}{\tau}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right) \sum_{k=1}^n e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau}} \left(\frac{1}{J} \sum_{i=1}^N f_i(t_k) + P_{заб,k}\right). \quad (10)$$

Отметим, что в формуле (10) значение пластового давления на первом временном шаге ($P_{пл}(t_0)$) также предполагается известным. Таким образом, полный алгоритм оценки динамики среднего пластового давления в окрестности конкретной добывающей скважины предполагает перебор значений $P_{пл}(t_0)$ и оценку невязки в смысле L^2 между функциями $P_{пл}(t)$, полученными двумя разными способами. В качестве итогового решения используется вариант с минимальной невязкой. С помощью полученной функции $P_{пл}(t)$ и PVT-таблиц для каждого временного шага оцениваются объёмные коэффициенты нефти и газа, объёмы всех трёх фаз в пластовых условиях, а затем и полный дебит жидкости, который впоследствии используется в качестве исходных данных для оценки коэффициентов взаимовлияния с помощью модели CRMP.

Эффективность вышеизложенного метода уточнения коэффициентов взаимовлияния оценивалась посредством статистического численного эксперимента на данных, полученных с 78 синтетических ГДМ. В ГДМ намеренно имитировался различный уровень производительной закачки в пределах 50–100%. Каждый случай моделировался как традиционной моделью без учёта газовой фазы, так и новым методом. По итогам экспериментов средняя погрешность оценки производительной закачки снизилась за счёт использования нового подхода с 28,1 до 7,3%.

КАРТИРОВАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Мониторинг пластового давления является одной из важнейших задач анализа разработки нефтяных месторождений. Знание динамики среднего пластового давления в окрестностях скважин помогает вовремя принимать меры и избежать таких негативных эффектов, как падение дебитов добывающих скважин, резкое повышение обводнённости в них в результате автоматического (самопроизвольного) формирования трещин гидравлического разрыва пласта (автоГРП) и т.п. Одной из проблем, осложняющих задачу картирования пластовых давлений на практике, является проблема недостатка достоверных и актуальных данных о давлениях в окрестностях скважин. Изложенный в [30, 31] подход позволяет обеспечить такие данные с помощью модели CRMP-TM (Capacitance-Resistance Model + Tube Model), представляющей собой расширение модели CRMP за счёт новых

параметров — проводимостей между добывающими и нагнетательными скважинами. Помимо оперативности, такой подход обладает и другим существенным плюсом — для его реализации достаточно только промысловых данных и не требуется проведения гидродинамических исследований, предполагающих остановку скважин. Заметим, что при наличии адаптированной модели CRMP пластовое давление в зонах дренирования добывающих скважин может быть оценено по формулам (11), которые являются следствием (1) и (2):

$$\begin{aligned}\hat{P}_{D,j,t} &= \hat{P}_{wf,j,t} + \frac{q_{j,t}}{\hat{J}_j}, \\ \hat{P}_{C,j,t} &= \hat{P}_{C,j,t-1} + \frac{\sum_{i=1}^{N_I} f_{ij} l_{i,t} - q_{j,t}}{\hat{J}_j \tau_j}.\end{aligned}\quad (11)$$

Здесь $\hat{P}_{wf,j,t}$ — забойное давление j -й добывающей скважины на временном шаге t , $\hat{P}_{D,j,t}$ — среднее пластовое давление в зоне дренирования этой скважины на временном шаге t , выраженное из формулы притока жидкости к скважине, а $\hat{P}_{C,j,t}$ — аналогичная величина, выраженная исходя из уравнения материального баланса (1). Для получения оценок, аналогичных (11), но для нагнетательной скважины, согласно [30] требуется решить оптимизационную задачу с ЦФ:

$$\begin{aligned}F &= \omega \sum_{t=1}^{N_T} (\check{P}_{D,t} - \check{P}_{C,t})^2 + \\ &+ \sum_{j=1}^{N_J} \sum_{t=1}^{N_T} (T_j (\check{P}_{C,t} - \hat{P}_{D,j,t}) - f_j l_{j,t})^2 \rightarrow \min,\end{aligned}\quad (12)$$

где $f_j l_{j,t}$ — объём жидкости, поступающей в зону дренирования добывающей скважины на шаге t под действием рассматриваемой нагнетательной скважины, полученная с помощью модели CRMP, $T_j (\check{P}_{C,t} - \hat{P}_{D,j,t})$ — аналогичная оценка, выраженная через проводимость и разность пластовых давлений в окрестностях этих скважин, а величины $\check{P}_{D,t}$ и $\check{P}_{C,t}$ определяются формулами (13), выведенными для нагнетательной скважины по аналогии с (11):

$$\begin{aligned}\check{P}_{D,t} &= \check{P}_{wf,t} - \frac{l_t(1-\alpha)}{\check{J}}, \\ \check{P}_{C,t} &= \check{P}_{C,t-1} + \frac{l_t(1-\alpha) - \sum_{j=1}^{N_P} f_j l_{j,t}}{c V_p}.\end{aligned}\quad (13)$$

Здесь принципиальное отличие формул (13) от (11) — наличие параметра α , определяющего долю непроизводительной закачки для моделируемой нагнетательной скважины. По результатам решения задачи минимизации ЦФ (12) пластовые давления могут быть оценены для любого временного шага в окрестности всех скважин по формулам (11) и (13). Далее можно задать границы

исследуемой области, исключив из области моделируемого участка зоны дренирования скважин и задав на их границах найденные оценки пластового давления для фиксированного временного шага.

В полученной многосвязной области будут отсутствовать источники (стоки) и пластовое давление будет описываться уравнением Лапласа, решение которого и позволяет картировать пластовое давление на рассматриваемом временном шаге.

Для оценки эффективности рассмотренного метода проводились численные эксперименты, иллюстрированные на **рис. 1**, с использованием синтетических ГДМ и моделей CRMP-TM, настраиваемых на одних и тех же промысловых данных.

Результаты экспериментов в [31] показали высокую степень соответствия динамики и карт пластового давления, полученных с помощью CRMP-TM и по ГДМ. Также было продемонстрировано, что средняя MAPE-невязка для карт пластового давления составила менее 1% относительно карт, полученных с ГДМ.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ

Как следует из формул (1)–(3), модель CMRP сформулирована в однофазной постановке и, следовательно, она позволяет прогнозировать только дебит жидкости, в то время как для решения многих практически важных задач геолого-промыслового анализа требуется прогноз дебитов нефти. В публикациях о CRM для решения этой задачи часто предлагается использовать эмпирические формулы именных характеристик вытеснения Gentil или Koval либо модель BLBFFM, которая базируется на законе

сохранения массы и использовании функции Бакли–Левретта [4]. Однако у этих подходов есть общий недостаток — они не учитывают влияние каждой нагнетательной скважины в отдельности. Помимо этого, простые формулы характеристик, зависящие от малого числа параметров, не позволяют воспроизвести и прогнозировать немонотонную динамику обводнённости.

В [32, 33] подробно представлен принципиально новый авторский метод моделирования обводнённости, в рамках которого отдельно рассматривается поток жидкости между каждой парой взаимодействующих нагнетательных и добывающих скважин, причём каждому из них приписывается отдельная характеристика, т.е. функция, описывающая изменение доли нефти в потоке с течением времени (исходя из этого, метод был назван «мультихарактеристическим»). Каждая из таких функций зависит от двух неизвестных параметров, которые можно найти посредством решения соответствующей оптимизационной задачи. Как показали численные эксперименты, в случае если отдельные нагнетательные скважины оказывают неравномерное влияние на обводнённость за счёт различной величины приемистости и различных вовлекаемых запасов, такая обводнённость может демонстрировать немонотонную динамику (возрастать и убывать).

Предложенный метод в этих условиях демонстрирует достаточную гибкость и позволяет воспроизвести немонотонную функцию обводнённости с высокой точностью, **рис. 2**. Это обеспечивает лучшее качество настройки новой модели обводнённости и лучшую прогностическую способность в сравнении с традиционно применяемыми моделями.

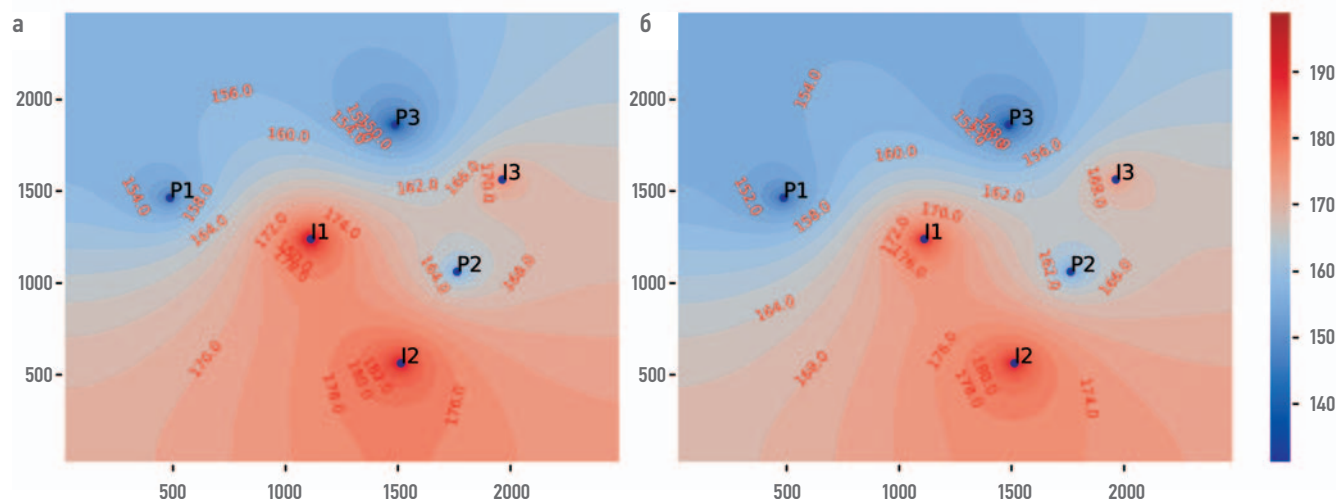


Рис. 1. Карты пластового давления: (а) построенная по ГДМ, (б) построенная по CRMP-TM [31]

Fig.1. Reservoir pressure grids calculated with synthetic grid based reservoir model (a) and CRMP-TM (b) [31]

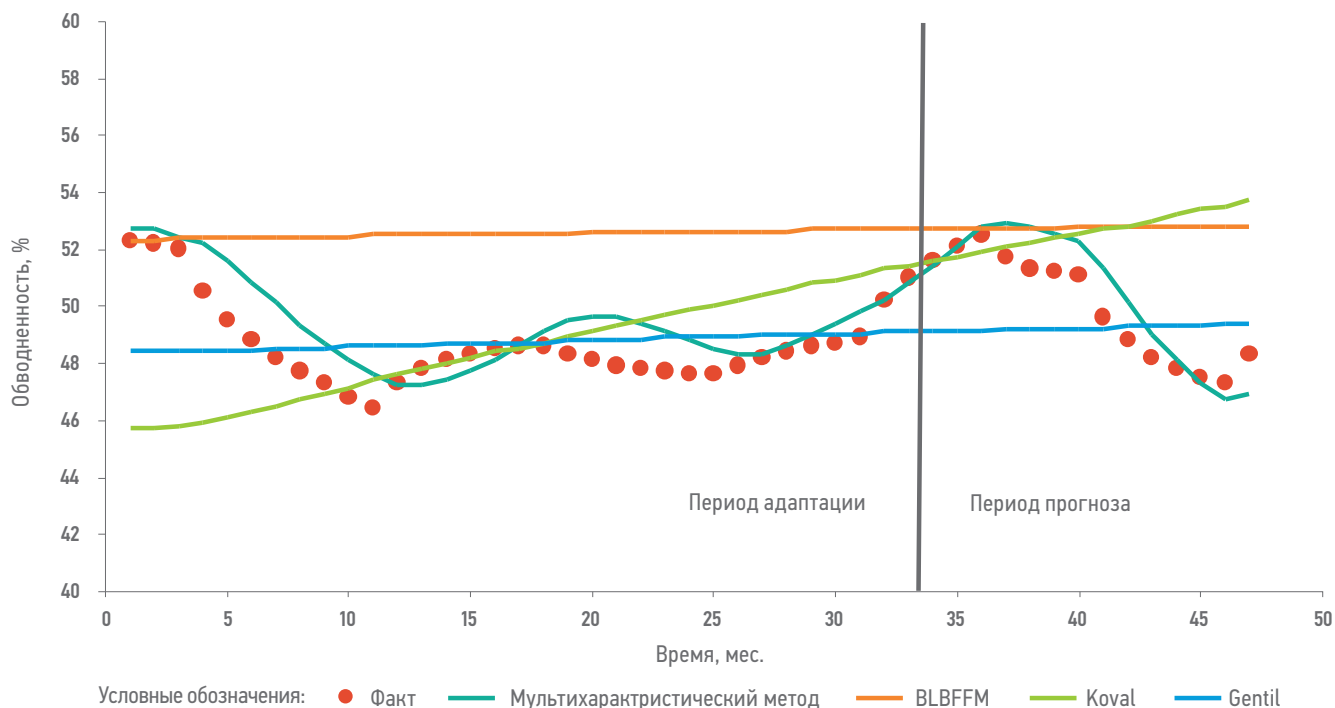


Рис. 2. Фактическая и расчетные динамики обводненности [32]
Fig. 2. History matching and forecast example for different water cut models [32]

УЧЕТ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Как известно, уравнения CRM получены при допущении о том, что параметры модели являются константами. Это накладывает существенные ограничения на применимость модели CRM для решения практических задач по причине того, что при добыче нефти на скважинах часто проводятся различные ГТМ, приводящие, например, к изменению картины взаимовлияния скважин. В работе [34] предложен подход к решению этой проблемы, в рамках которого рассматриваются два различных набора коэффициентов взаимовлияния: f_{ij}^- и f_{ij}^+ , которые описывают процессы фильтрации в пласте до и после ГТМ соответственно. При этом вводятся формулы, связывающие эти значения с помощью новых неизвестных параметров:

$$f_{ij}^+ = \beta_{ij} f_{ij}^- \quad (14)$$

Обозначая через x индекс добывающей скважины, на которой проведён ГТМ, и предполагая для окружающих её нагнетательных скважин пропорциональное изменение коэффициентов влияния на другие добывающие, можно получить формулу:

$$\beta_{ij} = 1 + \frac{f_{ix}^-}{1 - f_{ix}^-} (1 - \beta_{ix}). \quad (15)$$

Подстановка формул (14) и (15) в ЦФ модели CRMP усложняет задачу адаптации, т.к. число

параметров ЦФ увеличивается. При этом ЦФ перестаёт быть квадратичной при фиксированных t_j и, как следствие, применение описанного в [11] оперативного метода адаптации становится невозможным. В [35] предложен новый метод, позволяющий эффективно с вычислительной точки зрения решить поставленную задачу за счёт разбиения её на два этапа. Первый предполагает решение задачи адаптации модели CRMP, игнорируя факт наличия ГТМ. Полученные таким образом коэффициенты f_{ij} определяют «опорное решение задачи». Итоговое решение задачи определяется на втором этапе согласно формулам:

$$f_{ij}^- = b_{ij}^- f_{ij}, \quad f_{ij}^+ = b_{ij}^+ f_{ij}. \quad (16)$$

Как показано в [35], представленный подход позволяет свести исходную задачу адаптации к задаче квадратичного программирования с малым числом неизвестных. Более того, в этом же источнике изложен метод, позволяющий расширить возможности рассматриваемого в [34] подхода и корректно учитывать в рамках модели CRMP геолого-технологические мероприятия с затухающим эффектом.

Помимо корректировки коэффициентов взаимовлияния скважин, учет ГТМ в модели CRM может потребовать корректировки и параметра t . Это объясняется тем, что некоторые ГТМ, например ГРП, приводят к изменению коэффициента продуктивности скважины,

а эта величина, как следует из формулы (4), определяет константу времени τ . В этой связи предложена модификация модели CRM, позволяющая учитывать динамическое изменение параметра τ через функцию коэффициента продуктивности от времени

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) \frac{J_j(t_n)}{J_j(t_0)} e^{-\int_{t_0}^{t_n} \frac{J_j(t)}{C V_j} dt} + \frac{J_j(t_n)}{C V_j} e^{-\int_{t_0}^{t_n} \frac{J_j(t)}{C V_j} dt} \sum_{k=1}^n \left[\left(\sum_{i=1}^{N_{nj}} f_{ij} I_i^{(k)} - C V_j \frac{\Delta p_{wfj}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \int_{t_{k-1}}^{t_k} e^{\int_{t_0}^t \frac{J_j(t)}{C V_j} dt} dt \right]. \quad (17)$$

На рис. 3 [37] показан пример применения модифицированной модели CRM (17) в сравнении с применением исходной формулы (3). Как видно, обе модели позволяют воспроизвести фактическую динамику дебита жидкости на интервале адаптации модели, но совершенно по-разному ведут себя на этапе прогноза. Такой результат достигается за счет разных наборов параметров для этих моделей, идентифицированных на этапе адаптации. При этом очевидно, что учет влияния ГТМ на параметр τ , а также отдельно на коэффициент продуктивности позволяет более корректно определять коэффициенты взаимовлияния скважин [37].

В процессе разработки нефтяного месторождения еще одной задачей при учете ГТМ является оценка эффекта после конкретного мероприятия, притом на фоне других сопутствующих проводимых работ, которые проводятся одновременно как на рассматриваемой, так и на окружающих скважинах.

На практике для оперативной оценки базового уровня и эффективности ГТМ применяют эмпирические зависимости — кривые падения. Такие кривые позволяют оценить

[36], что позволяет не только описывать последствия проведенных мероприятий, но и прогнозировать возможные изменения в будущем. Модифицированная формула для модели CRMP имеет вид:

полный эффект как за счет интенсификации, так и за счет изменения обводненности, но не позволяют разделить его на составляющие, оказывающие влияние на базовый дебит жидкости за счет изменения забойного давления и изменения приемистости окружающих нагнетательных скважин.

Зачастую после проведения ГРП или ОПЗ оптимизируют забойное давление и увеличивают приёмистость окружающих нагнетательных скважин с целью поддержания возросших отборов. Однако такая синергия мероприятий не позволяет оценить истинный эффект от увеличения продуктивности и его длительность.

В этой связи для расчета базовой и фактической добычи авторами в [38] предлагается использование модели CRM, согласно которой возможно разделить влияние изменения забойного давления и закачки. Это осуществляется настройкой модели CRM на историю до мероприятия, в том числе с определением базовой продуктивности J из формулы (3).

Разделение эффекта на составляющие позволяет при необходимости вовремя

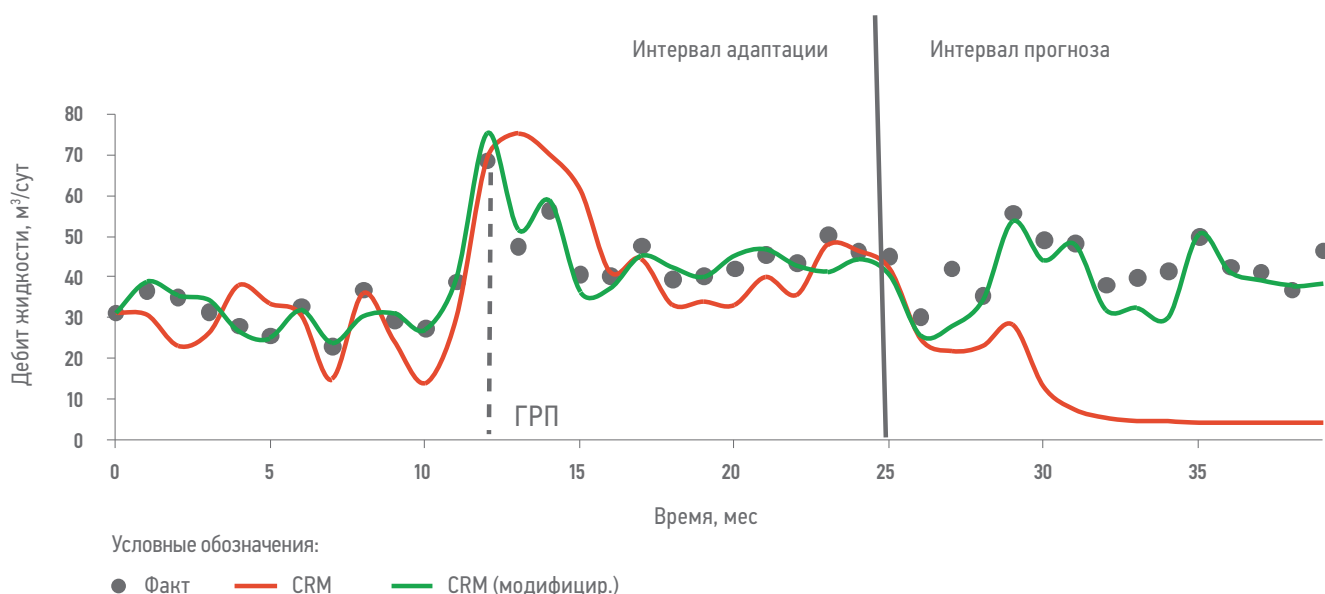


Рис. 3. Сравнение результатов применения модели CRM до и после ее модификации [37]
Fig. 3. Comparison of the results of applying the CRM model before and after its modification [37]

спланировать повторные мероприятия, а в случаях низкой эффективности ГТМ понять причины такой ситуации, и, что не менее важно, управлять эффективностью сопутствующих мероприятий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные методы решения актуальных задач сопровождения разработки нефтяных и газонефтяных залежей созданы на основе моделей семейства CRM и применяются в практической деятельности, преимущественно для оперативного анализа и оптимизации заводнения. Помимо высокой практической значимости, разработанные методы позволяют совершенно по-новому выстроить процесс математического моделирования разработки, а именно в формате МУМ. Концепция МУМ предложена в [10] и представляет собой совокупность многомасштабного и иерархического моделирования, причем применительно к интеллектуальной системе поддержки принятия решений (СППР).

В нашем понимании такая СППР должна включать в себя взаимосвязанные модели различных типов. И, исходя из имеющегося опыта [39] применения моделей разных

типов, можно уверенно говорить, что предложенная концепция МУМ может быть реализована. Однако для ее успешного функционирования необходима не только эффективная техническая реализация, но и предварительное решение ряда научных задач.

К настоящему времени у авторов настоящей статьи имеются ряд перспективных результатов в этом направлении, в т.ч. по следующим задачам:

- исследование трансформации параметров моделей при иерархическом моделировании (на примере CRM — 2D ГДМ) [40];
- исследование возможности идентификации полей проводимости по данным о взаимовлиянии скважин, полученным на CRM-модели [41];
- исследование применения многомасштабного моделирования для переноса ОФП с масштаба ячеек ГДМ на масштаб расчетных ячеек ГДМ [42].

Таким образом, CRM-моделирование с учетом его функциональных возможностей способно сыграть ключевую роль в технологии МУМ для существенного повышения качества принимаемых решений при разработке месторождений и обеспечения вероятностного характера этих решений, что принципиально важно, учитывая колоссальную неопределенность объектов моделирования.

Список литературы

1. Поспелова Т.А., Степанов С.В., Стрекалов А.В., Соколов С.В. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений. — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2021. — 427 с.
2. Bahrami P., Sahari Moghaddam F., James L.A. A Review of Proxy Modeling Highlighting Applications for Reservoir Engineering. *Energies*, 2022, no. 15, p. 5247. <https://doi.org/10.3390/en15145247>
3. Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. — 300 с. <https://doi.org/10.54744/TNSC.2021.53.50.001/>
4. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, 2018, no. 11, pp. 3368. <https://doi.org/10.3390/en11123368>
5. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods. Ph.D. Dissertation. The University of Texas at Austin, Austin, Texas, 2008.
6. Зеленин Д.В., Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Исследование механизмов учета взаимовлияния скважин при использовании различных методов математического моделирования // Нефтепромышленное дело. — 2019. — № 12. — С. 39–45. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12\(612\)-39-45](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12(612)-39-45).
7. Ручкин А.А., Степанов С.В., Ниязев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование / Нефть, газ, энергетика. — 2018. — Т. 4, № 4. — С. 148–168. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168/>
8. Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Ниязев А.В., Корытов А.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2018. — Т. 4, № 3. — С. 146–164. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>
9. Шевцов Н.О., Степанов С.В., Поспелова Т.А. Исследование прогностической способности численной и аналитической моделей на примере оценки взаимовлияния скважин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2020. — Т. 6, № 3(23). — С. 131–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142/>
10. Степанов С.В., Глухих И.Н., Архиповский А.В. Концепция многоуровневого моделирования как основа системы поддержки принятия решений при разработке нефтяных месторождений на поздней стадии // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 12. — С. 112–117. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-112-117>
11. Бекман А.Д., Степанов С.В., Ручкин А.А., Зеленин Д.В. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2019. — Т. 5, № 3. — С. 164–185. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185>

12. Тырсин А.Н., Степанов С.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д. Повышение достоверности моделирования взаимовлияния скважин для анализа эффективности системы заводнения // Математическое моделирование. — 2023. — Т. 35, № 6. — С. 63–80. <https://doi.org/10.20948/mm-2023-06-05>
13. Степанов С.В., Тырсин А.Н., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяное хозяйство. — 2020 — № 6. — С. 62–67. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-62-67>
14. Тырсин А.Н. Векторное энтропийное моделирование многомерных стохастических систем. — М.: Наука, 2022. — 231 с.
15. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Степанов С.В. Использование материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 12. — С. 56–60.
16. Степанов С.В., Васильев В.В., Алтунин А.Е. Усовершенствованный аналитический метод разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной совместной разработке // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 11. — С. 27–31
17. Степанов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В. Аналитический метод разделения добычи жидкости и нефти по пластам при их совместной разработке // Нефтепромысловое дело. — 2018. — № 2. — С. 10–17. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-2-10-17>
18. Соколов С.В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений. — СПб.: Наука, 2008. — 200 с.
19. Бекман А.Д. Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2021. — Т. 7, № 3. — С. 106–122. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122>
20. Mamghaderi A., Bastami A., Pourafshary P. Optimization of waterflooding performance in a layered reservoir using a combination of capacitance-resistive model and genetic algorithm method. J. Energy Resour. Technol. Mar 2013, no. 135(1), pp. 013102 (9 pages). <https://doi.org/10.1115/1.4007767>
21. Moreno G.A. Multilayer capacitance-resistance model with dynamic connectivities. J. Pet. Sci. Eng. Sep 2013, pp. 298–307. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.009>
22. Mamghaderi A., Pourafshary P. Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model. J. Pet. Sci. Eng. 2013, no. 108, pp. 107–117. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.06.006>
23. Иванцов Н.Н., Степанов С.В., Степанов А.В., Бухалов И.С. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти. Часть 1. Конусообразование // Нефтепромысловое дело. — 2015. — № 6. — С. 52–58.
24. Mjaavatten A. et al. A Model for Gas Coning and Rate — Dependent Gas Oil Ratio in an Oil-Rim Reservoir. SPE 102390. 2006. <https://doi.org/10.2118/102390-MS>
25. Степанов С.В., Степанов А.В., Елецкий С.В. Численно-аналитический подход к решению задачи оперативно-го прогнозирования работы нефтяной скважины в условиях образования газового конуса // Нефтепромысловое дело. — 2013. — № 2. — С. 53–58.
26. Степанов С.В., Гринченко В.А., Степанов А.В., Анурьев Д.А., Долгов И.А. Сопровождение разработки подгазовой зоны с использованием различных видов гидродинамического моделирования на примере Верхнеконского месторождения // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». — 2013. — № 4. — С. 38–45.
27. Степанов С.В., Смирнов А.С. Расчетно-параметрический анализ работы нефтяных скважин подгазовой зоны Верхнеконского месторождения на основе численно-аналитической модели // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 10(016). — С. 72–77.
28. Бекман А.Д. Метод оценки взаимовлияния скважин подгазовой зоны на основе модели материального баланса CRM / Бекман А. Д., Ручкин А. А. // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2024. — Т. 10, № 1(37). — С. 155–173. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-155-173>
29. Баренблатт П.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984. — 211 с.
30. Бекман А.Д. Использование расширенной CRMP-модели для картирования пластового давления / А.Д. Бекман, Д.В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2021. — Т. 7, № 4(28). — С. 163–180. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180>
31. Бекман А.Д. Улучшение качества картирования пластового давления за счет регуляризации задачи адаптации модели CRMP-ТМ // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2022. — Т. 8, № 4(32). — С. 125–143. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-4-125-143>
32. Бекман А.Д. Новая двухфазная емкостно-резистивная прокси-модель процесса разработки нефтяного месторождения // Математическое моделирование. — 2023. — Т. 35, № 5. — С. 47–61. <https://doi.org/10.20948/mm-2023-05-04>
33. Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2020. — Т. 6, № 1(21). — С. 192–207. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207>
34. Губанова А.Е., Хабибуллин Б.А., Орлов Д.М., Коротеев Д.А. Модифицированная модель материального баланса CR типа для прогноза добычи углеводородов с учётом геолого-технологических мероприятий // Российская нефтегазовая техническая конференция. 2021. SPE-206511-MS. <https://doi.org/10.2118/206511-MS>
35. Бекман А.Д. Учет геолого-технических мероприятий при моделировании разработки нефтяной залежи методом материального баланса // Математическое моделирование. — 2022. — Т. 34, № 6. — С. 22–36. <https://doi.org/10.20948/mm-2022-06-02>
36. Шевцов Н.О., Степанов С.В. Совершенствование модели материального баланса для учета изменения коэффициента продуктивности скважин // Математическое моделирование. — 2022. — Т. 34, № 2. — С. 3–16. <https://doi.org/10.20948/mm-2022-02-01>
37. Шевцов Н.О. Модификация модели материального баланса CRM для решения задач оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. — 2023. — № 11(659). — С. 20–27.
38. Аржиловский А.В., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Поспелова Т.А., Бекман А.Д. К вопросу разделения эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки // Нефтяная провинция. — 2020. — № 3. — С. 99–112. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.99-112>
39. Степанов С.В., Аржиловский А.В. О повышении качества математического моделирования при решении задач сопровождения разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 4. — С. 56–60. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-56-60>
40. Бекман А.Д. К вопросу о закономерностях в трансформации параметров относительной фазовой проницаемости при изменении размерности модели нефтяного пласта / А. Д. Бекман, С. В. Степанов, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. — 2023. — Т. 9, № 3(35). — С. 148–160. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-148-160>

41. Шевцов Н.О., Степанов С.В. Исследование связи коэффициентов взаимовлияния скважин в модели CRM с полем проводимости в рамках иерархического подхода к моделированию // Нефтепромышленное дело. — 2024. — № 7(667). — С. 20–25.
42. Степанов С.В., Лопатина Е.С., Загоревский М.А., Зубарева И.А. Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора полимера // Автоматизация и информатизация ТЭК. — 2024. — № 7(612). — С. 51–60.

References

1. Pospelova T.A., Stepanov S.V., Strekalov A.V., Sokolov S.V. *Matematicheskoye modelirovaniye dlya prinyatiya resheniy po razrabotke mestorozhdeniy* [Mathematical modeling for decision-making on field development]. Moscow: Nedra PH, 2021. 427 p. (In Russ.)
2. Bahrani P., Sahari Moghaddam F., James L.A. A Review of Proxy Modeling Highlighting Applications for Reservoir Engineering. *Energies*. 2022, no. 15, p. 5247. <https://doi.org/10.3390/en15145247>
3. Stepanov S.V., Bekman A.D., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. *Soprovozhdeniye razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy s ispol'zovaniyem modeley CRM* [Supporting the development of oil fields using CRM models]. Tyumen: IPC Express. 2021. 300 p. (In Russ.) <https://doi.org/10.54744/TNSC.2021.53.50.001>
4. Holanda R.W.D., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A State-of-the-Art Literature Review on Capacitance Resistance Models for Reservoir Characterization and Performance Forecasting. *Energies*, 2018, no. 11, p. 3368. <https://doi.org/10.3390/en1123368>.
5. Sayarpour M. *Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods*. Ph.D. Dissertation. The University of Texas at Austin, Austin, Texas, 2008.
6. Zelenin D.V., Stepanov S.V., Bekman A.D., Ruchkin, A.A. Studying the mechanisms for accounting for the well interference using various methods of mathematical modeling. *Neftpromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 2019, no. 12, pp. 39–45. (In Russ.) [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12\(612\)-39-45](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-12(612)-39-45)
7. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. Applying crm model to study well interference. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]. 2018, vol. 4, no. 4, pp. 148–168. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168>
8. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Knyazev A.V., Korytov A.V. Considerations on Mathematical Modeling of Producer-Injector Interference. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]. 2018, vol. 4, no. 3, pp. 146–164. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>
9. Shevtsov N. O., Stepanov S. V., Pospelova T. A. The study of the predictive ability of numerical and analytical models (the case of mutual well impact evaluation). *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]. 2020, vol. 6, no. 3(23), pp. 131–142. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142>
10. Stepanov S.V., Glukhikh I.N., Arzhilovsky A.V. The concept of multilevel modeling as a basis for a decision support system for brown oil field development. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil Industry]. 2023, no. 12, pp. 112–117. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-12-112-117>
11. Bekman A. D., Stepanov S. V., Ruchkin A. A., Zelenin D. V. A new algorithm for finding CRM-model coefficients. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]. 2019, vol. 5, no. 3, pp. 164–185. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185>
12. Tyrsin A.N., Stepanov S.V., Ruchkin A.A., Bekman A.D. Increasing the Reliability of Well Interaction Modeling for the Analysis of the Efficiency of the Flooding System. *Matematicheskoye modelirovaniye* [Mathematical modeling]. 2023, no. 15, pp. 1092–1103. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S2070048223060170>.
13. Stepanov S.V., Tyrsin A.N., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the water-flooding system. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil Industry]. 2020. vol. 06, pp. 62–67. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-6-62-67>.
14. Tyrsin A.N. *Vektornoye entropiynoye modelirovaniye mnogomernykh stokhasticheskikh sistem* [Vector entropy modeling of multidimensional stochastic systems]. Moscow: Science, 2022. 231 p. (In Russ.)
15. Altunin A.E., Semukhin M.V., Stepanov S.V. Using the material balance and the fuzzy sets theory to solve the problems of recovery separation at simultaneous development of several reservoirs. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil Industry]. 2012, no. 5, pp. 56–60. (In Russ.)
16. Stepanov S.V., Vasiliev V.V., Altunin A.E. Improved analytical method for splitting production and injection among reservoirs during commingled development. *Neftyanoye khozyaystvo* [Oil Industry]. 2015, no. 11, pp. 27–31. (In Russ.)
17. Stepanov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V. Analytical method for splitting liquid and oil production among reservoirs during commingled development. *Neftpromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 2018, no. 2, pp. 10–17. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-2-10-17>
18. Sokolov S.V. *Praktika proyektirovaniya, analiza i modelirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Practice of designing, analyzing, and modeling the development of oil fields]. St. Petersburg: Nauka, 2008, 200 p. (In Russ.)
19. Bekman A.D. New method for splitting production and injection in joint wells using modified crm model. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]. 2021, vol. 7, no. 3, pp. 106–122. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122>
20. Mamghaderi A., Bastami A., Pourafshary P. Optimization of waterflooding performance in a layered reservoir using a combination of capacitance-resistive model and genetic algorithm method. *J. Energy Resour. Technol.* Mar 2013, no. 135(1), pp. 013102–013111. <https://doi.org/10.1115/1.4007767>
21. Moreno G.A. Multilayer capacitance-resistance model with dynamic connectivities. *J. Pet. Sci. Eng.* Sep 2013, pp. 298–307. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.009>
22. Mamghaderi A., Pourafshary P. Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model. *J. Pet. Sci. Eng.* 2013, no. 108, pp. 107–117. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.06.006>
23. Ivantsov N.N., Stepanov S.V., Stepanov A.V., Bukhalov I.S. Assessment of Possibilities of Hydrodynamic Simulators to Imitate the Development of High-viscous Oil Fields. Part 1. Coning. *Neftpromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 2015, no. 6, pp. 52–58. (In Russ.)
24. Mjaavatten A. et al. A Model for Gas Coning and Rate — Dependent Gas Oil Ratio in an Oil-Rim Reservoir. *SPE* 102390. 2006. <https://doi.org/10.2118/102390-MS>
25. Stepanov S.V., Stepanov A.V., Yeletsky S.V. Numerical and analytical approach to solving the problem of quick estimation of oil well operation under conditions of gas coning. *Neftpromyslovoye delo* [Oilfield Engineering]. 2013, no. 2, pp. 53–58. (In Russ.)

26. Stepanov S.V., Grinchenko V.A., Stepanov A.V., Anurev D.A., Dolgov I.A. A case study of Verkhnechonskoye field to support the development of the gas-cap zone using various types of flow simulation. *Nauchno-tehnicheskiy vestnik OAO NK «Rosneft» [Rosneft Scientific and Technical Bulletin]*. 2013, no. 4, pp. 38–45. (In Russ.)
27. Stepanov S.V., Smirnov A.S. Computation and parametric analysis of the operation of oil wells in the under-gas-cap zone of the Verkhnechonskoye field based on a numerical-analytical model. *Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry]*. 2016, no. 10, pp. 72–77. (In Russ.)
28. Bekman A. D., Ruchkin A. A. Method for assessing well interference at under-gas cap zone using CRM material balance model. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]*. 2024, vol. 10, no. 1(37), pp. 155–173. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-155-173>
29. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Dvizheniye zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh [Movement of liquids and gases in natural reservoirs]*. Moscow. Nedra, 1984. 211 p. (In Russ.)
30. Bekman A.D., Zelenin D.V. Application of advanced CRMP for reservoir pressure mapping. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]*. 2021, vol. 7, no. 4(28), pp. 163–180. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180>
31. Bekman A. D. Improving the quality of reservoir pressure gridding by regularizing the CRMP-TM history matching problem. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]*. 2022, vol. 8, no. 4(32), pp. 125–143. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-4-125-143>
32. Bekman A. D. The New CRM-Like Two-Phase Proxy Model for the Oil Field Development Process. *Matematicheskoye modelirovaniye [Mathematical modeling]*. 2023, no. 15, pp. 999–1007. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S2070048223060078>
33. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]*. 2020, vol. 6, no. 1(21), pp. 192–207. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207>
34. Gubanova A.E., Khabibullin B.A., Orlov D.M., Koroteev D.A. *Modifitsirovannaya model' material'nogo balansa CR tipa dlya prognoza dobychi uglevodorodov s uchotom geologo-tehnologicheskikh meropriyatiy [Modified CR-Type Material Balance Model for Well Production Forecasts in Case of Well Treatments]*. SPE-206511-MS. 2021. <https://doi.org/10.2118/206511-MS>
35. Bekman A.D. Accounting for stimulation treatments in modeling of oil reservoirs development using the material balance method. *Matematicheskoye modelirovaniye [Mathematical modeling]*. 2022, no. 15, pp. 13–22. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S2070048223010027>
36. Shevtsov N.O., Stepanov S.V. Development of the Material Balance Model for Consideration of Wells Productivity Index Changes. *Matematicheskoye modelirovaniye [Mathematical modeling]*. 2022, no. 14, pp. 691–699. (In Russ.) <https://doi.org/10.20948/mm-2022-02-01>
37. Shevtsov N.O., Modification of the Capacitance Resistive Model (CRM) for solving optimization problems of oil fields development. *Neftpromyslovoye delo [Oilfield Engineering]*. 2023, no. 11(659), pp. 20–27. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-11\(659\)-20-27](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-11(659)-20-27)
38. Arzhilovsky A.V., Zelenin D.V., Ruchkin A.A., Pospelova T.A., Bekman A.D. On separation of EOR /well stimulation effects with consideration of injection effect. *Neftyanaya provintsia [Oil Province]*. 2020, no. 3, pp. 99–112. (In Russ.) <https://doi.org/10.25689/NP2020.3.99-112>
39. Stepanov S.V., Arzhilovsky A.V. Improving the quality of mathematical modeling in solving problems of supporting the development of oil fields. *Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry]*. 2023, no. 4, pp. 56–60. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-56-60>
40. Bekman A.D., Stepanov S. V., Zelenin D. V. On the question of the regularities in the transformation of the parameters of the relative phase permeability with a change in the dimension of the oil reservoir model. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye / Neft', gaz, energetika [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy]*. 2023, vol. 9, no. 3(35), pp. 148–160. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-148-160>
41. Shevtsov N.O., Stepanov S.V. Research of the relationship of wells interaction coefficients in the CRM with the hydraulic conductivity field within the framework of a hierarchical modeling approach. *Neftpromyslovoye delo [Oilfield Engineering]*. 2024, no. 7(667), pp. 20–25. (In Russ.)
42. Stepanov S.V., Lopatina E.S., Zagorovsky M.A., Zubareva I.A. Multiscale modeling of high-viscous oil production during injection of water and polymer solution. *Avtomatizatsiya i informatizatsiya TEK [Automation and informatization of the fuel and energy complex]*. 2024, no. 7(612), pp. 51–60. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

С.В. Степанов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Ручкин — принял участие в написании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Sergey V. Stepanov — developed the article general concept, prepared the text of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander A. Ruchkin — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

А.Д. Бекман — принял участие в написании разделов, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.О. Шевцов — принял участие в редактировании статьи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.В. Зеленин — принял участие в редактировании разделов и заключения, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexander D. Bekman — took part in editing of the article main parts and conclusion, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Nikita O. Shevtsov — took part in editing of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Dmitry V. Zelenin — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сергей Викторович Степанов* — доктор технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», НК «Роснефть»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42.
e-mail: SVStepanov@tnnc.rosneft.ru
SPIN-код: 4736-5201

Sergey V. Stepanov* — Dr. Sci. (Tech.), Senior expert, "Tyumen Petroleum Research Center" LLC, Rosneft
42, M. Gorkogo str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: SVStepanov@tnnc.rosneft.ru
SPIN-code: 4736-5201

Александр Альфредович Ручкин — кандидат технических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», НК «Роснефть»

Aleksander A. Ruchkin — Cand. Sci. (Tech.), Senior expert, "Tyumen Petroleum Research Center" LLC, Rosneft

Александр Дмитриевич Бекман — кандидат физико-математических наук, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», НК «Роснефть»

Aleksander D. Bekman — Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior project engineer, "Tyumen Petroleum Research" Center LLC, Rosneft

Никита Олегович Шевцов — главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», НК «Роснефть»

Nikita O. Shevtsov — Senior specialist, "Tyumen Petroleum Research Center" LLC, Rosneft

Дмитрий Валерьевич Зеленин — менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», НК «Роснефть»

Dmitry V. Zelenin — Manager, "Tyumen Petroleum Research Center" LLC, Rosneft

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author