

## Метод оценки взаимовлияния скважин подгазовой зоны на основе модели материального баланса CRM

Александр Дмитриевич Бекман<sup>✉</sup>, Александр Альфредович Ручкин

Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия  
Контакт для переписки: [adbekman@tnnc.rosneft.ru](mailto:adbekman@tnnc.rosneft.ru)<sup>✉</sup>

**Аннотация.** Оптимизация режимов работы нагнетательного фонда является перво-степенной задачей при проектировании разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки. Для подбора оптимальных приемистостей используются решения оптимизационной задачи на основе аналитической модели CRM. Модели CRM, базирующиеся на аналитическом решении уравнения материального баланса слабосжимаемых флюидов, за счет своей быстроты могут использоваться в качестве альтернативы гидродинамическим моделям при решении ряда задач сопровождения разработки нефтяных месторождений. Основная задача моделей CRM — определение коэффициентов взаимовлияния скважин, т. е. долей добытой жидкости за счет закачки от конкретной нагнетательной скважины. Указанные коэффициенты можно использовать для анализа заводнения и выработки решений по оптимизации заводнения.

В то же время в ряде случаев пластовые флюиды могут иметь высокое газосодержание, что является классическим ограничением модели CRM и приводит к занижению коэффициентов взаимовлияния при оценке эффективной закачки. В настоящей статье предложен подход к решению проблем искажения таких коэффициентов, и впервые в практике применения CRM-модель адаптирована для использования в случае высокого газового фактора продукции скважин, благодаря чему она имеет перспективы применения в подгазовых зонах. Это достигается учетом в уравнениях физических свойств газа и их поведения при пластовых условиях. Усложнение алгоритмов незначительно повлияло на скорость расчетов, но позволило выполнять настройку модели отдельно и совместно по жидкой и газовой фазам флюидов. Усовершенствованная таким образом классическая модель CRM позволила значительно расширить область применения оперативных инструментов анализа заводнения для оценки текущей ситуации.

Не менее сложной и актуальной является проблема прогноза добычи выделенного из нефти газа в условиях упомянутых ранее подгазовых зон, поскольку это предполагает необходимость расчета будущего пластового давления. Решению этого вопроса авторы намерены посвятить следующую публикацию, учитывая предложенный в настоящей статье новый метод оценки пластового давления по модели CRM.

**Ключевые слова:** CRM, capacitance resistance model, взаимовлияние скважин, высокий газовый фактор, подгазовая зона, материальный баланс

**Цитирование:** Бекман А. Д., Ручкин А. А. 2024. Метод оценки взаимовлияния скважин подгазовой зоны на основе модели материального баланса CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 1 (37). С. 155–173. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-155-173>

Поступила 27.11.2023; одобрена 31.01.2024; принята 22.03.2024

## Method for assessing well interference at under-gas cap zone using CRM material balance model

Alexander D. Bekman , Alexander A. Ruchkin

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia  
Corresponding author: [adbekman@tnnc.rosneft.ru](mailto:adbekman@tnnc.rosneft.ru) 

**Abstract.** Optimization of injection operation conditions is a primary task when designing the development of mature oil fields. To select optimal injectivities, solutions to the optimization problem based on a CRM (capacitance resistance model) analytical model are used. CRM models based on analytical solutions of the material balance equations of weakly compressible fluids due to their speed can be used as an alternative to flow simulation models in solving a number of problems to support oil field development. The main task of CRM models is to determine the well interference factor, i.e. the share of fluid produced due to a particular injection well. These factors can be used to analyze waterflooding and develop solutions for waterflood optimization.

At the same time, in some cases reservoir fluids may have high gas content, which is a classical limitation of a CRM model and leads to underestimation of the interference factors when estimating the injection performance. In this paper, the authors

propose an approach to solve the problems of distortion of such factors, and for the first time in CRM application practice a model has been adapted for use in the conditions of high GORs and has a potential for being applied for under-gas cap zones. This is achieved by including in the equations the physical properties of gas and their behavior under reservoir conditions. The complication of algorithms did not significantly affect the model run time, but allowed to match the model both separately and jointly for liquid and gas phases. Thus, the improved classical CRM model has significantly expanded the scope of application of operational waterflood analysis tools for assessing the current situation.

No less complicated and urgent is the problem of forecasting the production of gas liberated in the conditions of the previously mentioned under-gas-cap zones, because it implies the need to estimate the future reservoir pressure. The authors intend to devote the next paper to finding a solution to this issue, taking into account the proposed new method of reservoir pressure estimation using a CRM model.

**Keywords:** CRM, capacitance resistance model, well interference, high gas oil ratio (GOR), under-gas cap zone, material balance

**Citation:** Bekman, A. D., & Ruchkin, A. A. (2024). Method for assessing well interference at under-gas cap zone using CRM material balance model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 10(1), 155–173. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-1-155-173>

Received Nov. 27, 2023; Reviewed Jan. 31, 2024; Accepted Mar. 22, 2024

## Введение

Одна из важных тенденций научных исследований в области анализа разработки месторождений углеводородов связана с так называемыми прокси-моделями, т. е. упрощенными (по сравнению с традиционно применяемыми гидродинамическими 3D-моделями) математическими моделями, позволяющими оперативно решать ряд практически важных задач [Mohaghegh и др., 2012; Афанаскин и др., 2016; Степанов и др., 2018; Бекман и др., 2019; Данько и др., 2019; Афанаскин и др., 2020а, 2020б; Бекман и др., 2020; Поспелова и др., 2020; Бекман, 2021; Бекман, Зеленин, 2021; Велуаков и др., 2021; Бекман, 2022]. Так, среди прокси-моделей выгодно выделяются модели материального баланса семейства CRM (capitance resistance model) как физически содержательные, удобные для анализа и вместе с тем нетребовательные к вычислительным ресурсам и временным затратам [Holanda и др., 2015; Holanda и др., 2018; Бекман и др., 2019]. При этом у таких моделей наряду с перечисленными преимуществами имеется существенное ограничение, препятствующее их широкому применению. Оно связано с предположениями, вводимыми при формулировке математической модели, и в особенности с требованием, что плотность добываемой смеси флюидов можно считать постоянной, а общую сжимаемость этой смеси — достаточно малой величиной [Sayarpour, 2008; Alghamdi и др., 2021].

Это требование, очевидно, в общем случае не выполняется, если речь идет о скважинах подгазовой зоны, добывающих, помимо нефти и воды, природный газ. Опыт показывает, что применение классических моделей CRM в этих случаях, как правило, не позволяет получить адекватных прогнозов. В качестве исключения можно привести результаты применения гибридной модели, состоящей из модели газового конуса GORM и модели CRM. Такая модель позволяет моделировать работу горизонтальных нефтяных скважин в подгазовой зоне и учитывать влияние заводнения, но ее применение возможно только для горизонтальных скважин и при небольшой обводненности [Степанов и др., 2013]. Для случая газовой залежи модифицированная модель CRM рассмотрена в статье И. В. Афанаскина и др. [2023]. Кроме того, И. В. Байковым с соавторами [2021] был описан подход для нефтегазового месторождения в условиях бажендовской свиты, однако некоторые предположения вызывают сомнения в возможности применения подхода для широкого круга задач. В общем же случае сложность настройки модели CRM и получения достоверных прогнозов можно объяснить тем, что плотность нефти и ее объемный коэффициент (отношение между объемом в пластовых и нормальных условиях) будут существенно меняться в соответствии с количеством растворенного в ней газа, которое, в свою очередь, зависит от динамики пластового давления. С другой стороны, отсутствие учета объемов добываемого свободного газа в пластовых условиях заведомо искажает параметры модели и базирующийся на них анализ состояния разработки пласта: объемы добываемых флюидов оказываются меньше объемов закачиваемой воды, что может привести к ложным выводам, например, о том, что работа нагнетательных скважин неэффективна, т. е. часть закачиваемой воды попадает не в целевой пласт. Решению последней обозначенной проблемы посвящена настоящая статья.

## Методы

Основу моделей CRM составляют уравнение материального баланса и формула Дюпюи. Уравнение материального баланса может быть записано в виде:

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

где  $c_t$  — полная сжимаемость системы «порода — флюиды»,  $V_p$  — наблюдаемый поровый объем,  $\bar{p}$  — среднее пластовое давление,  $i(t)$  и  $q(t)$  — закачка и добыча из наблюдаемого объема соответственно,  $t$  — время.

Формула Дюпюи имеет вид:

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

где  $p_{заб}$  — забойное давление,  $J$  — коэффициент продуктивности добывающей скважины.

Из этих двух формул выводится формула дебита жидкости в пластовых условиях [Sayarrou, 2008], причем для разных типов моделей CRM она может быть различной, т. к. зависит от принимаемых предположений относительно моделируемого объекта. В частности, наиболее удобной для практического использования, по мнению авторов настоящей статьи, является модель CRMP [Alghamdi и др., 2021] как обеспечивающая

достаточно точные прогнозы при небольшом (относительно других моделей CRM) числе параметров.

Формула дебита жидкости для модели CRMP имеет вид:

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

где  $j$  — номер скважины,  $t_n$  —  $n$ -й шаг рассматриваемого интервала истории разработки. Известными величинами здесь являются:  $q_j(t_0)$  — дебит скважины в начальный момент времени;  $I_{i,k}$  — приемистость  $i$ -й нагнетательной скважины на  $k$ -м временном шаге;  $p_{j,k}$  — забойное давление в  $j$ -й добывающей скважине на  $k$ -м временном шаге. Неизвестными параметрами модели являются:  $\tau_j = (c_{t_j} V_{p,j})/J_j$  — обратный коэффициент падения добычи, сут;  $J_j$  — коэффициент продуктивности, м<sup>3</sup>/(сут · бар);  $e_j$  — интенсивность аквифера;  $f_{ij}$  — коэффициент взаимного влияния между  $j$ -й добывающей и  $i$ -й нагнетательной скважиной. Значения неизвестных параметров для конкретного исследуемого объекта определяются исходя из минимизации невязок между модельными значениями  $q_j(t_n)$  и фактически наблюдаемыми  $\tilde{q}_{j,n}$  на некотором временном интервале:

$$F = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{n=1}^T \left( \tilde{q}_{j,n} - q_j(t_n) \right)^2. \quad (4)$$

Применение модели CRMP для подгазовых зон сопряжено с рядом трудностей:

1. Очевидно, что общая сжимаемость системы  $c_{t_j}$  в окрестности конкретной добывающей скважины может существенно меняться в зависимости от того, какую долю  $V_{p,j}$  занимает тот или иной флюид. В частности, существенное влияние будет оказывать доля свободного газа, зависящая, в свою очередь, от динамики пластового давления. Таким образом, адаптация (настройка) модели должна выполняться на достаточно коротком временном периоде, на котором можно пренебречь колебаниями газонасыщенности и водонасыщенности, и это означает, что  $c_{t_j}$  можно считать константой. Те же требования касаются и интервала, на котором будет выполняться прогноз.
2. Присутствие газа в виде отдельной фазы означает, что соотношения (1) и (2) могут не выполняться. Тем не менее опираться на модель CRMP на практике можно, если воспринимать ее как некую регрессионную модель и доказать ее способность к настройке и прогнозированию статистически, с помощью численных экспериментов. В этом случае имеется аналогия с подходами, используемыми в методах машинного обучения.
3. На практике исследователь обладает лишь данными о суммарной добыче свободного газа и газа, который был в пластовых условиях растворен в нефти, и не обладает данными о дебитах свободного газа в пластовых условиях.

Проблема, указанная в п. 3, может быть преодолена с помощью привлечения дополнительной априорной информации, в качестве которой могут служить часто используемые в практике гидродинамического моделирования кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и функциональные зависимости от пластового давления следующих величин:

- $B_o(P_{\text{пл}}) = V_{o, \text{пл. усл.}} / V_{o, \text{ст. усл.}}$  — объемный коэффициент нефти, т. е. отношение объема нефти в пластовых условиях (пл. усл.) к ее объему в стандартных условиях (ст. усл.);
- $B_g(P_{\text{пл}}) = V_{g, \text{пл. усл.}} / V_{g, \text{ст. усл.}}$  — объемный коэффициент газа, т. е. отношение объема газа в пл. усл. к его объему в ст. усл.;
- $R_s(P_{\text{пл}})$  — газосодержание, т. е. отношение объема газа, растворенного в нефти, к объему этой нефти в ст. усл.;
- $\mu_o(P_{\text{пл}}), \mu_g(P_{\text{пл}})$  — динамическая вязкость нефти и газа.

Предположим для простоты, что в окрестности некоторой добывающей скважины поровый объем не содержит подвижной воды и что в некоторый момент времени известны значение пластового давления ( $P_{\text{пл}}$ ), а также дебит нефти ( $q_{\text{н, ст. усл.}}$ ) и газовый фактор (ГФ), т. е. отношение объема добытого газа (часть из которого в пластовых условиях находился в виде свободной фазы, а часть — в растворенном в нефти состоянии) к объему добытой нефти. Обозначим через  $q$  полный объемный дебит в пластовых условиях, а через  $f_g$  — объемную долю газа в этом дебите. Тогда с учетом введенных выше обозначений объемные дебиты нефти ( $q_{o, \text{norm}}$ ), свободного ( $q_{g, \text{free, norm}}$ ) и растворенного газа ( $q_{g, \text{dis, norm}}$ ) в нормальных условиях будут записаны в виде:

$$q_{o, \text{norm}} = \frac{(1 - f_g)q}{B_o},$$

$$q_{g, \text{free, norm}} = \frac{f_g q}{B_g},$$

$$q_{g, \text{dis, norm}} = q_{o, \text{norm}} R_s = \frac{(1 - f_g)q}{B_o} R_s.$$

Используя эти соотношения, выразим ГФ (gas/oil ratio, или GOR):

$$\text{GOR} = \frac{(V_{g, \text{dis, norm}} + V_{g, \text{free, norm}})}{V_{o, \text{norm}}} = R_s + \frac{\frac{f_g V}{B_g}}{\frac{(1 - f_g)V}{B_o}} = R_s + \frac{f_g B_o}{B_g (1 - f_g)},$$

откуда можно выразить  $f_g$ :

$$f_g = \frac{(\text{GOR} - R_s) B_g}{(B_o + (\text{GOR} - R_s) B_g)}. \quad (5)$$

Будем далее рассматривать газ в пластовых условиях как жидкость, для которой справедливы формула Баклея (6) и закон Дарси (7):

$$f_g = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}\mu_g}{k_{rg}\mu_o}}, \quad (6)$$

$$q_{o, str} + q_{g, free, str} = J' \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o(P_{пл})} + \frac{k_{rg}}{\mu_g(P_{пл})} \right) (P_{пл} - P_{заб}). \quad (7)$$

Рассмотрим некоторый заданный дискретно временной интервал  $\{t_i\}, i = (0, \dots, n)$ . Используя соотношения (5)–(7) и фиксируя некоторое начальное значение  $P_{пл}(t_0)$ , можно восстановить значения  $P_{пл}(t_i), i = (0, \dots, n)$ , с помощью алгоритма № 1:

1. Вычисляем величины, зависящие от пластового давления:  $B_o(t_0), B_g(t_0), \mu_o(t_0), \mu_g(t_0), R_s(t_0)$ .
2. Используя (5), находим значение  $f_g(t_0)$ .
3. Используя (6), находим  $k_{rg}(t_0)/k_{ro}(t_0)$ , затем с помощью кривых ОФП находим значение газонасыщенности породы  $S_g(t_0)$ .
4. Подставляем полученные значения в (7) и находим  $J'$ .
5. Для каждого  $t_i$ :
  - по аналогии с шагами 1–3 находим  $S_g(t_i)$ ;
  - находим такое значение  $P(t_i)$ , которому соответствует минимальная невязка левой и правой частей (7).

Если имеется априорная экспертная оценка для  $P_{пл}(t_0)$ , то алгоритм № 1 полностью решает задачу восстановления динамики пластового давления на исследуемом интервале времени. Если же такой оценки нет, то критерий для оценки правдоподобия  $P_{пл}(t_0)$  можно сформулировать с помощью CRMP-модели, записанной относительно пластовых давлений. Основную формулу этой модели можно получить, если исключить из формул (1) и (2) дебит жидкости и провести рассуждения, аналогичные изложенным Мортезой Саярпуром [Sayarpour, 2008] при выводе традиционной модели CRMP. Основная формула такой модели будет иметь вид:

$$P_{пл}(t_n) = P_{пл}(t_0)e^{-\frac{(t_n-t_0)}{\tau}} + \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right) \sum_{k=1}^n e^{-\frac{(t_n-t_k)}{\tau}} \left( \frac{1}{J} \sum_{i=1}^{NI} f_i I_i(t_k) + P_{заб, k} \right). \quad (8)$$

Неизвестные параметры модели, как и в случае традиционной модели CRMP, могут быть найдены посредством решения оптимизационной задачи с целевой функцией:

$$F(f_i, \tau, J, P_{пл}(t_0)) = \sum_{n=1}^N (P_{пл}(t_n) - \tilde{P}_{пл, n})^2 = \min, \quad (9)$$

где значения  $P_{\text{пл}}(t_n)$  определяются формулой (8), а значения  $\bar{P}_{\text{пл}_n}$  — с помощью алгоритма № 1. При этом критерий правдоподобия  $P_{\text{пл}}(t_0)$  будет звучать так:

«Наиболее правдоподобным будем считать такое значение  $P_{\text{пл}}(t_0)$ , которое обеспечивает наилучшее соответствие между динамиками пластовых давлений, полученных с помощью алгоритма № 1 и модели (8)».

Другими словами,  $P_{\text{пл}}(t_0)$  выбирается исходя из минимизации функции:

$$\varphi(P_{\text{пл}}(t_0)) = \min_{f_i, \tau, J} F(f_i, \tau, J, P_{\text{пл}}(t_0)).$$

Для вычисления каждого значения функции  $\varphi(P_{\text{пл}}(t_0))$  требуется решить задачу (9), а для нахождения ее минимума на практике достаточно перебора значений параметра.

**Замечание:** алгоритм № 1 изложен для случая двух фаз (нефти и газа), однако очевидным образом может быть распространен до случая трех фаз с помощью введения в рассмотрение дополнительных данных в виде кривых ОПФ вида «вода — нефть» и преобразования соотношения (7) к виду:

$$\begin{aligned} q_{w, str} + q_{o, str} + q_{g, free, str} = \\ = J' \left( \frac{k_{rw}}{\mu_w(P_{\text{пл}})} + \frac{k_{ro}}{\mu_o(P_{\text{пл}})} + \frac{k_{rg}}{\mu_g(P_{\text{пл}})} \right) (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}). \end{aligned} \quad (10)$$

## Результаты

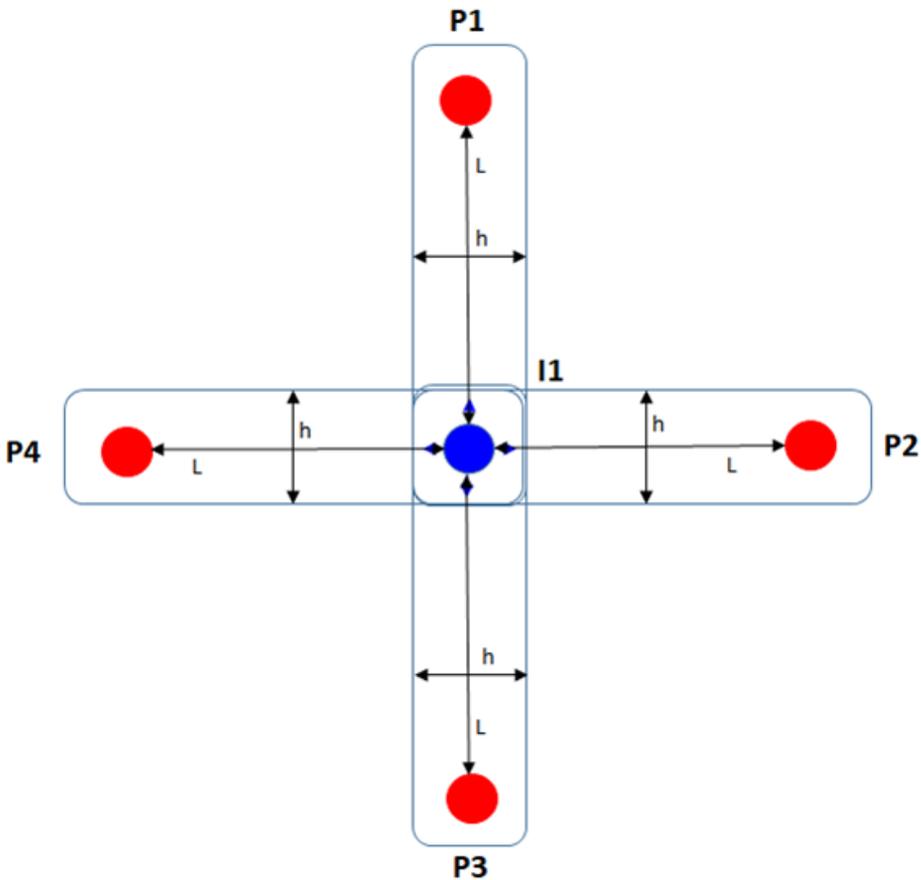
Для проверки работоспособности предлагаемого метода оценки коэффициентов взаимодействия была проведена серия численных экспериментов согласно алгоритму № 2:

1. Рассчитывается синтетическая гидродинамическая модель (ГДМ) с одной нагнетательной и четырьмя добывающими скважинами.
2. По данным с ГДМ настраивается CRMP-модель в двух вариантах:
  - по традиционному методу с использованием дебитов жидкости;
  - по методу, изложенному в предыдущем разделе настоящей статьи, с использованием полных суммарных дебитов воды, нефти и газа.
3. По результатам настройки модели оценивается производительная закачка для каждого из методов, результаты сравниваются с фактическим значением (по ГДМ).

Всего было подготовлено 13 синтетических ГДМ, каждая из которых рассчитана в шести вариантах: с производительной закачкой 50, 60, 70, 80, 90 и 100%. Модели содержали 15 слоев по вертикали, проницаемость ячеек модели варьировалась в пределах от 2 до 50 мД. Схема расположения скважин показана на рис. 1. Общие параметры моделей приведены в таблице 1. Модели отличались геометрическими размерами (параметр  $h$  принимал значение 50 или 150 м, параметр  $L$  — 400, 500, 700 или 1 000 м) и различной динамикой закачки (рис. 2). Динамика закачки задавалась так, чтобы на всем моделируемом периоде пластовое давление было ниже давления насыщения.

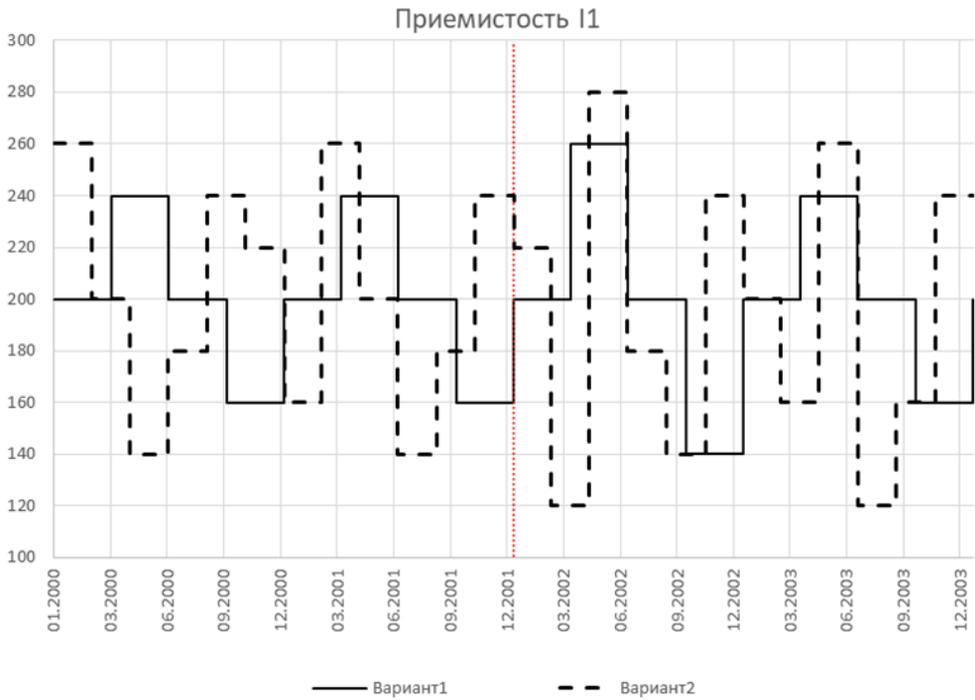
Выбор именно такой сетки модели обусловлен тем, что в данном случае известны значения дренируемых объемов, что позволяло провести дополнительное исследование корреляций этих значений и значений проницаемости со значениями параметров модели CRMP (результаты этого исследования не приводятся, т. к. выходят за рамки темы настоящей статьи).

Результаты экспериментов приведены в таблице 2 и на рис. 3. Как видно из таблицы 2, в 75 случаях из 78 оценки новой модели оказались точнее, нежели оценки, полученные с помощью традиционного метода CRMP-моделирования; в оставшихся трех случаях ухудшение оценок можно считать несущественным. Средняя ошибка оценки при использовании нового метода составляет 7,4%, что считается приемлемым уровнем для практического применения, в отличие от традиционной модели CRMP, для которой средняя ошибка достигает 28,2%.



**Рис. 1.** Схема расположения скважин в ГДМ: P1–P4 — добывающие скважины (красные круги), I1 — нагнетательная скважина (синий круг)

**Fig. 1.** A well pattern used in the flow simulation model: P1–P4 — producers (red circles), I1 — injector (blue circle)



**Рис. 2.** Варианты динамики приемистости скважины I1 в ГДМ  
**Fig. 2.** Well I1 injectivity profile options in the flow simulation model

**Таблица 1.** Основные параметры синтетических ГДМ  
**Table 1.** Key parameters of synthetic simulation models

Параметр	Величина
Глубина кровли	2 900 м
Количество слоев	15
Размер ячеек X-Y	50 м
Толщина ячеек	1 м
Начальная водонасыщенность	0,2
Начальная нефтенасыщенность	0,8
Критическая водонасыщенность	0,2
Остаточная нефтенасыщенность	0,27
Пористость	15%
Проницаемость зоны P1-I1	14 мД
Проницаемость зоны P2-I1	2 мД
Проницаемость зоны P3-I1	50 мД
Проницаемость зоны P4-I1	7 мД
Проницаемость зоны I1	18 мД

**Таблица 2.** Результаты численных экспериментов по оценке продуктивной закачки

**Table 2.** Results of numerical experiments on estimation of productive injection

Доля продуктивной закачки, %			MAPE, %	
CRMP	Новый метод	ГДМ (эталон)	CRMP	Новый метод
25,0	47,0	50,0	50,0	6,0
29,0	54,0	60,0	51,7	10,0
35,0	64,0	70,0	50,0	8,6
39,0	73,0	80,0	51,3	8,8
44,0	82,0	90,0	51,1	8,9
49,0	91,0	100,0	51,0	9,0
24,0	59,0	50,0	52,0	18,0
28,0	72,0	60,0	53,3	20,0
33,0	85,0	70,0	52,9	21,4
39,0	95,0	80,0	51,3	18,8
42,0	100,0	90,0	53,3	11,1
47,0	100,0	100,0	53,0	0,0
45,0	55,0	50,0	10,0	10,0
55,0	66,0	60,0	8,3	10,0
63,0	76,0	70,0	10,0	8,6
72,0	87,0	80,0	10,0	8,8
81,0	97,0	90,0	10,0	7,8
90,0	100,0	100,0	10,0	0,0
19,0	61,0	50,0	62,0	22,0
23,0	73,0	60,0	61,7	21,7
26,0	85,0	70,0	62,9	21,4
30,0	96,0	80,0	62,5	20,0
33,0	100,0	90,0	63,3	11,1
37,0	100,0	100,0	63,0	0,0
18,0	59,0	50,0	64,0	18,0
23,0	72,0	60,0	61,7	20,0
26,0	84,0	70,0	62,9	20,0
30,0	96,0	80,0	62,5	20,0
34,0	100,0	90,0	62,2	11,1
37,0	100,0	100,0	63,0	0,0
50,0	49,0	50,0	0,0	2,0
59,0	60,0	60,0	1,7	0,0
69,0	69,0	70,0	1,4	1,4
78,0	78,0	80,0	2,5	2,5
89,0	89,0	90,0	1,1	1,1
98,0	98,0	100,0	2,0	2,0

## Продолжение таблицы 2

Table 2 (continued)

Доля продуктивной заочки, %			МАРЕ, %	
CRMP	Новый метод	ГДМ (эталон)	CRMP	Новый метод
47,0	52,0	50,0	6,0	4,0
57,0	62,0	60,0	5,0	3,3
66,0	73,0	70,0	5,7	4,3
76,0	84,0	80,0	5,0	5,0
85,0	93,0	90,0	5,6	3,3
94,0	99,0	100,0	6,0	1,0
40,0	47,0	50,0	20,0	6,0
47,0	56,0	60,0	21,7	6,7
56,0	65,0	70,0	20,0	7,1
63,0	74,0	80,0	21,3	7,5
71,0	83,0	90,0	21,1	7,8
80,0	93,0	100,0	20,0	7,0
33,0	52,0	50,0	34,0	4,0
40,0	64,0	60,0	33,3	6,7
48,0	74,0	70,0	31,4	5,7
54,0	85,0	80,0	32,5	6,3
61,0	95,0	90,0	32,2	5,6
68,0	100,0	100,0	32,0	0,0
49,0	50,0	50,0	2,0	0,0
59,0	61,0	60,0	1,7	1,7
69,0	72,0	70,0	1,4	2,9
79,0	81,0	80,0	1,3	1,3
88,0	92,0	90,0	2,2	2,2
97,0	100,0	100,0	3,0	0,0
46,0	52,0	50,0	8,0	4,0
55,0	62,0	60,0	8,3	3,3
65,0	73,0	70,0	7,1	4,3
75,0	84,0	80,0	6,3	5,0
83,0	93,0	90,0	7,8	3,3
92,0	100,0	100,0	8,0	0,0
35,0	46,0	50,0	30,0	8,0
43,0	55,0	60,0	28,3	8,3
50,0	63,0	70,0	28,6	10,0
57,0	73,0	80,0	28,8	8,8
65,0	82,0	90,0	27,8	8,9
72,0	91,0	100,0	28,0	9,0

Окончание таблицы 2

Table 2 (end)

Доля продуктивной закачки, %			MAPE, %	
CRMP	Новый метод	ГДМ (эталон)	CRMP	Новый метод
35,0	48,0	50,0	30,0	4,0
42,0	58,0	60,0	30,0	3,3
50,0	68,0	70,0	28,6	2,9
57,0	77,0	80,0	28,8	3,8
63,0	87,0	90,0	30,0	3,3
71,0	95,0	100,0	29,0	5,0
<b>Среднее</b>			<b>28,2</b>	<b>7,4</b>

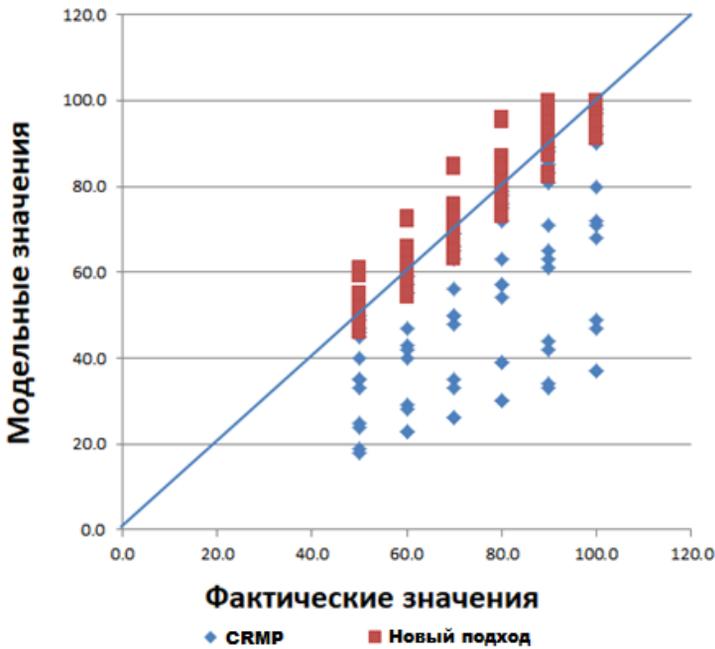


Рис. 3. Результаты численных экспериментов: сопоставление модельных оценок продуктивной закачки (%) с фактическими значениями

Fig. 3. Results of numerical experiments: comparison of model estimates of productive injection (%) with actual data

## Обсуждение

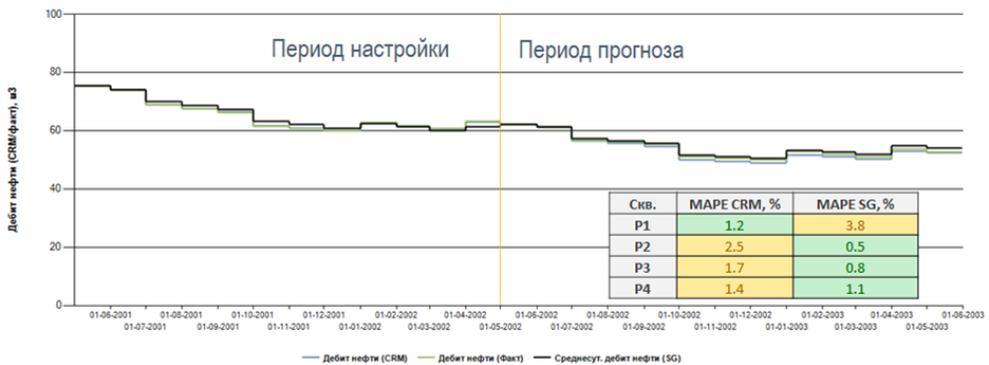
Построение прогнозов с использованием новой модели сопряжено с рядом сложностей:

1. Прогноз суммарного дебита жидкости и газа в пл. усл. по формуле (3), равно как и прогноз  $P_{пл}$  по формуле (8), возможен. Однако на интервале прогноза значение

суммарного дебита не может быть адекватно разделено на дебиты отдельных флюидов из-за отсутствия информации о динамике  $S_g$  и  $P_{заб}$ . Предположения о постоянстве этих параметров сужают область применения метода до пренебрежимо малого числа практических случаев. Частично решить эту проблему может применение разного рода трендов и эвристических зависимостей для указанных параметров, однако говорить об этом с уверенностью можно будет только после проведения соответствующих исследований.

2. CRM-модели, адаптированные отдельно от газовой фазы, не обладают достаточной прогностической способностью, что связано с высокой сжимаемостью и сложной зависимостью дебита свободного газа от динамики  $P_{пл}$ . Таким образом, невозможен подход, при котором прогноз дебита жидкости получается как разность прогнозов по суммарному дебиту и газу.
3. Настройка CRM-модели с учетом газа опирается на оценки пластовых давлений, предположения о кривых ОФП и зависимостях  $B_o(P_{пл})$ ,  $B_g(P_{пл})$ ,  $\mu_o(P_{пл})$ ,  $\mu_g(P_{пл})$ ,  $R_s(P_{пл})$ . Каждая из этих зависимостей на практике не может быть известна точно, поэтому является источником погрешности, что в итоге отрицательно сказывается на качестве и настройке модели и прогноза.

В случае синтетических ГДМ п. 3 не актуален, а проблему, указанную в п. 1, можно нивелировать, добиваясь, чтобы значения  $S_g$  и  $P_{заб}$  были близки к константам. При таких условиях точность прогнозов нового метода сопоставима с традиционной точностью либо превышает ее. Пример графиков прогноза и таблица погрешностей прогноза приведены на рис. 4.



**Рис. 4.** Пример прогноза по ГДМ № 1 (вариант продуктивности закачки 100%). Прогноз согласно новому методу обозначен как SG

**Fig. 4.** Example option from the flow simulation model No. 1 (100% injection performance option). The option according to the new method is labeled as SG

В то же время, как показывает пример, приведенный в таблице 3, на реальных данных традиционная модель CRMP является более устойчивой и обеспечивает более точные прогнозы дебитов нефти.

**Таблица 3.** Оценка точности прогноза по новому методу (SG) и CRMP-моделям для примера на реальных данных

**Table 3.** Evaluation of the option accuracy by the new method (SG) and CRMP models for field data example

Скважина	MAPE, %	
	CRM	SG
P1	10,3	14,5
P2	18,0	27,1
P3	6,5	5,0
P4	7,1	5,6
P5	12,3	11,0
P6	4,9	29,1
P7	36,3	49,4
P9	22,2	9,9
P10	15,5	44,7
P11	12,2	7,2
<b>Среднее</b>	<b>14,53</b>	<b>20,35</b>

## Заключение

Разработан метод оценки доли эффективной закачки нагнетательных скважин и компенсации пластового давления в окрестности добывающих скважин, пригодный для применения в условиях подгазовых зон, что позволяет более достоверно определять коэффициенты взаимовлияния скважин, полный объем производительной закачки и компенсации отбора с учетом газа. Эффективность метода подтверждается численными экспериментами с использованием синтетических гидродинамических моделей. На данный момент применение рассматриваемого метода для уточнения прогнозов нефти с учетом высокого газосодержания представляется возможным после оценки будущих объемов добываемого газа по корреляциям с ключевыми пластовыми динамическими параметрами, и этот вопрос будет исследован авторами в следующей статье.

## Список источников

- Афанаскин И. В., Вольпин С. Г., Ялов П. В., Ефимова Н. П., Ломакина О. В., Штейнберг Ю. М., Миронов Д. Т. 2016. Усовершенствованный метод трубок тока Хиггинса — Лейтона для моделирования заводнения нефтяных месторождений // Вестник кибернетики. № 3 (23). С. 39–50.
- Афанаскин И. В., Крыганов П. В., Глушаков А. А., Ялов П. В. 2020а. Использование CRM-моделей интерференции скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта по данным разработки // Успехи кибернетики. Том 1. № 1. С. 16–25. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2020-1-1-3>
- Афанаскин И. В., Вольпин С. Г., Штейнберг Ю. М., Ломакина О. В., Солопов Д. В. 2020б. Применение CRM-моделей для мультискважинной деконволюции данных о забойных давлениях и дебитах // Нефтепромысловое дело. № 11 (623). С. 60–67. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-11\(623\)-60-67](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-11(623)-60-67)

- Афанаскин И. В., Колеватов А. А., Глушаков А. А., Ялов П. В. 2023. Учет нелинейной деформации пустотного пространства в CRM-модели при анализе разработки газовой залежи на истощение // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 2 (374). С. 59–65. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-2\(374\)-59-65](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-2(374)-59-65)
- Байков И. В., Кашников О. Ю., Гатин Р. И., Ханов А. В., Данько М. Ю. 2021. Прогнозирование работы скважин баженовской свиты на основе модифицированной модели динамического материального баланса // ПРОнефть. Профессионально о нефти. Том 6. № 4. С. 106–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115>
- Бекман А. Д., Степанов С. В., Ручкин А. А., Зеленин Д. В. 2019. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимодействия скважин в рамках модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 5. № 3. С. 164–185. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185>
- Бекман А. Д., Поспелова Т. А., Зеленин Д. В. 2020. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 6. № 1 (21). С. 192–207. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207>
- Бекман А. Д. 2021. Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 7. № 3 (27). С. 106–122. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122>
- Бекман А. Д., Зеленин Д. В. 2021. Использование расширенной CRMP-модели для картирования пластового давления // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 7. № 4 (28). С. 163–180. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180>
- Бекман А. Д. 2022. Учет геолого-технических мероприятий при моделировании разработки нефтяной залежи методом материального баланса // Математическое моделирование. Том 34. № 6. С. 22–36. <https://doi.org/10.20948/mm-2022-06-02>
- Данько М. Ю., Бриллиант Л. С., Завьялов А. С. 2019. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive models) к подсчету запасов Ачимовских и Баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. № 4 (80). С. 76–85.
- Поспелова Т. А., Зеленин Д. В., Жуков М. С., Бекман А. Д., Ручкин А. А. 2020. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM // Нефтепромысловое дело. № 7 (619). С. 5–10. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-7\(619\)-5-10](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-7(619)-5-10)
- Степанов С. В., Степанов А. В., Елецкий С. В. 2013. Численно-аналитический подход к решению задачи оперативного прогнозирования работы нефтяной скважины в условиях образования газового конуса // Нефтепромысловое дело. № 2. С. 53–58.
- Степанов С. В., Соколов С. В., Ручкин А. А., Степанов А. В., Князев А. В., Корытов А. В. 2018. Проблематика оценки взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 4. № 3. С. 146–164. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>
- Alghamdi A., Hiba M., Aly M., Awotunde A. 2021. A critical review of capacitance-resistance models // SPE Russian Petroleum Technology Conference (12–15 October 2021, virtual). Paper SPE-206555-MS. <https://doi.org/10.2118/206555-MS>

- Belyakov A. A., Gulyaev D. N., Krichevskiy V. M., Nikonorova A. N., Iskibaev R. E. 2021. The efficiency of the novel technology reservoir pressure reconstruction without well shut-in and without production losses // SPE Russian Petroleum Technology Conference (12–15 October 2021, virtual). Paper SPE-206490-MS. <https://doi.org/10.2118/206490-MS>
- Holanda R. W., Gildin E., Jensen J. L. 2015. Improved waterflood analysis using the capacitance-resistance model within a control systems framework // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (18–20 November 2015, Quito, Ecuador). Paper SPE-177106-MS. <https://doi.org/10.2118/177106-MS>
- Holanda R. W., Gildin E., Jensen J. L., Lake L. W., Kabir C. S. 2018. A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting // *Energies*. Vol. 11. Article 3368. <https://doi.org/10.3390/en1123368>
- Mohaghegh Sh. D., Amini Sh., Gholami V., Gaskari R., Bromhal G. 2012. Grid-based surrogate reservoir modeling (SRM) for fast track analysis of numerical reservoir simulation models at the grid block level // SPE Western Regional Meeting (21–23 March 2012, Bakersfield, California, USA). Paper SPE-153844-MS. <https://doi.org/10.2118/153844-MS>
- Sayarpour M. 2008. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO<sub>2</sub> Floods: Ph. D. diss. The University of Texas at Austin. 236 pp.

## References

- Afanaskin, I. V., Volpin, S. G., Yalov, P. V., Yefimova, N. P., Lomakina, O. V., Shteinberg, Yu. M., & Mironov, D. T. (2016). Improved Higgins and Leighton tubes method for oil field flooding simulation. *Proceedings in Cybernetics*, (3), 39–50. [In Russian]
- Afanaskin, I. V., Kryganov, P. V., Glushakov, A. A., & Yalov, P. V. (2020a). CRM well interference models for evaluating reservoir filtration and volumetric properties from production data. *Russian Journal of Cybernetics*, 1(1), 16–25. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2020-1-1-3> [In Russian]
- Afanaskin, I. V., Volpin, S. G., Shteinberg, Yu. M., Lomakina, O. V., & Solopov, D. V. (2020b). Application of CRM-models for a multi-well deconvolution of data on well bottom pressures and flow rates. *Oilfield Engineering*, (11), 60–67. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-11\(623\)-60-67](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-11(623)-60-67) [In Russian]
- Afanaskin, I. V., Kolevatov, A. A., Glushakov, A. A., & Yalov, P. V. (2023). Consideration of non-linear deformation of the void space in the CRM-model when analyzing the development of a gas deposit for depletion. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (2), 59–65. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-2\(374\)-59-65](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-2(374)-59-65) [In Russian]
- Baykov, I. V., Kashnikov, O. Yu., Gatin, R. I., Khanov, A. V., & Danko, M. Yu. (2021). Forecasting the operation of wells in the bazhenov formation based on a modified dynamic material balance model. *PROneft. Professionally about Oil*, 6(4), 106–115. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-106-115> [In Russian]
- Bekman, A. D., Stepanov, S. V., Ruchkin, A. A., & Zelenin, D. V. (2019). A new algorithm for finding CRM-model coefficients. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 5(3), 164–185. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185> [In Russian]
- Bekman, A. D., Pospelova, T. A., & Zelenin, D. V. (2020). A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(1), 192–207. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207> [In Russian]

- Beckman, A. D. (2021). New method for splitting production and injection in joint wells using modified CRM model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 7(3), 106–122. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122> [In Russian]
- Bekman, A. D., & Zelenin, D. V. (2021). Application of advanced CRMP for reservoir pressure mapping. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 7(4), 163–180. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180> [In Russian]
- Bekman, A. D. (2022). Accounting for stimulation treatments in modeling of oil reservoirs development using the material balance method. *Matematicheskoe modelirovanie*, 34(6), 22–36. <https://doi.org/10.20948/mm-2022-06-02> [In Russian]
- Danko, M. Yu., Brilliant, L. S., & Zavyzlov, A. S. (2019). Application of dynamic material balance method and CRM method (capacitance-resistive models) for reserves assessment in Achimov and Bazhenov reservoirs. *Nedropolzovanie XXI vek*, (4), 76–85. [In Russian]
- Pospelova, T. A., Zelenin, D. V., Zhukov, M. S., Bekman, A. D., & Ruchkin, A. A. (2020). Water cut system optimization based on CRM model. *Oilfield Engineering*, (7), 5–10. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-7\(619\)-5-10](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-7(619)-5-10) [In Russian]
- Stepanov, S. V., Stepanov, A. V., & Eletsy, S. V. (2013). Numerical-analytical approach towards salvation of the problem relating to on-line prediction of an oil well operation in conditions of a gas cone formation. *Oilfield Engineering*, (2), 53–58. [In Russian]
- Stepanov, S. V., Sokolov, S. V., Ruchkin, A. A., Stepanov, A. V., Knyazev, A. V., & Korytov, A. V. (2018). Considerations on mathematical modeling of producer-injector interference. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(3), 146–164. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164> [In Russian]
- Alghamdi, A., Hiba, M., Aly, M., & Awotunde, A. (2021, Oct. 12–15). *A critical review of capacitance-resistance models* [Conference paper SPE-206555-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. <https://doi.org/10.2118/206555-MS>
- Belyakov, A. A., Gulyaev, D. N., Krichevskiy, V. M., Nikonorova, A. N., & Iskibaev, R. E. (2021, Oct. 12–15). *The efficiency of the novel technology reservoir pressure reconstruction without well shut-in and without production losses* [Conference paper SPE-206490-MS]. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. <https://doi.org/10.2118/206490-MS>
- Holanda, R. W., Gildin, E., & Jensen, J. L. (2015, Nov. 18–20). *Improved waterflood analysis using the capacitance-resistance model within a control systems framework* [Conference paper SPE-177106-MS]. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Quito, Ecuador. <https://doi.org/10.2118/177106-MS>
- Holanda, R. W., Gildin, E., Jensen, J. L., Lake, L. W., & Kabir, C. S. (2018). A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting. *Energies*, 11, Article 3368. <https://doi.org/10.3390/en11123368>
- Mohaghegh, Sh. D., Amini, Sh., Gholami, V., Gaskari, R., & Bromhal, G. (2012, Mar. 21–23). *Grid-based surrogate reservoir modeling (SRM) for fast track analysis of numerical reservoir simulation models at the grid block level* [Conference paper SPE-153844-MS]. SPE Western Regional Meeting, Bakersfield, California, USA. <https://doi.org/10.2118/153844-MS>
- Sayarpour, M. (2008). *Development and application of capacitance-resistive models to water/CO<sub>2</sub> floods* [Doctoral dissertation, The University of Texas at Austin].

## Информация об авторах

*Александр Дмитриевич Бекман*, кандидат физико-математических наук, главный инженер проекта, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия  
adbekman@tnnc.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5907-523X>

*Александр Альфредович Ручкин*, кандидат технических наук, старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр, Тюмень, Россия  
aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

## Information about the authors

*Alexander D. Bekman*, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Chief Project Engineer, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia  
adbekman@tnnc.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5907-523X>

*Alexander A. Ruchkin*, Cand. Sci. (Tech.), Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia  
aaruchkin@tnnc.rosneft.ru