

## Модификация модели материального баланса CRM для условий трехфазного потока

Айрат Алмазович Галеев✉, Татьяна Ивановна Синицына

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Контакт для переписки: [aagaleev@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aagaleev@rn-gir.rosneft.ru)✉

**Аннотация.** Емкостно-резистивные модели (CRM) представляют собой ряд упрощенных моделей материального баланса, которые используют данные о добыче и закачке для оценки межскважинного взаимодействия и прогнозирования добычи. Область их применения охватывает оптимизацию режимов работы скважин, оценку эффективности заводнения и управление пластовым давлением. Применение таких моделей не требует значительных вычислительных и временных затрат, что позволяет использовать их в условиях, требующих оперативного принятия решений. Несмотря на большое количество публикаций, посвященных совершенствованию CRM и расширению их диапазона применимости, в этих моделях по-прежнему существуют некоторые ограничения и незатронутые области исследования. Среди таких ограничений можно выделить отсутствие учета многофазного потока в пласте, что приводит к снижению качества прогнозирования в условиях значительного изменения обводненности продукции скважины. Появление свободного газа в пласте из-за снижения давления ниже давления насыщения способствует существенному изменению характера потока, что не учитывается в рамках CRM. В данной статье представлена модифицированная модель на основе CRM для условий трехфазного потока (нефть, вода, газ). Приведены результаты численных экспериментов на реальных скважинах, демонстрирующих лучшее качество прогнозирования в сравнении с классической моделью CRMP.

**Ключевые слова:** прокси-моделирование, материальный баланс, CRM, емкостно-резистивные модели, Vogel, давление насыщения, ОФП, многофазный поток

**Цитирование:** Галеев А. А., Синицына Т. И. 2025. Модификация модели материального баланса CRM для условий трехфазного потока // Вестник Тюменского

государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 11. № 4 (44). С. 70–92. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-70-92>

Поступила 22.09.2025; одобрена 13.10.2025; принята 14.10.2025

## Modification of the CRM material balance model for three-phase flow conditions

Airat A. Galeev✉, Tatiana I. Sinitsyna

RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia

Corresponding author: [aagaleev@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aagaleev@rn-gir.rosneft.ru)✉

**Abstract.** Capacitance Resistance Models (CRM) are a series of simplified material balance models that use production and injection data to evaluate downhole interactions and estimate production. The field of application covers optimization of well operation conditions, assessment of flooding performance and reservoir pressure management. The use of such models does not require significant computational and time costs, which allows them to be applied in conditions requiring prompt decision-making. Despite the large number of publications devoted to improving CRMs and expanding their range of applicability, there are still some limitations and unaffected areas of research in these models. Such limitations include disregarding the multiphase flow in a reservoir, which leads to a decrease in the predicting quality in conditions of significant changes in the water cut. The appearance of free gas in a reservoir due to a decrease in pressure below the bubble-point pressure results in significant changes in the flow pattern, which is not taken into account in a CRM model. This paper describes a modified CRM-based model for three-phase flow conditions (oil, water, gas). The results of numerical experiments in real wells are shown, demonstrating the best predicting quality in comparison with a classical CRMP model.

**Keywords:** proxy modeling, material balance, CRM, Capacitance Resistance Models, Vogel, bubble-point pressure, relative permeability, multiphase flow

**Citation:** Galeev, A. A., & Sinitsyna, T. I. (2025). Modification of the CRM material balance model for three-phase flow conditions. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 11(4), 70–92. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2025-11-4-70-92>

Received Sep. 22, 2025; Reviewed Oct. 13, 2025; Accepted Oct. 14, 2025

## Введение

Для принятия производственных решений в области разработки нефтяных и газовых месторождений традиционно используются результаты гидродинамического 3D-моделирования. Однако высокие трудозатраты на создание и актуализацию гидродинамической модели часто приводят к необходимости использования альтернативных инструментов в условиях ограниченных данных и ресурсов. Для задачи прогнозирования добычи в качестве таких инструментов выступают различные прокси-модели, среди которых можно выделить физически-содержательные методы на основе материального баланса: CRM [Yousef et al., 2005], INSIM [Zhao et al., 2015], INSIM-FT [Guo et al., 2018]. Кроме того, в последнее время получили широкое распространение рекуррентные нейронные сети [Hochreiter, Schmidhuber, 1997], в том числе активно развиваются гибридные подходы на основе физически-информированных нейронных сетей [Raissi et al., 2019; Raissi et al., 2020]. Сравнение различных методов прогнозирования добычи и оценки взаимовлияния скважин приведено в работе [Степанов и др., 2021].

Представленные выше методы на основе материального баланса (CRM, INSIM, INSIM-FT) являются физико-математическими моделями, описывающими процессы, происходящие в нефтеносных пластах. В то же время они включают в себя неизвестные параметры, которые могут быть определены только в результате настройки (адаптации) модели на фактических данных. В связи с этим данную группу методов следует классифицировать как регрессионные модели, являющиеся частью методов машинного обучения. Они имеют схожий набор входных параметров и решают задачи оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, а также прогнозирования добычи. Однако для практического использования оптимальным выбором в большинстве случаев выступают CRM-модели ввиду их вычислительной эффективности и гибкости настройки на любом этапе разработки. Часть таких моделей, например CRMP [Sayarpour, 2008; Holanda et al., 2018], разработаны для условий однофазного потока, в связи с чем область ее применения ограничивается зрелыми месторождениями с высокой долей воды в продукции скважин. В настоящий момент опубликованы исследования нескольких модификаций CRM-моделей, учитывающих динамику коэффициента продуктивности, связанную в том числе с изменением водонасыщенности пород, а также описывающих изменение характера потока от нагнетательных скважин к добывающим скважинам [Шевцов, Степанов, 2022; Сао, 2014; Бекман, 2023]. Однако в данных работах не учитывается появление свободного газа в пласте в результате разгазирования нефти, что может существенно влиять на продуктивность скважины. Данная проблема становится актуальной при регулировании режима работы нефтяных скважин в части забойных давлений. Значительное снижение забойного давления в некоторых случаях не дает ожидаемого прироста дебита нефти, либо приводит к снижению продуктивности скважины. В настоящей статье представлена модифицированная модель на основе CRMP, которая учитывает характер течения многофазного флюида в пласте в условиях снижения давления ниже давления насыщения нефти газом.

## Методы

Автоматизация сбора и подготовки промысловых данных, а также тестирование рассматриваемых в статье методов проводится с использованием средств программирования в среде Microsoft Visual Studio.

## Описание модели CRMP

Формула для оценки дебита скважины в системе из NI-нагнетательных и NP-добывающих скважин в классическом варианте CRMP выглядит следующим образом:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) \exp\left(-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right) + \sum_{k=1}^n \left( \left( e_j + \sum_{i=1}^{NI} f_{ij} I_i(t_k) - J_j \tau_j \frac{\Delta P_{wfj}(t_k)}{\Delta t_k} \right) \exp\left(-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}\right) \left( 1 - \exp\left(-\frac{\Delta t_k}{\tau_j}\right) \right) \right), \quad (1)$$

где  $j$  — номер добывающей скважины;  $t_n$  —  $n$ -й шаг рассматриваемого интервала истории разработки;  $q_j(t_0)$  — дебит скважины в начальный момент времени, м<sup>3</sup>/сут;  $I_i(t_k)$  — приемистость  $i$ -й нагнетательной скважины в момент времени  $t_k$ , м<sup>3</sup>/сут;  $\Delta P_{wfj}(t_k)$  — изменение забойного давления в интервале времени  $t_k - t_{k-1}$ , атм.

Неизвестными величинами являются:  $\tau_j$  — обратный коэффициент падения добычи, сут;  $J_j$  — коэффициент продуктивности, м<sup>3</sup>/сут/атм;  $e_j$  — интенсивность аквифера, м<sup>3</sup>/сут;  $f_{ij}$  — коэффициенты взаимовлияния между  $j$ -й добывающей и  $i$ -й нагнетательной скважинами.

Для определения значений неизвестных величин формулируется оптимизационная задача. Задается целевая функция, выражающая суммарное отклонение модельных дебитов от фактических на всех временных шагах периода адаптации и для всех добывающих скважин совместно:

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

где  $\tilde{q}_j(t_n)$  — фактический дебит  $j$ -й скважины за  $n$ -й шаг рассматриваемого интервала истории разработки.

Исходя из физического смысла величин, на неизвестные параметры  $\tau_j, J_j, e_j, f_{ij}$  накладываются ограничения сверху и снизу, а также ограничение вида:

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1, i = \overline{1, NI}.$$

Для определения значений неизвестных параметров при настройке модели CRMP используются различные подходы и специфические для данной задачи методы оптимизации, подробно описанные в [Weber et al. 2009; Jamali, Tavakkol, 2017; Бекман и др., 2019].

## Описание модифицированной модели CRMP для учета многофазного потока

Экспериментально установлено, что при фильтрации нефти и воды скорость фильтрации каждой фазы зависит от текущей водонасыщенности пласта. Изменение скорости фильтрации учитывается дополнением уравнения Дарси понятием относительной фазовой проницаемости. При появлении свободного газа в потоке фазовые проницаемости по нефти и воде снижаются, при этом влияние газовой фазы на подвижность воды принято считать незначительным [Kianinejad et al., 2015]. В свою очередь, фазовая проницаемость по газу зависит только от текущей газонасыщенности пласта.

Предлагаемая модифицированная модель CRM описывает систему из NP-добывающих скважин и NI-нагнетательных скважин. В рамках данной модели рассматривается плоскорадиальный поток многофазного флюида (нефть, вода, газ) в области добывающих скважин, функционирующих при забойном давлении ниже давления насыщения. При забойном давлении, превышающем давление насыщения, газовая фаза в общем потоке флюида отсутствует. На участке пласта между нагнетательной и добывающей скважинами предполагается наличие линейного типа течения двухфазного флюида (нефть, вода). Продуктивный пласт описывается средними характеристиками.

Дебит жидкости  $j$ -й скважины на временном шаге  $t_k$  определяется следующим образом:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) \exp\left(\sum_{k=1}^n \frac{-\Delta t_k}{\tau_{j,k}}\right) + \sum_{k=1}^n \left( \left( e_j + \sum_{i=1}^{NI} f'_{ij}(t_k) I_i(t_k) - CV_j \frac{\Delta P_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right) \exp\left(\sum_{r=k+1}^n \frac{-\Delta t_k}{\tau_{j,r}}\right) \left( 1 - \exp\left(\frac{-\Delta t_k}{\tau_{j,k}}\right) \right) \right). \quad (3)$$

В сравнении с классическим вариантом CRMP (1), в данной модели коэффициенты взаимодействия скважин  $f'_{ij}$  и параметр  $\tau$  нестационарны. Это связано с тем, что новая модель учитывает изменение характера движения многофазного потока в пласте на каждом временном шаге, в соответствии с динамикой обводненности продукции скважины.

## Коэффициент продуктивности и параметр $\tau$

При двухфазном течении нефти и воды закон Дарси для дебита скважины в пластовых условиях может быть записан следующим образом:

$$q_t = 2\pi k_h h \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right) J_d \Delta P, \quad (4)$$

где  $q_t$  — суммарный дебит жидкости в пластовых условиях;  $k_h$  — абсолютная проницаемость пласта в горизонтальном направлении;  $h$  — мощность пласта;  $k_{ro}, k_{rw}$  — относительные фазовые проницаемости по нефти и воде;  $\mu_o, \mu_w$  — вязкости нефти и воды в пластовых условиях;  $J_d$  — безразмерный коэффициент продуктивности;  $\Delta P$  — депрессия.

Выразим коэффициент продуктивности:

$$J = 2\pi k_h h \left( \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right) J_d = J' M(S_w), \quad (5)$$

где  $J'$  — постоянная составляющая коэффициента продуктивности, не зависящая от водонасыщенности;  $M(S_w)$  — общая подвижность нефти и воды в области скважины.

Общая подвижность нефти и воды в области добывающей скважины при текущей водонасыщенности  $S_w$ :

$$M(S_w) = \frac{k_{rw}(S_w)}{\mu_w(\bar{P}_r)} + \frac{k_{ro}(S_w)}{\mu_o(\bar{P}_r)}, \quad (6)$$

где  $S_w$  — водонасыщенность пласта;  $\bar{P}_r$  — среднее пластовое давление.

Относительные фазовые проницаемости описываются функцией Кори [Brooks, Corey, 1964]:

$$\begin{cases} k_{rw} = F_w S_{wd}^{m1} \\ k_{ro} = F_o (1 - S_{wd})^{m2} \end{cases} \quad (7)$$

где  $F_w, F_o$  — концевые точки ОФП по воде и нефти;  $m1, m2$  — степени ОФП по воде и нефти.

Нормирование насыщенности проводится в интервале от начальной до остаточной нефтенасыщенности:

$$S_{wd} = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}}, \quad (8)$$

где  $S_{wc}$  — связанная водонасыщенность, д.ед.;  $S_{or}$  — остаточная нефтенасыщенность, д.ед.

Доля воды в потоке (обводненность):

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}(S_{wd})\mu_w B_w}{k_{rw}(S_{wd})\mu_o B_o}}. \quad (9)$$

Также из (8) следует:

$$S_w = S_{wc} + S_{wd}(1 - S_{wc} - S_{or}). \quad (10)$$

Выражения (7)–(10) позволяют при известной обводненности  $f_w$  определить водонасыщенность пласта в области добывающей скважины.

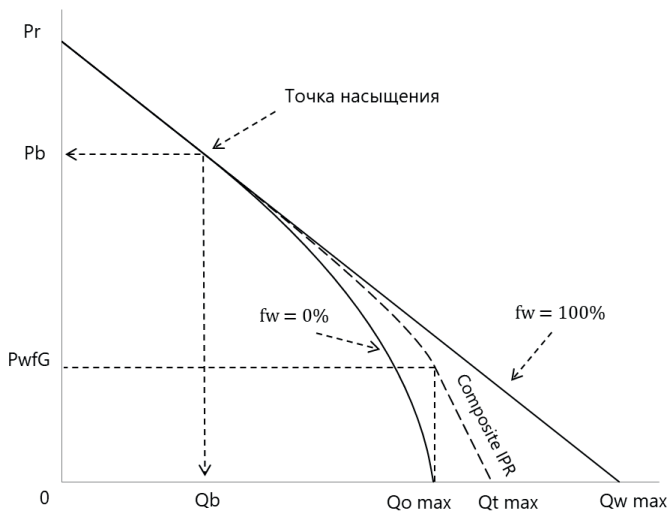
При снижении давления в пласте ниже давления насыщения наблюдается отклонение кривой притока в скважину от прямолинейного поведения, что объясняется появлением газовой фазы и, соответственно, дополнительным сопротивлением потоку. Изменение продуктивности скважины в результате выделения растворенного газа в пласте описывается уравнением Вогеля [Vogel, 1968]:

$$\frac{q_o}{q_o(max)} = 1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2, \quad (11)$$

где  $q_o$  — дебит нефти в стандартных условиях;  $q_o(max)$  — максимальный дебит нефти в стандартных условиях при  $P_{wf}=0$ ;  $\bar{P}_r$  — среднее пластовое давление;  $P_{wf}$  — забойное давление.

Уравнение Вогеля было разработано для условий двухфазного потока (нефть + газ), что накладывает соответствующие ограничения на его применение для скважин с обводненностью больше нуля. По мере увеличения обводненности количество свободного газа, способного выделиться из единицы объема жидкости в пласте, уменьшается, поскольку уменьшается доля нефтяной фазы. Соответственно, увеличивается и погрешность в оценке продуктивности скважины.

Наличие воды в продукции скважины учитывается в модифицированном методе Вогеля с поправкой на обводненность, который объединяет нелинейную кривую притока для нефти с кривой притока для воды (с постоянной продуктивностью) (рис. 1). Данный метод применим во всем диапазоне обводненности продукции скважины. При нулевой обводненности результат расчета полностью соответствует методу Вогеля, а при обводненности 100% — формуле коэффициента продуктивности (линейная зависимость). Подробное обсуждение и вывод уравнений для данного метода приводится в [Brown, 1977; Brown, 1984].



**Рис. 1.** Комбинированная кривая притока  
**Fig. 1.** Combined inflow curve

Пояснения к рис. 1:  $P_r$  — пластовое давление;  $P_b$  — давление насыщения нефти газом;  $P_{wfG}$  — давление комбинированного уравнения притока;  $Q_b$  — дебит при давлении насыщения;  $Q_o max$  — максимальный дебит нефти;  $Q_t max$  — максимальный дебит жидкости;  $Q_w max$  — максимальный дебит воды;  $f_w$  — обводненность.

Используя метод Вогеля с поправкой на обводненность, рассчитаем значение модифицированной депрессии  $\Delta P_{vogel}$ . Модифицированная депрессия рассчитывается

из фактической депрессии  $(\bar{P}_r - P_{wf})$  и обводненности  $f_w$  с учетом эффекта снижения проводимости из-за появления газовой фазы в пласте при забойном давлении ниже давления насыщения.

Давление комбинированного уравнения притока, соответствующее обводненности  $f_w$ :

$$P_{wfg} = \frac{4}{9} f_w P_b, \quad (12)$$

где  $P_b$  — давление насыщения нефти газом, атм.

При  $P_b \leq P_{wf}$ ,

$$\Delta P_{voge} = \Delta P = \bar{P}_r - P_{wf}. \quad (13)$$

При  $P_{wfg} \leq P_{wf} < P_b$ ,

$$\Delta P_{voge} = \begin{cases} \frac{-C + \sqrt{C^2 - 4B^2D}}{2B^2}, & B < 0 \\ -\frac{D}{C}, & B = 0 \end{cases}. \quad (14)$$

При  $0 \leq P_{wf} < P_{wfg}$ ,

$$\Delta P_{voge} = \frac{P_{wfg} + \left(\bar{P}_r - \frac{4}{9}P_b\right)tg\beta - P_{wf}}{tg\beta}. \quad (15)$$

Параметры  $A, B, C, D, tg\beta$  определяются следующим образом:

$$A = \frac{P_{wf} + 0,125(1 - f_w)P_b - f_w\bar{P}_r}{0,125(1 - f_w)P_b}, \quad (16)$$

$$B = \frac{f_w}{0,125(1 - f_w)P_b}, \quad (17)$$

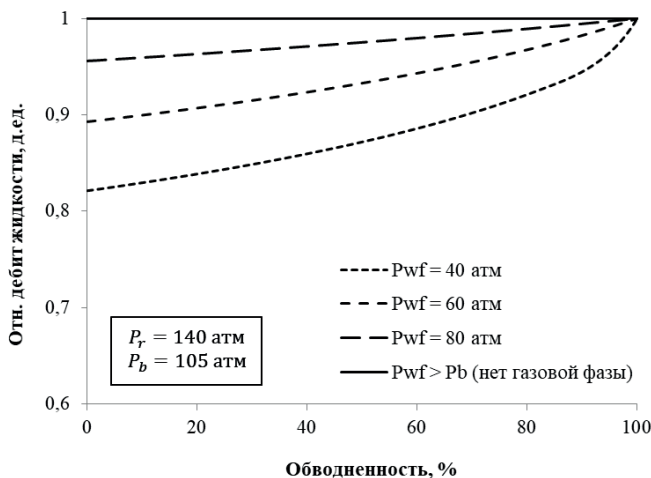
$$C = 2AB + 144/P_b, \quad (18)$$

$$D = A^2 - 144(\bar{P}_r - P_b)/P_b - 81, \quad (19)$$

$$tg\beta = f_w + \frac{0,125P_b(1 - f_w) \left[ -1 + \sqrt{81 - \frac{80(0,999P_b - 0,0018(\bar{P}_r - P_b))}{P_b}} \right]}{0,001 \left( \bar{P}_r - \frac{4}{9}P_b \right)}. \quad (20)$$

Примечание: при  $f_w = 1$  депрессия также определяется выражением  $\Delta P_{voge} = \bar{P}_r - P_{wf}$ , а при  $\bar{P}_r < P_b$  в приведенных выше формулах  $P_b$  необходимо заменить на  $\bar{P}_r$ .

Очевидно, что изменение продуктивности скважины из-за появления газовой фазы в пласте будет зависеть не только от обводненности, но и от рабочего забойного давления. При этом необходимо отметить, что в рамках комбинированного метода Вогеля водонасыщенность пласта не учитывается. На рис. 2 видно, что при отсутствии газовой фазы ( $P_{wf} > P_b$ ) изменение обводненности не приводит к изменению дебита скважины.



**Рис. 2.** Теоретический дебит жидкости, рассчитанный по комбинированному методу Вогеля для различных значений обводненности и фиксированного забойного давления

**Fig. 2.** Theoretical fluid rate estimated by the combined Vogel method for various water-cuts and fixed BHP

Полученное значение модифицированной депрессии  $\Delta P_{vogel}$  может быть использовано в формуле Дюпюи (4), тогда коэффициент продуктивности  $j$ -й скважины на временном шаге  $t_k$  с учетом поправки Вогеля будет равен:

$$J_j(t_k) = J'_j M_j(t_k) \frac{\Delta P_{vogel j}(t_k)}{\bar{P}_r(t_k) - P_{wf}(t_k)}, \quad (21)$$

где  $J'_j$  — постоянная составляющая коэффициента продуктивности, не зависящая от водонасыщенности;  $M_j(t_k)$  — общая подвижность нефти и воды в области  $j$ -й скважины;  $\Delta P_{vogel j}(t_k)$  — модифицированная депрессия, учитывающая эффект разгазирования нефти в пласте;  $\bar{P}_r(t_k)$  — среднее пластовое давление;  $P_{wf}(t_k)$  — забойное давление.

Обратный коэффициент падения добычи  $j$ -й скважины на шаге  $t_k$  равен:

$$\tau_{j,k} = \frac{CV_j}{J_j(t_k)}, \quad (22)$$

где  $CV_j$  — произведение сжимаемости системы и порового объема (в рамках предлагаемой модели рассматривается как один параметр);  $J_j(t_k)$  — коэффициент продуктивности на шаге  $t_k$ .

## Коэффициенты взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин

Линейная форма закона Дарси для суммарного расхода нефти и воды в момент времени  $t$  может быть записана выражением (23), при условии что величина градиента давления постоянна и равна для обеих фаз:

$$q_t = M k_h A \frac{dp}{dx}, \quad (23)$$

где  $M$  — общая подвижность нефти и воды;  $k_h$  — абсолютная проницаемость пласта в горизонтальном направлении;  $A$  — площадь фильтрации;  $dp/dx$  — перепад давления на единицу длины в направлении фильтрации (градиент).

Запишем в целом для пласта:

$$q_t \int_0^L \frac{dx}{M} = k_h A \int_{p_r}^{p_{wf}} dp. \quad (24)$$

При прочих статичных условиях изменение суммарного расхода будет пропорционально изменению средней общей подвижности фаз:

$$q_t = \bar{M} k_h A \frac{\Delta P}{L}. \quad (25)$$

Средняя общая подвижность нефти и воды  $\bar{M}$  определяется в интервале от текущей водонасыщенности в области добывающей скважины  $S_w$  до остаточной нефтенасыщенности  $(1 - S_{or})$ . Подробное описание алгоритма расчета средней общей подвижности приведено в [Willhite, 1986].

Запишем формулу объема жидкости, проходящего через поровый объем  $V_{p,j}$  между  $i$ -й нагнетательной и  $j$ -й добывающей скважиной:

$$q_{ij}(t_k) = \bar{M}_j(t_k) \bar{k}_{ij} \bar{A}_{ij} \frac{\Delta \bar{P}_{r\ ij}(t_k)}{L_{ij}}. \quad (26)$$

Здесь все параметры характеризуют участок пласта между  $i$ -й нагнетательной скважиной и  $j$ -й добывающей скважиной:  $\bar{k}_{ij}$  — средняя абсолютная проницаемость пласта в горизонтальном направлении;  $\bar{A}_{ij}$  — средняя площадь фильтрации;  $L_{ij}$  — расстояние между скважинами;  $\bar{M}_j(t_k)$  — средняя общая подвижность нефти и воды в момент времени  $t_k$ ;  $\Delta \bar{P}_{r\ ij}(t_k)$  — разница пластовых давлений в области  $i$ -й нагнетательной скважины и  $j$ -й добывающей скважины в момент времени  $t_k$ .

Из выражения (26) запишем формулу постоянной составляющей проводимости, не зависящей от подвижности флюида:

$$T'_{ij} = \frac{\bar{k}_{ij} \bar{A}_{ij}}{L_{ij}}. \quad (27)$$

Следовательно, выражение (26) можно записать следующим образом:

$$q_{ij}(t_k) = T'_{ij} \bar{M}_j(t_k) \Delta \bar{P}_{r\ ij}(t_k). \quad (28)$$

Приемистость  $i$ -й нагнетательной скважины в момент времени  $t_k$  при условии отсутствия непроизводительной закачки ( $\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} = 1$ ):

$$I_i(t_k) = \sum_{j=1}^{NP} f_{ij} I_i(t_k) = \sum_{j=1}^{NP} q_{ij}(t_k). \quad (29)$$

В таком случае коэффициент взаимовлияния между  $i$ -й нагнетательной скважиной и  $j$ -й добывающей скважиной в момент времени  $t_k$  равен:

$$f_{ij}(t_k) = \frac{q_{ij}(t_k)}{I_i(t_k)} = \frac{T'_{ij} \bar{M}_j(t_k) \Delta \bar{P}_{r\ ij}(t_k)}{\sum_{p=1}^{NP} (T'_{ip} \bar{M}_p(t_k) \Delta \bar{P}_{r\ ip}(t_k))}. \quad (30)$$

Из выражения (30) можно сделать вывод о том, что коэффициенты  $f_{ij}$  не стационарны и могут изменяться на каждом временном шаге по следующим причинам:

- 1) существенное изменение рабочих забойных давлений добывающих скважин либо их полная остановка ( $\Delta \bar{P}_{r\ ij}(t_k) \approx 0$ );
- 2) изменение средней общей подвижности нефти и воды.

Для частичного решения первой проблемы в работе [Salehian, Çinar, 2019] предлагается учитывать длительные остановки добывающих скважин с помощью индикаторной функции  $\Gamma_j$ , отражающей статус скважины в момент времени  $t_k$ :

$$f'_{ij}(t_k) = \frac{\Gamma_j(t_k) f_{ij}}{\sum_{p=1}^{NP} \Gamma_p(t_k) f_{ip}}, \quad (31)$$

где  $\Gamma(t_k)$  — индикаторная функция, отражающая статус скважины:

$$\Gamma_j(t_k) = \begin{cases} 1, & \text{если скважина в работе} \\ 0, & \text{если скважина остановлена} \end{cases}$$

Основным недостатком такого подхода является допущение, что вся закачка нагнетательной скважины является производительной вследствие нормировки на сумму всех коэффициентов. На практике часть закачиваемого агента может уходить в нецелевые интервалы пласта, соответственно, сумма коэффициентов нагнетательной скважины в таких случаях должна принимать значения меньше единицы.

В текущей работе предлагается использовать динамические коэффициенты взаимовлияния  $f'_{ij}(t_k)$ , которые учитывают изменение средней подвижности нефти и воды, а также остановки добывающих скважин на каждом временном шаге. Динамические коэффициенты пересчитываются из исходных коэффициентов взаимовлияния  $f_{ij}$ , определяемых в результате решения оптимизационной задачи аналогично CRMP. Таким образом, предлагаемый подход не приводит к увеличению варьируемых параметров модели, а также допускает наличие непроизводительной закачки.

Модифицированные коэффициенты взаимовлияния на шаге  $t_k$  определяются следующим образом:

$$f'_{ij}(t_k) = f_{i\text{sum}} * \frac{f_{ij}a_j(t_k)\Gamma_j(t_k)}{\sum_{p=1}^{NP} (f_{ip}a_p(t_k)\Gamma_p(t_k))}, \quad (32)$$

где  $f'_{ij}(t_k)$  — пересчитанные коэффициенты взаимовлияния на шаге  $t_k$ ;  $f_i$  — исходные коэффициенты взаимовлияния (подбираемые в результате решения оптимизационной задачи);  $\Gamma(t_k)$  — индикаторная функция, отражающая статус скважины на шаге  $t_k$ ;  $i$  — индексы нагнетательных скважин;  $j$  и  $p$  — индексы добывающих скважин;  $f_{i\text{sum}} = \sum_{j=1}^{NP} f_{ij}$  — сумма исходных коэффициентов  $i$ -й нагнетательной скважины;  $\alpha(t_k)$  — коэффициент, учитывающий изменение средней общей подвижности нефти и воды всех добывающих скважин относительно начального момента времени  $t_0$ :

$$a_j(t_k) = 1 + \left( \frac{\bar{M}_j(t_k)}{\sum_{p=1}^{NP} \bar{M}_p(t_k)} - \frac{\bar{M}_j(t_0)}{\sum_{p=1}^{NP} \bar{M}_p(t_0)} \right). \quad (33)$$

Суммы исходных коэффициентов взаимовлияния  $f_i$  и модифицированных  $f'_i$  остаются равными на каждом временном шаге рассматриваемого интервала:

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} = \sum_{j=1}^{NP} f'_{ij}(t_k).$$

## Настройка модели

Перед обучением модели проводится сбор и подготовка данных по всем добывающим и нагнетательным скважинам в заданном радиусе:

- 1) динамика дебитов жидкости, забойных давлений, пластовых давлений, обводненности по добывающим скважинам;
- 2) динамика приемистостей по нагнетательным скважинам;
- 3) кривые ОФП, представленные в виде параметров Кори, задаются априорно.

Неизвестными параметрами в данной модели являются  $CV_j, J_j', e_j, f_{ij}$ . Для коэффициентов взаимовлияния устанавливается ограничение:

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1, i = \overline{1, NI}.$$

Исходные коэффициенты взаимовлияния  $f_{ij}$ , как и в модели CRMP, определяются в результате решения оптимизационной задачи. Используя исходные коэффициенты  $f_{ij}$ , на каждом временном шаге по формулам (32)–(33) пересчитываются модифицированные коэффициенты  $f'_{ij}(t_k)$ . Параметр  $\tau$  определяется на каждом временном шаге по формулам (21)–(22). Целевая функция соответствует той, что используется при обучении CRMP:

$$F = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{n=1}^T \left( \tilde{q}_j(t_n) - q_j(t_n) \right)^2. \quad (34)$$

В текущей работе оптимизационная задача решалась с помощью метода дифференциальной эволюции [Mallipeddi, Suganthan, 2009], который относится к классу стохастических алгоритмов оптимизации и предназначен для поиска глобального оптимума функции. Подробный обзор и сравнение других методов, применяемых в рамках данной задачи, рассмотрены в [Бекман и др. 2019].

Для расчета эффективных свойств жидкости в условиях многофазного течения необходимо предварительно определить вязкость и объемный коэффициент нефти и воды в пластовых условиях. Данная задача решается с помощью различных PVT-корреляций, выбор которых зависит от геологических особенностей продуктивных пластов и насыщающих их флюидов. Кроме того, необходимо знать среднее пластовое давление  $\bar{P}_r$  в области добывающей скважины. В рамках текущей работы мы рассматриваем некоторый период работы скважины, что подразумевает наличие данных о пластовом давлении в каждый момент времени. На практике такая информация, как правило, отсутствует ввиду низкого охвата фонда скважин гидродинамическими исследованиями.

Динамика пластового давления на периоде адаптации в окрестности  $j$ -й добывающей скважины может быть восстановлена с использованием настроенной модифицированной модели CRMP и формулы Дюпюи [Бекман, Зеленин, 2021]:

$$P_j(t_k) = P_{wf\ j}(t_k) + \frac{q_j(t_k)}{J_j(t_k)}. \quad (35)$$

Таким образом, описанный выше алгоритм позволит с некоторой погрешностью восстановить динамику пластового давления на периоде адаптации. В этом случае процесс настройки модели будет носить итерационный характер с уточнением динамики пластового давления на каждой итерации.

Разработанная модифицированная модель CRMP реализована на базе программного продукта «ГТМ-Менеджер»<sup>1</sup>, предназначенного для автоматизации поиска скважин-кандидатов для ГТМ. Результаты апробации описанных в статье алгоритмов также подготовлены с использованием данного программного продукта.

## Апробация модифицированной модели

Для оценки прогнозной способности разработанной модели был проведен ретроспективный анализ фактически выполненных мероприятий по оптимизации режима эксплуатации добывающих нефтяных скважин на одном из месторождений Западной Сибири. Выборка включает в себя 125 мероприятий, проведенных за период 2018–2024 гг. Сравнивались фактические и прогнозные значения дебита жидкости в первый месяц после

<sup>1</sup> Галеев А. А., Тагиров Р. Х. 2025. ГТМ-Менеджер // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ. № 2025669489.

проведения ГТМ (геолого-технического мероприятия). Дополнительно проводилось сравнение качества прогнозирования с классической моделью CRMP и с прогнозами специалистов по подбору ГТМ.

Для оценки сходимости прогноза использована метрика MAPE (средняя абсолютная ошибка в процентах):

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{|y_i|}, \quad (36)$$

где  $N$  — общее число прогнозных значений дебита жидкости после ГТМ в выборке;  $y_i$  — фактическое значение дебита жидкости после ГТМ;  $\hat{y}_i$  — прогнозное значение дебита жидкости после ГТМ.

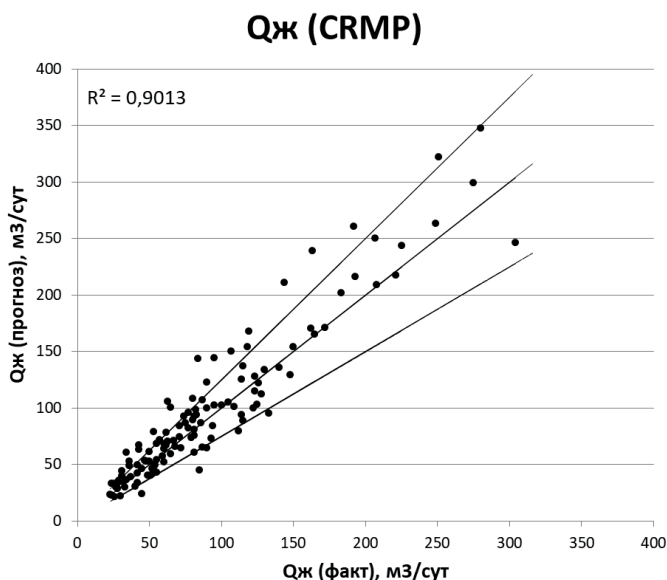
Также проводилась оценка количества завышенных и заниженных прогнозов:

$$\frac{(\hat{y}_i - y_i)}{y_i} \geq E - \text{завышенный прогноз,}$$

$$\frac{(\hat{y}_i - y_i)}{y_i} \leq -E - \text{заниженный прогноз,}$$

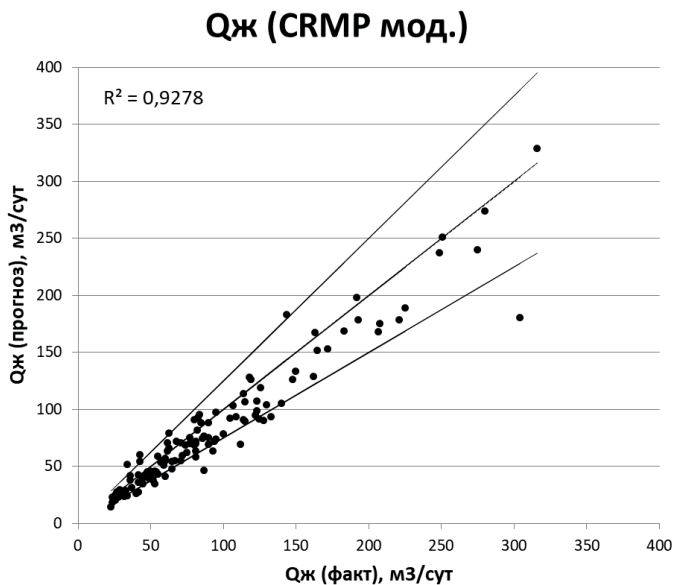
где  $E$  — предельное значение отклонения, которое задается экспертно. В данной работе принято значение  $E = 0,25$ .

Результаты анализа приведены на рис. 3–8.



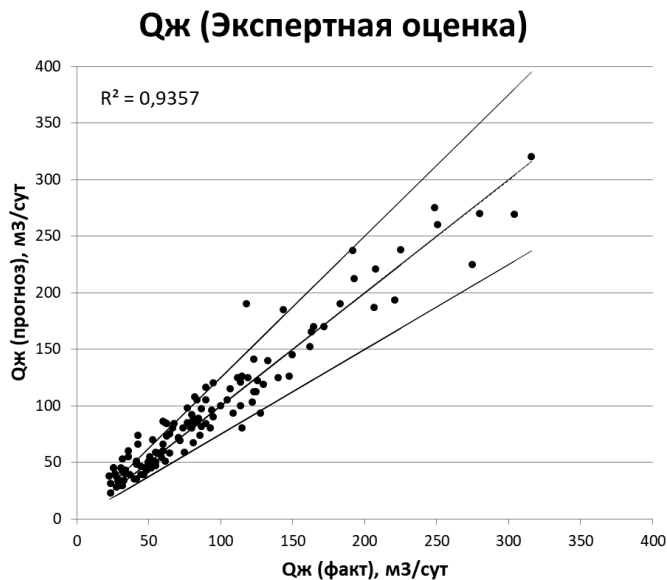
**Рис. 3.** Сходимость фактических и прогнозных дебитов жидкости по модели CRMP

**Fig. 3.** Convergence of actual and CRMP-estimated fluid rates



**Рис. 4.** Сходимость фактических и прогнозных дебитов жидкости по модифицированной модели CRMP

**Fig. 4.** Convergence of actual and modified CRMP-estimated fluid rates



**Рис. 5.** Сходимость фактических и прогнозных дебитов жидкости по экспертной оценке

Fig. 5. Convergence of actual and expert-estimated fluid rates

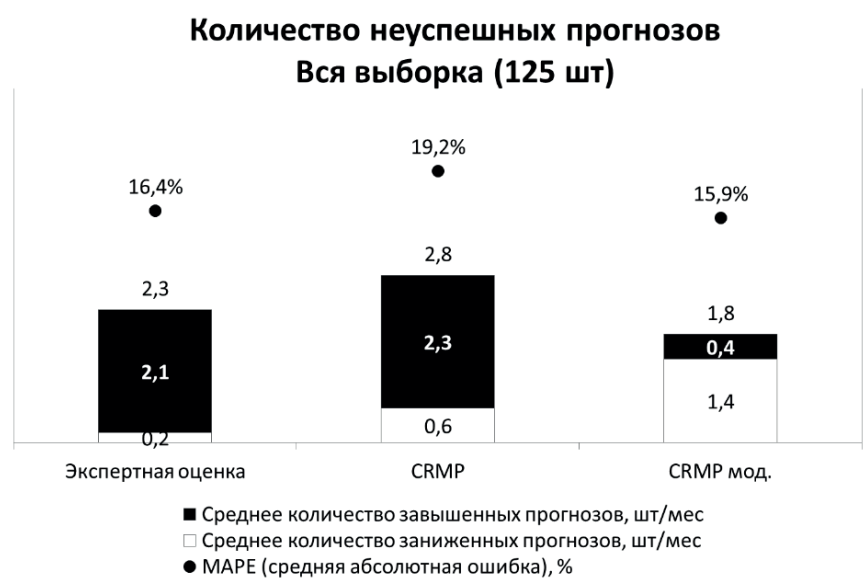


Рис. 6. Средняя абсолютная ошибка и количество неуспешных прогнозов по всей выборке

Fig. 6. Mean absolute error and the number of failed estimates for the entire sample

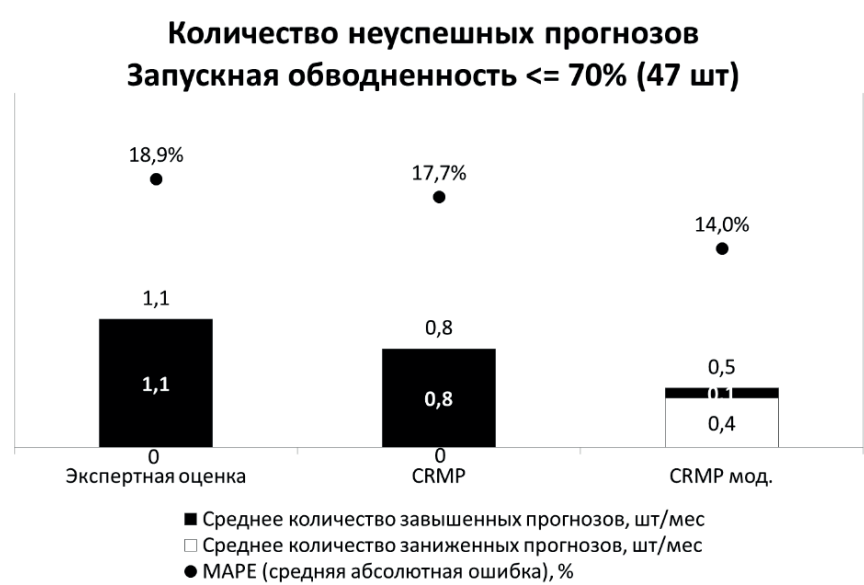
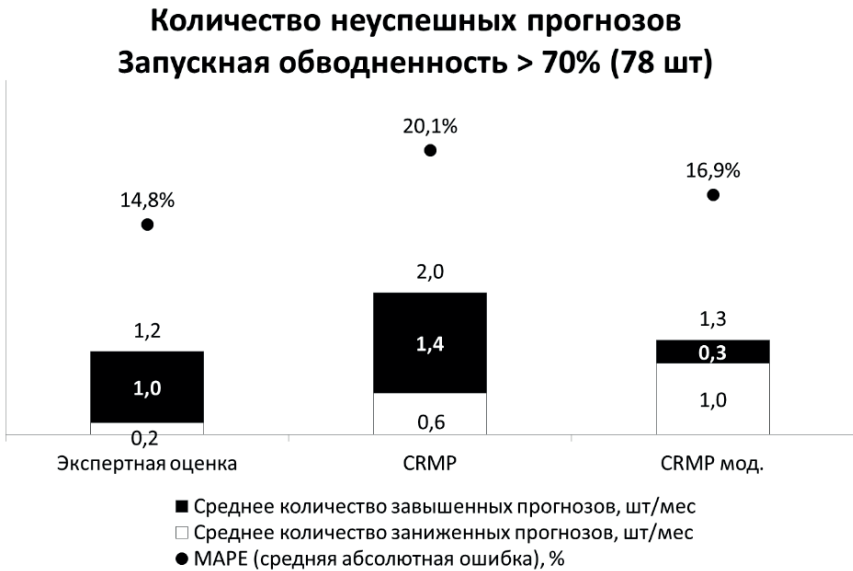


Рис. 7. Средняя абсолютная ошибка и количество неуспешных прогнозов по скважинам с запускной обводненностью <= 70%

**Fig. 7.** Mean absolute error and the number of failed estimates for wells with initial water-cuts of  $\leq 70\%$



**Рис. 8.** Средняя абсолютная ошибка и количество неуспешных прогнозов по скважинам с запускной обводненностью > 70%

**Fig. 8.** Mean absolute error and the number of failed estimates for wells with initial water-cuts of > 70%

По результату проведенного анализа можно сделать следующие выводы.

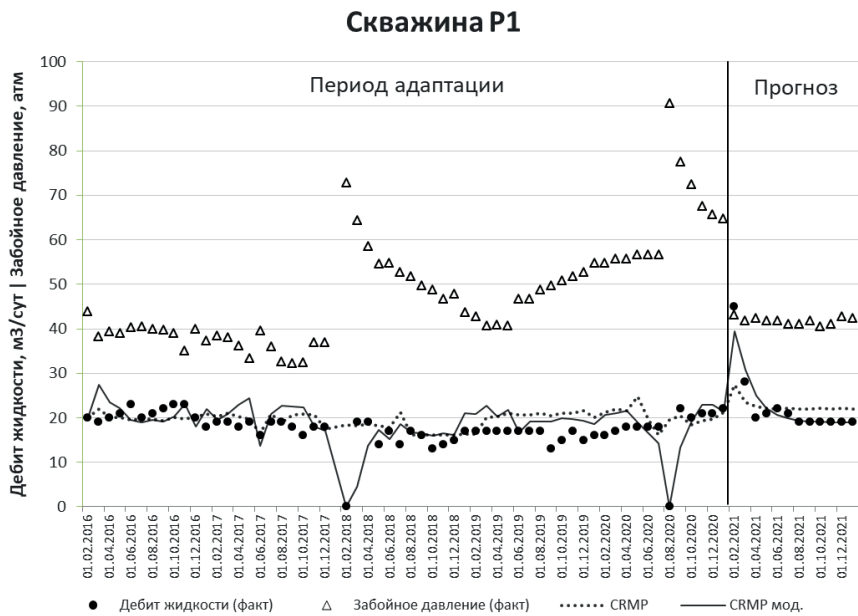
Классический вариант модели CRMP и ее модифицированная версия, представленная в данной статье, показали удовлетворительное качество прогнозирования дебита жидкости, сопоставимое с прогнозами специалистов по подбору ГТМ.

Модифицированная модель показывает лучшие результаты прогнозирования в сравнении с классическим вариантом CRMP для всего диапазона запускной обводненности (рис. 7–8).

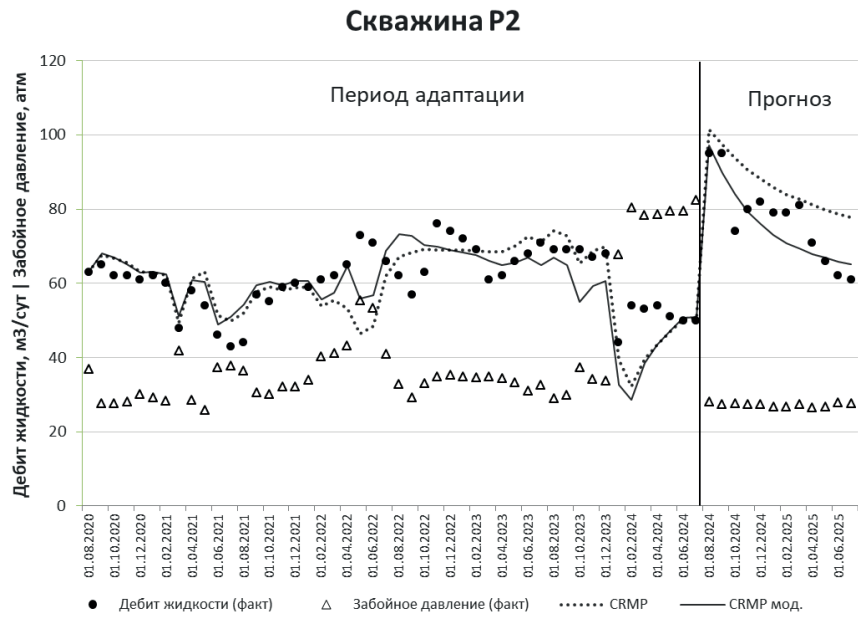
По скважинам с низкой запускной обводненностью ( $\leq 70\%$ ) качество прогнозов модифицированной модели превосходит как классический вариант CRMP, так и прогнозы специалистов по подбору ГТМ (рис. 7).

У модели CRMP отмечается преобладание завышенных прогнозов, что вероятно связано с отсутствием учета особенностей многофазного течения в пласте. В свою очередь, модифицированная модель CRMP хоть и в меньшей степени, но систематически занижает прогнозный дебит жидкости относительно факта.

Примеры расчетов на реальных скважинах с выполненными мероприятиями по оптимизации режима эксплуатации УЭЦН представлены на рис. 9–11.



**Рис. 9.** Пример расчета на скважине P1  
**Fig. 9.** An example of a model run for well P1



**Рис. 10.** Пример расчета на скважине P2

Fig. 10. An example of a model run for well P2

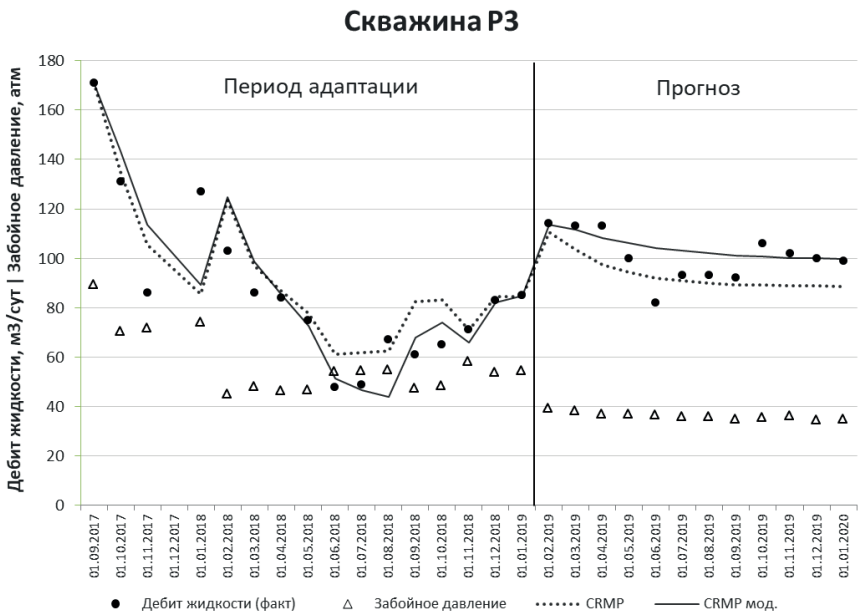


Рис. 11. Пример расчета на скважине РЗ

Fig. 11. An example of a model run for well P3

# Заключение

В статье представлена новая прокси-модель на базе CRM, адаптированная для условий трехфазного потока в пласте. Важным преимуществом данной модели по сравнению с классическим вариантом CRMP является возможность моделирования изменения дебита скважины в соответствии с динамикой обводненности продукции. Модифицированная модель более точно описывает характер многофазного течения между нагнетательными и добывающими скважинами в процессе разработки месторождения, что позволяет корректно оценить коэффициенты взаимовлияния на каждом временном шаге.

Проведен анализ сходимости прогнозных значений дебита жидкости после ГТМ с фактическими показателями. По результату анализа подтверждено более высокое качество прогнозов модифицированной модели в сравнении с классическим вариантом CRMP. В случаях с низкой обводненностью продукции прогнозы разработанной модели также превосходят по качеству прогнозы специалистов по подбору ГТМ.

Разработанная прокси-модель реализована на базе программного продукта «ГТМ-Менеджер» и успешно применяется для решения практических задач в области анализа и управления разработкой нефтяных месторождений.

## Список источников

- Бекман А. Д., Степанов С. В., Ручкин А. А., Зеленин Д. В. 2019. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Т. 5. № 3. С. 164–185. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185>
- Бекман А. Д. 2023. Новая двухфазная емкостно-резистивная прокси-модель процесса разработки нефтяного месторождения // Математическое моделирование. Т. 35. № 5. С. 47–61. <https://doi.org/10.20948/mm-2023-05-04>
- 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. Т. 7. № 4(28). С. 163–180. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-4-163-180>
- Степанов С. В., Бекман А. Д., Ручкин А. А., Поспелова Т. А. 2021. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. М.: Тюмень: ИПЦ «Экспресс». 300 с.
- Шевцов Н. О., Степанов С. В. 2022. Совершенствование модели материального баланса для учета изменения коэффициента продуктивности скважин // Математическое моделирование. Т. 34. № 2. С. 3–16. <https://doi.org/10.20948/mm-2022-02-01>
- Brooks R., Corey T. 1964. Hydraulic Properties of Porous Media. Hydrology Papers. Fort Collins, CO: Colorado State University.
- Brown K. E. 1977. Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 1. Tulsa, OK: PennWell Books. 487 p.
- Brown K. E. 1984. Technology of Artificial Lift Methods. Vol. 4. Tulsa, OK: PennWell Books. 443 p.
- Cao F. 2014. Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model. PhD Dissertation. University of Texas, Austin, TX, USA. 218 p.
- Guo Z., Reynolds A. C., Zhao H. 2018. Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model // Computational Geosciences. Vol. 22. Pp. 745–761. <https://doi.org/10.1007/s10596-018-9723-y>
- Hochreiter S., Schmidhuber J. 1997. Long short-term memory // Neural Computation. Vol. 9(8). Pp. 1735–1780.
- Holanda R. W. d., 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. Art. no. 3368. <https://doi.org/10.3390/en1123368>
- Jamali A., Tavakkol A. E. 2017. Application of capacitance resistance models to determining interwell connectivity of large-scale mature oil fields // Petroleum Exploration and Development. No. 44(1). Pp. 132–138 [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30017-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30017-4)
- Kianinejad A., Chen X., DiCarlo D. A. 2015. The effect of saturation path on three-phase relative permeability // Water Resources Research. Vol. 51. No. 11. Pp. 9141–9164. <https://doi.org/10.1002/2015WR017185>

- Mallipeddi R., Suganthan P. N. 2009. Differential evolution algorithm with ensemble of populations for global numerical optimization // *OPSEARCH*. Vol. 46. Pp. 184–213. <https://doi.org/10.1007/s12597-009-0012-3>
- Raissi M., Perdikaris P., Karniadakis G. E. 2019. Physics-informed neural networks: A deep learning framework for solving forward and inverse problems involving nonlinear partial differential equations // *Journal of Computational Physics*. Vol. 378. Pp. 686–707. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2018.10.045>
- Raissi M., Yazdani A., Karniadakis G. E. 2020. Hidden fluid mechanics: Learning velocity and pressure fields from flow visualizations // *Science*. Vol. 367. Pp. 1026–1030. <https://doi.org/10.1126/science.aaw4741>
- Salehian M., Çınar M. 2019. Reservoir characterization using dynamic capacitance–resistance model with application to shut-in and horizontal wells // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. Vol. 9. Pp. 2811–2830. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0655-4>
- Sayarpour M. 2008. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO<sub>2</sub> Floods. PhD Dissertation. University of Texas, Austin, TX, USA. 218 p.
- Vogel J. V. 1968. Inflow performance relationships for solution gas drive wells // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 20. No. 1. Pp. 83–92.
- Weber D., Edgar T. F., Lake L. W., Lasdon L., Kawas S., Sayarpour M. 2009. Improvements in capacitance-resistive modeling and optimization of large scale reservoirs // *SPE Western Regional Meeting*, San Jose, California. SPE-121299-MS. <https://doi.org/10.2118/121299-MS>
- Willhite G. P. 1986. Waterflooding. Vol. 3. Dallas, TX: Textbook Series, SPE. 326 p.
- Yousef A., Gentil P., Jensen J., Lake L. 2005. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, Texas. SPE-95322-MS. <https://doi.org/10.2118/95322-MS>
- Zhao Hui, Kang Zhijiang, Zhang Xiansong, Sun Haitao, Cao Lin, Reynolds A. 2015. INSIM: A data-driven model for history matching and prediction for waterflooding monitoring and management with a field application // *SPE Reservoir Simulation Symposium*. SPE-173213-MS. <https://doi.org/10.2118/173213-MS>

## References

- 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. (2023). A new two-phase capacitance-resistance proxy model of the oil field development process. *Mathematical Modeling*, 35(5), 47–61. <https://doi.org/10.20948/mm-2023-05-04> [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]

- Stepanov, S. V., Bekman, A. D, Ruchkin, A. A, & Pospelova, T. A. (2021). *Supporting Oil Field Development Using CRM Models*. Express. [In Russian]
- Shevtsov, N. O., & Stepanov, S. V. (2022). Improving the material balance model to account for changes in the well productivity index. *Mathematical modeling*, 34(2), 3–16. <https://doi.org/10.20948/mm-2022-02-01> [In Russian]
- Brooks, R., & Corey, T. (1964). *Hydraulic Properties of Porous Media*. *Hydrology Papers*. Colorado State University.
- Brown, K. E. (1977). *Technology of Artificial Lift Methods*. Vol. 1. PennWell Books.
- Brown, K. E. (1984). *Technology of Artificial Lift Methods*. Vol. 4. PennWell Books.
- Cao, F. (2014). *Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model*. PhD Dissertation. University of Texas, Austin, TX, USA.
- Guo, Z., Reynolds, A. C., & Zhao, H. (2018). Waterflooding optimization with the INSIM-FT data-driven model. *Computational Geosciences*, 22, 745–761. <https://doi.org/10.1007/s10596-018-9723-y>
- Hochreiter, S., & Schmidhuber, J. (1997). Long short-term memory. *Neural Computation*, 9(8), 1735–1780.
- Holanda, R. W. d., 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, 3368. <https://doi.org/10.3390/en11123368>
- Jamali, A., & Tavakkol, A. E. (2017). Application of capacitance resistance models to determining interwell connectivity of large-scale mature oil fields. *Petroleum Exploration and Development*, 44(1), 132–138 [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(17\)30017-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(17)30017-4)
- Kianinejad, A., Chen, X., & DiCarlo, D. A. (2015). The effect of saturation path on three-phase relative permeability. *Water Resources Research*, 51(11), 9141–9164. <https://doi.org/10.1002/2015WR017185>
- Mallipeddi, R., & Suganthan, P. N. (2009). Differential evolution algorithm with ensemble of populations for global numerical optimization. *OPSEARCH*, 46, 184–213. <https://doi.org/10.1007/s12597-009-0012-3>
- Raissi, M., Perdikaris, P., & Karniadakis, G. E. (2019). Physics-informed neural networks: A deep learning framework for solving forward and inverse problems involving nonlinear partial differential equations. *Journal of Computational Physics*, 378, 686–707. <https://doi.org/10.1016/j.jcp.2018.10.045>
- Raissi, M., Yazdani, A., & Karniadakis, G. E. (2020). Hidden fluid mechanics: Learning velocity and pressure fields from flow visualizations. *Science*, 367, 1026–1030. <https://doi.org/10.1126/science.aaw4741>
- Salehian, M., & Çınar, M. (2019). Reservoir characterization using dynamic capacitance–resistance model with application to shut-in and horizontal wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9, 2811–2830. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0655-4>
- Sayarpour, M. (2008). *Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO<sub>2</sub> Floods*. PhD Dissertation. University of Texas, Austin, TX, USA.
- Vogel, J. V. (1968). Inflow performance relationships for solution gas drive wells. *Journal of Petroleum Technology*, 20(1), 83–92.

- Weber, D., Edgar, T. F., Lake, L. W., Lasdon, L., Kwas, S., & Sayarpour, M. (2009). Improvements in capacitance-resistive modeling and optimization of large scale reservoirs. *SPE Western Regional Meeting, San Jose, California*. SPE-121299-MS. <https://doi.org/10.2118/121299-MS>
- Willhite, G. P. (1986). *Waterflooding*. Vol. 3. Textbook Series, SPE.
- Yousef, A., Gentil, P., Jensen, J., & Lake, L. (2005). A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas*. SPE-95322-MS. <https://doi.org/10.2118/95322-MS>
- Zhao, Hui, Kang, Zhijiang, Zhang, Xiansong, Sun, Haitao, Cao, Lin, & Reynolds, A. (2015). INSIM: A data-driven model for history matching and prediction for waterflooding monitoring and management with a field application. *SPE Reservoir Simulation Symposium*. SPE-173213-MS. <https://doi.org/10.2118/173213-MS>

## Информация об авторах

*Айрат Алмазович Галеев*, главный специалист управления автоматизации процессов и менеджмента данных, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия  
[aagaleev@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aagaleev@rn-gir.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0005-2582-2400>

*Татьяна Ивановна Синицына*, кандидат технических наук, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия  
[tisinityna@rn-gir.rosneft.ru](mailto:tisinityna@rn-gir.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0007-4986-9486>

## Information about the authors

*Airat A. Galeev*, Chief Specialist of the Process Automation and Data Management Division, RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia  
[aagaleev@rn-gir.rosneft.ru](mailto:aagaleev@rn-gir.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0005-2582-2400>

*Tatyana I. Sinitsyna*, Cand. Sci. (Tech.), Head of the Production Engineering Division, RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia  
[tisinityna@rn-gir.rosneft.ru](mailto:tisinityna@rn-gir.rosneft.ru), <https://orcid.org/0009-0007-4986-9486>