

Метод оперативного подбора скважин-кандидатов на перевод под нагнетание на основе модели материального баланса CRMP

Александр Дмитриевич Бекман 

ООО «РН – Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Контакт для переписки: adbekman@rn-gir.rosneft.ru 

Аннотация. Выбор скважин-кандидатов для перевода под нагнетание, а также выбор подходящего момента для перевода конкретной скважины являются актуальными задачами анализа состояния разработки месторождений нефти и газа. Решение подобных задач с помощью традиционно используемых 3D гидродинамических моделей (ГДМ) не представляет теоретической сложности, однако на практике может потребовать неприемлемо долгих расчетов. Для оперативного решения многих задач анализа состояния разработки в настоящее время применяются разного рода прокси-модели, но методы их использования для вышеупомянутой задачи в достаточной мере не проработаны. В частности, сложность применения таких моделей для выбора скважин-кандидатов для перевода под нагнетание связана с отсутствием оценок для коэффициентов взаимовлияния новой нагнетательной скважины с добывающими и, как следствие, невозможностью оценки прогнозных дебитов нефти. В настоящей статье предложен метод оценки таких коэффициентов, позволяющий рассчитывать прогноз дебитов нефти с помощью известной емкостно-резистивной модели (CRMP). Приведены результаты численных экспериментов по оценке эффективности нового метода путем сопоставления прогнозов по дебитам нефти, полученных с помощью синтетической ГДМ и CRMP.

Ключевые слова: CRM, Capacitance Resistance Model, взаимовлияние скважин, перевод в ППА, материальный баланс

Цитирование: Бекман А. Д. 2026. Метод оперативного подбора скважин-кандидатов на перевод под нагнетание на основе модели материального баланса CRMP // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-мате-

матическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 12. № 2 (46). С. 171–187.
<https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-12-2-171-187>

Поступила 16.03.2026; одобрена 30.04.2026; принята 04.05.2026

Method for rapid selection of candidate wells for conversion to injection based on the CRMP material balance model

Alexander D. Bekman

LLC “RN – Geology Research Development”, Tyumen, Russia
Corresponding author: adbekman@tnnc.rosneft.ru

Abstract. Selecting candidate wells for conversion to injection, as well as choosing the appropriate moment for conversion of a specific well, are pressing issues in oil and gas field development analysis. Solving such problems using traditional 3D reservoir simulation models (RSM) is not theoretically difficult; however, in practice, it can require unacceptably long calculation times. Various proxy models are currently used to quickly solve many development analysis problems; though, the methods for their use for this purpose have not been sufficiently developed. Specifically, the difficulty of using such models to select candidate wells for conversion to injection is due to the lack of estimates for the coefficients of interaction between a new injection well and producing wells, which makes it impossible to estimate predicted oil flow rates. This article proposes a method for estimating such coefficients, enabling the calculation of a forecasted oil flow rate using the well-known capacitance-resistance model (CRMP). The results of numerical experiments to evaluate the effectiveness of the new method on a synthetic RSM are presented.

Keywords: CRM, Capacitance Resistance Model, well interference, conversion wells to injection, material balance

Citation: Bekman, A. D. (2026). Method for rapid selection of candidate wells for conversion to injection based on the CRMP material balance model. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 12(2), 171–187. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2026-12-2-171-187>

Received Mar. 16, 2026; Reviewed Apr. 30, 2026; Accepted May 4, 2026

Введение

Система поддержания пластового давления является одним из важнейших факторов, обеспечивающих эффективность эксплуатации нефтяного месторождения, особенно на поздних стадиях разработки. По мере выработки запасов эксплуатируемого объекта регулярно возникает задача выбора, какие скважины следует перевести под нагнетание, чтобы компенсировать текущие отборы жидкости. Естественными критериями для такого выбора можно считать прогнозные оценки компенсации по скважинам и средних пластовых давлений (по элементам заводнения или по зонам дренирования отдельных скважин), а также оценки добычи нефти за некоторый прогнозный период. Вычисление таких оценок возможно, например, с помощью 3D гидродинамических моделей (ГДМ), однако такой подход потребует отдельного расчета для каждого кандидата (а в случае если рассматриваются различные даты перевода, то нескольких расчетов). При большом фонде скважин это может приводить к существенным временным затратам [Степанов и др., 2018]. В связи с этим представляется разумным подход, при котором вышеупомянутые оценки получаются с помощью более простых и менее точных, но быстрых математических моделей (прокси-моделей [Bahrami et al., 2022]), которые позволяют уменьшить число потенциальных кандидатов, а затем уточнить оценки для оставшихся кандидатов посредством ГДМ. Однако использование существующих на настоящий момент прокси-моделей при практической реализации данного подхода связано с известной проблемой: обучаясь (настраиваясь) на фактически наблюдаемых данных, прокси-модели способны численно оценить и/или имитировать взаимовлияние имеющихся на текущий момент пар нагнетательных и добывающих скважин, но предсказать взаимовлияние скважин после перевода одной из них в фонд поддержки пластового давления (ППД), т. е. в режим нагнетания, они не могут. Отсутствие в моделях такой информации делает невозможными любые прогнозы относительно эффективности мероприятий по переводу в ППД. Тем не менее как будет показано ниже, для емкостно-резистивной модели CRMP, при выполнении определенных предположений, возможно получить обоснованные оценки коэффициентов взаимовлияния на прогноз и реализовать вышеупомянутый подход оперативного подбора скважин для перевода в ППД.

Основная информация о модели CRMP

Модель CRMP, как и все модели семейства емкостно-резистивных моделей (Capacitance Resistance Model, CRM), основывается на уравнении материального баланса и формуле притока жидкости к скважине. Из этих соотношений, дополненных рядом предположений, выводится основная формула данной модели, представляющая собой функциональную зависимость дебита жидкости добывающей скважины от приемистостей нагнетательных скважин и забойного давления:

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

где j — номер добывающей скважины; t_n — n -й шаг рассматриваемого интервала разработки. Величины $q_j(t_0)$ — дебит жидкости скважины в начальный момент времени, $I_{i,k}$ — приемистость i -й нагнетательной скважины на k -м временном шаге и $\Delta p_{j,k}$ — изменение забойного давления в j -й добывающей скважине за период времени Δt_k предполагаются известными. Параметры модели: $\tau_j = \left(\frac{c_t V_p}{J}\right)_j$ — константа времени (она может интерпретироваться как величина, обратная коэффициенту падения дебита жидкости на истощении), J_j — коэффициент продуктивности и f_{ij} — коэффициенты влияния между i -й нагнетательной скважиной и j -й добывающей, являются неизвестными. Для определения значений неизвестных параметров модели на практике решают оптимизационную задачу с целевой функцией вида:

$$F = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{t=1}^{NT} (q_j(t) - \tilde{q}_j(t))^2 \quad (2)$$

и рядом ограничений в виде неравенств. Величины $\tilde{q}_j(t)$ в (2) — фактические значения дебита жидкости j -й скважины на интервале настройки модели. Подробности вывода соотношения (1) и постановки оптимизационной задачи можно найти в [Sayarpour, 2008; Sayarpour et al., 2009], описание эффективного численного метода для решения этой задачи изложено в [Бекман и др., 2019]. Методы моделирования обводненности, позволяющие наряду с прогнозами дебитов жидкости получать с помощью CRMP и дебиты нефти, приведены в [Gentil, 2005; Бекман и др., 2020; Сао, 2014]. Настроенные таким образом согласованные модель CRMP и модель обводненности позволяют решить широкий спектр задач геолого-промыслового анализа [Степанов и др., 2021; Поспелова и др., 2020; Афанаскин и др., 2020; Данько и др., 2019; Афанаскин и др., 2023; Шевцов, 2023].

Следует отметить, что среди прокси-моделей CRMP является удачным компромиссом, сочетая в себе физическую содержательность с низкими вычислительными затратами на адаптацию (настройку) [Зеленин и др., 2019]. Кроме того, к ее достоинствам можно отнести то, что для адаптации модели требуются только достоверно известные, непосредственно измеряемые данные: расходы скважин и забойные давления. Благодаря этому, в отличие от ГДМ, точность ее прогнозов не зависит от корректности заложенных в геологическую модель гипотез об особенностях геологического строения моделируемого объекта и точности оценок фильтрационно-емкостных свойств пород [Шевцов и др., 2020]. Более того, анализ результатов CRMP-моделирования помогает формулировать и обосновывать гипотезы о строении объекта и свойствах слагающих его пород, см. [de Holanda et al., 2018; Шевцов, Степанов, 2024]. При этом недостатком CRMP можно считать довольно жесткие предположения, используемые при выводе ее формул, ограничивающие ее применение. Так, например, точность прогнозов снижается, если на интервале настройки модели проводились геолого-технические мероприятия или в пластовых условиях в окрестности добывающих скважин присутствует газ как отдельная фаза. В этих случаях требуется применение модифицированных моделей CRMP [Бекман, 2022; Бекман, 2025; Степанов и др., 2013; Афанаскин и др., 2023; Бекман, Ручкин, 2024].

Использование модели CRMP для подбора скважин-кандидатов для перевода в ППД

Рассмотрим алгоритм подбора кандидатов с помощью CRMP. О методах решения возникающих в ходе его выполнения задач будет сказано ниже.

Алгоритм 1

1. Адаптировать модель CRMP. Как показывает опыт использования модели CRMP в «РН-ГИР», в качестве интервала адаптации обычно достаточно взять последние 2 года.
2. Адаптировать модель обводненности.
3. Выбрать период прогноза.
4. Задать предполагаемые средние приемистости для имеющихся нагнетательных скважин.
5. Для каждого потенциального кандидата на перевод в ППД:
 - a. Определить потенциально реагирующие добывающие скважины после перевода.
 - b. Определить коэффициенты взаимовлияния для интервала прогноза. Для этого необходимо решить:
 - i. Какие коэффициенты влияния будут для новых пар взаимовлияющих скважин?
 - ii. Как изменятся коэффициенты влияния, полученные на интервале адаптации CRM?
 - c. Для каждой возможной даты перевода подсчитать прогнозное значение накопленной нефти по всему участку, используя коэффициенты влияния (полученные в п. 5.b) и модель обводненности (полученные в п. 2).
6. Сформировать отчет о наиболее выгодных кандидатах (с датами переводов) с точки зрения значений, полученных в п. 5.с.

Решение всех задач, возникающих в процессе выполнения этого алгоритма, кроме задач из п. 5.a и 5.b, подробно описано в более ранних публикациях о CRM моделировании [Sayarpour, 2008; de Holanda et al., 2018; Yousef et al., 2006]. Задачу 5.a можно решить, опираясь на экспертно заданный радиус влияния скважин, характерный для данного эксплуатационного объекта (пласта), либо на триангуляцию, построенную по точкам расположения скважин. Задача 5.b.ii, при условии, что имеется решение для 5.b.i, имеет известное решение, см., например, [de Holanda et al., 2018; Gubanova et al., 2021; Лебедев и др., 2023]. Решение задачи 5.b.i рассмотрено в следующем разделе.

Метод определения коэффициентов влияния на прогнозный период для скважины, переведенной под нагнетание

Предположим, исследуется участок нефтяного месторождения с NP добывающими и NI нагнетательными скважинами, для него адаптирована модель CRMP, и требуется найти коэффициенты взаимовлияния для случая, когда скважина с номером x переведена

под нагнетание. Для простоты изложения все скважины предполагаются вертикальными. О модификации метода для наклонно-направленных и горизонтальных скважин будет отдельно сказано ниже.

Рассмотрим вспомогательную модель процессов фильтрации флюидов в моделируемом пласте. В рамках этой модели будем предполагать, что если согласно модели CRMP для некоторой пары скважин имеется ненулевой коэффициент влияния f_{ij} , то фильтрация флюидов между ними описывается формулой:

$$\overline{q}_{ij} = \frac{k_j}{\mu_j} A_{ij} \frac{\overline{\Delta P_{wf,ij}}}{R_{ij}}. \quad (3)$$

Другими словами, вводится аналогия с трубой длины R_{ij} и площадью A_{ij} , причем $\overline{q}_{ij}$ — расход, осредненный по времени на интервале адаптации модели, а $\overline{\Delta P_{wf,ij}}$ — средняя разность давлений на концах трубы, μ_j — динамическая вязкость добываемой смеси флюидов, k_j — проницаемость. С другой стороны, из модели CRMP следует:

$$\overline{q}_{ij} = f_{ij} \overline{I}_i \overline{q}_{ij} = f_{ij} \overline{I}_i, \quad (4)$$

где $\overline{I}_i$ — средняя приемистость i -й нагнетательной скважины. Для оценки величин A_{ij} предлагается для каждой (i -й) нагнетательной скважины использовать следующий алгоритм.

Алгоритм 2

1. Определим все добывающие скважины в пределах радиуса влияния рассматриваемой нагнетательной.
2. Упорядочим добывающие скважины по углу радиус-векторов к точкам их расположения, считая начало координат совпадающим с точкой расположения нагнетательной скважины.
3. Для всех соседних добывающих скважин проведем биссектрисы углов, образованных их радиус-векторами.
4. Для каждой добывающей скважины рассмотрим угол между соседними для нее биссектрисами. Обозначим этот угол через α_{ij} , где j — номер добывающей скважины (см. рис. 1).
5. Для каждой пары i -й нагнетательной и j -й добывающей скважин построим равнобедренный треугольник с углом α_{ij} и длиной боковой стороны $\frac{R_{ij}}{2}$, где R_{ij} — расстояние между этими скважинами. Легко найти, что длина стороны, противолежащей углу α_{ij} , равна $B_{ij} = R_{ij} \sin(\frac{\alpha_{ij}}{2})$. Зафиксируем некоторое значение $0 < \beta \leq 1$ и будем считать, что течение эквивалентно трубке тока с шириной $W_{ij} = \beta B_{ij} = \beta R_{ij} \sin(\frac{\alpha_{ij}}{2})$ и высотой, равной эффективной мощности в j -й скважине — h_j . Обозначим через A_{ij} площадь сечения трубки:

$$A_{ij} = \beta h_j R_{ij} \sin\left(\frac{\alpha_{ij}}{2}\right). \quad (5)$$

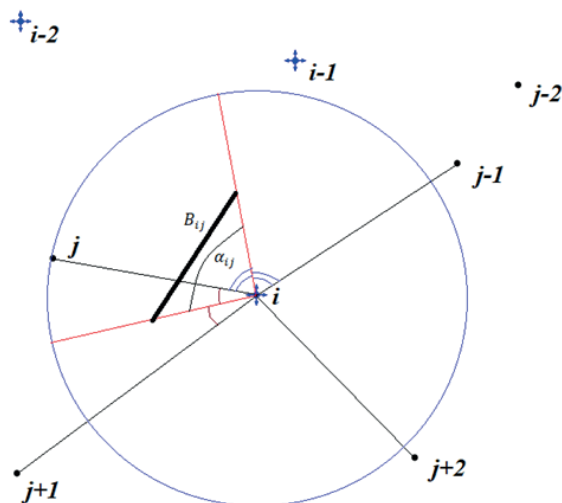


Рис. 1. Пример вычисления углов α_{ij}

Fig. 1 Example of angles α_{ij} calculation

Исходя из (3)–(5), получим соотношения:

$$f_{ij} \bar{l}_i = \frac{k_j}{\mu_j} \beta h_j R_{ij} \sin\left(\frac{\alpha_{ij}}{2}\right) \frac{\overline{\Delta P_{wf,ij}}}{R_{ij}}, \quad (6)$$

$$\frac{k_j h_j}{\mu_j} = \frac{f_{ij} \bar{l}_i}{\beta \overline{\Delta P_{wf,ij}} \sin\left(\frac{\alpha_{ij}}{2}\right)}. \quad (7)$$

Величина $\frac{k_j h_j}{\mu_j}$ характеризует геологические и геометрические свойства среды, а также динамическую вязкость смеси флюидов в окрестности j -й добывающей скважины. Обозначим через N_j число ненулевых коэффициентов f_j для фиксированного j и введем в рассмотрение величину:

$$K_j = \frac{1}{N_j} \sum_{i=1}^{N_{ij}} \frac{2 f_{ij} \bar{l}_i}{\beta \overline{\Delta P_{wf,ij}} \sin\left(\frac{\alpha_{ij}}{2}\right)}. \quad (8)$$

При анализе прогнозных взаимовлияний для переведенной x -й скважины будем предполагать, что экспертно задана сумма коэффициентов:

$$S_x = \sum_k f_{xk}. \quad (9)$$

Величина S_x — доля целевой закачки, т. е. доля нагнетаемой воды, попадающая в исследуемый эксплуатационный объект (в связи с несовершенством конструкции скважины S_x может быть меньше 1). Из (7) получаем формулу для расчета этих коэффициентов взаимовлияния:

$$f_{xj} = \frac{\beta K_j \overline{\Delta P_{wf,xj}} \sin\left(\frac{\alpha_{xj}}{2}\right)}{\bar{I}_x} = \delta_{xj} S_x, \tag{10}$$

где

$$\delta_{xj} = \frac{f_{xj}}{S_x} = \frac{f_{xj}}{\sum_k f_{xk}} = \frac{K_j \overline{\Delta P_{wf,xj}} \sin\left(\frac{\alpha_{xj}}{2}\right)}{\sum_k K_j \overline{\Delta P_{wf,xk}} \sin\left(\frac{\alpha_{xk}}{2}\right)}. \tag{11}$$

Из формулы (11) следует, что для практической реализации рассматриваемого метода, помимо S_x , требуется экспертное задание по x -й скважине значения прогнозного забойного давления. Отметим, что формула (11) не зависит от выбора значения величины β .

Замечание. В случае если скважины не являются вертикальными, положение каждой из них определяется не одной точкой, а некоторым множеством точек, описывающим траекторию скважины. Для наклонно-направленных скважин в рамках алгоритма 2 можно использовать средние арифметические значения координат (x, y) траекторий. Для случая близкорасположенных горизонтальных скважин представляется разумным использовать другую оценку для величины B_{ij} , вычисленную по следующему алгоритму.

Алгоритм 3

1. Для выбранной пары скважин находим середины отрезков между началом и концом траекторий, обозначим эти точки как C и D .
2. Через точки C и D проведем перпендикуляры к отрезку CD и спроецируем соответствующие траектории на них.
3. Полученные проекции достроим до трапеции. В качестве B_{ij} взять длину средней линии этой трапеции (рис. 2).

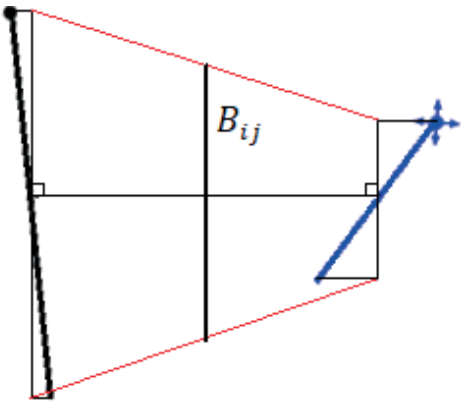


Рис. 2. Пример вычисления B_{ij} для горизонтальных скважин
 Fig. 2. Example of B_{ij} calculation for horizontal wells

Корректировка имеющихся коэффициентов влияния с учетом перевода одной из скважин под нагнетание

Очевидно, что после перевода x -й добывающей скважины под нагнетание коэффициенты взаимовлияния f_{ij} , полученные при адаптации CRMP, должны обратиться в 0, а коэффициенты f_{ij} , $j \neq x$ для всех нагнетательных скважин, влияющих на x -ю добывающую, должны пропорционально возрасти, чтобы сумма этих коэффициентов для каждой из этих скважин осталась прежней. Введем обозначение сумм коэффициентов влияния на интервале адаптации для нагнетательных скважин с учетом и без учета x -й:

$$\hat{S}_i = \sum_j f_{ij},$$

$$\check{S}_i = \sum_{j \neq x} f_{ij}.$$

Тогда, предполагая, что коэффициент эффективности закачки не меняется, получим:

$$\sum_{j \neq x} \overline{f_{ij}} = \hat{S}_i$$

где $\overline{f_{ij}}$ — коэффициенты после перевода x -й скважины в ППД. Кроме того, для простоты изложения введем величину

$$U_{ij} = \frac{k_j}{\mu_j} \frac{A_{ij}}{\bar{l}_i R_{ij}}.$$

Тогда с учетом (3)

$$f_{ij} = \frac{k_j}{\mu_j} A_{ij} \frac{\overline{\Delta P_{wf,ij}}}{\bar{l}_i R_{ij}} = U_{ij} \overline{\Delta P_{wf,ij}}.$$

Исходя из предположения, что после такого перевода забойное давление в i -й скважине увеличится на неизвестную величину y_i , получаем:

$$\hat{S}_i = \sum_{j \neq x} \overline{f_{ij}} = \sum_{j \neq x} U_{ij} \overline{\Delta P_{wf,ij}} = \sum_{j \neq x} U_{ij} (P_{wf,i} + y_i - P_{wf,j}) = \check{S}_i + \sum_{j \neq x} U_{ij} y_i$$

$$\sum_{j \neq x} U_{ij} y_i = \hat{S}_i - \check{S}_i = f_{ix}.$$

Отсюда можно найти y_i по формуле:

$$y_i = \frac{f_{ix}}{\sum_{j \neq x} U_{ij}},$$

после чего можно найти новые коэффициенты $\forall j \neq x$:

$$\overline{f_{ij}} = U_{ij} (P_{wf,i} + y_i - P_{wf,j}) = f_{ij} + U_{ij} y_i. \quad (12)$$

Результаты численных экспериментов

Для демонстрации эффективности рассматриваемого метода пересчета коэффициентов влияния с учетом перевода скважины под нагнетание был проведен численный эксперимент на данных, полученных с помощью синтетической ГДМ. Моделировалась система разработки пласта с неоднородным полем проницаемости с помощью 9 добывающих и 16 нагнетательных скважин. Зоны различной проницаемости располагались вокруг добывающих скважин, проницаемость зон — от 100 до 900 мД (рис. 3). Скважина WP05 через 36 месяцев после старта переводилась под нагнетание.

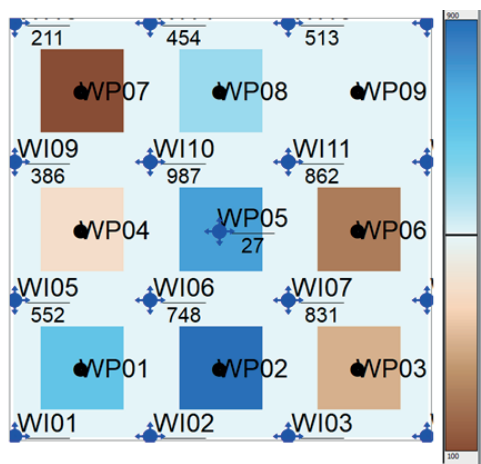


Рис. 3. Поле проницаемости и расположение скважин в ГДМ
Fig. 3. Permeability field and wells location in the hydrodynamic model

На основе данных по расходам скважин и забойным давлениям, выгруженных из ГДМ, настраивалось 2 модели CRMP:

1. Экспериментальная модель. Настраивалась на интервале дат длиной в 24 временных шага (месяца) непосредственно перед переводом скважины WP05.
2. Эталонная модель. Настраивалась на интервале дат длиной в 24 временных шага (месяца) непосредственно после перевода скважины WP05.

По итогам настройки моделей с помощью приведенного в предыдущем пункте метода пересчитывались коэффициенты взаимовлияния экспериментальной модели и сопоставлялись с коэффициентами взаимовлияния эталонной модели. Полученные коэффициенты взаимовлияния приведены на рис. 4–6. Следует отметить, что предлагаемый метод оценки коэффициентов влияния не требует решения сложных вычислительных задач, а для решения задачи настройки модели CRMP известны эффективные алгоритмы, благодаря чему все вычисления в рамках данного численного эксперимента требуют порядка нескольких секунд на современных процессорах без использования многопоточности.

На рис. 7. приводится гистограмма погрешностей (mean absolute percentage error (MAPE), модель/факт) по дебиту жидкости по всем добывающим скважинам после

мероприятия по переводу WP05 под нагнетание. Высокие значения погрешностей в случае использования коэффициентов, полученных в результате адаптации CRMP на интервале до перевода («Традиционная модель»), демонстрируют, что мероприятие существенно влияет на дебиты жидкости, и игнорирование этого факта приводит к неприемлемому снижению качества прогнозов модели. Кроме того, для сравнения приведены оценки погрешности для коэффициентов, полученных с помощью хорошо известного и распространенного «геометрического» метода, когда коэффициенты влияния полагают пропорциональными углам α_{ij} , расчет которых описан в предыдущем разделе. В рамках рассмотренного примера все $\bar{f}_{ij}$ для скважины WP05, определяемые при таком подходе, будут иметь равные значения.

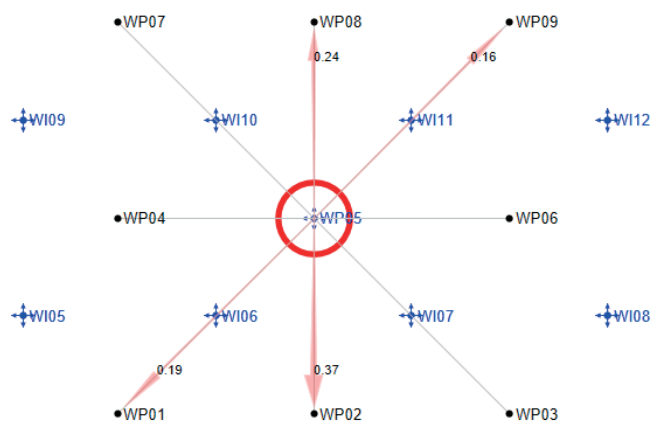


Рис. 4. Коэффициенты взаимовлияния эталонной модели

Fig. 4. Interwell connectivities in reference model

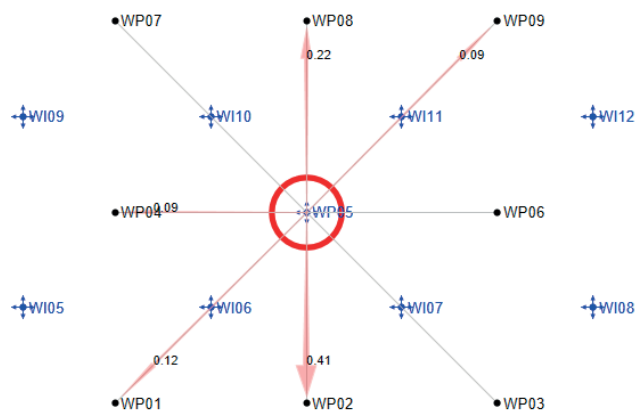


Рис. 5. Коэффициенты взаимовлияния экспериментальной модели, пересчитанные на период после перевода скважины WP05 под нагнетание

Fig. 5. Interwell connectivities in experimental model, calculated for period when WP05 is an injector

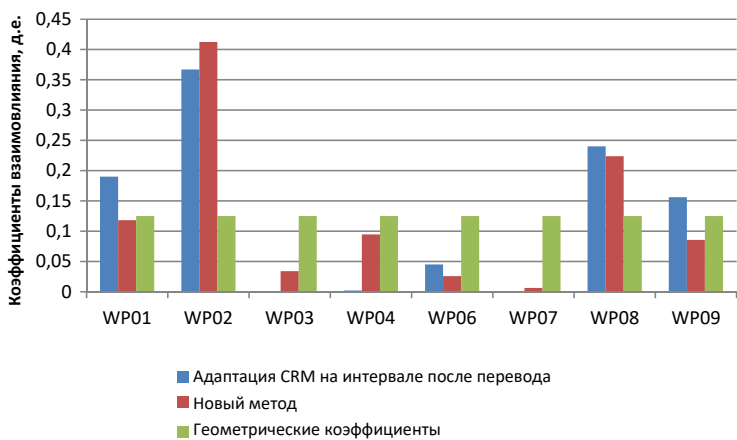


Рис. 6. Гистограмма коэффициентов влияния
Fig. 6. Interwell connectivities histogram. Blue — reference model, red — experimental model, green — CRMP model with interwell connectivities for new injector, calculated by heuristic algorithm

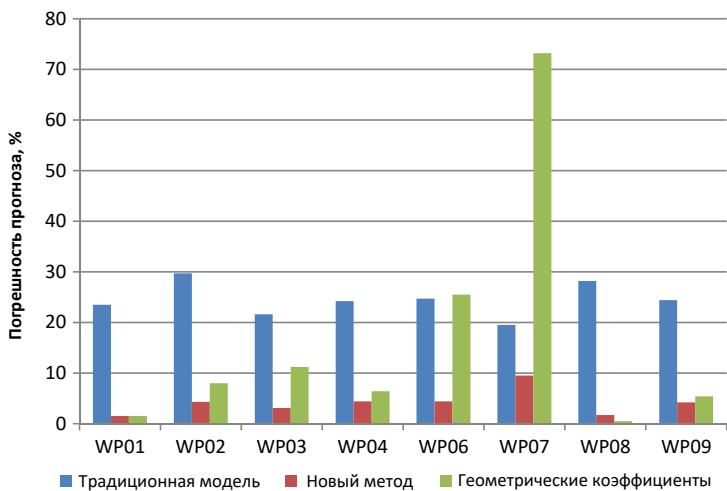


Рис. 7. Гистограмма погрешностей прогнозов дебитов жидкости при использовании различных коэффициентов влияния
Fig. 7. Liquid production rates forecasts MAPE errors histogram. Blue — CRMP adopted on data before WP05 is converted, red — experimental model, green — CRMP model with interwell connectivities for new injector, calculated by heuristic algorithm

Как видно из рис. 7, наибольшая погрешность «геометрического» метода соответствует скважинам, расположенным в зонах низкой проницаемости, так как присутствующее в этом методе предположение о постоянстве поля проницаемости не соответствует исследуемой ГДМ и ошибки в коэффициентах существенно завыша-

ют дебиты жидкости по этим скважинам. В то же время пересчитанные согласно рассмотренному методу коэффициенты обеспечивают погрешность прогноза в пределах 10%, что считается приемлемым для практического применения.

Замечание. Описанный выше метод имеет очевидное ограничение: оценки K_j могут быть получены только для тех добывающих скважин, для которых в рамках первоначально адаптированной модели CRMP имеются ненулевые коэффициенты $f_{ij} > 0$. Для остальных скважин на практике можно использовать, например, геометрические коэффициенты $\overline{f_{ij}}$, учитывая при этом, что для них следует ожидать более высокие погрешности прогнозов.

Заключение

Предложен новый метод пересчета коэффициентов взаимовлияния модели CRMP для получения прогнозов с учетом перевода скважин в ППД. Метод базируется на вспомогательной аналитической модели (законе Дарси), что позволяет учесть в процессе пересчета неоднородность поля проницаемости в окрестности добывающих скважин. Эффективность этого метода продемонстрирована посредством численного эксперимента на данных, полученных с синтетической гидродинамической модели. По результатам эксперимента отмечена высокая степень соответствия расчетных коэффициентов влияния эталонным, а также приемлемый для практического применения уровень погрешности прогнозов модели CRMP. Кроме того, описан алгоритм на основе предложенного метода, позволяющий выбрать из имеющегося множества добывающих скважин кандидаты для перевода под нагнетание и соответствующие им даты перевода, обеспечивающие максимальный эффект с точки зрения добычи нефти на некотором прогнозном периоде.

Список источников

- 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)
- Афанаскин И. В., Крыганов П. В., Глушаков А. А., Ялов П. В. 2020. Использование CRM-моделей интерференции скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств пласта по данным разработки // Успехи кибернетики. Том 1. № 1. С. 17-27. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2020-1-1-3>
- 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>
- Бекман А. Д. 2025. Метод прогнозирования дебитов нефти скважин подгазовых зон с помощью CRM-моделей // Информационные технологии и вычислительные системы. № 1. С. 106–115.
- 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-математиче-

- ское 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., 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>
- 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. Том 5. № 3. С. 164–185. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185>
- 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. EDN CTHJSE.
- Зеленин Д. В., Степанов С. В., Бекман А. Д., Ручкин А. А. 2019. Исследование механизмов учета взаимовлияния скважин при использовании различных методов математического моделирования // Нефтепромысловое дело. № 12(612). 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)
- Лебедев В. И., Мусакаев Э. Н., Мусакаев Н. Г., Родионов С. П. 2023. Интегрированная модель «пласт–скважина» на основе D-CRMP // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. № 6. С. 35–46. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2023-6-11-35-46>
- 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., Бекман А. Д., Ручкин А. А., Поспелова Т. А. 2021. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс». 300 с.
- Степанов С. В., Соколов С. В., Ручкин А. А., Степанов А. В., Князев А. В., Корытов А. В. 2018. Проблематика оценки взаимовлияния 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>
- 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.
- Шевцов Н. О. 2023. Модификация модели материального баланса CRM для решения задач оптимизации разработки нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. № 11(659). С. 20–27. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-11\(659\)-20-27](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-11(659)-20-27)
- Шевцов Н. О., Степанов С. В. 2024. Исследование связи коэффициентов взаимовлияния скважин в модели CRM с полем проводимости в рамках иерархического подхода к моделированию // Нефтепромысловое дело. № 7 (667). С. 20–25.
- Шевцов Н. О., Степанов С. В., Поспелова Т. А. 2020. Исследование прогностической способности численной и аналитической моделей на примере оценки взаимовлияния

- скважин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том. 6. № 3(23). С. 131–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142>
- Bahrami P., Sahari Moghaddam F., James L. A. 2022. A Review of proxy modeling highlighting applications for reservoir engineering // *Energies*. Vol. 15. No. 14. Article 5247. <https://doi.org/10.3390/en15145247>
- Cao F. 2014. Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model: Ph. D. Dissertation. Austin, TX: University of Texas.
- de 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. No. 12. Article 3368. <https://doi.org/10.3390/en11123368>
- Gentil P. H. 2005. The Use of Multilinear Regression Models in Patterned Waterfloods: Physical Meaning of the Regression Coefficients: M. S. Thesis. Austin, TX: University of Texas.
- Gubanova A. E., Khabibullin B. A., Orlov D. M., Koroteev D. A. 2021. Modified CR-type material balance model for well production forecasts in case of well treatments // Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021. <https://doi.org/10.2118/SPE-206511-MS>
- Sayarpour M. 2008. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: Ph. D. Dissertation. Austin, TX: University of Texas. 236 pp.
- Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C. S., Lake L. W. 2009. The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 69. No. 3–4. Pp. 227–238. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006>
- Yousef A. A., Gentil P. H., Jensen J. L., Lake L. W. 2006. A capacitance model to infer interwell connectivity from production- and injection-rate fluctuations // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. Vol. 9. No. 6. Pp. 630–646. <https://doi.org/10.2118/95322-PA>

References

- 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]
- Afanaskin, I. V., Kryganov, P. V., Glushakov, A. A., & Yalov, P. V. (2020). CRM well interference models for evaluating reservoir filtration and volumetric properties from production data. *Russian Journal of Cybernetics*, 1(1), 17–27. <https://doi.org/10.51790/2712-9942-2020-1-1-3> [In Russian]
- Bekman, A. D. (2023). Accounting for stimulation treatments in modeling of oil reservoirs development using the material balance method. *Mathematical Models and Computer Simulations*, 15, 13–22. <https://doi.org/10.1134/S2070048223010027>
- Bekman, A. D. (2025). A new method of oil production rates forecasting for producers in sub-gas zones based on CRM. *Journal of Information Technologies and Computing Systems*, (1), 106–115. [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]
- 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> [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]
- 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. *21st Century Subsoil Use*, (4), 76–85. EDN CTHJSE. [In Russian]
- Zelenin, D. V., Stepanov, S. V., Bekman, A. D., & Ruchkin, A. A. (2019). Research of mechanisms for accounting of wells interaction when using various methods of mathematical modeling. *Oilfield Engineering*, (12), 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) [In Russian]
- Lebedev V. I., Musakaev E. N., Musakaev N. G., & Rodionov S. P. (2023). Integrated model “reservoir-well” based on D-CRMP. *Oil and Gas Studies*, (6), 35–46. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2023-6-11-35-46> [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., Bekman, A. D., Ruchkin, A. A., & Pospelova, T. A. (2021). *Oil Reservoir Management Methods with the Use of Capacitance Resistive Models*. Express. [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]
- 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]
- Shevtsov, N. O. (2023). Modification of the capacitance resistive model (CRM) for solving optimization problems of oil fields development. *Oilfield Engineering*, (11), 20–27. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-11\(659\)-20-27](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-11(659)-20-27) [In Russian]
- Shevtsov, N. O., & Stepanov, S. V. (2024). Research of the relationship of wells interaction coefficients in the CRM with the hydraulic conductivity field within the framework of a hierarchical modeling approach. *Oilfield Engineering*, (7), 20–25. [In Russian]

- Shevtsov, N. O., Stepanov, S. V., & Pospelova, T. A. (2020). The study of the predictive ability of numerical and analytical models (the case of mutual well impact evaluation). *Tyumen State University Herald. Phys. and Mathematics Modeling. Oil, Gas, Energy*, 6(3), 131–142. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2020-6-3-131-142> [In Russian]
- Bahrami, P., Sahari Moghaddam, F., & James, L.A. (2022). A Review of proxy modeling highlighting applications for reservoir engineering. *Energies*, 15(14), 5247. <https://doi.org/10.3390/en15145247>
- Cao, F. (2014). *Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model* [Ph.D. Dissertation]. University of Texas.
- de 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(12), 3368. <https://doi.org/10.3390/en11123368>
- Gentil, P. H. (2005). *The Use of Multilinear Regression Models in Patterned Waterfloods: Physical Meaning of the Regression Coefficients* [M. S. Thesis]. University of Texas.
- Gubanova, A. E., Khabibullin, B. A., Orlov, D. M., & Koroteev, D. A. (2021). Modified CR-type material balance model for well production forecasts in case of well treatments. In *Society of Petroleum Engineers — SPE Russian Petroleum Technology Conference 2021*. <https://doi.org/10.2118/SPE-206511-MS>
- Sayarpour, M. (2008). *Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods* [Ph. D. Dissertation]. University of Texas.
- Sayarpour, M., Zuluaga, E., Kabir, C. S., & Lake, L. W. (2009). The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 69(3–4), 227–238. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.09.006>
- Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L., & Lake, L. W. (2006). A capacitance model to infer interwell connectivity from production- and injection-rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 9(6), 630–646. <https://doi.org/10.2118/95322-PA>

Информация об авторе

Александр Дмитриевич Бекман, кандидат физико-математических наук, главный инженер проекта, ООО «РН – Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
adbekman@rn-gir.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5907-523X>

Information about the author

Alexander D. Bekman, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Chief Project Engineer, LLC “RN – Geology Research Development”, Tyumen, Russia
adbekman@rn-gir.rosneft.ru, <https://orcid.org/0000-0002-5907-523X>