

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Александр Дмитриевич БЕКМАН¹

УДК 622.276

НОВЫЙ МЕТОД РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ И ЗАКАЧКИ В СОВМЕСТНЫХ СКВАЖИНАХ С ПОМОЩЬЮ МОДИФИЦИРОВАННОЙ МОДЕЛИ CRM

¹ кандидат физико-математических наук,
старший менеджер, Тюменский нефтяной научный центр
adbekman@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5907-523X

Аннотация

При эксплуатации нескольких нефтеносных объектов единой сеткой скважин актуальной является задача разделения дебитов нефти и жидкости по объектам. Известные инженерные методики на основе коэффициентов гидропроводности пластов и эффективной нефтенасыщенной толщины не учитывают динамических факторов. Применение гидродинамических моделей (ГДМ) требует значительных временных затрат, а результаты существенно зависят от использованных априорных гипотез о геологическом строении объектов и свойствах флюидов. Таким образом, имеется практическая необходимость в аналитическом инструменте, который опирался бы

Цитирование: Бекман А. Д. Новый метод разделения добычи и закачки в совместных скважинах с помощью модифицированной модели CRM / А. Д. Бекман // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 3 (27). С. 106-122.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122

на наиболее достоверные и доступные данные и позволял бы с достаточной точностью решать задачу разделения объемов добываемой жидкости и закачиваемой воды. Такой инструмент должен учитывать динамику изменения пластовых давлений и иметь низкую (по сравнению с ГДМ) потребность в вычислительных ресурсах. Перспективным кандидатом на роль такого инструмента представляется модель CRMP-ML6 — принципиально новая авторская модификация известной ранее модели CRMP.

Модель CRMP представляет собой функциональную зависимость дебита жидкости скважины от приемистости окружающих нагнетательных скважин. Неизвестные параметры этой зависимости определяются таким образом, чтобы минимизировать невязку между модельными и фактическими значениями дебитов на выбранном интервале дат. Принципиально новыми особенностями модели CRMP-ML6 являются регуляризация задачи за счет использования априорной информации о гидропроводности пластов в окрестности добывающих скважин и требования близости значений пластовых давлений, рассчитанных по модели материального баланса и из уравнения Дюпюи.

Для оценки работоспособности новой модели проведен ряд численных экспериментов по моделированию, а результаты моделирования сравнивались с ГДМ. Продемонстрирована возможность модели CRMP-ML6 для учета динамичности разделения добычи и закачки с учетом дополнительных ограничений и априорной информации, и при выполнении всех требований, предъявляемых для моделей семейства CRM.

Ключевые слова

CRM, емкостно-резистивные модели, регрессионные модели, совместная разработка, разделение добычи, материальный баланс.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122

Введение

При необходимости разработки многопластовых нефтяных залежей в большинстве случаев наиболее экономически оправданной является эксплуатация всех нефтеносных объектов единой сеткой скважин, т. к. это существенно снижает издержки на бурение по сравнению с эксплуатацией каждого объекта собственной сеткой скважин. Однако для контроля компенсации и управления выработкой отдельных пластов как минимум должен быть обеспечен учет отборов добываемой жидкости и объемов закачиваемой воды для каждого объекта.

Наиболее точного разделения объемов добываемой жидкости и закачиваемой воды можно добиться путем использования специального скважинного оборудования или же проведением промысловых геофизических исследований, позволяющих определять пропорции разделения добычи и закачки на основе полученных профилей притока или приемистости [4]. Однако высокая стоимость такого оборудования, а также высокие временные затраты на проведение промысловых геофизических исследований могут существенно влиять на рентабельность эксплуатации. Это приводит к тому, что на практике часто не имеется данных для достаточно достоверной оценки разделения объемов добычи жидкости и закачки воды, а для решения задач анализа и мониторинга разработки используются

коэффициенты разделения, полученные с помощью упрощенных инженерных методик на основе коэффициентов гидропроводности пластов, эффективной нефтенасыщенной толщины с учетом или без учета интервалов перфорации.

Недостатки такого подхода становятся совершенно очевидными при сопоставлении коэффициентов разделения, полученных при использовании различных методик, т. к. результаты для отдельных объектов могут различаться в 10 и более раз [1, 6, 7]. Ситуация усугубляется тем, что пропорции разделения зависят от пластового давления в эксплуатируемых объектах, а значит, изменяются во времени, что не учитывается в методиках оценки, опирающихся на статические свойства объектов разработки. Возможным инструментом для решения поставленной задачи может являться применение гидродинамических моделей (ГДМ), однако и этот инструмент имеет существенные недостатки: с одной стороны, существенные временные затраты на моделирование, а с другой — необходимость применения сильных априорных гипотез о геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах эксплуатируемых объектов вне скважин, скин-факторах, наличии трещин и т. п.

Из всего сказанного выше следует практическая необходимость в аналитическом инструменте, который опирался бы на наиболее достоверные и доступные данные, характеризующие состояние разработки объектов, и при этом с достаточной точностью позволял бы решать задачу разделения объемов добываемой жидкости и закачиваемой воды. Перспективным кандидатом на роль такого инструмента представляется модель CRMP-ML6, представленная ниже в настоящей статье.

Общие сведения о моделях CRM

CRM — семейство простых аналитических моделей, позволяющих оценивать коэффициенты влияния нагнетательных скважин на добывающие. В дальнейшем эти коэффициенты можно использовать для экспертного анализа процесса разработки, для прогноза дебита жидкости по добывающим скважинам, а также для оптимизации системы заводнения. Важной отличительной особенностью CRM является то, что для моделирования используются только наиболее достоверные измеряемые данные: значения дебитов, приемистостей и забойных давлений — и не используются предположения о свойствах резервуара вне скважин [12]. Также положительным моментом является наличие эффективного алгоритма оптимизации системы разработки, т. е. подбора таких приемистостей, которые обеспечат максимальную добычу нефти либо наилучшую компенсацию пластового давления [5].

На настоящий момент в литературе описано довольно много разновидностей CRM-моделей (подробный обзор можно найти, например, в работе [8]), для которых характерно различное описание исследуемого объекта и, как следствие, — различный набор неизвестных параметров модели. Предлагаемая ниже в настоящей статье модель CRM-ML представляет собой развитие модели, известной в литературе как CRMP, которая рассматривает систему из NP добывающих и NI нагнетательных скважин и базируется на следующей формуле оценки дебита добывающей скважины (по одному пласту):

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

$$j = \overline{1, NP},$$

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 величинами являются: τ_j — коэффициент падения добычи (сут.); J_j — коэффициент продуктивности ($\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{бар})$); e_j — интенсивность аквифера ($\text{м}^3/\text{сут}$) и f_{ij} — коэффициенты взаимного влияния между j -й добывающей и i -й нагнетательной скважиной. Для определения значений неизвестных величин формулируется оптимизационная задача: задается целевая функция, выражающая отклонение модельных дебитов от фактических, и диапазоны допустимых значений для неизвестных величин. Целевая функция представляет собой среднюю квадратичную невязку между модельными и фактическими дебитами для всех временных шагов периода адаптации совместно для всех добывающих скважин:

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

где $\tilde{q}_{j,n}$ — фактический дебит j -й скважины за n -й шаг рассматриваемого интервала истории разработки. Исходя из физического смысла величин, а также из прочих экспертных соображений, на все неизвестные параметры накладываются ограничения сверху и снизу и, кроме того, ограничение вида:

$$\sum_{j=1}^{NP} f_{ij} \leq 1, \quad i = \overline{1, NI}. \quad (3)$$

Эффективный алгоритм поиска решения оптимизационной задачи можно найти в работе [3].

Известные подходы к задаче разделения добычи/закачки с помощью моделей CRM

Постановки задачи наиболее распространенных CRM-моделей, как и рассмотренная выше модель CRMP, описывают эксплуатацию одного объекта. Тем не менее на настоящий момент известно несколько принципиально различных подходов к решению многопластовых задач с помощью специальных модификаций этих CRM-моделей.

В работах [1, 6, 7] предложены варианты решения поставленной задачи на основе модифицированной модели CRMT, для которой характерно объединение всех добывающих и нагнетательных скважин моделируемого участка в одну условную добывающую и одну условную нагнетательную соответственно. Ограничение предлагаемых в этих источниках подходов в том, что разделение происходит по эксплуатационным объектам в целом, а не по отдельным скважинам.

В работе [9] рассмотрена задача CRMP в многопластовой постановке с допущением, что разделение добычи жидкости известно, а разделение закачки требуется найти. С точки зрения практики это соответствует ситуации, когда все добывающие скважины оснащены оборудованием для отдельного контроля добычи жидкости. Ни с точки зрения постановки задачи, ни с точки зрения алгоритма нахождения решения рассматриваемый подход не является новым: он эквивалентен традиционной модели CRMP, если каждую многопластовую добывающую скважину рассматривать как несколько добывающих (по числу эксплуатационных объектов). В публикациях этот подход упоминается как ML-CRM.

В работе [11] также рассматривается применение модели CRMP для многопластовой залежи, но введено ограничение, что фильтрационно-емкостные свойства одинаковы для всех эксплуатационных объектов. Предлагается методика оценки забойного давления и коэффициентов разделения закачки воды по эксплуатационным пластам, учитывающая введенное ограничение. Используя полученные коэффициенты, задача разделения добычи жидкости сводится к традиционной модели CRMP. Упомянутое выше ограничение вызывает сомнения относительно возможностей широкого применения такой методики на практике. Отдельный интерес вызывает изложенный в статье оригинальный подход к расчету динамических коэффициентов влияния между скважинами с учетом остановок и запусков скважин. В публикациях этот подход упоминается как ML-CRMP.

В работе [10] предложена модифицированная модель CRMP, с такими же ограничениями, как в работе [9], но с потенциальной возможностью перетоков жидкости между пластами. Помимо недостатков, унаследованных от модели исследования [9], предлагаемая модель содержит гораздо большее число настраиваемых параметров. Это, по признанию самих авторов модели, приводит к значительной вычислительной сложности задачи даже на небольших моделируемых участках. С другой стороны, большое число дополнительных параметров без соответствующего числа новых ограничений и связей часто приводит к неоднозначности решения задачи. Также это может приводить к проблеме, известной в задачах машинного обучения как «переобученность», когда избыточное число параметров помогает обеспечить идеальную адаптацию модели (в рассматриваемой задаче это будет означать полное соответствие модельных и фактических дебитов), но при этом модель теряет все прогнозные способности.

Таким образом, ни один из известных в литературе подходов не обладает возможностью достоверного разделения добычи жидкости по эксплуатационным объектам, причем по каждой скважине в отдельности.

Использование модели CRMP-ML6 для разделения добычи жидкости и закачки воды

Постановка задачи

Рассмотрим задачу разделения добычи в однофазной постановке для одной добывающей скважины и нескольких нагнетательных, влияющих на нее. Модельный дебит жидкости для каждого объекта разработки в отдельности, как и в случае CRMP, будет определяться формулой (1). Будем обозначать эти дебиты через $q^{(l)}_n$, где l — номер объекта разработки, а n — номер шага по времени в рассматриваемом периоде разработки. Заметим, что если в формуле (1) значение $q_j(t_0)$ предполагалось известным, то в рамках многослойной задачи величины $q^{(l)}_0$ входят в набор неизвестных параметров. Значения неизвестных параметров определяются в процессе решения оптимизационной задачи. Целевая функция, используемая в CRMP-ML6, имеет вид:

$$F = \omega_1 \sum_{t=1}^{NT} (q^{(1)}_t + q^{(2)}_t - \bar{q}_t)^2 + \omega_2 \sum_{l=1}^2 \sum_{t=1}^{NT} (P^{(l)}_{D,t} - P^{(l)}_{C,t})^2 + \sum_{t=1}^{NT} \left[\left(q^{(1)}_t - \frac{q^{(1)}_0}{\bar{q}_0} \bar{q}_t \right)^2 + \left(q^{(2)}_t - \frac{q^{(2)}_0}{\bar{q}_0} \bar{q}_t \right)^2 \right] = \min. \quad (4)$$

Здесь $\omega_i > 0$ — некоторые положительные весовые коэффициенты. Первое слагаемое в (4) представляет собой невязку между суммой модельных дебитов жидкости по отдельным объектам разработки и фактическими значениями этой суммы. Второе слагаемое представляет собой разность модельных оценок пластовых давлений $P^{(l)}_{D,t}$ и $P^{(l)}_{C,t}$, выраженных из уравнения Дарси и материального баланса соответственно:

$$P^{(l)}_{D,t} = P^{(l)}_{wf,t} + \frac{q^{(l)}_t}{J^l}, \quad (5)$$

$$P^{(l)}_{C,t} = P^{(l)}_{C,t-1} + \frac{\sum_{i=1}^{NI} f_i^{(l)} I_{i,t} - q^{(l)}_t}{J^{(l)} \tau^{(l)}}. \quad (6)$$

Помимо ограничений, используемых в модели CRMP, в данной постановке необходимо ввести еще одно:

$$\sum_{l=1}^2 f_i^{(l)} \leq 1, i = \overline{1, NI}. \quad (7)$$

Рассмотрим отдельно слагаемые в (4). Первое слагаемое сформировано по аналогии с (2) и представляет собой невязку дебитов жидкости по модели и по факту, просуммированных по эксплуатационным объектам. Третье слагаемое несет тот же смысл, но невязка записана для каждого объекта в отдельности. В качестве фактических дебитов по отдельным эксплуатационным объектам используются известные нам суммарные дебиты, разделенные в пропорциях, определяемых значениями $q^{(1)}_0$ и $q^{(2)}_0$. Другими словами, в этом слагаемом заложено наше желание получить решение с пропорциями разделения, близкими к постоянным.

Второе слагаемое в (4) наиболее интересно, т. к. является принципиально новым для CRMP-моделирования. Это связано с тем, что в традиционных задачах, сформулированных для одного эксплуатационного объекта, оно является избыточным. Сам вывод формул CRMP начинается с того, что из уравнений Дюпюи и материального баланса исключается пластовое давление. При этом используется допущение, что давление на контуре питания в формуле Дюпюи и среднее давление в окрестности добывающей скважины различаются на константу, а их производные равны. Легко проверить на простых ГДМ, что решения задач CRMP действительно удовлетворяют такому условию, и дополнительно включать это условие в целевую функцию не имеет смысла. Однако в задачах, сформулированных для более чем одного пласта, это условие избыточным не является, т. к. именно выбор неправильных пропорций разделения дебита жидкости приводит к расхождениям этих величин. Например, если уменьшать долю разделения по одному из пластов, то пластовые давления на контуре питания ($P_{D,t}^l$), согласно (5), будут стремиться к значениям забойного давления. При тех же условиях для средних пластовых давлений в окрестности добывающей скважины ($P_{C,t}^l$), согласно (6), будут расти производные. Таким образом, очевидно, что в общем случае при отклонении от правильных пропорций различия в производных между этими пластовыми давлениями будут нарастать.

У второго слагаемого в (4) есть еще одно важное свойство: оно позволяет внести в задачу дополнительную априорную информацию о свойствах эксплуатационных объектов. Предполагая, что радиусы контуров питания равны, получим соотношение:

$$\frac{J^{(1)}}{J^{(2)}} = \frac{k^{(1)}H^{(1)}\mu^{(2)}}{k^{(2)}H^{(2)}\mu^{(1)}}. \quad (8)$$

С помощью (8) можно исключить из целевой функции переменную $J^{(2)}$ и, тем самым, внести в задачу информацию о соотношении коэффициентов гидропроводности эксплуатационных пластов в окрестности рассматриваемой скважины. Такого рода информация должна послужить регуляризатором для случаев, когда задача разделения добычи не может быть решена, опираясь только на данные о забойных давлениях и суммарных дебитах и приемистостях. Примером может служить численный эксперимент с моделью 2.1, приведенный ниже.

Замечание. Строго говоря, следует требовать равенства производных для $P_{C,t}^l$ и $P_{D,t}^l$, а не самих значений, однако запись (4) будет вполне корректной, если положить $P_{C,0}^l = P_{D,0}^l$.

Замечание. Как показали численные эксперименты, весовые коэффициенты в (4) имеют большое значение для сходимости к решению. Наилучшая сходимость для встроенного в MS Excel метода «Поиск решения нелинейных задач методом ОПГ» обеспечивалась следующим выбором весов: $\omega_1 \gg \omega_2 \gg 1$.

Замечание. Важность пластового давления для решения задач разделения добычи была продемонстрирована в работе [6]: в рамках изложенной там математической модели использовалось априорное знание среднего пластового

давления по моделируемому объекту. Для модели CRMP-ML6 такой априорной информации не требуется, что представляется существенным преимуществом при решении практических задач.

Следует заметить, что рассматриваемая методика моделирования позволяет разделить не только добычу, но и закачку по нагнетательным скважинам. Для i -й скважины доля закачки, приходящаяся на l -й пласт, определяется суммой всех коэффициентов влияния этой скважины в рамках этого пласта:

$$\alpha_i^{(l)} = \sum_{j=1}^{NP} f_{ij}^{(l)}.$$

При этом, в отличие от разделения добычи, доли разделения для закачки не являются динамическими.

Численные эксперименты

Для исследования возможностей и особенностей модели CRMP-ML6 она была реализована программно в рамках экспериментальной версии ПО «Кассандра», разрабатываемого в ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Численные эксперименты проводились согласно следующему алгоритму:

1. Гидродинамическое моделирование с помощью гидродинамического симулятора РН-КИМ. Добыча и закачка фиксируются отдельно по каждому пласту.
2. Добыча и закачка суммируются.
3. Полученные на шаге 2 данные разделяются с помощью модели CRMP-ML6.
4. Сопоставляются результаты, полученные на шагах 1 и 3.

Были рассмотрены следующие модели.

Модель 1. Моделировался объект, состоящий из двух изолированных друг от друга нефтенасыщенных пластов. Ниже верхний из пластов обозначен $s1$, нижний — $s3$. В модели задавались две нагнетательные и одна добывающая скважина. Схема расположения скважин соответствует рис. 1. При этом одна скважина I2 и добывающая скважина P2 были проперфорированы на обоих пластах, а нагнетательная скважина I4 — только на верхнем пласте. Абсолютная проницаемость составила 100 и 40 мД для первого и второго пласта соответственно, пористость задавалась 0,18 д. ед. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) для простоты взяты линейными, вязкости воды и нефти равны 1 сПз.

Модель 2. Условия те же, что и в модели 1, но добавлена дополнительная нагнетательная скважина I3, проперфорированная только на нижний пласт.

Модель 2.1. Условия те же, что и в модели 2, однако исследуется период после остановки скважин I3 и I4.

Модель 2.2. Условия те же, что и в модели 2, но задана непостоянная абсолютная проницаемость (рис. 1).

Модель 3. Условия те же, что и в модели 1, но рассматривается 8 скважин (см. рис. 2). Скважины P2, P3, I1, I2, I3 задавались как двухпластовые, а скважины P1, I4, I5 проперфорированы только на верхнем пласте.

В рамках адаптации модели неизвестные значения параметров подбирались генетическими алгоритмами из условия минимизации (4).

Результаты моделирования оценивались по следующим параметрам:

- Средняя абсолютная ошибка (МАРЕ) по суммарным дебитам жидкости.
- Средняя абсолютная ошибка (МАРЕ) по дебитам жидкости для каждого пласта в отдельности.

- Ошибка разделения дебита жидкости: $\left(\frac{q_0^{(2)}}{\bar{q}_0} - \frac{\overline{q_0^{(2)}}}{\bar{q}_0} \right) \cdot 100\%$, где $q_0^{(2)}$ и $\overline{q_0^{(2)}}$ — модельный и фактический дебиты жидкости на начальный момент времени соответственно.

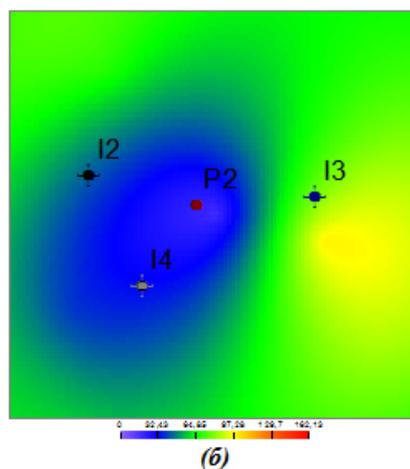
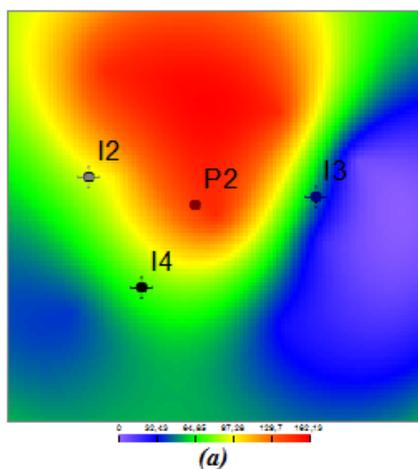


Рис. 1. Поля проницаемости для пластов s1 (а) и s3 (б) в модели 2.2

Fig. 1. Permeability fields for layers s1(a) and s3 (б) in model 2.2

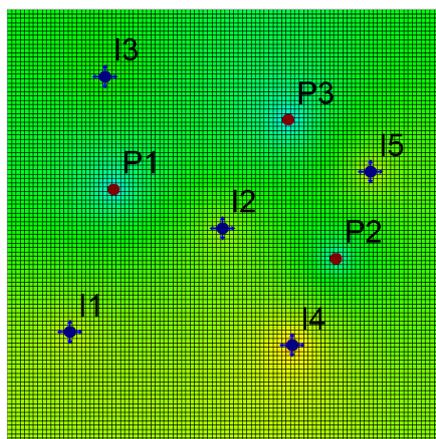


Рис. 2. Расположение скважин в модели 3

Fig. 2. Well location in model 3

Полученные значения ошибок приведены в таблице 1. Графики динамики дебитов жидкости приведены на рис. 3-4. Пример сопоставления графиков приемистостей нагнетательных скважин приведен на рис. 5.

Таблица 1

Оценки качества настройки моделей

Table 1

History matching quality estimations for considered models

	Модель 1	Модель 2	Модель 2.1	Модель 2.2	Модель 3, P2	Модель 3, P3
МАРЕ суммарная, %	0,5	0,7	0,3	2,2	1,1	1,7
МАРЕ верхний пласт (s1), %	1	3,7	0,7	4,2	32,4	3
МАРЕ нижний пласт (s3), %	4,1	5,8	1,6	10,5	8,9	9
Ошибка распределения, %	2,5	2,2	1,1	5,4	8,5	4,1

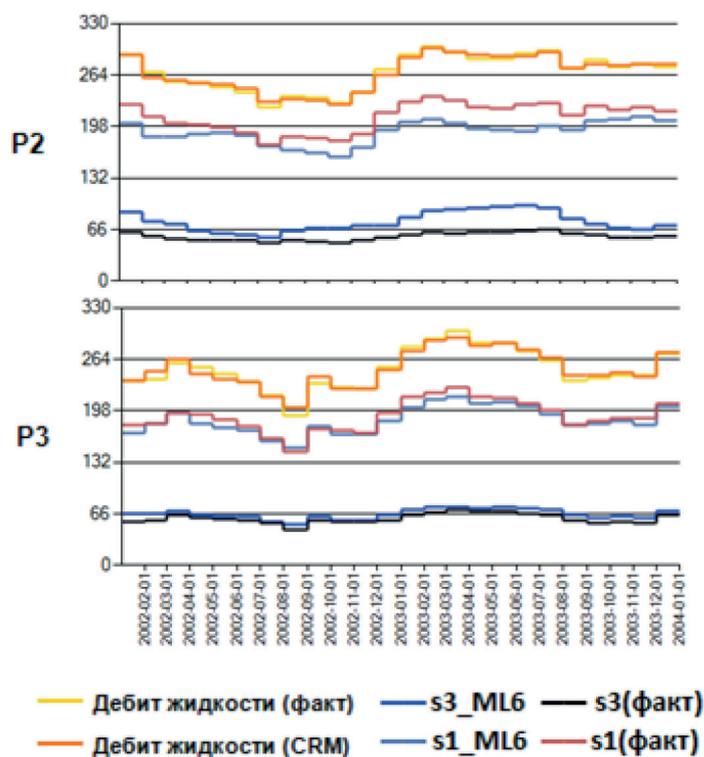


Рис. 3. Динамика дебитов жидкости по модели 3, м³/сут, пласт. усл.

Fig. 3. Dynamics of fluid flow rates according to model 3, m³/day, res. cond.

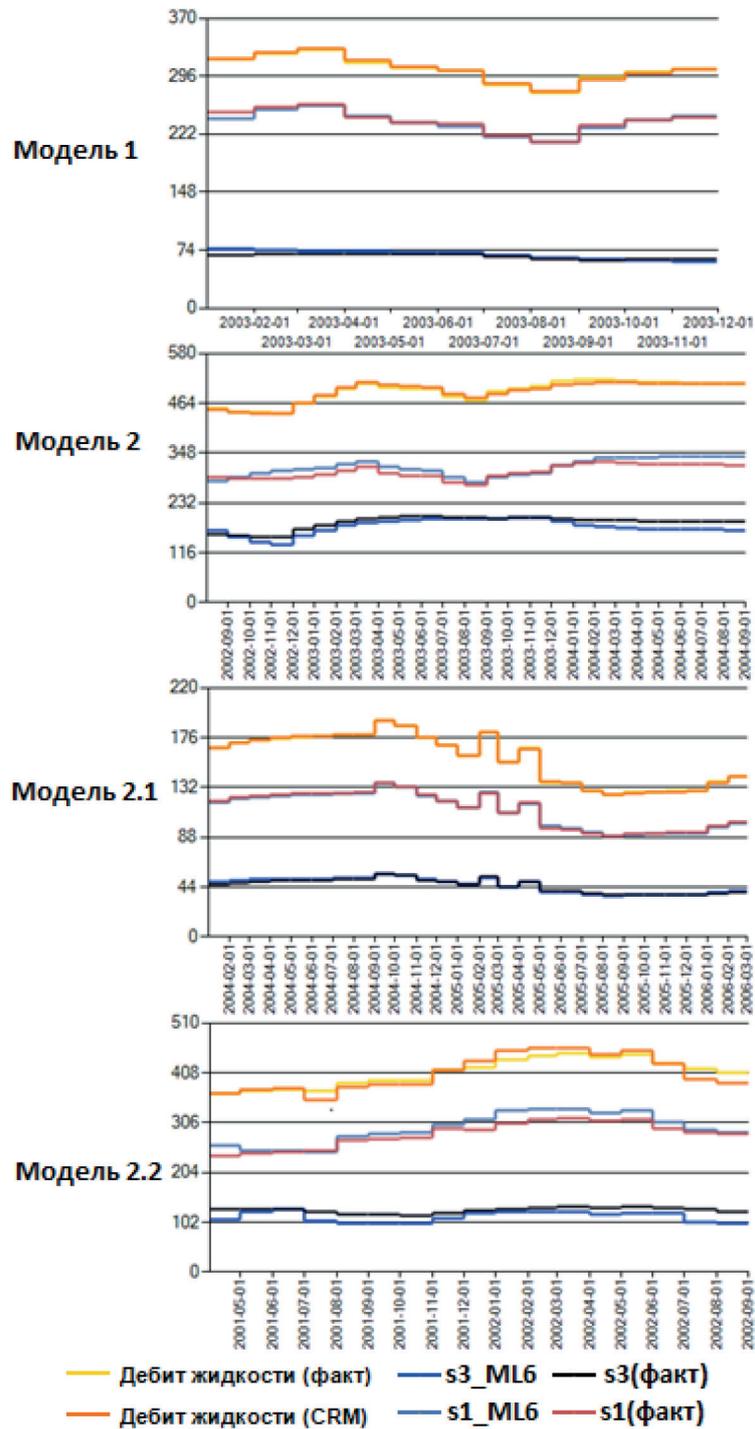


Рис. 4. Динамика дебитов жидкости по моделям 1, 2, 2.1, 2.2, м³/сут, пласт. усл.

Fig. 4. Liquid production rates dynamics for models 1, 2, 2.1, 2.2, m³/day, res. cond.

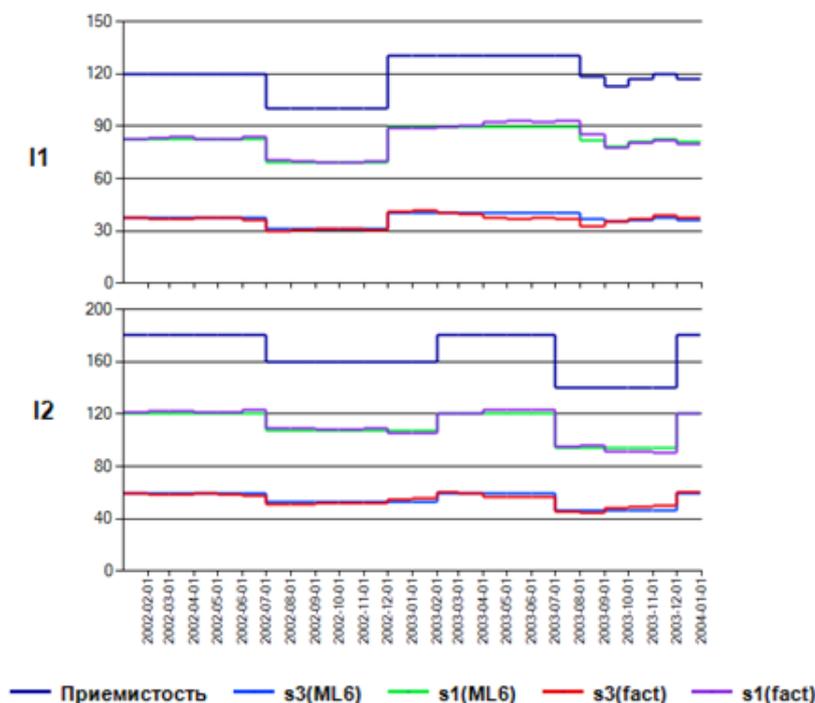


Рис. 5. Динамика приемистости нагнетательных скважин в модели 3, м³/сут, пласт. усл.

Fig. 5. Water injection rates dynamics for injectors in model 3, m³/day, res. cond.

Относительно низкое качество настройки скважины P2 связано с резкими и существенными изменениями приемистости (более 60%) скважины I5, влияющей на дебит P2. Такая динамика не может расцениваться как псевдоустановившийся режим, необходимый для корректности моделей семейства CRM. Тем не менее такие результаты можно считать удовлетворительными.

Особое внимание следует обратить на модель 2.1. В рамках этой модели рассматривались одна добывающая и одна нагнетательная скважина, причем обе скважины проперфорированы на два эксплуатационных объекта. Подобная задача, очевидно, неразрешима с точки зрения целевой функции CRMP. Таким образом, полученный результат наглядно демонстрирует тот факт, что внедренная в задачу априорная информация в виде соотношения коэффициентов гидропроводности послужила регуляризатором и позволила выделить качественно верное решение из множества возможных.

Заключение

Выводы

Предложена принципиально новая математическая модель семейства CRM для разделения добычи жидкости и закачки воды в многопластовых скважинах.

Принципиальными новшествами являются использование для регуляризации задачи априорной информации в виде коэффициентов гидропроводности и требование соответствия друг другу пластовых давлений, рассчитываемых по модели материального баланса и формуле Дюпюи. Как показали численные эксперименты, предлагаемая модель (CRMP-ML6) способна находить решение задач разделения добычи жидкости, в том числе и некорректных с точки зрения модели CRMP. Пропорции разделения, найденные с помощью CRMP-ML6, меняются динамически в соответствии с динамикой пластовых давлений. Модель CRMP-ML6 на простых синтетических моделях демонстрирует точность, приемлемую для практического использования.

Планы

Стоит отметить, что представленные численные эксперименты проводились с использованием синтетических гидродинамических моделей, существенно упрощенных по сравнению с практическими задачами разработки нефтяных месторождений. В частности, важным вопросом для дальнейшего изучения является разделение не только жидкости в целом, но и отдельных фаз — нефти и воды. Также планируется тщательно изучить вопросы корректности математической постановки исследуемой задачи, исследовать устойчивость CRMP-ML6 к таким факторам, как наличие непроизводительной закачки / акьюфера и зашумленность данных. Также планируется рассмотреть возможность использования дополнительной априорной информации в виде замеров пластовых давлений. При условии положительных результатов запланированных экспериментов, модель CRMP-ML6 планируется реализовать в ПО «Кассандра», разрабатываемом в ООО «ТННЦ» (НК «Роснефть»).

Данные для верификации

Данные для верификации представляют собой упоминаемые в докладе ГДМ и реализацию CRMP-ML6 в виде файла MS Excel, на базе результатов этих ГДМ. Данные доступны по ссылке [2].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А. Е. Использование материального баланса и теории нечетких множеств для решения задачи разделения добычи при одновременной разработке нескольких пластов / А. Е. Алтунин, М. В. Семухин, С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 56-60.
2. Бекман А. Д. Данные для верификации работоспособности модели CRMP-ML6 / А. Д. Бекман. URL: https://github.com/MaxFloat/CRMP-ML6_verification
3. Бекман А. Д. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM / А. Д. Бекман, С. В. Степанов, А. А. Ручкин, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 3. С. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185

4. Блинов А. Ф. Исследование совместно-эксплуатируемых пластов / А. Ф. Блинов, Р. Н. Дияшев. М.: Недра, 1971. 176 с.
5. Поспелова Т. А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM / Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин, М. С. Жуков, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин // Нефтепромысловое дело. 2020. № 7. С. 5-10.
6. Степанов С. В. Аналитический метод разделения добычи жидкости и нефти по пластам при их совместной разработке / С. В. Степанов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов // Нефтепромысловое дело. 2018. № 2. С. 10-17.
7. Степанов С. В. Усовершенствованный аналитический метод разделения добычи и закачки по пластам при их одновременной совместной разработке / С. В. Степанов, В. В. Васильев, А. Е. Алтунин // Нефтяное хозяйство. 2015. № 11. С. 27-31.
8. Holanda R. W. A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting / R. W. Holanda, E. Gildin, J. L. Jensen, L. W. Lake, C. S. Kabir // Energies. 2018.
URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3368/html>
9. Mamghaderi A. Optimization of waterflooding performance in a layered reservoir using a combination of capacitance-resistive model and genetic algorithm method / A. Mamghaderi, A. Bastami, P. Pourafshary // Journal of Energy Resources Technology. 2013. Vol. 135. Iss. 1. Art. 013102.
URL: <https://asmedigitalcollection.asme.org/energyresources/article-abstract/135/1/013102/368098/Optimization-of-Waterflooding-Performance-in-a>.
DOI: 10.1115/1.4007767
10. Mamghaderi A. Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model / A. Mamghaderi, P. Pourafshary // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2013. Vol. 108. Pp. 107-117.
11. Moreno G. A. Multilayer capacitance-resistance model with dynamic connectivities / G. A. Moreno // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2013. Vol. 109. Pp. 298-307.
12. Sayarpour M. Development and application of capacitance-resistive models to water/CO₂ floods: thesis ... Doctor of Philosophy / M. Sayarpour. The University of Texas at Austin, 2008. URL: https://www.researchgate.net/publication/280579098_Development_and_Application_of_Capacitance-Resistive_Models_to_WaterCO2_Floods

Alexander D. BECKMAN¹

UDC 622.276

**NEW METHOD FOR SPLITTING PRODUCTION
AND INJECTION IN JOINT WELLS
USING MODIFIED CRM MODEL**

¹ Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Manager,
Tyumen Petroleum Research Center
adbekman@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5907-523X

Abstract

Operating several oil-bearing facilities with a single grid of wells, the problem of dividing oil and liquid production rates by facilities is urgent. Known engineering techniques based on reservoir transmissibility coefficients and effective oil-saturated thickness do not take into account dynamic factors. The use of hydrodynamic models (HDM) is time-consuming, and the results depend significantly on the used a priori hypotheses about the geological structure of objects and the properties of fluids. Thus, there is a practical need for an analytical tool that would rely on the most reliable and available data and would allow solving the problem of separating the volumes of produced fluid and injected water with sufficient accuracy. Such a tool should take into account the dynamics of changes in reservoir pressure and have a low (compared to the hydrodynamic model) need for computing resources. A promising candidate for the role of such a tool is the CRMP-ML6 model — a fundamentally new author's modification of the previously known CRMP model.

The CRMP model is a functional dependence of the well fluid flow rate on the injectivity of the surrounding injection wells. The unknown parameters of this dependence are determined in such a way as to minimize the discrepancy between the simulated and actual values of production rates at the selected date interval. Fundamentally new features of the CRMP-ML6 model are the regularization of the problem through the use of a priori information on the permeability of reservoirs in the vicinity of production wells and the requirement for the proximity of reservoir pressures calculated using the material balance model and from the Dupuis equation.

Citation: 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, vol. 7, no. 3 (27), pp. 106-122.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122

To assess the performance of the new model, a number of numerical simulation experiments were carried out, and the simulation results were compared with the HDM. The possibility of the CRMP-ML6 model is demonstrated to take into account the dynamic separation of production and injection, taking into account additional constraints and a priori information, and while meeting all the requirements for models of the CRM family.

Keywords

CRM, capacitance-resistive models, regression models, collaborative development, production sharing, material balance.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-3-106-122

REFERENCES

1. Altunin A. E., Semukhin M. V., Stepanov S. V. 2012. "Use of material balance and fuzzy set theory to solve the problem of production separation while developing several layers". *Oil industry*, no. 5, pp. 56-60. [In Russian]
2. Beckman A. D. 2021. Data for verifying the performance of the CRMP-ML6 model. https://github.com/MaxFloat/CRMP-ML6_verification [In Russian]
3. Beckman A. D., Stepanov S. V., Ruchkin A. A., Zelenin D. V. 2019. "A new algorithm for finding the optimal solution to the problem of determining the coefficients of mutual influence of wells within the framework of the CRM model". *Tyumen State University Herald. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy*, vol. 5, no. 3, pp. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185 [In Russian]
4. Blinov A. F., Diyashev R. N. 1971. *Exploration of jointly-exploited reservoirs*. Moscow: Nedra. 176 p. [In Russian]
5. Pospelova T. A., Zelenin D. V., Zhukov M. S., Beckman A. D., Ruchkin A. A. 2020. "Optimization of the waterflooding system based on the CRM model". *Oilfield business*, no. 7, pp. 5-10. [In Russian]
6. Stepanov S. V., Ruchkin A. A., Stepanov A. V. 2018. "Analytical method for separating liquid and oil production by formations during their joint development". *Oilfield business*, no. 2, pp. 10-17. [In Russian]
7. Stepanov S. V., Vasiliev V. V., Altunin A. E. 2015. "An improved analytical method for separating production and injection into layers while simultaneously developing them together". *Oil industry*, no. 11, pp. 27-31. [In Russian]
8. 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*. <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/12/3368/html>
9. Mamghaderi A., Bastami A., Pourafshary P. 2013. "Optimization of waterflooding performance in a layered reservoir using a combination of capacitance-resistive model and genetic algorithm method". *Journal of Energy Resources Technology*, vol. 135, iss. 1, art. 013102. <https://asmedigitalcollection.asme.org/energyresources/article-abstract/135/1/013102/368098/Optimization-of-Waterflooding-Performance-in-a>. DOI: 10.1115/1.4007767

10. Mamghaderi A, Pourafshary P. 2013. "Water flooding performance prediction in layered reservoirs using improved capacitance-resistive model". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 108, pp. 107-117.
11. Moreno G. A. 2013. "Multilayer capacitance-resistance model with dynamic connectivities". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 109, pp. 298-307.
12. Sayarpour M. 2008. "Development and application of capacitance-resistive models to water/CO₂ floods". Dr. Sci. (Philos.) diss. The University of Texas at Austin.
https://www.researchgate.net/publication/280579098_Development_and_Application_of_Capacitance-Resistive_Models_to_WaterCO2_Floods