

Александр Дмитриевич БЕКМАН¹
Татьяна Анатольевна ПОСПЕЛОВА²
Дмитрий Валерьевич ЗЕЛЕНИН³

УДК 622.276

НОВЫЙ МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕЗУЛЬТАТОВ CRMP-МОДЕЛИРОВАНИЯ

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

² кандидат технических наук, заместитель генерального директора по науке,
Тюменский нефтяной научный центр
tapospelova@tnnc.rosneft.ru

³ главный специалист, Тюменский нефтяной научный центр
dvzelenin@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5918-2377

Аннотация

Для нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, актуальными задачами являются оперативный анализ разработки и оптимизация режимов работы нагнетательных скважин. Требование оперативности часто заставляет отказываться от использования трехмерных гидродинамических моделей в пользу аналитических, таких как CRMP. Использование моделей CRMP позволяет оперативно оценивать тенденции влияния нагнетательных скважин на добывающие и строить достоверные краткосрочные прогнозы по добыче жидкости. Дополнение традиционной (однофазной) CRMP-модели моделью обводненности позволяет также прогнозировать дебиты нефти добывающих скважин и расширяет возможности оперативного анализа сложившейся системы разработки. Помимо этого, адекватная модель обводненности позволяет

Цитирование: Бекман А. Д. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования / А. Д. Бекман, Т. А. Поспелова, Д. В. Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 192-207. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207

использовать модель CRMP для решения задачи оптимизации режимов работы нагнетательного фонда скважин. В настоящей статье рассмотрены основные известные модели обводненности, применяемые совместно с моделью CRMP, приведен краткий анализ их достоинств и недостатков. Предложена новая авторская математическая модель обводненности («мультихарактеристическая модель»), позволяющая установить роль каждой нагнетательной скважины в изменении обводненности рассматриваемой добывающей. Также описан алгоритм адаптации, т. е. подбора неизвестных коэффициентов модели, реализованный в ПО «Ариадна» (разрабатывается в ООО «Тюменский нефтяной научный центр»). Низкая вычислительная сложность алгоритма позволяет оперативно моделировать участки, содержащие до нескольких сотен скважин. Приведены результаты экспериментов по использованию новой математической модели на синтетической модели нефтеносного пласта. Результаты прогнозирования обводненности сопоставляются с результатами известных ранее методов. Обозначены ограничения для использования новой модели, а также направления для ее развития.

Ключевые слова

Взаимовлияние скважин, обратная задача, Capacitance-Resistive Models, CRM, прогноз обводненности.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207

Введение

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. Традиционно для решения подобных задач используются гидродинамические модели (ГДМ). Однако, в отличие от ГДМ, моделирование с использованием CRM требует в разы меньше времени и позволяет оперативно принимать необходимые решения [1]. Другим значимым отличием CRM является то, что для моделирования используются только наиболее достоверные измеряемые данные — значения дебитов, приемистостей и забойных давлений — и не учитываются предположения о свойствах резервуара вне скважин [2, 3]. 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 [4]. Подробное изложение основ CRM можно найти, например, в [6] или [8].

Изначально одним из важных ограничений CRM-моделей было то, что они позволяли прогнозировать дебиты жидкости, а дебиты нефти — нет [9]. Однако начиная уже с 2007 г. в публикациях по тематике CRM можно найти ряд подходов к двухфазному CRM-моделированию [8]. Тем не менее это не решило обозначенную проблему полностью. Авторами настоящей статьи были прове-

дены исследования, целью которых было выбрать наиболее подходящий для практического применения подход к двухфазному CRM-моделированию и внедрить его в разрабатываемый ими программный продукт. Как показало исследование, ни один из ранее опубликованных подходов не лишен недостатков, препятствующих его практическому использованию. В связи с этим был разработан новый оригинальный метод двухфазного CRM-моделирования, изложению которого посвящена основная часть данной работы.

Краткий обзор наиболее известных методов двухфазного CRM-моделирования

Модель Баклея — Леверетта, адаптированная к CRM (Buckley — Leverett based fractional flow model, сокр. BLBFFM)

Данный метод впервые предложил М. Саярпур (M. Sayarpour) в своей диссертации в 2008 г. [8]. В рамках метода рассматривается изменение водонасыщенности в некотором контрольном объеме V (с поровым объемом V_p) в окрестности добывающей скважины. Относительные фазовые проницаемости представляются степенными функциями от водонасыщенности по формуле Брукса — Кори (Brooks — Corey). Также вводится в рассмотрение нормализованная водонасыщенность:

$$S = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}}, \quad (1)$$

где S_w — водонасыщенность, S_{or} и S_{wr} — остаточные нефтенасыщенность и водонасыщенность соответственно. В этих терминах функция Баклея — Леверетта принимает вид:

$$f_w(S) = \left(1 + \frac{(1 - S)^m}{MS^n} \right), \quad (2)$$

где f_w — обводненность, m и n — показатели степени в функциональных зависимостях ОФП по нефти и воде соответственно, а $M = \frac{k_{rw}(S_{or}) \cdot \mu_o}{k_{ro}(S_{wr}) \cdot \mu_w}$. Динамика средней водонасыщенности в контрольном объеме описывается законом сохранения:

$$\bar{S}_w(t) = \bar{S}_w(t - 1) + \frac{i(t) - q_w(t)}{V_p}, \quad (3)$$

где $q_w(t)$ — объем воды, добытый скважиной на шаге t , а $i(t)$ — объем воды, закачиваемый в контрольный объем нагнетательными скважинами (определяется по итогам однофазного CRM-моделирования). Используя указанные соотношения, можно сформулировать оптимизационную задачу, целевая функция которой будет выражать разность между фактическими и модельными значениями обводненности в скважине. Таким образом, решение задачи сводится к минимизации целевой функции, зависящей от неизвестных параметров — m , n , M , V_p , S_{or} и S_{wr} .

Достоинством модели можно считать ее простоту, возможность адаптации модели обводненности отдельно от адаптации модели CRM по жидкости. Также важным моментом с точки зрения вычислительной сложности задачи является возможность адаптации по каждой добывающей скважине в отдельности, благодаря чему число варьируемых параметров невелико — не более шести, причем некоторые из параметров, например S_{or} и S_{wr} , можно не варьировать, а задавать априори.

Однако у этой модели есть существенные недостатки. Как упоминается в [6], построенная таким образом модель демонстрирует весьма слабые прогнозные способности. Одной из причин авторы считают большое число варьируемых параметров (здесь речь идет не о вычислительной сложности, а о «степенях свободы» решения). В теории это может приводить к эффекту «переобучения модели», когда модель демонстрирует слишком хорошее соответствие фактическим данным, но не способна дать правдоподобный прогноз. При этом, как показали исследования авторов настоящей статьи на реальных данных, модель демонстрирует не только плохие прогнозные свойства, но и в ряде случаев — недостаточную гибкость, т. е. неспособность качественно повторить фактическую обводненность. При этом значение параметра V_p играет решающую роль в свойствах модели, в то время как влияние остальных параметров (определяющих ОФП) значительно слабее. Т. к. на практике значения $i(t) - q_w(t)$ могут существенно меняться от шага к шагу (например, в результате остановок, изменений режимов работы скважин и т. п.), модель вынуждена балансировать между двумя крайностями: при малых значениях V_p наблюдаются неправдоподобные скачки модельной водонасыщенности как в большую, так и в меньшую сторону, а при больших значениях V_p водонасыщенность становится близкой к константе. Как правило, подобрать V_p , удовлетворяющее как шагам с малыми значениями $i(t) - q_w(t)$, так и с большими, не удается.

Эмпирические модели (характеристики вытеснения)

Использование характеристик вытеснения совместно с однофазным CRM-моделированием с целью прогнозирования дебитов нефти принципиально возможно, но затруднено по нескольким причинам. Во-первых, требуется предварительный анализ данных либо априорная информация, которая позволит указать, какую именно характеристику следует применить на данном месторождении. Более того, возможно, что для разных скважин в рамках одной задачи уместно будет использовать различные характеристики. Во-вторых, различные характеристики вытеснения, как правило, дают существенно разный прогноз, что подрывает доверие к методу в целом.

В ряде работ, посвященных CRM [4, 6, 8], особое внимание уделяется двум эмпирическим моделям как наиболее перспективным в использовании совместно с CRM. Автором первой является П. Х. Джентил (P. H. Gentil) [5], второй — Е. А. Коваль (E. A. Koval) [7].

В основе модели Джентила (Gentil model) лежит следующая эмпирическая зависимость:

$$q_o(t) = \frac{1}{1 + aW(t)^b}, \quad (4)$$

где q_o — дебит нефти рассматриваемой добывающей скважины, $W(t) = \sum f_{ij} \cdot W_i(t)$ — накопленный объем воды (в пластовых условиях), закачанный нагнетательными скважинами в некоторый контрольный объем, ассоциированный с рассматриваемой добывающей скважиной. Параметры a и b подбираются в процессе адаптации модели таким образом, чтобы обеспечить минимальные отличия модельной обводненности от фактической. Модель может применяться только для существенно обводненных скважин [4].

Модель Коваля (Koval model) была предложена в [7], она разрабатывалась для моделирования вытеснения нефти смешивающимися агентами с учетом неоднородности среды. Предполагая линейную зависимость ОФП от водонасыщенности, автор привел функцию Баклея к виду:

$$F_w = \frac{1}{1 + \frac{1}{K_{val}} \frac{(1 - S_w)}{S_w}}, \quad (5)$$

где F_w — обводненность, S_w — водонасыщенность, а K_{val} — некий вспомогательный коэффициент, введенный автором в рассмотрение с целью учета влияния неоднородности, а также разницы вязкостей нефти и воды. Аналитическое решение уравнения Баклея — Леверетта, описывающее вытеснение нефти водой из некоторого образца, в этом случае принимает вид:

$$f_w = \begin{cases} 0, & t_D < \frac{1}{K_{val}}, \\ \frac{K_{val} - \sqrt{\frac{K_{val}}{t_D}}}{K_{val} - 1}, & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val}, \\ 1, & t_D > K_{val}, \end{cases} \quad (6)$$

где $t_D = WIT/V_p$ — так называемое безразмерное время, равное отношению накопленной закачки к поровому объему образца, а f_w — обводненность потока на конце образца, противоположном тому, в который осуществляется закачка воды. При использовании модели Коваля совместно с CRM параметры K_{val} и V_p подбираются в процессе адаптации модели таким образом, чтобы обеспечить минимальные отличия модельной обводненности от фактической.

Достоинствами описанных эмпирических моделей, как и в случае BLBFFM, являются малое количество варьируемых параметров и возможность решать задачу разделения фаз уже после адаптации модели CRMP по жидкости, что приводит к низкой вычислительной сложности.

Общий существенный недостаток для обеих рассмотренных эмпирических моделей: требуется знать накопленный поток между каждой парой скважин

«нагнетательная — добывающая». Приближенное вычисление этого параметра по формуле CRM обосновано только в том случае, если CRM-модель настраивается на всем периоде разработки месторождения. Но это имеет смысл, если весь период разработки не содержит никаких событий, которые могли бы существенно повлиять на характер течения флюидов, т. е. все скважины работали с самого начала разработки, не было никаких существенных геолого-технических мероприятий (ГТМ). На практике такие требования являются слишком жесткими, но, с другой стороны, при невыполнении этих требований результаты моделирования заведомо не будут адекватными реальности. Другим недостатком является принципиальная невозможность моделирования немонотонной динамики обводненности.

Модель Фей Цао (Fei Cao model)

Модель предложена в рамках диссертации Фей Цао (Fei Cao) в 2014 г. [4]. Существенным отличием этой модели от рассмотренных выше является то, что модель CRMP настраивается не заранее, а совместно с решением уравнения материального баланса, записанного отдельно для нефти. При этом в модель CRMP внесены изменения: параметры τ (величина, обратная коэффициенту падения добычи) и J (коэффициент продуктивности) становятся динамическими, т. к. зависят от текущей нефтенасыщенности.

По утверждению автора модели, ее преимуществом по сравнению с перечисленными выше подходами является лучшая прогнозная способность, а также возможность применения на любом этапе разработки.

Недостатком модели можно считать ее вычислительную сложность, т. к. число независимых параметров модели по сравнению с задачей CRMP возрастает приблизительно в два раза, а эффективного алгоритма для их определения не известно. На практике для определения этих параметров приходится использовать стохастические методы типа Монте-Карло и многократно решать прямую задачу.

Новая модель динамики обводненности (мультихарактеристическая модель, сокр. МС-модель)

Рассмотрим систему из одной добывающей и N нагнетательных скважин, каждая из которых влияет на добывающую. Предположим также, что уже решена задача адаптации модели CRMP, т. е. имеются коэффициенты τ, J, f_i . Далее рассмотрим некоторую область V в окрестности добывающей скважины с поровым объемом V_p , а также введем следующие величины и предположения:

- на каждом временном шаге t объем жидкости, втекающий в V_p под действием i -й нагнетательной скважины, равен формуле $LI_i(t) = \sum_{k=1}^t f_i I_{i,k} e^{-\frac{(t-t_k)}{\tau}} \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right)$, что соответствует модели CRM;
- объемная доля нефти в притоке жидкости от i -й нагнетательной скважины определяется следующей функциональной зависимостью:

$f_{o_i}(t) = f_{o_i}^0 \cdot e^{-\frac{\sum_{k=1}^t LI_i(k)}{\tau_i}}$, где $f_{o_i}^0$ — объемная доля нефти на начало настроечного интервала модели, $\sum_{k=1}^t LI_i(k)$ — накопленный объем жид-

кости, закачанный в V под воздействием i -й нагнетательной скважины за t шагов, а τ_i — величина, характеризующая скорость изменения $f_{o_i}(t)$ в зависимости от накопленного притока жидкости;

— обводненность добычи рассматриваемой добывающей скважины определяется средней нефтенасыщенностью в области V и связана с ней через заданную функцию Баклея $B(S_w)$;

— область V имеет проницаемые границы и постоянный поровый объем. Расход жидкости через границу области равен разности между жидкостью, поступающей в V от нагнетательных скважин, и жидкостью, отбираемой из V добывающей скважиной. Объемная доля воды в потоке через границу V равна обводненности добывающей скважины;

— вода предполагается несжимаемой.

Исходя из этих предположений, запишем закон сохранения для воды:

$$V_p \cdot S_w(t) = V_p \cdot S_w(t-1) + \left(\sum_i^{NI} WI_i(t) - WP(t) + WI_{surf}(t) \right), \quad (7)$$

где $S_w(t)$ — средняя водонасыщенность в V ; $WI_i(t)$ — объем воды, втекающий в V под действием i -й нагнетательной скважины (water injection); $WP(t)$ — объем воды, отобраный из V добывающей скважиной (water production); $WI_{surf}(t)$ — объем воды, втекающий в V через границу (water income through surface). Разделив обе части равенства (7) на V_p и выразив входящие в него величины через величины, введенные выше, получим:

$$S_w(t) = S_w(t-1) + \frac{1}{V_p} \left(\sum_i^{NI} LI_i(t) - WP(t) + WI_{surf}(t) \right) - \sum_{i=1}^{NI} \frac{f_{o_i}^0}{V_p} LI_i(t) \cdot e^{-\frac{\sum_{k=1}^t LI_i(k)}{\tau_i}}. \quad (8)$$

Формула (8) совместно с функцией Баклея задает модель обводненности. Действительно, при условии, что заданы значения V_p , $f_{o_i}^0$, τ_i и $S_w(0)$, она позволяет восстановить значение средней водонасыщенности в V на каждом временном шаге. В то же время функция Баклея позволяет для каждого временного шага по значениям водонасыщенности определить значение обводненности. Сформулируем оптимизационную задачу для определения неизвестных параметров модели обводненности. Для этого введем в рассмотрение целевую функцию:

$$F(V_p, f_{o_i}^0, \tau_i) = \sum_{t=1}^T (\tilde{S}_w(t) - S_w(t))^2 = \min, \quad (9)$$

где $\tilde{S}_w(t)$ — фактические значения средней водонасыщенности, пересчитанные через фактические значения обводненности, а $S_w(0)$ равно $\tilde{S}_w(0)$.

Для эффективного решения поставленной оптимизационной задачи (9) требуется ввести следующие вспомогательные переменные:

$$x_0 = \frac{1}{V_p}, \quad x_i = \frac{f_{o_ij}^0}{V_p}, \quad i = 1..NI. \quad (10)$$

Выражение (8) линейно зависит от новых переменных, поэтому при фиксированных значениях τ_i выражение (9) представляет собой квадратичную форму. Заметим, из (8) и (9) следует, что матрица Гессе этой квадратичной формы является неотрицательно определенной, но может обращаться в нуль. Это означает, что в общем случае задача является некорректной вследствие неединственности решения. Простым, интуитивно понятным примером задачи с неединственным решением может служить случай константных приемистостей и дебитов воды: очевидно, что коэффициенты при неизвестных в (8) при этом становятся пропорциональными, а строки матрицы Гессе — линейно зависимыми. Таким образом, необходимым условием для успешной адаптации модели является непостоянство указанных параметров. На практике проверка возможности использования модели сводится к оценке числа обусловленности матрицы Гессе.

Исходя из вышесказанного, представляется разумным следующий алгоритм решения оптимизационной задачи (9):

- 1) некоторым случайным образом подбираем значения τ_i и фиксируем их;
- 2) решаем задачу квадратичного программирования (9) относительно неизвестных x_i , $i = 0..NI$;
- 3) оцениваем значение целевой функции: если оно достаточно мало, то переходим к п. 4, в противном случае — к п. 1;
- 4) по значениям x_i восстанавливаем V_p , $f_{o_i}^0$ и рассчитываем значения обводненности для всех временных шагов.

Описанный алгоритм представляет собой метод Монте-Карло, в котором часть неизвестных параметров не варьируется случайным образом, а определяется единственным образом по значениям остальных, исходя из решения общей оптимизационной задачи. Возможна также модификация алгоритма, в которой вместо Монте-Карло используется метод имитации отжига или иной численный метод оптимизации относительно переменных τ_i . Авторами настоящей статьи этот алгоритм был реализован в рамках разработки программного обеспечения «Ариадна», предназначенного для настройки CRM-моделей и их использования на практике. При этом использовался метод имитации отжига в п. 1 и метод перебора граней для решения задачи квадратичного программирования в п. 2. В следующей части статьи представлены результаты численных экспериментов с использованием этого алгоритма в рамках ПО «Ариадна».

Заметим, что выражение (8) можно использовать не только для восстановления динамики обводненности на интервале настройки модели, но и для прогноза дебита нефти. Действительно, если имеются планируемые значения приемистостей для всех нагнетательных скважин, то дебит жидкости может быть спрогнозирован с помощью модели CRMP, а зная его, выражение (8) позволяет пошагово вычислить обводненность на прогнозный период.

Т. к. в представленной модели для прогноза обводненности в добывающей скважине используется не одна характеристика вытеснения, а несколько (по числу влияющих нагнетательных), будем для краткости обозначать эту модель как мультихарактеристическую (multi-characteristic model, сокр. МС-модель).

Численные эксперименты

Предложенная двухфазная CRM-модель и существующие модели были протестированы с использованием синтетической гидродинамической модели нефтяного пласта, разрабатываемого при помощи трех добывающих и трех нагнетательных скважин. Схема расстановки скважин и распределение поля нефтенасыщенности в начале периода адаптации представлено на рис. 1. Моделируемый объект разработки состоял из одного пласта. Распределение абсолютной проницаемости и пористости задавались однородными и составляли 100 мД и 0,18 д. ед. соответственно. Размеры пласта составляли $2\,500 \times 2\,500 \times 5$ м, размер ячеек $50 \times 50 \times 5$ м. Функции относительных фазовых проницаемостей представлены на рис. 2. Вязкость воды и нефти составляли 1 сПз и 2 сПз соответственно.

Из рис. 1 видно, что скважины P2 и P3 находятся в промытой зоне, вследствие чего обводненность на этих скважинах монотонно возрастает. В окрестности скважины P1 со стороны нагнетательной скважины I1 расположена промытая зона, со стороны нагнетательной скважины I3 — область с достаточно высокой нефтенасыщенностью. Повышение приемистости на скважине I3 приводит к увеличению нефтенасыщенности в окрестности скважины P1, что сказывается на динамике обводненности этой скважины. На рис. 3 представлена динамика дебита жидкости и обводненности для скважины P1 и динамика приемистости для скважины I3. Из графика видно, что при росте приемистости на скважине I3 происходит падение обводненности на скважине P1.

На рис. 4 представлено сопоставление фактической динамики обводненности скважины P1 с обводненностью, полученной в результате настройки МС-модели и настройки моделей VLBFFM, Ковалея и Джентила.

Из графика видно, что модели на основе характеристик вытеснения не способны воспроизвести случаи снижения обводненности и настраиваются либо на некое постоянное значение (модели VLBFFM и Джентила), либо на монотонный рост обводненности (модель Ковалея). Однако МС-модель с высокой точностью повторила фактическую динамику обводненности как на периоде адаптации, так и на периоде прогноза. Предложенная модель менее чувствительна к снижению приемистости нагнетательных скважин, нежели к росту

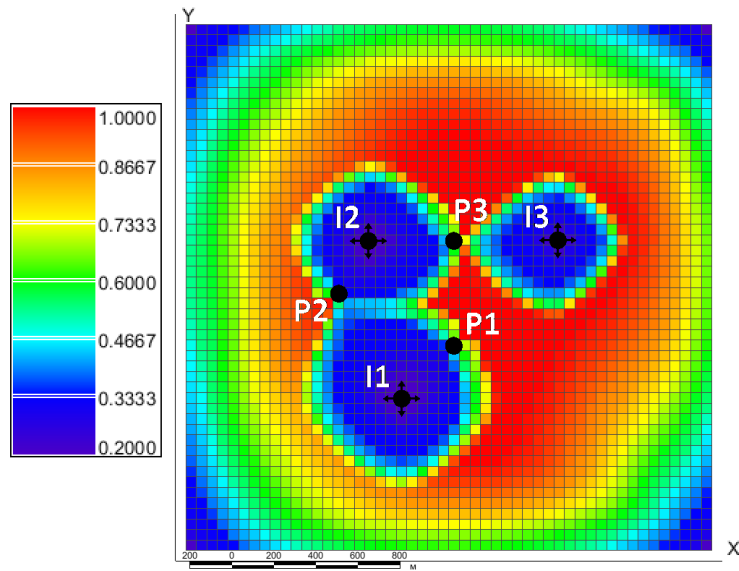


Рис. 1. Расположение скважин и распределение поля нефте-насыщенности на начало периода адаптации

Fig. 1. Location of wells and oil saturation field at the beginning of the adaptation period

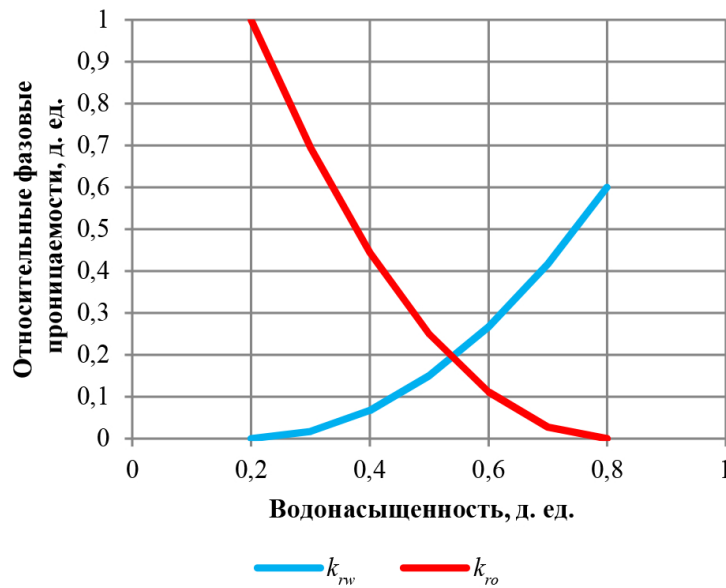


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости по воде (k_{rw}) и нефти (k_{ro}), использованные в синтетической модели

Fig. 2. Relative phase permeabilities for water (k_{rw}) and oil (k_{ro}) used in reservoir simulation

приемистости. На рис. 5 представлена настройка модели обводненности МС-модели для скважины P2. Из графика видно, что при снижении приемистости наблюдается небольшое падение обводненности, что не удается воспроизвести с использованием предложенной модели.

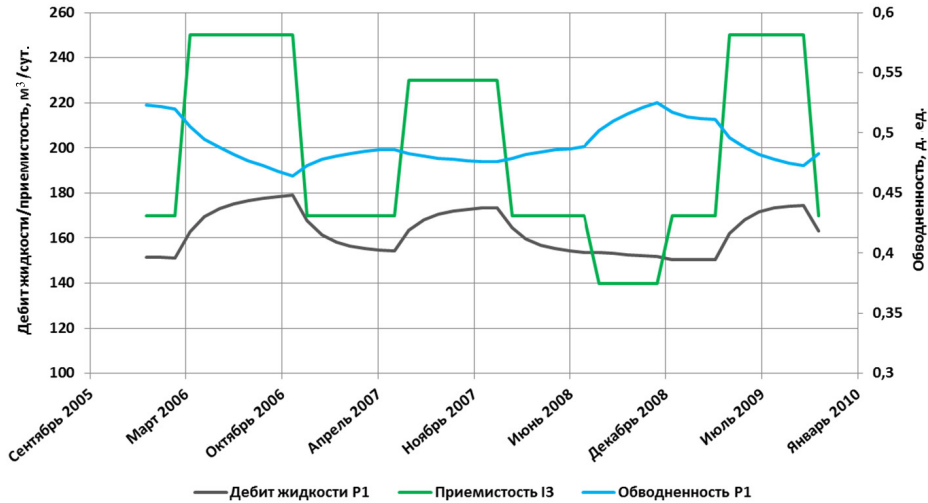


Рис. 3. Динамика показателей работы добывающей скважины P1 и нагнетательной скважины I3

Fig. 3. Dynamics of performance of producing well P1 and injection well I3

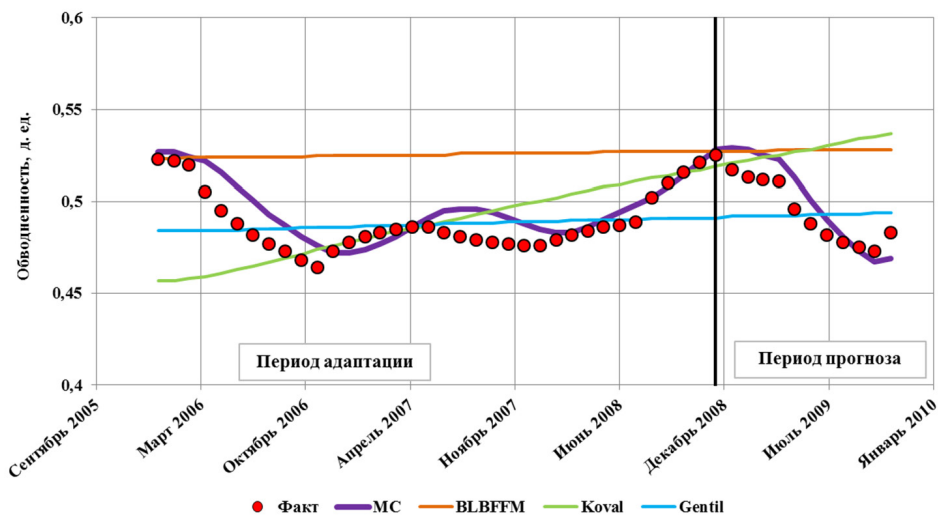


Рис. 4. Фактическая динамика обводненности и динамика обводненности на основе различных двухфазных моделей CRM для скважины P1

Fig. 4. Actual water cut dynamics and water cut dynamics based on various two-phase CRM models for the well P1

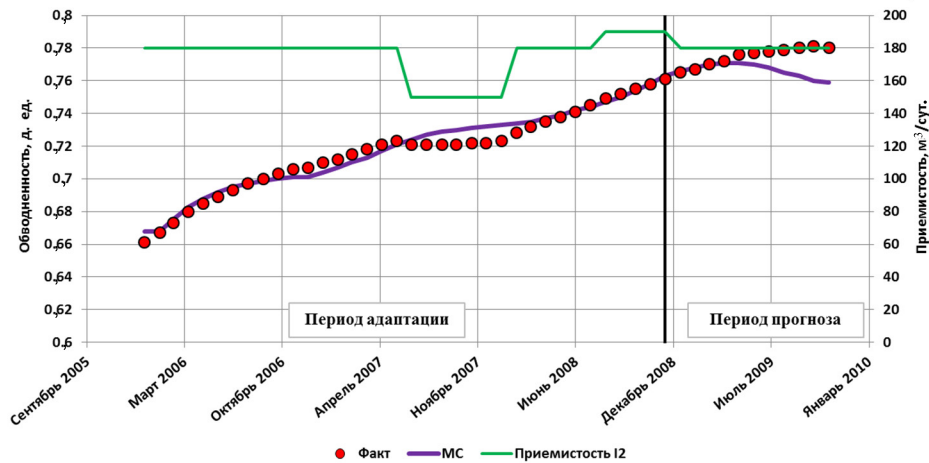


Рис. 5. Сопоставление фактической и модельной динамики обводненности скважины P2 и приемистости нагнетательной скважин I2

Fig. 5. Actual and model dynamics of well water cut P2 and well injection ration for I2

На рис. 6 представлена средняя невязка по обводненности за прогнозный период отдельно по всем добывающим скважинам для рассмотренных двух-фазных моделей. Из гистограммы видно, что предложенная авторская МС-модель позволяет с большей точностью выполнить прогноз динамики обводненности.

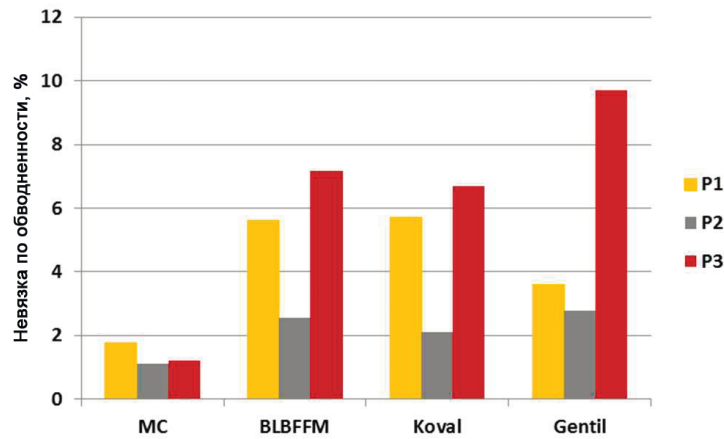


Рис. 6. Невязка по обводненности для всех добывающих скважин при использовании различных двухфазных моделей CRM

Fig. 6. Water cut discrepancy for all producing wells using various two-phase CRM models

Выводы

Использование характеристик вытеснения и простых эмпирических моделей совместно с CRM-моделями для прогнозирования обводненности (а следовательно, и дебитов нефти) в скважинах принципиально возможно, однако позволяет предсказать лишь основные тенденции динамики обводненности и не отражает качественные изменения в динамике этого показателя, связанные с изменениями приемистостей нагнетательных скважин. В то же время для задач прогноза принципиальным является ответ на вопрос, как будет меняться обводненность при различных стратегиях заводнения. В отличие от традиционных подходов, предлагаемый метод моделирования обводненности (МС-модель) способен на качественном уровне повторять динамику обводненности при изменениях режимов работы нагнетательных скважин. При этом численные эксперименты показывают, что рассмотренный метод хорошо отражает изменения, связанные с увеличением приемистости на отдельных скважинах, но менее чувствителен к снижению приемистости. Устранение этого недостатка представляется перспективным направлением для дальнейших исследований в этой области.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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
2. Ручкин А. А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А. А. Ручкин, С. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Степанов, А. В. Корытов, И. Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С. 148-168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168
3. Степанов С. В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования / С. В. Степанов, С. В. Соколов, А. А. Ручкин, А. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Корытов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 146-164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164
4. Cao F. Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model: Ph. D. diss. / F. Cao. Austin: University of Texas, 2014.
5. Gentil P. H. The Use of Multilinear Regression Models in Patterned Waterfloods: Physical Meaning of the Regression Coefficients: M. S. thesis / P. H. Gentil. Austin: University of Texas, 2005.
6. 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. Vol. 11. № 12. Article № 3368. DOI: 10.3390/en11123368
7. Koval E. J. A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media / E. J. Koval // *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1963. Vol. 3. № 2. Pp. 145-154. DOI: 10.2118/450-PA
 8. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods: Ph. D. diss. / M. Sayarpour. Austin: University of Texas, 2008.
 9. Yousef A. A. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations / A. A. Yousef, P. H. Gentil, J. L. Jensen, L. W. Lake // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (9-12 October, Dallas, Texas)*. 2005. Article № SPE-95322-MS. DOI: 10.2118/95322-MS

Alexander D. BEKMAN¹

Tatiana A. POSPELOVA²

Dmitry V. ZELENIN³

UDC 622.276

A NEW APPROACH TO WATER CUT FORECASTING BASED ON RESULTS OF CAPACITANCE RESISTANCE MODELING

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

² Cand. Sci. (Tech.), Deputy General Director for Science,
Tyumen Petroleum Research Center
tapospelova@tnnc.rosneft.ru

³ Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center
dvzelenin@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-5918-2377

Abstract

For oil fields that are at a late stage of development, urgent tasks are the operational analysis of the development and optimization of the operating modes of injection wells. The demand for responsiveness often forces one to abandon the use of three-dimensional hydrodynamic models in favor of analytical ones such as CRMP. Using CRMP models allows you to quickly assess the trends in the impact of injection wells on producing wells and build reliable short-term forecasts for fluid production. Supplementing the traditional (single-phase) CRMP model with a water cut model also allows predicting oil production rates for producing wells and expands the capabilities of an operational analysis of the existing development system. In addition, an adequate water cut model allows using the CRMP model to solve the problem of optimizing the operating modes of the injection well stock. This article discusses the main known water cut models used in conjunction with the CRMP model, provides a brief analysis of their advantages and disadvantages. A new authorial mathematical model of water cut (“multi-characteristic model”) is proposed, which allows to establish the role of each injection

Citation: 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, vol. 6, no. 1 (21), pp. 192-207. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207

well in changing the water content of the considered producer. An adaptation algorithm is also described, that is, the selection of unknown model coefficients implemented in Ariadna software (developed by Tyumen Petroleum Research Center LLC). The low computational complexity of the algorithm allows you to quickly simulate areas containing up to several hundred wells. The results of experiments on the use of a new mathematical model on a synthetic model of an oil reservoir are presented. The results of predicting water cut are compared with the results of previously known methods. The restrictions for using the new model, as well as directions for its development are indicated.

Keywords

Well interaction, inverse problem, Capacitance-Resistive Models, CRM, water cut forecast.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-192-207

REFERENCES

1. 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, vol. 5, no. 3, pp. 164-185. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-3-164-185 [In Russian]
2. Ruchkin A. A., Stepanov S. V., Knyazev A. V., Stepanov A. V., Korytov A. V., Avsyanko I. N. 2018. "Applying CRM model to study well interference". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no. 4, pp. 148-168. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168 [In Russian]
3. 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, vol. 4, no 3, pp. 146-164. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164 [In Russian]
4. Cao, F. 2014. "Development of a Two-Phase Flow Coupled Capacitance Resistance Model". Ph. D. diss. University of Texas, Austin.
5. 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, Austin.
6. 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, art. 3368. DOI: 10.3390/en11123368
7. Koval E. J. 1963. "A method for predicting the performance of unstable miscible displacement in heterogeneous media". Society of Petroleum Engineers Journal, vol. 3, no. 2, pp. 145-154. DOI: 10.2118/450-PA
8. Sayarpour M. "Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO₂ Floods". Ph. D. diss. University of Texas, Austin, 2008.
9. Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. 2005. "A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations". SPE Annual Technical Conference and Exhibition (9-12 October, Dallas, Texas). Article № SPE-95322-MS. DOI: 10.2118/95322-MS