УДК 553.98

С.В. Степанов
д-р техн. наук
Тюменский нефтяной научный центр[1]
старший эксперт
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

Т.А. Поспелова
канд. техн. наук
Тюменский нефтяной научный центр[1]
заместитель генерального директора по науке
tapospelova@tnnc.rosneft.ru

А.А. Ручкин
канд. техн. наук
Тюменский нефтяной научный центр[1]
эксперт
aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

О целесообразности применения различных типов математических моделей для выработки решений по разработке ТрИЗ нефти

[1]Россия, 625048, Тюмень, ул. Горького, 42.

Показана целесообразность применения различных типов математических моделей для обоснования решений по разработке месторождений ТрИЗ нефти. Предлагается новая концепция математического моделирования, основанная на принципе «чем больше неопределенность в моделируемом объекте, тем проще должна быть модель». В рамках данной концепции задачи, связанные с моделированием системы скважин, должны решаться с использованием моделей материального баланса, а задачи, связанные с моделированием отдельных скважин – с использованием упрощенных численных и численно-аналитических моделей. Применительно к ТрИЗ приводятся два примера таких задач: оценка взаимовлияния скважин, которая решается с помощью аналитической модели CRM, и исследование работы горизонтальных нефтяных скважин подгазовых зон, которая решается с помощью оригинальной численно-аналитической модели. Для каждого примера показано, что используемые (относительно простые) модели в состоянии имитировать сложную динамику работы скважин. Также обсуждается проблема достаточности уровня адаптации моделей. Обосновывается необходимость разработки специализированной цифровой системы принятия решений – системы искусственного интеллекта, функционирующего на основе иерархического взаимодействия отдельных расчетных модулей, каждый из которых охватывает модель определенного уровня

Ключевые слова: математическое моделирование; технология «Цифровой керн», высокообводненные пласты; численно–аналитическая модель газового конуса

Сегодня математическое моделирование прочно вошло в практику решения разнообразных задач разработки месторождений углеводородов. Оно используется как для проектирования разработки на долгосрочную перспективу – создания проектно-технической документации, так и для выработки решений и адресных рекомендаций на краткосрочную перспективу – в рамках сопровождения (мониторинга) разработки.

Как правило, при проектировании и сопровождении разработки месторождений используются трехмерные гидродинамические модели (ГДМ). Как показывает практика [1], качество ГДМ не всегда находится на приемлемом уровне, что обусловлено действием следующих факторов: (1) моделируемый объект (пласт) не поддается непосредственному наблюдению и (2) моделируемые объекты и процессы очень сложны – это обусловливает несовершенство представлений о физике пластовых процессов и/или недостаточную точность решения уравнений, описывающих пластовые процессы. Очевидно, что роль второго фактора особенно значима для месторождений с ТрИЗ.

Основные трудности при работе с ГДМ заключаются в высокой ресурсоемкости модели и ее высокой неопределенности, связанной с тем, что необходимо для каждой расчетной ячейки задавать наборы свойств. Эти свойства не только неизвестны для межскважинного пространства, но также отсутствуют достоверные данные для пересчета свойств с масштаба керна на масштаб расчетных ячеек. Для ТрИЗ ситуация выглядит особенно драматической, что связано, например, со сложностью моделирования работы скважин или со сложностью обоснования различных зависимостей исходя из трудоемкости в исследованиях керна. В этой связи возникает необходимость в использовании новых подходов к выработке решений по разработке месторождений УВ на основе математического моделирования, которая была бы лишена указанных недостатков.

Представляется, что создание новых подходов, методов к выработке решений по разработке месторождений углеводородов должно базироваться на принципе «чем больше неопределенность в моделируемом объекте, тем проще должна быть модель». Такой принцип можно рассматривать как новую концепцию математического моделирования при решении задач разработки месторождений, подробно ее суть изложена в [1]. Здесь коротко приведены только основные моменты данной концепции.

Принципиально важным моментом концепции является наличие и качество исходной информации об объекте и процессах моделирования. Корректное понимание этого вопроса является ключом к правильной постановке задачи моделирования, в том числе и исходя из обоснования оптимальной сложности модели. Так, например, если имеется возможность непосредственного наблюдения объекта моделирования, его математическая модель должна как можно более подробно учитывать имеющуюся информацию. Следовательно, такую задачу можно решать как прямую задачу. Такая возможность, по сути, имеется только для моделирования течения в поровых каналах горных пород путем решения систем уравнений Навье-Стокса (или по другому альтернативному подходу), когда по результатам томографии керна можно получить информацию о пространственной структуре пустотного пространства и распределении минералов (технология «Цифровой керн» [2, 3]). Если объект не поддается непосредственному наблюдению, задачу нужно решать как обратную, а используемая модель должна основываться преимущественно на доступной информации. Поэтому для моделирования разработки залежей как системы «пласт – скважины» необходимо использовать упрощенные математические модели, максимально абстрагированные от необходимости в распространении свойств пласта в межскважинном пространстве, т.е. модели, основанные на нульмерном (в пространстве) уравнении материального баланса. Аналогично, для моделирования работы отдельных скважин целесообразно использовать упрощенные (в сравнении с «традиционными» ГДМ) 1D–2D-фильтрационные модели, опирающиеся на закон Дарси и позволяющие на приемлемом уровне описывать специфику работы скважин исходя из представлений о прискважинной окрестности, получаемых на основе интерпретации результатов гидродинамических и/или геофизических исследований скважин.

В рамках предлагаемой концепции все типы математических моделей и потребляемые/генерируемые с их использованием данные, можно рассматривать как взаимосвязанные (***рис. 1***). Начальным этапом является получение данных о свойствах керна путем применения технологии «Цифровой керн» (решение прямой задачи), а затем происходит последовательный переход с одного уровня моделирования на другой. Важно, что переход с одного уровня на другой должен подразумевать анализ полученных данных и их трансформацию для следующего уровня, что, по сути, представляет решение задачи ремасштабирования данных. В конечном итоге, взаимосвязь данных разных уровней должна привести к снижению степени неопределен-

ности при решении обратных задач настройки моделей на фактические данные на каждом из уровней.

Заметим, что наличие в концепции моделирования уровня моделирования, связанного с технологией «Цифровой керн», является чрезвычайно важным для принятия решений по разработке месторождений ТрИЗ нефти. Это связано с несколькими причинами. Во-первых, «традиционное» лабораторное исследование керна коллекторов ТрИЗ, как правило, весьма ресурсозатратно или даже невозможно. Для примера можно привести исследование коэффициента вытеснения нефти, когда эксперимент в случае низкопроницаемого керна может длиться в течение месяцев, тогда как для «обычных» коллекторов длительность составляет до нескольких суток. Во-вторых, разработка ТрИЗ, часто требует применения различных агентов вытеснения. Например, при разработке высоковязкой нефти эффективным является использование полимерных растворов [4], однако подбор этих растворов ведется, как правило, исходя из ограниченного спектра типов полимеров и их концентраций. Более того, лабораторные эксперименты по вытеснению нефти различными агентами ведутся, строго говоря, на разных физических моделях пласта – колонках керна. Другими словами, соответствие каких-либо параметров этих моделей не гарантирует полной идентичности пустотного пространства, а значит, не гарантирует и корректность в сопоставлении получаемых из экспериментов коэффициентов вытеснения. В отличие от лабораторных экспериментов, технология «Цифровой керн» дает возможность рассмотрения самых различных агентов вытеснения (композиций различных веществ в широком спектре вариантов и концентраций), причем параметры вытеснения оцениваются в идентичных условиях, а значит, появляется возможность для выбора наилучшего агента или даже возможность конструирования агента вытеснения исходя из свойств коллектора и нефти.

Как известно, построение геологических и гидродинамических моделей опирается на использование различных зависимостей. Заметим, что для построения зависимостей типа «керн – керн», необходимо не менее 30, а лучше – более 100 исследованных образцов [5]. Как правило, количество данных по коэффициентам вытеснения, относительным фазовым проницаемостям (ОФП) даже для хорошо изученных месторождений, пластов, составляет единицы и в редких случаях десятки, чего, очевидно, недостаточно. Поэтому помимо прямого эффекта от применения технологии «Цифровой керн», описанного выше, от этой технологии есть и косвенный эффект, который заключается в том, что технология «Цифровой керн» дает возможность кардинально решить проблему количества данных о свойствах горных пород, что особенно важно для моделирования многофазной фильтрации.

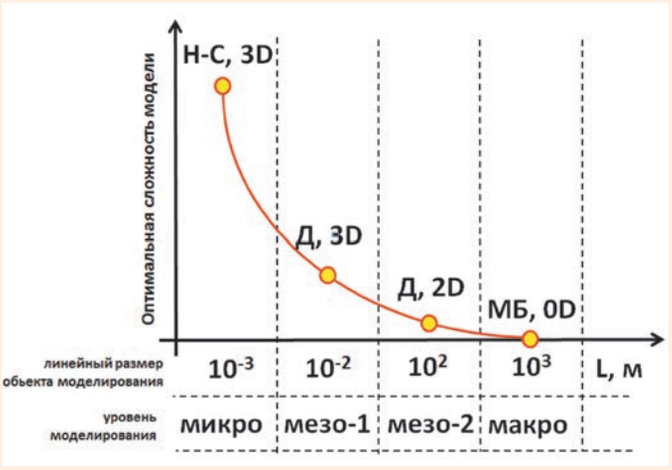


Рис. 1.
Схема зависимости оптимальной сложности модели от линейного размера объекта моделирования. Н-С – уравнение Навье-Стокса, Д – уравнение Дарси, МБ – уравнение материального баланса

Таким образом, математическое моделирование по технологии «Цифровой керн» имеет весомые аргументы для своего применения, особенно для ТрИЗ. И хотя к настоящему времени она еще не получила широкого распространения [6], представляется, что ее потенциал и практическая значимость являются в перспективе весьма существенными.

Реальная практическая значимость имеется в применении упрощенных моделей для решения задач разработки месторождений, как на уровне системы «пласт – скважина», так и на уровне отдельных скважин. Для ТрИЗ нефти высокообводненных залежей это, например, решение задачи оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин с целью регулирования системы поддержания пластового давления (ППД), направленное на увеличение добычи нефти как за счет увеличения добычи жидкости, так и за счет снижения обводненности. Для ТрИЗ разработки подгазовых зон, – это решение задачи исследования работы нефтяных скважин в условиях образования газового конуса, что, учитывая слабую ресурсоемкость используемой упрощенной модели, делает возможность проведения расчетов для управления работой скважины в режиме реального времени, т.е. реализацию технологии «умной скважины». Далее рассмотрим эти упрощенные модели и опыт их применения.

Анализ взаимовлияния скважин на высокообводненных пластах

Решение задачи оценки взаимовлияния скважин затруднено тем, что при традиционном подходе с использованием ГДМ требуется использование трехмерных моделей, включающих большое количество добывающих и нагнетательных скважин, причем результат оценки взаимовлияния скважин во многом будет зависеть от адекватности в распространении свойств в межскважинном пространстве и в корректности различных петрофизических уравнений. Эффективным альтернативным подходом к оценке взаимовлияния скважин является использование модели *CRM* [7], которая изначально ориентирована на имитацию работы добывающих скважин при закачке воды.

Коротко, модель *CRM* представляет собой аналитическое решение уравнения материального баланса в виде формулы для дебита жидкости как функции времени. В варианте *CRMP* решение строится применительно к элементу, включающему одну добывающую скважину и потенциально реагирующие с ней нагнетательные скважины (возможно все нагнетательные скважины) и имеет вид:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^{n}\left\{\left(e_w^k + \sum_{i=1}^{NI}\left(f_{ij}I_i\right) - J_j\tau_j\frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k}\right)e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau_j}\right)}\cdot,\right.$$
$$\left.\cdot\left(1 - e^{-\left(\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_j}\right)}\right)\right\}$$

где индекс j показывает принадлежность величины к элементу пласта, ассоциируемому с j-ой добывающей скважиной, q – дебит, t_0, t_k, t_n – соответственно, начальный, промежуточный и текущий моменты времени, τ – константа времени «тау», f_{ij} – коэффициент взаимовлияния между i-й нагнетательной и j-й добывающей скважинами (по сути доля объема воды, притекшей из i-й нагнетательной скважины в j-ю добывающую скважину), e_w – интенсивность аквифера, I – приемистость, J – коэффициент продуктивности, p – забойное давление. Константа времени определяется по формуле:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J}$$

(c_t – полный коэффициент сжимаемости системы пласт-флюиды, V_p - поровый объем зоны дренирования).

Оценка взаимовлияния скважин сводится к решению обратной задачи поиска коэффициентов взаимовлияния f_{ij}. Для этого необходимо сформулировать целевую функцию, по которой вычисляется невязка между фактическими и расчетными значениями дебита жидкости для некоторого временного промежутка.

Как известно, решение обратных задач имеет неопределенность – другими словами, близкие или даже одинаковые значения целевой функции можно получить при разных наборах управляющих параметров. Естественно, что для практических целей разработки месторождений такая ситуация является неприемлемой поскольку не дает однозначного или хотя бы обрисованного решения для реализации его на промысле. Поэтому необходимо всесторонне исследовать особенности решения обратных задач.

В статье [8] детально рассматриваются особенности решения задачи оценки взаимовлияния скважин при использовании модели *CRM*. В частности, на основе синтетических данных обсуждаются вопросы формулировки целевой функции и применения различных наборов ограничений на управляющие параметры. Показано, что определение коэффициентов взаимовлияния с целевой функцией, формулируемой отдельно для каждой добывающей скважины (т.е. как набора обратных задач), менее чувствительно к набору ограничений, чем решение одной обратной задачи с целевой функцией, формулируемой сразу для всей совокупности добывающих скважин.

Различные особенности при решении обратных задач не являются единственным проблемой для выработки практически полезных решений. Существенным является тот факт, что получаемый результат при решении обратной задачи зависит и от специфики используемой математической модели. Покажем эту проблему на примере рассматриваемой задачи оценки взаимовлияния скважин.

На ***рис. 2*** показаны «фактические» и расчетные (с использованием модели *CRM*) по прямой и обратной задачам динамики дебита жидкости для двух скважин. Фактические данные являются результатом моделирования на коммерческом гидродинамическом симуляторе разработки синтетического месторождения, причем залежь нефти расположена в неоднородном пласте, а несмешиваемые нефть и вода представляют собой «разноцветную» жидкость, для которой характерна одинаковость всех свойств каждой фазы, а ОФП являются диагоналями квадрата. Расчет по прямой задаче состоял в задании всех параметров модели *CRM* как известных, в т.ч. и коэффициентов взаимовлияния

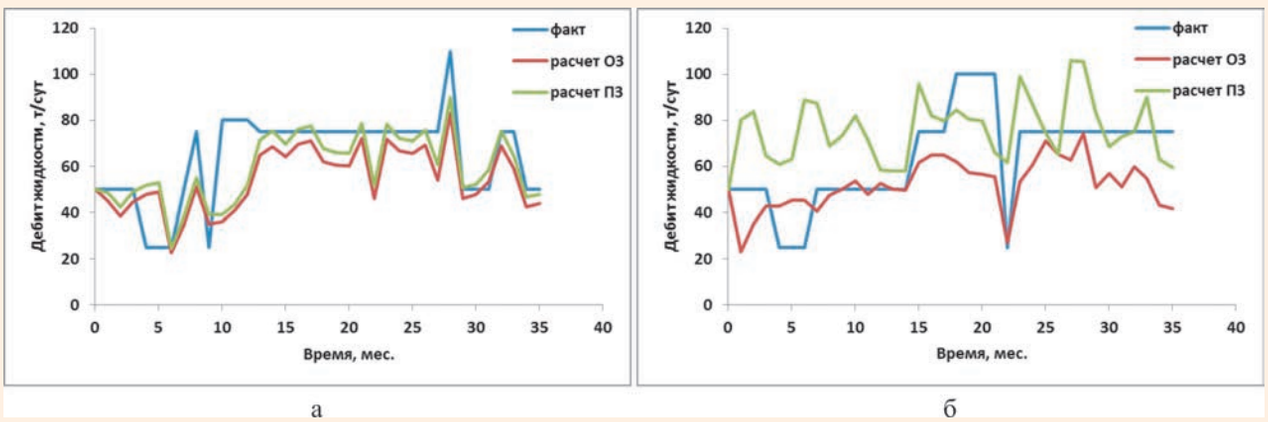


Рис. 2.
Фактические и расчетные по прямой задаче (ПЗ) и по обратной задаче (ОЗ) динамики дебита жидкости для двух скважин

скважин. Расчет по обратной задаче состоял в поиске коэффициентов взаимовлияния при прочих известных параметрах.

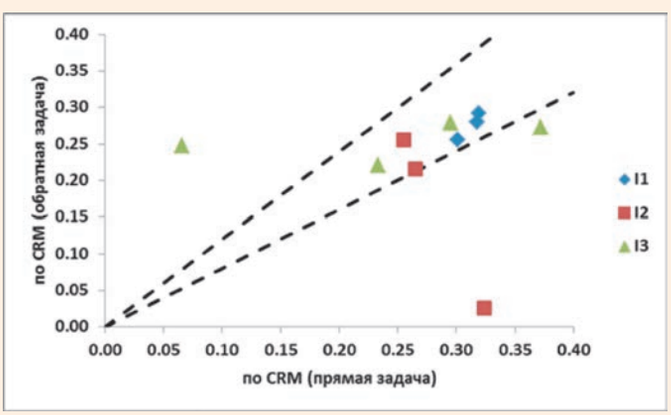
Как видно из ***рис. 2***, расчетные динамики дебита жидкости отличаются от фактических, причем в варианте прямой задачи – в большей степени. Это закономерно, поскольку по ходу оптимизационного процесса алгоритм, стремясь найти наименьшее значение целевой функции, подбирает такие значения коэффициентов взаимовлияния, которые отличаются от тех, что рассчитаны по прямой задаче. Учитывая, что фактические данные получены на модели, отличающейся по своей сущности от модели, использованной при решении прямой и обратной задач, имеющиеся отличия, с одной стороны, иллюстрируют влияние различия специфических особенностей моделей (трехмерная и нульмерная, решение методом конечных разностей дифференциальных уравнений и вычисление по аналитической формуле и т.д.). С другой стороны, стремление минимизировать целевую функцию «приносит в жертву» (искажает) искомые коэффициенты взаимовлияния.

В рамках проведенного исследования установлено, что количество сильно искаженных коэффициентов взаимовлияния меньше количества не сильно или вообще практически не искаженных коэффициентов взаимовлияния. На ***рис. 3*** показан кросс-плот между значениями коэффициентов взаимовлияния, рассчитанных по прямой и по обратной задачам для разных добывающих скважин от трех нагнетательных скважин этой же синтетической модели. Видно, что для большинства добывающих скважин различия в коэффициентах укладываются в 20-процентный коридор. Следовательно, модель *CRM* позволяет в большинстве случаев корректно идентифицировать уровень взаимовлияния скважин, однако количество таких случаев было бы еще выше, если бы было понимание того, до какой степени адаптировать модель.

Исследование работы нефтяной горизонтальной скважины подгазовой зоны

Исследование работы и прогнозирование нефтяных горизонтальных скважин в условиях образования газовых конусов (гребней), например, для обоснования технологических режимов работы скважин, при использовании ГДМ требует применения детальных трехмерных расчетных сеток. Немаловажно, что при использовании разных симуляторов при прочих равных условиях (в том числе при одинаковой дискретизации области моделирования), получаются отличающиеся между собой результаты, причем степень различия результатов увеличивается при усложнении моделируемого процесса [9]. В этой связи имеется смысл в использовании упрощенных математических моделей, для которых, очевидно, фактор особенностей численного решения менее значим, чем для трехмерных гидродинамических симуляторов.

Рис. 3.
Сопоставление расчетных по прямой задаче и по обратной задаче коэффициентов взаимовлияния скважин



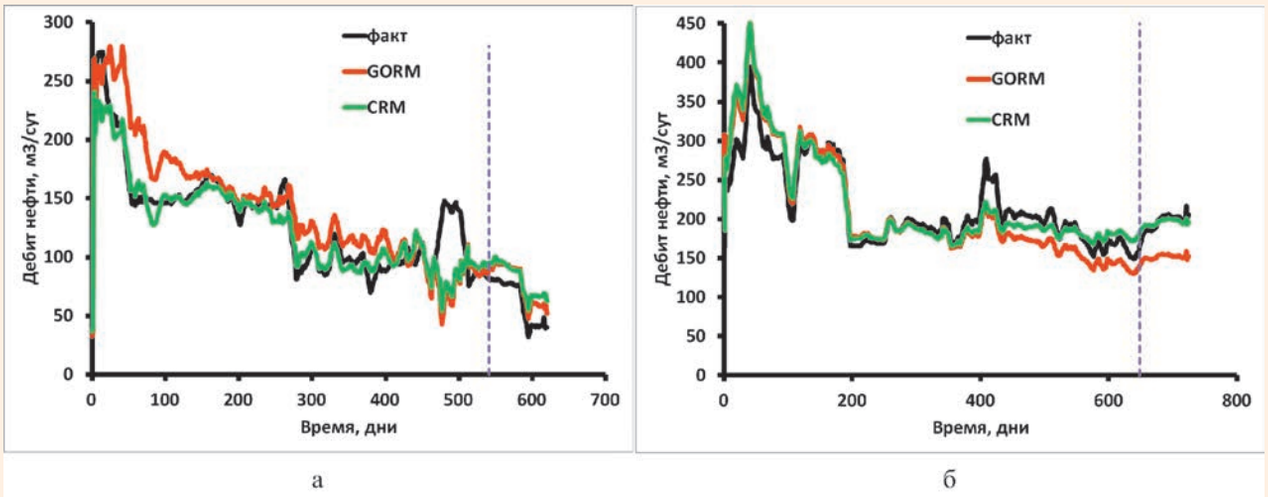


Рис. 4.
Пример ретроспективного теста для двух скважин. Пунктирная линия – граница исторического и прогнозного периода

В ООО «ТННЦ» разработана численно-аналитическая модель *NAMGC* (*Numerical-Analytical Model of Gas Coning* – численно-аналитическая модель газового конуса) [10, 11], которая представляет собой симбиоз упрощенной численной модели газового конуса *GORM* [12] и аналитического решения уравнения материального баланса в виде модели *CRM*, упомянутой в предыдущем разделе. Такая модель позволяет в экспресс-режиме имитировать работу горизонтальных нефтяных скважин в условиях образования газового конуса и ППД.

Коротко, суть модели *GORM* состоит в представлении процесса конусообразования как безнапорной фильтрации, причем трехмерность реализуется исходя из представления поверхности конуса газа в виде набора одномерных плоскопараллельных безнапорных течений нефти к горизонтальному стволу. В модели *NAMGC* модель *GORM* играет как самостоятельную, так и вспомогательную роль. Первая роль проявляет себя, если влияние системы ППД оказывается несущественным, а опускание газового контакта, наоборот, существенным. Вторая роль состоит в том, что понимание динамики газового конуса позволяет рассчитать параметры модели *CRM*, а именно – параметр «тау» и коэффициент продуктивности как средние арифметические на соответствующих моментах времени исходя из соответствующей конфигурации газового конуса. Учитывая это, предложенная модификация формулы *CRM*, строго говоря, не является результатом решения уравнения материального баланса, а по своей сути является аппроксимацией дебита временным рядом.

Корректность работы метода оценивалась по результатам серии ретроспективных тестов на примере 14 реальных скважин подгазовой зоны Верхнечонского месторождения. Критерием корректности было взято непревышение среднего (за «прогнозный» трехмесячный период) отклонения 25% между фактическими и расчетными данными по текущему дебиту нефти, накопленной добыче нефти и забойному давлению. Не превысить принятый критерий удалось для 70% скважин. Помимо этого также исследовалось изменение принятого отклонения при вариации исторического периода работы скважины. Оказалось, что для скважин, отклонение расчетных и фактических данных которых за трехмесячный период не превышало критерия корректности, начинает его превышать при увеличении прогнозного периода (за счет сокращения исторического периода) в среднем до полугода. Поэтому можно сказать, что разработанный метод имеет практическую значимость для прогнозирования технологического режима работы скважин на краткосрочном периоде, ориентировочно, до полугода.

На ***рис. 4*** показан пример ретроспективного теста для двух скважин. Видно, что для одной скважины на прогнозном периоде более хороший результат дает модель *GORM* (***рис. 4а***), для другой (***рис. 4б***), – модель *CRM*. Аналогичные ситуации имеют место и для других скважин. Это связано с тем, что для разных скважин фактор ППД проявляет себя в разной степени и там, где он выше, модель *CRM* показывает более хороший результат, чем модель *GORM*.

Далее приведем пример применения модели *NAMGC* в виде задачи оценки эффективности добычи нефти исходя их сопоставления фактических данных по дебиту нефти с шестью альтернативными вариантами. Варианты f1, f2 и f3 рассчитаны при постоянном отборе газа и с фактическими темпами закачки воды и от-

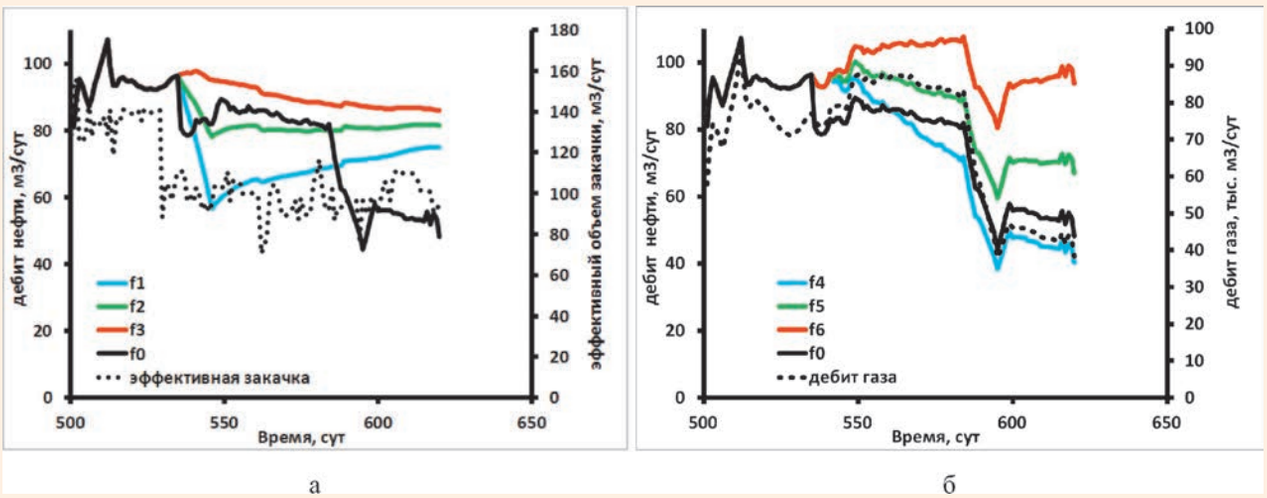


Рис. 5.
Динамика дебита нефти, закачки, дебита газа для разных вариантов работы скважин

личаются между собой величиной дебита газа, соответственно, 50%, 100% и 150% от фактического на первую дату прогноза. Варианты f4, f5 и f6 рассчитаны при постоянном объеме закачки воды, равной, соответственно, 50%, 100% и 150% от фактической закачки на первую дату прогноза, но с фактическими темпами отбора газа. Вариант f0 соответствует фактическим данным. В работе использовалось понятие эффективной закачки, определяемой как сумма объемов закачки по скважинам ячейки заводнения на соответствующие коэффициенты взаимовлияния, которые, в свою очередь, были определены в ходе автоматической адаптации по модели *CRM*. Результаты расчетов показаны на ***рис. 5а*** (при вариации величины постоянного отбора газа) и ***рис. 5б*** (при вариации величины постоянного объема закачки воды).

Как видно из ***рис. 5а***, увеличение интенсивности отбора газа (посредством снижения забойного давления), приводит к увеличению дебита нефти. При этом постоянный отбор газа приводят к непостоянному отбору нефти, что связано не только со спецификой динамики закачки. Видно, что после уменьшения добычи вследствие уменьшения закачки по варианту f1 происходит постепенный рост дебита нефти, по варианту f2 – стабилизация, а по варианту f3 – падение дебита нефти. Такая особенность связана с поведением газового конуса. При небольшом отборе пластовых флюидов (вариант f3) объем закачки достаточен для оттеснения газового конуса и дополнительного притока нефти. В варианте f3, наоборот, поддержание стабильно высоких отборов газа сопровождается постепенным ростом загазованности призабойной зоны и ствола скважины, что в конечном итоге приводит к монотонному уменьшению дебита нефти. Примечательно, что при соотношении отборов газа по вариантам как 0,5 : 1.0 : 1,5, темпы средних отборов нефти за тот же промежуток времени соотносятся как 0,85 : 1.0 : 1,11. Это означает, что при одном и том же темпе закачки уменьшение отбора газа на 50% приводит к уменьшению добычи нефти на 15%, а увеличении отбора газа на 50% приводит к увеличению добычи нефти на 11%. Естественно, что это – характеристика конкретной скважины, но аналогичные тенденции имеют место и для других скважин.

Увеличение темпов закачки (варианты f4, f5, f6) оказывает положительное влияние на дебит нефти, ***рис. 5б***. В целом, добыча нефти увеличивается, видимая не монотонность в динамике дебита нефти связана с немонотонностью отбора газа и с эволюцией газового конуса. Заданная вариация объемов закачки в соотношении 0,5 : 1,0 : 1,5 приводит к изменению в средних отборах нефти как 0,82 : 1,0 : 1,18. Сравнение вариантов расчетов с вариацией объемов закачки и с вариацией объемов добычи газа позволяет говорить о том, что в рассматриваемом случае эффект получился примерно одинаковым. Учитывая существующие технологические и экономические факторы, в данном случае для увеличения темпов отбора нефти более выгодно усиление закачки, поскольку это не приводит к увеличению газового фактора и позволяет поддержать или даже увеличить добычу нефти.

Выводы

Как видно из вышесказанного, для решения различных задач разработки месторождений целесообразно использование различных типов математических моделей, при этом они должны быть кондиционными, т.е. адекватно описывать

моделируемый объект и давать практически полезные результаты. Но в любом случае принципиальным является вопрос уровня адаптации моделей. Понятно, что если бы модель всесторонне и физически корректно описывала реальный объект и протекающие в нем процессы, была бы лишена численных эффектов, то от процесса адаптации модели можно было бы требовать минимальной невязки между расчетными и (надежными) фактическими данными. Применительно к природным пластам и разработке месторождений, такая ситуация является, очевидно, нереализуемой. Поэтому для выработки надежных решений по разработке месторождений, в том числе и ТрИЗ, необходимо решить, по всей видимости, фундаментальную задачу о том, до какой степени адаптировать математическую модель, исходя из ее специфики, т.е. какой невязки добиваться, чтобы не потерять практической значимости результатов, получаемых с ее помощью.

Сейчас, как правило, ориентиром кондиционности математических моделей разработки месторождений УВ является качество адаптации модели, под которым обычно понимается величина невязки относительно текущих и/или накопленных данных по добыче, забойному и/или пластовому давлению. В нашем понимании, ориентиром кондиционности моделей должно быть понимание ее прогностических свойств, оцениваемое, как минимум посредством ретроспективных тестов. При этом необходимое соответствие между расчетными и фактическими данными на этапе прогноза должно быть сопоставимым с соответствием таких же данных на этапе адаптации модели.

Более того, учитывая невозможность прямого наблюдения за объектом моделирования и недостаточное количество промысловой информации, обусловливающие неопределенность данных, логичным было использование для выработки решений по разработке стохастического моделирования вместо детерминированного. Осуществить такой подход можно только с помощью простых моделей, однако и они имеют неоднозначность при адаптации. Поэтому необходимо нивелировать проблемы неопределенности в исходных данных и неоднозначности в получаемом результате. Предполагается, что достичь этого можно посредством взаимодействия между моделями разных уровней в рамках новой концепции моделирования. Другими словами, целесообразно реализовать формат цифровой системы принятия решений – системы искусственного интеллекта, функционирующего на основе иерархического взаимодействия отдельных расчетных модулей, каждый из которых охватывает модель определенного уровня. Такой формат полностью согласуется с политикой цифровизации и, как ожидается, позволит более эффективно разрабатывать нефтяные залежи ТрИЗ.

Литература

1. Степанов С.В., Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений //Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 50–53.
2. Степанов С.В., Патраков Д.П., Васильев В.В., Шабаров А.Б., Шаталов А.В. Цифровой анализ керна: проблемы и перспективы // Нефтяное хозяйство. 2018. № 2. С. 18–22.
3. Лазеев А.Н., Тимашев Э.О., Вахрушева И.А., Серкин М.Ф., Гильманов Я.И. Цифровой керн – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК «Роснефть» //Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 18–22.
4. Иванцов Н.Н. Исследование фильтрации полимерных растворов в слабосцементированном коллекторе //Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 2. С. 136–150.
5. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь. 2003.
6. Шандрыгин А.Н. Цифровой анализ керна для фильтрационных процессов – это миф или реальность? //SPE 171216-Ru, 2014.
7. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. – Ph.Dissertation, 2008.
8. Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В., Степанов А.В., Корытов А.В., Авсянко И.Н. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM //Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 4. С. 148–168.
9. Иванцов Н.Н., Степанов С.В., Степанов А.В., Бухалов И.С. Оценка возможностей гидродинамических симуляторов имитировать разработку месторождений высоковязкой нефти. Часть 1. Конусообразование / //Нефтепромысловое дело. 2015. № 6. С. 52–58.
10. Степанов С.В., Гринченко В.А., Степанов А.В., Анурьев Д.А., Долгов И.А. Сопровождение разработки подгазовой зоны с использованием различных видов гидродинамического моделирования на примере Верхнечонского месторождения //Научно-технический вестник ОАО НК Роснефть. 2013. № 4. С. 38–45.
11. Степанов С.В., Степанов А.В., Елецкий С.В. Численно-аналитический подход к решению задачи оперативного прогнозирования работы нефтяной скважины в условиях образования газового конуса //Нефтепромысловое дело. 2013. № 2. С. 53–58.
12. A Model for Gas Coning and Rate-Dependent Gas/Oil Ratio in an Oil-Rim Reservoir //SPE 102390, 2006 г.

UDC 553.98

S.V. Stepanov, Doctor of Engineering, Senior Expert, Tyumen oil research center[1], svstepanov@tnnc.rosneft.ru
T.A. Pospelova, PhD, Deputy Director General for Science, Tyumen oil research center[1], tapospelova@tnnc.rosneft.ru
A.A. Ruchkin, PhD, Expert, Tyumen oil research center[1], aaruchkin@tnnc.rosneft.ru

[1]42, Gorky str., Tyumen, 625048, Russia.

Practicability of different types of mathematical models in making decisions on difficult-to-recover oil reserves development

Abstract. Practicability of using different types of mathematical models to justify decisions on difficult–to–recover oil reserves development is substantiated. The authors propose a new concept of mathematical modelling based on the principle "the greater the uncertainty in the modelled object, the simpler the model should be". In accordance with this concept, the problems related to the well system modelling should be solved using the material balance models, while the problems related to modelling of individual wells – with the use of simplified numerical and numerical analytic models. In the context of DTR, two examples of such problems are presented: estimation of well interference that is solved using CRM analytical model; and studies of horizontal oil well performance in the under–gas–cap zone, which is solved using the novel numerical analytic model. For each example, it is shown that (rather simple) models used are able to simulate the sophisticated dynamics of well operation. The problem of sufficiency of the model history matching is also discussed. Substantiation of the need in developing the specialized digital decision–making system is also considered; it should be an artificial intelligence system working on the basis of hierarchical interaction of individual computational modules, and each of them should be associated with the model of a certain level

Keywords: mathematical modelling; Digital Core technology; highly watered layers; numerical analytic model of gas cone

References

1. Stepanov S.V., Pospelova T.A. ***Novaya kontseptsiya matematicheskogo modelirovaniya dlya prinyatiya resheniy po razrabotke mestorozhdeniy*** [New concept of mathematical modeling for decision making on field development]. ***Neftyanoye khozyaystvo*** [Oil industry], 2019, no. 4, pp. 50–53.
2. Stepanov S.V., Patrakov D.P., Vasil'yev V.V., Shabarov A.B., Shatalov A.V. ***Tsifrovoy analiz kerna: problemy i perspektivy*** [Digital core analysis: problems and prospects]. ***Neftyanoye khozyaystvo*** [Oil industry], 2018, no. 2, pp. 18–22.
3. Lazeyev A.N., Timashev E.O., Vakhrusheva I.A., Serkin M.F., Gil'manov Ya.I. ***Tsifrovoy kern – tekushcheye sostoyaniye i perspektivy razvitiya tekhnologii v PAO «NK «Rosneft'»*** [Digital core- current status and development prospects of technology at PJSC Rosneft Oil Company]. ***Neftyanoye khozyaystvo*** [Oil industry], 2018, no. 11, pp. 18–22.
4. Ivantsov N.N. ***Issledovaniye fil'tratsii polimernykh rastvorov v slabostsementirovannom kollektore*** [Investigation of the filtration of polymer solutions in a weakly cemented reservoir]. ***Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye. Neft', gaz, energetika*** [Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy], 2018, vol. 4, no. 2, pp. 136–150.
5. ***Metodicheskiye rekomendatsii po podschetu zapasov nefti i gaza ob"yemnym metodom*** [Guidelines for calculating oil and gas reserves using the volumetric method]. By edited V.I. Petersil'ye, V.I. Poroskuna, G.G. Yatsenko. Moscow-Tver, 2003.
6. Shandrygin A.N. ***Tsifrovoy analiz kerna dlya fil'tratsionnykh protsessov – eto mif ili real'nost'?*** [Is digital core analysis for filtration processes a myth or a reality?]. SPE 171216-Ru, 2014.
7. Sayarpour M. Development and Application of Capacitance-Resistive Models to Water/CO2 Floods. – Ph.Dissertation, 2008.
8. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V., Stepanov A.V., Korytov A.V., Avsyanko I.N. ***Issledovaniye osobennostey otsenki vzaimovliyaniya skvazhin na primere modeli CRM*** [Study of the features of the assessment of the mutual influence of wells on the example of the CRM model]. ***Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoye modelirovaniye. Neft', gaz, energetika*** [Bulletin of the Tyumen State University. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy], 2018, vol. 4, no. 4, pp. 148–168.
9. Ivantsov N.N., Stepanov S.V., Stepanov A.V., Bukhalov I.S. ***Otsenka vozmozhnostey gidrodinamicheskikh simulyatorov imitirovat' razrabotku mestorozhdeniy vysokovyazkoy nefti. Chast' 1. Konusoobrazovaniye*** [Assessing the capabilities of hydrodynamic simulators to simulate the development of high-viscosity oil fields. Part 1. Cone formation]. ***Neftepromyslovoye delo*** [Oil field], 2015, no. 6, pp. 52–58.
10. Stepanov S.V., Grinchenko V.A., Stepanov A.V., Anur'yev D.A., Dolgov I.A. ***Soprovozhdeniye razrabotki podgazovoy zony s ispol'zovaniyem razlichnykh vidov gidrodinamicheskogo modelirovaniya na primere Verkhnechonskogo mestorozhdeniya*** [Support for the development of the sub-gas zone using various types of hydrodynamic modeling on the example of the Verkhnechonskoye field]. ***Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO NK Rosneft'*** [Scientific and Technical Bulletin of OAO NK Rosneft], 2013, no. 4, pp. 38–45.
11. Stepanov S.V., Stepanov A.V., Yeletskiy S.V. ***Chislenno-analiticheskiy podkhod k resheniyu zadachi operativnogo prognozirovaniya raboty neftyanoy skvazhiny v usloviyakh obrazovaniya gazovogo konusa*** [A numerical-analytical approach to solving the problem of operational forecasting of an oil well in a gas cone]. ***Neftepromyslovoye delo*** [Oil field], 2013, no. 2, pp. 53–58.
12. A Model for Gas Coning and Rate-Dependent Gas/Oil Ratio in an Oil-Rim Reservoir //SPE 102390, 2006 g.