

Сергей Викторович СТЕПАНОВ —

ведущий научный сотрудник

ТО СургутНИПИнефть,

доцент кафедры механики многофазных систем,

кандидат физико-математических наук

Александр Борисович ШАБАРОВ —

зав. кафедрой механики многофазных систем,

доктор технических наук, профессор

УДК 622.276.11.4.001.57

МЕТОД АВТОМАТИЧЕСКОЙ НАСТРОЙКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ НА ИСТОРИЮ ДОБЫЧИ

АННОТАЦИЯ. В статье рассматривается оригинальный метод автоматической настройки эксплуатационной скважины на историю добычи. Приводится пример использования данного метода применительно к реальной скважине.

Original method of automatic solution of inverse history matching problem is described. The use of the method is showed on an example with real producer well.

Введение. Настройка эксплуатационных скважин на историю добычи в настоящее время становится все более актуальной задачей. Причина этого — острая необходимость в корректных цифровых постоянно действующих геолого-гидродинамических моделях разрабатываемых месторождений, основанная на возможности решения обратных задач с применением современной вычислительной техники и с использованием эффективных численных методов. Напомним, что исходя из действующего регламента, достижение приемлемой точности фильтрационной модели обосновывается относительно суммарного расхождения по накопленной добыче нефти по всему объекту моделирования и по самым продуктивным скважинам. Понятно, что настройка отдельных скважин по сравнению с настройкой суммарных показателей по объекту разработки в целом — гораздо более трудоемкая задача. Тем не менее, двигаться в этом направлении необходимо, поскольку только такой подход позволит рассматривать численную модель как наиболее достоверную.

В данной статье рассматривается метод автоматической настройки эксплуатационной скважины на историю добычи. В качестве примера использования данного метода приводятся полученные на его основе результаты для скважины, работающей на одном из объектов ОАО «СургутНефтеГаз».

Постановка задачи. В общих словах настройка (адаптация) численной фильтрационной модели сводится к корректировке геологических и физических параметров (полей, зависимостей и т.д.), характеризующих свойства природного резервуара и находящихся в нем флюидов. Исследования в данном направлении в настоящее время активно развиваются [1], некоторые подходы существуют в виде коммерческих программных продуктов. Однако, хотя известные алгоритмы ориентированы на настройку отдельно взятых скважин, в действительности получается настраивать интегральные показатели по всему объекту моделирования и лишь в исключительных случаях — отдельные скважины. Связано это с тем, что при использовании моделирования полной системы резервуар-скважины количество управляющих параметров (УП) становится чрез-

вычайно большим, а следовательно, возрастает степень некорректности задачи. Решение такой всеобъемлющей задачи становится практически невозможным.

На наш взгляд, исходя из имеющихся статистических закономерностей по добыче, можно сформулировать задачу идентификации таким образом, чтобы при автоматической адаптации рассматривать только призабойную зону пласта. Действительно, фактический материал позволяет выявить некоторые общие закономерности в динамике обводнения нефтяных скважин, а именно — проявление конусообразования, работу капиллярно-гравитационной переходной зоны и последующий подход фронта вытеснения [2]. При этом первый фактор приводит к пикообразной форме на кривой динамики обводнения, а последний фактор — к резкому обводнению скважины, причем обычно оба хорошо выражены. Проявление перечисленных выше причин носит решающий характер, но на их фоне значительное влияние имеет также проявление неравновесности двухфазного течения, связанное с зависимостью относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от градиента давления, влиянием капиллярных и упругих сил. В конечном итоге кривая обводнения имеет сильно осциллирующий характер, но с прослеживаемыми тенденциями. Следовательно, можно предположить *a priori*, что если моделирование работы скважины только с учетом ее области нефтесбора приведет к реалистичному поведению расчетной кривой обводненности, то этот факт можно считать достаточным аргументом в пользу выбранной модели.

Отмеченные особенности требуют детального отражения в физико-математической модели и способе построения конечно-разностной сетки. Кроме того, поскольку автоматическая адаптация сводится к решению обратной задачи, которая, в свою очередь, требует решения большого количества прямых задач, то размер сеточной области и способ дискретизации играют немаловажную роль. Допущение о радиальной симметричности фильтрационного потока в окрестности скважины позволяет свести задачу к двумерной постановке в координатах r, z (r — радиус, z — вертикальная координата), причем по радиусу сетка должна быть неравномерной по геометрической прогрессии [3].

Выбор физико-математической модели для задачи адаптации должен обосновываться исходя из фактического материала. В нашем случае имеем следующую информацию. Настраиваемая скважина продуцирует водонефтяную жидкость с незначительным количеством попутного газа. При этом забойное давление за весь период не падало ниже давления насыщения, хотя и изменялось значительно относительно начального пластового давления. По геофизическим данным разрабатываемый пласт имеет капиллярно-гравитационную переходную зону, но вопрос ее соизмеримости с мощностью пласта остается открытым. На основании приведенных данных, для адекватного описания фильтрации примем модель с учетом капиллярного давления и упругой деформации флюидов и породы.

Итак, имеем уравнение для давления в водной фазе:

$$(m(\delta_o\beta_o + \delta_w\beta_w) + \beta_R) \frac{\partial P_w}{\partial t} = (\bar{\nabla}, (\kappa_o + \kappa_w) \bar{\nabla} P_w + \kappa_o \bar{\nabla} \bar{P} - (\kappa_o \rho_o^0 + \kappa_w \rho_w^0) \bar{g}),$$

уравнение неразрывности для водяной фазы:

$$\frac{\partial m \rho_w^0 S_w}{\partial t} = (\bar{\nabla}, \rho_w^0 \kappa_w (\bar{\nabla} P_w - \rho_w^0 \bar{g})),$$

где индексы R, w, o — показывают соответственно принадлежность данной величины породе, водной или нефтяной фазам, m — пористость, β_i — коэффи-

циент сжимаемости, ρ_i^0 — истинная плотность фазы, S_i — насыщенность, $\delta_i = \rho_i^* / \rho_i^0$ — отношение истинной плотности при заданном давлении к текущему значению истинной плотности, $\kappa_i = kf_i / \mu_i$ — проводимость по фазе (k — абсолютная проницаемость, f_i — ОФП, μ_i — динамическая вязкость), P_i — давление в фазе, \tilde{P} — капиллярное давление (КД), \bar{g} — ускорение свободного падения.

Для КД использована формула Леверетта:

$$\tilde{P}(S_w) = P_o - P_w = \sigma \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} J(S_w),$$

в которой σ — поверхностное натяжение, θ — краевой угол смачивания, J — функция Леверетта, задаваемая в нашем случае параметрически:

$$J(S_w) = (\alpha - \beta) \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wr}} \right)^\gamma + \beta,$$

здесь: S_{wr} — остаточная водонасыщенность, α и β — значения функции Леверетта при остаточной и единичной водонасыщенности, γ — параметр, определяемый структурой порового пространства.

ОФП задавались следующими формулами:

$$f_o(S_w) = \begin{cases} 1, S_w < S_{wr} \\ \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right)^A, S_{wr} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \\ 0, S_w > 1 - S_{or} \end{cases} \quad f_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w < S_{wr} \\ \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^B, S_w \geq S_{wr} \end{cases}$$

в которых: S_{or} — остаточная нефтенасыщенность, A и B — параметры, задающие прогиб кривых ОФП нефти и воды соответственно.

Обратную задачу сформулируем как оптимизационную с целевым функционалом вида

$$\Phi = \sum_{t=1}^T \rho_t \left(\frac{Q_t^c - Q_t^f}{Q_t^f} \right),$$

в котором, Q_t^c и Q_t^f — расчетная и фактическая добыча нефти за отчетный период, ρ_t — весовой множитель, определяемый исходя из доверия фактической информации.

Эффективность решения задачи адаптации зависит от выбора УП и способа минимизации функционала. Здесь необходимо отметить следующее. Известно, что большое количество УП может обеспечить требуемую точность при поиске экстремума, реализовав при этом недопустимый вариант решения, даже если оно и удовлетворяет ограничениям на диапазон изменения УП [4]. С другой стороны, сам процесс автоматического поиска экстремума может быть весьма сложным, в том числе и в случае небольшого количества УВ, но существенной нелинейности исходных дифференциальных уравнений. Кроме того, найденный экстремум может носить локальный характер или траектория поиска экстремума из заданного начального состояния может оказаться неоптимальной — такие затруднения могут быть преодолены использованием стохастических подходов и критического анализа значений УП, при которых удовлетворяются требуемые критерии на качество функционала.

Описанный подход к решению задачи автоматической адаптации осуществлен в виде оригинального программного комплекса «WellTuner» (автор — к. ф.-м. н., С. В. Степанов), в котором для решения прямых задач используется модель изотермической фильтрации упругой двухфазной жидкости в деформируемом пласте, причем фазы вода и нефть предполагаются несмешивающимися. Способ численного решения — схема IMPES [3]. Для решения обратной задачи применяется метод деформируемого многогранника (симплексный метод) в модификации Нелдера-Мида [5]. Необходимость использования вероятностного подхода при решении обратных задач, упомянутая выше, реализована в виде метода Монте-Карло [6].

Пример автоматической настройки. Рассмотрим автоматическую настройку на примере реальной нефтяной скважины, для которой в качестве УП выберем абсолютную проницаемость, показатель степени функции ОФП воды, отметку водонефтяного контакта (ВНК) и радиус контура питания скважины. Диапазоны изменения перечисленных параметров соответственно равны: 200 — 500 мД, 5 — 10, 2264 — 2270 м, 200 — 500 м. Отметим, что особенностью использованной модели является учет в конечно-разностной аппроксимации участков резервуара, занятых перекрывающимися продуктивный пласт-коллектор непроницаемыми породами, т.е. неколлектор.

Далее перечислены значения остальных неварьируемых величин, использованных в расчетах: абсолютные отметки кровли и подошвы, м — 2262.7 и 2266.2, интервала перфорации, м — 2262.7 и 2266.2, сжимаемости неколлектора, коллектора, воды и нефти, ГПа-1 — 0.3, 0.03, 0.47 и 0.91, истинные плотности воды и нефти при 20 МПа, кг/м³ — 998 и 826, динамические вязкости воды и нефти, мПа·с — 0.46 и 5.3, пористость неколлектора и коллектора при 20 МПа — 10 и 25%, абсолютная проницаемость неколлектора — 0.01 мД, поверхностное натяжение — 0.01 Н/м, косинус краевого угла — 1, $S_{wr}=0.3$, $S_{or}=0.2$, параметр ОФП — $A=1.2$, параметры функции Леверетта — $\alpha=1$, $\beta=0.01$, $\gamma=3$, радиус скважины — 0.1 м.

Весовой множитель для всех временных интервалов был выбран равным единице.

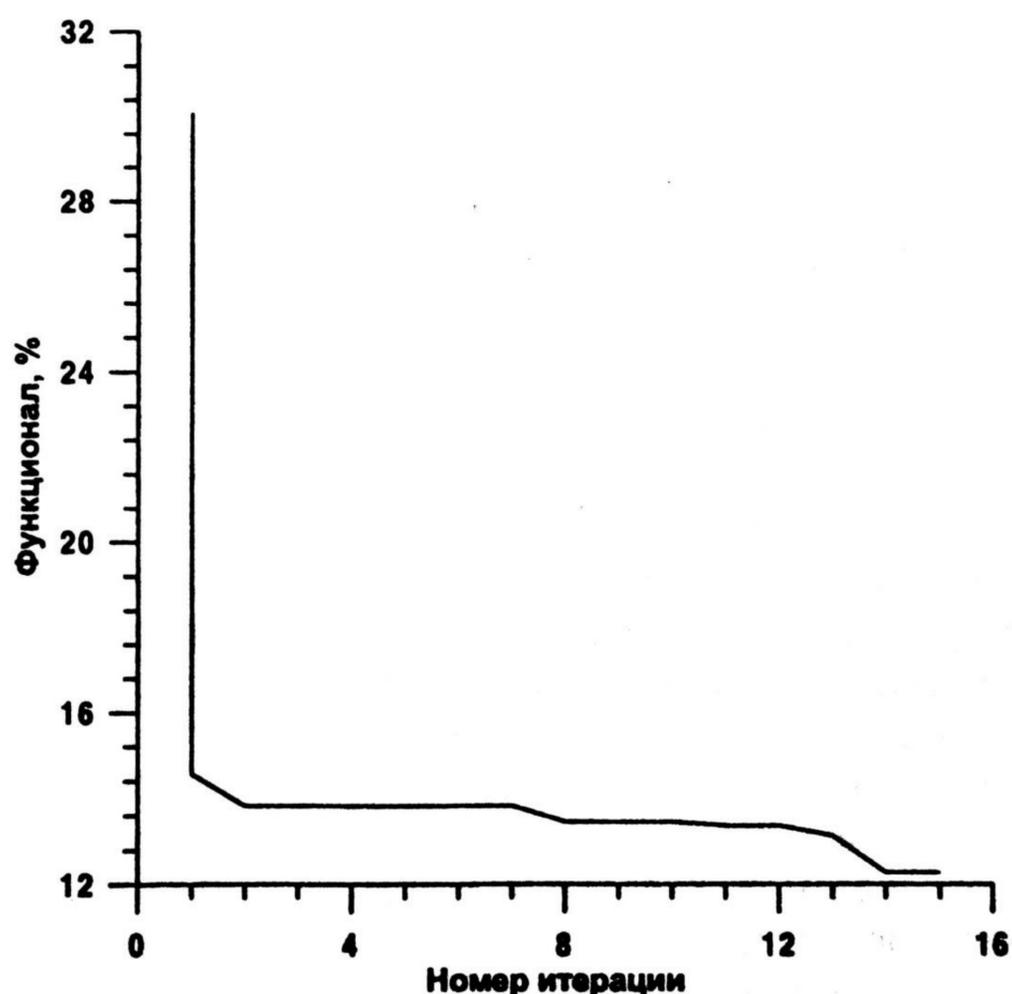


Рис. 1. График изменения минимального значения функционала на симплексе

На рис. 1 показана динамика изменения минимального значения функционала на симплексе при решении рассматриваемой обратной задачи (данный график соответствует реализации метода Монте-Карло, при которой был удовлетворен критерий достижения решения, а именно — непревышение минимального накопленного значения среднеквадратичной невязки по добыче нефти 13%). Видно, что процесс поиска минимального значения сопровождался выходом на несколько плато, выход из которых достигается за счет деформации симплекса.

Время расчета одной реализации с конечно-разностной сеткой с 200 узлами на процессоре Хеоп 3.2 ГГц составило примерно 28 минут. Большое время расчета на относительно небольшой сетке и достаточно мощном процессоре объясняется несколькими причинами. Структура фильтрационного течения вблизи скважины, как уже было отмечено выше, состоит из конкурирующих взаимосвязанных неравновесных процессов капиллярно-гравитационного взаимодействия фаз, деформационных процессов, непоршневого вытеснения, и, следовательно, требует детального описания и моделирования. Кроме того, реализованная схема IMPES предполагает использование небольших временных шагов — такое требование усугубляется большими изменениями насыщенности в областях, где шаги расчетной сетки наименьшие. Все это и приводит к имеющемуся результату, но допускает оптимизации, прежде всего путем перехода на полностью неявную схему.

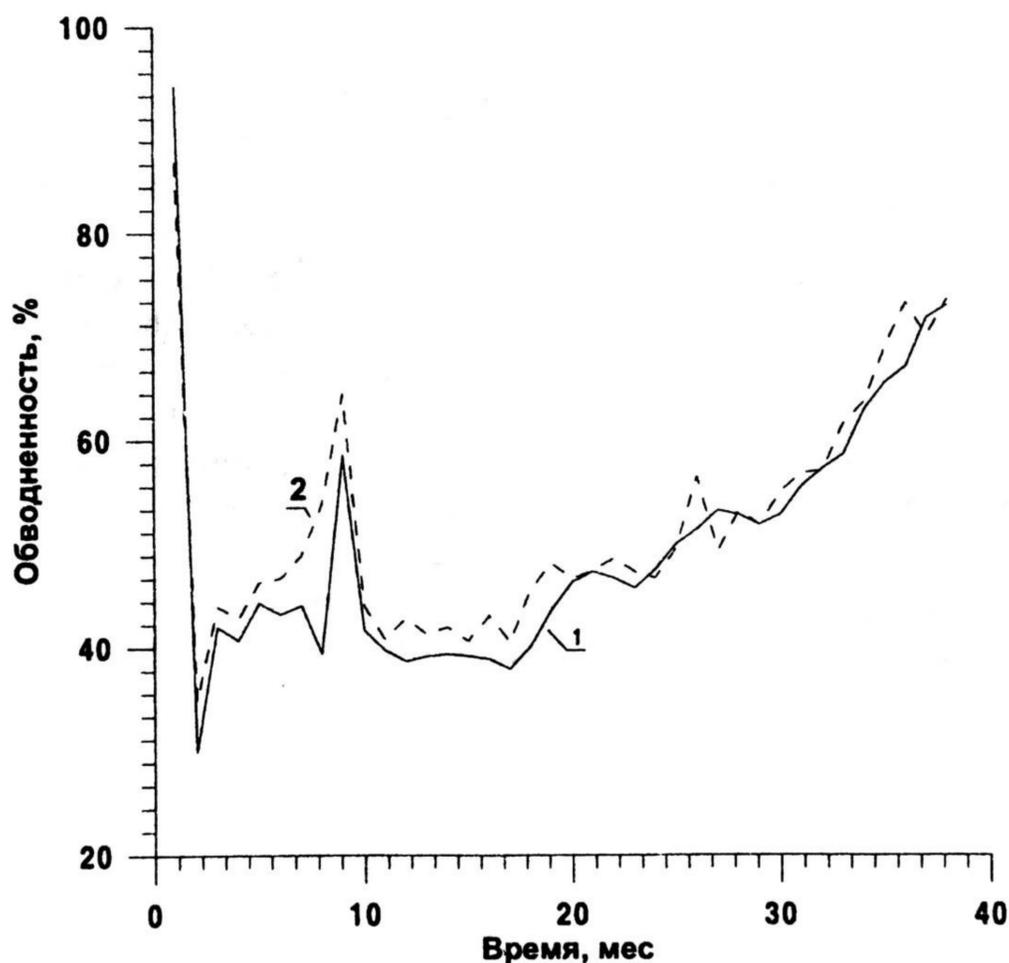


Рис. 2. Динамика обводненности. 1 — факт, 2 — расчет

Соответствующие решению обратной задачи УП имеют следующие значения: абсолютная проницаемость — 213 мД, показатель степени функции ОФП воды — 8.1, отметка ВНК — 2264.8 м, радиус контура питания скважины — 403 м. При таком наборе УП решение прямой задачи дает расчетную динамику обводнения скважины, достаточно близкую к фактической (рис. 2). Важно, что на расчетной кривой присутствуют все основные элементы, характеризующие фактическое обводнение скважины. Объяснение такого поведения работы скважины объясняется в первую очередь с позиций работы капиллярно-

гравитационной переходной зоны и подхода фронта вытеснения [2]. Полученная отметка ВНК говорит о том, что скважина, возможно, вскрыла интервал чистой воды.

Из рисунка видно, что значение обводненности на протяжении всего анализируемого промежутка времени достаточно высоко (всегда больше 30%), а также то, что подход вытесняющего агента не вызывает резкого возрастания доли воды в дебите жидкости. Это свидетельствует о том, что переходная зона в пласте играет очень большую роль, ее размеры сопоставимы с мощностью пласта в районе скважины.

Дополнительным фактором, объясняющим фактическую картину обводнения, является поток воды из перекрывающих пород вследствие их деформации и отжима воды, причем доля такой воды, текущей в скважину, не превышала 10%. Отметим, что моделирование без учета неколектора при заданных диапазонах изменения УП не дало требуемого результата в решении обратной задачи.

Вывод. Изложенный метод автоматической настройки моделируемой эксплуатационной скважины на историю разработки делает возможным поиск таких значений параметров, при которых достигается необходимая точность соответствия расчетных и фактических данных. Сложная немонотонная динамика обводнения скважины объясняется с позиций простых начальных и граничных условий, но с детальным учетом механизмов, имеющих место в прискважинной окрестности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Закиров Э. С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.
2. Степанов С. В., Ефимов П. А. Влияние переходной зоны и скорости вытеснения на динамику обводнения скважины // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 84-86.
3. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем: Пер. с англ. М.: Недра, 1982. 407 с.
4. Плынин В. В. Четыре принципа корректной адаптации гидродинамической модели к промысловым данным // Нефтяное хозяйство. 2006. № 10. С. 50-56.
5. Васильков Ю. В., Василькова Н. Н. Компьютерные технологии вычислений в математическом моделировании. М.: Финансы и статистика, 2001. 256 с.
6. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Высш. шк., 2002. 479 с.