

Решения задачи структурно-параметрической идентификации модели контура питания для нефтяного месторождения

V.P. Kosyakov

4 марта 2020 г.

Abstract. При моделировании разработки нефтяного месторождения одним из важнейших шагов является решение обратной задачи, решение которой, как правило, заключается в подборе параметров модели для наилучшей настройки на историю разработки. Однако целью моделирования является не только повторение показателей разработки на историческом периоде, но и получение достоверного прогноза поведения моделируемого объекта в будущем. Поэтому с точки зрения долгосрочных прогнозных характеристик модели необходимо выполнение не только параметрической, но и структурной идентификации модели. В данной работе на примере решения задачи структурно-параметрической идентификации модели водоносного контура (аквифера) для моделирования разработки нефтяного месторождения проведено исследование прогнозных характеристик. Показано, что в результате выполнения структурно-параметрической идентификации модели ее прогнозные свойства могут быть существенно улучшены по сравнению со случаем обычной параметрической идентификации.

Keywords: обратная задача, структурно-параметрическая идентификация, моделирование, аквифер

1 INTRODUCTION

В процессе моделирования разработки нефтяного месторождения одним из важнейших шагов является решение обратной задачи, которое, как правило, заключается в подборе параметров модели для наилучшей настройки на историю разработки. В свою очередь, целью моделирования является не только повторение показателей разработки на историческом периоде, но и получение достоверного прогноза поведения моделируемого объекта. Выбор математической модели определяется целями и задачами, для решения которых она будет использована. В рассматриваемом случае целью является получение качественного прогноза. Исходя из требований задач адаптации и прогнозирования, задача идентификации заключается в определении структуры и параметров математической модели, обеспечивающих удовлетворительное описание исторических данных и имеющих наилучшие прогнозные характеристики.

Для оценки прогнозных характеристик модели часто используют разбиение исторического периода на 2 временных интервала: на первом производят адаптацию модели, на втором валидацию - оценку прогнозных свойств модели. В работе [1] было показано, что наилучшая адаптация не обязательно обладает наилучшими прогнозными свойствами, которые в значительной степени зависят от сложности выбранной модели. Кроме того, прогнозные характеристики зависят от конкретных условий (управляющих параметров) работы модели на этапах адаптации и валидации.

В настоящей работе представлено исследование зависимости прогнозных характеристик модели от согласованности режимов работы на этапах адаптации и валидации. На примере задачи структурно-параметрической идентификации модели водоносного горизонта для нефтяного месторождения, показана важность структурной идентификации для долгосрочных прогнозных характеристик модели. В качестве прогнозируемого параметра выступает пластовое давление, характеризующее “энергетический” потенциал залежи. Выбор модели водоносного контура важен для получения приемлимых прогнозных характеристик с точки зрения энергетического состояния объекта разработки. В условиях интенсивной разработки месторождения [2], к которой можно отнести эксплуатацию в режиме истощения, разбуривание новых скважин, формирование системы поддержания пластового давления, массивную остановку скважин и т.д. изменение пластового давления может быть существенно.

2 Used Mathematical Models

Для решения поставленной задачи в качестве фильтрационной модели использовалась двумерная математическая модель однофазной фильтрации слабо сжимаемой жидкости [3].

$$\nabla \sigma \nabla P = \beta^* h \frac{dP}{dt} + \delta(x, y), \quad (1)$$

$$\delta(x, y) = \begin{cases} 0, & \text{при } (x, y) \notin \Gamma_{in} \cup \Gamma_{out} \\ q_j, & \text{при } (x, y) \in \Gamma_{in} \\ q_{aq}, & \text{при } (x, y) \in \Gamma_{out} \end{cases}, \quad (2)$$

$$P = P_{aq} = P_0, \quad \text{при } t = 0,$$

где σ - гидропроводность, P - пластовое давление, β^* - эффективная сжимаемость, h - эффективная толщина, q_j - расход жидкости в j скважине, Γ_{in} - множество координат источников/стоков (скважин), Γ_{out} - внешняя граница, P_0 - пластовое давление в начальный момент времени $t = 0$, q_{aq} - удельный расход жидкости через внешнюю границу, который находится по формуле:

$$q_{aq} = \lambda \sigma (P|_{\Gamma_{out}} - P_{aq}), \quad (3)$$

где P_{aq} - среднее давления в аквифере, λ - коэффициент продуктивности аквифера.

Для замыкания уравнений (1) - (3) используется модель водоносного контура, которую в общем виде можно представить в виде:

$$F(P_{aq}, P, \nu) = 0, \quad (4)$$

где ν - вектор настраиваемых параметров водоносного контура, количество компонент которого зависит от сложности модели. В расчётах использовался набор из 4-х моделей разной степени сложности [4],[5]. В качестве моделей водоносного горизонта использовались:

Изолированный объект. Модель (М1) описывающая поведение изолированного объекта. Поток жидкости через внешнюю границу Γ_{out} отсутствует, уравнение (3) заменяется на:

$$q_{aq} = 0, \quad (5)$$

уравнение (4) не используется.

Постоянное давления на контуре питания. Модель (М2) описывает поддержание постоянного давления в аквифере равное давлению на контуре питания (аквифер бесконечного объёма).

$$q_{aq} = \lambda \sigma (P|_{\Gamma_{out}} - P_c), \quad (6)$$

где P_c - давление на контуре питания ($P_c = P_0$). Имеет один настраиваемый параметр, $\nu = [\lambda]$.

Аквифер конечного объёма. Модель (М3) позволяет описать изменение давления P_{aq} в аквифере имеющем конечный объём.

$$F(P_{aq}, P, \nu) = \beta^* V_{aq} \frac{dP_{aq}}{dt} - \lambda \oint_{\Gamma_{out}} \frac{\sigma}{h} (P - P_{aq}) dl = 0, \quad (7)$$

где V_{aq} - объём аквифера. Модель имеет 2 настраиваемых параметра, $\nu = [\lambda, V_{aq}]$.

Аквифер конечного объёма с удалённым контуром питания. Модель (М4) аквифера конечного объёма с удалённым контуром питания записывается в следующем виде:

$$F(P_{aq}, P, \nu) = \beta^* V_{aq} \frac{dP_{aq}}{dt} - \lambda \oint_{\Gamma_{out}} \frac{\sigma}{h} (P - P_{aq}) dl - \kappa (P_c - P_{aq}) = 0, \quad (8)$$

где κ - продуктивность удалённой зоны. Позволяет учесть приток или отток жидкости из аквифера в удалённый контуром питания имеющий давление P_c . Модель М4 имеет 3 параметра, вектор $\nu = [\lambda, V_{aq}, \kappa]$.

Для моделей М3 и М4 эффективная сжимаемость аквифера принимается равной эффективной сжимаемости расчётной области β^* , упругоёмкость аквифера настраивается за счёт изменения объёма аквифера.

В фильтрационную модель (1) был введён настраиваемый параметр a - множитель на гидропроводность, таким образом, $\sigma = a \cdot \sigma_0$, где σ_0 - начальное приближение для гидропроводности. Обозначим через вектор \mathbf{u} набор параметров, который необходимо найти в результате решения, где $\mathbf{u} = [a, \nu_1, \dots, \nu_i]$, $i = 1 \dots N_\nu$, N_ν - количество компонент вектора ν .

При использовании (1) - (2) решается обратная задача, которая заключается в минимизации целевой функции J , в качестве которой выступает MAPE (mean absolute percentage error). Аргументами целевой функции выступают фактические и расчётные значения пластового давления в точках расположения скважин. Целевая функция характеризует отклонение расчётных и фактически значений давления и записывается следующим образом:

$$J = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{p_c^i - p_f^i}{p_f^i} \right| \quad (9)$$

где p_c - расчётное значение пластового давления, p_f - фактическое значение, N - общее количество замеров. Решение находится при использовании градиентного оптимизационного алгоритма и заключается в определении набора параметров модели соответствующих минимуму $J \rightarrow \min$ и удовлетворяющих ограничениям в виде неравенств:

$$u_{k \min} \leq u_k \leq u_{k \max}, \quad u_k \in \mathbf{u},$$

$u_{k \min}$ и $u_{k \max}$ - минимальный и максимальные значения для каждого параметра.

При использовании градиентного метода оптимизации, необходимо найти компоненты градиента целевой функции. Производную целевой функции для k -той компоненты можно записать в следующем виде:

$$\frac{dJ}{du_k} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \operatorname{sgn} \left(\frac{p_c^i - p_f^i}{p_f^i} \right) \frac{dp_c^i}{du_k}, \quad (10)$$

через $\frac{dp_c^i}{du_k}$ обозначается производная расчётного пластового давления по k -тому параметру. Для решения оптимизационной задачи необходимо чтобы каждая компонента градиента целевой функции стремилась к 0, что можно записать как:

$$\frac{dJ}{du_k} \rightarrow 0 \quad (11)$$

Решение прямой (1-2) и обратной (11) задачи, а также нахождение производных давления по параметрам находилось численно [6] в неявном виде при использовании двумерной неструктурированной сетки.

3 Computational Experiment

В качестве примера, была решена обратная задача структурно-параметрической идентификации для нефтяного месторождения. Для решения задачи необходим набор данных (размеры расчётной области, расположение скважин и показателей разработки по скважинам: расходы жидкости и давления), который был получен при помощи синтетической гидродинамической модели. Эти данные выступали в качестве "фактических" значений.

Схема расположения скважин представлена на рисунке 1, размеры указаны в метрах. Месторождение разрабатывается при помощи 16 добывающих и 16 нагнетательных скважин. Период разработки составляет 10 лет, контур питания был "подключён" по периметру расчётной области. Для решения задачи структурно-параметрической идентификации период разработки был разбит на 3 интервала: 72, 24 и 24 месяца, соответственно:

1. с 01-2000 по 12-2005 интервал адаптации;
2. с 01-2006 по 12-2007 интервал валидации;
3. с 01-2008 по 12-2009 интервал прогноза.

На интервале адаптации решается обратная задача для всех 4-х моделей, находятся неизвестные параметры. На интервале валидации оцениваются прогнозные характеристики настроенной модели, и осуществляется выбор модели, обладающей наилучшими прогнозными характеристиками. Дополнительно был выделен 3-й интервал - интервал прогноза, на котором производится оценка поведения выбранной модели при значительном изменении управляющих параметров. Временной интервал для этапа адаптации выбирался таким образом, чтобы он включал в себя поэтапный ввод в эксплуатацию всех скважин и был достигнут стационарный режим эксплуатации. Этап валидации включает в себя период стационарной работы месторождения.

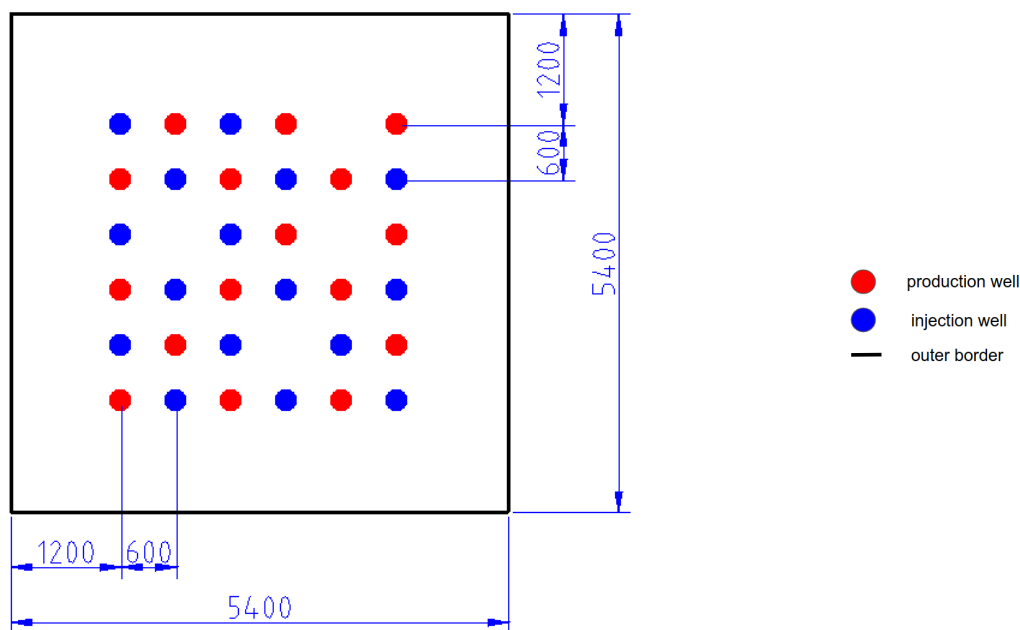


Рис. 1: Схематическое представление расчётной области.

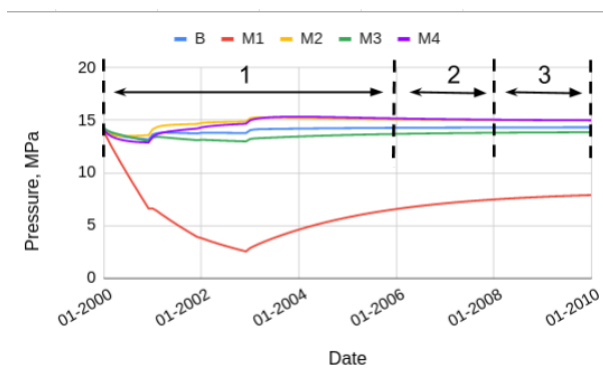


Рис. 2: Динамика среднего пластового давления при разных моделях водоносного горизонта

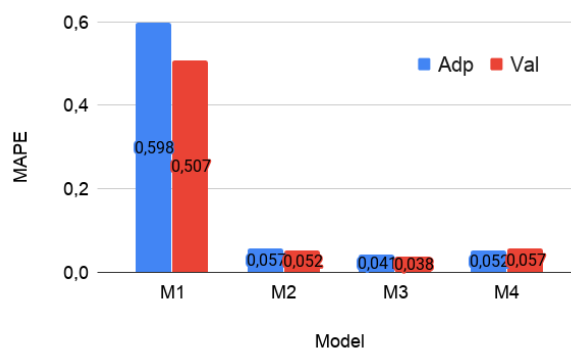


Рис. 3: Значения целевой функции для этапов адаптации (adp) и валидации (val)

Для этапа прогнозирования было рассчитано 3 сценария эксплуатации для каждой модели, и произведено сопоставление поведения основных параметров разработки. В качестве сценариев были рассчитаны: S0 - стационарный режим работы при котором не меняется объём нагнетаемой жидкости, S1 - двукратное сокращение объёма нагнетаемой жидкости и S2 - двукратное увеличение объёма нагнетаемой жидкости по сравнению со сценарием S0.

На рисунке 4 представлена динамика среднего пластового давления для фактических данных (B - базовый вариант) и всех моделей водоносного горизонта (M1-M4 модели аквифера). На рисунке 3 в виде гистограммы показаны значения целевой функции (9) для интервалов адаптации (adp) и валидации (val). Из рисунков видно, что модель M1 обладает наихудшими показателями как на этапе адаптации так и на этапе экзамена. Значение целевой функции примерно на порядок больше, чем у остальных моделей, следовательно, модель M1 наименее пригодна для описания поведения моделируемого объекта и в дальнейших исследованиях она использоваться не будет. Наилучшими характеристиками для адаптации и валидации обладает модель M3. Модели M2 и M4 имеют удовлетворительные значения целевой функции. Если сравнивать только две эти модели, то M4 лучше описывает историю, а M2 - имеет лучшие прогнозные свойства, соответственно выбор из этих двух моделей необходимо осуществлять используя некоторые другие критерии например такие как BIC ([1]).

На практике, как правило, решается только задача адаптации, и выбор модели осуществляется экспертно. Отбраковка моделей производится в основном по критерию не превышения ошибки, заложенной в различных регламентах (обычно от 5 до 25%). Соответственно модели M2-M4 вви-

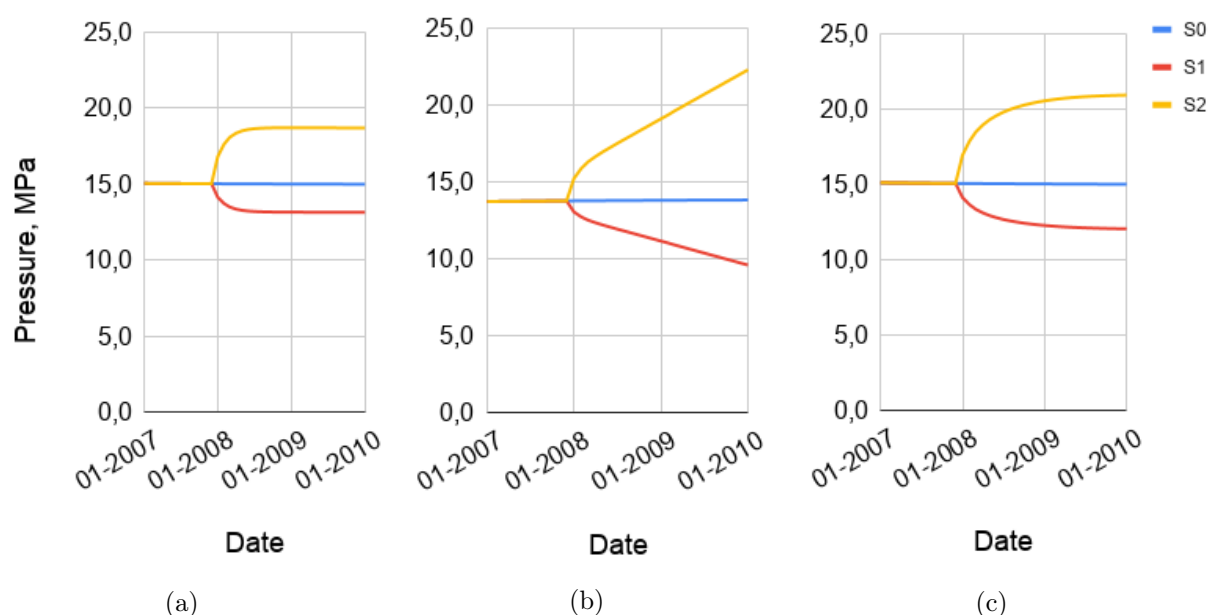


Рис. 4: Динамика среднего пластового давления для 3-х моделей водоносного горизонта при 3-х сценариях разработки, где а, b и с соответствуют M2, M3 и M4.

ду сравнительно малого отличия их показателей могут быть равновероятно выбраны в качестве прогнозирующих моделей. Действительно, наиболее ярко отличие динамики давления для разных моделей наблюдается в начальный период - при вводе новых скважин и выходе на стационарные режимы работы скважин. При стационарных режимах модели имеют близкие прогнозные характеристики.

Интересным является поведение адаптированной модели при значительном (экстремальном) изменении режима работы скважин, реализованы в сценариях S1 и S2. На рисунке 4 представлена динамика среднего пластового давления для трёх моделей (M2-M4) при трёх сценариях разработки (S0-S2). Как видно из графиков, поведение кривых давления при одинаковых сценариях (S1 и S2) для разных моделей различны. Отличие заключается не только в значениях пластового давления, но и в динамике его изменения. Соответственно прогнозные показатели каждой модели будут существенно отличаться. Для поддержания качества прогнозных свойств модели в допустимых пределах в условиях существенных изменений режимов работы процедура переадаптации (актуализации) модели является необходимой.

4 CONCLUSIONS

В результате исследования было показано, что получить удовлетворительное решение обратной задачи можно используя модели различной степени сложности. Помимо качества настройки модели на историю разработки - качества адаптации, также необходимо оценивать её прогнозные свойства. Проведение процедуры валидации позволяет осуществить выбор модели, имеющей наилучшие прогнозные характеристики. Кроме того, в работе было продемонстрировано, что качество прогноза помимо, сложности модели, зависит от схожести сценариев разработки на которых адаптировалась и валидировалась модель. При значительном отличии прогнозируемых режимов от тех, на которых была осуществлена настройка модели, прогнозные свойства модели резко снижаются. По мере поступления фактических данных необходимо заново проводить процедуру структурно-параметрической идентификации.

5 FUNDING

The research was carried out within the framework of the Program of Fundamental Scientific Research of the state academies of sciences in 2013-2020 (project No. AAAA-A17-117030610130-1).

Список литературы

- [1] E.N.Musakaev, S.P.Rodionov, D.Y.Legostaev, V.P.Kosyakov, «Parameter identification for sector filtration model of an oil reservoir with complex structure» // AIP Conference Proceedings 2125,030113 2019;
- [2] V.P.Kosyakov, D.Y.Legostaev, «Computational technology for solution of the reverse problem of filtration theory for oil fields with an aquifer» // AIP Conference Proceedings 2125,030112 2019;
- [3] К.С.Басниев, Н.М.Дмитриев, Р.Д.Каневская, В.М.Максимов. Подземная гидромеханика. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.
- [4] L.P.Dake, Fundamentals of Reservoir Engineering (Elsevier, Amsterdam, 1978).
- [5] M.J.Fetkovich. A Simplified approach to water influx calculations – Finite aquifer systems. J. Pet. Tech. July 1971, vol. 23, is. 7, pp. 814–828.
- [6] V.P.Kosyakov, S.P.Rodionov "Optimal control of wells on the basis of two-phase filtration equations". Proceedings of MIPT. 2016. V. 8, N 3. P. 79–90.