Виталий Петрович КОСЯКОВ[1]
Эмиль Наилевич МУСАКАЕВ[2]
Инна Владимировна ГАЙДАМАК[3]

УДК 519.6 (004.8.032.26)

ПРИМЕНЕНИЕ ИНСТРУМЕНТОВ ПРОКСИ-МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ПОЛЕЗНОЙ ЗАКАЧКИ ДЛЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

[1] кандидат физико-математических наук,
старший научный сотрудник Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН
lik.24@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-2297-408X

[2] кандидат технических наук,
научный сотрудник Тюменского филиала Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН;
специалист по интегрированному моделированию ООО ПИТЦ «Геофизика»
musakaev91@gmail.com

[3] специалист по интегрированному моделированию ООО ПИТЦ «Геофизика»;
старший преподаватель, Тюменский государственный университет
gaydamakiv@mail.ru

Аннотация

Настоящая работа посвящена совместному использованию физически содержательных прокси моделей разного уровня сложности для определения коэффициента полезной закачки. Коэффициент полезной закачки — это параметр, который отражает долю закачиваемой жидкости, попадающую в пласт

* Работа выполнена в рамках государственного задания (№ госрегистрации 121030500156-6).

Цитирование: Косяков В. П. Применение инструментов прокси-моделирования для оценки коэффициента полезной закачки для нефтяного месторождения / В. П. Косяков, Э. Н. Мусакаев, И. В. Гайдамак // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 3 (31). С. 85-105.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-85-105

© ФГАОУ ВО Тюменский государственный университет

и совершающую полезную работу по поддержанию пластового давления и вытеснению нефти из пласта. Подбор коэффициента полезной закачки при использовании полноценной гидродинамической модели является затруднительным ввиду высоких требований к вычислительным и временным ресурсам. Поэтому для расчета данного коэффициента является оправданным использование подхода упрощенного прокси-моделирования, которое позволяет дать оценку искомому параметру в приемлемые сроки. Задача поиска коэффициента полезной закачки относится к обратным задачам. В качестве прокси-моделей использовались: модель материального баланса по месторождению в целом и для системы гидродинамически связанных участков, модель емкость-сопротивление (CRM) и двумерная фильтрационная модель. Порядок используемых моделей соответствует иерархическому принципу «от простого к сложному». Основываясь на известной истории разработки нефтяного месторождения (добыча, закачка жидкости, пластовое и забойное давление), были получены коэффициенты полезной закачки, было выполнено их сопоставление, проведен анализ полученных результатов.

Ключевые слова

Прокси-моделирование, фильтрация, математическое моделирование, обратная задача, сопряженная задача, подземная гидродинамика, материальный баланс, CRM.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-85-105

Введение

Применение упрощенных моделей для описания процессов разработки нефтяных месторождений в настоящее время является одним из интенсивно развивающихся направлений в отрасли. Прокси-моделирование основывается на упрощенном подходе, в котором используется ограниченный набор наиболее важных данных, которые, как правило, определяются с большей достоверностью. Подобные модели могут быть как физически содержательными: супер элементы [3], CRM (Capacity-Resistance Model) [10], линии тока [4], характеристики вытеснения [6], так и чисто математическими или статистическими: нейросети [7], деревья решений [5]. Как правило, такие модели способны решать прикладные задачи быстрее, чем классическое гидродинамическое моделирование, что является очень важным преимуществом при решении ресурсоемких задач, к которым относятся задачи адаптации и оптимизации. Кроме того, использование прокси-моделей позволяет снизить требования к качеству и полноте исходных данных.

При разработке нефтяных месторождений на средней и поздней стадиях разработки вводят систему поддержания пластового давления (ППД) в виде нагнетательных скважин, при помощи которых осуществляется закачка жидкости в пласт. В реальных условиях возможны ситуации, при которых не вся закачиваемая в скважину жидкость доходит до целевого пласта. Причинами подобного могут служить заколонные перетоки, нарушение целостности

ствола скважины, некачественная изоляция вышележащих и/или нижележащих пластов и пропластков и т. д. Подобная ситуация ведет как к перерасходу закачиваемого агента, что в конечном итоге приводит к повышенной стоимости добычи нефти, так и к снижению качества описания фильтрационных процессов при помощи гидродинамических моделей. Для описания потерь закачиваемой жидкости вводят коэффициент полезной закачки (КПЗ), который отражает долю закачиваемой жидкости, попадающей в пласт и совершающей полезную работу по выделению нефти и повышению «энергетики» пласта. Ввиду того, что прямое измерение этого коэффициента зачастую является невозможным, он является настраиваемой величиной, которая подбирается из некоторых экспертных соображений или же в результате решения обратной задачи.

Методы

В настоящей работе продемонстрировано использование трех прокси-моделей для решения обратной задачи поиска неизвестного КПЗ для элемента разработки нефтяного месторождения. В качестве моделей будут использоваться физически содержательные модели, основанные на законе сохранения массы. Первая модель — это модель материального баланса (МБ) для группы связанных участков в однофазной постановке [9], вторая — модель емкость-сопротивление (CRM) [10] и третья — однофазная двумерная фильтрационная модель (ФМ) [2].

Исследование будет проводиться на примере модели синтетического нефтяного пласта, который схематически представлен на рис. 1. Пласт разрабатывается при помощи четырех «девятиточек», в центре каждой из которых располагается нагнетательная скважина. Моделируемый период разработки составляет 10 лет (с 01.2021 по 12.2030).

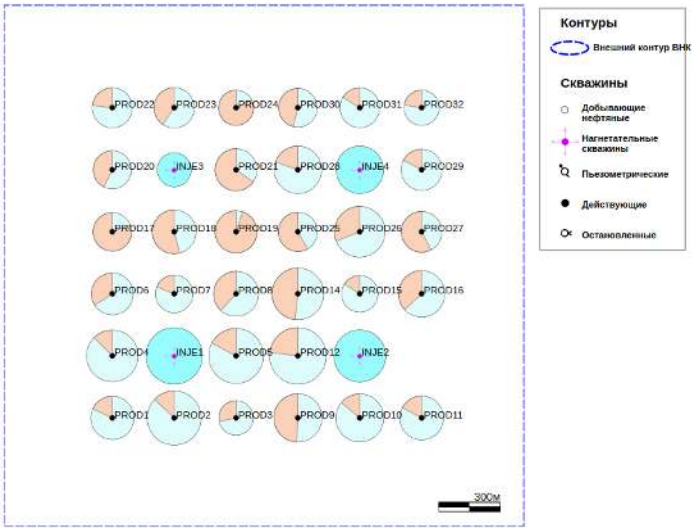


Рис. 1. Схема моделируемого объекта разработки

Fig. 1. Scheme of the simulated development object

С целью приближения синтетической модели к реальному объекту скважины вводятся постепенно, меняют темп добычи/закачки с течением времени, останавливаются. Размеры кружков, нарисованных вокруг скважин, характеризуют накопленную добычу жидкости (вода + нефть) и накопленную закачку на конец разработки (рис. 1). По периметру расчетной области («внешний контур ВНК» см. рис. 1) находится водоносный горизонт, поведение которого моделировалось при помощи численного аквифера (приконтурные разностные ячейки).

Сценарий разработки был загружен в промышленный гидродинамический симулятор, результаты моделирования которого выступают в качестве истории разработки для исследуемых прокси-моделей. Сценарий разработки характеризуется превышением объема закачиваемой жидкости над добываемым на протяжении всей истории с момента запуска системы ППД. На рис. 2 представлена динамика накопленной добычи и закачки жидкости, а также среднего пластового давления. Пунктирной линией отмечено начальное пластовое давление, равное P_0 = 73.1 атм.

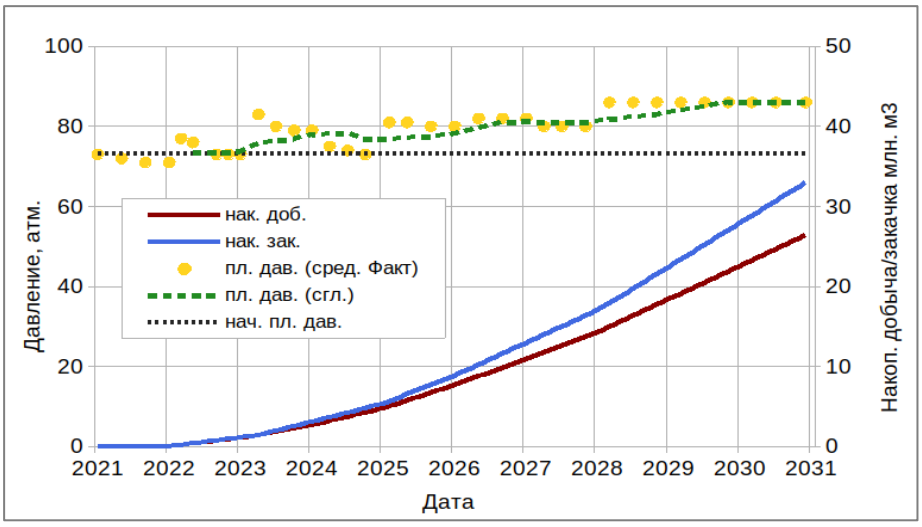


Рис. 2. Динамика накопленной добычи, закачки и пластового давления

Fig. 2. Dynamics of cumulative production, injection and reservoir pressure

Из рисунка видно, что перекомпенсация приводит к росту среднего пластового давления. Кроме того, в синтетическую модель была заложена динамика КПЗ индивидуально для каждой нагнетательной скважины. Диапазон изменения КПЗ составляет от 0.55 до 0.91 д.ед. Таким образом, для исследуемых моделей истинный КПЗ неизвестен и является искомой величиной, которая должна быть найдена при решении обратной задачи, опираясь на историю разработки.

Для оценки качества описания моделью истории разработки в работе используются две метрики: MSE (Mean Squared Error — средняя квадратичная ошибка) и MAPE (Mean Absolute Percentage Error — средняя абсолютная процентная ошибка). Среднеквадратичная ошибка (MSE) и средняя абсолютная процентная ошибка (MAPE) записываются, соответственно, следующим образом:

$$\mathrm{MSE}\left(x^f, x^c\right) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\left(x_i^f - x_i^c\right)^2, \tag{1}$$

$$\mathrm{M}A\mathrm{PE}\left(x^f, x^c\right) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\frac{\left|x_i^f - x_i^c\right|}{\left|x_i^f\right|}, \tag{2}$$

где i — номер замера; N — количество замеров, верхние индексы у переменных; f и c, указывают на фактические замеры (*fact*) и расчетные значения (*calc*) соответственно. Метрика (1), как правило, используется как одно их слагаемых в целевой функции, при помощи метрики (2) удобно экспертно оценивать качество настройки модели.

Модель материального баланса

Уравнение материального баланса является одним из самых эффективных и относительно простых инструментов, используемых при анализе разработки нефтяных месторождений, гидродинамическом моделировании, оценке энергетического состояния пласта. Поэтому этот инструмент имеет широкое повсеместное применение.

Зачастую при гидродинамическом моделировании месторождение разбивают на несколько расчетных участков, каждый из которых характеризуется своей динамикой выработки запасов и динамикой среднепластового давления. При этом участки могут быть как изолированными, так и гидродинамически связанными. Учитывая данные особенности, в работе было предложено использовать следующую модель материального баланса для системы гидродинамически связанных участков [9]:

$$\beta_i V_i \frac{dP_i}{dt} = k_i Q_{inj,\,i} - Q_{\mathrm{prod},\,i} - \sum_{j=1}^{n_i}\lambda_{i,j}\left(P_i - P_j\right) + Q_{a,i}. \tag{3}$$

Здесь через нижний индекс i ($i = 1, \dots, N$) отмечены величины, которые относятся к i-му участку: $Q_{inj,i}$, $Q_{prod,i}$ — объемы закачанной и добытой жидкости соответственно; β_i — эффективный коэффициент сжимаемости; V_i — поровый объем i-го участка; k_i — КПЗ; $Q_{a,i}$ — объем воды, поступающей из аквифера; λ_{ij} — проводимости между участками i и j; n_i — количество участков, связанных с i-м участком.

В данной работе использовалась модель аквифера Фетковича. Приток воды в модели Фетковича описывается формулами:

$$Q_a^n = \frac{W_a^0}{P_a^0}(P_a^{n-1} - \bar{P}^n)\left(1 - e^{-\frac{I_{aq}P_a^0}{W_a^0}\Delta t}\right),$$

$$P_a^{n-1} = P_a^0\left(1 - \frac{W_a^{n-1}}{W_a^0}\right), \quad (4)$$

$$\bar{P}^n = \frac{P^n + P^{n-1}}{2},$$

где верхний индекс n обозначает n-й момент времени, а $n = 0$ соответствует начальному значению; I_{aq} — продуктивность водоносного горизонта; W_a — накопленный приток воды; $\bar{P}$ — среднее давление в пласте; P_a — давление в аквифере; W_a^0 — максимальный объем воды, который может поступить из аквифера:

$$W_a^0 = c_t W_{aq} P_a^0,$$

где c_t — общая сжимаемость аквифера; W_{aq} — поровый объем аквифера.

Параметрическая идентификация

Для расчета пластового давления по участкам на основе уравнений (3)-(4), необходимо задать параметры $\beta_i, k_i, I_{aq,i}, W_{aq,i}, \lambda_{i,j}$ на весь период разработки T. Однако, эти коэффициенты, как правило, либо вообще неизвестны, либо известны приближенно. Поэтому возникает задача идентификации вышеуказанных параметров, которые можно представить в виде некоторого вектора:

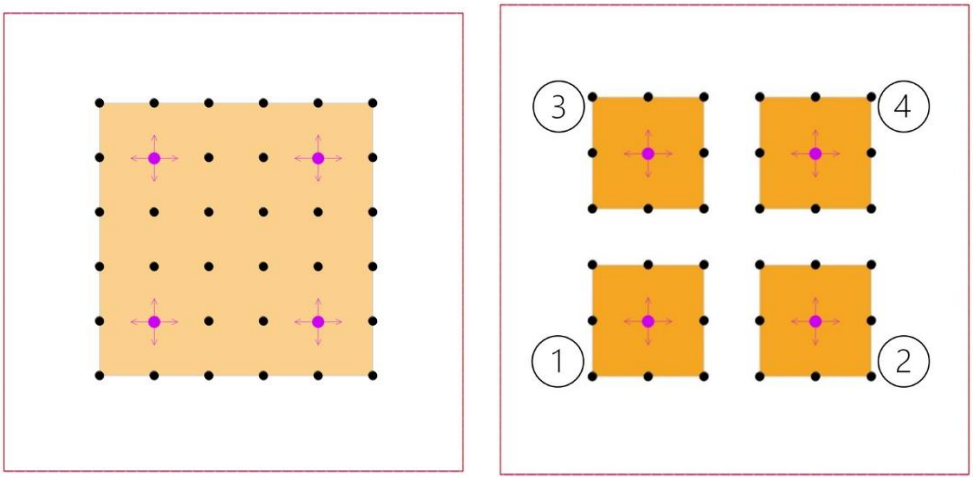
$$\vec{u}(t) = \left[\beta_i(t), k_i(t), I_{aq,i}(t), W_{aq,i}(t), \lambda_{i,j}(t)\right].$$

Решением задачи идентификации будет являться такое значение $\vec{u}$, при котором целевая функция $J(\vec{u})$ имеет глобальный минимум. В качестве целевой функции была выбрана метрика MAPE (2), где аргументами выступают фактические значения — осредненные замеры пластового давления (P_f) и расчетные значения (P_c), полученные при использовании модели (3)-(4).

Рассмотрим два варианта расчета материального баланса: по месторождению в целом и с разбиением на 4 участка, гидродинамически связанные друг с другом (рис. 3). Основным настраиваемым параметром является КПЗ, который представляет собой кусочно-постоянную функцию и адаптируется независимо на каждый год. Параметры аквифера и проводимость между участками настраивались в виде одного значения на всю историю разработки, значения эффективного коэффициента сжимаемости и порового объема задавались равными исходным значениям из ГДМ.

На рис. 4 приведены результаты для 30 адаптированных моделей с различными начальными приближениями относительно $k(t)$ и $I_{aq.}$ Можно отметить, что целевая функция от лучшей модели к худшей в абсолютных значениях меняются незначительно (рис. 5), однако, адаптированные параметры меняются

существенно. Так, диапазон изменений КПЗ за последний год, согласно проведенному многовариантному расчету, равен $k_{t=2030} \in [0.77, 0.9]$, что, с практической точки зрения, является значительной величиной.



а) б)

Рис. 3. Варианты расчета материального баланса: (а) по месторождению в целом и (б) по участкам

Fig. 3. Options for calculating the material balance: (a) for the field as a whole and (b) for blocks

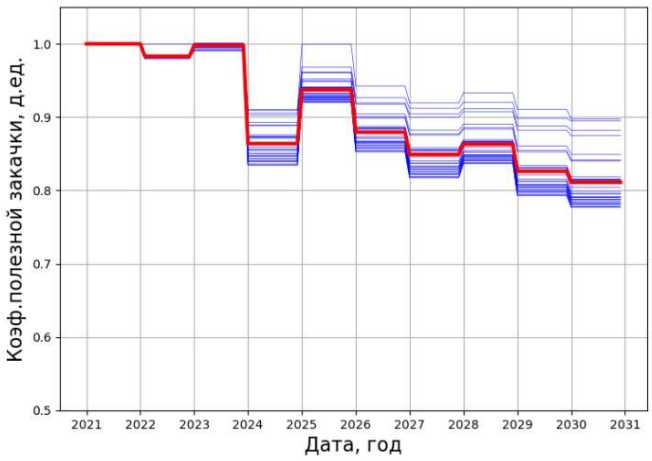


Рис. 4. Диапазон изменения КПЗ по месторождению в целом. Синими линиями отмечены все расчеты, красной линией — среднее значение

Fig. 4. The range of change in the proportion of usefully injected water for the field. All calculations are marked with blue lines, the average value — with a red line

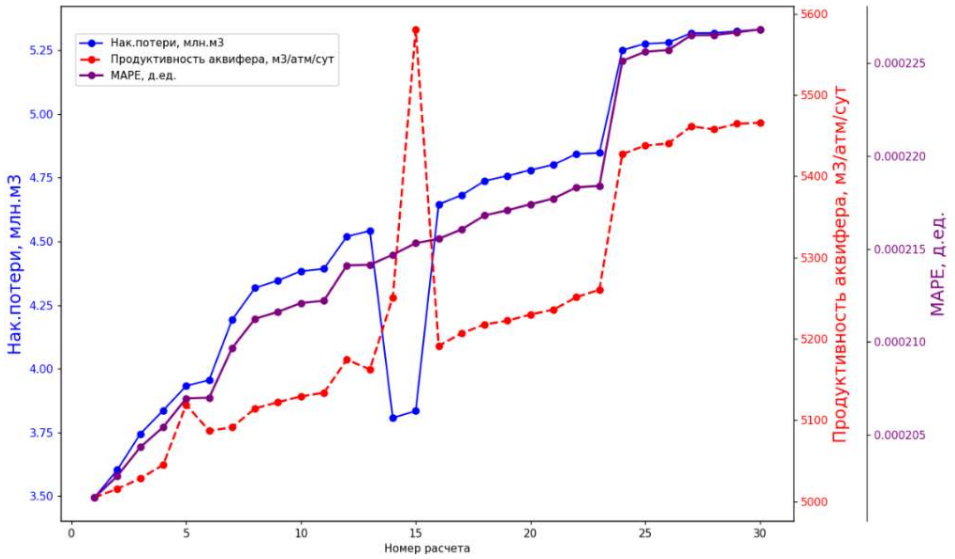


Рис. 5. Анализ чувствительности параметров аквифера и КПЗ, выраженного через накопленные потери закачиваемой воды

Fig. 5. Sensitivity analysis of aquifer parameters and the proportion of usefully injected water, expressed in cumulative losses of injected water

В контексте полученных больших неопределенностей варьируемых параметров прогнозные свойства лучшей модели, по-видимому, будут невелики. Требуется большая детализация адаптируемой модели для учета ключевых процессов, происходящих в моделируемом пласте.

Модель материального баланса месторождения, разделенного на участки, позволяет учесть особенности заводнения каждого из выделенного участков с учетом их взаимовлияния. По аналогии с расчетом материального баланса по месторождению в целом, для оценки неопределенности параметров $k(t)$ и I_{aq} был проведен многовариантный расчет с различными начальными приближениями относительно $k(t)$ и I_{aq}. В итоге было получено 20 адаптированных моделей с близкими значениями целевой функции. По участкам 2, 3 и 4, согласно проведенным расчетам (рис. 6), КПЗ близок к 1, только по 1 участку отмечаются значительные потери закачиваемой воды (до 30-35%). КПЗ по 1 участку за последний год, согласно проведенному многовариантному расчету, изменяется в пределах $k_{1,t=2030} \in [0.65, 0.77]$.

Таким образом, было проведено 2 серии многовариантных расчетов для двух моделей материального баланса: по месторождению в целом и по участкам. По месторождению в целом к концу периода разработки КПЗ в среднем падает до 81%, а при расчете по участкам выделяется участок 1, где, в отличие от остальных участков, КПЗ падает существенно, в среднем до 70%.

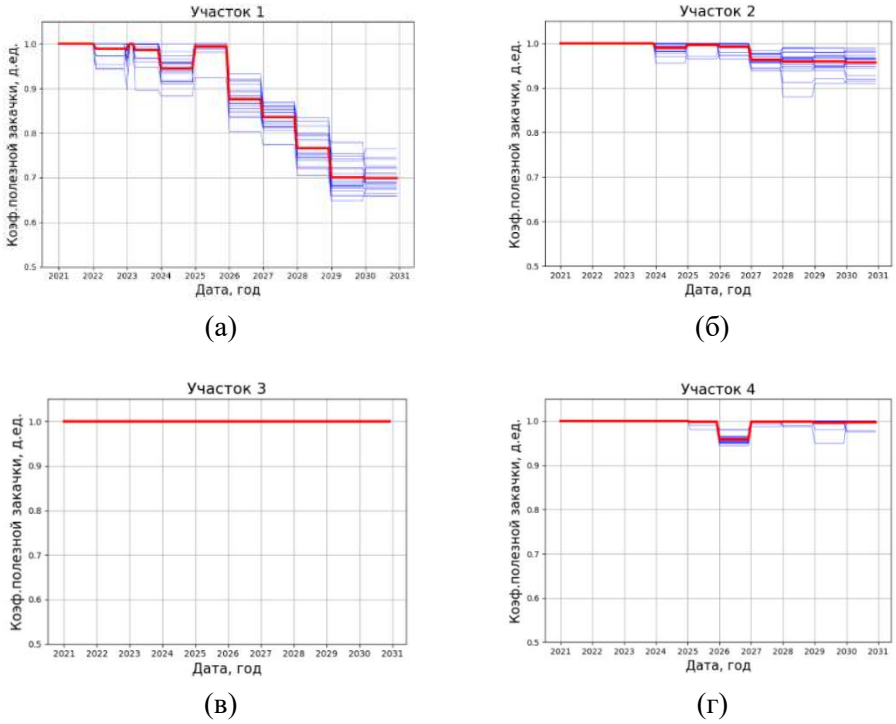


Рис. 6. Диапазон изменения КПЗ по каждому из участков. Синими линиями отмечены все расчеты, красной линией — среднее значение

Fig. 6. The range of change in the proportion of usefully injected water for blocks. All calculations are marked with blue lines, the average value — with a red line

Емкостно-резистивная модель представляет собой аналитическую модель, описывающую изменение добычи жидкости путем установления зависимостей влияния закачки воды на добычу жидкости. На основе данной модели определяются коэффициенты связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Модель позволяет оценивать эффективность закачки. На основе полученных данных появляется возможность проводить оптимизацию распределения закачиваемого агента.

Существует семейство моделей емкость-сопротивление [2], в настоящей работе используется модель CRMP. В основе рассматриваемой модели лежат уравнения материального баланса, записанные для контрольного объема, представляющего собой дренируемый объем скважины:

$$c_t v_{\text{р}} \frac{d\bar{p}}{dt} = q_j(t) - I, \tag{5}$$

где I — суммарная закачка рабочего агента в объем; $q_j(t)$ — добыча жидкости из объема; $\bar{p}$ — среднее давление в объеме; c_t — коэффициент эффективной сжимаемости; v_p — дренируемый объем. Предполагая линейную связь между

добычей жидкости и перепадом среднего давления в объеме и забойного давления на скважине:

$$q_j(t) = J(\bar{p} - p_w)$$

и вводя коэффициент вклада закачки от i-й скважины в дренируемый объем j-й скважины (f_{ij}) так, что

$$I = \sum_{i=1}^{N_I} f_{ij} i_i(t),$$

получим:

$$\frac{dq_j(t)}{dt} + \frac{1}{\tau_j} q_j(t) = \frac{1}{\tau_j} \sum_{i=1}^{N_I} f_{ij} i_i(t) - J_i \frac{dp_{wj}(t)}{dt},$$

где $\tau_j = (c_t v_p)/J$.

Предполагая, что забойное давление постоянно, из уравнения (5) получим зависимость добычи жидкости на скважинах от закачки агента и модельных параметров:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^{n} \left\{ \left(e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau_j}\right)} - e^{-\left(\frac{t_n - t_{k-1}}{\tau_j}\right)}\right) \sum_{i=1}^{N_I} f_{ij} I_i(t_k) \right\},$$

где $q_j(t_n)$ — добыча жидкости на скважине j; $I_i\ (t_k)$ — закачка рабочего агента на скважине i; N_I, N_J — количество нагнетательных и добывающих скважин соответственно.

Здесь τ_j характерное время затухания волны давления, распространяемой по пористой среде от скважины j, f_{ij} — коэффициент взаимовлияния между добывающей скважины j и нагнетательной i.

С целью определения параметров модели (5) τ_j и f_{ij} решается задача минимизации:

$$\sum_{j=1}^{N_J} \sum_{t=1}^{T} \left(q_{t,j} - q_{t,j}^{\text{факт}}\right)^2 \to min$$

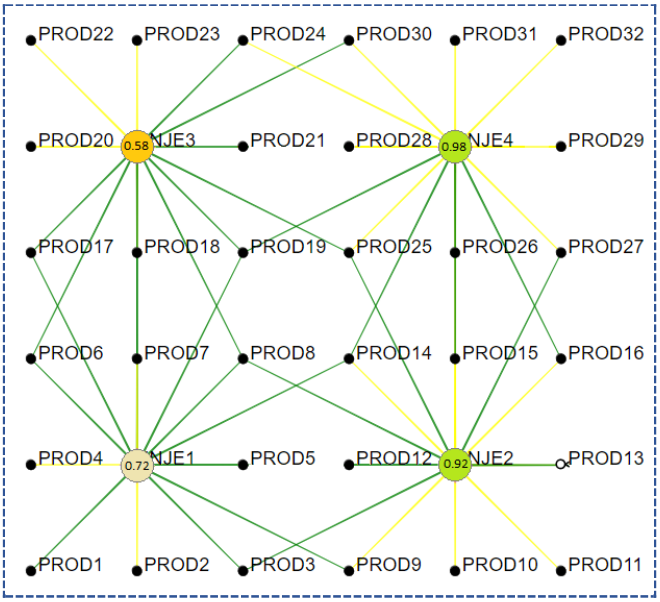
при ограничениях:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^{N_J} f_{ij} \le 1, i = 1{:}\, N_I \\ 0 < f_{ij} < 1 \\ 0 < \tau_j < T_j \end{cases}.$$

Адаптация модели проводилась для скважин синтетического месторождения (рис. 1). Построение модели и поиск коэффициентов связи проводились для интервала времени с 2021 по 2030 год. В качестве ограничивающего расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами выбрано значение 1000 м. Данное расстояние позволяет определять связи между нагнетательной

скважиной и добывающими скважинами не только в рамках одной «девятиточки», но учитывать возможные связи между нагнетательной скважиной и добывающими скважинами соседней «девятиточки». Использование ограничения на расстояние в целом позволяет сократить количество связей между добывающими и нагнетательными скважинами.

При определении начальных коэффициентов связи использовался метод обратных расстояний. Начальные значения параметра затухания волны давления были получены в результате предварительного расчета интегральной модели CRM. Расчет проводился в рамках однофазной модели. На основе CRM были определены связи между нагнетательными и добывающими скважинами, т. е. коэффициент вклада закачки от нагнетательной скважины в дренируемый объем добывающей скважины. Суммарный коэффициент связи по каждой нагнетательной скважине дает коэффициент полезной закачки (рис. 7). Соответственно, можно рассчитать долю потерь закачки и рассчитать суммарные потери закачки по участку.



Величина связи между скважинами	Цвет линии
0.01 - 0.05	
0.05 - 0.15	

Рис. 7. Карта с коэффициентами полезной закачки и связями (2030 г.). В кружках — коэффициент полезной закачки на нагнетательной скважине

Fig. 7. Map with useful injection factors and connections (2030). In circles — effective injection ratio at the injection well

В результате были получены коэффициенты полезной закачки и, как следствие, коэффициенты потерь по скважинам участка. На рис. 8 представлена динамика среднего текущего коэффициента потерь, рассчитанного для всего участка. На рис. 9 приведены динамики среднего текущего и накопленного коэффициентов полезной закачки.

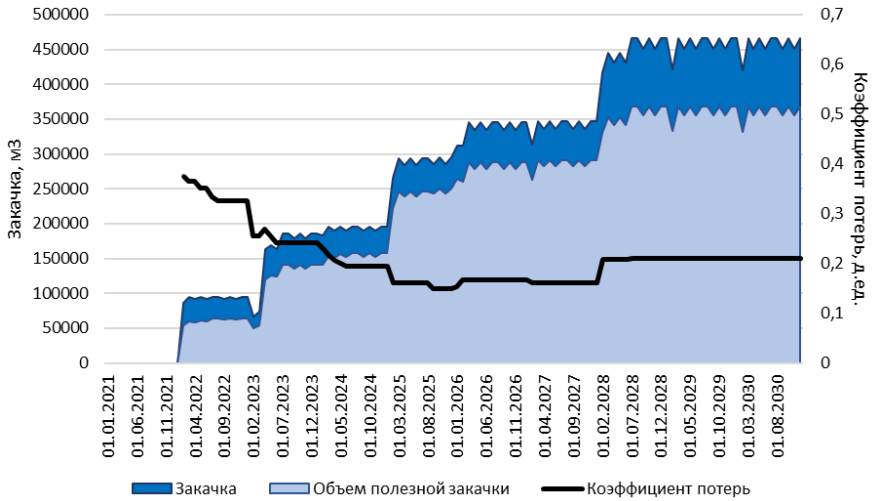


Рис. 8. Динамика полезной закачки и среднего коэффициента потерь (по модели CRM)

Fig. 8. Dynamics of useful injection and average loss factor (according to CRM model)

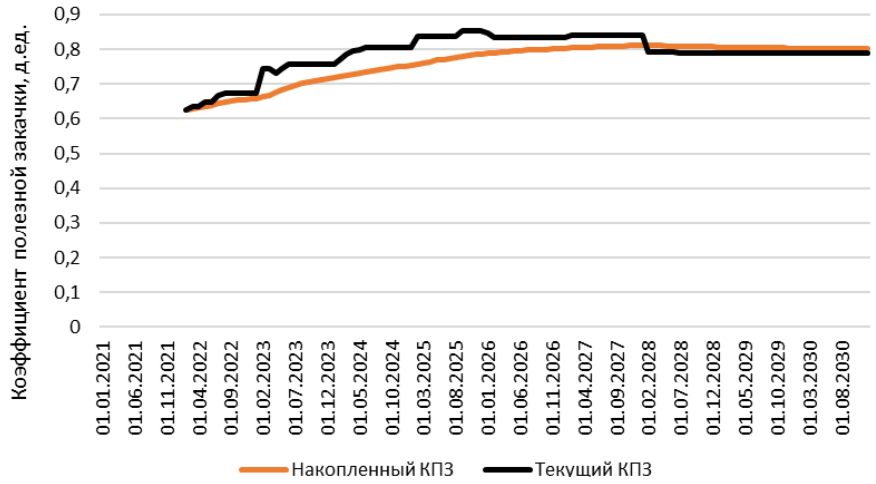


Рис. 9. Динамика среднего текущего и накопленного коэффициента полезной закачки (по модели CRM)

Fig. 9. Dynamics of the average current and cumulative coefficient of useful injection (according to the CRM model)

Таким образом, была построена модель CRM, на основе которой определены связи между нагнетательными и добывающими скважинами и, как следствие, рассчитаны потери закачки в динамике. В моделируемом периоде выделяется начальный временной интервал (до 2025 г.), в рамках которого происходит ввод трех нагнетательных скважин. Для этого интервала времени связи между скважинами неустановившиеся, в результате чего построенная модель показывает достаточно высокие потери: порядка 37% в начале работы системы ППД, сокращающиеся до 20% в конце начального периода. С 2025 по 2030 г. коэффициент полезной закачки по всему месторождению меняется в диапазоне 78-86%, снижаясь к концу периода.

Двумерная фильтрационная модель

Поиск КПЗ заключается в решении обратной задачи (задачи адаптации на историю разработки) при использовании двумерного однофазного гидродинамического симулятора. Для выполнения расчетов необходимы следующие данные: дебит жидкости, приемистость, забойные и пластовые давления на скважинах, а также их координаты. В качестве настраиваемых параметров выступают: гидропроводность вблизи скважин, КПЗ для каждой нагнетательной скважины. Результаты расчета — это значения пластового давления для каждой скважины, которые помесячно сопоставляются с измеренными значениями.

Для решения в качестве фильтрационной модели будет использоваться двумерная математическая модель фильтрации слабосжимаемой жидкости [1, 2]:

$$\nabla\sigma\nabla P = h\beta^* \frac{dP}{dt} + \delta(x,y), \quad (6)$$

$$\delta(x,y) = \begin{cases} 0, \text{при } (x,y) \notin \Gamma_{in} \cup \Gamma_{out} \\ q_j, \text{при } (x,y) \in \Gamma_{in} \\ q_{aq}, \text{при } (x,y) \in \Gamma_{out} \end{cases}, \quad (7)$$

$$P = P_0, \text{ при } t = 0,$$

где σ — гидропроводность; P — пластовое давление; β^* — эффективная сжимаемость; h — эффективная толщина; q_j — расход жидкости в j скважине; P_0 — пластовое давление в начальный момент времени $t = 0$; q_{aq} — удельный расход жидкости через внешнюю границу, который находится по формуле:

$$q_{aq} = \lambda\sigma|_{\Gamma_{uot}}\left(P|_{\Gamma_{uot}} - P_{aq}\right), \quad (8)$$

где P_{aq} — давление в аквифере $P_{aq} = P_0$; λ — коэффициент продуктивности аквифера.

Обратная задача решается в оптимизационной постановке, которая заключается в минимизации целевой функции J. Целевая функция характеризует отличие расчетных и фактических данных [1, 8]. В качестве сопоставляемых

данных могут быть использованы значения расходов жидкости на скважинах, пластовое давление, гидропроводность пласта вблизи скважин. Помимо слагаемых, характеризующих отличие фактических и расчетных значений, целевая функция содержит слагаемые, отвечающие за выполнение физических и экспертных ограничений. Учет экспертной (априорной) информации, повышающей обусловленность задачи, что в конечном итоге приводит к снижению времени поиска решения и улучшению качества настройки модели. Таким образом, итоговый целевой функционал может быть записан в виде суммы:

$$J = w_\sigma f_{MSE}(\sigma^f, \sigma^c) + w_p f_{MSE}(p^f, p^c) + \sum w_{pnl} f_{pnl}, \qquad (9)$$

где f_{MSE} — среднеквадратичная ошибка (MSE) для расчетных значений гидропроводности и пластового давления; w_σ и w_p — весовые коэффициенты, отвечающие за влияние на целевую функцию значений гидропроводности и пластового давления соответственно; $\sum w_{pnl} f_{pnl}$ — сумма штрафных функций, которые выступают в качестве регуляризаторов и позволяют учесть экспертные и физические ограничения. Штрафные функции используются для учета ограничений как управляющих параметров, так и значений фазовых переменных.

Фильтрационная модель адаптировалась на историю разработки с 01.2021 по 12.2030. В качестве адаптируемых параметров выступали значения гидропроводности вблизи скважин, параметры аквифера (продуктивность и поровый объем) и значения КПЗ для скважин. Значения КПЗ могут меняться в течение времени в виде кусочно-постоянной функции, интервалы постоянства выбираются оптимизатором автоматически. В результате работы модели были построены карты пластовых давлений на всю историю разработки с шагом 1 месяц, в качестве примера на рисунке 10 приведена карта пластовых давлений на 01.12.2030.

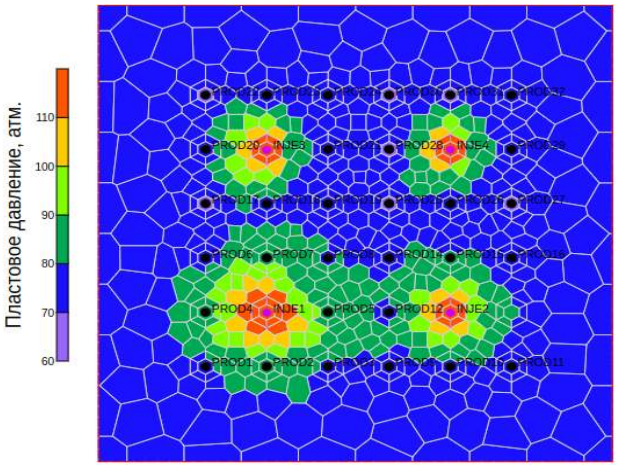
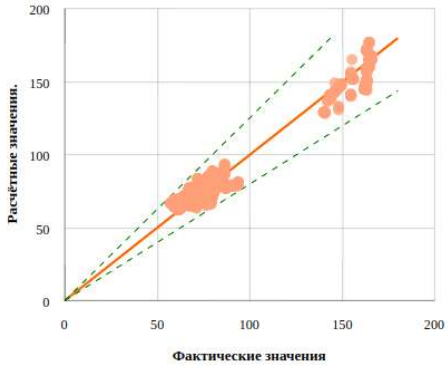


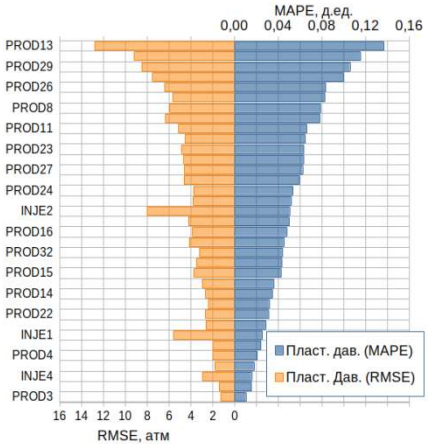
Рис. 10. Карта пластового давления на 01.12.2030

Fig. 10. Reservoir pressure map as of 01.12.2030

Качество адаптации модели можно оценить по графику сопоставления расчетных и фактических значений по скважинам (рис. 11а). Средние отклонения по скважинам в виде метрик MAPE и MSE представлены на рис. 11б.



а)

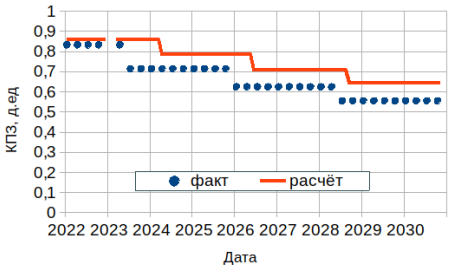


б)

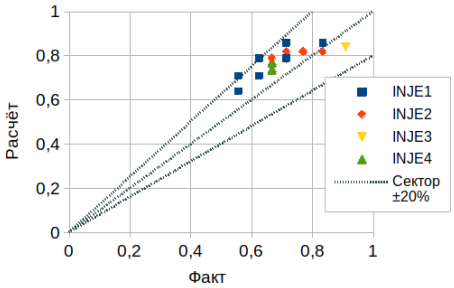
Рис. 11. Графики, отображающие качество адаптации модели: а) «кросс-плот»; б) «торнадо-плот»

Fig. 11. Graphs showing the quality of history matching: a) “cross-plot”; b) “tornado-plot”

Из рисунков видно, что модель удовлетворительно адаптирована на историю разработки, отклонение для большинства скважин не превышает 10% (критерий MAPE). На рис. 12а приведена динамика фактического и расчетного КПЗ для скважины INJE1. На рисунке 12б изображен график сопоставления фактических и расчетных КПЗ для всех скважин.



а)



б)

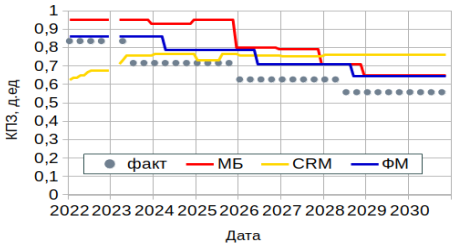
Рис. 12. Сопоставление фактических и расчетных значений КПЗ: а) изменение КПЗ от времени для скважины INJE1; б) «кросс-плот» для всех скважин

Fig. 12. Comparison of the actual and calculated values of the coefficient of useful injection; a) the change of coefficient of useful injection from time to time for the well INJE1; b) “cross-plot” for all wells

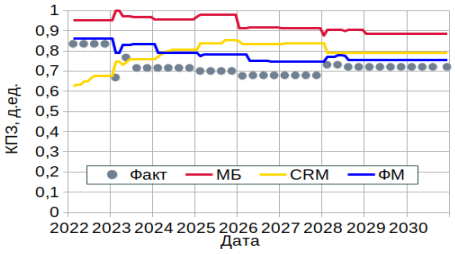
Как видно из графиков, в большинстве случаев расчетное значение КПЗ выше фактического, что, с учетом выполнения материального баланса, может свидетельствовать о неточных настройках параметров водоносного горизонта. При условии восходящего тренда среднего пластового давления аквифер должен обладать меньшей емкостью и/или пониженной продуктивностью. Из графика 6а видно, что, несмотря на завышенные расчетные значения, моменты изменения КПЗ находятся близко к фактическим, что свидетельствует о хорошей чувствительности модели к изменяемым параметрам.

Сопоставление результатов прокси-моделирования

Выполним сравнение полученных значений КПЗ для исследуемых моделей. На рис. 13 приведена динамика фактического и расчетного значения КПЗ, полученного при использовании трех моделей.



а)



б)

Рис. 13. Динамика фактического и расчетных значений КПЗ, для скважины INJE1 (а) и средневзвешенного для всего пласта (б)

Fig. 13. Dynamics of the actual and calculated values of the effective injection ratio, for the INJE1 well (a) and the weighted average for the entire reservoir (b)

Из рис. 13а видно, что, несмотря на отличающиеся от фактического значения КПЗ, для моделей МБ и ФМ наблюдается падающий тренд, коррелирующий с фактическими значениями. Значения для CRM удовлетворительно совпадают со средними значениями за весь исследуемый период. Отличие тренда для модели CRM можно объяснить существенной динамикой ввода новых скважин за адаптируемый период, что не позволяет установиться постоянным фильтрационным потокам в межскважинной области. На рис. 13б представлен средневзвешенный КПЗ для пласта в целом. Уравнение материального баланса существенно завышает значения КПЗ по сравнению с остальными моделями, это связано с неопределенностью для пары параметров «КПЗ — продуктивность аквифера», которые являются конкурирующими.

Для скважин INJE3 и INJE4 расчетное значение хуже описывает фактическое поведение КПЗ; это связано с относительно коротким периодом истории работы скважин INJE3 и INJE4 (5 лет и 2 года соответственно), а также малым

«разнообразием» режимов работы скважин. Предположительно, небольшое количество разных режимов работы или слабая амплитуда изменения показателей разработки не позволяет алгоритму адаптации настроить верный КПЗ. На рис. 14 представлена гистограмма для среднего квадратичного отклонения (СКО) основных показателей разработки для участков и принадлежащих им нагнетательным скважинам (участок 1 соотносится со скважиной INJE1, участок 2 со скважиной INJE2 и т. д.).

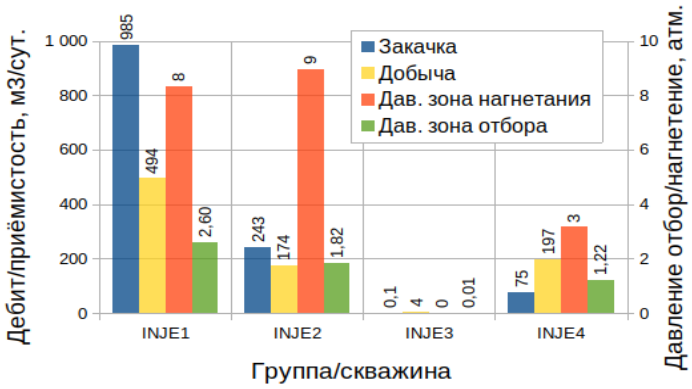


Рис. 14. Гистограмма значений СКО для основных показателей разработки

Fig. 14. Histogram of RMS values for the main indicators of oil development

Из рисунка видно, что СКО, характеризующее «разнообразие» режимов работы скважин, имеет наибольшие значения для первой (INJE1) скважины/группы. Наименьшее «разнообразие» и меньшие значения СКО имеют группы INJE3 и INJE4, которые, соответственно, наименее точно настроились в результате адаптации.

Как известно, обратные задачи, к которым относится задача адаптации, могут иметь множество решений, приводящих к одному или достаточно близким результатам. На примере выполненных расчетов было показано, что все модели удовлетворительно интегрально описывают историю разработки согласно своим целевым функционалам, но имеют отличия в адаптируемых параметрах или в интегральных характеристиках. Подобное поведение объясняется природой решения обратных задач и ограничениями применимости той или иной модели.

В результате анализа полученных результатов можно предложить набор критериев применимости исследуемых моделей. Так, для модели МБ должны быть сформированы элементы заводнения, для моделируемых объектов должен существовать период работы без ППД для более точной настройки аквифера. Модель не требовательна к количеству и степени детализации исходных данных (нет необходимости в информации по скважинам, достаточно по укрупненным элементам). В свою очередь, модель CRM применима в условиях, когда основной фонд скважин ППД разбурен, вводится минимальное

количество новых скважин, история разработки характеризуется существенным изменением режимов работы скважин. Модель применима в условияхсущественной латеральной неоднородности пласта (трещиноватость, наличие ГРП). Модель ФМ применима при относительной изотропности моделируемого объекта, изменение режимов работы скважин позволяет повысить точность получаемого решения.Модель требует наибольшего количества исходных промысловых данных по сравнению с предыдущими, но работает при существенном изменении фонда скважин и/или разбуренной зоны.

Заключение

Решение задачи определения КПЗ (доли жидкости, нагнетаемой в продуктивный пласт) выполнялось при использовании трех прокси-моделей различной размерности и сложности. Поиск искомых значений заключался в адаптации моделей на историю разработки, где в качестве настраиваемых параметров выступали КПЗ для объекта/участка в целом или по отдельным скважинам.

При помощи всех моделей была решена задача адаптации на историю разработки, в результате чего были рассчитаны КПЗ для выделенных участков (МБ) и для всех скважин (CRM и ФМ). Несмотря на отличающиеся абсолютные значения найденных параметров, для всех моделей наблюдаются схожие тренды изменения динамики КПЗ или их осредненных за период разработки значений.

Точность полученных значений КПЗ определяется качеством исходных данных и природой решения обратной задачи. Многовариантные расчеты показали, что искомые параметры могут меняться в существенных пределах, при этом не влияя на целевую функцию. Так, на моделях материального баланса на участке №1 и по месторождению в целом было показано, что КПЗ может меняться в широком диапазоне (10-12%), компенсируя потери закачанной воды притоками из аквифера. Для участков № 3 и № 4 с коротким периодом истории работы нагнетательных скважин и небольшим разнообразием режимов работы скважин результаты настройки КПЗ по всем трем прокси-моделям оказались неудовлетворительными. Поскольку все модели достаточно точно описывают динамику пластового давления, можно сделать вывод о том, что на данных участках прокси-модели адаптируются на фактические данные с помощью других настраиваемых параметров: гидродинамические связи между участками и приток из аквифера в модели МБ, гидродинамические связи между скважинами в модели CRM, поле гидропроводности в ФМ.

Таким образом можно сделать следующие выводы:

1. Прямое количественное сопоставление полученных (адаптированных) параметров для разных моделей является затруднительным. В разных моделях один и тот же параметр может иметь разный смысл, а также существенно отличающуюся степень влияния. Корректным является качественное сопоставление полученных результатов, например, динамики их изменения, средних, интегральных значений.
2. Выбор модели для решения конкретной прикладной задачи должен опираться на объем, характер и качество исходных данных. Интерпретация полученных результатов также должна быть выполнена с учетом

качества исходных данных и степени неопределенности полученного решения.

3. Приемлемые значения целевой функции, полученные в процессе решения обратной задачи, не могут выступать гарантией получения точного решения для настраиваемых параметров. Повысить достоверность решения обратной задачи можно при помощи использования набора из разных моделей и анализа полученных при их помощи результатов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, Н. М. Дмитриев, Р. Д. Каневская, В. М. Максимов. Москва; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.
2. Косяков В. П. Задача совместного использования теории фильтрации и элементов машинного обучения для решения обратной задачи восстановления гидропроводности нефтяного месторождения / В. П. Косяков, Д. Ю. Легостаев, Э. Н. Мусакаев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Т. 7. № 2 (26). С. 113-129. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-113-129
3. Мазо А. Б. Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений / А. Б. Мазо, К. А. Поташев. Москва: ИНФРА-М, 2020.
4. Поташев К. А. Вычисление перетоков флюида между скважинами в фильтрационной модели разработки нефтяного пласта с помощью линий тока / К. А. Поташев, Р. Р. Ахунов, А. Б. Мазо // Георесурсы. 2022. № 24 (1). С. 27-35. https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.3
5. Aydin Larestani. Predicting formation damage of oil fields due to mineral scaling during water-flooding operations: Gradient boosting decision tree and cascade-forward back-propagation network / Aydin Larestani, Seyed Pezhman Mousavi, Fahimeh Hadavimoghaddam, Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. Art. 109315.
6. Bing Kong. Bayesian probabilistic dual-flow-regime decline curve analysis for complex production profile evaluation / Bing Kong, Shengnan Chen, Zan Chen, Qian Zhou // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 195. Art. 107623.
7. Illarionov E. End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation / E. Illarionov, P. Temirchev, D. Voloskov, R. Kostoev, M. Simonov, D. Pissarenko, D. Orlova, D. Koroteev // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. Pp. 109-332.
8. Kosyakov V. P. Structural and parametric identification of an aquifer model for an oil reservoir / V. P. Kosyakov // Lobachevskii Journal of Mathematics. 2020. Vol. 41. Pp. 1242–1247. DOI:10.1134/S1995080220070239
9. Musakaev E. N. Parameter identification for sector filtration model of an oil reservoir with complex structure / E. N. Musakaev, S. P. Rodionov, D. Y. Legostaev, V. P. Kosyakov // AIP Conference Proceedings. 2019. Vol. 2125. Art. 030113. DOI: 10.1063/1.5117495
10. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake Larry W. The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization / M. Sayarpour, E. Zuluaga, C. S. Kabir, W. Lake Larry // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009. № 69. Pp. 227-238.

Vitaliy P. KOSYAKOV[1]
Emil N. MUSAKAEV[2]
Inna V. GAYDAMAK[3]

UDC 519.6 (004.8.032.26)

APPLYING PROXY-MODELING TOOLS TO ESTIMATE THE EFFECTIVE INJECTION FACTOR FOR AN OIL FIELD*

[1] Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher,
Tyumen Division of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
lik.24@yandex.ru; ORCID: 0000-0002-2297-408X

[2] Cand. Sci. (Tech.), Researcher,
Tyumen Division of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences;
Specialist in Integrated Modeling of PITC Geofizika LLC
musakaev91@gmail.com

[3] Specialist in Integrated Modeling of PITC Geofizika LLC;
Senior Lecturer, University of Tyumen
gaydamakiv@mail.ru

Abstract

This work is devoted to the joint use of physically based proxy models of different levels of complexity to determine the effective injection ratio factor. Effective injection factor is a parameter that reflects the proportion of injected fluid that enters the reservoir and does useful work to maintain reservoir pressure and displace oil from the reservoir. The selection of the effective injection factor when using a full-scale hydrodynamic simulator is difficult due to the high requirements for computational and time resources. Therefore, to calculate this coefficient, it is justified to use the simplified proxy modeling approach, which allows to evaluate the desired parameter in an acceptable time frame. The task of finding the effective injection ratio is related

* The research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. 121030500156-6).

Citation: Kosyakov V. P., Musakaev E. N., Gaydamak I. V. 2022. "Applying proxy-modeling tools to estimate the effective injection factor for an oil field". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 3 (31), pp. 85-105.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-85-105

© University of Tyumen

to inverse problems. The following were used as proxy models: a material balance model for the field as a whole and for a system of hydrodynamically connected blocks, a capacitance-resistance model (CRM) and a two-dimensional filtration model. The order of the models corresponds to the hierarchical principle "from simple to complex". Based on the history of oil field development (production, fluid injection, reservoir and bottomhole pressure), the effective injection coefficients were obtained, they were compared, and the analysis of the results was carried out.

Keywords

Proxy modeling, filtration, mathematical modeling, inverse problem, adjoint problem, underground hydrodynamics, material balance, CRM.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-3-85-105

REFERENCES

1. Basniev K. S., Dmitriev N. M., Kanevskaya R. D., Maksimov V. M. 2006. Underground hydromechanics. Moscow; Izhevsk: Institute for Computer Research. [In Russian]
2. Kosyakov V. P., Legostaev D. Yu., Musakaev E. N. 2021. “The problem of joint use of filtration theory and machine learning elements for solving the inverse problem of restoring the hydraulic conductivity of an oil field”. Bulletin of the Tyumen State University. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 2 (26), pp. 113-129. DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-2-113-129 [In Russian]
3. Mazo A. B., Potashev K. A. 2020. Superelements. Modeling the development of oil fields. Moscow: INFRA-M. [In Russian]
4. Potashev K. A., Akhunov R. R., Mazo A. B. 2022. “Calculation of fluid flows between wells in the filtration model of oil reservoir development using streamlines”. Georesources, no. 24 (1), pp. 27–35. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2022.1.3 [In Russian]
5. Aydin Larestani, Seyed Pezhman Mousavi, Fahimeh Hadavimoghaddam, Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh. 2022. “Predicting formation damage of oil fields due to mineral scaling during water-flooding operations: Gradient boosting decision tree and cascade-forward back-propagation network”. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 208, art. 109315.
6. Bing Kong, Shengnan Chen, Zan Chen, Qian Zhou. 2020. “Bayesian probabilistic dual-flow-regime decline curve analysis for complex production profile evaluation”. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 195, art. 107623.
7. Illarionov E., Temirchev P., Voloskov D., Kostoev R., Simonov M., Pissarenko D., Orlova D., Koroteev D. 2022. “End-to-end neural network approach to 3D reservoir simulation and adaptation”. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 208, pp. 109-332.
8. Kosyakov V. P. 2020. “Structural and parametric identification of an aquifer model for an oil reservoir”. Lobachevskii Journal of Mathematics, vol. 41, pp. 1242-1247. DOI:10.1134/S1995080220070239
9. Musakaev E. N., Rodionov S. P., Legostaev D. Y., Kosyakov V. P. 2019. “Parameter identification for sector filtration model of an oil reservoir with complex structure”. AIP Conference Proceedings, vol. 2125, art. 030113. DOI: 10.1063/1.5117495
10. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C. S., Lake Larry W. 2009. “The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization”. Journal of Petroleum Science and Engineering, no. 69, pp. 227-238.