

УДК 517.3: 519.722:622.276.43
DOI 10.17513/snt.40241

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ЕМКОСТНО-РЕЗИСТИВНЫХ МОДЕЛЕЙ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

¹Кашеев С.Е., ¹⁻³Тырсин А.Н.

¹ФГАОУ ВО «Южно-Уральский государственный университет (национальный исследовательский университет)», Челябинск, e-mail: KascheevStas@yandex.ru;

²ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, e-mail: at2001@yandex.ru;

³Научно-инженерный центр «Надежность и ресурс больших систем и машин» Уральского отделения Российской академии наук, Екатеринбург, e-mail: at2001@yandex.ru

Особенностями «зрелых» систем заводнения являются высокая обводненность продукции, снижение темпов нефтедобычи. Актуальность повышения эффективности таких систем заводнения обусловлена необходимостью увеличения нефтеотдачи, снижения материальных затрат и повышения рентабельности добывающих скважин. Одним из подходов для повышения эффективности систем заводнения нефтяных месторождений может выступать использование результатов анализа прокси-моделей семейства емкостно-резистивных моделей. Данные модели представляют собой математические модели материального баланса, на основании которых можно вырабатывать рекомендации по регулированию системы заводнения. Целью данной статьи является повышение эффективности зрелых систем заводнения на основе имеющихся результатов емкостно-резистивной модели материального баланса, модели оценивания маски и идентификации скважин путем перераспределения объема закачиваемой воды. В работе представлены два метода, ориентированных на увеличение нефтеотдачи при сохранении постоянного объема закачиваемой воды в периоде наблюдений. Каждый из методов имеет свои особенности. Особенностью первого метода является последовательное решение задач максимизации суммы дебитов в периоде наблюдений. Во втором методе оценивается целесообразность ввода в эксплуатацию дополнительных нагнетательных скважин в районах высокой нефтеотдачи, как способ более рационального использования объема приемистостей. В исследовании описаны алгоритмы вышеуказанных методов. На основе применения алгоритмов выполнены вычислительные эксперименты на модельных примерах. Данные методы продемонстрировали возможности для снижения уровня обводненности продукции и снижения затрат для прогнозирования нефтедобычи.

Ключевые слова: модель материального баланса, система заводнения, маска взаимовлияния, прогноз, емкостно-резистивная модель, нефтеотдача

IMPROVING THE EFFICIENCY OF WATER FLOODING SYSTEMS OPERATION BASED ON CAPACITIVE-RESISTIVE MATERIAL BALANCE MODELS

¹Kascheev S.E., ¹⁻³Tyrsin A.N.

¹South-Ural State University (National Research University), Chelyabinsk, e-mail: KascheevStas@yandex.ru;

²Ural Federal University named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Yekaterinburg, e-mail: at2001@yandex.ru;

³Scientific-Engineering Center Reliability and Life of Large Systems and Machines of the Ural Branch of the Russian Academy of Science, Yekaterinburg, e-mail: at2001@yandex.ru

The defining characteristics of “mature” water flooding system are the high-water content of the products and a reduction in the rate of oil production. The necessity for enhancing the efficacy of such flooding systems is driven by the imperative to augment oil recovery, curtail costs and augment the profitability of producing wells. One potential avenue for enhancing the efficacy of oil field flooding systems is the utilization of the insights derived from the analysis of proxy models of the family of capacitance-resistive models. These models are mathematical models of material balance, which can be employed to develop recommendations for the regulation of the flooding system. The goal of this article is to enhance the efficacy of mature water flooding system by redistributing the volume of injected water in accordance with the results of a capacitance-resistive material balance model, the mask assessment model and well identification. The paper presents two methods aimed at increasing oil production while maintaining a constant amount of injected water during the observation period. Each method has distinctive characteristics. The first method focuses on maximizing the amount of oil produced during the observation period, whereas the second method assesses the feasibility of installing supplementary injection wells in regions with high oil production potential to make better use of available resources. The study elucidates the algorithms employed in each method. Presents the results of computational experiments conducted on a model example. The findings indicate potential for reducing waterlogging and reducing costs associated with oil production prediction.

Keywords: material balance model, water flooding system, mask of interference, predict, capacitance-resistive models, oil recovery

Введение

В последние годы наблюдается тенденция перехода большинства разрабатываемых нефтяных месторождений на завершающую стадию разработки. Для таких систем характерно увеличение уровня обводненности продукции порядка 60–70% и выше [1]. При этом дебиты скважин по нефти становятся малорентабельными, а закачка неэффективной [2]. Одновременно наблюдается усложнение самих объектов добычи нефти и газа, а также технологий их разработки. Это требует совершенствования систем проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений, позволяющих осуществлять выбор наиболее приемлемых технологий извлечения запасов углеводородов в заданных природных и экономических условиях.

При решении задач прогнозирования и проектирования разработки нефтяных месторождений одним из важнейших этапов является процесс рационального размещения эксплуатационных скважин в пласте [3]. Это можно достичь за счет оптимального управления режимами работы добывающих и нагнетательных скважин, обеспечивающими наиболее полное вовлечение в разработку низкопроницаемых зон и более полную выработку запасов в целом [2]. Такое управление включает в себя такие задачи, как: 1) найти оптимальное размещение нагнетательных скважин при заданном расположении добывающих скважин; 2) определить добывающие скважины из эксплуатационного фонда, которые целесообразно перевести в фонд нагнетательных скважин;

3) изменение или перераспределение преимуществ нагнетательных скважин [4, 5]. Вторую задачу можно обобщить и рассматривать вопрос включения в систему заводнения новых нагнетательных скважин, например путем бурения в районах высокой нефтедобычи.

Наиболее распространенный подход к управлению разработкой месторождений основан на трехмерном гидродинамическом моделировании [6–8]. Однако этот подход имеет ряд недостатков: широкий набор кондиционных результатов лабораторных исследований, скважинных и промысловых данных, огромные неопределенности моделей из-за отсутствия знаний о строении межскважинного пространства, проявление масштабных эффектов при переносе керновых данных на ячейки гидродинамической модели, необходимость многократного численного решения описывающих пластовые процессы систем дифференциальных уравнений в частных производных, обеспечивающих высокую точность решения [5, 9]. Поэтому необходимы альтернативные подходы, основанные на менее ресурсоемких математических моделях пласта. Одним из них является использование емкостно-резистивных аналитических моделей (CRM, Capacitance Resistive Model), описывающих динамический материальный баланс в виде временного ряда [1].

В статье рассматривается CRM-модель в варианте CRMP с $L > 1$ добывающих и $M > 1$ нагнетательных скважин. Для каждой добывающей скважины в k -й момент времени дебит жидкости описывается как [10]

$$q_l(k) = q_l(k-1)e^{-1/\tau_l} + (1 - e^{-1/\tau_l}) \sum_{j=1}^M f_{jl} I_j(k) + \varepsilon(k), \quad (1)$$

где $\tau_l > 0$ – постоянная времени (определяет скорость распространения возмущений в пласте), $f_{jl} \geq 0$ – коэффициент взаимовлияния нагнетательной скважины I_j и добывающей скважины P_l , $\varepsilon(k)$ – присутствующие в реальных данных случайные погрешности, k – номер периода (месяца), $l = 1, \dots, L$, $j = 1, \dots, M$, $k = 1, \dots, N$.

В (1) сделано допущение о постоянстве забойного давления.

Повышение эффективности «зрелых» систем заводнения на нефтяных месторождениях требует решения задач мониторинга, прогнозирования добычи нефти, а также планирования и оптимизации объемов закачки воды. Для этого необходимо, используя данные о приемистости нагнетательных и дебите добывающих скважин, определить коэффициенты взаимовлияния

и постоянные времени. На основе полученных параметров можно рассчитать оптимальное перераспределение закачиваемой воды. Наличие большого числа скважин, невыпуклый характер функциональной зависимости и наличие ряда ограничений на допустимую область значений приводит к неединственности решения и трудоемкости его нахождения [1].

В [10] предложен новый подход для CRM-моделирования, основанный на определении маски взаимовлияния. Под маской взаимовлияния понимается множество нагнетательных скважин, влияющих на формирование дебита, и соответствующие значения коэффициентов взаимовлияния f_{jl} между нагнетательными и добывающими скважинами [10]. Данный подход позволил сократить число определяемых коэффици-

ентов взаимовлияния, тем самым снизив размерность задачи оптимизации. В [11] предложенный подход был усовершенствован путем уменьшения объема обучающей выборки данных и расширения анализируемой системы с нескольких десятков до сотен скважин.

Цель исследования – повышение эффективности эксплуатации «зрелых» систем заводнения на основе емкостно-резистивных моделей материального баланса.

Материалы и методы исследования

Одной из сложностей при оценке параметров CRM-модели является большое количество добывающих и нагнетательных скважин, которое на практике может достигать сотен и даже тысяч. Это приводит к значительному увеличению числа возможных пар взаимовлияния, что, в свою очередь, создает вычислительную неустойчивость. На самом деле, на дебит каждой добывающей скважины $P_j, j = 1, \dots, L$, влияют не все нагнетательные скважины, а лишь некоторая их часть. Определение и использование такого множества переменных поможет избежать снижения точности оценок коэффициентов взаимовлияния [10].

В [11] авторы рассматривали задачу оценивания CRM-модели в 3 этапа: 1) формирование предварительной маски взаимовлияния; 2) уточнение маски взаимовлияния и формирование начального приближения для CRM-модели; 3) определение параметров CRM-модели для всей системы заводнения. Авторами установлено, что применение маски взаимовлияния позволило снизить размерность задачи оптимизации и повысить точность CRM-моделирования. Предложенные алгоритмы определения параметров CRM-модели для всей системы заводнения продемонстрировали устойчивость к случайным ошибкам и обеспечили достаточно точные прогнозы.

Установленные в ходе оценивания CRM-модели коэффициенты взаимовлияния скважин, постоянные времени, а также исходные данные о приемистостях нагнетательных скважин и дебите добывающих скважин используются в задаче перераспределения закачиваемой воды. Оценка значений приемистости для каждого наблюдения производилась на основе оцененных параметров CRM-модели, значениях приемистостей и дебитов с помощью максимизации суммы дебитов с ограничениями на значения приемистостей:

$$\sum_{i=1}^L q_i^*(k) \rightarrow \max, \forall k \geq 2, \tag{2}$$

$$q_i^*(k) = (a_i q_i^*(k-1) + (1-a_i) \sum_{j \in I_i} f_{j(i),i} I_j(k)), \tag{3}$$

$$\sum_{j \in I_i} I_j(k) \leq \sum_{j \in I_i} I_j(k-1), \tag{4}$$

$$bound_{low} < I_j(k) < bound_{upper}, \quad bound_{low} \geq 0, \quad l = 1, \dots, L; j = 1, \dots, M. \tag{5}$$

Для оценки значений приемистостей в периоде прогноза для T наблюдений последовательно вычисляются T задач (2)–(5). Также установлен предел для значения суммарного объема приемистостей в периоде прогноза. Решения оптимизационной задачи (2)–(5) могут быть получены методами:

- 1) метод «highs-ds» [12] – реализация симплекс-метода из библиотеки SciPy;
- 2) алгоритм ветвей и отсечений (COIN-OR Branch and Cut) – метод комбинаторной оптимизации для решения целочисленных линейных программ из библиотеки PULP [13];
- 3) решатель «GLPK» (GNU Linear Programming Kit) из библиотеки CVXOPT [14];
- 4) метод перемещения асимптот (MMA) из библиотеки NLOPT [15].

На модельных данных предложенные алгоритмы показывают одинаковые результаты уменьшения обводненности на ~10%, однако метод «highs-ds» работает в 7,2 ÷ 10 раз быстрее.

Рассмотрим модельный пример системы заводнения нефтяного месторождения с тремя вариантами постепенного увеличения количества скважин определенного типа при неизменном общем объеме приемистостей. Так, в первом варианте увеличивается количество нагнетательных скважин. Во втором варианте увеличивалось количество добывающих скважин. В третьем варианте происходит одновременное увеличение количества нагнетательных и добывающих скважин.

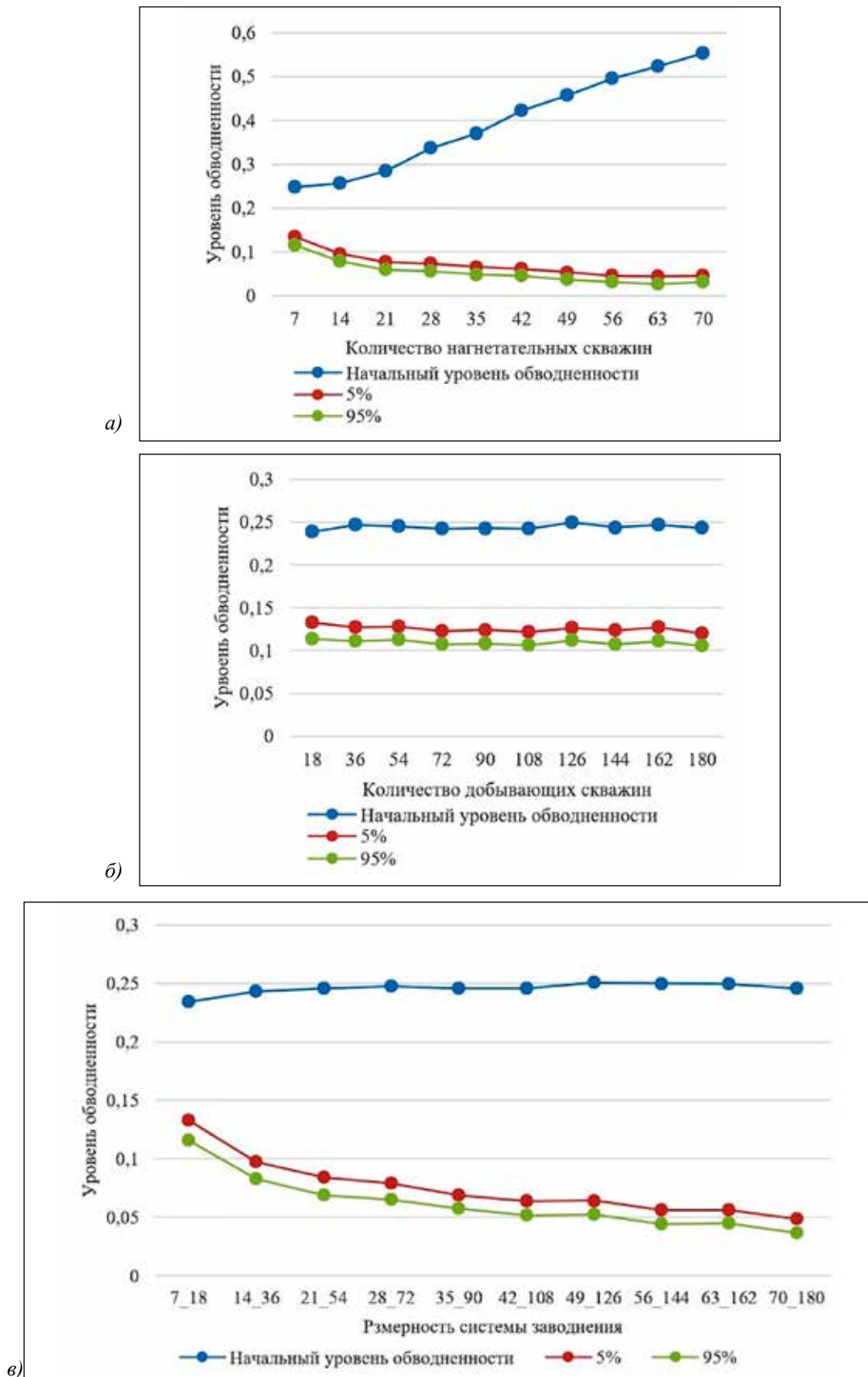


Рис. 1. а) увеличение количества нагнетательных скважин, б) увеличение количества добывающих скважин, в) одновременное увеличение размерности системы заводнения

Начальная размерность системы заводнения: 18 нагнетательных и 7 добывающих скважин. Приемистости нагнетательных скважин – это модель с системы заводнения, для каждой скважины $I_j, j = 1, \dots, M$ имеется по $N = 18$ наблюдений, зафиксированных через равные интервалы времени. Матрица коэффициентов взаимовлияния f_{jl} формировалась случайным образом с учетом нормировки

$$f_{j(l),l} \geq 0, \sum_{l=1}^L f_{jl} \leq 1, j = 1, \dots, M,$$

для каждой добывающей скважины число ненулевых коэффициентов взаимовлияния выбиралось случайным образом от 1 до 6. Постоянные времени τ_l формировались случайным образом в диапазоне от 1 до 6. Дебиты добывающих скважин P_l формировались по формуле (1).

После оценки коэффициентов взаимовлияния, постоянных времени выполнялась оценка приемистостей за 5 наблюдений в периоде наблюдений.

На рисунке 1 представлены различные графики изменения уровня заводненности в зависимости от изменения размерности системы заводнения. Для каждой размерности смоделировано 200 наборов данных. Суммарное объем приемистостей – 15000. На графики вынесено значение начального уровня обводненности продукции ~23%, 5-й и 95-й перцентили после оценки значений приемистостей в периоде наблюдений.

Рис. 1, а–в, демонстрируют уменьшение значения уровня обводненности продукции. Так, на рис. 1, б, показано уменьшение обводненности на ~12%. Однако на рис. 1, а, и 1, в, наблюдается дополнительная тенденция уменьшения уровня обводненности продукции. Общим для этих случаев является увеличение количества нагнетательных скважин.

На основе полученных данных можно сделать вывод о том, что увеличение количества нагнетательных скважин позволяет уменьшить обводненность продукции.

Рассмотрим модельный пример системы, в котором к более рентабельным добывающим скважинам добавим новые нагнетательные скважины. Физически такой процесс представляет собой бурение дополнительных нагнетательных скважин в районах высокой нефтедобычи. Система состоит из 10 нагнетательных скважин и 20 добывающих скважин. Формирование исходных данных идентично формированию данных из первого примера. Так, после выполнения задачи максимизации дебитов в периоде наблюдения (2)–(5) для добывающих скважин, показавших высокие показатели нефтедобычи, добавим в маску коэффициентов взаимовлияния несколько нагнетательных скважин. После чего снова оценим параметры CRM-модели для всей системы заводнения. Затем произведем оценку значений приемистостей в периоде наблюдений при зафиксированном общем объеме приемистостей нагнетательных скважин.

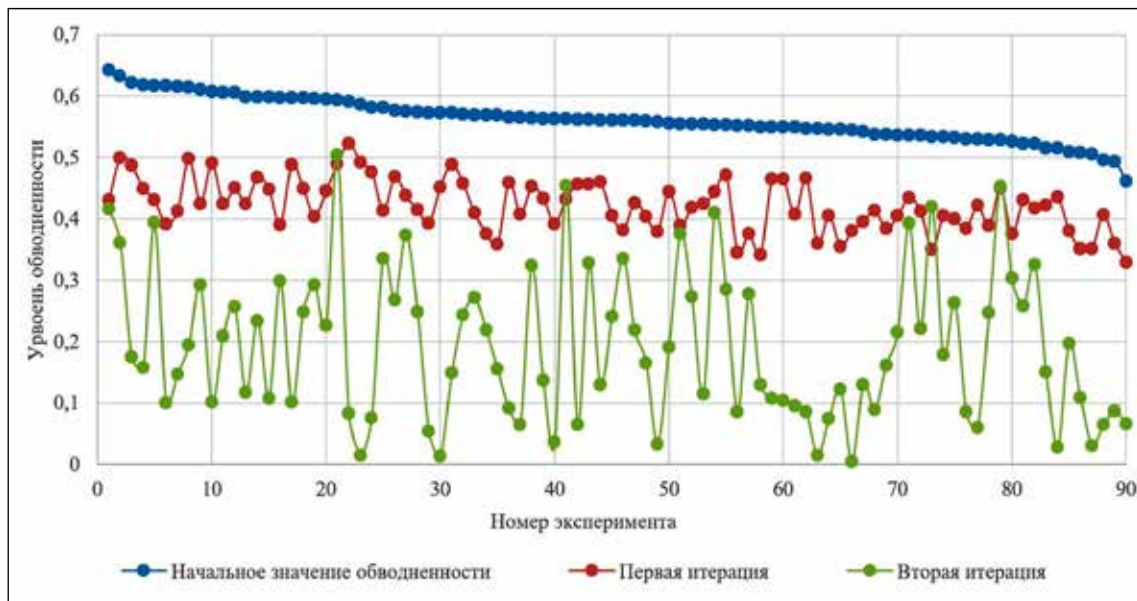


Рис. 2. Результаты вычисления уровня обводненности после добавления нагнетательных скважин в зону повышенной нефтеотдачи

Период наблюдений составил 10 наблюдений. Задано требование, чтобы суммарный объем приемистостей в периоде наблюдений не превышал установленного предела. Приемистости по скважинам подбираются в диапазоне от 0 до 250 м³/наблюдение.

Опишем алгоритм эксперимента:

1) генерация начальных данных приемистостей, дебитов, постоянных времени и коэффициентов взаимовлияния;

2) формирование предварительной маски взаимовлияния;

3) уточнение маски взаимовлияния и формирование начального приближения для CRM-модели;

4) определение параметров CRM-модели для всей системы заводнения;

5) оценивание приемистостей в периоде наблюдений с помощью максимизации суммы дебитов (2)–(5);

6) определение добывающих скважин с высоким уровнем нефтедобычи;

7) добавление в матрицу коэффициентов взаимовлияния из п. 4 коэффициентов нагнетательных скважин, не участвующих раньше в CRM-модели, инициализация предварительных значений приемистостей для новых нагнетательных скважин;

8) повторение п. 4;

9) оценивание приемистостей в периоде наблюдений с помощью максимизации суммы дебитов (2)–(5).

На рис. 2 представлены результаты таких вычислений. Под первой итерацией на рис. 2 подразумевается выполнение п. 1 – п. 5 алгоритма эксперимента, а под второй – п. 6 – п. 9. Уровень обводненности продукции ~56%. После первой итерации значение данного показателя ~42%. После выполнения второй итерации среднее значение обводненности составило 19%.

Заключение

Результаты экспериментов демонстрируют эффективность использования CRM-моделирования при мониторинге «зрелых» систем заводнения. Так, на основе полученных в результате оценки CRM-модели коэффициентов взаимовлияния, постоянных времени, возможно построить не только модель для прогнозирования уровня нефтедобычи, но и модель управления системой заводнения.

Метод оценки значений приемистостей в периоде прогноза позволил снизить уровень обводненности нефти на ~12%. А добавление в маску взаимовлияния новых нагнетательных скважин позволило уменьшить данный показатель на ~37% при том же объеме приемистостей.

В рассмотренных алгоритмах матрица коэффициентов взаимовлияния вычисля-

лась единожды до выполнения оценки приемистостей в периоде наблюдений. Однако после каждого наблюдения фильтрационные свойства пласта меняются, что должно своевременно учитываться в CRM-модели. Дальнейшим улучшением алгоритма является оценка матрицы коэффициентов взаимовлияния после каждого наблюдения.

Полученные алгоритмы после успешной апробации на реальных данных представляется возможным использовать для мониторинга и управления на «зрелых» системах заводнения.

Список литературы

1. Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. 300 с.

2. Пятибратов П.В., Заммам М. Оптимизация заводнения на основе модели CRM и решения задачи линейного программирования // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2023. № S2. С. 59–67. DOI: 10.5510/10.5510/OGP2023SI200890.

3. Мусин М.М., Липаев А.А., Хисамов Р.С. Разработка нефтяных месторождений: 2-е изд., перераб. и доп. М., Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 328 с.

4. Ермолаев А.И., Кувичко А.М., Соловьев В.В. Модели формирования фонда нагнетательных скважин на нефтяных залежах // Алгоритмы, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 6. С. 6–9.

5. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Жуков М.С., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM // Нефтепромысловое дело. 2020. № 7 (619). С. 5–10. DOI: 10.30713/0207-2351-2020-7(619)-5-10.

6. Zandvliet M.J., Bosgra O.H., Jansen J.D., Van den Hof P.M.J., Kraaijevanger J.F.B.M. Bang-bang control and singular arcs in reservoir flooding // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2007. Vol. 58. P. 186–200. DOI: 10.1016/j.petrol.2006.12.008.

7. Taware S., Alhuthali A.H., Sharma M., Datta-Gupta A. Optimal rate control under geologic uncertainty: water flood and EOR processes // Optimization and Engineering. 2016. Vol. 18. P. 63–86. DOI: 10.1007/s11081-016-9345-y.

8. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем: пер. с англ. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.

9. Степанов С.В., Тырсин А.Н., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 62–67.

10. Тырсин А.Н., Степанов С.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д. Повышение достоверности моделирования взаимовлияния скважин для анализа эффективности системы заводнения // Математическое моделирование. 2023. Т. 35, № 6. С. 63–80.

11. Тырсин А.Н., Кашеев С.Е. Моделирование взаимовлияния скважин для анализа эффективности систем заводнения на малых выборках данных // Управление большими системами. Вып. 111. 2024. С. 247–265. DOI: 10.25728/ubs.2024.111.10.

12. Huangfu Q., Hall J.A.J. Parallelizing the dual revised simplex method // Mathematical Programming Computation 2018. Vol. 10. P. 119–142. DOI: 10.1007/s12532-017-0130-5.

13. Roy J.S., Mitchell S.A. PuLP [Электронный ресурс]. URL: <https://github.com/coin-or/pulp> (дата обращения: 25.10.2024).

14. Andersen M.S., Dahl J., Vandenberghe L. Python Software for Convex Optimization [Электронный ресурс]. URL: <https://github.com/cvxopt/cvxopt> (дата обращения: 25.10.2024).

15. Johnson S.G. The NLOpt nonlinear-optimization package [Электронный ресурс]. URL: <http://github.com/stevenj/nlopt> (дата обращения: 25.10.2024).