

Научная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.7>

ПОДХОД К ПОЛУЧЕНИЮ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ПРОГНОЗНЫХ ПРОФИЛЕЙ ДОБЫЧИ, КОНДЕНСАТОГАЗОВОГО ФАКТОРА И ОБВОДНЕНИЯ

Даниил Валерьевич Балин^{1*},
Ольга Владимировна Балина²,
Елена Ивановна Мамчистова³

^{1,2,3} Тюменский индустриальный университет (д. 38, ул. Володарского, Тюмень, 625000, Российская Федерация)

¹ danielbalin@bk.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9090-0672>

² balinaov@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-0483-4761>

³ mamchistovaei@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-8519-7230>

* Автор, ответственный за переписку

Аннотация.

Рассмотрен подход к получению вероятностной оценки прогнозных показателей разработки газоконденсатного пласта с применением многовариантных гидродинамических расчетов. Необходимость подобного решения диктуется стремлением к нивелированию влияния значительного числа неопределенностей, присутствующих в практике работы с цифровыми моделями месторождений. В качестве основного инструмента было использовано программное обеспечение «ТНавигатор», обладающее широким функционалом в указанном направлении. Изучены возможности задания переменных для параметризации модели, проведен обзор методов планирования эксперимента и оптимизационных алгоритмов. С помощью оптимизационного алгоритма Дифференциальной эволюции на первом этапе произведена адаптация исходной версии гидродинамической модели, в которой наблюдались проблемы с воспроизведением отборов по добываемым фазам и динамике давлений, на исторические показатели работы скважин. Полученное качество адаптации контролировалось значениями специально сгенерированной целевой функции. На втором шаге на базе наилучших сценариев настройки исторического периода рассчитаны прогнозные параметры разработки, для которых были построены соответствующие накопленные функции распределения, отражающие интересующую вероятност-

ную оценку. По итогам проделанной работы сформирована необходимая последовательность действий, позволяющая прийти к получению необходимых искомым величин, а также сформулированы возможные варианты модификации рассмотренного подхода в области сокращения числа рассчитываемых моделей через выделение трех базовых сценариев и использование многомерного масштабирования, позволяющего кластеризовать равновероятные сценарии с последующим выбором представительных реализаций.

Ключевые слова: адаптация, многовариантные расчеты, дифференциальная эволюция, накопленная функция распределения, вероятностная оценка

Для цитирования: Балин Д. В., Балина О. В., Мамчистова Е. И. Подход к получению вероятностной оценки прогнозных профилей добычи, конденсатогазового фактора и обводнения // Наука. Инновации. Технологии. 2024. № 3. С. 139–156. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.7>

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 25.08.2024;
одобрена после рецензирования 25.09.2024;
принята к публикации 28.09.2024.

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical Sciences)
Research article

An approach to forecast production profiles, oil-gas ratio and water contamination probabilistic assessment

**Daniil V. Balin^{1*},
Olga V. Balina²,
Elena I. Mamchistova³**

^{1, 2, 3} Industrial University of Tyumen (38, Volodarskogo St., Tyumen, 625000, Russian Federation)

¹ daniilbalin@bk.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9090-0672>

² balinaov@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-0483-4761>

³ mamchistovaei@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0002-8519-7230>

* Corresponding author

Abstract. An approach to probabilistic assessment of field development forecast parameters for gas-condensate reservoir using multi-variant simulation was studied. The necessity of such decision may be explained by the aim to level the influence of large number of uncertainties which occur during the work with reservoir simulation models. «tNavigator» software was used as the main instrument since it provides wide functionality in the sphere of interest. The variants of variables implementation were studied, the review of experimental designs and optimization algorithms was done. At the first step, the simulation model was history matched using Differential Evolution algorithm, since its initial version had problems with phase withdrawals and pressure dynamics. Corresponding history matching quality was controlled by specially generated objective function values. At the second step a series of production forecasts based on the best history matching cases was calculated; cumulative distribution functions for field development parameters under consideration were received to get the necessary probabilistic assessment. As a result, the workflow for values of interest getting was provided; also, the variants of further modifications for studied approach were formulated: the number of simulation runs can be decreased through the choice of three base variants and use of multi-dimensional scaling which provides the opportunity for realizations of equal probability clustering with further choice of representative cases.

Keywords: history matching, multi-variant calculations, differential evolution, cumulative distribution function, probabilistic assessment

For citation: Balin DV, Balina OV, Mamchistova EI. An approach to forecast production profiles, oil-gas ratio and water contamination probabilistic assessment // Science. Innovations. Technologies. 2024;(3):139-156. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2024.3.7>

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interests.

The article was submitted 25.08.2024;
approved after reviewing 25.09.2024;
accepted for publication 28.09.2024.

Введение

На этапе создания и дальнейшего использования гидродинамических моделей месторождений нефти и газа приходится сталкиваться с различного рода неопределенностями, например: неоднозначностью интерпретации данных каротажей, недостаточностью охвата исследованиями пластовых флюидов и образцов керна, ошибками при проведении замеров добычи скважин и ведении соответствующих баз данных и т.д. Для минимизации последующих рисков на стадии технико-экономического обоснования каких-либо мероприятий и принятия решений с привлечением средств моделирования возможно применение многовариантных гидродинамических расчетов, на основе которых дается вероятностная оценка изменения необходимых к изучению параметров [1, 2, 3, 4, 5]. Так, в данной работе рассмотрен подход к получению подобной оценки.

Материалы и методы исследований

Исходная версия гидродинамической модели газоконденсатного пласта формата Black Oil подразумевает проблемы с адаптацией отборов газа, конденсатогазового фактора (КГФ), водогазового фактора (ВГФ) и забойного давления (Рзаб). Таким образом, перед выполнением прогнозных расчетов и получением соответствующей вероятностной оценки технологических показателей необходима ее адаптация. Для выполнения многовариантных гидродинамических расчетов в указанных целях использовалось программное обеспечение (ПО) «тНавигатор».

Рассматриваемый подход предполагает задание необходимого набора параметров моделирования в качестве переменных. Для этого в ПО «тНавигатор» поддержаны следующие основные возможности: типичные сценарии для симулятора, задание переменных вручную, выбор в графическом интерфейсе и использование Workflow, который представляет собой инструмент для создания графа моделирования, обеспечивающий последовательное выполнение входящих в него задач и изменение требуемых параметров [6]. Выбор был сделан в пользу последнего из упомянутых выше методов.

На следующем шаге был осуществлен подбор алгоритма, который будет осуществлять генерацию многовариантных гидродина-

мических расчетов. Подобные алгоритмы можно разделить на две группы: методы планирования экспериментов и оптимизационные алгоритмы [6, 7, 8].

Поскольку в рамках выполняемой работы основной упор был сделан не на непосредственный анализ влияния значений той или иной переменной на модельный отклик, а на достижение достаточной степени качества адаптации рассматриваемой гидродинамической модели, более детально были рассмотрены оптимизационные алгоритмы, включающие в себя нижеследующие: поверхности отклика (прокси-модели), дифференциальная эволюция, симплекс-метод, метод роя-частиц, искусственный интеллект, метод сглаживания ансамбля, внешний (подразумевает создание, загрузку и использование внешних оптимизационных алгоритмов, написанных на языке Python) [6, 9, 10, 11, 12, 13].

По итогу, для реализации был выбран алгоритм Дифференциальной эволюции, как он один наиболее распространенных в практике автоматизированной адаптации гидродинамических моделей [14, 15, 16, 17, 18]. В рамках текущей работы было выполнено 500 расчетов модели при 16 одновременных запусках.

С учетом описанных ранее направлений по улучшению качества настройки модели, в качестве переменных для адаптации были выбраны: три РVT-модели с различной динамикой изменения конденсатосодержания, различные радиусы регионов Вороного по настраиваемым добывающим скважинам [19, 20], соответствующие регионам Вороного множители на проницаемость, параметры относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Сводная информация по выбранным переменным и диапазонам их изменения представлена ниже в таблице 1.

Для автоматизации создания рассчитываемых в рамках алгоритма Дифференциальной эволюции гидродинамических расчетов был создан соответствующий Workflow, концептуально представленный в виде блок-схемы на рисунке 1.

Полученное по итогам каждого модельного запуска качество адаптации контролировалось путем анализа соответствующих значений целевой функции. С учетом специфики модели, целевая функция получила конфигурацию, указанную в таблице 2. Величи-

Таблица 1. ПЕРЕМЕННЫЕ ДЛЯ АДАПТАЦИИ И ДИАПАЗОНЫ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ
Table 1. Variables for history matching and their ranges

Переменная	Базовое значение	Минимальное значение	Максимальное значение
NOW, д.ед.	1	1	10
NW, д.ед.	1	1	10
NOG, д.ед.	1	1	10
NG, д.ед.	1	1	10
Радиус региона Вороного, м	500	100	5000
Множитель проницаемости для региона №1, д.ед.	0,1	0,1	20
Множитель проницаемости для региона №2, д.ед.	0,1	0,1	20
Множитель проницаемости для региона №3, д.ед.	0,1	0,1	20
Множитель проницаемости для региона №4, д.ед.	0,1	0,1	20
№ варианта PVT-модели	1	1	3
KRWR, д.ед.	0,585	0,05	0,585
KRW, д.ед.	1	0,05	1

Источник: составлено авторами / Source: compiled by the authors.



Рис. 1.

Блок-схема Workflow для создания многовариантных гидродинамических расчетов.

Fig. 1. Workflow scheme for multivariate reservoir simulations.

Источник:

составлено авторами / Source: compiled by the authors.

ну невязки по накопленной добыче газа в контексте рассматриваемой модели достаточно оценивать только на последний временной шаг, т.к. контроль по скважинам устанавливался именно по дебиту газа, в то время как адаптацию остальных параметров целесообразно отслеживать по каждой скважине в отдельности.

Таблица 2. КОНФИГУРАЦИЯ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ
Table 2. Objective function configuration

Тип объекта	Параметр	Величина относительного отклонения	Учитываемые временные шаги модели
Месторождение	Накопленная добыча газа	0,05	Последний временной шаг
Скважины	Забойное давление	0,05	Все временные шаги
Скважины	ВГФ	0,05	Все временные шаги
Скважины	КГФ	0,05	Все временные шаги

Источник: составлено авторами / Source: compiled by the authors.

Последующий расчет прогнозных вариантов с целью получения вероятностной оценки различных параметров разработки (накопленной добычи газа, динамики КГФ и ВГФ) выполнен для лучших равновероятных реализаций адаптации модели.

Результаты исследований и их обсуждение

По результатам расчета эксперимента Дифференциальной эволюции были получены значения переменных, при которых достигается наилучшее качество адаптации модели (табл. 3). Полученные значения отражают логичность работы оптимизационного алгоритма согласно имеющихся в модели проблем с адаптацией и конфигурации целевой функции – для примера, увеличена степень Кори и снижены величины KRWR и KRW для ОФП воды, что повлияло на уменьшение расчетных исторических отборов воды, а

Таблица 3. ОПТИМАЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ МОДЕЛЬНЫХ ПЕРЕМЕННЫХ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РАБОТЫ АЛГОРИТМА ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЭВОЛЮЦИИ
Table 3. Optimal values of model variables as a result of differential evolution algorithm

Переменная	Оптимальное значение
NOW, д. ед.	8,8
NW, д. ед.	4,8
NOG, д. ед.	7,7
NG, д. ед.	6,0
Радиус региона Вороного, м	365,1
Множитель проницаемости для региона № 1, д. ед.	1,8
Множитель проницаемости для региона № 2, д. ед.	0,3
Множитель проницаемости для региона № 3, д. ед.	1,8
Множитель проницаемости для региона № 4, д. ед.	1,3
№ варианта PVT-модели	1
KRWR, д. ед.	0,4
KRW, д. ед.	0,5

Источник: составлено авторами / Source: compiled by the authors.

повышающие множители по регионам Вороного позволили выполнить исторические отборы газа и одновременно с этим получить хорошую адаптацию забойных давлений (сравнение изменений в качестве настройки модели для одной из скважин представлено на рис. 2). Для последующих прогнозных расчетов были взяты тридцать

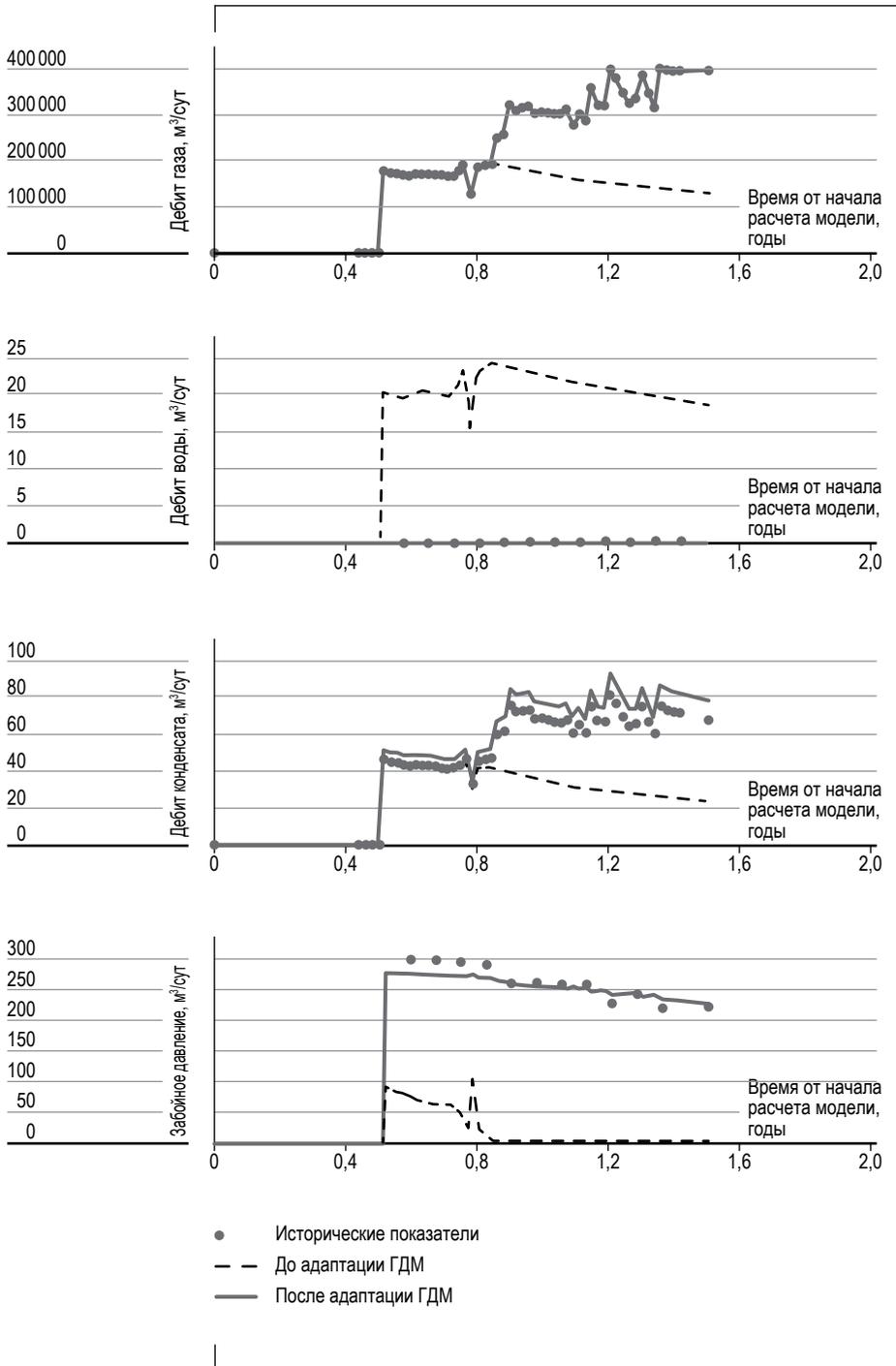


Рис. 2.

Улучшение качества адаптации ГДМ.

Fig. 2. Increase in history matching quality.

Источник:

составлено авторами / Source: compiled by the authors.

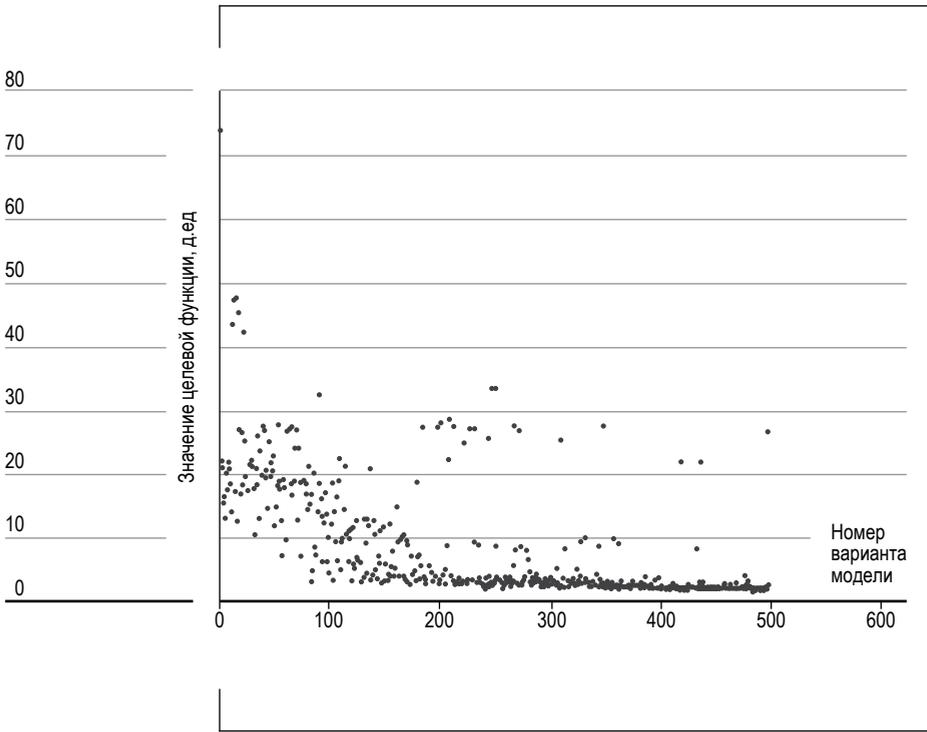


Рис. 3.

Динамика изменения значения целевой функции.

Fig. 3. Dynamics of changes in objective function values.

Источник:

составлено авторами / Source: compiled by the authors.

цать наилучших реализаций по условной отсечке значения целевой функции < 2 д.ед., т.к. они характеризуются максимально близкими и наименьшими значениями целевой функции (рис. 3).

Как итог прогнозных гидродинамических расчетов, были получены диапазоны изменения интересующих прогнозных показателей разработки – накопленной добычи газа, ВГФ и КГФ, а также накопленные функции распределения на последний временной шаг (рис. 4). Вероятностные оценки соответствуют диапазонам изменения результирующих параметров – так, для ВГФ оценка P_{90} близка к нулевой, и по графикам действительно наблюдается значительное количество гидродинамических расчетов с малыми отборами воды.

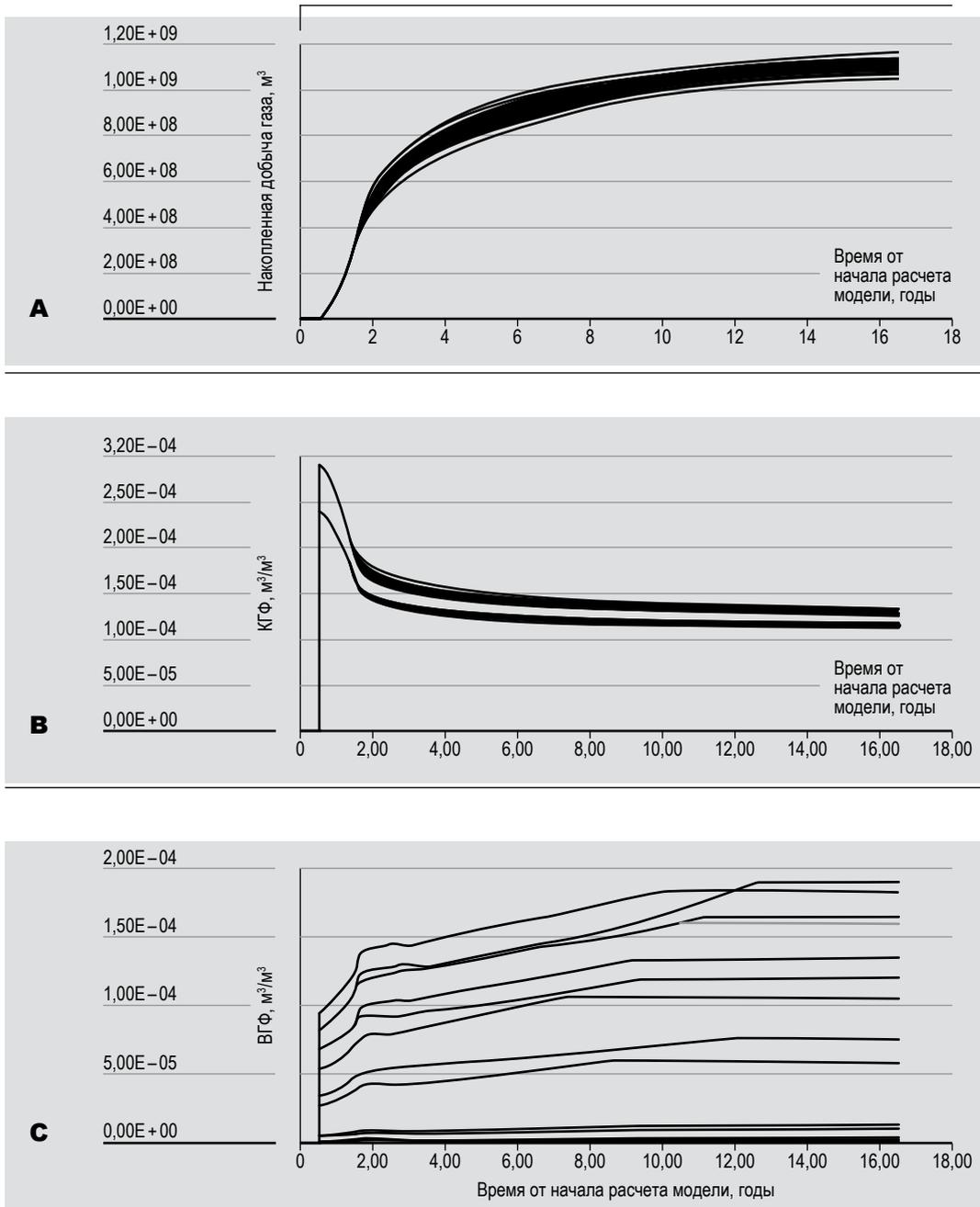


Рис. 4.

Диапазон изменения показателей разработки и накопленные функции распределения на последний временной шаг: А) Накопленная добыча газа В) КГФ С) ВГФ.

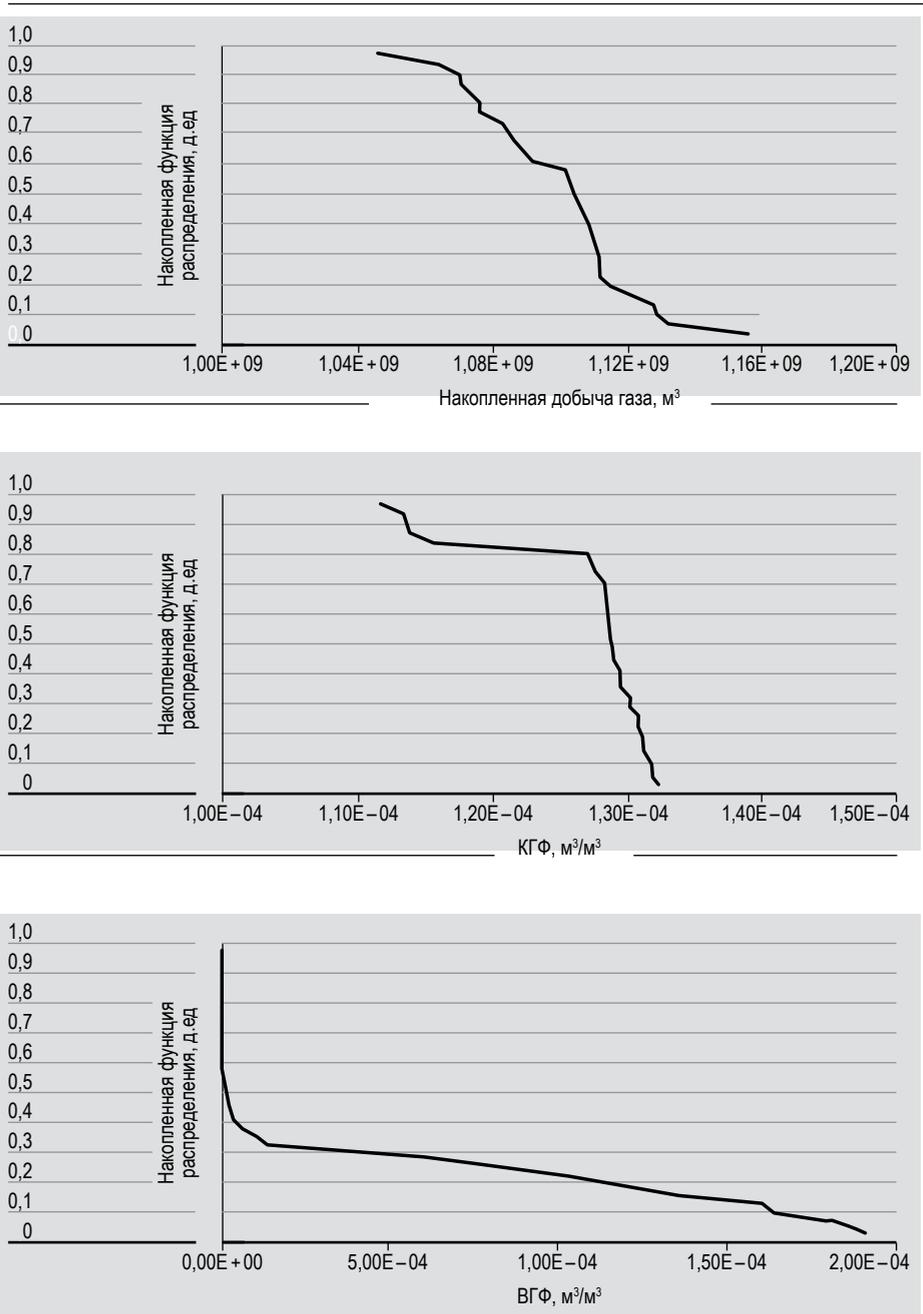


Fig. 4. Ranges of development parameters and cumulative distribution functions for the last model timestep: A) cumulative gas production B) condensate-gas ratio c) water-gas ratio.

Источник:

составлено авторами / Source: compiled by the authors.

Заключение

По результатам проделанной работы составлена последовательность действий по работе с гидродинамическими моделями, направленная на адаптацию и получение вероятностной оценки основных прогнозных показателей разработки.

Программное обеспечение «tНавигатор» обладает широким функционалом в изучаемом направлении в части методов задания переменных, алгоритмов генерации расчетных вариантов, параллельных вычислений.

В качестве дальнейшей модификации рассмотренного подхода в части сокращения числа рассчитываемых моделей видится выделение трех базовых сценариев адаптации модели (пессимистичного, базового и оптимистичного по какому-либо параметру) с последующим расчетом прогнозных показателей на их основе, а также использование многомерного масштабирования, дающего возможность кластеризовать равновероятные сценарии с хорошим качеством адаптации и выбрать представительные реализации.

Список источников

1. Козырев Н. Д., Вишняков А. Ю., Путилов И. С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. 2020. Т. 20. № 4. С. 356–368. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.4.5>
2. Андронов С. А., Горенкова Е. А., Гомонов А. А., Максименко И. А. Подходы к выбору реализаций при вероятностном моделировании геологической модели и анализ влияния на прогнозный профиль добычи // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023. № 8 (4). С. 25–32. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-25-32>
3. Шишаев Г. Ю., Матвеев И. В., Еремян Г. А. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 58–61.
4. Syrtlanov V., Golovatskiy Y., Ishimov I., Mezhnova N. Assisted history matching for reservoir simulation models // SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. October 2019. <https://doi.org/10.2118/196878-MS>
5. Сметкина М. А., Мелкишев О. А., Присяжнюк М. А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродина-

- мической модели // Недропользование. 2020. Т. 20. № 3. С. 223–230. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.3>
6. тНавигатор 24.2. Адаптация и оптимизация. Руководство пользователя // Июль 2024.
 7. Макаричев Ю. А., Иванников Ю. Н. Методы планирования эксперимента и обработки данных: учеб. пособие. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. 131 с.
 8. Симонов М. В., Пенигин А. В., Маргарит А. С., Пустовских А. А., Смирнов Н. А., Ситников А. Н. Методология построения метамоделей и перспективы их применения для решения актуальных задач нефтяного инжиниринга // PRONEФТЬ. Профессионально о нефти. 2019. № 2 (12). С. 49–53.
 9. Mohamed L., Christie M., Demyanov V. History Matching and Uncertainty Quantification: Multiobjective Particle Swarm Optimisation Approach // Conference SPE 143067. Vienna, Austria, 23-26 May 2011. <https://doi.org/10.2118/143067-ms>
 10. Nelder J. A., Mead R. A simplex method for function minimization // Comput. J. 1965. No. 7. P. 308.
 11. Kathrada M. Uncertainty evaluation of reservoir simulation models using particle swarms and hierarchical clustering. Doctoral dissertation. Heriot-Watt University, 2009. 221 p.
 12. Amirian E., Fedutenko E., Yang C., Chen Z., Nghiem L. Artificial neural network modeling and forecasting of oil reservoir performance // Lecture Notes in Social Networks. 2018. P. 43–67.
 13. Evensen G. Data assimilation: The ensemble Kalman filter. Springer, NY. 2007. 279 p.
 14. Пospelова Т. А. Развитие методов регулирования работы скважин на основе цифровых технологий: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. 48 с.
 15. Santhosh E. C., Sangwai J. S. A hybrid differential evolution algorithm approach towards assisted history matching and uncertainty quantification for reservoir models // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 142. P. 21–35.
 16. Jianwei Gu, Wei Liu, Kai Zhang, Liang Zhai, Yigen Zhang, Fuzhen Chen. Reservoir production optimization based on surrogate model and differential evolution algorithm // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 205. Art. 108879.
 17. Hajizadeh Y., Christie M., Demyanov V. Application of differential evolution as a new method for automatic history matching // In Society of Petroleum Engineers - Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, KIPCE 2009: Meet-

- ing Energy Demand for Long Term Economic Growth. 2009. P. 272–284. <https://doi.org/10.2118/127251-MS>
18. 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.
 19. Спирина Е. А., Давыдов И. В., Сазонов Д. Н., Таранин Р. М., Камалетдинов Р. Х. Экспресс-оценка выбора оптимальных параметров системы разработки в условиях геологической неопределенности // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2023. № 8 (2). С. 165–175. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>
 20. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. 140 с.

References

1. Kozyrev ND, Vishnyakov AYu, Putilov IS. Assessment of the uncertainty parameters influence on the development indicators forecasting. *Nedropolzovanie = Subsoil use*. 2020;20(4):356-368. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.4.5>
2. Andronov SA, Gorenkova EA, Gomonov AA, Maksimenko IA. Approaches to selection of realizations in probabilistic modeling of geological model and analysis of influence on forecast production profile. *PRONEFT. Professionalno o nefiti = PRONEFT. Professionally about oil*. 2023;8(4):25-32. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-4-25-32>
3. Shisahev GYu, Matveev IV, Erenyan GA. Geologically justified assisted history matching of flow models using real field as an example. *Neftyanoe hozyajstvo = Oil industry*. 2020;6:58-61. (In Russ.).
4. Syrtlanov V, Golovatskiy Y, Ishimov I, Mezhnova N. Assisted history matching for reservoir simulation models. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. October 2019. <https://doi.org/10.2118/196878-MS>
5. Smetkina MA, Melkishev OA, Prisyaznyuk MA. Refining the values of permeability when adapting the hydrodynamic model. *Nedropolzovanie = Subsoil use*. 2020;20(3):223-230. (In Russ.) <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2020.3.3>
6. tNavigator 24.2. AHM and Uncertainty. User guide. July 2024.
7. Makarichev YuA, Ivannikov YuN. Methods of experimental de-

- sign and data processing: technical manual. Samara: Samara State Technical University; 2016. 131 p. (In Russ.).
8. Simonov MV, Penigin AV, Margarit AS, Pustovskikh AA, Smirnov NA, Sitnikov AN. Methodology of surrogate Models (MetaModels) and their prospects for solving petroleum engineering challenges. PRONEFT. Professionalno o nefti = PRONEFT. Professionally about oil. 2019;2(12):49-53. (In Russ.).
 9. Mohamed L, Christie M., Demyanov V. History Matching and Uncertainty Quantification: Multiobjective Particle Swarm Optimisation Approach. SPE 143067. Vienna, Austria, 23-26 May 2011.
 10. Nelder JA, Mead R. A simplex method for function minimization. *Comput. J.* 1965;7:308.
 11. Kathrada M. Uncertainty evaluation of reservoir simulation models using particle swarms and hierarchical clustering. Doctoral dissertation. Heriot-Watt University; 2009. 221 p.
 12. Amirian E, Fedutenko E, Yang C, Chen Z, Nghiem L. Artificial neural network modeling and forecasting of oil reservoir performance. Springer. Cham. 2018.
 13. Evensen G. Data assimilation: The ensemble Kalman filter. Springer, NY; 2007.
 14. Pospelova TA. The development of methods of well work regulation based of digital technologies: author's summary of dissertation of doctor of technical sciences. Tyumen: Industrial University of Tyumen; 2021. 48 p.
 15. Emil C. Santhosh, Jitendra S. Sangwai. A hybrid differential evolution algorithm approach towards assisted history matching and uncertainty quantification for reservoir models. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2016;142:21-35.
 16. Jianwei Gu, Wei Liu, Kai Zhang, Liang Zhai, Yigen Zhang, Fuzhen Chen. Reservoir production optimization based on surrogate model and differential evolution algorithm. *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2021;205:108879.
 17. Hajizadeh Y, Christie M, Demyanov V. Application of differential evolution as a new method for automatic history matching. <https://doi.org/10.2118/127251-MS>
 18. Stepanov SV, Bekman AD, Ruchkin AA, Pospelova TA Oil field development support using CRM models. Tyumen: IPC "Express"; 2021. 300 p. (In Russ.).
 19. Spirina EA, Davydov IV, Sazonov DN, Taranin RM, Kamaletdinov RH. Express assessment of the choice of optimal parameters of the development system under the conditions of geological uncertainty. PRONEFT. Professionalno o nefti = PRONEFT.

Professionally about oil. 2023;8(2):165-175. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-2-165-175>

20. Kanevskaya RD. Mathematical modelling of hydrodynamic processes of hydrocarbon fields development. Moscow-Izhevsk: Institute of computer research; 2002. 140 p. (In Russ.).

Информация об авторах

Даниил Валерьевич Балин — аспирант, Тюменский индустриальный университет

Ольга Владимировна Балина — кандидат технических наук, доцент, доцент, Тюменский индустриальный университет

Елена Ивановна Мамчистова — кандидат технических наук, доцент, профессор, Тюменский индустриальный университет

Вклад авторов

Даниил Валерьевич Балин. Определение идеи статьи и логики исследования. Сбор, интерпретация и анализ полученных данных. Утверждение окончательного варианта — принятие ответственности за все аспекты работы, целостность всех частей статьи и ее окончательный вариант.

Ольга Владимировна Балина. Участие в составлении черновика рукописи, редактирование.

Елена Ивановна Мамчистова. Участие в составлении черновика рукописи, редактирование.

Information about the authors

Daniil V. Balin — Postgraduate student, Industrial University of Tyumen

Olga V. Balina — PhD in Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor, Industrial University of Tyumen

Elena I. Mamchistova — PhD in Technical Sciences, Associate Professor, Professor, Industrial University of Tyumen

Contribution of the authors

Daniil V. Balin. Definition of the idea of the article and the logic of the study. Collection, interpretation and analysis of the received data. The approval of the final version – the acceptance of responsibility for all aspects of the work, the integrity of all parts of the article and its final version.

Olga V. Balina. Preparation and editing of the text – drafting of the manuscript.

Elena I. Mamchistova. Preparation and editing of the text – drafting of the manuscript.