

УДК 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4434

Шифр специальности ВАК: 2.8.4

Настройка модели пласта методом материального баланса в программном обеспечении MBAL. Настройка интегрированной модели в GAP

Р.Н. Коротков✉, Д.М. Овчаренко, В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

✉ klimatqwf@gmail.com

Аннотация. *Актуальность* исследования заключается в современном подходе к разработке нефтяных и газовых месторождений. Цифровизация и автоматизация процессов добычи углеводородного сырья позволяет не только сократить время реагирования на возможные отклонения от режимного уровня добычи, но и оперативно принимать решения по дальнейшей его нормализации. Использование современного программного обеспечения для создания модели пласта методом материального баланса позволяет рассчитывать текущие и прогнозные пластовые давления в зависимости от количества отобранного и закаченного флюида. При качественной адаптации интеграция модели пласта, скважин и системы сбора, в свою очередь, позволяет корректно подходить к выбору системы разработки месторождения, а также правильно оценивать его возможный потенциал. Прогнозные расчеты, выполненные на интегрированной модели, могут лечь в основу бюджетного планирования, а также в основу проведения геолого-технических мероприятий по скважинам, вводу новых скважин, модернизации оборудования и инфраструктуры. Более того, групповой оптимизационный расчет позволяет максимизировать получение дополнительной добычи нефти с учетом всех геологических и технических ограничений. **Цель:** формирование и анализ подхода к настройке модели пласта путем адаптации параметров методом материального баланса; формирование решения для адаптации интегрированной модели, сверка результатов с фактическими данными; проведение оптимизационного расчета и получение дополнительной добычи нефти. **Методы:** настройка и адаптация моделей пласта методом материального баланса; настройка и адаптация интегрированной модели месторождения/группы месторождений; расчет прогноза сроком на 30/90 дней; проведение оптимизационных расчетов. **Результаты.** Полученные результаты позволяют адаптировать компоненты интегрированной модели с точностью более 95 %, что позволяет симулировать режим работы месторождения. В результате анализа были выявлены критерии настройки, а также представлен минимальный необходимый набор параметров для качественной адаптации модели пласта и системы сбора. Также показана эффективность и точность инструмента посредством сравнения фактических данных о режимах работы с синтетическими. На основании проделанной работы можно сделать вывод о том, что использование интегрированной модели демонстрирует нам высокое сходжение с реальными данными, что позволяет выбрать оптимальный режим разработки месторождения. Кроме того, был проведен оптимизационный расчет для получения дополнительной добычи нефти с использованием предложенного решения, а также рассчитан прогноз по добыче нефти сроком на 90 дней, который в дальнейшем получил подтверждение при сравнении с фактическими данными.

Ключевые слова: Petroleum Experts, PETEX, MBAL, GAP, интегрированная модель, материальный баланс, адаптация модели, расчет прогноза по добыче, оптимизация.

Благодарности: Авторы выражают благодарность Центру коллективного пользования «Физико-химические методы анализа» Томского политехнического университета.

Для цитирования: Коротков Р.Н., Овчаренко Д.М., Ерофеев В.И. Настройка модели пласта методом материального баланса в программном обеспечении petroleum experts MBAL. Настройка интегрированной модели в GAP // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 2. – С. 133–140. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4434

UDC 622.276

DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4434

Adjustment of a reservoir model by the material balance method in the MBAL program. Setting up the integrated model in GAP

R.N. Korotkov✉, D.M. Ovcharenko, V.I. Erofeev

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

✉klimatqwf@gmail.com

Abstract. Relevance. Modern approach to development of oil and gas fields. Digitalization and automation of hydrocarbon production allow not only reducing the response time to possible deviations from the operating level of production, but also quickly making decisions on its further normalization. The use of modern software to create a reservoir model applying the material balance method allows you to calculate current and predicted reservoir pressures depending on the amount of selected and injected fluid. With high-quality adaptation, the integration of the reservoir model, wells and collection system, in its turn, allows you to correctly approach the choice of a field development system, as well as correctly assess the possible potential of the field. Forecast calculations performed on an integrated model can form the basis for budget planning, as well as the basis for carrying out geological and technical activities on wells, commissioning new wells, and modernizing equipment and infrastructure. Moreover, group optimization calculation allows us to maximize additional oil production, taking into account all geological and technical constraints. **Aim.** Formation and analysis of an approach to setting up a reservoir model by adapting parameters using the material balance method; formation of a solution for adapting the integrated model, reconciliation of the results with actual data; carrying out an optimization calculation and obtaining additional oil production. **Methods.** Adjustment and adaptation of reservoir models using the material balance method; adjustment and adaptation of the integrated model of a field/group of fields; calculation of the forecast for a period of 30/90 days; optimization calculations. **Results.** The obtained results make it possible to adapt the components of the integrated model with an accuracy of more than 95%, which makes it possible to simulate the operating mode of the field. As a result of the analysis, tuning criteria were identified, and the minimum required set of parameters for a qualitative adaptation of the reservoir model and the collection system was presented. The effectiveness and accuracy of the tool are also proven by comparing actual data on operating modes with synthetic ones. Based on the work done, it can be concluded that the use of the integrated model shows us a high convergence with real data, which allows us to optimally approach the field development mode. Moreover, an optimization calculation was carried out to obtain additional oil production using the proposed solution, and a forecast for oil production for a period of 90 days was calculated, which was later confirmed when compared with actual data.

Keywords: Petroleum Experts, PETEX, MBAL, GAP, integrated model, model matching, production forecast calculation, optimization

Acknowledgements: The authors are grateful to the TPU center «Physical and chemical methods of analysis».

For citation: Korotkov R.N., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Adjustment of a reservoir model by the material balance method in the petroleum experts MBAL program. Setting up the integrated model in GAP. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 2, pp. 133–140. DOI: 10.18799/24131830/2024/2/4434

Введение

Внедрение цифровых технологий и автоматизации в процессы добычи нефти и газа имеет ряд преимуществ: ускорение расчетов по групповой оптимизации скважин с учетом влияния инфраструктуры, снижение недоборов углеводородного сырья, повышение эффективности и качества принимаемых решений в случае отклонения от режимных параметров по скважинам. С применением современного программного обеспечения можно создавать модель пласта с помощью метода материального баланса. Это позволяет рассчитывать текущие и прогнозные пла-

стовые давления, учитывая количество отобранного и закаченного флюида [1]. При правильной адаптации и интеграции компонентов интегрированной модели (пласт, скважина, система сбора) можно существенно повысить рентабельность месторождений за счет перераспределения объемов закачки либо увеличения отборов по части фонда скважин. А прогнозные расчеты, выполненные на интегрированной модели, могут лечь в основу бюджетного планирования, и также в основу проведения геолого-технических мероприятий по скважинам, вводу новых скважин, модернизации оборудования и инфраструктуры [2].

Методы

Адаптация моделей MBAL по выделенным участкам объектов разработки месторождения проводится на основе метода материального баланса в ПО MBAL.

Адаптация проводится по следующему сценарию [3–5]:

1. Для объектов с системой поддержания пластового давления (ППД).
 - 1.1. В случае, если накопленный объем воды недостаточен для поддержания пластового давления, в модель включается водонапорный горизонт и его свойства подбираются с допущением, что эффективная закачка на последнюю дату истории составляет 100 %.
 - 1.2. Дальнейшая адаптация (с водонапорным горизонтом или без него) проводится путем выделения опорных точек на профиле пластового давления и подбора эффективной закачки.
2. Для объектов без ППД.
 - 2.1. Для объектов без нагнетания воды адаптация проводится либо путем подбора начальных запасов (если расчетное сниже-

ние пластового давления было выше замеренного), либо путем подбора параметров водонапорного горизонта.

Качество адаптации модели проверяется с помощью имитационного расчета пластового давления на основе накопленной добычи и (замеренной или адаптированной) закачки [6]. По результатам расчета оцениваются характеристики вытеснения рассматриваемого участка по газу и по воде, оценивается прогнозная способность модели пласта. Ретроспективный расчет выполняется без учета моделей скважин, что позволяет оценить только погрешность модели пласта [7]. На рис. 1 представлены результаты ретроспективного расчета за период одного предпрогнозного месяца.

На рис. 1 представлены кросс-плоты по сравнению фактической и расчетной добычи нефти и газа, а также обводненности и газового фактора по скважинам за один месяц. На графиках отражены скважины с расхождением расчёта от факта меньше 10 % (синие точки) и больше 10 % (оранжевые точки), указан десятипроцентный коридор.

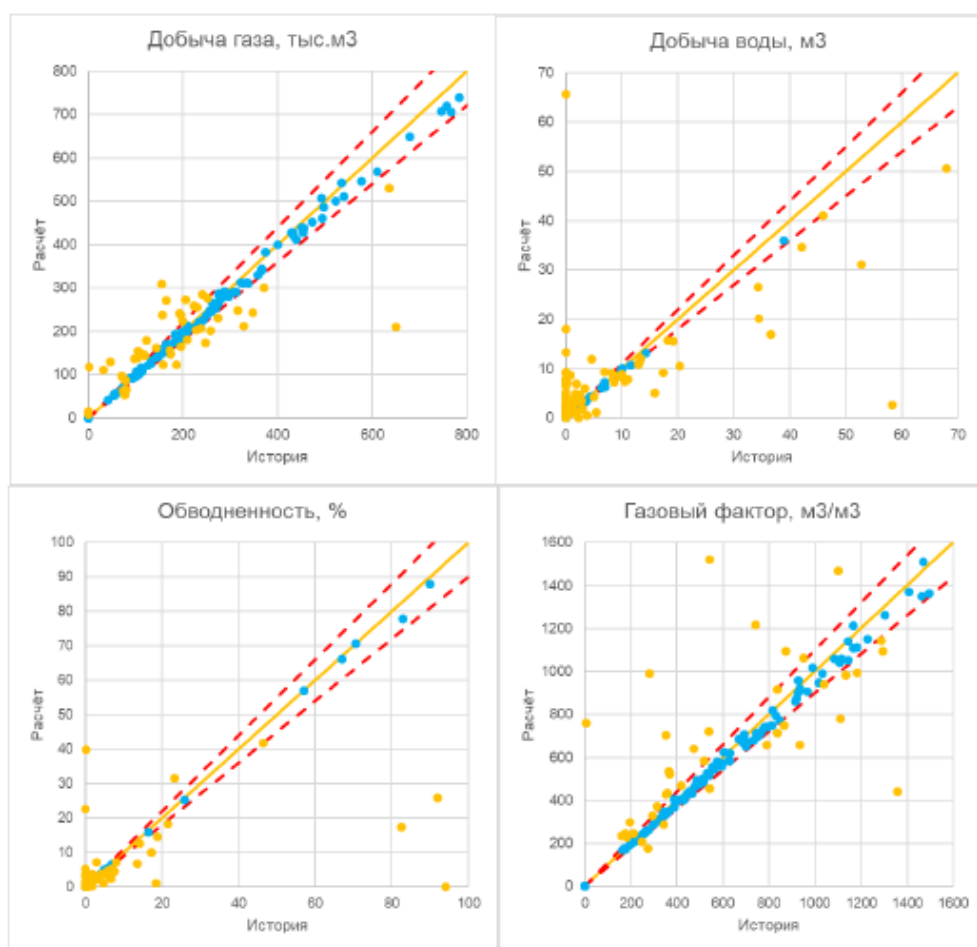


Рис. 1. Кросс-плот сравнения добычи газа и воды по скважинам за месяц

Fig. 1. Cross-plot comparing gas and water production by wells for a month

На последнем этапе адаптации модели подбираются кривые фазовой фильтрации отдельно для каждой добывающей скважины [8].

Для прогнозирования дальнейших отборов нефти, газа и воды необходимым действием является настройка фазовых проницаемостей по воде и газу по скважинам (fw, fg matching).

Необходимо, чтобы по каждой скважине линия проходила через наибольшее количество точек значений обводнённости/газового фактора на соответствующие им даты, в целом воспроизводя тренд [9].

Чтобы проверить правильность настройки создаются прогнозные скважины. В «Production prediction» следует выбрать «production profile per well model», в «options» выбрать «use fractional flow model» и «store history well results», что позволит использовать модель потока и накопленную добычу по скважинам. Старт прогноза – начало добычи, конец прогноза – последний месяц работы скважины.

Далее запускаем расчет прогноза – Run prediction.

Во вкладке «well results» значения обводнённости/газового фактора у исторической скважины должны примерно совпадать со значениями такой же прогнозной скважины, что отображается на графиках во вложении.

Настройка интегрированной модели заключается в последовательном выполнении ряда проверок качества интеграции моделей-компонентов [10]. Каждая следующая проверка задействует большее количество неопределённостей, что позволяет на каждом этапе устанавливать причины расхождений

между фактическими и расчётными параметрами, в случае их обнаружения, и упрощает процедуру донастройки моделей-компонентов. Производились следующие проверки:

- корректность передачи обводнённости из MBAL в GAP;
- «Model Validation»;
- расчёт «на срез»;
- прогнозный расчёт.

В интегрированной модели, состоящей только из скважин и трубопроводов, обводнённость напрямую из PROSPER в GAP. В этом случае нет необходимости выполнять проверку корректности передачи процента воды [11].

При подключении моделей пластов MBAL обводнённость в скважины в GAP передаётся на основе кривой обводнённости (зависимость доли добытой воды от водонасыщенности пласта; строится на основе истории работы скважин) (рис. 2).

Такие значения обводнённости могут отличаться от тех, на которые настраивались модели скважин в PROSPER. Поэтому было выполнено сравнение обводнённостей, приходящих из MBAL и заложенных в PROSPER [12]. В случае, если расхождение составляло более 5 %, выполнялась корректировка кривой обводнённости (изменение значений «End Point» или «Exponent» до тех пор, пока значение обводнённости не приблизится к факту в пределах 5 %). Выполненные корректировки значений необходимо отразить как в модели MBAL, так и в модели GAP.

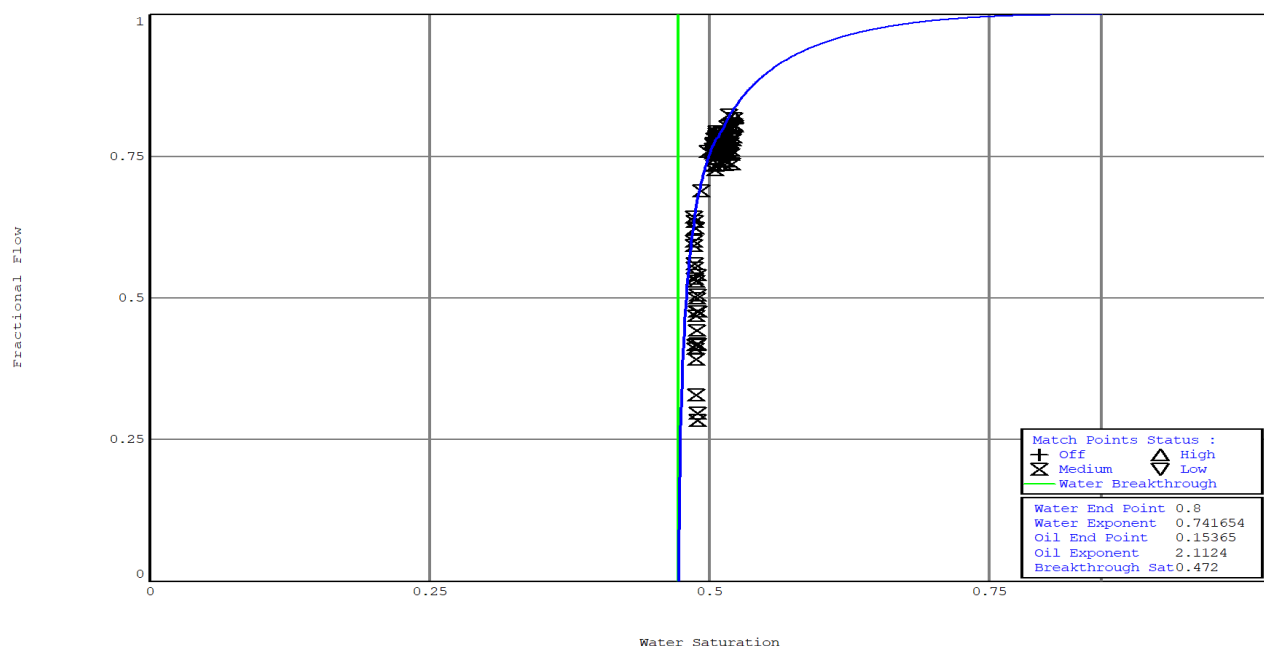


Рис. 2. Кривая обводнённости в MBAL

Fig. 2. Water cut curve in MBAL

В интегрированной модели в GAP для расчёта градиента давления по стволу скважин использовались таблицы VLP, представляющие собой таблицы зависимости забойного давления от дебита жидкости при различных параметрах. Использование таблиц вместо полноценного расчета модели скважин на каждом шаге расчета интегрированной модели позволяет увеличить скорость расчета и осуществить оптимизационные расчеты добычи [13].

Функционал «Model Validation», имеющийся в GAP, позволяет оценить корректность интеграции моделей пластов (индикаторные кривые IPR) с моделями скважин, представленными таблицами VLP. Для данной проверки было выполнено следующее:

- 1) открытие окна «Model Validation»;
- 2) занесение данных по буферным давлениям и дебитам жидкости. Для этого использовалась автоматическая загрузка данных из моделей скважин PROSPER (функция «Transfer latest Well Tests from associated PROSPER files»). Эта функция кроме буферных давлений и дебитов жидкости загружает пластовое давление, частоту установки электроцентробежного насоса, обводненность и газовый фактор (эти значения в процедуре «Model Validation» не использовались, т. к. впоследствии были заменены значениями из секций IPR и VLP моделей скважин в GAP);
- 3) занесение данных с вкладок IPR и VLP из моделей скважин в GAP. Для этого использовалась автоматическая загрузка данных (функция «Transfer Data FROM well VLP/IPR data»);
- 4) выполнение расчётов по каждой скважине (поиск пересечения между кривыми VLP и IPR) и сравнение результатов с фактическими данными;
- 5) анализ причин расхождений для тех скважин, где разница между расчётным и фактическим дебитами жидкости составила более 1 м³/сут. Причины могут быть следующие [14–16]:

- несоответствие внесённых данных по режиму работы скважин тем данным, которые были использованы для настройки моделей скважин. В этом случае указывались корректные данные и процедура расчёта и сравнения повторялась [17];
- ошибки при генерации кривых IPR или VLP. В этом случае проверялись корректность переноса данных из моделей MBAL и PROSPER в GAP, корректность данных для генерации кривых IPR и VLP, корректность параметра «IPR dP shift». Найденные неточности исправлялись, и процедура расчёта и сравнения повторялась.

Следующим этапом проверки был выполнен расчёт интегрированной модели «на срез». На этом этапе при расчёте добавляются модели системы

сбора и транспорта и системы ППД (система добычи и система нагнетания рассчитываются отдельно друг от друга) [18].

После выполнения расчёта был проанализирован лог расчёта на предмет ошибок и предупреждений.

Далее проводилось сравнение по дебитам жидкости и нефти суммарно и по скважинам, сравнение обводнённости, газового фактора и буферных давлений по каждой скважине [19]. Выгрузка результатов осуществлялась с помощью окна «Results».

После выполнения расчёта «на срез» и получения удовлетворительного результата по сходимости модель считается настроенной на дату актуализации [20].

Результаты

Следующим этапом проверки выполнялся прогнозный расчёт. На этом этапе при расчёте задействуются модели MBAL, позволяющие спрогнозировать изменение пластового давления в зависимости от накопленной добычи и закачки.

На интегрированной модели был выполнен прогнозный расчёт с даты актуализации с шагом 1 день. В GAP было занесено расписание изменений параметров работы скважин и оборудования, в случае производственной ситуации данный программный комплекс позволяет задать расписание запуска/остановок скважин в требуемые дни, а также внести данные о ремонтах скважин в исследуемый период.

По итогам прогнозного расчета и последующей сверки с фактом получили расхождение в пределах 5 % по уровню добычи за исследуемый период (рис. 3).

Единственное отклонение (выделено красным на рис. 3), которое было выявлено при сравнении с фактическим уровнем добычи, связано с внештатным отказом одного из двигателей газокompresсорной станции, что привело к остановке части фонда скважин для сохранения текущего процента утилизации попутного нефтяного газа на уровне бизнес-плана.

Также восходящий тренд от 09.02.2022 связан с выполнением оптимизационных мероприятий по скважинам, предложенным программным продуктом. В совокупности после реализации мероприятий был получен суммарный эффект в объеме 435 т нефти в сутки. Данный эффект был рассчитан с учетом ограничений по инфраструктуре, а также снижению дебитов по фонтанным скважинам ввиду роста линейных давлений по причине увеличения отборов. Более того, дальнейшее снижение по добыче, отраженное на рис. 3, обосновано естественным геологическим снижением, которое также рассчитывается автоматически.

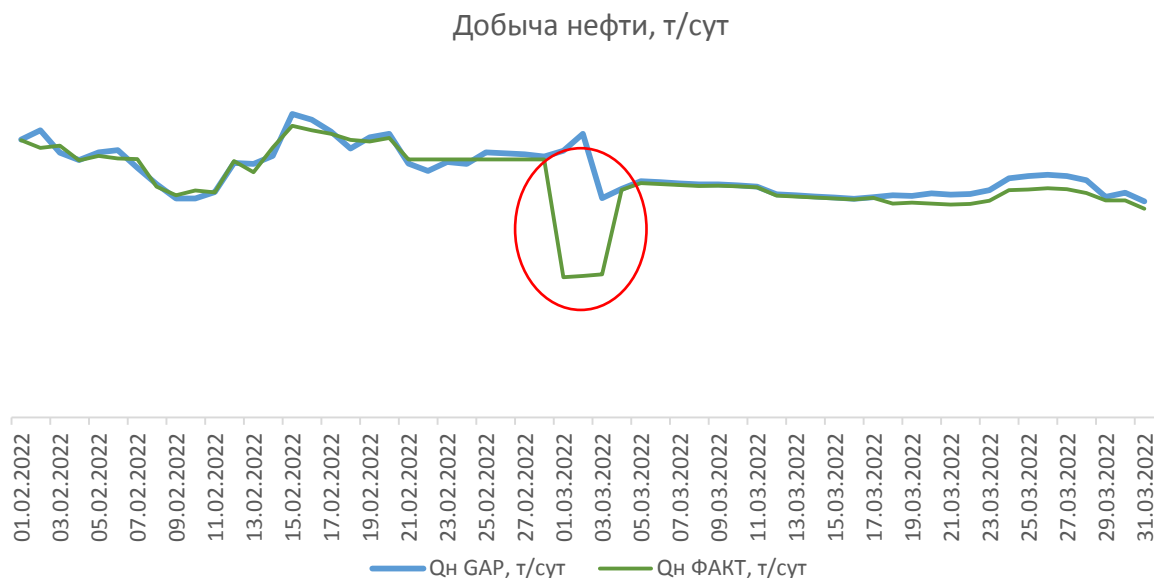


Рис. 3. Сравнение добычи нефти посуточно (GAP/ФАКТ)
Fig. 3. Daily oil production comparison (GAP/FACT)

Выводы

С помощью полученных результатов можно адаптировать компоненты интегрированной модели с точностью более 95 %, что позволяет симулировать режим работы месторождения. В результате анализа были выявлены критерии настройки, а также представлен минимальный необходимый набор параметров для качественной адаптации моделей пласта и инфраструктуры. Также доказана эффективность и точность расчетов посредством сравнения фактических данных о режимах работы с синтетическими. На основании проделанной работы мож-

но сделать вывод о том, что интегрированная модель демонстрирует нам высокое сходжение с реальными данными, что позволяет выбрать наиболее оптимальный режим разработки месторождения. Кроме того, был проведен оптимизационный расчет в целях получения дополнительной добычи нефти с использованием предложенного решения (с суммарным эффектом в 435 т нефти в сутки), а также рассчитан прогноз по добыче нефти сроком на 90 дней, который в дальнейшем получил подтверждение при сравнении с фактическими данными.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли / Е.В. Филиппов, Г.Н. Чумаков, И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 4. – С. 386–400.
2. Особенности разработки месторождений высоковязкой нефти в условиях низкого пластового давления / А.Н. Иванов, М.М. Велиев, Э.М. Велиев, Л.С. Кулешова, Е.А. Удалова // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 8. – С. 50–52.
3. Повышев К.И., Вершинин С.А., Берниковская О.С. Комплексная модель «Пласт–Скважина–Инфраструктура» и ее возможности // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2016. – № 2. – С. 48–53.
4. Интегрированное моделирование-инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р.Т. Апасов, И.Л. Чамеев, А.И. Варавва, О.С. Верниковская, А.Р. Ильясов, В.И. Вирт // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 12. – С. 46–49.
5. Яночкин С.В., Рычков А.Ф. Интегрированное моделирование. Опыт реализации пилотных проектов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 29–30.
6. Проблемы расчетов промысловых систем сбора и транспорта добываемой продукции месторождений высоковязкой нефти / М.М. Велиев, А.Н. Иванов, А.Г. Ахмадеев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 10. – С. 108–111.
7. Интегрированное моделирование как инструмент, повышающий эффективность разработки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения / Е.В. Богданов, И.Л. Чамеев, Д.А. Решетников, И.В. Перевозкин, А.В. Ткачук, А.Н. Шорохов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 12. – С. 52–55.
8. Рычков А.Ф., Кадыков И.А. Построение интегрированных моделей месторождений с высокопродуктивными скважинами, в условиях малых значений депрессий на пласт на примере Памятно-Сасовского месторождения // Сб. статей VII Конференции молодых ученых и специалистов Головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – М., 2018. – С. 664–673.
9. Bandilla K.W., Guo B., Celia M.A. Applicability of vertically integrated models for carbon storage modeling in structured heterogeneous domains // Energy Procedia. – 2017. – Vol. 114. – P. 3312–3321.
10. Towards the development of an integrated modelling framework underpinned by mineralogy / S. Ntlhabane, M. Becker, E. Charikinya, M. Voight, R. Schouwstra, D. Bradshaw // Minerals Engineering. – 2018. – Vol. 116. – P. 123–131.

11. Создание и эксплуатация интегрированной модели, учитывающей особенности газоконденсатной залежи / В.Г. Зипир, А.Г. Менгалиев, А.Г. Рясный, М.Н. Курбатова, О.М. Рудая // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 159–168.
12. Liu C., Li Y., Xu M. An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 175. – P. 852–867.
13. An integrated model for asphaltene deposition in wellbores/pipelines above bubble pressures / Q. Guan, A. Goharzadeh, J. Chai, F.M. Vargas, S.L. Biswal, W.G. Chapman, M. Zhang, Y.F. Yap // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – Vol. 169. – P. 353–373.
14. An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems / B.C. Erdener, K.A. Pambour, R.B. Lavin, B. Dengiz // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Vol. 61. – P. 410–420.
15. Integrated field operation and optimization / S.D. Rahmawati, C. Whitson, B. Foss, A. Kuntadi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2012. – Vol. 81. – P. 161–170.
16. Margaret A.W. Modelling and forecasting the supply of oil and gas: a survey of existing approaches // Journal of Resources and Energy. – 1992. – Vol. 14. – P. 287–309.
17. Aydin G. Production modeling in the oil and natural gas industry: an application of trend analysis // Journal of Petroleum Science and Technology. – 2014. – Vol. 32. – P. 555–564.
18. Оптимизация параметров неорганического агента управления профилем на основе силиката натрия для эффективного вытеснения нефти из коллекторов с высокой минерализацией / Нажису, В.И. Ерофеев, Сянго Лу, Чжунъюань Тянь, Лидонг Чжан // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 11. – С. 59–68.
19. Технология бинарных смесей как современный комплексный метод увеличения нефтеотдачи для разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири / Р.Н. Коротков, А.А. Коновалов, Д.М. Овчаренко, В.И. Ерофеев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 9. – С. 146–153.
20. Китов Е.С., Ерофеев В.И., Джалилова С.Н. Анализ технологий промысловой подготовки природного газа // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 31–38.

Информация об авторах

Роман Николаевич Коротков, аспирант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. klimatqwf@gmail.com; <http://orcid.org/0009-0000-5118-9198>

Диана Маратовна Овчаренко, магистрант отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. dmo44@tpu.ru; <http://orcid.org/0009-0009-5799-2972>

Владимир Иванович Ерофеев, доктор технических наук, профессор отделения нефтегазового дела Школы природных ресурсов Национального исследовательского Томского политехнического университета, Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30. erofeevvi@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0001-5153-887X>

Поступила в редакцию: 02.10.2023

Поступила после рецензирования: 18.10.2023

Принята к публикации: 17.01.2024

REFERENCES

1. Filippov E.V., Chumakov G.N., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Application of integrated modeling in the oil and gas industry. *Nedropolzovanie*, 2020, vol. 20, no. 4, pp. 386–400. (In Russ.)
2. Ivanov A.N., Veliev M.M., Veliev E.M., Kuleshova L.S., Udalovala E.A. Features of the development of high-viscosity oil fields under conditions of low reservoir pressure. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2021, no. 8, pp. 50–52. (In Russ.)
3. Povyshev K.I., Vershinin S.A., Bernikovskaya O.S. Integrated model "reservoir–well–infrastructure" and its capabilities. *PRONEFT. Professionalno o nefti*, 2016, no. 2, pp. 48–53. (In Russ.)
4. Apasov R.T., Chameev I.L., Varavva A.I., Vernikovskaya O.S., Ilyasov A.R., Virt V.I. Integrated modeling as a tool for improving the quality of design solutions for the development of oil rims of multilayer oil and gas condensate fields. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2018, no. 12, pp. 46–49. (In Russ.)
5. Yanochkin S.V., Rychkov A.F. Integrated modeling. Experience in implementing pilot projects. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2018, no. 12, pp. 29–30. (In Russ.)
6. Veliev M.M., Ivanov A.N., Akhmadeev A.G. Problems of calculations of field systems for collecting and transporting produced products from high-viscosity oil fields. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2021, no. 10, pp. 108–111. (In Russ.)
7. Bogdanov E.V., Chameev I.L., Reshetnikov D.A., Perevozkin I.V., Tkachuk A.V., Shorokhov A.N. Integrated modeling as a tool that increases the efficiency of the development of a multilayer oil and gas condensate field. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2019, no. 12, pp. 52–55. (In Russ.)
8. Rychkov A.F., Kadykov I.A. Building integrated models of fields with highly productive wells under conditions of low reservoir pressure drawdowns on the example of the Pamyatno-Sasovskoe field. *Proc. of the VII Conference of Young Scientists and Specialists of the Head Office of OOO LUKOIL-Engineering*. Moscow, 2018, pp. 664–673 (In Russ.).
9. Bandilla K.W., Guo B., Celia M.A. Applicability of vertically integrated models for carbon storage modeling in structured heterogeneous domains. *Energy Procedia*, 2017, no. 114, pp. 3312–3321.

10. Ntlhabane S., Becker M., Charikinya E., Voight M., Schouwstra R., Bradshaw D. Towards the development of an integrated modelling framework underpinned by mineralogy. *Minerals Engineering*, 2018, no. 116, pp. 123–131.
11. Zipir V.G., Mengaliev A.G., Rysny A.G., Kurbatova M.N., Rudaya O.M. Creation and exploration of the integrated model, taking into account the features of the gas condensate deposit. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 159–168. (In Russ.)
12. Liu C., Li Y., Xu M. An integrated detection and location model for leakages in liquid pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, no. 175, pp. 852–867.
13. Guan Q., Goharzadeh A., Chai J., Vargas F.M., Biswal S.L., Chapman W.G., Zhang M., Yap Y.F. An integrated model for asphaltene deposition in wellbores/pipelines above bubble pressures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, no. 169, pp. 353–373.
14. Erdener B.C., Pambour K.A., Lavin R.B., Dengiz B. An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, no. 61, pp. 410–420.
15. Rahmawati S.D., Whitson C., Foss B., Kuntadi A. Integrated field operation and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, no. 81, pp. 161–170.
16. Margaret A.W. Modelling and forecasting the supply of oil and gas: a survey of existing approaches. *Journal of Resources and Energy*, 1992, vol. 14, pp. 287–309.
17. Aydin G. Production modeling in the oil and natural gas industry: an application of trend analysis. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 2014, no. 32, pp. 555–564.
18. Nazhisu, Erofeev V.I., Lu Syango, Tyan Chzhunyuanyuan, Chzhan Lidong. Optimization of the parameters of an inorganic sodium silicate profile control agent for efficient oil displacement from reservoirs with high salinity. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 11, pp. 59–68. (In Russ.)
19. Korotkov R.N., Kononov D.M., Ovcharenko D.M., Erofeev V.I. Binary mixture technology as a modern complex method of increasing oil recovery for the development of hard-to-recover reserves in the fields of Western Siberia. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 9, pp. 146–153. (In Russ.)
20. Kitov E.S., Erofeev V.I., Dzhalilova S.N. Analysis of technologies for field treatment of natural gas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 31–38. (In Russ.)

Information about the authors

Roman N. Korotkov, Postgraduate Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. klimatqwf@gmail.com; <http://orcid.org/0009-0000-5118-9198>

Diana M. Ovcharenko, Master Student, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. dmo4@tpu.ru; <http://orcid.org/0009-0009-5799-2972>

Vladimir I. Erofeev, Dr. Sc., Professor, National Research Tomsk Polytechnic University, 30, Lenin avenue, Tomsk, 634050, Russian Federation. erofeevvi@mail.ru; <http://orcid.org/0000-0001-5153-887X>

Received: 02.10.2023

Revised: 18.10.2023

Accepted: 17.01.2024