

2.8.4.
УДК 622.279.51
DOI:

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
10.37493/2308-4758.2023.3.6

Курин К.К.,
Загородских И.А.

Газпром ВНИИГАЗ,
г. Тюмень, Россия

ОПЫТ АДАПТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЫДИНСКОГО УЧАСТКА МЕДВЕЖЬЕГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Введение.

Адаптация многопластовой модели, в которой несколько пластов объединены в один объект и разрабатываются единой сеткой скважин, осложнена взаимным влиянием параметров (поровый объем, объем и интенсивность аквифера, проницаемость, продуктивность) на пластовое давление, распределение добычи с эксплуатируемых пластов, продвижение фронта пластовой воды. Корректировка любого из настраиваемых параметров одного пласта влечет за собой изменение контролируемых параметров всех связанных пластов.

Материалы и методы исследований.

Модель нижнемеловых газоконденсатных залежей Ныдинского участка Медвежьего месторождения – многопластовая. Объекты разработки состоят из 3-4 пластов. Каждый объект разрабатывается самостоятельной сеткой скважин. Каждая залежь является пласто-сводовой, обводнение происходит в латеральном направлении. Проведен анализ методом P/z , по результатам которого наблюдается действие водонапорного режима на 2 и 4 объекте разработки, что необходимо воспроизвести в модели. Также по данному методу можно косвенно судить о количестве дренируемых запасов.

Результаты исследований и их обсуждение.

Настраиваемыми параметрами при адаптации выступают: пластовое давление, фронт продвижения пластовой воды, профили добычи газа по каждой скважине. Настройка начального профиля притока воспроизводится по результатам первичного ГИС. Соответствие профилей притока дальнейших ГИС должно обеспечиваться правильным распределением начальных запасов газа по пластам внутри эксплуатационного объекта. Далее, сохраняя баланс профиля притока, производится настройка пластового давления и фронта продвижения воды посредством итерационного изменения объема и интенсивности аквифера и порового объема.

Выводы.

Алгоритм адаптации многопластовой модели, в которой несколько пластов разрабатываются единой сеткой скважин, должен начинаться с адаптации профиля притока на начальную дату. Дальнейшее перераспределение профиля добычи должно происходить итерационно за счет баланса запасов залежей, объема и интенсивности водоносного горизонта, учитывая при этом фронт продвижения пластовых вод по результатам наблюдений на фонде скважин. Настройка профиля притока за счет изменения kh не рекомендуется, так как изменение профиля притока с течением времени чаще всего не является функцией от kh . При этом следует учитывать взаимовлияние вышеуказанных параметров одного пласта на все остальные пласты внутри эксплуатационного объекта.

Ключевые слова:

адаптация гидродинамической модели, многопластовый объект, единая сетка скважин, пластовое давление, аквифер, профиль притока

Kurin K.K.,
Zagorodskih I.A. Gazprom VNIIGAZ,
Tyumen, Russia

An Experiment in History Matching of the Multi-Reservoir Hydrodynamic Model of the Nydinsky Section of the Medvezhye Field

Introduction. History matching of a multi-layer model, where several layers are combined into one object and developed using a unified well grid, is complicated by the mutual influence of parameters (porosity, aquifer volume and intensity, permeability, productivity) on reservoir pressure, balance of production from the producing layers, and advancement of the water front. A change in any of the adjustable parameters of one layer entails a change in the controlled parameters of all interconnected layers.

Materials and research methods. The model of the Lower Cretaceous gas condensate deposits of the Nydinsky section of the Medvezhye deposit is a multi-layer one. The development objects consist of 3-4 layers. Each object is developed by an independent grid of wells. Each deposit is layer-uplifted, flooding occurs in the lateral direction. The analysis by the P/z method was carried out, according to the results of which the effect of the water pressure regime on the 2nd and 4th development site is observed, which must be reproduced in the model. Also, this method can indirectly indicate the amount of drained reserves.

Research results and their discussion. The configurable parameters for history matching are: reservoir pressure, the front of the reservoir water advance, gas production profiles for each well based on the PGI using a flow meter. The setting of the initial inflow profile is reproduced based on the results of the primary GIS. The correspondence of the inflow profiles of further GIS should be ensured by the correct distribution of the initial gas reserves across the layers inside the operational facility. Further, while maintaining the balance of the inflow profile, the formation pressure and the water advance front are adjusted by iteratively changing the volume and intensity of the aquifer and the pore volume.

Conclusions. The algorithm for history matching of a multi-layer model, in which several layers are developed by a single grid of wells, should begin with adapting the inflow profile to the initial date. Further redistribution of the production profile should occur iteratively due to the balance of reserves of deposits, volume and intensity of the aquifer, while taking into account the front of the advance of reservoir waters based on the results of observations on the well stock. Adjusting the inflow profile by changing kh is not recommended, since changing the inflow profile over time is most often not the function of kh. At the same time, it is necessary to take into account the mutual influence of the above parameters of one formation on all other layers inside the operational facility.

Keywords: history matching of reservoir simulation, multi-layer object, unified grid of wells, reservoir pressure, aquifer, inflow profile

Введение

С развитием программного обеспечения и мощностей вычислительной техники гидродинамическое моделирование приобретает все более важное значение в разработке месторождений. Наиболее трудоемким этапом является адаптация модели на исторические данные. Настроенная с достаточной степенью точности на историю разработки гидродинамическая модель служит надежным инструментом для расчета прогнозных показателей разработки месторождения.

Настройка (адаптация) многопластовой модели, в которой несколько пластов объединены в один объект и разрабатываются единой сеткой скважин, осложнена взаимным влиянием параметров (порový объем, объем и интенсивность аквифера, проницаемость, продуктивность) на пластовое давление, распределение добычи с эксплуатируемых пластов, продвижение фронта пластовой воды. Корректировка любого из настраиваемых параметров одного пласта влечет за собой изменение контролируемых параметров всех связанных пластов. Это связано как с перераспределением добычи с пластов, так и с изменением режимов работы залежей.

Материалы и методы исследований

На рисунке 1 представлена модель нижнемеловых газоконденсатных залежей Ныдинского участка Медвежьего месторождения, которая является многопластовой. Объекты разработки состоят из 3–4 пластов. Каждый объект разрабатывается самостоятельной сеткой скважин. Каждая залежь является пластово-сводовой, обводнение происходит в латеральном направлении.

Принцип материального баланса и моделирование необходимо рассматривать как два дополняющих друг друга способа описания поведения месторождений. Первый метод подходит для воспроизведения истории поведения пласта, что позволяет строить и адаптировать численную модель «к прошлому» и затем проводить расчеты «в будущее» с целью дальнейшего прогнозирования явлений, протекающих в пласте [1–6].

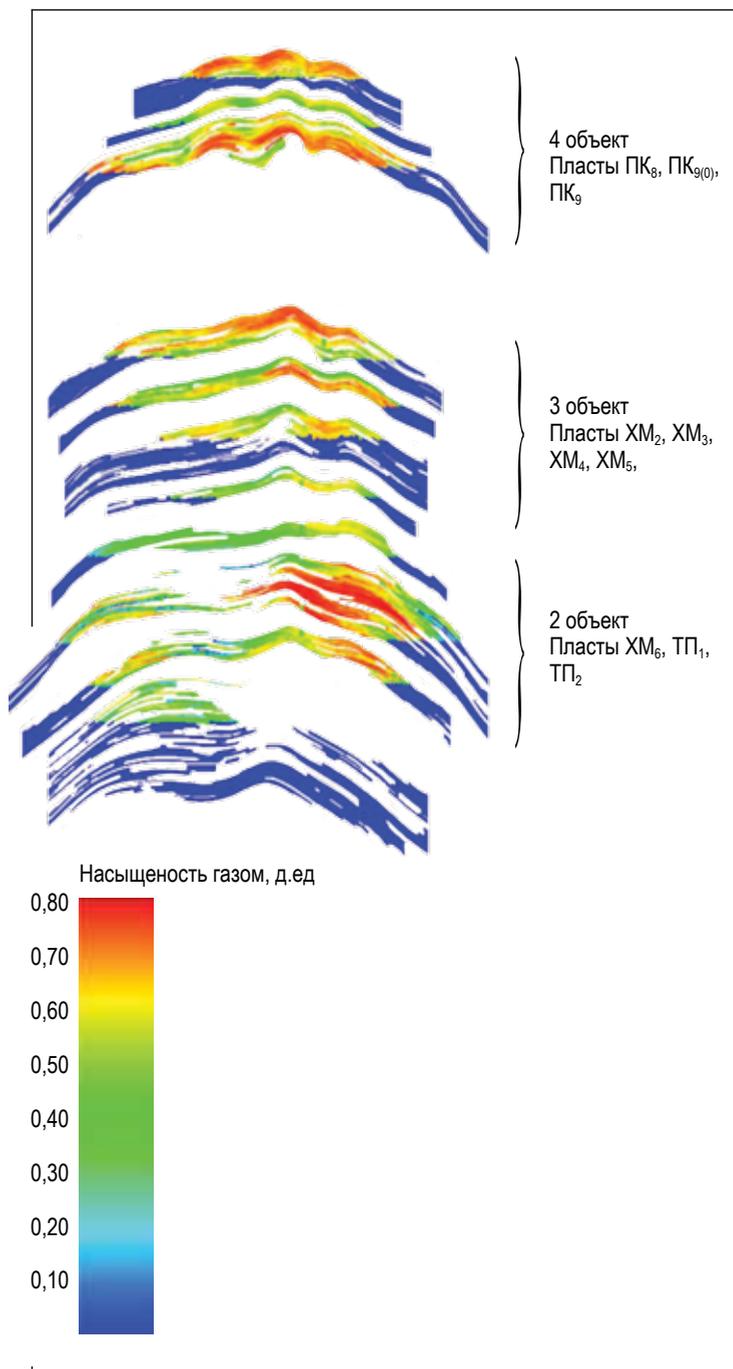


Рис. 1.

Разрез куба газонасыщенности с севера на юг на начальное состояние модели.

Fig. 1. Section of the gas saturation cube from north to south on the initial state of the reservoir simulation.

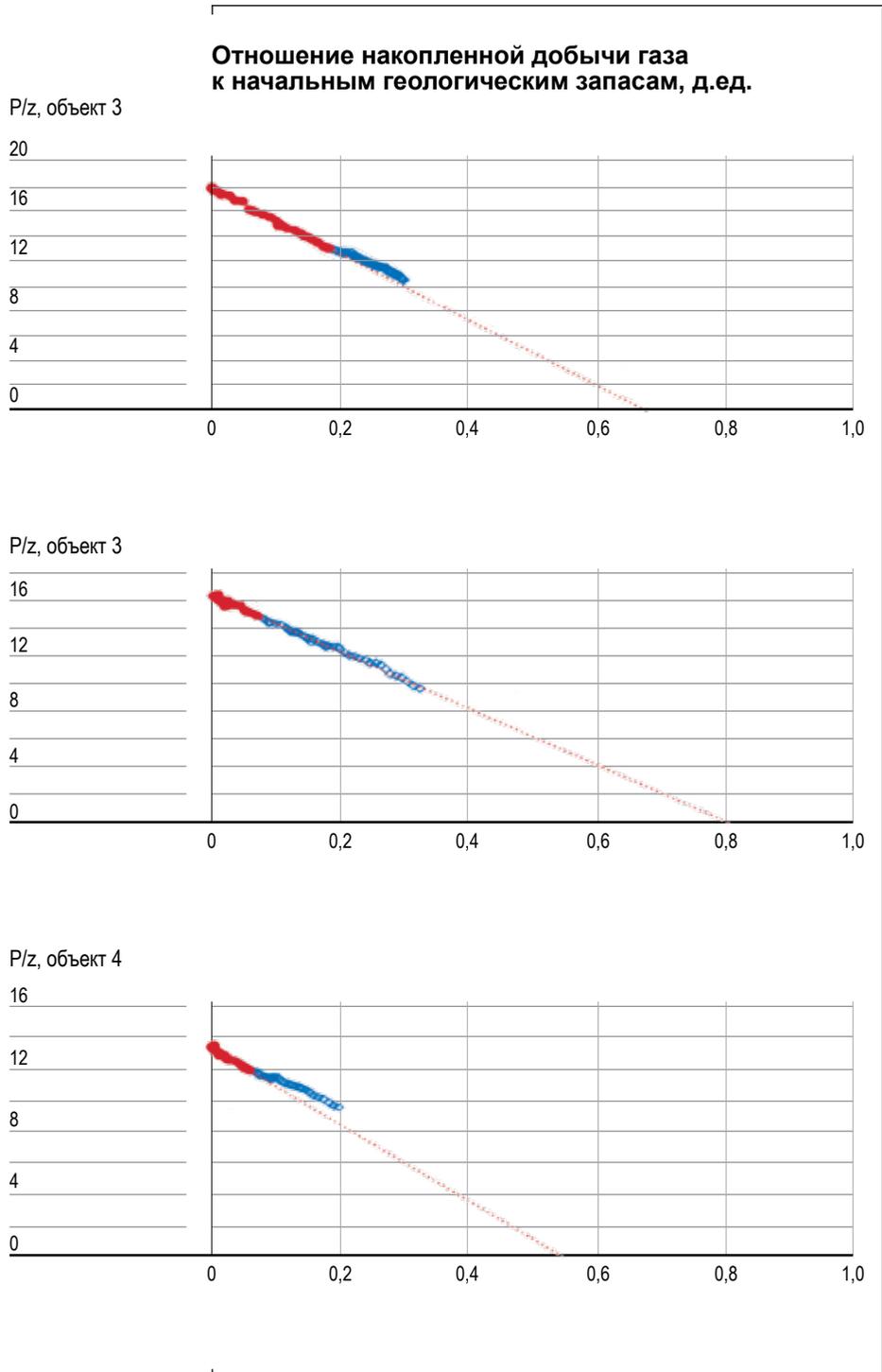


Рис. 2.

Графики метода P/z для объектов разработки.

Fig. 2. Graphs of the P/z method for development objects.

На рисунке 2 представлены графики метода P/z , построенные по фактическим данным. По результатам анализа графиков наблюдается действие водонапорного режима на 2 и 4 объекте разработки, что необходимо воспроизвести в модели, а именно продвижение пластовых вод к галерее эксплуатационных скважин. Также по данному методу можно косвенно судить о количестве дренируемых запасов [8].

На рисунке 3 представлены значения замеренного пластового давления скважин 4 ЭО. При замере пластового давления на скважине, работающей на многопластовый объект, определяется значение, на которое оказывают влияние все перфорированные пласты. Пластовое давление каждой залежи может отличаться в большую или меньшую сторону от этого значения. Если на данном объекте есть скважины, на которых были ВИР, и теперь они работают только на один пласт, то такие скважины могут являться «маркерами» пластового давления данной залежи [7].

На 4 объекте такими скважинами являются 10403, 10405, 10406 – работающие после ВИР только на пласт ПК₉. Данные скважины имеют самое низкое значение замеренного пластового давления, что свидетельствует о том, что на пласте ПК₉ самое низкое пластовое давление на 4 ЭО.

На скважинах 10407 и 10408 основным работающим пластом, согласно ПГИ с использованием расходомера, на начальный период разработки был пласт ПК₉. В процессе разработки объекта профиль притока поменялся так, что основным работающим пластом данных скважин стал ПК₈. Данные скважины имеют самое высокое значение замеренного пластового давления, что свидетельствует о том, что на пласте ПК₈ самое высокое пластовое давление на 4 ЭО. Кроме того, по результатам ГИС пласт ПК₈ полностью обводнился в зоне многих скважин. В совокупности с информацией о пластовом давлении, можно сделать вывод о высокой интенсивности действия законтурного водоносного горизонта на пласте ПК₈, а также о скором полном обводнении данного пласта.

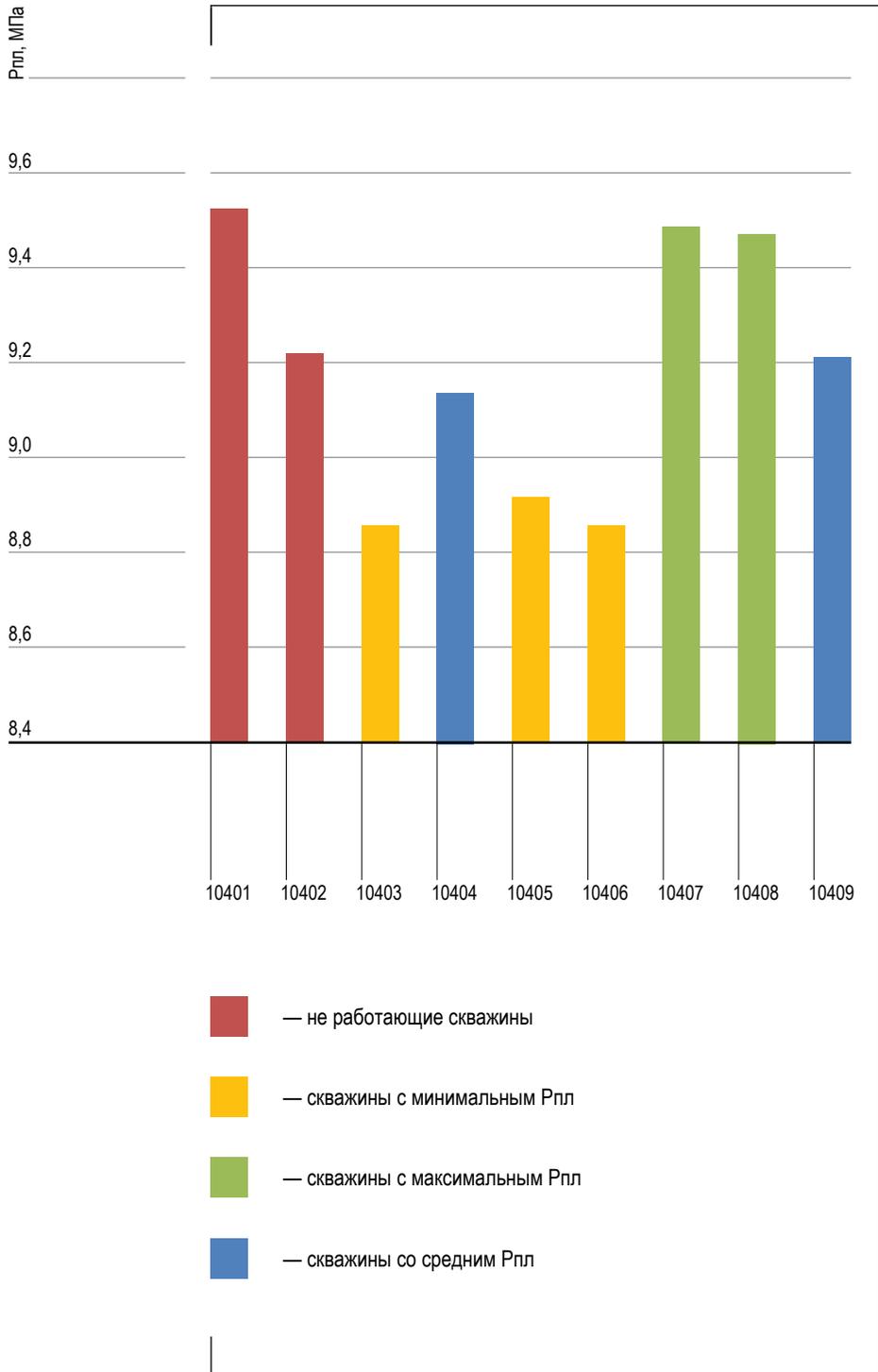


Рис. 3.

Фактическое пластовое давление скважин 4 ЭО.

Fig. 3. Actual reservoir pressure of wells 4 EO.

Результаты исследований и их обсуждение

Настраиваемыми параметрами при адаптации выступают: пластовое давление, фронт продвижения пластовой воды, профили добычи газа по каждой скважине на основании ПГИ с использованием расходомера.

Настройка начального профиля притока воспроизводится по результатам первичного ГИС. Методом настройки первичных ГИС выступает баланс kh по пластам, т.к. различие в начальных геологических запасах газа не оказывает существенного влияния на начальных этапах разработки многопластового объекта. Исключением может выступать изменение продуктивности интервалов с целью воспроизведения в модели различных ГТМ и эффектов внутри ствола скважины (например, снижение продуктивности нижних интервалов пластов вследствие накопления жидкости на забое). Соответствие профилей притока дальнейших ГИС должно обеспечиваться не изменяемым с течением времени kh , а правильным распределением начальных запасов газа по пластам внутри эксплуатационного объекта. Далее, сохраняя баланс профиля притока, производится настройка пластового давления и фронта продвижения воды посредством итерационного изменения объема и интенсивности аквифера и порового объема. Алгоритм адаптации многопластовой модели представлен на рисунке 4.

Для наглядности ниже приведены примеры отклика контролируемых параметров на изменение настраиваемых параметров.

Были рассчитаны 7 вариантов:

1. Настроенный на историю разработки
2. Увеличена продуктивность пласта ПК₈ в 2 раза по сравнению с 1 вариантом
3. Уменьшена продуктивность пласта ПК₈ в 2 раза по сравнению с 1 вариантом
4. Увеличен поровый объем пласта ПК₈ на 10% по сравнению с 1 вариантом
5. Уменьшен поровый объем пласта ПК₈ на 10% по сравнению с 1 вариантом

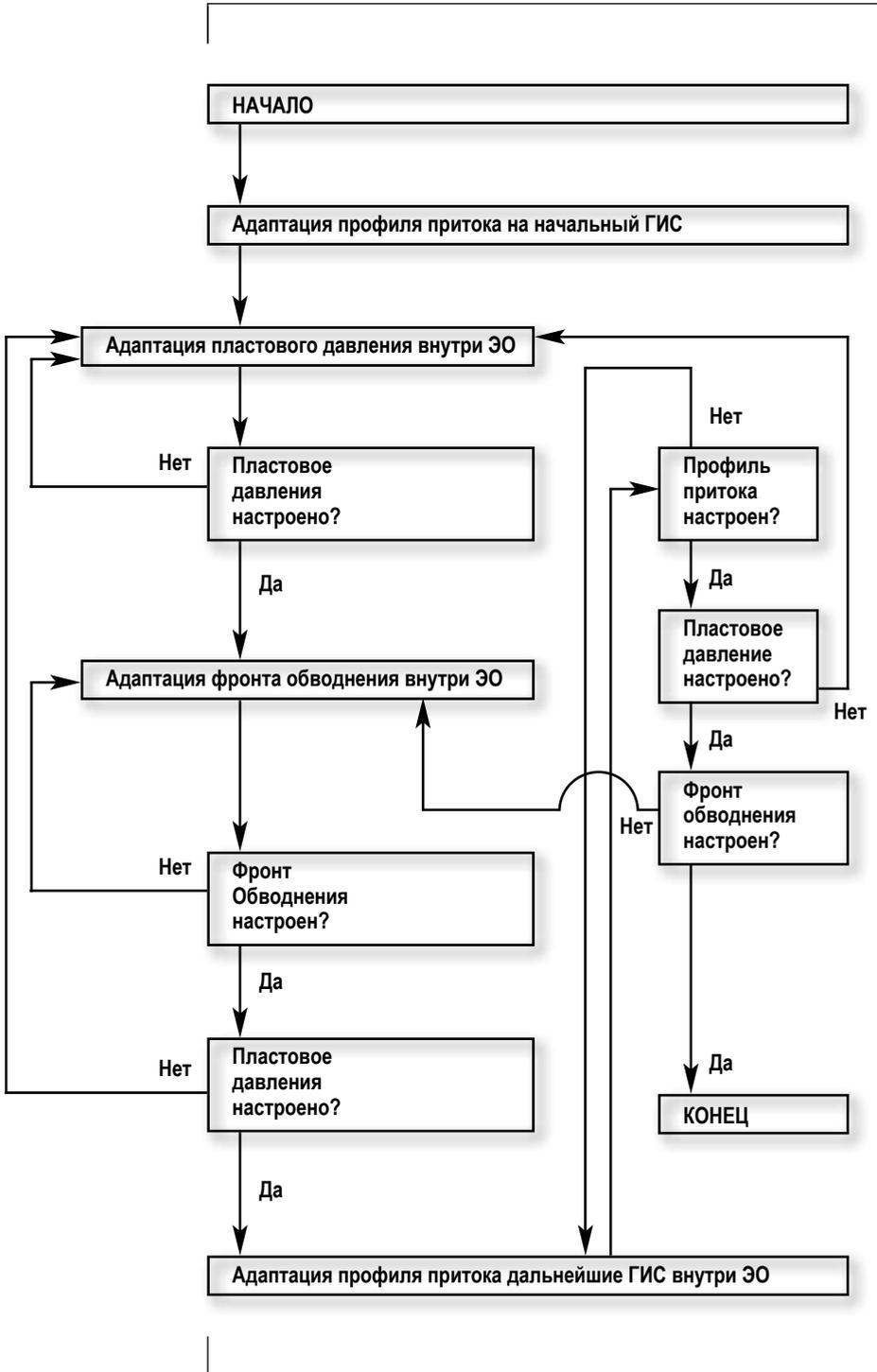


Рис. 4.

Алгоритм адаптации многопластовой модели.

Fig. 4. Multi-layer reservoir simulation history matching algorithm.

6. Увеличен объем аквифера пласта ПК₈ в 10 раз по сравнению с 1 вариантом
7. Уменьшен объем аквифера пласта ПК₈ в 10 раз по сравнению с 1 вариантом

Увеличение продуктивности пласта ПК₈ приводит к увеличению отборов данной скважины с этого пласта (рис. 6б), и, как следствие, более быстрому падению пластового давления (рис. 5) в залежи и продвижению фронта воды (рис. 7б). Уменьшение продуктивности приводит к противоположным явлениям.

Уменьшение порового объема пласта ПК₈ приводит к ускорению темпа снижения давления в этом пласте (рис. 8) и доли добычи с этого пласта (рис. 9б), а также более быстрому продвижению фронта воды (рис. 10б). Увеличение порового объема приводит к противоположным явлениям.

Уменьшение объема аквифера пласта ПК₈ приводит к ускорению темпа снижения давления в этом пласте (рисунок 11) и доли добычи с этого пласта (рисунок 12б), а также к замедлению темпа продвижения фронта воды (рисунок 13б). Увеличение объема аквифера приводит к противоположным явлениям.

Результаты расчетов показывают, что увеличение объема аквифера в 10 раз приводит к повышению пластового давления на 0,8 %. Столь низкое повышение величины $P_{пл}$ позволяет определить, что в настроенном варианте, относительно которого производилось варьирование, уже задан высокопродуктивный водоносный горизонт на пласте ПК₈, что не противоречит методу матбаланса P/z (рис. 2). Уменьшение объема аквифера в 10 раз приводит к снижению пластового давления на 13 % и снижению динамики внедрения в залежь законтурной воды, что приводит к смене режима работы залежи с упруго-водонапорного на газовый, что противоречит методу матбаланса P/z .

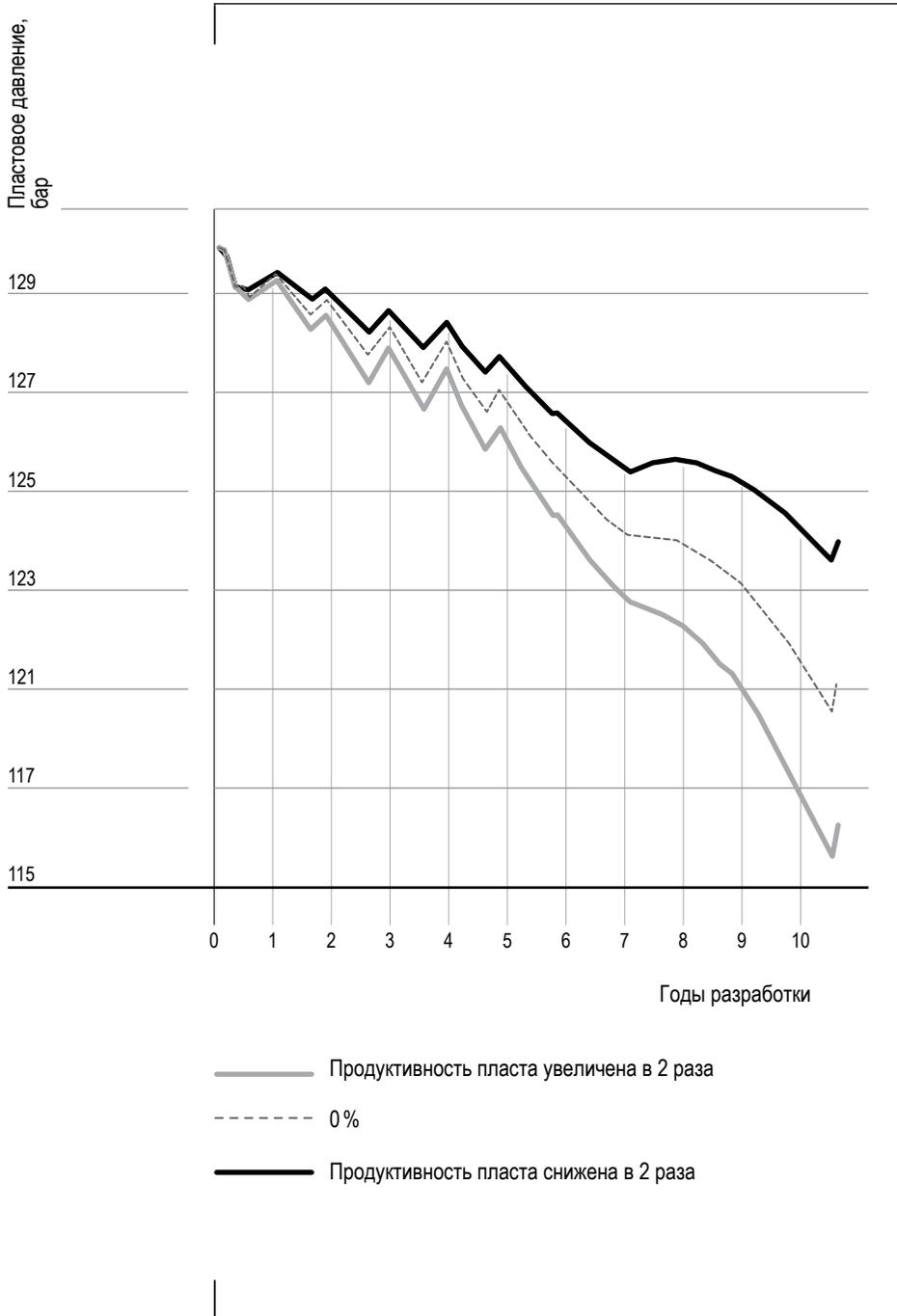


Рис. 5.

Пример отклика давления на варьирование профиля притока пласта ПК₈.

Fig. 5. Example of the pressure response to the variation of the inflow profile of the PK8 formation.

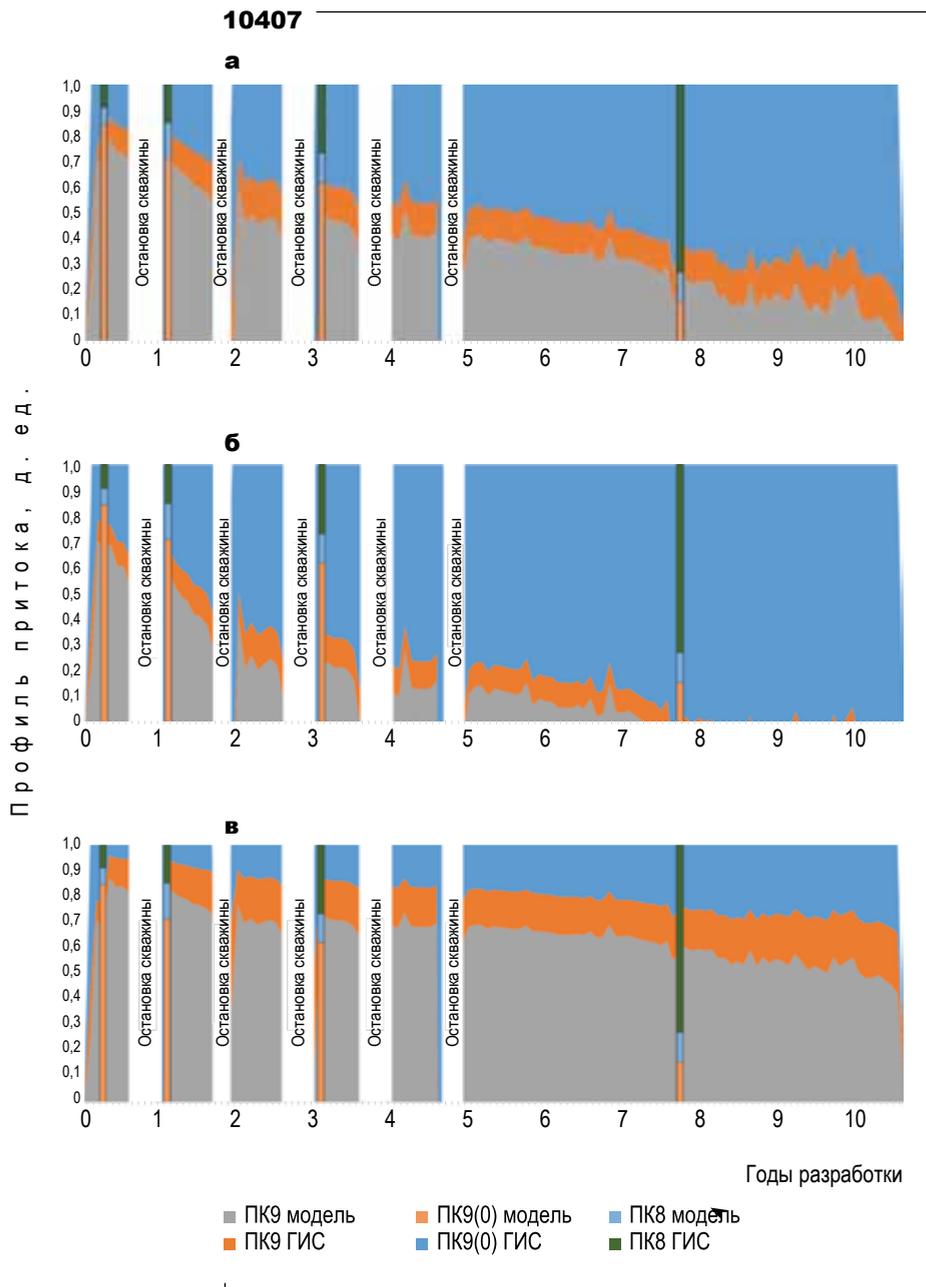


Рис. 6.

Пример отклика доли добычи газа с пласта на варьирование профиля притока пласта PK_8 (а – настроенная модель, б – продуктивность пласта PK_8 увеличена, в – продуктивность пласта PK_8 уменьшена).

Fig. 6. Example of the response of the share of gas production from the reservoir to the variation of the inflow profile of the PK_8 formation (a – tuned model, b – productivity of the PK_8 formation increased, c – productivity of the PK_8 formation decreased).

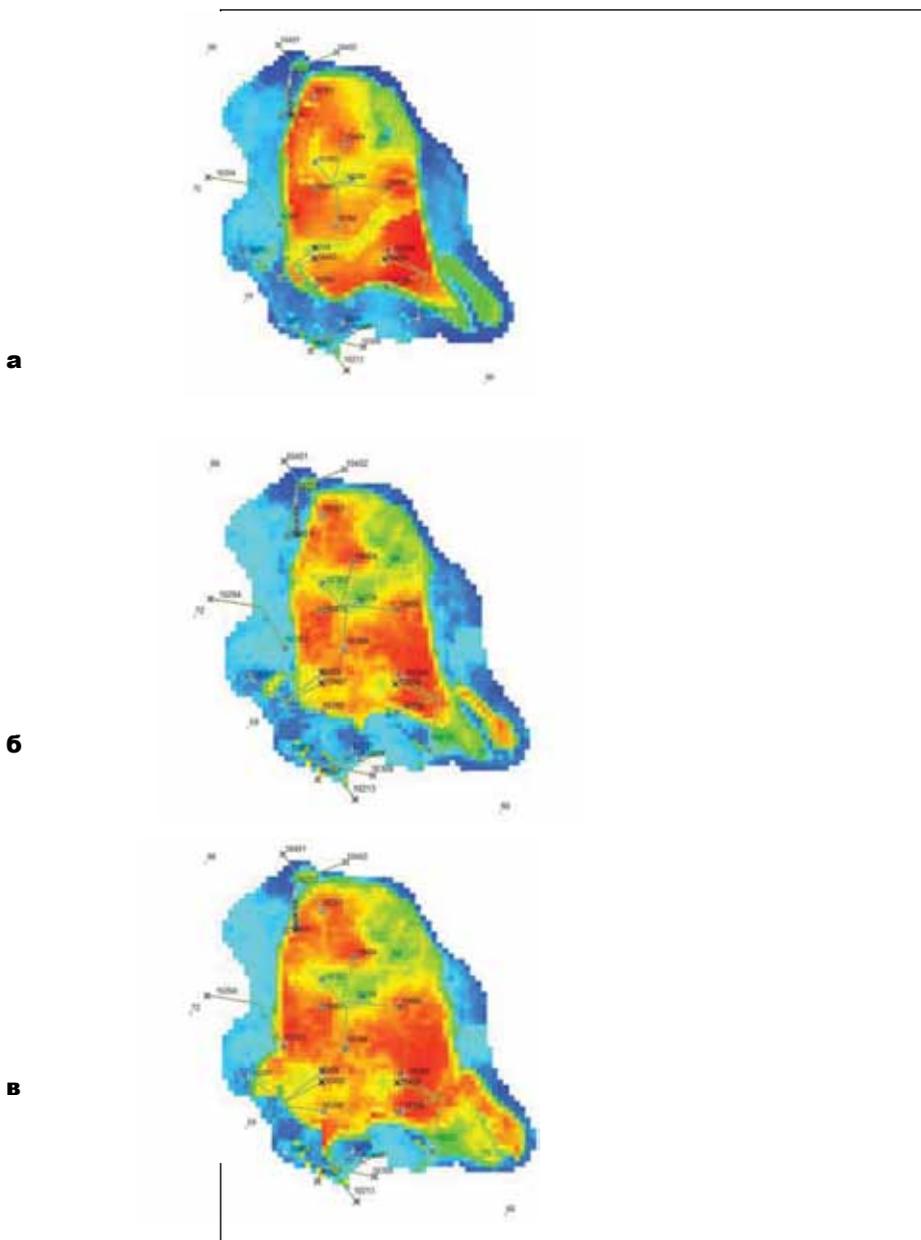


Рис. 7.

Пример отклика продвижения фронта воды на варьирование профиля притока пласта ПК₈ (а – настроенная модель, б – продуктивность пласта ПК₈ увеличена, в – продуктивность пласта ПК₈ уменьшена).

Fig. 7. Example of the response of the advance of the water front to the variation of the inflow profile of the PK₈ formation (a – tuned model, b – productivity of the PK₈ formation increased, c – productivity of the PK₈ formation decreased).

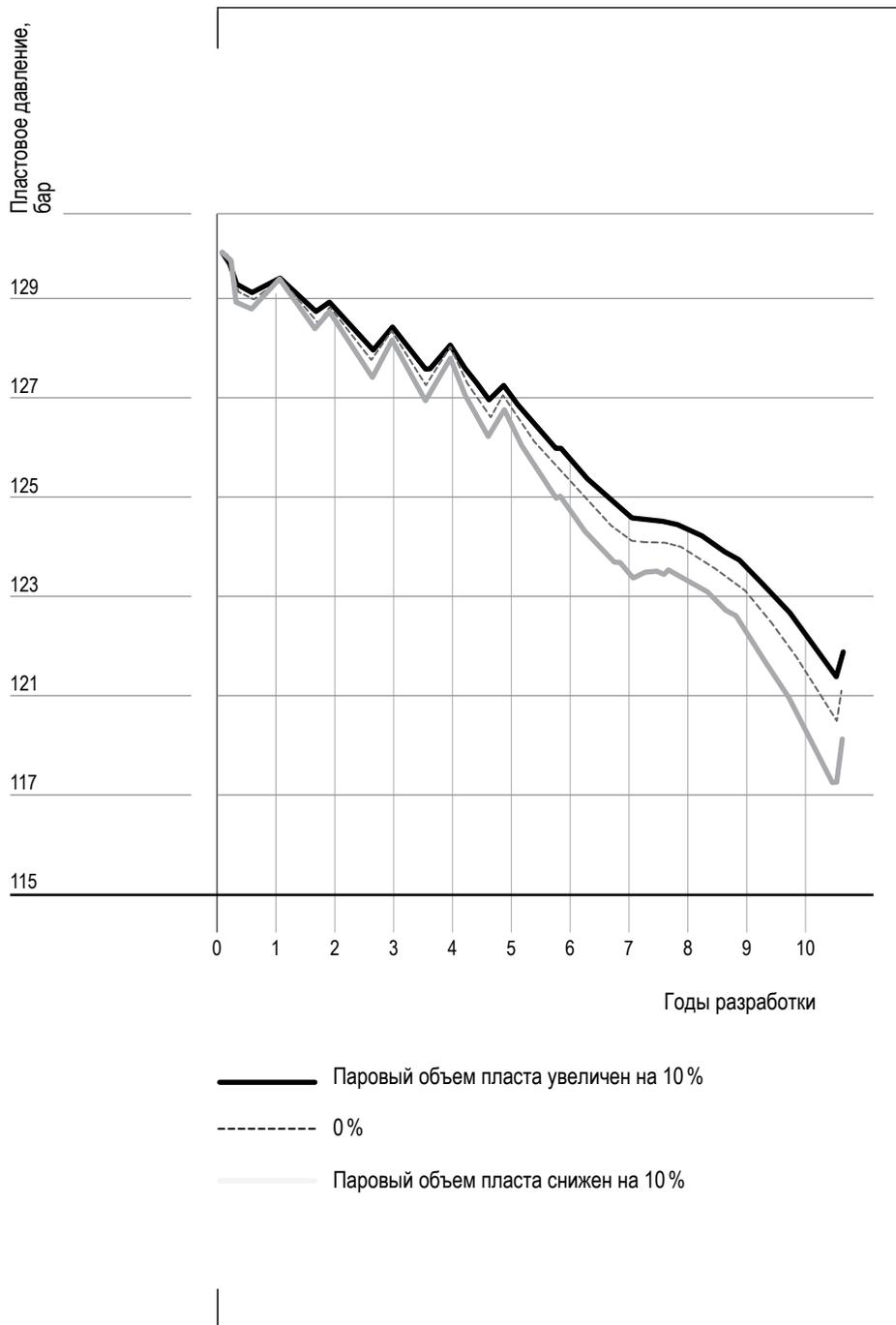


Рис. 8.

Пример отклика давления на варьирование порового объема пласта ПК₈.

Fig. 8. Example of the pressure response to the variation of the pore volume of the PK₈ formation.

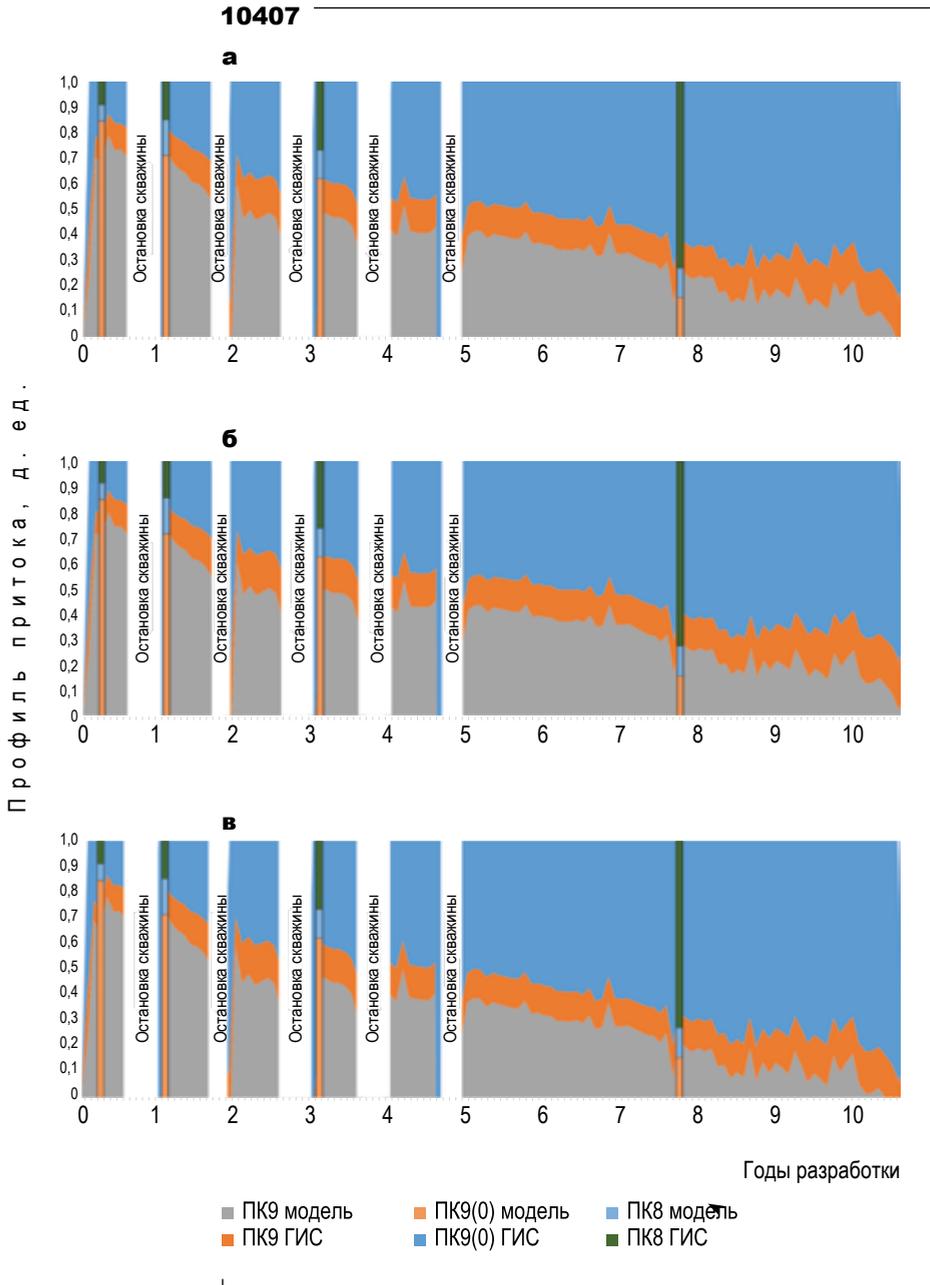


Рис. 9.

Пример отклика доли добычи газа с пласта на варьирование порового объема пласта PK₈ (а – настроенная модель, б – поровый объем пласта PK₈ уменьшен, в – поровый объем пласта PK₈ увеличен).

Fig. 9. Example of the response of the share of gas production from the reservoir to the variation of the pore volume of the PK₈ formation (a – tuned model, b – the pore volume of the PK₈ formation is reduced, c – the pore volume of the PK₈ formation is increased).

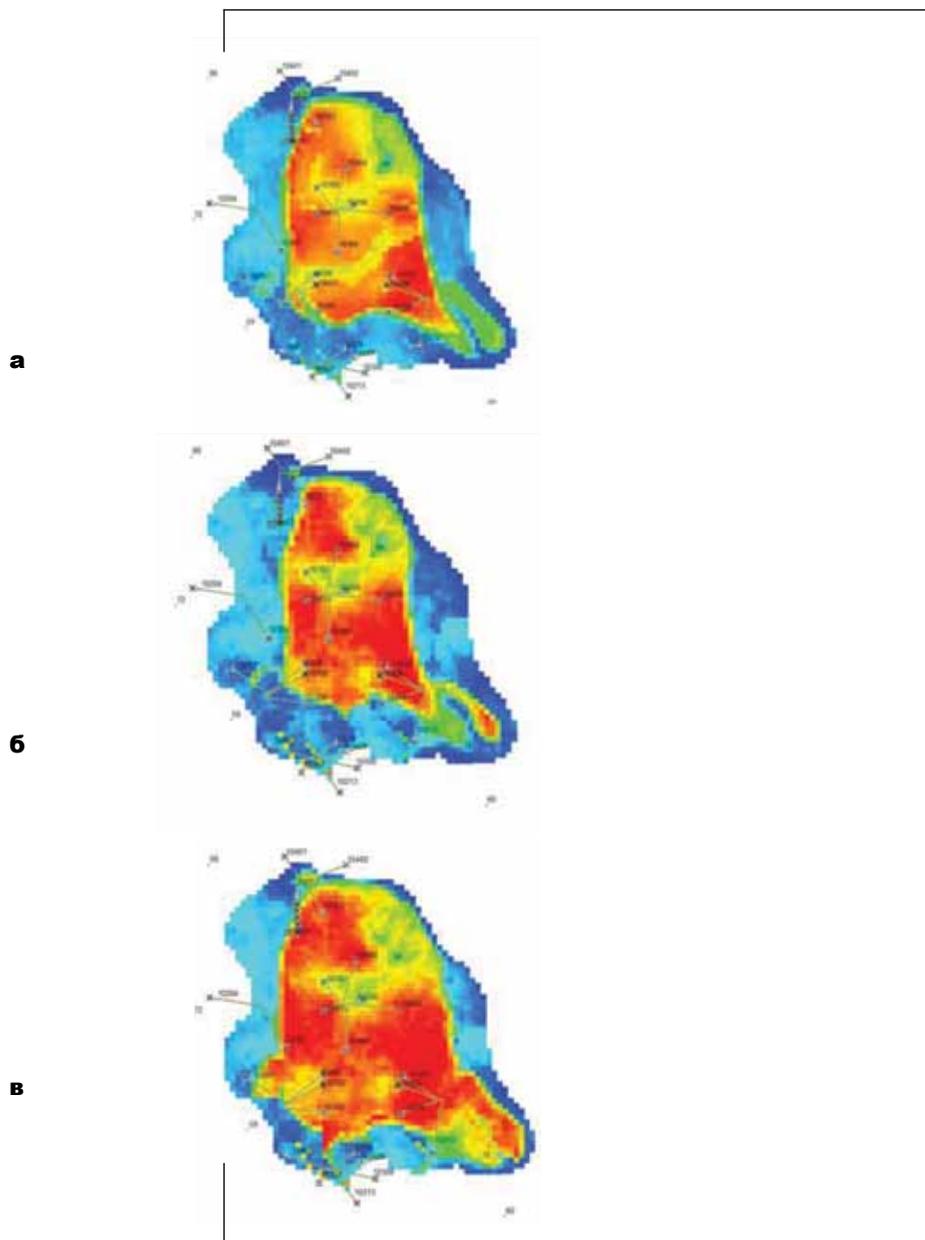


Рис. 10. Пример отклика продвижения фронта воды на варьирование порового объема пласта PK_8 (а – настроенная модель, б – поровый объем пласта PK_8 уменьшен, в – поровый объем пласта PK_8 увеличен).

Fig. 10. Example of the response of the advance of the water front to the variation of the pore volume of the PK_8 formation (a – tuned model, b – the pore volume of the PK_8 formation is reduced, c – the pore volume of the PK_8 formation is increased).

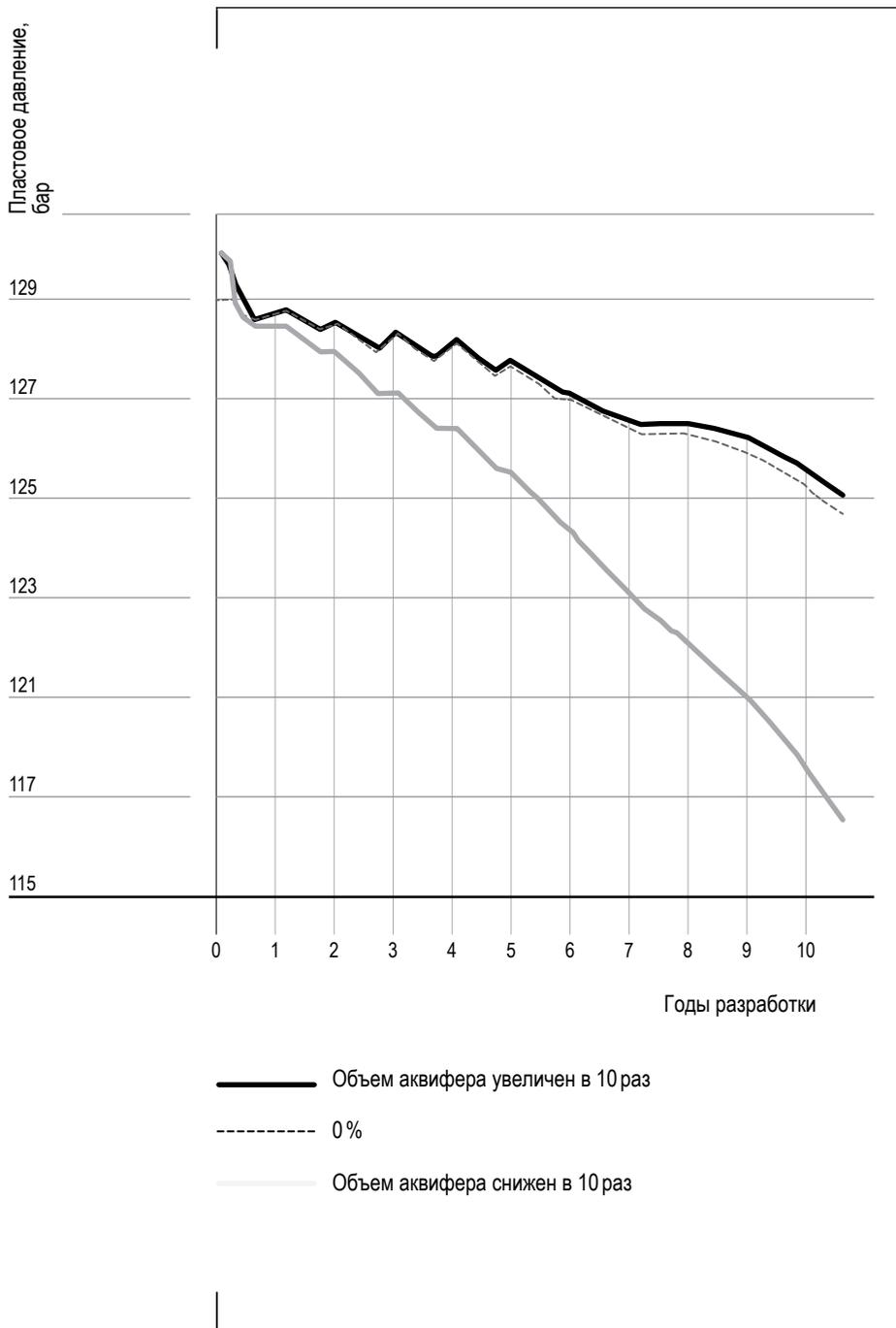


Рис. 11.

Пример отклика давления на варьирование объема аквифера пласта ПК₈.

Fig. 11. Example of the pressure response to the variation of the volume of the reservoir aquifer PK₈.

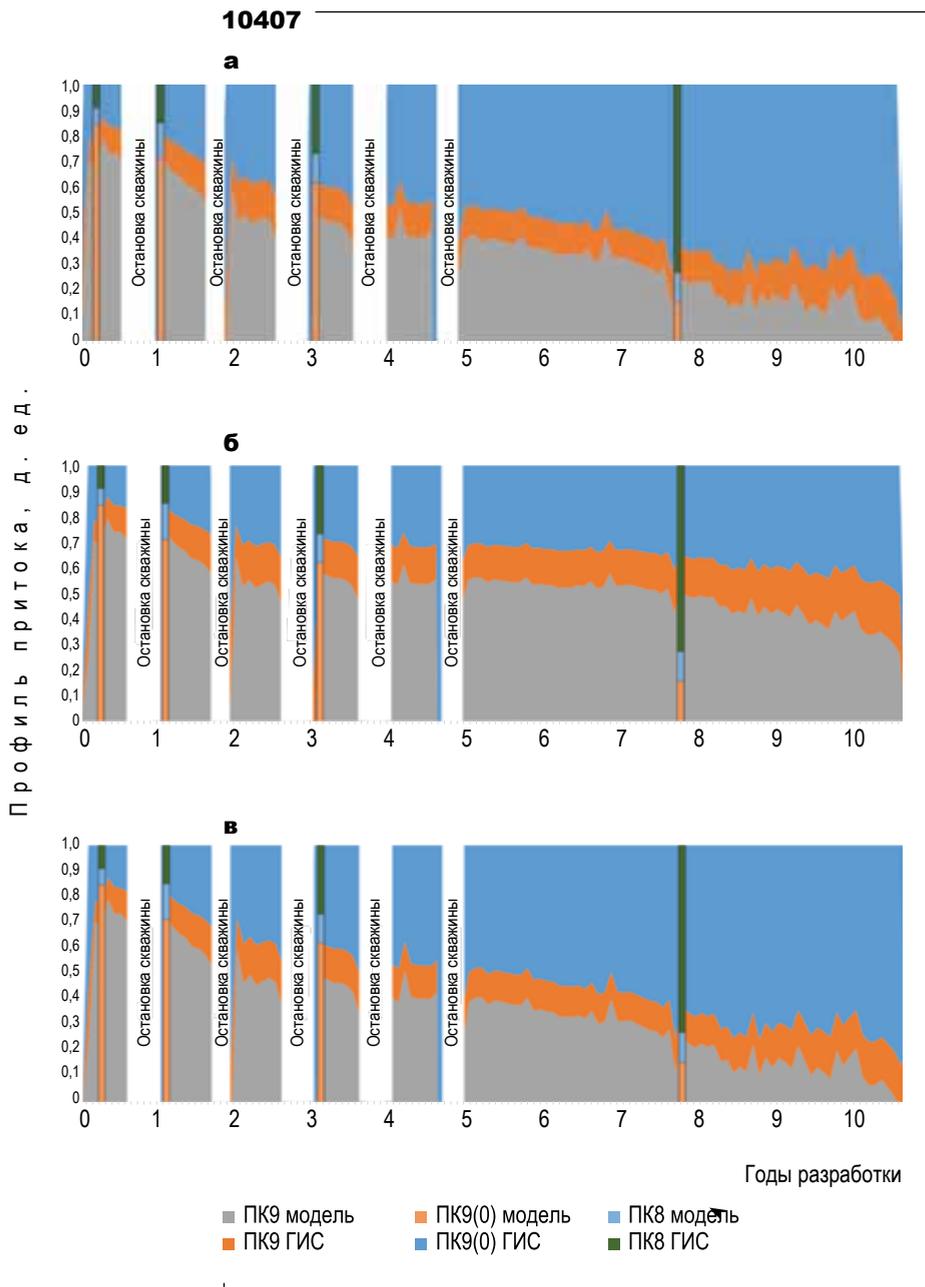


Рис. 12.

Пример отклика доли добычи газа с пласта на варьирование объема аквифера пласта ПК₈ (а – настроенная модель, б – объем аквифера пласта ПК₈ уменьшен, в – объем аквифера пласта ПК₈ увеличен).

Fig. 12. Example of the response of the share of gas production from the reservoir to the variation of the volume of the aquifer of the PK₈ formation (a – tuned model, b – the volume of the aquifer of the PK₈ formation is reduced, c – the volume of the aquifer of the PK₈ formation is increased).

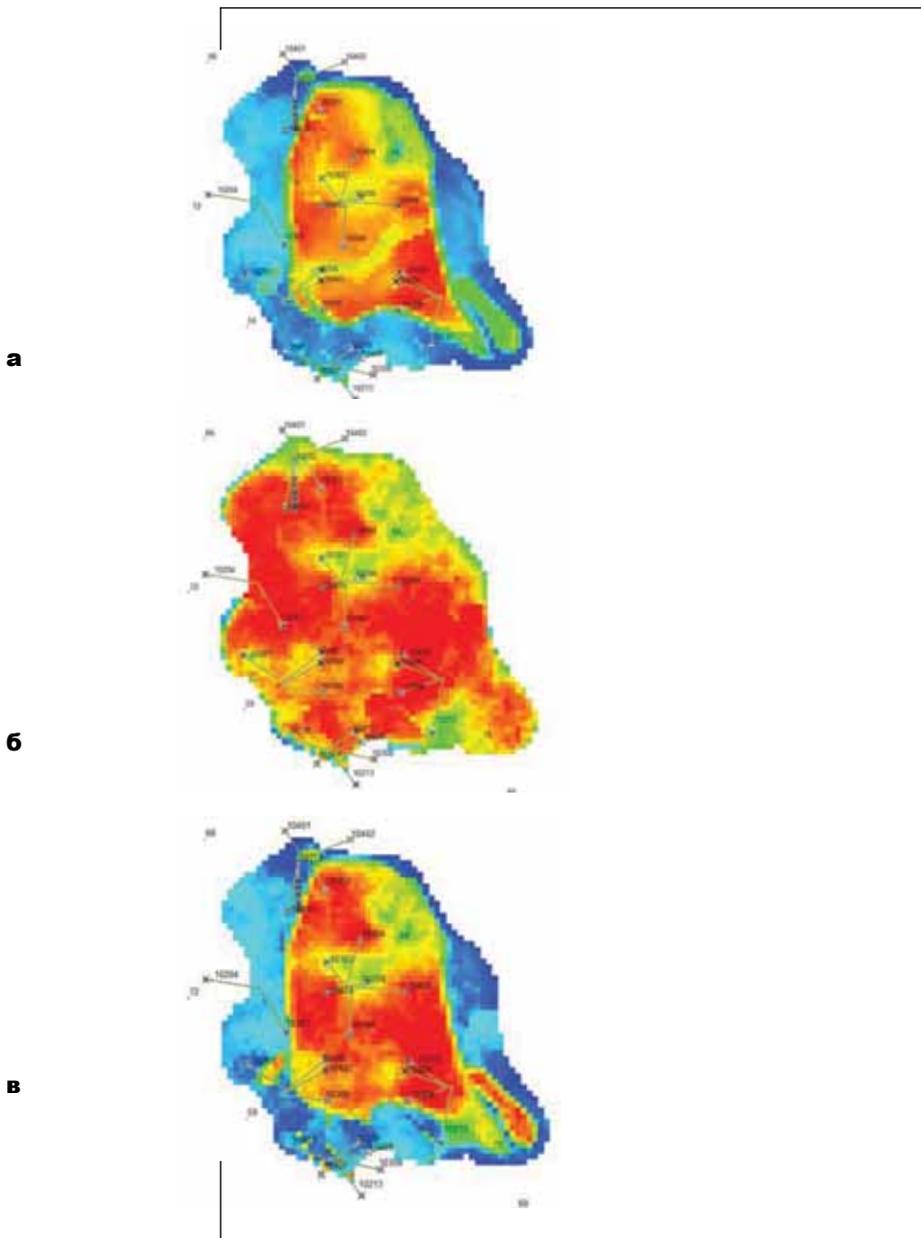


Рис. 13.

Пример отклика продвижения фронта воды на варьирование объема аквифера пласта PK_8 (а – настроенная модель, б – объем аквифера пласта PK_8 уменьшен, в – объем аквифера пласта PK_8 увеличен).

Fig. 13. Example of the response of the advance of the water front to the variation of the volume of the aquifer of the PK_8 formation (a – tuned model, b – the volume of the aquifer of the PK_8 formation is reduced, c – the volume of the aquifer of the PK_8 formation is increased).

Выводы

Таким образом, алгоритм адаптации многопластовой модели, в которой несколько пластов разрабатываются единой сеткой скважин, должен начинаться с адаптации профиля притока на начальную дату. Дальнейшее перераспределение профиля добычи должно происходить итерационно за счет баланса запасов залежей, объема и интенсивности водоносного горизонта, учитывая при этом фронт продвижения пластовых вод по результатам наблюдений на фонде скважин. Настройка профиля притока за счет изменения kh не рекомендуется, так как изменение профиля притока с течением времени чаще всего не является функцией от kh . Исключениями выступают моделирование ГТМ и эффектов внутри ствола скважины. При этом следует учитывать взаимовлияние вышеуказанных параметров одного пласта на все остальные пласты внутри эксплуатационного объекта.

Библиографический список

1. Ваганов Е.В., Краснов И.И., Томская В.Ф., Левитина Е.Е.: Опыт проведения ВИР на скважинах, эксплуатирующих газоконденсатные залежи Берегового месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2021. № 1. С. 27–38.
2. Дейк Л.П., Практический инжиниринг резервуаров. М.: Ижевск, 2008, 668 с.
3. Ершов С.Е., Меркулов А.В., Кирсанов С.А. и др. Моделирование реакции водонапорного бассейна при разработке залежи на истощение с оценкой влияния водорастворенного газа на динамику внедрения пластовой воды // Газовая промышленность. 2014. № 12. С. 18–21.
4. Закиров С.Н., Коршунова Л.Г., Нанивский Е.М.: Решение двумерной обратной задачи теории разработки газовых месторождений. / Сб. разр. и экспл. газ. и газоконд. мест. Изд. ВНИИЭГазпром. 1975. № 12. 28 с.
5. Закиров С.Н., Пискарев В.И., Гереш П.А., Ершов С.Е.: Способ разработки водоплавающих газовых и газоконденсатных месторождений. Патент РФ 2107154.
6. Закиров С.Н., Шмыгля О.П. Некоторые вопросы анализа разработки газовых месторождений при водонапорном режиме, ВНИИЭ – газпром, 1971, 40 с.
7. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидроди-

- намических процессов разработки месторождений углеводородов: Ижевск, 2002. 130 с.
8. Кирсанов А.Н., Лапердин А.Н., Нелепченко Л.Е. Методология оперативной обработки геолого-геофизической информации при проектировании и разработке газовых месторождений // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, Вып. 4: изд. ВНИИЭ-ГАЗПРОМа, 1989. 69 с.
 9. Красовский А.В., Кротов П.С. Использование трехмерного моделирования для изучения текущих пластовых условий газовой залежи Медвежьего месторождения. // Сб. тезисов докладов XIV Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2006. 316 с.
 10. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. Ижевск, 2002. 296 с.
 11. Майер В.П. Гидродинамическая модель фильтрации нефти, газа и воды в пористой среде. Екатеринбург: Путиведь, 2000. 207 с.
 12. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. М.: Недра, 2003. 880 с.
 13. Муравьев И.М., Андриасов Р.С., Гиматудинов Ш.К., Говорова Г.Л., Полозков В.Т. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1970. 448 с.
 14. Назаров А. В. Развитие математического моделирования для проектирования и анализа разработки нефтегазоконденсатных месторождений: дис. д-ра техн. наук. Ухта, 2012. 427 с.
 15. Григорьев Б.А. и др. Обзор работ по теории фильтрации углеводородных систем // Вести газовой науки. 2017. № 2. С. 182–202.
 16. Сыртланов В.Р. О некоторых вопросах адаптации моделей месторождений углеводородов // Тезисы докл. конференции молодых ученых ЛУКОЙЛ, Москва, 2001. С. 198–236.
 17. Требин Ф. А., Закиров С. Н., Кондрат Р. М. и др. Исследование особенностей проявления водонапорного режима при разработке газовых месторождений. ВНИИЭГазпром, 1970. 57 с.
 18. Чивилева О.В., Абрамов Т.А., Хмара О.А. Определение характера насыщения пластов-коллекторов и типа месторождений на основе гидродинамических исследований

и изучения пластовых проб // Проблемы геологии и освоения недр: XIV Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова. Томск, 2010. 580 с.

19. Юшков А.Ю., Красовский А.В., Тенкачева И.Ш. Методика построения карт продвижения контактов при проведении расчетов на трехмерной газогидродинамической модели (тезисы) // Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири: Сб. тезисов докладов XIII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2004. 348 с.
20. Luca Cosentino. Integrated Reservoir Studies. Editions Technip, Paris, 2001, 310 p.

References

1. Vaganov E.V., Krasnov I.I., Tomskaya V.F., Levitina E.E.: Experience of execution WIW at wells exploiting gas condensate deposits of the Beregovoye field. Science. Innovations. Technologies. 2021. No. 1. P. 27–38. (In Russ.)
2. Dyke L.P., The practice of reservoir engineering. Moscow: Izhevsk, 2008, 668 p. (In Russ.)
3. Ershov S.E., Merkulov A.V., Kirsanov S.A. and others. Modeling of the reaction of a water-pressure basin during the development of a deposit for depletion with an assessment of the effect of water-dissolved gas on the dynamics of the introduction of reservoir water. Gas Industry. 2014. No.12. P. 18–21. (In Russ.)
4. Zakirov S.N., Korshunova L.G., Nanivsky E.M.: Solving a two-dimensional inverse problem of the theory of gas field development. Col. of dev. and oper. gas. and gascond. VNIIEGazprom Publishing House. 1975. No. 12. 28 p. (In Russ.)
5. Zakirov S.N., Piskarev V.I., Geresh P.A., Ershov S.E.: A method for developing waterfowl gas and gas condensate fields. Patent of the Russian Federation 2107154. (In Russ.)
6. Zakirov S.N., Shmyglya O.P. Some questions of analysis of the development of gas fields in water–pressure mode, VNIIE – gazprom, 1971. 40 p. (In Russ.)
7. Kanevskaya R.D. Mathematical modeling of hydrodynamic processes of hydrocarbon deposits development: Izhevsk, 2002. 130 p. (In Russ.)
8. Kirsanov A.N., Laperdin A.N., Nelepchenko L.E. Methodology of operational processing of geological and geophysical infor-

- mation in the design and development of gas fields. Development and operation of gas and gas condensate fields, Rel. No. 4: pub. VNIIEGAZPROM, 1989. 69 p. (In Russ.)
9. Krasovsky A.V., Krotov P.S.: Using 3D-modeling to study the current reservoir conditions of the gas deposit of the Medvezhye deposit. Collection of abstracts of the XIV Scientific and Practical Conference of young scientists and specialists. Tyumen: LLC TyumenNilgiprogaz, 2006. 316 p. (In Russ.)
 10. Lapuk B.B. Theoretical foundations of the development of natural gas deposits: Izhevsk, 2002. 296 p. (In Russ.)
 11. Mayer V.P. Reservoir simulation of oil, gas and water filtration in a porous medium. Ekaterinburg: "Putived", 2000. 207 p. (In Russ.)
 12. Mirzajanzade A.H., Kuznetsov O.L., Basniev K.S., Aliyev Z.S. Fundamentals of gas production technology: Nedra, 2003. 880 p. (In Russ.)
 13. Muravyev I.M., Andriasov R.S., Gimatudinov Sh.K., Govorova G.L., Polozkov V.T. Development and exploitation of oil and gas fields: "Nedra", 1970. 448 p. (In Russ.)
 14. Nazarov A.V. The development of mathematical modeling for the design and analysis of the development of oil and gas condensate fields: dis. of Doctor of Technical Sciences. Ukhta, 2012. 427 p. (In Russ.)
 15. Grigoriev B.A. et al. Review of works on the theory of filtration of hydrocarbon systems. Vesti gazovoi nauki. 2017. No. 2. P. 182–202. (In Russ.)
 16. Syrtlanov V.R. On some questions of adaptation of models of hydrocarbon deposits. Theses of reports Conferences of Young scientists of OAO LUKOIL, Moscow, 2001. P. 198–236. (In Russ.)
 17. Trebin F. A., Zakirov S. N., Kondrat R. M. et al. Investigation of the peculiarities of the manifestation of the water pressure regime in the development of gas fields. VNIIEGazprom, 1970. 57 p. (In Russ.)
 18. Chivileva O.V., Abramov T.A., Khmara O.A. Determination of the nature of reservoir saturation and the type of deposits based on hydrodynamic researches and the study of reservoir samples. Problems of geology and subsoil development: XIV International Scientific Symposium of Students and Young Scientists named after Academician M.A. Usov. Tomsk, 2010. 580 c. (In Russ.)
 19. Yushkov A.Yu., Krasovsky A.V., Tenkacheva I.Sh. : Methodol-

ogy for constructing contact promotion maps when performing calculations on a three-dimensional gas-hydrodynamic model (theses). Problems of development of the gas industry in Western Siberia. Collection of abstracts of the XIII Scientific and Practical Conference of Young scientists and specialists. Tyumen: LLC TyumenNIIgiprogaz, 2004. 318 p. (In Russ.)

20. Luca Cosentino. Integrated Reservoir Studies. Editions Technip, Paris, 2001, 310 p.

**Статья поступила в редакцию 27.02.2023,
статья одобрена после рецензирования 25.05.2023,
статья принята к публикации 31.08.2023.**

**The article was submitted to the editorial office 27.02.2023,
the article was approved after reviewing 25.05.2023,
the article was accepted for publication 31.08.2023.**

Информация об авторах

Курин Константин Кириллович, начальник лаборатории анализа и проектирования разработки месторождений Надымского района центра разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири «Газпром ВНИИГАЗ» г. Тюмень,
E-mail: K_Kurin@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Загородских Иван Александрович, инженер лаборатории мониторинга и оценки эффективности месторождений Западной Сибири центра разработки и эксплуатации месторождений Западной Сибири «Газпром ВНИИГАЗ» г. Тюмень,
E-mail: I_Zagorodskikh@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Information about the authors

Konstantin K. Kurin, Head of the Laboratory for Analysis and Design of field Development in the Nadym district of the Center for Development and Exploitation of Fields in Western Siberia, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen,
E-mail: K_Kurin@gwise.vniigaz.gazprom.ru

Ivan A. Zagorodskikh, Engineer of the Laboratory for Monitoring and Evaluating the Effectiveness of Deposits in Western Siberia of the Center for the Development and Operation of Deposits in Western Siberia, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen,
E-mail: I_Zagorodskikh@gwise.vniigaz.gazprom.ru