

Дмитрий Валерьевич ЗЕЛЕНИН¹
Виталий Петрович КОСЯКОВ²

УДК 532.546+622.276

ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОМАСШТАБНОГО МЕТОДА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ И АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

¹ младший научный сотрудник, ЮНИ-КОНКОРД;
старший лаборант с высшим образованием,
Тюменский филиал Института теоретической
и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН
jerry_2008@mail.ru

² кандидат физико-математических наук, заведующий
лабораторией прикладной математики, ЮНИ-КОНКОРД;
старший научный сотрудник, Тюменский филиал
Института теоретической и прикладной механики
им. С. А. Христиановича СО РАН
hammer-rav@mail.ru

Аннотация

При проектировании разработки нефтяного месторождения часто приходится решать задачи, требующие большого числа расчетов на гидродинамическом симуляторе. К таким задачам относятся задачи выбора оптимальной системы разработки месторождения и адаптации гидродинамической модели на историю разработки. Однако при большом количестве ячеек в гидродинамической модели расчет требует больших временных затрат, т. к. задача подземной гидромеханики требует нахождения полей давления и водонасыщенности на каждом временном шаге. Для нахождения поля необходимо решить систему линейных алгебраических уравнений; размерность такой системы равна количеству расчетных блоков. В этой связи необходимо использовать

Цитирование: Зеленин Д. В. Применение многомасштабного метода для решения задач оптимизации системы разработки и адаптации гидродинамической модели / Д. В. Зеленин, В. П. Косяков // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 3. С. 63-72.
DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-63-72

методы, позволяющие ускорить расчет на симуляторе. Одним из таких методов является многомасштабный метод, позволяющий существенно сократить время расчета за счет снижения числа расчетных блоков для нахождения поля давления. В статье приведены примеры решения задач оптимизации системы разработки и адаптации гидродинамической модели с использованием многомасштабного метода. Задача оптимизации системы разработки решалась полным перебором всех вариантов назначения скважин с учетом исключения вариантов с одними нагнетательными и одними добывающими скважинами. Задача адаптации решалась итерационным методом с регуляризацией абсолютной проницаемости методом деления отрезка пополам. Абсолютная проницаемость настраивалась таким образом, чтобы накопленная добыча жидкости на каждой скважине совпадала с историей. Было получено хорошее совпадение результатов решения задач без использования многомасштабного метода с результатами решения задач с использованием многомасштабного метода. Показано, что применение многомасштабного метода позволяет в два раза сократить время расчета.

Ключевые слова

Гидродинамическое моделирование, многомасштабный метод, оптимизация системы разработки, адаптация модели, коэффициент извлечения нефти.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-63-72

Введение

При проектировании разработки нефтяного месторождения необходимо проводить гидродинамическое моделирование. На основе данных геофизических исследований скважин для каждого месторождения строится математическая модель с характерным числом расчетных блоков порядка 10^5 - 10^6 . С развитием компьютерных технологий наблюдается совершенствование гидродинамических моделей для более детального описания свойств нефтяного пласта. Расчет с использованием таких моделей требует значительных вычислительных мощностей. В результате время расчета даже на суперкомпьютере может составлять от нескольких часов до суток.

В этой связи требуется разработка методов, позволяющих ускорить расчет, при этом потери в точности должны быть минимальны. Один из таких методов — многомасштабный метод. Для решения задач подземной гидромеханики необходимо вычислить такие основные параметры, как поле давления и поле водонасыщенности. Модель представляет собой систему дифференциальных уравнений [1; 5]. Суть многомасштабного метода заключается в том, что поле давления находится на более грубой сетке, а поле насыщенности на мелкой сетки. Уменьшение числа расчетных блоков приводит к снижению размерности системы алгебраических уравнений, в результате чего увеличивается скорость счета [6-8].

В среде Matlab разработан гидродинамический симулятор с возможностью использовать многомасштабный метод. В работе [3] показано, что решение на симуляторе без применения многомасштабного метода хорошо совпадает с решением с использованием многомасштабного метода. При этом скорость

счета повышается практически в два раза. Разработанный симулятор был протестирован на задачах, имеющих аналитическое решение [4]. Такими задачами являются: задача Баклея-Левретта, задача о радиальном притоке к одиночной скважине, нахождение поля давления в одномерном случае, когда на границах пласта задается постоянное давление [2]. В данной работе продемонстрированы примеры решения задач оптимизации системы разработки месторождения и адаптации гидродинамической модели на историю разработки с использованием многомасштабного метода.

Оптимизация системы разработки

Имеется блок месторождения с пятиточечной схемой расстановки скважин. Распределение проницаемости и расстановка скважин представлены на рис. 1, на котором черными линиями изображена мелкая сетка, красными — крупная сетка.

Необходимо найти такой вариант назначения типов скважин, при котором за определенный период разработки будет добыто максимальное количество нефти, т. е. будет достигнут максимальный текущий коэффициент извлечения нефти (КИН). Решение задачи предлагается полным перебором всех вариантов назначения скважин. Для n скважин, с учетом исключения вариантов с одними нагнетательными и одними добывающими скважинами, число вариантов составит $2^n - 2$. Вычислим КИН для всех вариантов с использованием и без использования многомасштабного метода. Для случая расчетов без использования многомасштабного метода поля давления и насыщенности вычисляются на мелкой сетке.

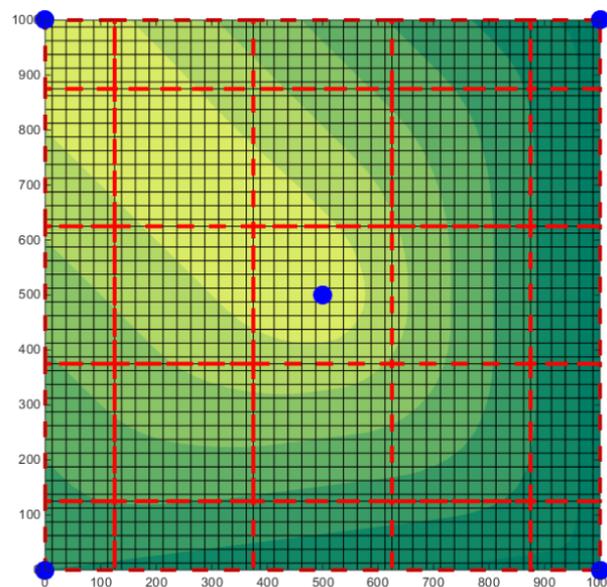


Рис. 1. Блок месторождения с пятиточечной схемой расстановки скважин

Fig. 1. The field unit with five-point scheme of arrangement of wells

При использовании многомасштабного метода поле давления рассчитывается на грубой сетке, а поле насыщенности на мелкой. В таблице 1 приведены параметры модели, на рис. 2 показаны относительные фазовые проницаемости.

Таблица 1

Параметры модели

Параметр	Значение
Пористость, д. ед.	0,2
Размеры коллектора, м	1 000 x 1 000 x 5
Вязкость в/н, сП	1/10
Забойное давление, доб/наг, Атм	20/150

Table 1

Model Parameters

На рис. 3 в виде гистограммы отображены отсортированные в порядке возрастания значения КИН для 30 вариантов расчета, посчитанных без применения многомасштабного метода, а также значения КИН, рассчитанные с использованием многомасштабного метода. На рис. 4 в виде гистограмм показаны временные затраты на расчет одного варианта.

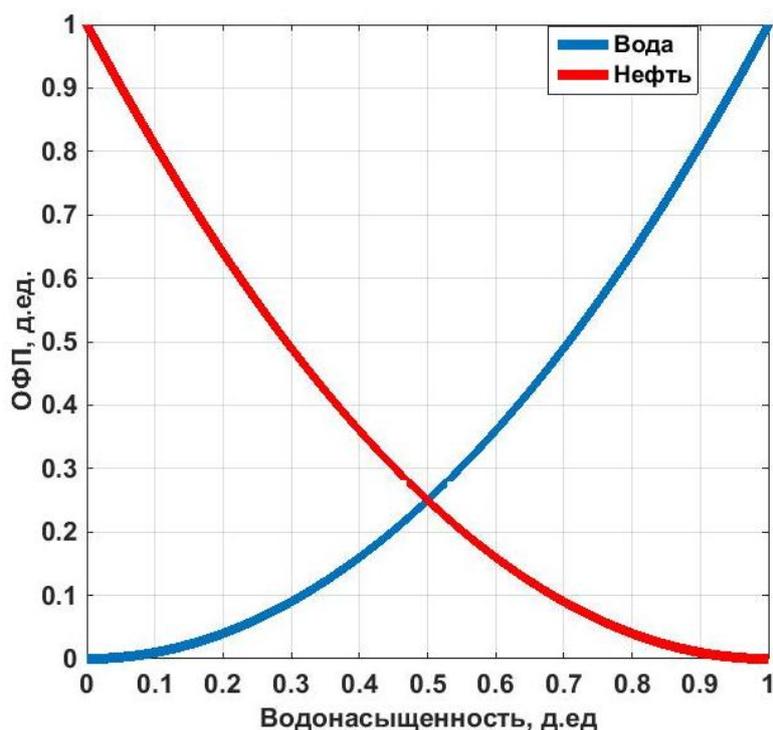


Рис. 2. Относительные фазовые проницаемости

Fig. 2. The relative phase permeabilities

Из рис. 3 видно, что распределения КИН для всех вариантов назначения типов скважин очень хорошо совпадают, при этом время расчета с использованием многомасштабного метода практически в два раза меньше. Суммарное время для всех вариантов без использования многомасштабного метода составило 9,3 мин, а применение метода ускорения позволило выполнить серию расчетов за 4 мин.

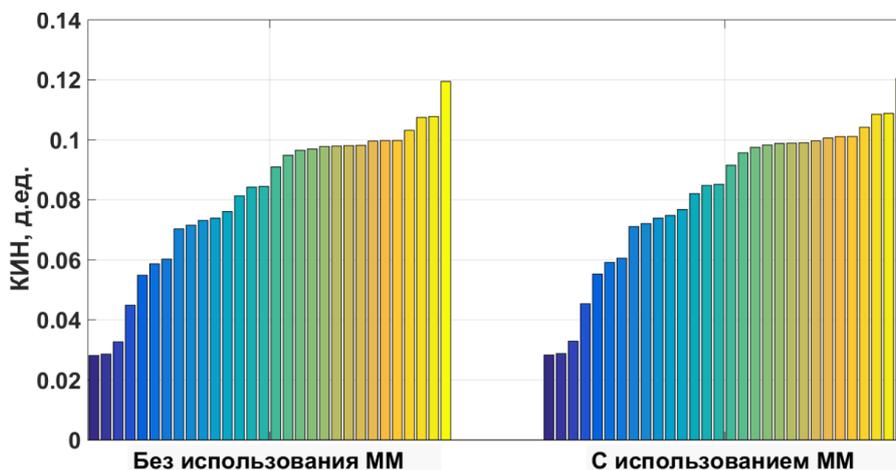


Рис. 3. Значения КИН для 30 вариантов назначения скважин, рассчитанных без использования многомасштабного метода и с использованием многомасштабного метода

Fig. 3. The oil recovery rate values for 30 variants of wells destination, calculated without and with the use of the multiscale method

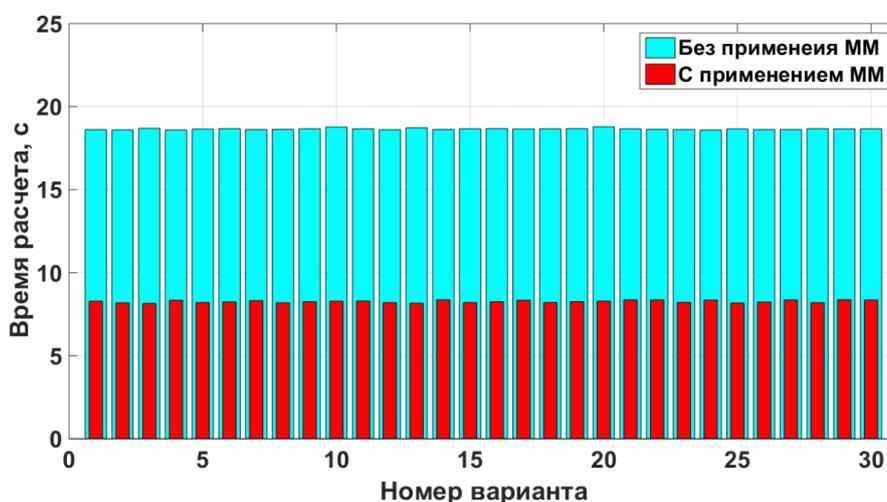


Рис. 4. Время расчета каждого варианта с использованием и без использования многомасштабного метода

Fig. 4. Time calculation for each case with and without the use of the multiscale method

Решение задачи адаптации

Многовариантных расчетов требует задача адаптации гидродинамической модели на историю разработки. В качестве адаптируемых параметров могут выступать относительные фазовые проницаемости, скин-фактор скважин, абсолютная проницаемость, интервал перфорации и т. д. В данной работе настраиваемым параметром является абсолютная проницаемость. Для модели, описанной выше, найдем накопленную добычу жидкости для добывающих скважин и накопленную закачку воды для нагнетательной скважины, эти данные будем считать за историю разработки. Решим обратную задачу, сгенерируем случайное распределение проницаемости для новой гидродинамической модели и методом деления отрезка пополам адаптируем поле проницаемости на накопленную добычу жидкости и закачку воды для первой модели. Если на скважине значение накопленной добычи или закачки больше на 5% от значений, полученных при расчете на первой модели, то проницаемость на скважине делится пополам, если меньше — умножается на 1,5. Цикл выполняется до тех пор, пока различие в накопленных значениях для всех скважин будут меньше 5%.

На рис. 5-6 показаны накопленная добыча жидкости и накопленная закачка воды для исходной модели, а также для моделей настроенных без использования многомасштабного метода и с использованием многомасштабного метода.

Модель была настроена за 6 итераций. На рис. 7 представлено время расчет каждого варианта.

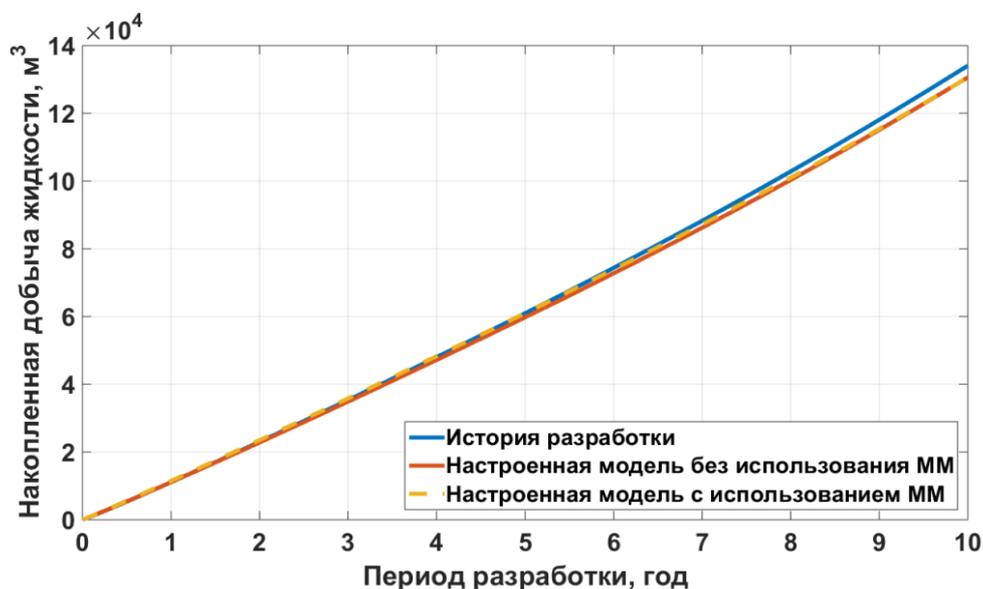


Рис. 5. Накопленная добыча жидкости

Fig. 5. Cumulative production of liquid

Из рис. 7 видно, что применение многомасштабного метода также позволило сократить время практически в два раза. Суммарное время настройки модели без применения многомасштабного метода составило 105 с, а с применением — 45 с.

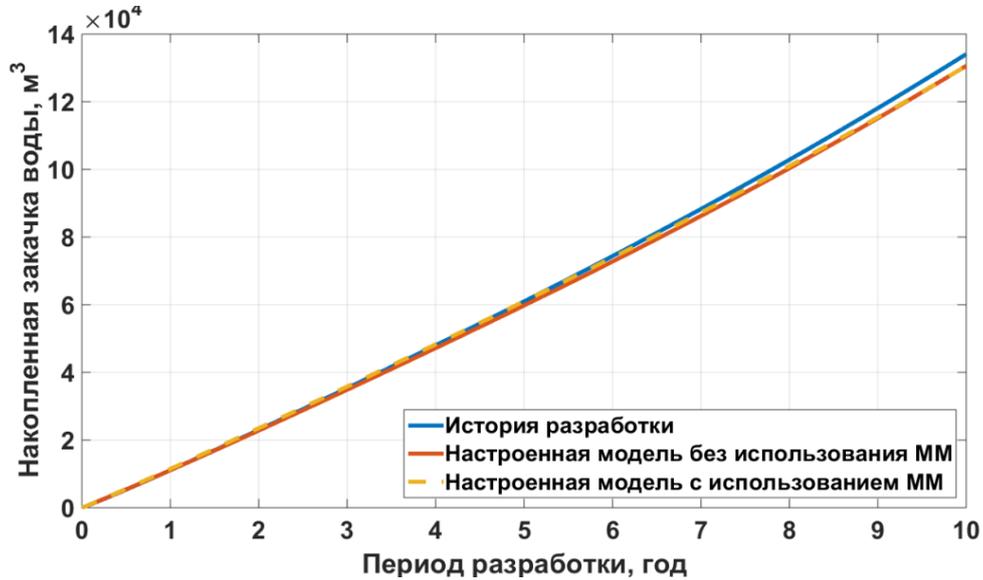


Рис. 6. Накопленная закачка воды

Fig. 6. The accumulated water injection

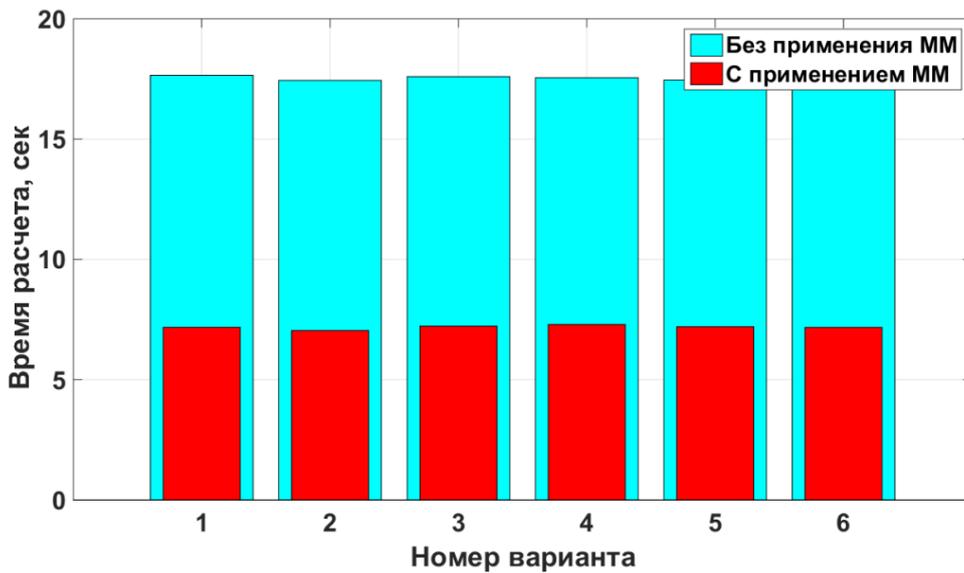


Рис. 7. Время расчета каждого варианта с использованием и без использования многомасштабного метода

Fig. 7. Time calculation for each case with and without the use of multiscale method

Таким образом, применение многомасштабного метода для решения задач, требующих многовариантных расчетов на гидродинамическом симуляторе, позволяет существенно сократить временные затраты.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004.
2. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 402 с.
3. Зеленин Д. В. Совершенствование и реализация многомасштабного метода для повышения скорости расчета при гидродинамическом моделировании разработки нефтяных месторождений / Д. В. Зеленин // Наука будущего — наука молодых. Севастополь, 2015. Том 1. С. 331-332.
4. Зеленин Д. В. Численное моделирование полимерного заводнения на основе уравнений двухфазной, двухкомпонентной фильтрации с использованием нерегулярной сетки: выпускная квалификационная работа / Д. В. Зеленин. Тюмень, 2014.
5. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождения углеводородов / Р. Д. Каневская. М.-Ижевск, 2002. 139 с.
6. Efendiev Y. Multiscale Finite Element Methods / Y. Efendiev, T. Y. Hou. NY: Springer-Verlag, 2009.
7. Moyner O. Multiscale Finite Volume Methods / O. Moyner. Norwegian University of Science and Technology, 2012.
8. Zhou H. Algebraic multiscale finite-volumemethods for reservoir simulation: PhD dissertation / H. Zhou. Stanford, 2010.

Dmitriy V. ZELENIN¹
Vitaliy P. KOSYAKOV²

**MULTISCALE METHODS APPLICATION
TO SOLVE THE CHALLENGES OF FIELD
DEVELOPMENT OPTIMIZATION
AND RESERVOIR HISTORY MATCHING PROBLEMS**

¹ Junior Research Associate, UNI-KONKORD;
Senior Laboratory Assistant, Tyumen Branch
of Khristianovich Institute of Theoretical and
Applied Mechanics of the Siberian Branch of the RAS
jerry_2008@mail.ru

² Cand. Sci. (Phys-Math.), Head of the Applied
Mathematics Laboratory, UNI-KONKORD;
Senior Research Associate, Tyumen Branch
of Khristianovich Institute of Theoretical and
Applied Mechanics of the Siberian Branch of the RAS
hammer-rav@mail.ru

Abstract

In the design of the development of oil fields it is often necessary to solve problems that require a large number of hydrodynamic calculations on the simulator. These problems include the problem of choosing the optimal field development system, as well as the adaptation of hydrodynamic models on the development of the story. However, when there is a large number of cells in the simulation model, the calculation is time consuming. In this connection it is necessary to use the methods allowing to speed up the calculation of the simulator. One of these methods is the multiscale method to significantly reduce the time of calculation. This article provides examples of solving the challenges of field development optimization and solving the problem of reservoir history matching using multiscale method. The problem of optimizing the development of the system was considered a complete listing of all wells destination options. Adaptation problem is solved iteratively with regularization

Citation: Zelenin D. V., Kosyakov V. P. 2016. "Multiscale Methods Application to Solve the Challenges of Field Development Optimization and Reservoir History Matching Problems". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 3, pp. 63-72.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-63-72

of absolute permeability by bisection of the segment. There was found a good agreement between the results of solving problems without using multiscale method with the results of solving problems with the use of multi-scale method. The article shows that the application of multiscale method allows to reduce the time of calculation in two times.

Keywords

Hydrodynamic modeling, multiscale method, field development optimization, history matching, oil recovery factor.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-63-72

REFERENCES

1. Aziz H., Settari E. 2004. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical Modeling of Reservoir Systems]. Moscow; Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy.
2. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 1993. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground Fluid]. Moscow: Nedra.
3. Efendiev Y., Hou T. Y. 2009. *Multiscale Finite Element Methods*. NY: Springer-Verlag.
4. Kanevskaya R. D. 2002. "Matematicheskoe modelirovanie gidrodinamicheskikh protsessov razrabotki mestorozhdeniya uglevodorodov" [Mathematical Modeling of Hydrodynamic Processes of Hydrocarbon Field Development]. Moscow: Izhevsk.
5. Moyner O. 2012. *Multiscale Finite Volume Methods*. Norwegian University of Science and Technology,
6. Zelenin D. V. 2015. "Sovershenstvovanie i realizatsiya mnogomasshtabnogo metoda dlya povysheniya skorosti rascheta pri gidrodinamicheskom modelirovanii razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy" [Improvement and Realization of Multi-Scale Method for Calculating the Rate of Increase in the Hydrodynamic Modeling of Oil Field Development]. In: *Nauka budushchego — nauka molodykh*, vol. 1, pp. 331-332. Sevastopol.
7. Zelenin D. V. 2014. "Chislennoe modelirovanie polimernogo zavodneniya na osnove uravneniy dvukhfaznoy, dvukhkompontnoy fil'tratsii s ispol'zovaniem neregulyarnoy setki" [Numerical Modeling of Polymer Flooding Based on a Two-Phase, Two-Filter Equations Using Irregular Grid]. Graduation diss. Tyumen.
8. Zhou H. 2010. "Algebraic Multiscale Finite-Volume Methods for Reservoir Simulation". PhD diss. Stanford.