

УДК 622.553.982.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020



Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели

М.А. Сметкина¹, О.А. Мелкишев¹, М.А. Присяжнюк²¹Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)² Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)

Refining the Values of Permeability when Adapting the Hydrodynamic Model

Margarita A. Smetkina¹, Oleg A. Melkishev¹, Maksim A. Prisyazhnyuk²¹Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy ave., Perm, 614990, Russian Federation)²PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 21.02.2020. Принята / Accepted: 15.06.2020. Опубликовано / Published: 17.08.2020

Ключевые слова:

гидродинамическая модель, адаптация, фильтрационно-емкостные свойства, исходная проницаемость, адаптированная проницаемость, пористость, геологическая модель, ремасштабирование, результаты интерпретации геофизических исследований скважин, геолого-физические характеристики, статистические характеристики, куб проницаемости, ядро, модифицированный куб проницаемости, показатели разработки.

Keywords:

hydrodynamic model, adaptation, reservoir properties, initial permeability, adapted permeability, porosity, geological model, rescaling, results of interpretation of well logging, geological and physical characteristics, statistical characteristics, permeability cube, core, modified permeability cube, development parameters.

Гидродинамическая модель (ГДМ) является инструментом для проектирования разработки нефтяных месторождений, расчета эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) и выполнения прогнозных расчетов показателей разработки на долгосрочный период времени. Разработан метод корректирования значений куба проницаемости в процессе адаптации ГДМ с учетом зависимости между петрофизическими свойствами пород по данным исследования ядра. Методика реализована на примере залежи бобриковского пласта (терригенный коллектор) одного из месторождений Соликамской депрессии. Проведен статистический анализ фильтрационно-емкостных свойств бобриковского пласта по результатам интерпретации геофизических исследований скважин и по данным ГДМ; рассмотрены различия между исходной проницаемостью, полученной после ремасштабирования геологической модели, и проницаемостью после адаптации ГДМ. В результате проведенного анализа выявлены несоответствия в статистических характеристиках значений проницаемости по данным интерпретации геофизических исследований скважин и в ГДМ, а также существенные различия кубов адаптированной и исходной проницаемости. Установлено, что в процессе настройки модели значительно модифицирована исходная проницаемость методом «ручной» адаптации. Выявление и корректировка экстремальных значений проницаемости выполнены на основе петрофизической зависимости $KPR = f(KP)$ по ядру с учетом диапазонов изменения коэффициентов пористости и проницаемости. С применением модифицированного куба проницаемости выполнены расчеты по воспроизведению истории разработки объекта. По итогам расчетов достигнута сходимость с фактическими данными, отклонения соответствуют требованиям точности настройки модели. Таким образом, данный способ корректирования куба проницаемости после «ручной» адаптации модели позволит избежать значительных завышений или занижений проницаемости в ячейках ГДМ.

The hydrodynamic model (HDM) is a tool for designing the development of oil fields, calculating the efficiency of geological and technical measures (GTM) and performing predictive calculations of development indicators for a long period. A method had been developed for correcting the values of the permeability cube during the adaptation of the hydrodynamic model, taking into account the relationship between the petrophysical properties of rocks according to the core study data. The technique was applied to the example of a deposit of the Bobrikovsky formation (terrigenous reservoir) of one of the deposits of the Solikamskaya depression. The work carried out a statistical analysis of the reservoir properties of the Bobrikovsky reservoir according to the results of the interpretation of well logging and according to the hydrodynamic model; the differences between the initial permeability obtained after rescaling of the geological model and the permeability after HDM adaptation were considered. As a result of the analysis, discrepancies in the statistical characteristics of the permeability values according to the interpretation of well logging and in the hydrodynamic model were revealed, as well as significant differences in the cubes of the adapted and initial permeability. It was found that in the model setting process, the initial permeability was significantly modified by the "manual" adaptation method. Revealing and correction of permeability extreme values were performed on the basis of the petrophysical dependence $KPR = f(KP)$ from the core, taking into account the ranges of variation of the porosity and permeability coefficients. Using a modified permeability cube, calculations were performed to reproduce the development history of the object. Based on the results of the calculations, convergence with the actual data was achieved, the deviations meet the requirements for the accuracy of the model adjustment. Thus, this method of correcting the permeability cube after "manual" adaptation of the model will allow to avoid significant overestimations or underestimations of permeability in the cells of the hydrodynamic model.

Сметкина Маргарита Андреевна – ассистент кафедры геологии нефти и газа (тел.: +007 342 219 84 11, e-mail: rsmet@mail.ru).

Мелкишев Олег Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа (тел.: +007 342 219 84 11, e-mail: melkishev@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

Присяжнюк Максим Александрович – начальник отдела создания и мониторинга гидродинамических моделей (тел.: +007 342 236 403, e-mail: Maksim.Prisyazhnyuk@pnn.lukoil.com).

Margarita A. Smetkina – Assistant at the Department of Geology of Oil and Gas (tel.: +007 342 219 84 11, e-mail: rsmet@mail.ru).

Oleg A. Melkishev (Author ID in Scopus: 55531674700) – PhD, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas (tel.: +007 342 219 84 11, e-mail: melkishev@pstu.ru). The contact person for correspondence.

Maksim A. Prisyazhnyuk (Author ID in Scopus: 56979292200) – Head of the Department for Creation and Monitoring of Hydrodynamic Models (tel.: +007 342 236 403, e-mail: Maksim.Prisyazhnyuk@pnn.lukoil.com).

Введение

В настоящее время разработка нефтяных и газовых месторождений сопровождается построением геологических (ГМ) и гидродинамических (ГДМ) моделей залежей. Основой для создания ГДМ является ГМ, характеризующая геологическое строение залежи и распределение запасов нефти и газа [1–7]. Создание фильтрационной модели начинается, как правило, с ремасштабирования ГМ (upscaling), в результате которого осуществляется перенос параметров (пористость, проницаемость, насыщенность) на укрупненную сетку с сохранением вертикальной неоднородности пласта [8–10]. После процедуры ремасштабирования осуществляется подготовка данных о свойствах флюидов [11–13], относительных фазовых проницаемостях, капиллярных сил и модели переходной зоны [14–22] для задания начального состояния ГДМ [23], а после подготовки исторических данных о работе скважин выполняется воспроизведение истории разработки месторождения и адаптация технологических показателей разработки [24–28]. В ходе адаптации фильтрационной модели уточняется влияние законтурной области (aquifer), осуществляется корректировка проницаемости в законтурной области и в пределах нефтяной части залежи, происходит настройка фазовых проницаемостей, корректируются коэффициенты продуктивности и приемистости скважин (значения скин-фактора и сообщаемости «скважина – пласт») [29, 30].

В процессе создания модели могут уточняться геолого-физические характеристики пласта, проницаемость, кривые фазовых проницаемостей и др. [31]. Упомянутые параметры определяются по данным исследования керна, геофизических исследований скважин (ГИС) [32] и методами гидродинамических исследований скважин (ГДИ) [33–36]. Тем не менее полученная информация о коллекторских свойствах пласта имеет достаточно ограниченный характер, а неопределенность распределения значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) возрастает на каждом этапе создания модели: 1) при осреднении скважинных данных на ячейки сетки ГМ и интерполяции данных измерений в межскважинном пространстве; 2) после процедуры ремасштабирования ГМ; 3) в процессе настройки ГДМ.

Исходная проницаемость (полученная после ремасштабирования ГМ) может подвергаться значительной модификации, так как от значения данного параметра зависит распределение фильтрационных потоков в модели и, как

следствие, динамика показателей разработки. С учетом того, что коррекция исходной проницаемости, как и адаптация фильтрационной модели, производится «вручную», возникает проблема сохранения особенностей распределения исходных геолого-физических характеристик пласта и недопущения появления некорректных значений ФЕС в кубах.

Таким образом, качество адаптации ГДМ [37–39] определяет эффективность ее применения для прогноза показателей разработки и рационального планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) [40–43]. Актуальной задачей является разработка стандартизованного подхода к коррекции проницаемости в процессе настройки ГДМ [44–46]. Рассмотрим проблему на примере залежи бобриковского пласта одного из месторождений Соликамской депрессии. ГДМ пласта представляет собой модель трехфазной изотермической фильтрации жидкости в поровой среде (терригенный коллектор). Для выявления основных закономерностей выполнен анализ неоднородности коллекторских свойств бобриковского пласта по результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин (РИГИС), а также обнаружены различия кубов проницаемости в ремасштабированной ГМ и адаптированной ГДМ. На основе зависимости проницаемости от пористости по данным керна модифицирован куб проницаемости после «ручной» адаптации и выполнены расчеты показателей разработки на ГДМ залежи бобриковского пласта.

Статистическая характеристика коллекторских свойств бобриковского пласта по данным РИГИС

Коллекторами бобриковского пласта являются песчаники и алевролиты. Для оценки коллекторских свойств и неоднородности пласта проанализированы следующие параметры по данным РИГИС: KP – коэффициент пористости, д. ед.; KPR – коэффициент проницаемости, мД; H_{PR} – толщина проницаемого пропластка, м. В табл. 1 представлены основные статистические характеристики параметров.

Таблица 1

Основные статистические характеристики параметров по данным РИГИС

Параметр	Средн. знач.	Медиана	Мода	Мин. знач.	Макс. знач.	Станд. откл.
KP , д. ед.	0,1502	0,15	0,15	0,077	0,251	0,031
KPR , мД	254,974	85,1	85,1	2,3	4428,5	485,403
H_{PR} , м	1,796	1,4	0,8	0,1	12,9	1,4667

Таблица 2

Основные статистические характеристики пористости и проницаемости ГДМ

Параметр	Средн. знач.	Мин. знач.	Макс. знач.	Станд. откл.
<i>PORO</i> , д. ед.	0,147	0,079	0,2483	0,0218
<i>PERMX_ish</i> , мД	157,375	2,311	9771,3	246,013
<i>PERMX_adapt</i> , мД	114,066	0,025	1719,0	222,756
<i>PERMX_delta</i> , мД	-43,310	-9738,5	1716,39	325,432
<i>PERMX_k</i> , д. ед.	2,172	$4,925 \cdot 10^{-5}$	743,743	12,124
<i>PERMX_petro</i> , мД	115,982	0,150	1719,0	211,47

Из всей выборки (по 327 скважинам) более половины значений коэффициента пористости находится в интервале от 0,13 до 0,18 д. ед., наблюдается очень малое количество значений менее 0,08 и более 0,25 д. ед. Среднее значение пористости равно 0,15 д. ед. В подавляющем большинстве случаев (94 %) коэффициент проницаемости изменяется от 2,3 до 1000 мД, при этом в 70 % проницаемость не превышает 200 мД. Средняя толщина проницаемого пропластка составляет 1,8 м.

На основании анализа данных РИГИС установлено, что в целом коллекторы бобриковского пласта относятся к классу коллекторов средних по пористости и проницаемости по классификации А.А. Ханина (класс III: пористость – 11–18 %, проницаемость – 100–500 мД; класс IV: пористость – 10–16,8 %, проницаемость – 1–100 мД).

Статистическая характеристика коллекторских свойств бобриковского пласта в гидродинамической модели

Для сопоставления значений ФЕС бобриковского пласта по данным РИГИС и ГДМ проведен анализ значений пористости и проницаемости в ГДМ, содержащей 423 150 ячеек. Определены основные статистические характеристики для кубов: пористости (*PORO*), исходной проницаемости после ремасштабирования ГМ (*PERMX_ish*) и проницаемости в адаптированной ГДМ (*PERMX_adapt*). В табл. 2 приведены основные статистические характеристики пористости и проницаемости в модели.

Распределения значений коэффициента пористости по данным РИГИС и ГДМ в целом схожи, среднее значение равно 0,15 д. ед., в большинстве случаев (80–90 %) проницаемость не превышает 200 мД – по кубу исходной и адаптированной проницаемости.

В ходе процесса адаптации ГДМ залежи бобриковского пласта к истории разработки значение исходной проницаемости скорректировано с целью получения расчетных показателей разработки, максимально приближенных к фактическим. Из данных табл. 2 видно, что проницаемость в адаптированном кубе в целом ниже, чем в исходном после ремасштабирования ГМ.

С целью выявления степени расхождения проницаемости в адаптированной ГДМ и ремасштабированной ГМ рассчитан куб разности (*PERMX_delta*) и куб множителя (*PERMX_k*):

$$PERMX_delta = PERMX_adapt - PERMX_ish,$$

$$PERMX_k = PERMX_adapt / PERMX_ish.$$

Разность между адаптированной и исходной проницаемостью (*PERMX_delta*) изменяется от -9738,5 до 1716,39 мД, при этом среднее значение смещено в область отрицательных значений (см. табл. 2). Установлено, что в 70,2 % случаев значение *PERMX_delta* < 0 мД, т.е. адаптированная проницаемость меньше исходной; в 29 % – *PERMX_delta* > 0 мД, т.е. адаптированная проницаемость больше исходной; в 0,8 % – проницаемость в ГДМ равна исходной. В большинстве случаев (80 %) проницаемость в адаптированной модели отличается от исходной на величину от -220 до +110 мД. Распределение множителя проницаемостей (*PERMX_k*) близко к экспоненциальному распределению, медиана равна 0,367 д. ед.

Таким образом, при сравнении результатов анализа параметров по данным РИГИС и по ГДМ в целом установлено соответствие в статистических характеристиках распределений значений пористости, а для распределений проницаемости наблюдаются различия. Среднее значение проницаемости по данным РИГИС в целом выше, чем в моделях после ремасштабирования и после адаптации (значения параметра – 254,974; 157,375 и 114,066 мД соответственно).

Корректирование коэффициента проницаемости гидродинамической модели

Рассмотрен вариант корректирования значений проницаемости в адаптированной модели согласно диапазонам изменения коэффициента пористости на основе эмпирических данных. Для этого петрофизическая зависимость $KPR = f(KP)$ по керну разбита на интервалы по пористости, каждому из которых соответствуют определенные диапазоны изменения проницаемости (рис. 1).

Из исходного поля значений, представленных на рис. 1, выбрана область с наибольшей плотностью точек данных, единичные аномальные значения, выбивающиеся из выбранной области, не учитывались, так как в

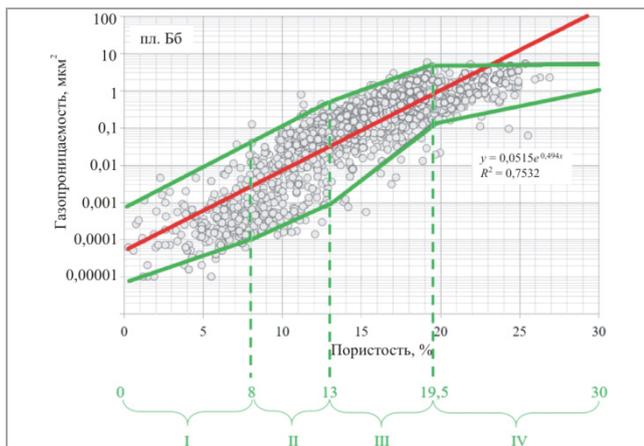


Рис. 1. Зависимость проницаемости от пористости по данным исследования зерна

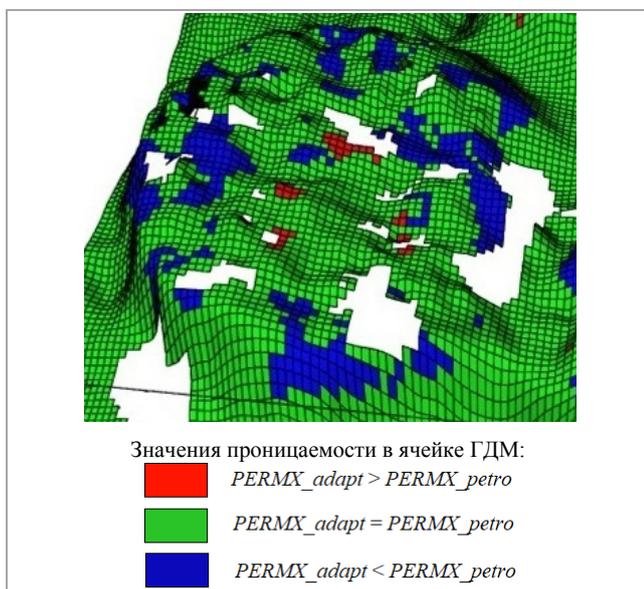


Рис. 2. Куб, характеризующий отклонение проницаемости в адаптированной модели от петрофизической зависимости

моделировании используются осредненные данные. Выделено четыре интервала по пористости (I–IV), в каждом из которых граничные значения проницаемости были заданы уравнениями (сплошные зеленые линии на рис. 1). Обозначенные границы не зависят от выбросов, что в итоге позволит получить более сглаженный куб проницаемости.

Суть метода коррекции куба адаптированной проницаемости сводится к проверке попадания адаптированного значения проницаемости в заданные границы, в зависимости от значения пористости в ячейке ГДМ. В случае выхода значения проницаемости в ячейке ГДМ за заданные границы, ей присваивается верхнее или нижнее граничное значение коэффициента проницаемости, которое в свою очередь зависит от пористости. Применение такого

подхода к адаптированным кубам проницаемости позволяет исключать грубые завышения и занижения коэффициента проницаемости в ячейках ГДМ.

Данный подход учитывает тот факт, что масштаб керновых данных определяется сантиметрами, а размер ячейки в ГДМ составляет 25 × 25 м. Таким образом, значения проницаемости, определенные по образцу зерна, нельзя полностью присвоить ячейке модели, особенно в области высоких значений коэффициента проницаемости.

С использованием граничных значений коэффициента проницаемости получен и скорректирован куб проницаемости (*PERMX_petro*), основанный на кубе после «ручной» адаптации модели (*PERMX_adapt*). Полученный таким образом модифицированный куб проницаемости (*PERMX_petro*) в пределах контура нефтеносности имеет отклонения, соответствующие таковым по петрофизической зависимости. В ходе выполнения расчетов проницаемость в законтурной области принята равной таковой в адаптированном кубе для исключения влияния разных настроек аквифера (aquifer) на результаты расчетов. На рис. 2 красным и синим цветом обозначены anomalно высокие и низкие значения проницаемости в адаптированной ГДМ, выходящие за границы основного облака точек по данным зависимости проницаемости от пористости (см. рис. 1).

В табл. 2 приведены основные статистические характеристики для модифицированного в соответствии с петрофизической зависимостью куба проницаемости (*PERMX_petro*). Из данных табл. 2 видно, что в адаптированном кубе нижняя граница значения проницаемости составляет 0,025 мД (куб *PERMX_adapt*), а после исключения anomalных значений предложенным методом увеличилась до 0,15 мД (куб *PERMX_petro*), при этом верхняя граница 1719 мД не изменилась, а средние значения практически совпадают.

Для сравнения выполнены расчеты показателей разработки с применением кубов проницаемости из табл. 1 (*PERMX_ish*, *PERMX_adapt*, *PERMX_petro*). По исходному и модифицированному кубам проницаемости динамика добычи нефти и жидкости по результатам расчетов совпадает с фактической – как отдельно по куполам месторождения, так и в целом по объекту. Наибольшая сходимость с историческими данными получена в начальный период разработки. На рис. 3 представлены отклонения результатов расчетов от фактических данных по накопленной добыче нефти, накопленной добыче жидкости и обводненности по объекту за весь период разработки.

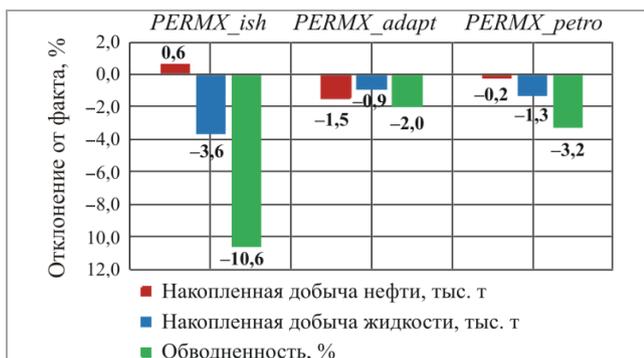


Рис. 3. Результаты расчетов на ГДМ в целом по объекту разработки за весь период разработки

Из рис. 3 видно, что наибольшая сходимостъ с фактом достигнута в результате «ручной» адаптации модели (куб *PERMX_adapt*). После корректирования куба проницаемости в соответствии с петрофизической зависимостъю «кern – kern» отклонения от факта также соответствуют требованиям точности настройки модели (куб *PERMX_petro*), при этом уменьшилось отклонение по накопленной добыче нефти.

ЗаклЮчение

1. По результатам анализа данных РИГИС и ГДМ установлено, что в большинстве случаев проницаемость бобриковского пласта не превышает 200 мД.

2. В адаптированной ГДМ залежи корректировка исходной проницаемости, полученной после ремасштабирования ГМ, в большинстве случаев произведена на величину от –220 до +110 мД.

3. Рассматриваемый подход предусматривает корректировку проницаемости после «ручной» адаптации модели в соответствии с интервалами изменения пористости на основе керновой зависимости $KPR = f(KP)$. В результате получен модифицированный куб проницаемости *PERMX_petro* с исключением грубых завышений и занижений параметра в ячейках ГДМ.

4. По итогам выполнения расчетов по воспроизведению истории разработки объекта Бб с применением модифицированного куба достигнута сходимостъ показателей разработки с фактическими данными. В результате такого подхода отклонение по накопленной добыче нефти от факта составило – 0,2 тыс. т, по накопленной добыче жидкости – 1,3 тыс. т, по обводненности – 3,2 %, полученные отклонения соответствуют требованиям настройки модели.

Библиографический список

1. Потехин Д.В., Путилов И.С., Галкин В.И. Повышение достоверности геологических моделей залежей нефти и газа на основе усовершенствованной технологии многовариантного

трехмерного моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 16–19.

2. Путилов И.С., Потехин Д.В. Разработка методики многовариантного 3D-моделирования с контролем качества реализаций для повышения достоверности геологических моделей // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 15–17.

3. Wellmann F., Caumon G. 3-D Structural geological models: Concepts, methods, and uncertainties. – Advances in Geophysics, 2018. – 121 p. DOI: 10.1016/bs.agph.2018.09.001

4. Вопросы качественной оценки геологической модели / А.В. Гетман, В.Л. Киселев, А.С. Алексеев, В.П. Волков, И.Ф. Ишмуратов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 90–93.

5. 3D Geological Modeling and Its Application under Complex Geological Conditions / S. Yan-lin, Z. Ai-ling, H. Youbin, X. Ke-yan // Procedia Engineering. – 2011. – Vol. 12. – P. 41–46. DOI: 10.1016/j.proeng.2011.05.008

6. Creation of 3D Geological Models Using Interpolation Methods for Numerical Modelling / J. Muzik, T. Vondráčková, D. Sitányiová, J. Plachý, V. Nývlt // Procedia Earth and Planetary Science. – 2015. – Vol. 15. – P. 25–30. DOI: 10.1016/j.proeps.2015.08.007

7. Multi-parameter quantitative assessment of 3D geological models for complex fault-block oil reservoirs / T. Xuequn, L. Yunyan, Z. Xiaozhou, L. Jiandang, Z. Rongchen, J. Chao // Petroleum Exploration and Development. – 2019. – Vol. 46. iss. 1. – P. 194–204. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)30019-9

8. Carmichael T., Ailleres L. Method and analysis for the upscaling of structural data // Journal of Structural Geology. – 2016. – Vol. 83. – P. 121–133. DOI: 10.1016/j.jsg.2015.09.002

9. Sharifia M., Kelkar M. Novel permeability upscaling method using Fast Marching Method // Fuel. – 2014. – Vol. 117, part A. – P. 568–578. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.08.084

10. Снижение размерности моделей многопластовых залежей с сохранением их геологических особенностей / А.Г. Колягин, В.Л. Терентьев, Е.И. Шевченко, В.В. Денисов, К.М. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 9. – С. 40–43.

11. Лобанова О.А., Индруцкий И.М. Неравномерные и масштабные эффекты в моделировании фазового поведения углеводородных смесей // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 49–53.

12. Amirsardari M., Dabir B., Naderifar A. Development of a flow based dynamic gridding approach for fluid flow modeling in heterogeneous reservoirs // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 31. – P. 715–729. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.077

13. Ефимов Д.В., Савичев В.И. Опыт практического моделирования свойств пластовых флюидов: от стандартных корреляций к композиционным термодинамическим моделям // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 56–59.

14. Pedersen K., Christensen P., Shaikh J. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluid. – Boca Raton: CRC Press, 2007. – 465 p.

15. Овчаров В.В. Модификация функций относительных фазовых проницаемостей для регуляризации численного решения задачи вытеснения нефти водой // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 3. – С. 102–105.

16. Pereira G.G. Fluid flow, relative permeabilities and capillary pressure curves through heterogeneous porous media // Applied Mathematical Modelling. – 2019. – Vol. 75. – P. 481–493. DOI: 10.1016/j.apm.2019.05.050

17. Степанов С.В., Глумов Д.Н. Оценка влияния различных подходов к обоснованию начального распределения флюидов и их подвижности на результаты гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 12. – С. 112–116.

18. A new numerical simulator considering the effect of enhanced liquid on relative permeability / S. Wang, C. Yu, G. Sang, Q. Zhao // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Vol. 177. – P. 282–294. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.02.053

19. Свалов А.М. Анализ проблем построения кривых капиллярного давления при моделировании пластовых процессов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. – С. 70–73.

20. Обоснование изменения водонасыщенности по высоте залежи нефти и газа при геолого-гидродинамическом моделировании / А.С. Некрасов, Д.В. Потехин, А.В. Шилов,

А.В. Габнасыров, М.А. Присяжнюк // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 10. – С. 78–81.

21. Jing-qiang L., Chao-mo Z., Zhansong Z. Combine the capillary pressure curve data with the porosity to improve the prediction precision of permeability of sandstone reservoir // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Vol. 139. – P. 43–48. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.12.018

22. Single-and two-phase flow model in low-permeability reservoir / S. Fuquan, S. Xingxing, W. Yong, S. Yeheng // Petroleum. – 2019. – Vol. 5, iss. 2. – P. 183–190. DOI: 10.1016/j.petlm.2018.05.004

23. Сазонов Е.О., Нугаева А.Н., Червякова А.Н. Новые подходы к равновесной инициализации модели BlackOil и обоснованию уровней зеркала свободной воды и поверхности водонефтяного контакта // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 6. – С. 70–75. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-70-75

24. Черемисин Н.А., Бикбулатова Т.Г., Елецкий С.В. Априорный подход к оценке возможности использования гидродинамических моделей на практике при известных ошибках в задании начальных данных // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 57–61.

25. Повышение качества геолого-гидродинамического моделирования / К.Е. Закревский, А.В. Аржиловский, А.С. Тимчук, М.А. Грищенко, Т.Г. Бикбулатова // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 44–48.

26. Денисов В.В., Живчук М.В. Экспресс-оценка невязки и ускорение настройки гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 100–101. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-11-100-101

27. Spilsbury-Schakel J.A. Quality control of static reservoir models // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 11–13 September. – Adelaide, Australia, 2006. DOI: 10.2118/101875-MS

28. Новый адаптивный подход к геолого-гидродинамическому моделированию детально разрабатываемых месторождений и залежей / Е.Н. Тараскин, И.С. Гутман, С.А. Руднев, А.З. Захарян, С.О. Урсегов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 6. – С. 78–83. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-78-83

29. Создание и использование постоянно действующей геолого-технологической модели 3-го блока Березовской площади / Р.Р. Ибатуллин, И.М. Бакиров, А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов, А.Р. Рахманов // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 54–56.

30. Modelling boreholes in complex heterogeneous aquifers / K.A. Upton, A.P. Butler, C.R. Jackson, M. Mansour // Environmental Modelling & Software. – 2019. – Vol. 118. – P. 48–60. DOI: 10.1016/j.envsoft.2019.03.018

31. О возможности геологически согласованного уточнения параметров газогидродинамической модели в межскважинном пространстве по данным эксплуатации скважин / Э.С. Закиров, И.М. Ширяев, И.М. Индрупский, О.В. Любимова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 33–40.

32. Технология подготовки, хранения и совместного анализа информации для создания комплексных геолого-гидродинамических моделей объектов разработки нефтяных месторождений / М.Ш. Магдеев, М.В. Федотов, С.А. Маслов, А.А. Назаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 10. – С. 17–22.

33. Михайлов Н.Н. Новые направления повышения информативности геолого-гидродинамического моделирования залежи // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 69–73.

34. Повышение эффективности гидродинамического моделирования посредством применения усовершенствованных методик обработки данных гидродинамических исследований скважин (на примере Озерного месторождения) / М.В. Латышева, Ю.В. Устинова, В.В. Кашеварова, Д.В. Потехин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 15. – С. 73–80. DOI 10.15593/2224-9923/2015.15.8

35. Использование данных индикаторных исследований при создании постоянно действующей геолого-технологической

модели / О.Г. Антонов, А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, А.Р. Рахманов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 40–42.

36. Чертенков М.В., Чуйко А.И., Метт Д.А. Использование данных гидродинамических исследований для построения детальных геолого-гидродинамических моделей // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 48–50.

37. Закиров Э.С., Индрупский И.М., Анিকেев Д.П. Проблемы численного моделирования разработки месторождений с использованием коммерческих симуляторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 6. – С. 52–58.

38. Hørsholt S., Nick H.M., Jørgensen J.B. Oil Production Optimization of Black-Oil Models by Integration of Matlab and Eclipse E300 // IFAC-PapersOnLine. – 2018. – Vol. 51, iss. 8. – P. 88–93. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.360

39. Степанов С.В., Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 4. – С. 50–53.

40. Автоматизация подбора геолого-технических мероприятий на постоянно действующей геолого-технологической модели / А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин, О.Г. Антонов, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 4. – С. 106–107.

41. Насыбуллин А.В., Ханипов М.Н., Сагтаров Р.З. Развитие технологий системного воздействия на пласт с применением гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С. 36–39.

42. Каневская Р.Д. О проблемах моделирования и мониторинга месторождений на различных стадиях разработки // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 5. – С. 55–61.

43. Оптимизация системы заводнения на основе трехмерного геолого-гидродинамического моделирования и искусственного интеллекта / А.В. Насыбуллин, О.Г. Антонов, А.А. Шутов, А.Р. Рахманов, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 7. – С. 14–16.

44. Об адаптации геолого-гидродинамических моделей и использовании результатов моделирования для управления разработкой месторождений Беларуси / В.Г. Жогло, Н.А. Демяненко, А.В. Халецкий, С.И. Гримус, Н.М. Виницкая, Н.И. Будник // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 78–81.

45. Цепелев В.П., Пислегин М.Н., Тимчук А.С. Автоматизированная адаптация гидродинамических моделей с использованием настраиваемых полей коэффициентов проницаемости // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 10. – С. 97–99.

46. Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 268–274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

References

1. Potekhin D.V., Putilov I.S., Galkin V.I. Povyshenie dostovernosti geologicheskikh modelei zalezhei nefiti i gaza na osnove usovershenstvovanoi tekhnologii mnogovariantnogo trekhmernogo modelirovaniia [Improve the reliability of geological models of oil fields on basis of optimized technological settings multivariate 3D modeling]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 6, pp. 16-19.

2. Putilov I.S., Potekhin D.V. Razrabotka metodiki mnogovariantnogo 3D-modelirovaniia s kontrolem kachestva realizatsii dlia povysheniia dostovernosti geologicheskikh modelei [Creating technological polivariation 3D modeling with quality control of the models realization for raising reliability]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 1, pp. 15-17.

3. Wellmann F., Caumon G. Chapter One - 3D Structural geological models: Concepts, methods, and uncertainties. *Advances in Geophysics*, 2018, 121 p. DOI: 10.1016/bs.agph.2018.09.001

4. Getman A.V., Kiselev V.L., Alekseev A.S., Volkov V.P., Ishmuratov I.F. Voprosy kachestvennoi otsenki geologicheskoi modelei [Some problems of geological model qualitative assessment]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 11, pp. 90-93.

5. Yan-lin S., Ai-ling Z., You-bin H., Ke-yan X. 3D Geological Modeling and Its Application under Complex Geological Conditions. *Procedia Engineering*, 2011, vol. 12, pp. 41-46. DOI: 10.1016/j.proeng.2011.05.008
6. Muzik J., Vondráčková T., Sitányiová D., Plachý J., Nývlt V. Creation of 3D Geological Models Using Interpolation Methods for Numerical Modelling. *Procedia Earth and Planetary Science*, 2015, vol. 15, pp. 25-30. DOI: 10.1016/j.proeps.2015.08.007
7. Xuequn T., Yunyan L., Xiaozhou Z., Jiandang L., Rongchen Z., Chao J. Multi-parameter quantitative assessment of 3D geological models for complex fault-block oil reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2019, vol. 46, iss. 1, pp. 194-204. DOI: 10.1016/S1876-3804(19)30019-9
8. Carmichael T., Ailleres L. Method and analysis for the upscaling of structural data // *Journal of Structural Geology*, 2016, vol. 83, pp. 121-133. DOI: 10.1016/j.jsg.2015.09.002
9. Sharifia M., Kelkar M. Novel permeability upscaling method using Fast Marching Method. *Fuel*, 2014, vol. 117, part A, pp. 568-578. DOI: 10.1016/j.fuel.2013.08.084
10. Koliagin A.G., Terent'ev V.L., Shevchenko E.I., Denisov V.V., Fedorov K.M. Snizhenie razmernosti modeli mnogoplastovykh zalezhei s sokhraneniem ikh geologicheskikh osobennosti [Reduction of model dimension retaining field geological features]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 9, pp. 40-43.
11. Lobanova O.A., Indrupskii I.M. Neravnesnye i masshtabnye efekty v modelirovanii fazovogo povedeniia uglevodorodnykh smesei [Non-equilibrium and scale effects in modeling phase behavior of hydrocarbon mixtures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 6, pp. 49-53.
12. Amirsardari M., Dabir B., Naderifar A. Development of a flow based dynamic gridding approach for fluid flow modeling in heterogeneous reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 31, pp. 715-729. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.03.077
13. Efimov D.V., Savichev V.I. Opyt prakticheskogo modelirovaniia svoystv plastovykh fluidov: ot standartnykh korreliatsii k kompozitsionnym termodinamicheskim modeliam [Reservoir fluids applied modeling: from correlations to compositional thermodynamic models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 4, pp. 56-59.
14. Pedersen K., Christensen P., Shaikh J. Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluid. Boca Raton: CRC Press, 2007, 465 p.
15. Ovcharov V.V. Modifikatsiia funktsii otositel'nykh fazovykh pronitsaemosti dlia reguliarizatsii chislennogo resheniia zadachi vytesneniia nefi vodoi [Scaling of relative permeability functions as a method of regularizing numerical solution of the water-oil displacement problem]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 3, pp. 102-105.
16. Pereira G.G. Fluid flow, relative permeabilities and capillary pressure curves through heterogeneous porous media. *Applied Mathematical Modelling*, 2019, vol. 75, pp. 481-493. DOI: 10.1016/j.apm.2019.05.050
17. Stepanov S.V., Glumov D.N. Otsenka vliianiia razlichnykh podkhodov k obosnovaniiu nachalnogo raspredeleniia fluidov i ikh podvizhnosti na rezul'taty gidrodinamicheskogo modelirovaniia [Impact evaluation of various approaches for justification of initial distribution of fluids and their mobility on the results of reservoir simulation modeling]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 12, pp. 112-116.
18. Wang S., Yu C., Sang G., Zhao Q. A new numerical simulator considering the effect of enhanced liquid on relative permeability. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, pp. 282-294. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.02.053
19. Svalov A.M. Analiz problem postroeniia krivykh kapillarnogo davleniia pri modelirovanii plastovykh protsessov [Analysing problems of capillary pressure curves definition at modelling of formation processes]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 5, pp. 70-73.
20. Nekrasov A.S., Potekhin D.V., Shilov A.V., Gabnasyrov A.V., Prisiazhniuk M.A. Obosnovanie izmeneniia vodonasyschennosti po vysote zalezhi nefi i gaza pri geologo-gidrodinamicheskom modelirovanii [Substantiation of water saturation variations by height of oil and gas reservoir for the purposes of its geological and hydrodynamic modeling]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 10, pp. 78-81.
21. Jing-qiang L., Chao-mo Z., Zhansong Z. Combine the capillary pressure curve data with the porosity to improve the prediction precision of permeability of sandstone reservoir. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016, vol. 139, pp. 43-48. DOI: 10.1016/j.petrol.2015.12.018
22. Single-and two-phase flow model in low-permeability reservoir / S. Fuquan, S. Xingxing, W. Yong, S. Yeheng. *Petroleum*, 2019, vol. 5, iss. 2, pp. 183-190. DOI: 10.1016/j.petlm.2018.05.004
23. Sazonov E.O., Nugaeva A.N., Cherviakov A.N. Novye podkhody k ravnesnoi initsializatsii modeli BlackOil i obosnovaniiu urovnei zerkala svobodnoi vody i poverkhnosti vodoneftianogo kontakta [New approaches to equilibrium initialization of the Blackoil model and free water level evaluation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 6, pp. 70-75. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-6-70-75
24. Cheremisin N.A., Bikbulatova T.G., Eletsii S.V. Apriorni podkhod k otsenke vozmozhnosti ispol'zovaniia gidrodinamicheskikh modeli na praktike pri izvestnykh oshibkakh v zadaniii nachal'nykh dannykh [The a priori approach to assessment of the hydrodynamic models in practice by known errors in the initial data]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 10, pp. 57-61.
25. Zakrevskii K.E., Arzhilovskii A.V., Timchuk A.S., Grishchenko M.A., Bikbulatova T.G. Povyshenie kachestva geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniia [Geological and hydrodynamic modeling quality improvement]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 10, pp. 44-48.
26. Denisov V.V., Zhivchuk M.V. Ekspress-otsenka neviazki i uskorenie nastroiki gidrodinamicheskoi modeli [Rapid assessment of discrepancy and acceleration of history matching in hydrodynamic model]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2018, no. 11, pp. 100-101. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-11-100-101
27. Spilbury-Schakel J.A. Quality control of static reservoir models. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 11-13 September, Adelaide, Australia, 2006. DOI: 10.2118/101875-MS
28. Taraskin E.N., Gutman I.S., Rudnev S.A., Zakharin A.Z., Ursegov S.O. Novyi adaptivnyi podkhod k geologo-gidrodinamicheskomu modelirovaniiu dlitel'no razrabatyvaemykh mestorozhdenii i zalezhei [New adaptive approach to geological and hydrodynamic modeling of fields and reservoirs with long production history]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2017, no. 6, pp. 78-83. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-6-78-83
29. Ibatullin R.R., Bakirov I.M., Nasybullin A.V., Antonov O.G., Rakhmanov A.R. Sozdanie i ispol'zovanie postoianno deistvuiushchei geologo-tekhnologicheskoi modeli 3 bloka Berezovskoi ploschadi [Development and application of permanently updated geological and reservoir model for the third block of the Berezovskaya area]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 2, pp. 54-56.
30. Upton K.A., Butler A.P., Jackson C.R., Mansour M. Modelling boreholes in complex heterogeneous aquifers. *Environmental Modelling & Software*, 2019, vol. 118, pp. 48-60. DOI: 10.1016/j.envsoft.2019.03.018
31. Zakirov E.S., Shiriaev I.M., Indrupskii I.M., Liubimova O.V. O vozmozhnosti geologicheskoi soglasovannogo utochneniia parametrov gazogidrodinamicheskoi modeli v mezhskvazhinnom prostranstve po dannym ekspluatatsii skvazhin [Possibility of geologically-coordinated specification of a gas-hydrodynamic model parameters in the inter-well space by wells operation data]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 12, pp. 33-40.
32. Magdeev M.Sh., Fedotov M.V., Maslov S.A., Nazarov A.A. Tekhnologiia podgotovki, khraneniia i sovmestnogo analiza informatsii dlia sozdaniia kompleksnykh geologo-gidrodinamicheskikh modeli ob'ektov razrabotki nefiannykh mestorozhdenii [The technology of preparation, storage and joint analysis of information applied to build complex geological-hydrodynamic models for oil fields development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 10, pp. 17-22.

33. Mikhailov N.N. Novye napravleniia povysheniia informativnosti geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniia zalezhi [New lines of the raising of an informativity of geological and hydrodynamic deposit simulation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, p. 69-73.

34. Latysheva M.V., Ustinova Iu.V., Kashevarova V.V., Potekhin D.V. Povyshenie effektivnosti gidrodinamicheskogo modelirovaniia posredstvom primeneniia usovershenstvovannykh metodik obrabotki dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin (na primere Ozerogo mestorozhdeniia) [Improvement of hydrodynamic simulation using advanced techniques of hydrodynamic well data processing (exemplified by Ozerne field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 15, pp. 73-80. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.15.8

35. Antonov O.G., Nasybullin A.V., Lifant'ev A.V., Rakhmanov A.R. Ispol'zovanie dannykh indikatornykh issledovaniy pri sozdani postoianno deistvuiushchei geologo-tekhnologicheskoi modeli [Use of tracer survey data for building a permanently updated geological and reservoir model]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 7, pp. 40-42.

36. Chertenkov M.V., Chuiko A.I., Mett D.A. Ispol'zovanie dannykh gidrodinamicheskikh issledovaniy dlia postroeniia detal'nykh geologo-gidrodinamicheskikh modelei [Using well test data for detailed geological and hydrodynamic models]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 4, pp. 48-50.

37. Zakirov E.S., Indrupskii I.M., Anikeev D.P. Problemy chislenogo modelirovaniia razrabotki mestorozhdenii s ispol'zovaniem kommercheskikh simulatorov [Problems of numerical simulation of fields' development using commercial simulation software]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2016, no. 6, pp. 52-58.

38. Hørsholt S., Nick H.M., Jørgensen J.B. Oil Production Optimization of Black-Oil Models by Integration of Matlab and Eclipse E300. *IFAC-PapersOnLine*, 2018, vol. 51, iss. 8, pp. 88-93. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.06.360

39. Stepanov S.V., Pospelova T.A. Novaia kontsepsiia matematicheskogo modelirovaniia dlia priniatiia reshenii po razrabotke mestorozhdenii [New concept of mathematical modeling for making reservoir engineering decisions]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2019, no. 4, pp. 50-53. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-4-50-53

40. Nasybullin A.V., Latifullin F.M., Antonov O.G., Gumarov N.F., Ganiev B.G. Avtomatizatsiia podbora geologo-tekhnicheskikh meropriatii na postoianno deistvuiushchei geologo-tekhnologicheskoi modeli [Technology for computerized selection of reservoir management technologies by using permanently updated model]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 4, pp. 106-107.

41. Nasybullin A.V., Khanipov M.N., Sattarov R.Z. Razvitie tekhnologii sistemnogo vozdeistviia na plast s primeneniem gidrodinamicheskogo modelirovaniia [Development of formation treatment technologies using reservoir simulation studies]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 7, pp. 36-39.

42. Kanevskaia R.D. O problemakh modelirovaniia i monitoringa mestorozhdenii na razlichnykh stadiakh razrabotki [On the problems of modeling and monitoring of deposits at various stages of development]. *Tekhnologii nefti i gaza*, 2015, no. 5, pp. 55-61.

43. Nasybullin A.V., Antonov O.G., Shutov A.A., Rakhmanov A.R., Gumarov N.F., Ganiev B.G. Optimizatsiia sistemy zavodneniia na osnove trekhmernogo geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniia i iskusstvennogo intellekta [3D reservoir modeling and AI-based optimization of waterflooding system]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 7, pp. 14-16.

44. Zhoglo V.G., Demianenko N.A., Khaletskii A.V., Grimus S.I., Vinit'skaia N.M., Budnik N.I. Ob adaptatsii geologo-gidrodinamicheskikh modelei i ispol'zovaniy rezul'tatov modelirovaniia dlia upravleniia razrabotkoi mestorozhdenii Belarusi [On adaptation of geological and hydrodynamic models and using the results of simulation for control of fields development in Belarus]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2012, no. 9, pp. 78-81.

45. Tsepelev V.P., Pislegin M.N., Timchuk A.S. Avtomatizirovannaia adaptatsiia gidrodinamicheskikh modelei s ispol'zovaniem nastraivaemykh polei koeffitsientov pronitsaemosti [Automatic history matching of reservoir simulation models with using of permeability fields multiplier tuning]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 10, pp. 97-99.

46. Repina V.A., Galkin V.I., Galkin S.V. Primenenie kompleksnogo ucheta petrofizicheskikh kharakteristik pri adaptatsii geologo-gidrodinamicheskikh modelei (na primere vizeiskoi zalezhi Gondyrevskogo mestorozhdeniia nefti) [Complex petrophysical correction in the adaptation of geological hydrodynamic models (on the example of Visean pool of Gondyrev oil field)]. *Zapiski Gornogo instituta*, 2018, vol. 231, pp. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Сметкина М.А., Мелкишев О.А., Присяжнюк М.А. Уточнение значений проницаемости при адаптации гидродинамической модели // Недропользование. – 2020. – Т.20, №3. – С.223–230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3

Please cite this article in English as:

Smetkina M.A., Melkishev O.A., Prisyazhnyuk M.A. Refining the Values of Permeability when Adapting the Hydrodynamic Model. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.3, pp.223-230. DOI: 10.15593/2712-8008/2020.3.3