

# ЛОКАЛЬНОЕ УТОЧНЕНИЕ РЕШЕНИЯ СУПЕРЭЛЕМЕНТНОЙ МОДЕЛИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

*А.Б. Мазо, К.А. Поташев\**

*Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия*

Предложен метод двухэтапного моделирования разработки нефтяного пласта, использующий две модели различной степени детализации для описания гидродинамических процессов разных пространственно-временных масштабов. На первом этапе моделируется глобальная динамика энергетического состояния залежи и запасов (характерные масштабы таких изменений – км/год). Уравнения двухфазной фильтрации в модели глобальных изменений оперируют гладкими осредненными полями давления и насыщенности, они решаются численно на крупной расчетной сетке суперэлементов с характерным размером ячейки 200-500 м. Тензорные коэффициенты суперэлементной модели подсчитываются с помощью специальных процедур апскейлинга абсолютной и относительных фазовых проницаемостей. На втором этапе строится локальное уточнение суперэлементной модели для расчета мелкомасштабных фильтрационных процессов (масштабы – м/сутки), протекающих, например, при проведении различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) по повышению нефтеотдачи пласта. На выделенном участке ГТМ решается задача двухфазной фильтрации на детальной трехмерной сетке, разрешающей геологическую структуру коллектора, и с временным шагом, достаточным для описания быстротекущих процессов. Начальные и граничные условия локальной задачи формулируются на основе суперэлементного решения. Данный подход позволяет на порядки сократить вычислительные затраты при решении задач проектирования и мониторинга разработки нефтяной залежи.

Для демонстрации предложенного подхода приведен пример двухэтапного моделирования разработки нефтяной залежи слоистой структуры с локальным уточнением модели в период изоляции обводненного высокопроницаемого пропластка. Показано хорошее совпадение локально уточненного решения суперэлементной модели на участке ГТМ и результатов численного моделирования всей истории разработки пласта на детальной расчетной сетке.

**Ключевые слова:** суперэлементный метод, численное моделирование, нефтяной пласт, локальное уточнение, моделирование геолого-технических мероприятий, двухфазная фильтрация, демасштабирование

**DOI:** <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.4>

**Для цитирования:** Мазо А.Б., Поташев К.А. Локальное уточнение решения суперэлементной модели разработки нефтяного пласта. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 4. Ч. 1. С. 323-330. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.4>

Развитие геолого-технических методов воздействия на нефтяные пласты и рост общей доли трудноизвлекаемых запасов повышают требования к численному моделированию заводнения нефтяной залежи. Возникающие задачи требуют как детальности получаемых решений, так и увеличения скорости вычислений при проведении адаптационных или оптимизационных расчетов. В то же время размерность сеток, детально описывающих тонкую геологическую структуру всего пласта, настолько велика, что применение их для массовых фильтрационных расчетов приводит к чрезмерным вычислительным затратам.

Для сокращения размерности расчетных сеток обычно используется техника осреднения (ремасштабирования, апскейлинга) (Durlafsky, 1998; Панфилов, Панфилова, 1996; Беляев, 2004; Мазо, Поташев, 2017 (а); Мазо, Поташев, 2017 (б)). При этом теряется возможность описания мелкомасштабных фильтрационных процессов, характерных для сложных геолого-технических мероприятий (ГТМ). Альтернативным вариантом ускорения счета является использование детальных сеток не одновременно для всей залежи, а в локальных

подобластях. Примерами такого подхода является семейство многомасштабных методов (Aarnes и др., 2004; Arbogast, 2000; Efendiev и др., 2006; Gautier и др., 1999; Jenny и др., 2006; Пергамент и др., 2010), которые сводятся к построению детального поля скоростей на основе решения уравнения для давления на грубой сетке и последующего решения уравнения переноса насыщенности на мелкой сетке. При этом значительная часть вычислительной работы для расчета насыщенности является излишней для моделирования глобальной динамики заводнения.

Настоящая работа демонстрирует возможности применения двухэтапного суперэлементного моделирования, использующего модели различной степени детализации для описания разномасштабных процессов. Такой подход, на наш взгляд, позволяет не только на порядки сократить вычислительные затраты при решении задач проектирования нефтяной залежи, но и повысить точность расчетов по сравнению со многими традиционными методами.

Выбор способа локального уточнения суперэлементной модели зависит от метода воздействия на пласт при проведении ГТМ. При моделировании площадных мероприятий, таких как полимерное заводнение, эффект от которых проявляется в протяженных областях

\*Ответственный автор: Константин Андреевич Поташев  
E-mail: [kpotashev@mail.ru](mailto:kpotashev@mail.ru)

взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин, может применяться метод фиксированных трубок тока (Мазо и др., 2017). Такой подход позволяет использовать расчетные сетки высокого разрешения за счет декомпозиции трехмерной задачи на серию двумерных. В настоящей работе рассмотрен способ локального уточнения модели за счет выделения небольшого участка ГТМ и построения на нем мелкой трехмерной сетки для детального расчета краткосрочных последствий изоляции обводненного интервала перфорации одной эксплуатационной скважины.

Для расчета глобальной динамики разработки строится суперэлементная модель (Мазо, Булыгин, 2011; Мазо и др., 2013; Булыгин и др., 2013; Мазо и др., 2015) на крупных (с шагом 200-500 м по горизонтали и 10-100 м по вертикали) неструктурированных расчетных сетках с числом ячеек, сопоставимым с количеством скважин на месторождении. Это позволяет сократить длительность счета в сотни раз по сравнению с расчетами, традиционно использующими сетки с шагом 30-50 м. Удовлетворительная точность расчетов при этом достигается за счет формулировки задач для гладких средних полей давления и насыщенности, а также выполнения процедур апскейлинга фильтрационно-емкостных свойств пласта с переходом к тензорным полям абсолютной проницаемости коллектора (Мазо, Поташев, 2017 (а); Мазо, Potashev, 2016) и модифицированным функциям относительных фазовых проницаемостей (Мазо, Поташев, 2017 (б); Поташев, Абдрашитова, 2017). Суперэлементный подход позволяет выполнять расчет проектных показателей разработки нефтяных пластов и прогнозировать динамику энергетического состояния залежи. В то же время суперэлементный метод не позволяет проводить моделирование сравнительно быстрых мелкомасштабных процессов, например, сопровождающих ГТМ по повышению нефтеотдачи пласта.

Для описания таких процессов решение, построенное на суперэлементной сетке, должно быть локально уточнено в зоне проведения ГТМ. На выделенном участке пласта решается задача двухфазной фильтрации на детальной пространственной сетке, разрешающей геологическую структуру коллектора, и с временным шагом, достаточным для описания быстротекущих процессов. Принципиальным вопросом моделирования разработки отдельного участка является формулировка начальных и граничных условий на основе суперэлементного решения. Эти условия определяют одностороннюю связь между глобальным и локальным уточненным решением.

Для демонстрации предложенного подхода приведен пример двухэтапного суперэлементного моделирования разработки небольшой нефтяной залежи слоистой структуры, вскрытой рядной системой вертикальных совершенных скважин (Рис. 1, 2). Наличие высокопроницаемого пропластка приводит к прорыву воды к добывающим скважинам. Для изоляции водопритока выполняется частичная заливка интервала перфорации на отдельной скважине. Это приводит к резкому изменению фильтрационных потоков в окрестности проводимого ГТМ. Моделирование последствий данного мероприятия выполняется с помощью локального уточнения суперэлементного решения.

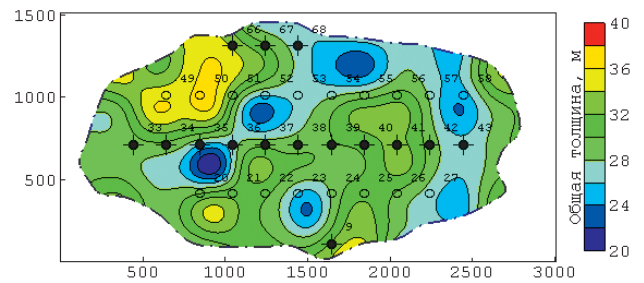


Рис. 1. Проекция на горизонтальную плоскость модельной нефтяной залежи с отсечением по внешнему контуру нефтеносности<sup>1</sup>

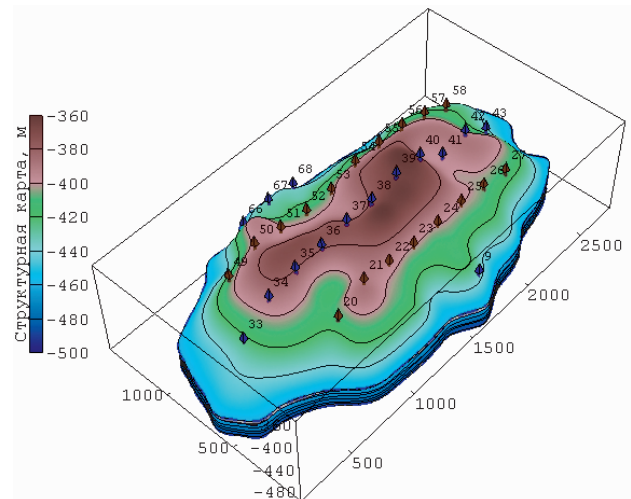


Рис. 2. Трехмерное представление модельной нефтяной залежи с отсечением по внешнему контуру нефтеносности

## Методика локального уточнения численного решения

Опишем общую последовательность действий при двухэтапном суперэлементном моделировании.

1. Вся область пласта  $D$  покрывается суперэлементной расчетной сеткой. Проводится апскейлинг абсолютной проницаемости (АП) и относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Выполняется численное моделирование глобальной динамики разработки пласта на интервале времени  $0 \leq t \leq T$ ; отыскиваются осредненные сеточные функции давления  $P(x, t)$  и водонасыщенности  $S(x, t)$  в  $x = (x, y, z) \in D, t \in [0, T]$ .

2. Задается участок  $\Omega \subset D$ , состоящий из малого числа суперэлементов, и короткий временной интервал  $t \in [t_0, t_0 + \tau]$ ,  $\tau \ll T$ , на котором требуется выполнить локальное уточнение суперэлементного решения. Граница  $\partial\Omega$  участка  $\Omega$  состоит из внешней  $\Gamma$  и внутренней  $\gamma$  частей. Внешняя часть  $\Gamma$  – это непрерывная поверхность, являющаяся объединением всех внешних граней составляющих участок суперэлементов. Внутренняя часть  $\gamma$  представлена совокупностью поверхностей  $\gamma_i$  всех скважин, расположенных внутри участка  $\Omega$ .

3. Область участка  $\Omega$  покрывается детальной расчетной сеткой для решения уравнений двухфазной фильтрации для мелкомасштабных давления  $p$  и насыщенности  $s$  в пренебрежении сжимаемостью флюидов, а также капиллярными и гравитационными силами (Баренблатт, 1984):

<sup>1</sup>Для визуализации геологической и фильтрационной моделей использовалось специальное программное обеспечение (Мазо и др., 2012; Марданов, Булыгин, 2012; Булыгин, Марданов, 2017)

$$\beta \frac{\partial p}{\partial t} + \nabla \cdot \mathbf{u} = 0, \quad \frac{\partial m s}{\partial t} + \nabla \cdot (f \mathbf{u}) = 0, \quad \mathbf{u} = -\sigma \nabla p,$$

$$\sigma = \frac{k}{\mu} = \frac{k}{\mu_w} \varphi(s), \quad \varphi(s) = k_w(s) + K_{\mu} k_o(s), \quad K_{\mu} = \frac{\mu_w}{\mu_o},$$

$$f(s) = k_w(s)/\varphi(s), \quad k_w(s) = s^n, \quad k_o(s) = (1-s)^n,$$

$$n = 1 \div 4. \tag{1}$$

Здесь  $\beta$  – упругоэластичность пласта;  $\mathbf{u}$  – скорость фильтрации суммарного потока;  $f$  – доля воды в потоке;  $\sigma$  – гидропроводность;  $\varphi$  – подвижность смеси;  $\mu_w, \mu_o$  – вязкости водной и нефтяной фаз.

4. Для решения задачи (1) задаются начальные

$$t = t_0, \quad \mathbf{x} \in \Omega: \quad p = p^0(\mathbf{x}), \quad s = s^0(\mathbf{x}) \tag{2}$$

и граничные условия. На внешней границе  $\Gamma$  ставится условие третьего рода (Поташев и др., 2016)

$$\mathbf{x} \in \Gamma: \quad \sigma \frac{\partial p}{\partial n} = -\alpha(p - P_e), \quad \alpha = \frac{\sigma}{h} \tag{3}$$

где  $P_e$  – суперэлементное решение на расстоянии  $h$  от границы  $\Gamma$  в направлении внешней нормали  $\mathbf{n}$  на момент  $t_0$ . На «входных» участках  $\Gamma^{\text{in}}$ :  $\mathbf{u} \cdot \mathbf{n} < 0$  дополнительно задается насыщенность  $s_{\Gamma}$ , которая строится по крупномасштабной насыщенности  $S$ . На внутренней границе ставятся нелокальные граничные условия: задаются величины дебита при постоянном давлении на скважине,

$$\mathbf{x} \in \gamma_i: \quad - \int_{\gamma_i} \sigma \frac{\partial p}{\partial n} d\gamma = q_i(t), \quad p = p_i = \text{const} \tag{4}$$

На поверхностях нагнетательных скважин дополнительно задается условие  $s = 1$ .

Начальное распределение насыщенности  $s^0$  в (2) строится на детальной сетке с помощью процедуры демасштабирования (даунскейлинга) среднего поля  $S$  в суперэлементах на момент времени  $t = t_0$ . Функция  $p^0$  в начальном условии (2) задается как решение стационарной задачи для давления  $p$ . Поскольку  $\tau \ll T$ , функции  $P_e$  и  $s_{\Gamma}$  в граничных условиях можно считать не зависящими от времени.

5. Решается задача (1) с условиями (2)-(4) локального уточнения модели на детальной сетке. Строятся сеточные функции  $p(\mathbf{x}, t), s(\mathbf{x}, t); \mathbf{x} \in \Omega, t \in [t_0, t_0 + \tau]$ .

6. Найденные функции давления  $p$  и насыщенности  $s$  используются для расчета технологических показателей работы скважин на участке ГТМ.

Выполнение второго этапа суперэлементного моделирования – локального уточнения модели (пп. 2-6) – может

выполняться для произвольного числа участков пласта и на произвольные моменты времени. При этом первый этап – моделирование глобальной динамики разработки на сетке суперэлементов (п. 1) – выполняется только один раз и не предполагает использования мелкомасштабных полей  $p, s$  для какого-либо уточнения функций  $P, S$ .

### Пример двухэтапного моделирования

Рассмотрим пример локального уточнения суперэлементной модели заводнения нефтяного пласта. Геологические характеристики пласта, расположение скважин и режимы их работы были сгенерированы специально для иллюстрации предлагаемой методики. Геологическая модель залежи образована тремя пропластками и двумя слабопроницаемыми перемычками. Проницаемость второго пропластка задавалась значительно выше проницаемости первого и третьего (Табл. 1). Средняя протяженность залежи в двух ортогональных направлениях составила 2.5 км и 1.5 км (Рис. 1, 2). Карта общей толщины пласта показана на рис. 1, параметры геологической модели указаны в табл. 1, 2. Абсолютная проницаемость пропластков вычислялась через пористость по формуле Козени (Kozeny, 1927; Daigle, Dugan, 2009; Yang, Aplin, 2007).

На момент условного начала разработки (01.2000 г.) залежь полностью насыщена нефтью. Вязкости воды и нефти задавались равными  $\mu_w = 0.001$  Па с,  $\mu_o = 0.002$  Па с. Функции ОФП (1) задавались в виде квадратичных зависимостей ( $n = 2$ ).

Пласт разрабатывается рядной системой 33 скважин (Рис. 1), 15 из которых – нагнетательные с постоянной приемистостью 150 м³/сут, и 18 – добывающие с постоянным дебитом 100 м³/сут. Средний шаг сетки скважин – 200 м. Все скважины вертикальны и изначально совершенны по степени вскрытия пласта. На добывающей скв. 52 в момент времени 01.01.2004 г. происходит заливка участка интервала перфорации в области высокопроницаемого пропластка с целью изоляции водопритока (Рис. 3). Данное геолого-техническое мероприятие выбирается в качестве причины локального уточнения суперэлементной модели.

На суперэлементной сетке было выполнено моделирование разработки всей залежи с 01.2000 г. Сетка содержала 90 СЭ со средним диаметром 225 м (Рис. 4). Высота суперэлементов совпадала с полной высотой пласта, то есть каждый СЭ содержал все пропластки и перемычки.

Для локального уточнения был определен участок вокруг скважины 52, состоящий из 18 суперэлементов и

Характеристика \ Пропласток	1	Перемычка	2	Перемычка	3
Средняя пористость, д.ед.	0.16	0.05	0.35	0.05	0.22
Средняя проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м²	6	0.15	120	0.15	20

Таблица 1. Средние характеристики пропластков

Характеристика	Минимальное значение	Среднее значение	Максимальное значение	Среднеквадратическое отклонение	Масштаб изменчивости, м
Общая толщина пласта, м	20	30	40	4	300
Толщина пропластка, м	0	7.5	15	8	300
Относительная пористость в пределах пропластка, д.ед.	0.8	1	1.2	0.3	100

Таблица 2. Статистические параметры распределения характеристик геологической модели

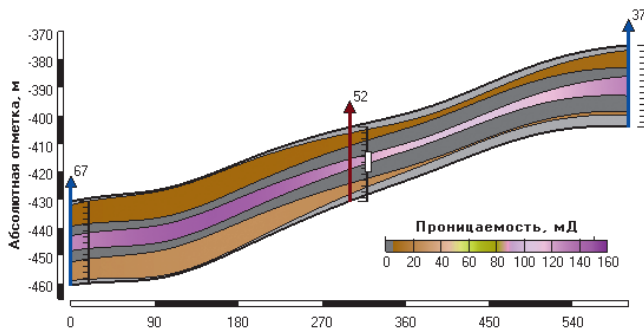


Рис. 3. Расположение интервалов перфорации (сплошные линии) и заливки (белым цветом)

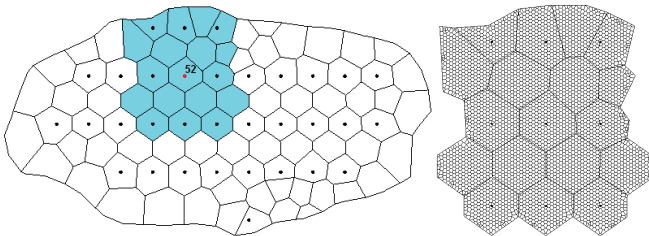


Рис. 4. Покрытие площади залежи суперэлементарной сеткой, область локального уточнения модели (слева) и ее покрытие детальной сеткой (справа)

содержащий окружающие 8 скважин (Рис. 4). Этот участок был покрыт детальной расчетной сеткой со средним диаметром ячеек 15 м, по вертикали пласт разбивался на 5 конечных объемов согласно структурным поверхностям пропластков и перемычек. Построенная детальная расчетная сетка содержала 17 900 конечных объемов. Решение задачи (1)-(4) на детальной сетке строилось на отрезке времени, охватывающем момент проведения рассматриваемого ГТМ – с 07.2003 г. до 01.2006 г. Для задания начальных и граничных условий локальной модели было использовано суперэлементарное решение – давление  $P$  и насыщенность  $S$  – на момент времени 07.2003 г.

При построении начального распределения насыщенности  $s^0$  в качестве процедуры даунскейлинга использовалось обобщение на трехмерный случай простейшей методики (Stiles, 1949; Dykstra, Parsons, 1950; Булыгин, 1974). В ней используются два предположения: 1) обводняются в первую очередь более проницаемые пропластки; 2) вытеснение нефти водой носит поршневой характер, поэтому часть пропластков полностью обводнена, а другая часть насыщена нефтью. Распределение заданного объема воды внутри пласта сводится к отысканию такой величины абсолютной проницаемости  $k^*$ , что слои с проницаемостью  $k < k^*$  насыщены нефтью, а слои с  $k > k^*$  насыщены водой. Применительно к рассматриваемой трехмерной задаче обобщение данной методики было реализовано следующим образом:

1) для каждого СЭ  $V \subset \Omega$  со средней пористостью  $M$  и известной на момент даунскейлинга средней насыщенностью  $S$  определялись расположенные внутри него элементы  $V_i$  детальной сетки;

2) найденные элементы  $V_i$  упорядочивались по убыванию значений абсолютной проницаемости  $k_i$ ;

3) в каждом  $V_i$  упорядоченного набора последовательно задавалась единичная водонасыщенность  $s_i = 1$  до выполнения условия  $\sum_{i=1}^N m_i |V_i| \geq M |V| S$ .

В качестве «точного» решения для оценки точности использовалось решение, построенное на детальной сетке во всей области залежи, начиная с момента начала разработки пласта 01.2000 г. Размеры блоков сетки задавались аналогично детальной сетке участка локального уточнения – средний диаметр 15 м и с разбивкой толщины пропластков и перемычек. Детальная сетка всей залежи содержала 92 100 конечных объемов. Моделирование разработки всей залежи на суперэлементарной и на детальной сетках выполнялось до 01.2006 г.

Сводная информация по использованным расчетным сеткам и затратам машинного времени приведена в табл. 3. Заметим, что в настоящей работе рассматривалась модель небольшой нефтяной залежи, содержащей всего 33 скважины, и малый период ее разработки (6 лет). Поэтому затраченное на построение локального уточнения суперэлементарной модели на участке с 9 скважинами время оказалось лишь в несколько раз меньше длительности моделирования на детальной сетке залежи в целом. Очевидно, что при рассмотрении крупных месторождений, насчитывающих сотни и тысячи скважин и разрабатываемых в течение нескольких десятков лет, вычислительные затраты на построение локальных и глобальной моделей на детальных сетках будут отличаться на несколько порядков. Например, расчетная сетка с латеральным шагом 15 м и вертикальным 1 м, покрывающая нефтяную залежь средней протяженности 5 км и средней толщины 50 м, будет иметь размерность порядка  $5 \cdot 10^6$ . При этом число неизвестных при решении уравнений (1) на мелкой сетке во всей области залежи возрастет примерно в 60 раз. Согласно оценкам зависимости длительности счета от размерности сетки можно заключить, что время, необходимое для построения одного варианта численного решения во всей области такой залежи увеличится примерно в 100 раз по сравнению с рассмотренным примером, то есть составит порядка 15 суток. Но размерность суперэлементарной сетки возрастет лишь в 5 раз, а длительность суперэлементарного моделирования не превысит 2 минут. Затраты же времени на разовое выполнение апскейлинга будут составлять порядка 10 часов. Заметим, что для крупных нефтяных месторождений использование детальных расчетных сеток может оказаться и вовсе технически не реализуемым или может потребовать недопустимых затрат вычислительных ресурсов.

Время, необходимое для построения модели на суперэлементарной сетке, складывается из трех составляющих – выполнение апскейлинга АП, апскейлинга ОФП и непосредственно моделирование заводнения пласта (Табл. 3). Причем затраты на моделирование составляют менее 1%, поскольку процедуры апскейлинга требуют решения большого числа вспомогательных задач на подробных сетках. С другой стороны, апскейлинг выполняется лишь один раз при построении сетки суперэлементов, поэтому использование СЭМ обладает значительными преимуществами при проведении многовариантных проектировочных расчетов на крупных нефтяных месторождениях. Наибольшие вычислительные затраты (более 80%) приходятся на процедуру апскейлинга ОФП, требующую решения нестационарных задач двухфазной фильтрации для каждого СЭ. Как показано в работе (Potashev, 2017), принципиально

Расчетная сетка	Латеральный шаг сетки, м	Число слоев сетки по вертикали, ед.	Размерность сетки, ед.	Период моделирования	Длительность вычислений, мин		
					апскейлинг АП	апскейлинг ОФП	
суперэлементная на всей залежи	225	1	90	01.00-01.06 гг.	16	87	
					расчет		0.25
							35
детальная на участке	15	5	17 900	07.03-01.06 гг.	35		
детальная на всей залежи	15	5	92 100	01.00-01.06 гг.	216		

Таблица 3. Параметры расчетных сеток и длительность вычислений

ускорить решение данной задачи позволяет применение аппарата искусственных нейронных сетей, использующих в качестве входных данных статистические параметры локального распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта.

### Результаты локального уточнения решения

На рисунке 5 показаны распределения насыщенности в вертикальном срезе, построенные по детальной и суперэлементной модели всей залежи на момент начала локального уточнения СЭМ – 07.2003 г. Видно, что суперэлементная сетка позволяет описать поведение средней насыщенности, но не дает подробной картины распределения насыщенности по пропласткам. Результаты даунскейлинга (переноса поля насыщенности с суперэлементной на детальную сетку) показаны на нижнем профиле рис. 5. Можно наблюдать вполне удовлетворительное совпадение демасштабированного поля и соответствующего распределения насыщенности, рассчитанного на детальной сетке. Демасштабированное поле насыщенности задавалось в качестве начального условия (2) для задачи локального уточнения СЭМ.

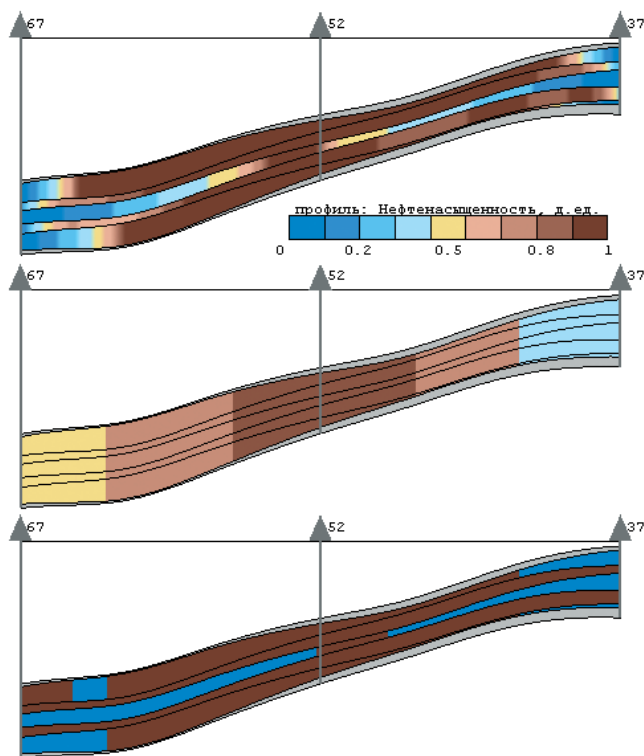


Рис. 5. Распределение насыщенности в разрезе пласта на 07.2003 г. по детальной модели всей залежи (вверху), по СЭМ на грубой сетке (посередине) и согласно демасштабированию с суперэлементной сетки (внизу)

Расчеты показали, что с течением времени согласие между полями насыщенности, подсчитанными по модели локального уточнения и по детальной модели всей залежи, в определенной степени сохраняется (Рис. 6).

Рисунок 7 демонстрирует изменение полей давления и скорости фильтрационного потока вблизи скв. 52, построенных на детальной расчетной сетке до и после момента заливки интервала перфорации.

Ожидается, что гидродинамические последствия изоляции высокопроницаемого и наиболее обводненного пропластка будут следующими. Некоторое время после заливки обводненность скв. 52 будет снижена за счет притока к ней нефти из верхнего и нижнего менее проницаемых слоев. Затем в эти слои начнет перетекать вода из изолированного пропластка, что приведет к росту обводнения отбираемой скважиной жидкости. Такое поведение отбора нефти подтверждено расчетами как по детальной модели всего пласта, так и при локальном уточнении СЭМ (Рис. 8). Кривая, полученная в рамках первого этапа СЭМ на грубой сетке, описывает лишь среднее поведение истинной динамики обводнения. Но спустя определенное время действия эффекта данного ГТМ, показатели работы скважины, рассчитанные на грубой суперэлементной сетке и на детальных мелких сетках, сближаются.

Как было указано выше, локальное уточнение СЭМ позволяет также распределять приток к скважине по отдельным интервалам (пропласткам). На рис. 9 показаны кривые дебита нефти и воды скв. 52 по каждому из трех проницаемых пропластков. Поскольку проницаемость обеих перемычек на порядки ниже, то доли притока

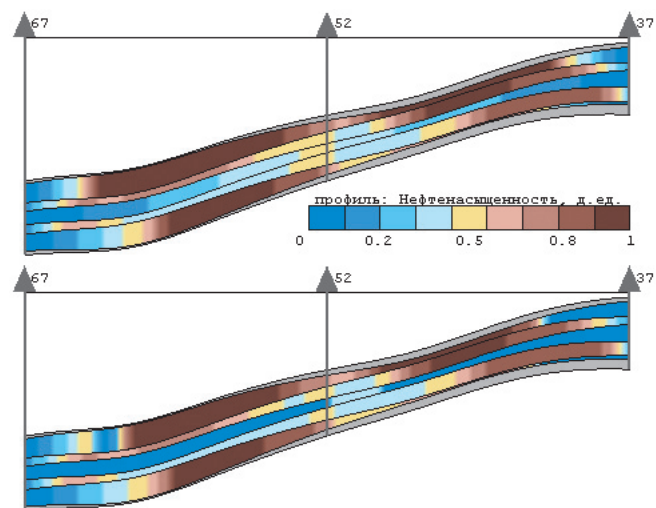


Рис. 6. Распределение насыщенности в разрезе пласта на 01.2006 г. по детальной модели всей залежи (вверху), по локальному уточнению СЭМ (внизу)

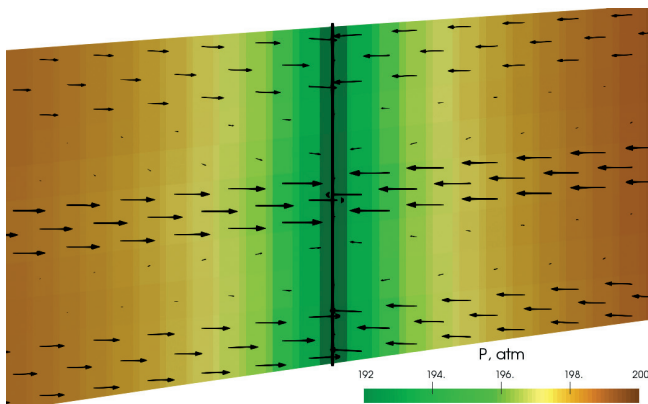


Рис. 7. Распределение пластового давления и скоростей фильтрации в окрестности скв. 52 до (слева) и после (справа) заливки среднего участка интервала перфорации

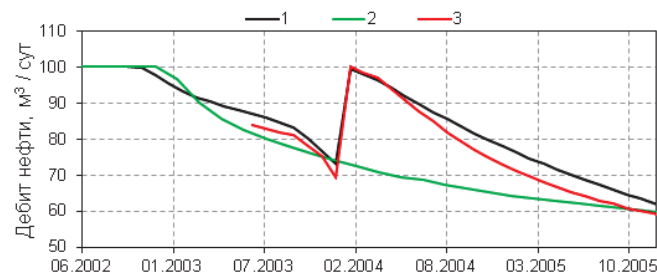
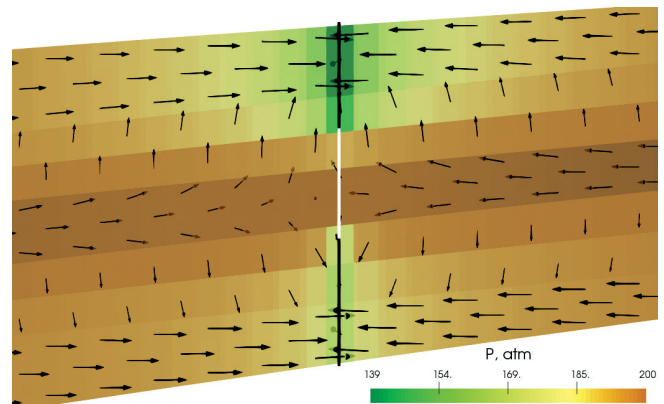


Рис. 8. Расчетная динамика дебита нефти скв. 52. 1 – по детальной модели всей залежи, 2 – по СЭМ, 3 – по СЭМ с локальным уточнением

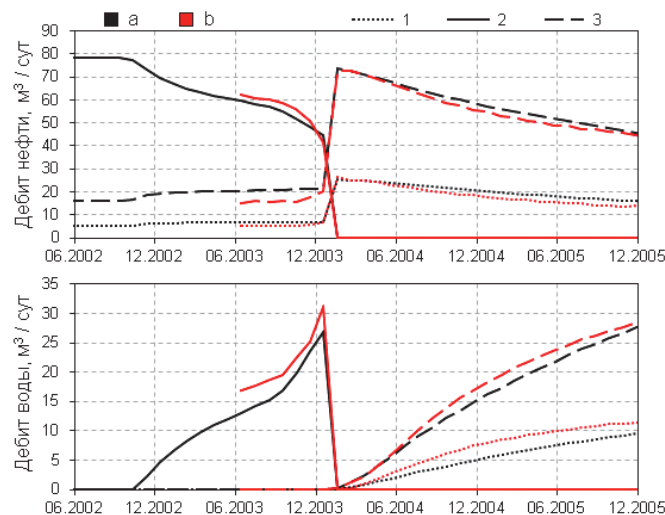


Рис. 9. Расчетное разделение дебита нефти и воды по первому (1), второму (2) и третьему (3) пропласткам согласно детальной модели всей залежи (а) и СЭМ с локальным уточнением (б)

жидкости через них к скважине незначительны и не приведены. Видно, что распределение притока по детальной модели всей залежи и локальному уточнению СЭМ согласуются друг с другом.

## Заключение

Представленная методика двухэтапного суперэлементного моделирования нефтяного пласта с локальным уточнением решения пригодна для многовариантных расчетов при проектировании и оценке эффективности ГТМ на отдельных участках нефтяного месторождения.

Преимущество данного подхода в сравнении с обычным сгущением сетки во всей области фильтрации

наглядно проявляется при проведении многовариантных проекторочных расчетов на крупных нефтяных месторождениях. Вычислительные затраты определяются предварительным этапом построения суперэлементной модели и слабо зависят от количества участков, выбранных для уточнения решения и оценки последствий геолого-технических мероприятий на показатели работы скважин. Более того, методика локального уточнения решения применима не только к моделированию перераспределения фильтрационных потоков за счет изоляции отдельных интервалов, но с минимальной коррекцией - и к другим методам ПНП, например, циклической закачки внедряемого агента, кислотной обработки ПЗС, зарезки боковых стволов и других ГТМ на отдельных скважинах.

Точность результатов локального уточнения решения суперэлементной модели разработки нефтяного пласта в значительной степени определяется качеством процедуры даунскейлинга водонасыщенности – переноса функции  $S$ , подсчитанной на грубой сетке суперэлементов, на детальную сетку, построенную на выбранном участке залежи. Принятая в статье простейшая методика демасштабирования  $S$  при определении начального распределения насыщенности  $s^0$  нуждается в совершенствовании. Этой проблеме предполагается уделить значительное внимание при планировании перспективных работ.

## Финансирование

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства РТ (№№ 15-41-02698, 15-41-02699).

## Литература

- Беляев А.Ю. Усреднение в задачах теории фильтрации. Москва: Наука. 2004. 200 с.
- Булыгин В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта. Москва: Недра. 1974. 232 с.
- Булыгин Д.В., Мазо А.Б., Поташев К.А., Калинин Е.И. Геолого-технические аспекты суперэлементной фильтрационной модели нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 2013. № 3(53). С. 31-35.
- Булыгин Д.В., Марданов Р.Ф. Трехмерная визуализация сложно-построенных нефтегазовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2007612386. 07.06.2007г.
- Мазо А.Б., Булыгин Д.В. Суперэлементы. Новый подход к моделированию разработки нефтяных месторождений. *Нефть. Газ. Новации*. 2011. № 11. С. 6-8.
- Мазо А.Б., Поташев К.А. (а) Апскейлинг абсолютной проницаемости для суперэлементной модели разработки нефтяного пласта. *Математическое моделирование*. 2017. Т. 29 (6). С. 89-102.
- Мазо А.Б., Поташев К.А. (б) Апскейлинг относительных фазовых проницаемостей для суперэлементного моделирования разработки

нефтяных пластов. *Математическое моделирование*. 2017. Т. 29 (3). С. 81-94.

Мазо А.Б., Поташев К.А., Баушин В.В., Булыгин Д.В. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 1. С. 15-20.

Мазо А.Б., Поташев К.А., Булыгин Д.В. ДельтаИнтегра. Суперэлементная фильтрационная модель разработки нефтяного пласта. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012660559. 23.11.2012 г.

Мазо А.Б., Поташев К.А., Калинин Е.И., Булыгин Д.В.. Моделирование разработки нефтяных месторождений методом суперэлементов. *Математическое моделирование*. 2013. Т. 25 (8). С. 51-64.

Марданов Р.Ф., Булыгин Д.В. ДельтаИнтегра. Построение трехмерной геологической модели. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2012660561. 23.11.2012.

Панфилов М.Б., Панфилова И.В. Осредненные модели фильтрационных процессов с неоднородной внутренней структурой. Москва: Наука. 1996. 383 с.

Пергамент А.Х., Семилетов В.А., Томин П.Ю. О некоторых многомасштабных алгоритмах секторного моделирования в задачах многофазной фильтрации. *Математическое моделирование*. 2010. Т. 22 (11). С. 3-17.

Поташев К.А., Абдрашитова Л.Р. Учет неоднородности заводнения области дренирования скважины при крупномасштабном моделировании разработки нефтяного пласта. *Ученые записки Казанского университета. Серия физ.-мат. науки*. 2017. Т. 159 (1). С. 116-129.

Поташев К.А., Мазо А.Б., Рамазанов Р.Г., Булыгин Д.В. Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока. *Нефть. Газ. Новации*. 2016. Т. 187 (4). С. 32-40.

Aarnes J.E., Kippe V., Lie K.-A. Mixed multiscale finite elements and streamline methods for reservoir simulation of large geomodels. *Adv. in Water Res.* 2005. V. 28 (3). Pp. 257-271.

Arbogast T. Numerical subgrid upscaling of two-phase flow in porous media. *Numerical treatment of multiphase flows in porous media*. 2000. V. 552 of *Lecture Notes in Phys.* Berlin: Springer. Pp. 35-49.

Daigle H., Dugan B. Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments. *Marine and Petroleum Geology*. 2009. V. 26. Pp. 1419-1427.

Durlofsky L.J. Coarse scale models of two phase flow in heterogeneous reservoirs: volume averaged equations and their relationship to existing upscaling techniques. *Computational Geosciences*. 1998. V. 2. Pp. 73-92.

Dykstra H. and Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding. Secondary Recovery of Oil in the United States. Smith J. Second edition. API. New York. 1950. 160 p.

Efendiev Y., Ginting V., Hou T., and Ewing R. Accurate multiscale finite

element methods for two-phase flow simulations. *J. Comput. Phys.* 2006. V. 220 (1). Pp. 155-174.

Eymard R., Gallouet T., Herbin R. Finite Volume Methods. Handbook of Numerical Analysis. North Holland. 2000. Pp. 713-1020.

Gautier Y., Blunt M.J., and Christie M.A. Nested gridding and streamline-based simulation for fast reservoir performance prediction. *Comput. Geosci.* 1999. V.3 (3-4). Pp. 295-320.

Jenny P., Lee S., and Tchelepi H. Adaptive fully implicit multi-scale finite-volume methods for multi-phase flow and transport in heterogeneous porous media. *J. Comput. Phys.* 2006. V. 217 (2). Pp. 627-641.

Kozeny J. Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden. *Aufstieg, Versickerung und Anwendung auf die Bewässerung*. Sitzungsberichte der Akademie der Wissenschaften in Wien. 1927. 136. Pp. 271-306.

Mazo A.B., Potashev K.A. Upscaling of absolute permeability for a super-element model of petroleum reservoir. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2016. 158 (012068). Pp. 1-6.

Mazo A., Potashev K., Kalinin E.. Petroleum reservoir simulation using Super Element Method. *Procedia Earth and Planetary Science*. 2015. V. 15. Pp. 482-487.

Potashev K. The Use of ANN for the Prediction of the Modified Relative Permeability Functions in Stratified Reservoirs. *Lobachevskii Journal of Mathematics*. 2017. V. 38 (5). Pp. 843-848.

Stiles W.E. Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations. *J. Petrol. Technol.* 1949. V. 1 (1). Pp. 9-13.

Yang Y., Aplin A.C. Permeability and petrophysical properties of 30 natural mudstones. *Journal of Geophysical Research B: Solid Earth*. 2007. V. 112 (3). Pp. 1-14.

## Сведения об авторах

*Александр Бенцианович Мазо* – доктор физ.-мат. наук, профессор кафедры аэрогидромеханики, Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35

*Константин Андреевич Поташев* – канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры аэрогидромеханики, Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 35  
E-mail: KPotashev@mail.ru

Статья поступила в редакцию 05.08.2017;

Принята к публикации 01.11.2017;

Опубликована 30.11.2017

IN ENGLISH

## Local Refinement of the Super Element Model of Oil Reservoir

*A.B. Mazo, K.A. Potashev\**

*Kazan Federal University, Kazan, Russia*

*\*Corresponding author: Konstantin A. Potashev, e-mail: kpotashev@mail.ru*

**Abstract.** In this paper, we propose a two-stage method for petroleum reservoir simulation. The method uses two models with different degrees of detailing to describe hydrodynamic processes of different space-time scales. At the first stage, the global dynamics of the energy state of the deposit and reserves is modeled (characteristic scale of such changes is km / year). The two-phase flow equations in the model of global dynamics operate with smooth averaged pressure and saturation fields, and they are solved numerically on a large computational grid of super-elements with a characteristic cell size of 200-500 m. The tensor coefficients of the super-element model are calculated using special procedures of upscaling of absolute and relative phase permeabilities. At the second stage, a local refinement of the super-element model is constructed for calculating small-scale processes (with a scale

of m / day), which take place, for example, during various geological and technical measures aimed at increasing the oil recovery of a reservoir. Then we solve the two-phase flow problem in the selected area of the measure exposure on a detailed three-dimensional grid, which resolves the geological structure of the reservoir, and with a time step sufficient for describing fast-flowing processes. The initial and boundary conditions of the local problem are formulated on the basis of the super-element solution. This approach allows us to reduce the computational costs in order to solve the problems of designing and monitoring the oil reservoir.

To demonstrate the proposed approach, we give an example of the two-stage modeling of the development of a layered reservoir with a local refinement of the model during the isolation of a water-saturated high-permeability interlayer.

We show a good compliance between the locally refined solution of the super-element model in the area of measure exposure and the results of numerical modeling of the whole history of reservoir development on a detailed grid.

**Keywords:** super elements method, numerical simulation, petroleum reservoir, local refinement, reservoir treatments simulation, two phase flow, downscaling

**For citation:** Mazo A.B., Potashev K.A. Local Refinement of the Super Element Model of Oil Reservoir. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 4. Part 1. Pp. 323-330. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.4>

### Acknowledgements

The work was supported by the Russian Foundation for Basic Research, grant No. 15-41-02698, 15-41-02699.

### References

- Aarnes J.E., Kippe V., Lie K.-A. Mixed multiscale finite elements and streamline methods for reservoir simulation of large geomodels. *Adv. in Water Res.* 2005. V. 28 (3). Pp. 257-271.
- Arbogast T. Numerical subgrid upscaling of two-phase flow in porous media. *Numerical treatment of multiphase flows in porous media*. 2000. V. 552 of *Lecture Notes in Phys.* Berlin: Springer. Pp. 35-49.
- Beliaev A. Yu. Averaging in problems of the theory of fluid flow in porous media. Moscow: Science. 2004. 200 p. (In Russ.)
- Bulygin V. Ya. Hydromechanics of the oil reservoir. Moscow: Science. 1974. 232 p. (In Russ.)
- Bulygin D.V., Mazo A.B., Potashev K.A., Kalinin E.I. Geological and technical aspects of super element method of petroleum reservoir simulation. *Georesursy = Georesources*. 2013. No. 3(53). Pp. 27-30. (In Russ.)
- Bulygin D.V., Mardanov R.F. Three-dimensional visualization of complex oil and gas reservoirs. Certificate of state registration of the computer program No. 2007612386. 06/07/2007. (In Russ.)
- Daigle H., Dugan B. Extending NMR data for permeability estimation in fine-grained sediments. *Marine and Petroleum Geology*. 2009. V. 26. Pp. 1419-1427.
- Durlofsky L.J. Coarse scale models of two phase flow in heterogeneous reservoirs: volume averaged equations and their relationship to existing upscaling techniques. *Computational Geosciences*. 1998. V. 2. Pp. 73-92.
- Dykstra H. and Parsons R.L. The Prediction of Oil Recovery by Waterflooding. Secondary Recovery of Oil in the United States. Smith J. Second edition. API. New York. 1950. 160 p.
- Efendiev Y., Ginting V., Hou T., and Ewing R. Accurate multiscale finite element methods for two-phase flow simulations. *J. Comput. Phys.* 2006. V. 220 (1). Pp. 155-174.
- Eymard R., Gallouet T., Herbin R. Finite Volume Methods. Handbook of Numerical Analysis. North Holland. 2000. Pp. 713-1020.
- Gautier Y., Blunt M.J., and Christie M.A. Nested gridding and streamline-based simulation for fast reservoir performance prediction. *Comput. Geosci.* 1999. V.3 (3-4). Pp. 295-320.
- Jenny P., Lee S., and Tchelepi H. Adaptive fully implicit multi-scale finite-volume methods for multi-phase flow and transport in heterogeneous porous media. *J. Comput. Phys.* 2006. V. 217 (2). Pp. 627-641.
- Kozeny J. Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden. *Aufstieg, Versickerung und Anwendung auf die Bewaesserung*. Sitzungsberichte der Akademie der Wissenschaften in Wien. 1927. 136. Pp. 271-306.
- Mazo A.B., Bulygin D.V. Superelements. New approach to oil reservoir simulation. *Neft. Gaz. Novatsii*. 2011. No. 11. Pp. 6-8. (In Russ.)
- Mazo A.B., Potashev K.A. (a) Absolute permeability upscaling for a super-element oil reservoir model. *Matematicheskoe modelirovanie*. 2017. V. 29 (6). Pp. 89-102. (In Russ.)
- Mazo A.B., Potashev K.A. Upscaling of absolute permeability for a super-element model of petroleum reservoir. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2016. 158 (012068). Pp. 1-6. (In Russ.)
- Mazo A.B., Potashev K.A. (b) Upscaling of relative phase permeabilities for super-element modeling of petroleum reservoir. *Matematicheskoe modelirovanie*. 2017. V. 29 (3). Pp. 81-94. (In Russ.)
- Mazo A.B., Potashev K.A., Baushin V.V., Bulygin D.V. Numerical Simulation of Oil Reservoir Polymer Flooding by the Model of Fixed Stream Tube. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 1. Pp. 15-20.
- Mazo A.B., Potashev K.A., Bulygin D.V. DeltaIntegra. Super element model of oil reservoir. Certificate of state registration of the computer program No. 2012660559. 11/23/2012. (In Russ.)
- Mazo A., Potashev K., Kalinin E.. Petroleum reservoir simulation using Super Element Method. *Procedia Earth and Planetary Science*. 2015. V. 15. Pp. 482-487. (In Russ.)
- Mazo A.B., Potashev K.A., Kalinin E.I., Bulygin D.V. Modeling the petroleum deposits using the super-element method. *Matematicheskoe modelirovanie*. 2013. V. 25 (8). Pp. 51-64. (In Russ.)
- Mardanov R.F., Bulygin D.V. DeltaIntegra. Construction of a three-dimensional geological model. Certificate of state registration of the computer program No. 2012660561. 11/23/2012. (In Russ.)
- Panfilov M.B., Panfilova I.V. Averaged models of fluid flow in porous media with an inhomogeneous internal structure. Moscow: Science. 1996. 383 p. (In Russ.)
- Pergament A.Kh., Semiletov V.A., Tomin P.Yu. On Some Multiscale Algorithms for Sector Modeling in Multiphase Flow in Porous Media. *Mathematical Models and Computer Simulations*. 2011. V.3 (3). Pp. 365-374. (In Russ.)
- Potashev K. The Use of ANN for the Prediction of the Modified Relative Permeability Functions in Stratified Reservoirs. *Lobachevskii Journal of Mathematics*. 2017. V. 38 (5). Pp. 843-848.
- Potashev K.A., Abdrashitova L.R. Account for the heterogeneity of waterflooding in the well drainage area for large-scale modeling of oil reservoir. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Seriya fiz.-mat. nauki*. 2017. 159 (1). Pp. 116-129. (In Russ.)
- Potashev K.A., Mazo A.B., Ramazanov R.G., Bulygin D.V. Analysis and design of a section of an oil reservoir using a fixed stream tube model. *Neft'. Gaz. Novatsii*. 2016. V. 187 (4). Pp. 32-40. (In Russ.)
- Stiles W.E. Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations. *J. Petrol. Technol.* 1949. V. 1 (1). Pp. 9-13.
- Yang Y., Aplin A.C. Permeability and petrophysical properties of 30 natural mudstones. *Journal of Geophysical Research B: Solid Earth*. 2007. V. 112 (3). Pp. 1-14.

### About the Authors

*Aleksandr B. Mazo* – DSc (Physics and Mathematics), Professor, Department of Aerohydromechanics, Kazan (Volga region) Federal University

35 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

*Konstantin A. Potashev* – PhD (Physics and Mathematics), Associate Professor, Department of Aerohydromechanics, Kazan (Volga region) Federal University

35 Kremlevskaya St., Kazan, 420008, Russia

E-mail: [KPotashev@mail.ru](mailto:KPotashev@mail.ru)

*Manuscript received 5 August 2017;*

*Accepted 1 November 2017; Published 30 November 2017*