

УДК 532.546:532.631

© 2007 г. Ю. А. СИГУНОВ, Г. Р. УСМАНОВА

ВЛИЯНИЕ МЕЖПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ И КАПИЛЛЯРНЫХ СИЛ НА ПРОЦЕСС ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

Представлены результаты численных экспериментов по исследованию процесса вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте на основе модели двухфазной фильтрации с учетом капиллярных сил. Показано, что вертикальная неоднородность строения коллекторов нефти во многих случаях не может быть причиной неравномерности вытеснения и неизвлечения больших запасов нефти к моменту прорыва воды к поверхности отбора. Действие капиллярных сил – дополнительный фактор, приводящий к выравниванию границы продвижения воды в неоднородном пласте, задержке времени ее прорыва и интенсификации массообмена между пропластками разной проницаемости. Анализ вклада межпластовых перетоков в заводнение низкопроницаемых интервалов пласта ставит под сомнение целесообразность блокирования высокопроницаемых включений в окрестности нагнетательных скважин.

Ключевые слова: двухфазная фильтрация, слоисто-неоднородные пористые среды, капиллярные силы, вытеснение нефти, численное моделирование.

Вертикальная неоднородность строения коллекторов нефти, проявляющаяся в чередовании внутри пласта интервалов с резко отличающимися проницаемостями, рассматривается как одна из основных причин большой обводненности добывающих скважин и низкого коэффициента извлечения нефти вследствие опережающего продвижения воды по высокопроницаемым включениям. Это обусловило разработку различных технологий воздействия на пласт с целью выравнивания скорости продвижения фронта вытеснения по разрезу неоднородного пласта или локального блокирования пропластков с высокой проницаемостью. Численному исследованию соответствующих математических моделей посвящен ряд работ, например [1–3].

На характер вытеснения нефти в слоистом пласте в противовес его неоднородности влияет и ряд других факторов, препятствующих развитию неравномерности процесса вытеснения. Прежде всего это значительно большие масштабы протяженности пласта между нагнетательными и добывающими скважинами по сравнению с его мощностью, увеличение в процессе вытеснения площади контакта пропластков в зоне заводнения, временная длительность процесса продвижения фронта вытеснения. Эти факторы повышают роль вертикальных перетоков из пропластков разной проницаемости в выравнивании конфигурации фронта вытеснения и процентного соотношения извлечения нефти из слагающих пласт интервалов. На значительную роль перетоков между пропластками в слоистом пласте указано в работе [1], однако степень их полного воздействия на характер вытеснения остается недооцененной.

При моделировании вытеснения нефти, в том числе и в отмеченных выше работах, используется крупномасштабное приближение, пренебрегающее действием капиллярных сил. В слоистой среде с резкими изменениями проницаемости и при геометрии значительного преобладания горизонтального масштаба над вертикальным влияние капиллярных сил способно усилить проявление вышеназванных стабилизирующих факторов. Кроме того, математическая модель с капиллярными силами воспроизводит

влияние на характер вытеснения в слоистой среде такой важной характеристики, как интенсивность вытеснения, в то время как при крупномасштабном приближении от нее зависит только время прорыва воды.

Цель данной работы – численное исследование и количественная оценка влияния неоднородности пласта и противодействующих ему факторов на неравномерность вытеснения нефти на основе модели, учитывающей капиллярные эффекты. Исследование проведено для структуры пласта, содержащего преобладающий интервал с худшими коллекторскими свойствами и высокопроницаемый пропласток.

1. Постановка задачи. Рассматривается нефтенасыщенный пласт прямоугольной формы $\{(x, z), 0 \leq x \leq L, 0 \leq z \leq H\}$, протяженности L и мощности H с непроницаемыми кровлей и подошвой. Пласт сложен пропластками разной мощности и проницаемости, поверхности контакта между которыми считаются параллельными кровле и подошве пласта. Входное сечение пласта $x = 0$ соответствует поверхности закачки воды, выходное сечение $x = L$ – зоне отбора. Интенсивность вытеснения определяется заданием перепада давления ΔP между сечениями $x = 0$ и $x = L$.

Математическая модель описывается уравнениями двухфазной фильтрации несжимаемой жидкости с учетом капиллярных сил

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + \operatorname{div} \mathbf{u}_1 = 0, \quad \operatorname{div}(\mathbf{u}_1 + \mathbf{u}_2) = 0 \quad (1.1)$$

$$\mathbf{u}_i = -\frac{kk_i}{\mu_i} \operatorname{grad} P_i, \quad P_2 - P_1 = P_c(S) = \alpha \cos \theta \sqrt{\frac{m}{k}} J(S) \quad (1.2)$$

где S – водонасыщенность, t – время, m – пористость, \mathbf{u}_i – скорость фильтрации фаз, P_i – давление в фазах, k – абсолютная проницаемость, k_i – относительные фазовые проницаемости, μ_i – вязкости фаз, P_c – капиллярное давление, α – коэффициент межфазного поверхностного натяжения, θ – угол смачивания, $J(S)$ – функция Леверетта, индекс 1 относится к воде, индекс 2 – к нефти.

Рассматривая период с начала вытеснения до момента прорыва воды к поверхности отбора, граничные условия на входе и выходе из пласта, а также начальное условие задаются равенствами

$$x = 0: P_1 = P_0, \quad S = S^*; \quad x = L: P_2 = P_L, \quad S = S_*$$

$$t = 0: S = S_*$$

где S_* – начальная насыщенность связанной воды, S^* – водонасыщенность, соответствующая предельной подвижности нефти. На верхней и нижней границах пласта $z = 0$ и $z = H$ задаются условия непроницаемости, на контакте слоев – условия идеальной гидродинамической связи.

Для относительных фазовых проницаемостей принимались зависимости Ботсета–Викова

$$k_1(S) = \left(\frac{S - S_*}{1 - S_*} \right)^{3.5}, \quad k_2(S) = \left(\frac{S^* - S}{S^*} \right)^{2.8} (1 + 2.4S)$$

а функция Леверетта задавалась в форме

$$J(S) = \frac{1}{S - S_* + 0.1}$$

Значения предельных насыщенностей задавались равными $S_* = 0.2$, $S^* = 0.85$.

Для численного решения и анализа результатов постановка задачи приводилась к безразмерному виду относительно динамической насыщенности вытесняющей фазы $\sigma = (S - S_*)/(S^* - S_*)$ и нормированного давления в исходной фазе $P = (P_2 - P_L)/\Delta P$. В безразмерных величинах уравнения (1.1), (1.2) сводятся к системе уравнений относительно насыщенности и давления в области $\{(\xi, \eta), 0 \leq \xi \leq L/H, 0 \leq \eta \leq 1\}$

$$\frac{\partial \sigma}{\partial \tau} = \text{div}(\chi k_1 \text{grad} P) - \Pi \text{div}\left(\chi k_1 \text{grad}\left(\frac{J}{\sqrt{\chi}}\right)\right) \quad (1.3)$$

$$\text{div}(\chi(k_1 + \mu k_2) \text{grad} P) - \Pi \text{div}\left(\chi k_1 \text{grad}\left(\frac{J}{\sqrt{\chi}}\right)\right) = 0 \quad (1.4)$$

$$\Pi = \frac{\alpha \cos \theta}{\Delta P} \sqrt{\frac{m}{k_0}}, \quad \tau = \frac{at}{H^2}, \quad a = \frac{k_0 \Delta P}{\mu_1 m (S^* - S_*)}$$

в которой пространственные координаты нормированы к общей мощности пласта H , τ – безразмерное время, a – характерная скорость процесса, $\mu = \mu_1/\mu_2$ – отношение вязкостей, $\chi = k/k_0$ – абсолютная проницаемость, приведенная к максимальному для пласта значению k_0 . Безразмерный комплекс Π характеризует действие капиллярных сил.

Для численного решения задачи использовалась полностью неявная схема метода конечных элементов на подвижных расчетных сетках, пространственное распределение которых привязано к задаваемым в узлах значениям насыщенности. Алгоритмы такого типа, разработанные для решения нелинейных задач теплопереноса с подвижными границами [4, 5], позволяют учитывать и проследивать нестационарные структурные особенности определяемых полей, в частности получать необходимое пространственное разрешение в узких зонах с большими градиентами. В рассматриваемой задаче расчетная сетка включала прослеживаемую линию $\xi_f(\eta, \tau)$, которой соответствует нулевая динамическая насыщенность $\sigma = 0$, и ограничивающую область $\{(\xi, \eta), 0 \leq \xi \leq \xi_f(\eta, \tau), 0 \leq \eta \leq 1\}$, охваченную к данному моменту заводнением. Граница этой области $\xi_f(\eta, \tau)$ соответствует фронту вытеснения, ее пространственное положение определяется в каждый момент времени. Уравнение (1.3) относительно насыщенности решается только в этой области с заданием на подвижной границе ξ_f условий $k_1(\sigma) \partial P / \partial n = 0$, $\partial \sigma / \partial n = 0$. Поле давлений определялось численным интегрированием уравнения (1.4) на той же сетке в двухфазной области $\{(\xi, \eta), 0 \leq \xi \leq \xi_f(\eta, \tau), 0 \leq \eta \leq 1\}$, дополняемой сеткой с равномерным распределением узлов в области $\{\xi_f(\eta, \tau) \leq \xi \leq L/H, 0 \leq \eta \leq 1\}$, не охваченной заводнением.

Численный алгоритм был ранее протестирован на решении одномерных уравнений (1.3), (1.4) при $J(\sigma) = \sigma$ и значениях $\Pi = 10^{-4} - 10^{-5}$, результаты которых сопоставлялись с предельным автомодельным решением задачи без капиллярных сил ($\Pi = 0$) [6] и показали высокую точность в определении положения фронта вытеснения при значительном пространственном размазывании скачка насыщенности [7]. Последнее свойство расчетного алгоритма важно для избежания возможной погрешности счета, в частности связанной с размазыванием фронта вытеснения и ошибкой в определении времени прорыва воды.

2. Численные эксперименты. Расчеты проводились для двухслойного пласта с низкопроницаемым основным интервалом приведенной проницаемости $\chi_0 = k/k_0$ и высокопроницаемым прослоем относительной мощности $\lambda = h/H$ и проницаемости $\chi = 1$. Пористость по всему разрезу пласта принималась однородной. Таким образом, слоистая неоднородность пласта определялась значениями двух безразмерных параметров λ и χ_0 .

При решении задачи использовалась сетка 41×31 узел. По горизонтальному направлению сетка включала 21 узел для расчета насыщенности и давления в области двухфазного течения и 20 узлов дополнительно для расчета поля давлений в зоне чистой

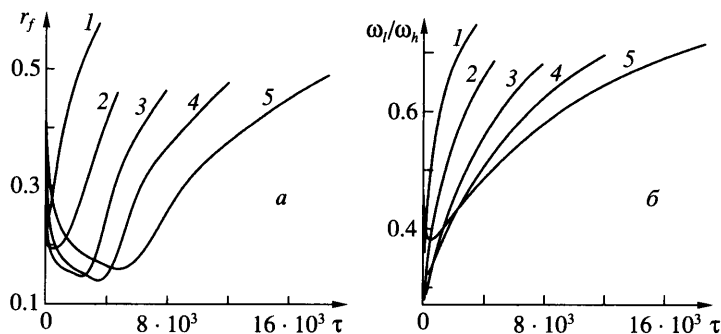
Параметры	$\chi_0 = 0.2$	0.1			0.05		
	$\lambda = 0.2$	0.1	0.2	0.4	0.05	0.1	0.2
r_f	0.90	0.84	0.58	0.48	0.83	0.50	0.26
	–	–	0.90*	0.86*	–	0.88*	0.78*
ω_h	0.85	0.83	0.80	0.79	0.82	0.77	0.75
	–	–	0.83*	0.81*	–	0.82*	0.78*
ω_l	0.78	0.74	0.60	0.53	0.74	0.55	0.42
	–	–	0.78*	0.74*	–	0.77*	0.69*
τ_b	3362	6065	3530	2201	11815	6267	3316

нефти. Использованный алгоритм задания узловых насыщенных обеспечивал размещение 3–5 узлов в зоне резкого изменения насыщенности в окрестности фронта и близкое к равномерному размещение узлов в остальной области. По вертикальной координате использовалась квазиравномерная сетка, обеспечивающая сгущение узлов в окрестности контакта пропластков. В ходе решения контролировался баланс по объемам воды, накопленной в каждом из пропластков и проходящей в каждый из них через входные сечения и через поверхность их контакта. Величина дисбаланса не превышала 2%. Расчеты проводились до прорыва воды к контуру отбора.

Первая группа сопоставительных численных экспериментов была проведена для оценки влияния на характер вытеснения геометрии и строения пласта, количественные характеристики которых определяются безразмерными величинами χ_0 , λ и L/H . В качестве показателей степени неравномерности вытеснения рассматривались соотношение горизонтальных координат фронта вытеснения на кровле и подошве пласта $r_f = \xi_f$ ($\eta = 1$, τ)/ ξ_f ($\eta = 0$, τ), дающее максимальную оценку растяженности границы заводнения вдоль вертикального разреза, а также коэффициенты извлечения нефти отдельно по высокопроницаемому (ω_h) и низкопроницаемому (ω_l) интервалам. Последние определялись как доля отобранной нефти по отношению к ее общему извлекаемому объему. В таблице даны расчетные значения указанных величин на момент прорыва воды к поверхности отбора для нескольких комбинаций (χ_0 , λ) при $L/H = 25$, $\mu = 1$, $\Pi = 0.001$. Интервал изменения параметра Π находится в пределах 10^{-3} – 10^{-2} . Таким образом, приведенные в таблице оценки соответствуют минимальному действию капиллярных сил.

Как следует из представленных результатов, неоднородность пласта не всегда становится причиной резкого различия в полноте вытеснения нефти из слагающих ее слоев. Например, при соотношении проницаемостей и мощностей интервалов $\chi_0 = 0.2$ и $\lambda = 0.2$ процесс вытеснения к моменту прорыва воды имеет практически равномерный характер. Близкие результаты имеют место и при большем контрасте проницаемостей $\chi_0 = 0.1$ и $\chi_0 = 0.05$ в случае, когда одновременно уменьшается относительная мощность высокопроницаемого интервала. С возрастанием степени неоднородности пласта как по мощности, так и проницаемости одновременно усиливается влияние межпластовых перетоков, приводящих к замедлению продвижения воды по высокопроницаемому интервалу, более позднему моменту прорыва воды и в итоге к выравниванию характера вытеснения в слоистом пласте.

В таблице приведены расчетные значения времени прорыва воды по высокопроницаемому пропластку (τ_b), которые можно сопоставить с соответствующим значением $\tau_b = 1328$ для однородного пласта приведенной проницаемости $\chi = 1$. Существенно неравномерная картина вытеснения к моменту прорыва воды наблюдается лишь в случаях очень резких соотношений между проницаемостями и одновременно при достаточно



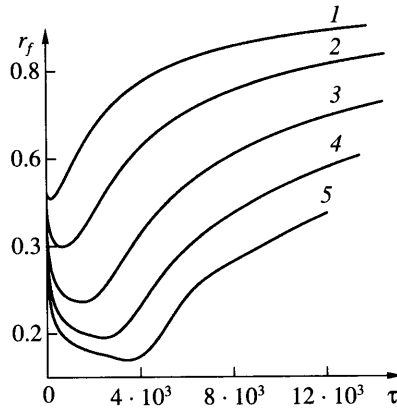
Фиг. 1. Зависимость отношения координат фронта вытеснения на кровле и подошве r_f (а) и коэффициентов извлечения нефти ω_i/ω_h (б) от времени при $\Pi = 0.001$ для $\mu = 1, 0.5, 0.2, 0.1, 0.05$ (кривые 1–5)

большой относительной мощности высокопроницаемого интервала (например, $\chi_0 = 0.1, \lambda = 0.2$ и $0.4; \chi_0 = 0.05, \lambda = 0.1$ и 0.2). Однако увеличение горизонтальной протяженности пласта снижает степень неравномерности вытеснения и для этих случаев, что показывают результаты расчетов, проведенных для вдвое большей протяженности пласта $L/H = 50$ и помеченных в таблице звездочкой. Таким образом, по результатам, представленным в таблице, следует, что неоднородность строения пласта, заключающаяся в сильном различии проницаемостей слагающих его интервалов, во многих случаях не приводит к существенной неравномерности характера вытеснения нефти.

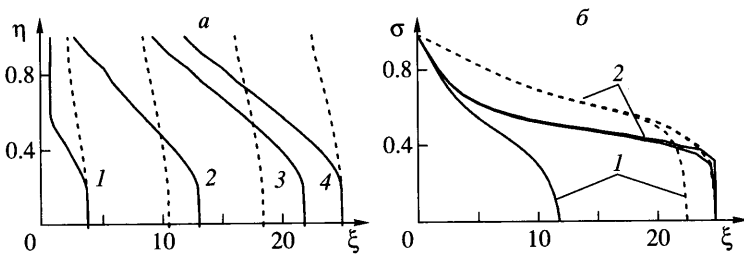
С целью оценки влияния отношения вязкостей нефти и вытесняющей жидкости, а также величины капиллярного параметра была проведена серия численных экспериментов для геометрических параметров слоистого пласта: $\chi_0 = 0.1, \lambda = 0.2, L/H = 25$.

Увеличение вязкости нефти по сравнению с вязкостью вытесняющей жидкости усиливает неравномерность процесса вытеснения, но только в начальной стадии процесса (фиг. 1). К моменту ее завершения глубина продвижения фронта вытеснения вдоль линии подошвы высокопроницаемого пропластка может почти в 7 раз превышать ту же величину вдоль линии кровли низкопроницаемого пропластка. Однако после достижения некоторого критического значения происходит процесс сближения положений фронта на верхней и нижней границах пласта. С ростом вязкости нефти увеличивается длительность процесса вытеснения, вследствие чего к моменту прорыва воды положение фронта вытеснения вдоль кровли низкопроницаемого интервала мало отличается для разной вязкости нефти, за исключением случая $\mu = 1$ (фиг. 1, а). Аналогичный вывод следует из сопоставления кривых отношения коэффициентов извлечения нефти из интервалов пласта с разными проницаемостями (фиг. 1, б). Таким образом, увеличение вязкости нефти, приводя к уменьшению коэффициентов извлечения в обоих пропластках, оказывает небольшое влияние на усиление неравномерности процесса вытеснения в неоднородном пласте.

Фактором, существенно выравнивающим характер вытеснения, является воздействие капиллярных сил. Результаты расчетов в предыдущих примерах соответствовали заданию капиллярного параметра Π , соответствующего хорошим коллекторским свойствам высокопроницаемого пропластка и большой депрессии на пласт ($k_0 \sim 1$ Дарси, $\Delta P \sim 50$ атм), когда влияние капиллярных сил минимально. При худших коллекторских свойствах и меньшей депрессии на пласт влияние капиллярных сил усиливается. Для количественной оценки их действия на процесс вытеснения проведена серия расчетов при разных значениях капиллярного параметра Π , результаты которой иллюстрируются кривыми отношения координат фронта вытеснения на кровле и подошве (фиг. 2) и кон-



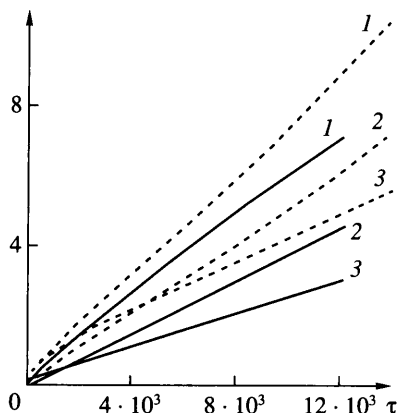
Фиг. 2. Отношение координат фронта вытеснения на кровле и подошве r_f в зависимости от времени при $\mu = 0.1$ для капиллярного параметра $\Pi = 0.01, 0.005, 0.0025, 0.0015, 0.0010$ (кривые 1–5)



Фиг. 3. Положение фронта вытеснения в слоистом пласте для времени $\tau \cdot 10^{-4} = 0.1, 0.5, 1$ (кривые 1–3) и прорыва воды (кривые 4) (а) и распределение водонасыщенности вдоль кровли (1), подошвы пласта и границы контакта слоев (2) на момент прорыва (б) при $\Pi = 0.001$ (сплошные) и $\Pi = 0.01$ (штриховые)

фигурций фронта вытеснения вдоль разреза пласта в различные моменты времени (фиг. 3, а). Последние кривые на фиг. 3, а соответствуют моменту прорыва воды. Влияние капиллярных сил приводит не только к выравниванию фронта вытеснения, но и к увеличению водонасыщенности в области вытеснения и соответственно повышению коэффициента извлечения нефти в обоих пропластках. Этот вывод иллюстрируется на фиг. 3, б.

Роль межпластовых перетоков и влияние капиллярных сил в процессе вытеснения из слоисто-неоднородного пласта еще более наглядно видна из анализа потоков воды, поступающей через входное сечение пласта в каждый из пропластков, а также проходящей через поверхность контакта между ними (фиг. 4). Результаты расчетов показывают, что несмотря на преобладание потока воды в пласт через входное сечение его высокопроницаемой части, большее ее количество перетекает внутри пласта в низкопроницаемый интервал. Более того, с некоторого момента времени поступление воды в последний через границу слоев начинает превосходить потоки через его входную поверхность. Такая тенденция имеет место независимо от степени воздействия капиллярных сил, а усиление их действия приводит к общей интенсификации всех трех составляющих потоков. При слабом воздействии капиллярных сил ($\Pi = 0.001$) к моменту прорыва воды ее накопленный объем, поступивший через входные сечения высокопроницаемого и низ-



Фиг. 4. Динамика накопленных объемов воды, прошедших через входные сечения высокопроницаемого (1) и низкопроницаемого (3) интервалов, а также через границу контакта между ними (2) при $\mu = 0.1$ для $P_i = 0.001$ (сплошные) и $P_i = 0.01$ (штриховые)

копроницаемого интервалов, составляет соответственно 7.21 и 3.04 поровых объемов, а прошедший через границу контакта в низкопроницаемую часть – 4.58. При большем воздействии капиллярных сил ($P_i = 0.01$) эти величины равны соответственно 10.49, 5.63 и 7.24 поровых объемов.

Таким образом, межпластовый переток является преобладающим фактором заводнения основного низкопроницаемого интервала. В этой связи возникает вопрос о целесообразности блокирования высокопроницаемых пропластков в окрестности нагнетательных скважин, так как эффект от их вклада в заводнение основной части пласта представляется более существенным, чем ожидаемые негативные последствия раннего прорыва воды по ним.

Заключение. Анализ результатов большой серии численных экспериментов по исследованию вытеснения нефти в слоисто-неоднородном пласте показывает, что различие проницаемостей слагающих его интервалов во многих случаях не может приводить к существенной неравномерности извлечения нефти из пластов такого строения к моменту прорыва вытесняющей жидкости. Фактором, замедляющим продвижение воды по пропласткам высокой проницаемости и увеличивающим заводнение низкопроницаемой части пласта, являются межпластовые перетоки, влияние которых возрастает вместе со степенью воздействия капиллярных сил. Исключения представляют случаи вытеснения нефти из пластов с одновременно резким контрастом проницаемостей и достаточной долей мощности его высокопроницаемой части при определенном соотношении плотности нагнетательных и добывающих скважин к общей мощности продуктивного пласта и высоких темпах отбора нефти.

Большая доля воды, поступающей из высокопроницаемого пропластка и вносящей значительный вклад в заводнение основной части пласта, показывает, что наличие высокопроницаемых включений не должно рассматриваться как односторонне негативный фактор, всегда только ухудшающий условия вытеснения нефти, что необходимо учитывать при оценке эффективности различных способов воздействия на слоисто-неоднородный пласт.

Сопоставление расчетов для различных значений капиллярного параметра показывает на необходимость учета капиллярных эффектов при моделировании многофазной фильтрации в слоисто-неоднородных пластах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ентов В.М., Турецкая Ф.Д.* Гидродинамическое моделирование разработки неоднородных нефтяных пластов // Изв. РАН. МЖГ. 1995. № 6. С. 87–94.
2. *Зубков П.Т., Федоров К.М.* Влияние гелевых барьеров на течение воды и нефти в неоднородном пористом пласте // Изв. РАН. МЖГ. 1995. № 2. С. 99–107.
3. *Конюхов В.М., Чекалин А.Н.* Гидродинамические эффекты при фильтрации двухфазных многокомпонентных смесей в нефтяных пластах сложного строения // Изв. РАН. МЖГ. 2004. № 3. С. 111–122.
4. *Медведский Р.И., Сигунов Ю.А.* О решении одномерных нелинейных задач теплопроводности на изотермической сетке // Ж. вычисл. математики и мат. физики. 1989. Т. 29. № 11. С. 1742–1746.
5. *Сигунов Ю.А.* Численные алгоритмы на связанных подвижных сетках для задач двухфазной фильтрации // Тез. докл. 3-й Всерос. конф. “Актуальные проблемы прикладной математики и механики”. Екатеринбург: УрО РАН, 2006. С. 92–94.
6. *Коновалов А.Н.* Задачи фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. Новосибирск: Наука, 1988. 165 с.
7. *Сигунов Ю.А., Усманова Г.Р.* Оптимизация расчетной сетки при решении задач двухфазной фильтрации // Математическое моделирование и вычислительные технологии в науке и образовании. Сургут: СурГПИ, 2005. Вып. 2. С. 23–27.

Сургут

Поступила в редакцию
17.1.2007