

УДК 622.2:532.546

## РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ ПОЛОСООБРАЗНОЙ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РАЗМЕЩЕНИЯ РЯДОВ СКВАЖИН ПРИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Аль Джабри А.Я.А., Куан Минь Тхо, Плохотников С.П., Еникеева С.Р.

*ФГБОУ ВПО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»,  
Казань, e-mail: enikeeva.svetlana@mail.ru*

Рассмотрены две известные осредненные модели неизотермической двухфазной фильтрации в слоистых по абсолютной проницаемости нефтяных пластах. Проведен сравнительный анализ численных решений осредненных двумерных моделей с модифицированными относительными фазовыми проницаемостями и лабораторными фазовыми проницаемостями, а также трехмерных моделей при неизотермической двухфазной фильтрации нефти в слоистых пластах. Слоистый полосообразный нефтяной пласт разрабатывается семью рядами скважин при заданных на них давлениях. Центральный ряд закачивает в пласт горячую воду. Расположенные от него симметрично по три слева и справа добывающие ряды выкачивают нефть и воду. Двухфазная фильтрация задана в рамках математической модели Баклея – Леверетта с учетом неизотермичности потока, и от температуры зависят только вязкости воды и нефти. Изменение абсолютной проницаемости по слоям задано с помощью конкретного вероятностного закона распределения при известных его параметрах. При расчетах использовали известный численный алгоритм (реализована полностью неявная разностная схема) и сертифицированный гидросимулятор TEMPEST. На основе вычислительного эксперимента проводится верификация этих двумерных моделей относительно исходного трехмерного численного решения задачи. Получен положительный результат, подтверждающий возможности применения этих моделей при решении задачи неизотермической фильтрации в многослойных пластах.

**Ключевые слова:** двухфазная фильтрация, фазовые проницаемости, модель Баклея – Леверетта, неизотермичный поток, неявная разностная схема

## SOLUTION OF PROBLEM OF OPTIMIZATION OF DEVELOPMENT OF STRIP-SHAPED OIL DEPOSIT DEPENDING ON LOCATION OF WELL ROWS AT NON-THERMAL FILTRATION

Al Dzhabri A.Ya.A., Kuan Ming Tho, Plokhonnikov S.P., Enikeeva S.R.

*Kazan National Research Technological University, Kazan, e-mail: enikeeva.svetlana@mail.ru*

Abstract. Two known averaged models of non-thermic two-phase filtration in oil beds laminated in absolute permeability are considered. Comparative analysis of numerical solutions of averaged two-dimensional models with modified relative phase permeability and laboratory phase permeability, as well as three-dimensional models at non-thermal two-phase oil filtration in layered formations was carried out. The layered strip-like oil formation is developed in 7 rows of wells at preset pressures. The central row pumps hot water into the formation. Oil and water are pumped out by production rows arranged symmetrically from it on the left and on the right. Two-phase filtration is defined within the framework of the Baklei-Leverett mathematical model taking into account the non-thermal nature of the flow, and only the viscosity of water and oil depend on the temperature. The change in absolute permeability across layers is given by a particular probabilistic law of distribution under its known parameters. The calculations used a known numerical algorithm (fully implicit difference scheme implemented) and a certified TEMPEST hydrosimulator. On the basis of the computational experiment, verification of these two-dimensional models is carried out relative to the initial three-dimensional numerical solution of the problem. A positive result confirming the possibilities of using these models in solving the problem of non-thermal filtration in multilayer formations was obtained.

**Keywords:** two-phase filtration, phase permeability, Buckley-Levert model, non-thermal flow, implicit difference scheme

При разработке нефтяных и газовых месторождений важное значение приобретает выработка наиболее рациональной системы, при которой месторождение разрабатывается минимальным числом скважин, обеспечивающим при этом заданный темп добычи сырья, высокую конечную нефть – и газоотдачу [1–3]. При этом актуальным среди всего прочего становится: определение системы размещения установленного числа скважин по площади месторождения; порядок и темп ввода их в эксплуатацию; поддержание намеченного режима их работы; регулирование

баланса пластовой энергии [4–6]. В связи с этим возникает необходимость математического моделирования указанных процессов с последующей оптимизацией размещения рядов скважин относительно друг друга.

В работе проведен сравнительный анализ численных решений осредненных двумерных моделей с модифицированными относительными фазовыми проницаемостями и лабораторными фазовыми проницаемостями, а также трехмерных моделей при неизотермической двухфазной фильтрации нефти в слоистых пластах.

### Материалы и методы исследования

На основе вычислительного эксперимента проводится верификация известных осредненных моделей неизоотермической двухфазной фильтрации в слоистых по абсолютной проницаемости нефтяных пластах относительно исходного трехмерного численного решения задачи. Получен положительный результат, подтверждающий возможности применения этих моделей при решении задачи неизоотермической фильтрации.

Слоистый полосообразный нефтяной пласт разрабатывается семью рядами скважин при заданных на них давлениях. Центральный ряд закачивает в пласт горячую воду. Расположенные от него симметрично по три слева и справа добывающие ряды выкачивают нефть и воду. Двухфазная фильтрация задана в рамках математической модели Баклея – Леверетта с учетом неизоотермичности потока, и от температуры зависят только вязкости воды и нефти. Рассмотрены две известные осредненные модели неизоотермической двухфазной фильтрации в слоистых по абсолютной проницаемости нефтяных пластах. Где изменение абсолютной проницаемости по слоям задано с помощью конкретного вероятностного закона распределения при известных его параметрах. Рассматриваемые осредненные модели В и С подробно описаны в работах [7, 8].

В данной работе сначала решаем задачу верификации для каждой из этих двух осредненных моделей неизоотермической фильтрации. Саму же задачу оптимизации на основе двумерных и трехмерных математических моделей конкретно будем решать ниже. Расчеты были проведены для случая работы трех рядов эксплуатационных скважин слева и справа от центрального ряда нагнетательных горячую воду скважин при неизоотермической фильтрации при закачке в пласт горячей воды 100 град., начальная температура пласта 22 град. При расчетах использовали известный численный алгоритм и сертифицированный гидросимулятор TEMPEST [9]. ( Расчеты проводили в ТатНИПИ, нефть г. Бугульма), где реализована полностью неясная разностная схема. Рассматриваемый слоистый пласт разбивали схематично на расчетные блоки для каждой из трехмерных моделей  $A_i$ . Где имеется центральная нагнетательная воду скважина и по три слева и справа от нее эксплуатационные скважины. Для этого вырезали из пласта симметричный элемент рассматриваемого полосообразного пласта, в котором находится по одной скважине из каждого ряда, – всего семь скважин.

### Результаты исследования и их обсуждение

Численные расчеты для этого симметричного элемента проводили на основе четырех указанных ниже математических моделей:

#### Двумерные модели (осредненные)

1. С – модель, – задачу решали при линейных, квадратичных и кубических лабораторных относительных фазовых проницаемостях (ОФП)  $K_B(S)$ ,  $K_H(S)$  (1), средней проницаемостью  $k^* = 0,5$  дарси в двумерной постановке. Задавали один слой, высотой

$H = 10$  м. В качестве лабораторных ОФП применяли лабораторные функции  $K_B(S)$  и  $K_H(S)$  вида

$$K_B(S) = K_{B_0} \cdot [S_{II}(s)]^\alpha,$$

$$K_H(S) = K_{H_0} \cdot [1 - S_{II}(s)]^\beta,$$

где

$$S_{II}(S) = \frac{S - S_*}{S^* - S_*}, \quad \alpha = \beta = 1, 2, 3. \quad (1)$$

Индексы «Н» и «В» соответствуют нефти и воде, индекс «II» – подвижная водонасыщенность, «0» – максимальное значение ОФП,  $S^*$  и  $S_*$  – максимальная и минимальная водонасыщенность. При  $\alpha = \beta = 1$  эти ОФП – линейные, при  $\alpha = \beta = 2$ , они – квадратичные.

2. В – модель, – задачу решали в двумерной постановке при модифицированных ОФП вида (2) для экспоненциального закона и вида (3) для равномерного закона при средней абсолютной проницаемости пласта  $k^* = 0,5$  дарси. Где функция абсолютной проницаемости  $k(z)$  исходного пласта задана вероятностным законом. Задавали один слой, высотой  $H = 10$  м. Для первого закона модифицированные ОФП при линейных ОФП заданы формулой (2) работ [7, 8]. Она определяет, что модифицированные ОФП получаем из лабораторных умножением последних на определенные поправочные коэффициенты – правые скобки в формулах. Аналогично получают модифицированные ОФП и для нелинейных случаев.

$$K_H^M(S) = K_{H_0} \cdot [1 - S_{II}(S)] \cdot \left[ 1 + \frac{S_{II}(S) \cdot \ln S_{II}(S)}{(1 - S_{II}(S))} \right],$$

$$K_B^M(S) = K_{B_0} \cdot S_{II}(S) \cdot (1 - \ln S_{II}(S)). \quad (2)$$

На рис. 1 слева даны графики лабораторных и модифицированных ОФП для линейного случая. Аналогичные по своему взаимному расположению графики были получены для квадратичного (рис. 1, справа) и кубического случаев.

В табл. 2 даны значения абсолютной проницаемости по пропласткам для экспоненциального закона. А в табл. 3 – значения для равномерного закона. Для этого модифицированные ОФП имеют вид (1), (3).

$$K_B^M(S) = K_B(S) \cdot [1 + V \cdot \sqrt{3} \cdot (1 - S_{II}(S))],$$

$$K_H^M(S) = K_H(S) \cdot [1 - V \cdot \sqrt{3} \cdot S_{II}(S)]. \quad (3)$$

Вязкости фаз взяты в известном виде [10]

$$\mu_n(T) = 151/(T - 20), \quad \mu_b(T) = 35/(T + 15,7). \quad (4)$$

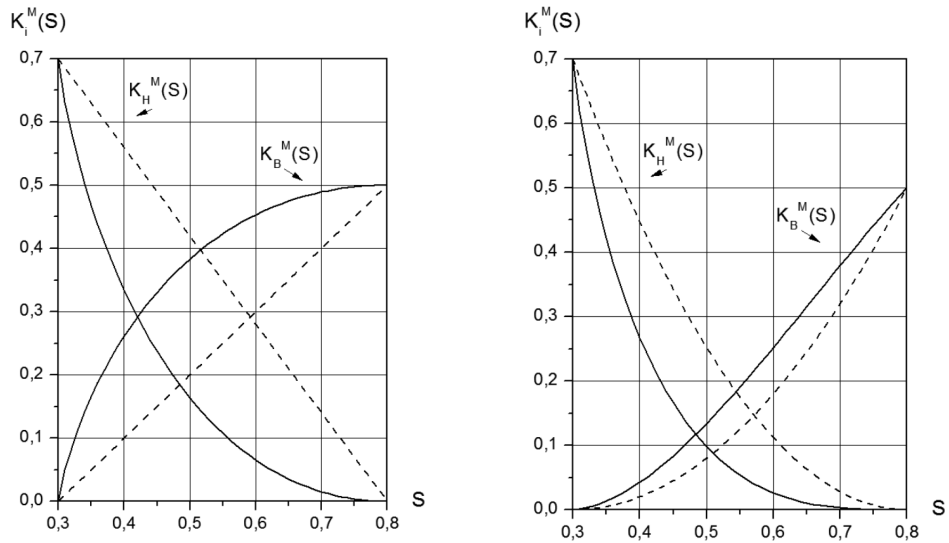


Рис. 1. Экспоненциальный закон, графики линейных ОФП (прерывистые линии) и их модифицированные аналоги (сплошные линии) (слева). Справа: графики квадратичных ОФП (прерывистые линии) и их модифицированные аналоги (сплошные линии)

Табл. 1 иллюстрирует эти функции.

Таблица 1

T(°C)	$\mu_n$ (мПа с)	$\mu_b$ (мПа с)	$\mu_n/\mu_b$
21	151	0,96	157,3
22	75,5	0,93	81,2
25	30,2	0,86	35,1
30	15,1	0,77	19,6
60	3,8	0,46	8,3
100	1,9	0,30	6,3
150	1,2	0,21	5,7

На рис. 2 приведены графики полученных модифицированных ОФП для равномерного закона распределения при максимальном значении коэффициента вариации  $V = 0,55$ . Для экспоненциального закона имеем  $V = 0,89$ .

В моделях были заданы следующие физические параметры:

- 128 – начальное пластовое давление, атм;
- 22 – температура пласта, С;
- 100 – температура закачиваемой воды, С;
- 55 – забойное давление на третьей добывающей скважине, атм;

170 – забойное давление на нагнетательной скважине, атм;

$k_{ro}^0 = 0,5$  – максимальная относительная фазовая проницаемость воды;

$k_{rw}^0 = 0,7$  – максимальная относительная фазовая проницаемость нефти;

$S^o = 0,2$  – остаточная нефтенасыщенность;

$S^{or} = 0,3$  – насыщенность связанной воды;

$S_w^o, S_o^o$  – водо- и нефтенасыщенности,  $S_{wc} \leq S_w^o \leq 1 - S_{or}, S_o^o = 1 - S_w^o$ .

Трёхмерные модели (эталонные)

3. Модель  $A_8$  – численное трёхмерное решение для десятислоного пласта с изолированными слоями (отсутствуют вертикальные перетоки). Его дискретная абсолютная проницаемость подчиняется экспоненциальному закону [10,1]. Пласт образован 10 слоями, высотой  $H_1 = H_2 = H_3 = H_4 \dots H_{10} = 1$  м. Они изолированы друг от друга непроницаемыми перемычками;

4. Модель  $A_7$  – та же, что и предыдущая, но с неизолрованными слоями.

В работе были изучены 8 эталонов. Они отличаются только взаимным расположением 10 слоёв по толщине слоистого пласта, эти эталоны подчиняются экспоненциальному закону. На рис. 3, 4 даны графики только двух предельных граничных значений, – модели  $A_7, A_8$ .

Таблица 2

Проницаемость  $k(z)$  по слоям для модели  $A_7$  с неизолрованными слоями, экспоненциальный закон, (размерность в мдарси)

$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$
300	400	216	527	144	697	82	958	26	1651

Таблица 3

Проницаемость  $k(z)$  по слоям для модели  $A_7$  с неизолрованными слоями, равномерный закон, (размерность в мдарси)

$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$K_7$	$K_8$	$K_9$	$K_{10}$
450	550	350	650	250	750	150	850	50	950

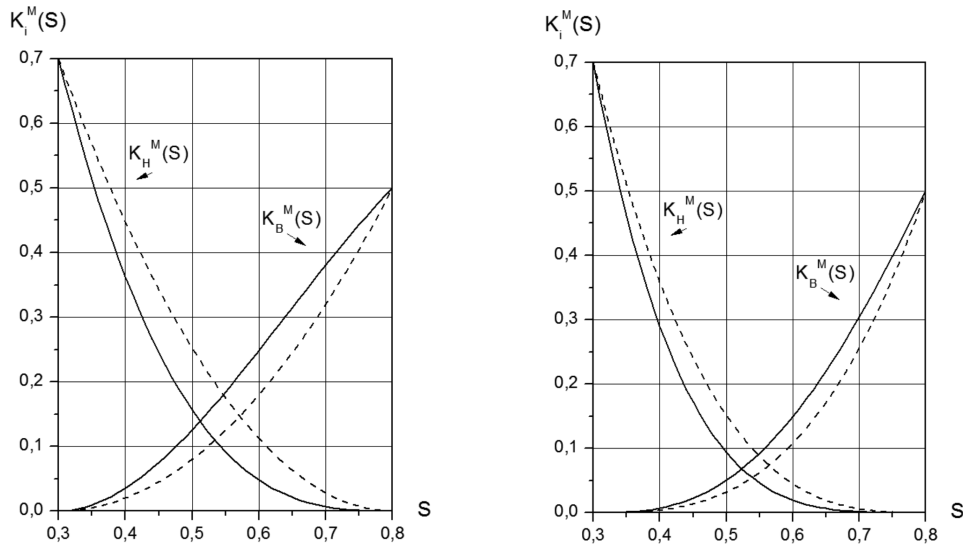


Рис. 2. Графики модифицированных ОПИ для равномерного закона при квадратичных и кубических (справа) лабораторных ОПИ

Экспоненциальное – квадратичные – (QH) Oil Production Total

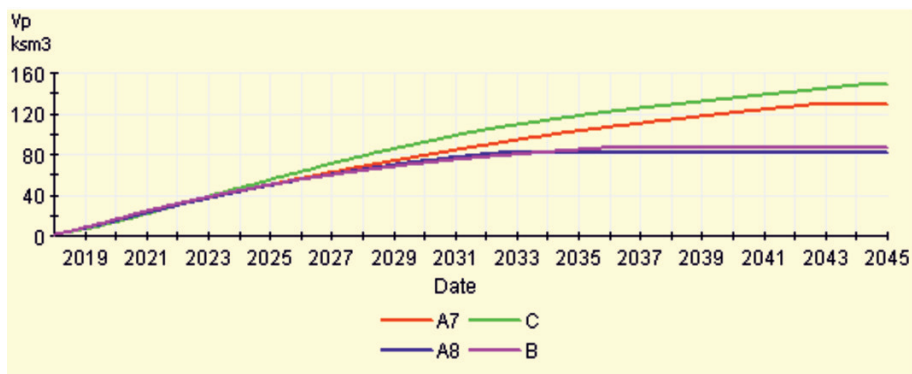


Рис. 3. Графики добычи количества нефти по годам, модели C, A7, A8, B – сверху вниз

Равномерное – квадратичные – (QH) Oil Production Total

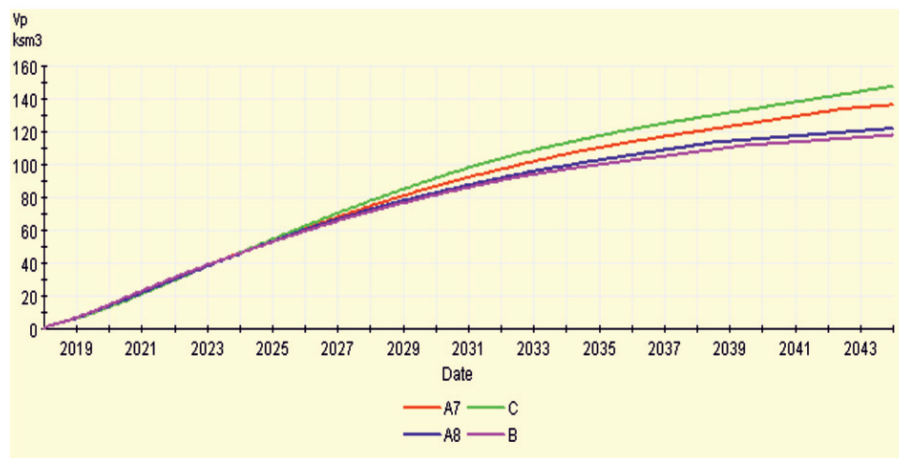


Рис. 4. Графики добычи количества нефти по годам, модели C, A7, A8, B – сверху вниз

### Выводы по верификации осредненных моделей

На рис. 3, 4 показаны расчетные графики суммарной добычи нефти для всех четырех указанных выше моделей: при квадратичных функциях ОФП, для экспоненциального и равномерного законов. Графики моделей  $C$  и  $B$  являются верхней и нижней границами для всех эталонов. Графики эталонов находятся между графиками моделей  $A_7$  и  $A_8$ .

Поэтому в каждый момент времени нам известны границы изменения для всех восьми трехмерных эталонов. И всегда можно найти их среднее значение по известному среднему значению двух осредненных моделей. Эти величины совпадают с точностью до нескольких процентов. Аналогичные положительные результаты были получены для всех основных технических показателей разработки многослойного пласта, – коэффициента нефтеотдачи, количества суммарной жидкости, воды, доли обводненности продукции в потоке на выходе, и т.д. Аналогичные положительные результаты были получены для линейных и кубических зависимостей ОП. Результаты верификации обеих моделей для этих законов получились положительными. Поэтому можно рекомендовать для расчетов неизотермической фильтрации обе осредненные модели в совокупности. Особенно их удобно применять для оценки границ, в которых находятся трехмерные эталоны. А также – при решении многовариантных задач рациональной разработки нефтяных месторождений в полосообразных многослойных пластах.

### Список литературы

1. 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.
2. Слабнов В.Д. Численное исследование задачи регулирования извлечения нефти по экономическому критерию качества решения // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. 2013. № 155 (4). С. 77–89.
3. Spirina E.A., Potashev K.A., Mazo A.B. Evaluation of the reliability of the averaging over the reservoir thickness for the model with a fixed streamtube. Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1158. Is. 4. Art. № 042024.
4. Мазо А.Б., Поташев К.А. Апскейлинг относительных фазовых проницаемостей для суперэлементного моделирования разработки нефтяных пластов // Математическое моделирование. 2017. Т. 29. № 3. С. 81–94.
5. Слабнов В.Д., Султанов Р.А. Численное моделирование вытеснения высоковязкой нефти водой при нелинейном законе фильтрации // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. 2016. № 158 (2). С. 276–286.
6. Слабнов В.Д. Численное исследование задачи регулирования процесса извлечения нефти при двухфазной трехкомпонентной фильтрации // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. 2014. № 156 (4). С. 87–102.
7. Bogomolov V.A., Plokhonnikov S.P., Bulgakova S.P., Plokhonnikov D.S. Mathematical simulation of three-phase filtration in stratified beds with account for the scheme of jets. Journal of Engineering Physics and Thermophysics. Springer. 2011. Vol. 84. no. 5. P. 975–979.
8. Плохотников С.П., Елисеенков В.В. Гидродинамические расчеты в слоистых пластах на основе модифицированных относительных проницаемостей // Прикладная механика и техническая физика. 2001. Т. 42. № 5. С. 115–121.
9. Tempest-MORE. Руководство пользователя, версия 6.3. Roxar, 2006. 373 с.
10. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели) / Под рук. Н.Н. Лисовского. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 224 с.