

УДК 622.276 + [519.6:532.546]

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-6-144-155

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ИЗОЛИРУЮЩЕГО МАТЕРИАЛА В ОБВОДНЕННОМ СЛОЕ СУПЕРКОЛЛЕКТОРА ДЛЯ ПЯТИТОЧЕЧНОЙ СХЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

Константин Андреевич Поташев¹✉, Вячеслав Валерьевич Баушин²,
Александр Бенцианович Мазо³, Роберт Галимьянович Рамазанов⁴,
Валентин Васильевич Шелепов⁵

¹ Институт математики и механики им. Н.И. Лобачевского КФУ, Казань, Россия; kpotashev@mail.ru ✉,
<https://orcid.org/0000-0001-7107-2974>

² ООО «ИМПЕЛ», Казань, Россия; baushinv@mail.ru

³ Институт математики и механики им. Н.И. Лобачевского КФУ, Казань, Россия; abmazo1956@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0003-0003-2670>

⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; ramazanovrg@mail.ru

⁵ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; shelepov51@bk.ru

Аннотация. Представлен сравнительный анализ эффективности различного расположения блокирующего материала в тонком высокопроницаемом обводненном слое нефтяного пласта с целью снижения непроизводительной закачки и повышения нефтеотдачи. Расчет эффективности выполнен с помощью численного моделирования высокого разрешения в вертикальном сечении типичной трубки тока для пятиточечной схемы заводнения. Рассмотрено три типа расположения интервалов изоляции для двух характерных отношений вязкости водной и нефтяной фаз.

Ключевые слова: нефтяной пласт, высокопроницаемый слой, опережающее обводнение, изоляция водопритока, численное моделирование, двухфазная фильтрация, модель трубок тока высокого разрешения

Для цитирования: Поташев К.А., Баушин В.В., Мазо А.Б., Рамазанов Р.Г., Шелепов В.В. Проектирование положения изолирующего материала в обводненном слое суперколлектора для пятиточечной схемы заводнения нефтяного пласта // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 6. С. 144–155.

DESIGN OF THE POSITION OF THE BLOCKING MATERIAL IN THE WATERFLOODED HIGH-PERMEABLE INTERLAYER OF OIL RESERVOIR FOR FIVE-SPOT FLOODING SCHEME

Konstantin A. Potashev¹✉, Vyacheslav V. Baushin², Aleksandr B. Mazo³,
Robert G. Ramazanov⁴, Valentin V. Shelepov⁵

¹ Institute of Mathematics and Mechanics N.I. Lobachevsky KFU, Kazan, Russia; kpotashev@mail.ru ✉

² IMPEL LLC, Kazan, Russia; baushinv@mail.ru

³ Institute of Mathematics and Mechanics N.I. Lobachevsky KFU, Kazan, Russia; abmazo1956@gmail.com

⁴ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ramazanovrg@mail.ru

⁵ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; shelepov51@bk.ru

Abstract. The comparative analysis of the effectiveness of various arrangements of blocking material in a thin, high-permeable water-cut layer of an oil reservoir is presented in order to reduce unproductive injection and increase oil recovery. Efficiency calculation was performed using high-resolution numerical simulation in the vertical section of the typical stream tube for a five-spot waterflooding scheme. Three types of location of isolation intervals are considered for two representative ratios of the viscosity of the water and oil phases.

Keywords: oil reservoir, high-permeability layer, early watering, water inflow isolation, numerical simulation, two-phase flow in porous media, high-resolution stream tube model

For citation: Potashev K.A., Baushin V.V., Mazo A.B., Ramazanov R.G., Shelepov V.V. Design of the position of the blocking material in the waterflooded high-permeable interlayer of oil reservoir for five-spot flooding scheme. *Moscow University Geol. Bull.* 2023; 6: 144–155. (In Russ.).

Введение. При заводнении нефтяных пластов наличие высокопроницаемых пропластков усложняет процесс разработки. Вследствие быстрого прорыва воды через них к добывающим скважинам происходит рост обводненности, и дальнейшая

разработка может оказаться экономически нерентабельной. Одним из таких примеров служат суперколлекторы — при относительно малой толщине они характеризуются значениями абсолютной проницаемости, превышающими среднепластовые

величины на два и более порядка [Закиров и др., 2011].

Одним из способов увеличения охвата пласта заводнением является изоляция («запечатывание» пор) уже промытых высокопроницаемых пропластков, например, путем закачки в них гелеобразующих экранов неподвижного типа с низкой степенью деструкции на основе смол, силикатов или полимеров [Алтунина и др., 2011; Бахсян, 2016]. Несмотря на большое количество исследований [Jahanbani Ghahfarokhi et al., 2016; Suleimanov, Feizullaev, 2019], эффективность различных вариантов размещения изолирующих составов вдоль суперколлектора изучена недостаточно систематично.

Наиболее надежным способом прогноза результативности методов воздействия на нефтяной пласт является численное моделирование фильтрационных течений. В то же время геолого-технические мероприятия, основанные на мелкомасштабных эффектах взаимодействия фильтрующихся фаз и тонкой геологической структуры коллектора, для достоверного численного воспроизведения требуют использования расчетных сеток с латеральным шагом порядка 0,1–1 м и вертикальным шагом порядка 0,1 м. При типичных расстояниях между скважинами порядка 100–500 м и высоте пласта 10 м даже локальная трехмерная модель взаимодействия одной пары скважин при таких условиях может содержать порядка 100 млн расчетных узлов. Таким образом решение многовариантных нестационарных задач с целью планирования и оптимизации методов воздействия на нефтяной пласт в рамках трехмерных моделей достаточной степени детализации, как правило, оказывается невозможным из-за несоизмеримых затрат машинного времени и ограниченных сроков проектирования.

Одним из вариантов решения проблемы является переход к упрощенным частным случаям, допускающим понижение размерности задачи. Так, в работе [Поташев и др., 2020] получены результаты оценки эффективности изоляции высокопроницаемого обводненного пропластка при различном расположении блокирующего материала на основе решения серии двумерных задач в вертикальном сечении пласта в предположении о прямолинейно-параллельной структуре течения в проекции на горизонтальную плоскость. То есть применимость результатов указанной работы ограничена областью между галереями нагнетательных и добывающих скважин в случае рядной схемы заводнения, когда расстояние между галереями значительно больше шага скважин в одном ряду. Между тем эффективность расположения изолирующего материала в слое суперколлектора вероятно будет зависеть от конкретной структуры фильтрационного потока между нагнетательной и добывающей скважинами. Таким образом, требуется более общий подход к быстродействующему численному моделированию.

Для преодоления данных ограничений был предложен и апробирован способ сокращения вычислительных затрат на 1–2 порядка путем разложения трехмерной задачи на малое число двумерных задач фильтрации в вертикальных сечениях трубок тока переменной относительной ширины между взаимодействующими добывающими и нагнетательными скважинами и границей участка [Поташев и др., 2016; Мазо, Поташев, 2020]. Модель позволяет детально воспроизводить сложные многофазные многокомпонентные фильтрационные течения с учетом вертикальной мелкомасштабной неоднородности пласта. Учитывается характерный дивергентный и конвергентный характер течения соответственно при удалении и приближении к скважинам за счет изменения относительной ширины трубок тока [Мазо, Поташев, 2020; Мазо и др., 2017]. На этапах апробации и функционального оснащения модели показано, что форма трубок тока является преимущественно цилиндрической с вертикальными образующими [Spirina et al., 2019], разработан алгоритм вычисления долей расхода скважин в отдельных трубках тока [Поташев, Ахунов, 2020; Поташев и др., 2022], параметризована форма эффективных трубок и оценена точность двухфазной модели для типичных схем заводнения [Поташев, Мазо, 2020; Potashev, Mazo, 2021]. Следует отметить, что данный подход предназначен для локального относительно краткосрочного моделирования взаимодействия малого числа скважин, не являясь заменой полномасштабной модели глобального заводнения всей нефтяной залежи.

В настоящей работе с помощью численного моделирования высокого разрешения двухфазной фильтрации в вертикальном сечении трубки тока для элемента пятиточечной расстановки скважин выполнена сравнительная оценка эффективности различных вариантов изоляции тонкого высокопроницаемого обводненного пропластка. Рассмотрены три сценария изоляции, когда участки блокирующего материала 1) имеют разный объем и расположены непрерывно от нагнетательной скважины в сторону добывающей; 2) имеют фиксированный объем, но различное положение вдоль суперколлектора; 3) распределены дробно вдоль суперколлектора при том же фиксированном объеме. Во втором и третьем моделируемых сценариях суммарный объем изолирующего материала составляет 10% от порового объема суперколлектора.

Расчеты выполнены для двух вариантов отношения вязкости водной фазы к вязкости нефтяной фазы: 1/1 в модельном случае равновязких фаз и 1/6 в случае, характерном для терригенных месторождений Поволжья и Западной Сибири [Нефть и газ Западной Сибири, 2011].

Моделирование проведено в предположении об уже сформированной и неизменной структуре интервалов изоляции, которые полагались непроницаемыми. Процесс размещения изолирующих

составов, требующий для своего описания постановки и решения отдельных задач многофазной многокомпонентной фильтрации [Чекалин и др., 2009; Мазо и др., 2017; Шелепов и др., 2017; Мазо, Поташев, 2020], не моделировался. В то же время полученные в настоящей работе результаты по оценке эффективности различного расположения изолированных зон могут служить надежным ориентиром для обоснованного выбора варианта изоляции, для реализации которого в дальнейшем может подбираться подходящая технология.

Характерной чертой ряда рассмотренных вариантов расположения интервалов изоляции является их удаленное расположение от нагнетательных скважин. Преимущества такого расположения геля объясняются, во-первых, более эффективным перераспределением перетоков нагнетаемой воды между слоями, а во-вторых, наличием высоких значений градиента давления вблизи нагнетательных скважин, который может разрушать изолирующий материал [Fletcher, 1992]. Ранее техническая реализация удаленной изоляции считалась затруднительной или невозможной. Для преодоления указанных трудностей в последнее время разрабатываются, например, новые гелевые системы и детально исследуются возможности их практического применения. Так в работе [Jahanbani Ghahfarokhi et al., 2016], основываясь на экспериментальных данных и результатах моделирования, рассмотрена гелевая система, позволяющая контролировать утечку шивателей и задерживать момент формирования геля от недель до нескольких месяцев. Такие показатели позволяют формировать гелевые системы на большем удалении от скважин и реализовывать более сложные сценарии локального изменения проницаемости. Математическое моделирование подобных процессов представлено в работах [Vossoughi, Buller, 1991; Gao et al., 1993; Stavland, 1994; Bai et al., 2004].

Актуальность. Проектирование потокоотклоняющих технологий и подбор оптимальных участков является актуальной задачей снижения обводненности добывающих скважин и увеличения нефтеотдачи пластов. В работе показано, что для оценки эффективности технологии может успешно использоваться понижение размерности гидродинамической модели для оперативного численного моделирования с высоким разрешением [Шелепов и др., 2016]. Данный подход обеспечивает возможность использования модели текущего состояния разработки для быстрого решения локальных задач прогноза эффективности краткосрочных эффектов от геолого-технических мероприятий.

Развиваемое программное обеспечение (композитное приложение) позволит решать задачи интегрированного моделирования, обеспечив подачу результатов расчета в полномасштабную гидродинамическую модель и ее использование в оперативной работе геологической и технологической служб,

расширяя аналитическое представление интеллектуального месторождения.

Методы исследования. Математическая постановка задачи. Рассматривается участок пласта, являющийся элементом заводнения пятиточечной схемы расстановки вертикальных совершенных по степени вскрытия скважин [Willhite, 1986]. Нефтяной пласт и содержащийся в нем высокопроницаемый слой считаются горизонтальными и обладающими постоянной толщиной. Поскольку латеральная геофильтрационная неоднородность часто соизмерима с размерами кустов скважин [Сизов и др., 2021], то зависимость проницаемости k вдоль горизонтальной координаты между нагнетательной и добывающей скважинами считается незначительной. Вертикальная изменчивость абсолютной проницаемости k_0 пласта на фоне ее превышения на два порядка проницаемостью K суперколлектора ($K = 100 k_0$) также пренебрежимо мала. Для определенности полагается, что слой суперколлектора расположен в середине поперечного среза пласта. Тогда в силу симметрии, пренебрегая гравитационными эффектами, достаточно рассмотреть процесс фильтрации лишь в верхней половине сечения. Результаты, полученные для такой геологической структуры, эквивалентны случаям расположения суперколлектора вдоль непроницаемой кровли или подошвы пласта (рис. 1). Толщина h слоя суперколлектора считается в десять раз меньше общей высоты H пласта, которая в свою очередь полагалась в 10 раз меньше расстояния L между скважинами вдоль трубки тока.

Численное моделирование процесса заводнения выполнялось по модели фильтрации в вертикальном сечении фиксированной трубки тока [Мазо, Поташев, 2020] на конечно-объемной расчетной сетке высокого разрешения, содержащей 50 блоков по вертикали и 500 блоков по горизонтали. Уравнения двумерной задачи двухфазной фильтрации в сечении трубки тока в пренебрежении сжимаемостью породы и флюидов, силой тяжести и капиллярными эффектами записываются следующим образом:

$$\frac{1}{W} \frac{\partial}{\partial l} \left(W \sigma \frac{\partial p}{\partial l} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\sigma \frac{\partial p}{\partial z} \right) = 0, \quad (1)$$

$$m \frac{\partial S}{\partial \tau} + \frac{1}{W} \frac{\partial (W u f)}{\partial l} + \frac{\partial (v f)}{\partial z} = 0, \quad (2)$$

$$\mathbf{u} = (u, v), \quad u = -\sigma \frac{\partial p}{\partial l}, \quad v = -\sigma \frac{\partial p}{\partial z}, \quad \sigma = \frac{k}{\mu_1} \varphi,$$

$$\varphi = f_1 + K_\mu f_2, \quad f = f_1 / \varphi, \quad K_\mu = \mu_1 / \mu_2.$$

Здесь l, z — продольная и вертикальная координаты в сечении трубки тока; $W(l)$ — функция относительной ширины трубки тока; τ — время; p — давление в пластовом флюиде; S — водонасы-

ценность; $\mathbf{u}(u, v)$ — вектор и компоненты скорости фильтрации двухфазной смеси; f_i — функции относительных фазовых проницаемостей; μ_i — динамическая вязкость; нижние индексы соответствуют водной (1) и нефтяной (2) фазам.

В рассматриваемых модельных расчетах функции относительных фазовых проницаемостей задавались в виде степенных зависимостей от эффективной водонасыщенности s :

$$f_1 = s^3, f_2 = (1 - s)^3, \quad s = (S - S_*) / (S^* - S_*).$$

Для построения численного решения задачи задание пределов подвижности фаз по водонасыщенности S_* и S^* не требуется за счет перехода к времени, масштабированному на их разницу $t = \tau / (S^* - S_*)$.

Кровля и подошва пласта считаются непроницаемыми:

$$0 \leq l \leq L, \quad z = 0, \quad z = H: \quad \frac{\partial p}{\partial z} = 0. \quad (3)$$

Левая и правая границы сечения трубки тока примыкают к нагнетательной I и добывающей P скважинам соответственно, а граничные условия на них моделируют процесс заводнения при заданных постоянных давлениях $p_I, p_P < p_I$ на скважинах:

$$l = 0, \quad 0 \leq z \leq H: s = 1, \quad p = p_I; \quad l = L, \quad 0 \leq z \leq H: p = p_P. \quad (4)$$

Таким образом, дебит жидкости является функцией времени и специально не задается, поскольку его фиксация при блокировании высокопроницаемого слоя может приводить к нефизичным условиям в режиме реальной работы глубинного оборудования.

Функцию относительной ширины трубки тока $W(l)$ определим как ширину эффективной трубки тока между скважинами при их регулярной пятиточечной расстановке [Поташев, Мазо, 2020; Potashev, Mazo, 2021]:

$$W(x) = \frac{w(x)}{w_R} = \begin{cases} 1 + Ax, & 0 \leq x \leq 0,5; \\ 1 + A(1 - x), & 0,5 \leq x \leq 1; \end{cases} \quad x = \frac{l}{L}.$$

Полагая радиус скважин $r_w \sim 0,1$ м и расстояние между рядами нагнетательных и добывающих скважин $D \sim 100$ м, получим значения длины эффективной трубки тока $L \sim 150$ м и коэффициента $A = 1616$.

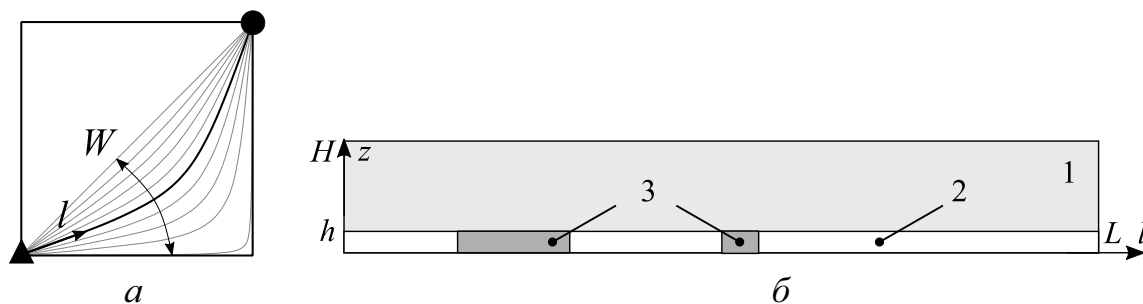


Рис. 1. Структура линий и трубки тока в ячейке заводнения (а) между нагнетательной (▴) и добывающей (•) скважинами и схема вертикального сечения пласта вдоль эффективной трубки тока (б): 1 — область пласта со средней проницаемостью k_0 ; 2 — высокопроницаемый слой с проницаемостью K ; 3 — непроницаемые участки изоляции

Таким образом, в модельных расчетах $H \sim 15$ м, $h \sim 1,5$ м и шаг расчетной сетки составляет порядка 0,3 м как в вертикальном, так и в горизонтальном направлениях.

В соответствии с представленной выше структурой пласта начальное поле абсолютной проницаемости задается следующим образом:

$$k(l, z) = \{k_0, z > h; K, z \leq h\}.$$

В начальный момент времени подвижная водная фаза в пласте отсутствует:

$$t = 0: \quad s = s_0 = 0. \quad (5)$$

Варианты изоляции. После прорыва воды к добывающей скважине через высокопроницаемый слой и достижения величины обводненности 65% с момента времени $t = t_0$ моделируется второй этап заводнения. На данном этапе в пределах суперколлектора задаются фиксированные непроницаемые области (рис. 1), соответствующие расположению блокирующего материала. В работе [Khamees, 2017] показано, что закачку геля в высокопроницаемый слой лучше выполнять после его обводнения для более полного извлечения содержащихся в нем запасов нефти. Процесс формирования изолированных интервалов не моделируется. Интерес представляет сравнительная оценка эффективности различных вариантов локализации изолированных участков суперколлектора. Базовым вариантом (индекс «0») называется сценарий дальнейшего заводнения без применения изоляции.

Изоляция суперколлектора в каждом из трех вариантов определяется только одним параметром, относительно которого исследуется эффективность (рис. 2).

По первому варианту объем изолирующего состава не ограничивается, и он располагается непрерывно, начиная от нагнетательной скважины (рис. 2, 1); параметром является объемная доля $0 \leq v \leq 1$ изолированного высокопроницаемого слоя. Во втором и третьем вариантах в качестве ограничения затрат фиксируется 10% суммарного объема изоляции суперколлектора $v = 0,1$. По второму варианту область изоляции непрерывна и варьируется относительное расстояние $d = l_0/L$ от нагнетательной скважины до начала данного интервала (рис. 2, 2).

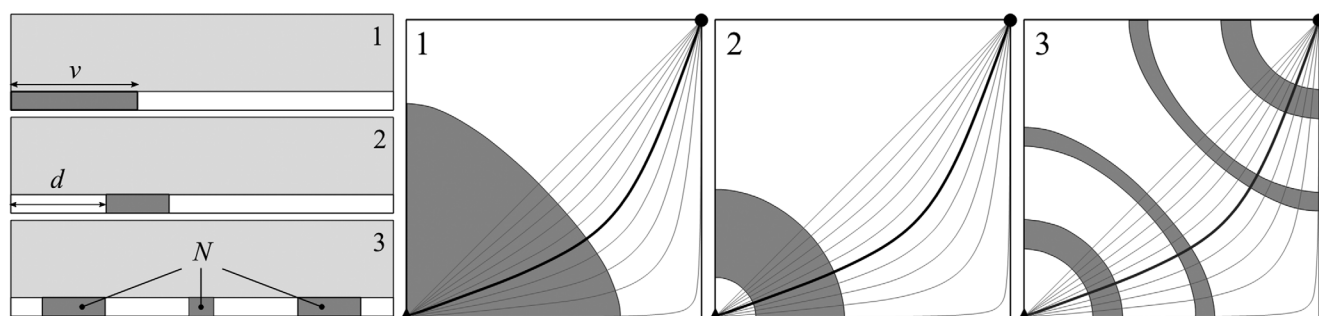


Рис. 2. Схемы расположения интервалов изоляции (темным фоном) по трем сценариям (1, 2, 3): в вертикальном сечении трубки тока (слева) и в проекции на горизонтальную плоскость

Третий вариант предполагает дробное расположение изолирующего состава на равных расстояниях вдоль трубки тока. Поровый объем каждого изолированного интервала полагается одинаковым, а длина каждого интервала изоляции вычисляется в соответствии с локальной шириной трубки тока. Параметром третьего варианта является число N интервалов.

Моделирование второго этапа заводнения продолжается до момента $t = T$, когда обводненность добывающей скважины достигает 98%.

Анализируемые показатели. При анализе результатов моделирования используются следующие показатели:

– доля извлечения из пласта объема подвижной нефти

$$E(t) = \frac{V_2(t)}{V_2(0)} = \frac{\int_0^h \int_0^L [1 - s(t, l, z)] W(l) dl dz}{\int_0^L h [1 - s_0] W(l) dl},$$

– количество прокачанных поровых объемов воды

$$PVI(t) = \frac{Q(t)}{V_P} = \frac{\int_0^t q(t) dt}{\int_0^L w_L h m W(l) dl}, \quad (6)$$

– обводненность добывающей скважины

$$F(t) = q_1(t) / q(t). \quad (7)$$

Здесь использованы обозначения мгновенных расходов:

– дебита жидкости, совпадающего с приемистостью

$$q(t) = w_L \int_0^h u(t, L, z) dz, \quad (8)$$

– дебита воды

$$q_1(t) = w_L \int_0^h f(t, L, z) u(t, L, z) dz, \quad (9)$$

где w_L — истинная ширина трубки тока на поверхности добывающей скважины, которая сокращается при подстановке (8), (9) в (6) и (7) и таким образом не требует задания при вычислении относительных величин F и PVI .

Результаты. В данном разделе приводится анализ результатов численного решения задачи (1)–(5) с имитацией различных вариантов изоляции. В среднем машинное время, требуемое для выполнения расчета по одному сценарию заводнения на конечно-объемной сетке высокого разрешения порядка 0,3 м в вертикальном сечении трубок тока, составляет всего 150–300 мин без применения специальной высокопроизводительной техники и алгоритмов параллельных вычислений. То есть применяемый способ понижения размерности фильтрационной модели позволяет в относительно короткие сроки выполнять большой объем многовариантных расчетов для подбора оптимального сценария воздействия на пласт.

Первичный прорыв воды и базовый вариант заводнения. На рис. 3 и 4 показаны поля распределения водонасыщенности на различные моменты времени без изоляции высокопроницаемого слоя. Заводнение пласта при отношениях вязкости водной и нефтяной фаз 1/1 (рис. 3) и 1/6 (рис. 4) происходит различным образом. Из решения задачи Баклея–Левретта [Баренблатт, 1984] известно, что в однородном пласте с увеличением вязкости вытесняющей фазы характер вытеснения стремится к поршневому. Данный эффект достигается за счет роста фронтальной насыщенности.

В рассматриваемом случае наличие высокопроницаемого слоя вносит существенные отличия в ожидаемый характер заводнения: от обводненного слоя суперколлектора вглубь пласта, опережая основной, продвигается вторичный фронт обводнения. Проникновение в пласт вторичного фронта становится значимым при выравнивании вязкостей фаз ($K_{\mu} = 1/1$) (рис. 3), тогда как при относительно низкой вязкости водной фазы ($K_{\mu} = 1/6$) ее переток между суперколлектором и основным пластом практически отсутствует (рис. 4).

В табл. 1 приведены предельные показатели разработки для базового варианта заводнения и по оптимальным сценариям всех вариантов изоляции.

Первый вариант изоляции. На рис. 5 показана зависимость доли E извлечения подвижной нефти из пласта от доли v изолированного объема суперколлектора.

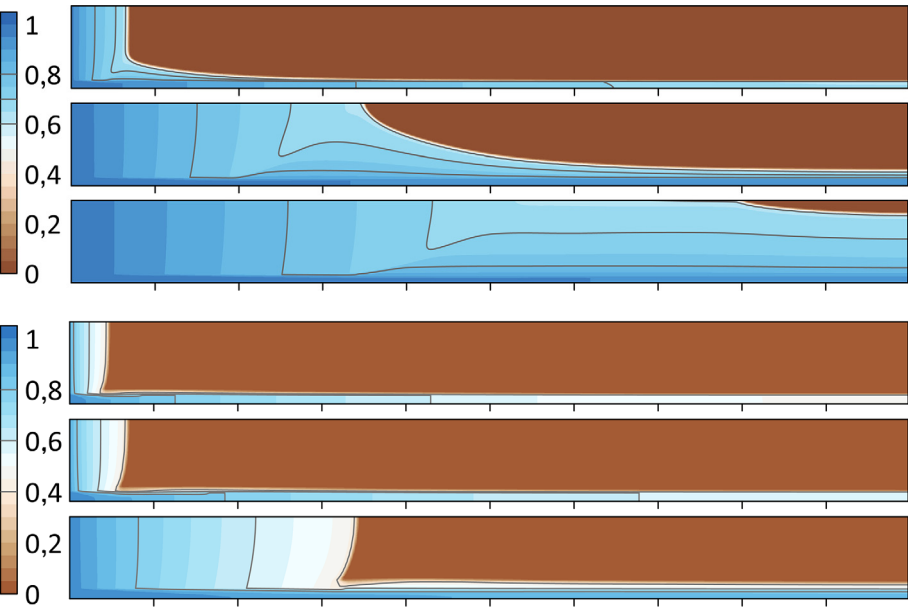


Рис. 3. Поля водонасыщенности при базовом варианте заводнения без изоляции при $K_{\mu} = 1/1$: сверху вниз — при первичном прорыве воды ($t = t_0$), при обводненности 90 и 98% ($t = T$)

Рис. 4. Поля водонасыщенности при базовом варианте заводнения без изоляции при $K_{\mu} = 1/6$: сверху вниз — при первичном прорыве воды ($t = t_0$), при обводненности 90 и 98% ($t = T$)

Изменение числа прокачанных поровых объемов PVI и относительной длительности заводнения по сравнению с базовым случаем T/T_0 с ростом доли изоляции ν приведены на рис. 6. Полная изоляция $\nu = 1$ высокопроницаемого слоя приводит к максимальному увеличению длительности заводнения, поскольку соответствует максимальному снижению дебитов при заданном перепаде давления за счет уменьшения средней гидропроводности трубки тока.

В случае $K_{\mu} = 1/1$ наблюдается немонотонность зависимости $E(\nu)$ (рис. 5, а). С ростом объема изоляции ν от 0 до примерно 0,4 повышение вытеснения

E происходит за счет увеличения протяженности участка равномерного заводнения до границы изолированного интервала, где начинается формирование вторичного фронта вытеснения. При этом предельное обводнение добывающей скважины достигается именно в момент достижения выходной границы областью развитого вторичного заводнения. Поскольку вторичное заводнение в данном случае опережает основной фронт, то распределение водонасыщенности вдоль трубки тока является немонотонным, и в момент предельного обводнения в пласте могут оставаться менее промытые зоны (рис. 7, а).

Таблица 1

Предельные показатели разработки

| K_{μ} | Базовый | | Вариант 1 | | | Вариант 2 | | | Вариант 3 | | |
|-----------|---------|------|-------------|------|---------|----------------------|-------|---------|--------------------|------|---------|
| | E | PVI | E | PVI | T/T_0 | E | PVI | T/T_0 | E | PVI | T/T_0 |
| 1/1 | 0,762 | 7,94 | $\nu = 0,8$ | | | $\nu = 0,1, d = 0,2$ | | | $\nu = 0,1, N = 5$ | | |
| | | | 0,834 | 2,67 | 2,51 | 0,791 | 4,66 | 1,07 | 0,814 | 3,21 | 1,32 |
| 1/6 | 0,264 | 6,09 | $\nu = 0,6$ | | | $\nu = 0,1, d = 0,3$ | | | $\nu = 0,1, N = 5$ | | |
| | | | 0,726 | 3,63 | 4,91 | 0,677 | 10,92 | 2,86 | 0,699 | 4,39 | 3,34 |

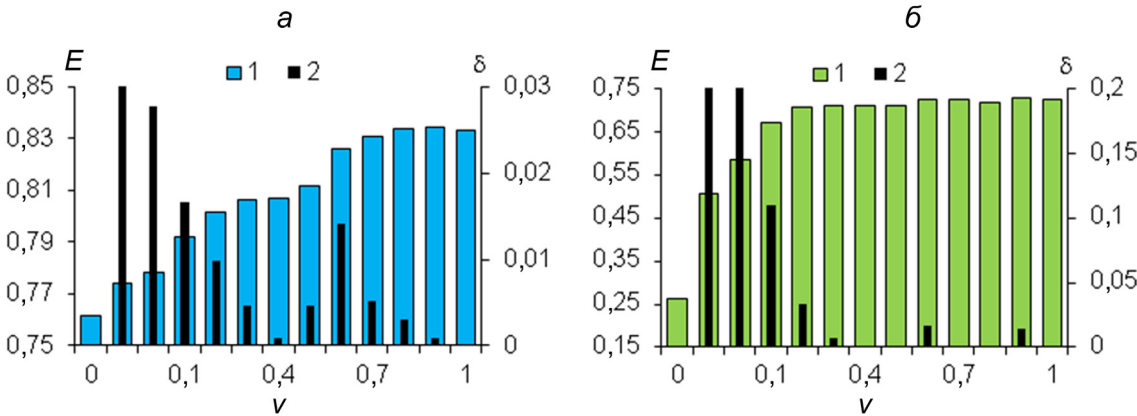


Рис. 5. Зависимость доли E извлечения подвижных запасов нефти (1) и ее прирост δ на каждые 10% изолированного объема суперколлектора (2) от объемной доли изоляции ν : а — $K_{\mu} = 1/1$; б — $K_{\mu} = 1/6$

Второй режим действия эффекта изоляции суперколлектора наблюдается при значениях $\nu > 0,5$ (рис. 7, б), когда область вторичного заводнения на сокращенном участке между изоляцией и добывающей скважиной не успевает сформироваться в достаточной для предельного обводнения скважины степени. В этом случае обводнение 98% наступает при достижении скважины областью высокой насыщенности от первичного заводнения, не оставляя за собой более нефтенасыщенных участков, поскольку насыщенность в пласте монотонно убывает от нагнетательной к добывающей скважине.

Изменение режимов воздействия изоляции суперколлектора на характер вытеснения нефти легко проследить по поведению динамики обводнения добывающей скважины на завершающем этапе (рис. 8, а). В случае $K_{\mu} = 1/6$ такие эффекты практически не наблюдаются (рис. 8, б). Прирост доли извлечения нефти E достигается в основном за счет сокращения непромытой области пласта при удалении от нагнетательной скважины точки повторного попадания воды в суперколлектор —

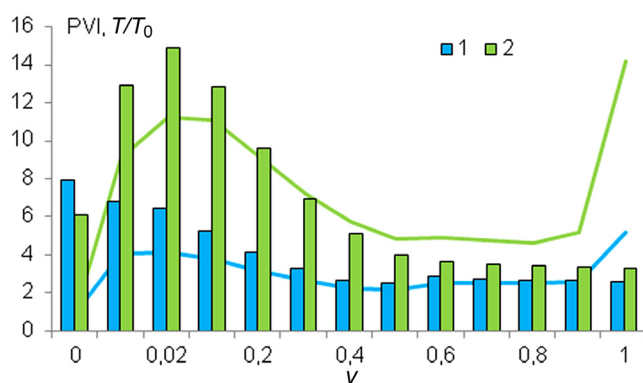
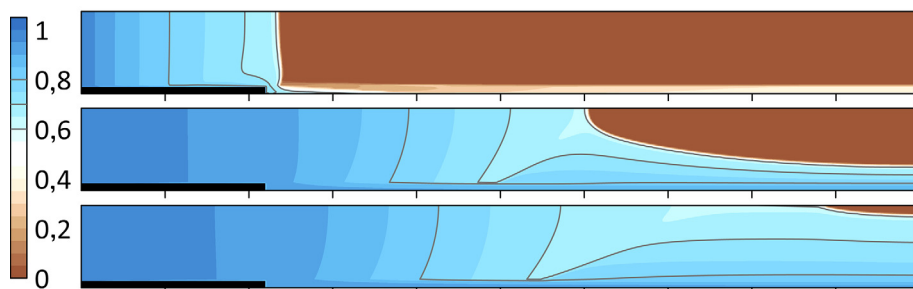


Рис. 6. Зависимость прокачанных поровых объемов PVI (столбцы) и времени заводнения T/T_0 (линии) от доли изоляции ν суперколлектора при $K_{\mu} = 1/1$ (1) и $K_{\mu} = 1/6$ (2)

границы изолированного интервала (рис. 9). Эта область пропадает после достижения $\nu \approx 0,5 \dots 0,6$, после чего значимый прирост эффективности от увеличения объема изоляции прекращается (рис. 5, б).

а



б

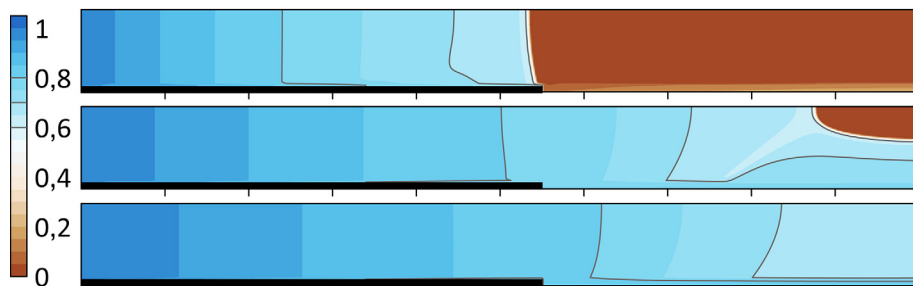
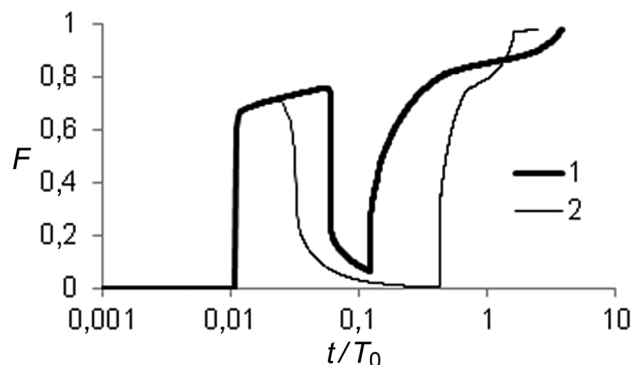


Рис. 7. Поля водонасыщенности при первом варианте изоляции: а — $\nu = 0,1$; б — $\nu = 0,6$ при $K_{\mu} = 1/1$: сверху вниз — при достижении первичным фронтом заводнения границы изоляции; при обводненности 90 и 98% ($t = T$)

а



б

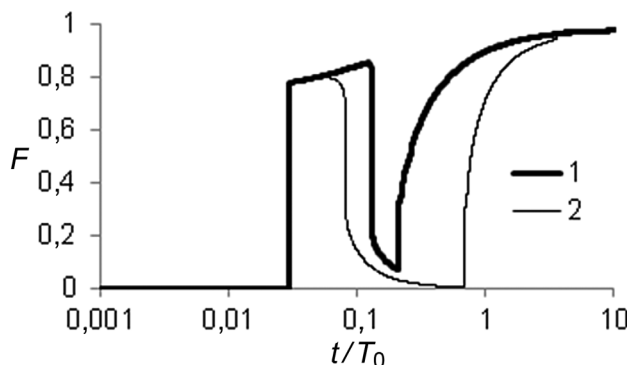


Рис. 8. Динамика обводнения F скважин по первому варианту изоляции: 1 — $\nu = 0,02$; 2 — $\nu = 0,6$ при $K_{\mu} = 1/1$ (а) и $K_{\mu} = 1/6$ (б)

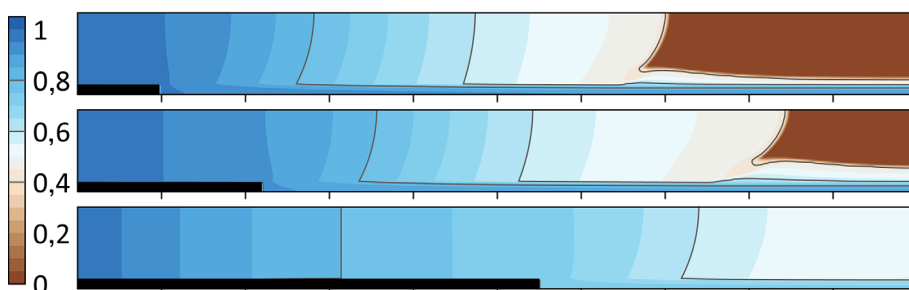


Рис. 9. Предельные поля водонасыщенности в момент обводненности 98% при первом варианте изоляции при $K_\mu = 1/6$ и $\nu = 0,02; 0,1; 0,6$ (сверху вниз)

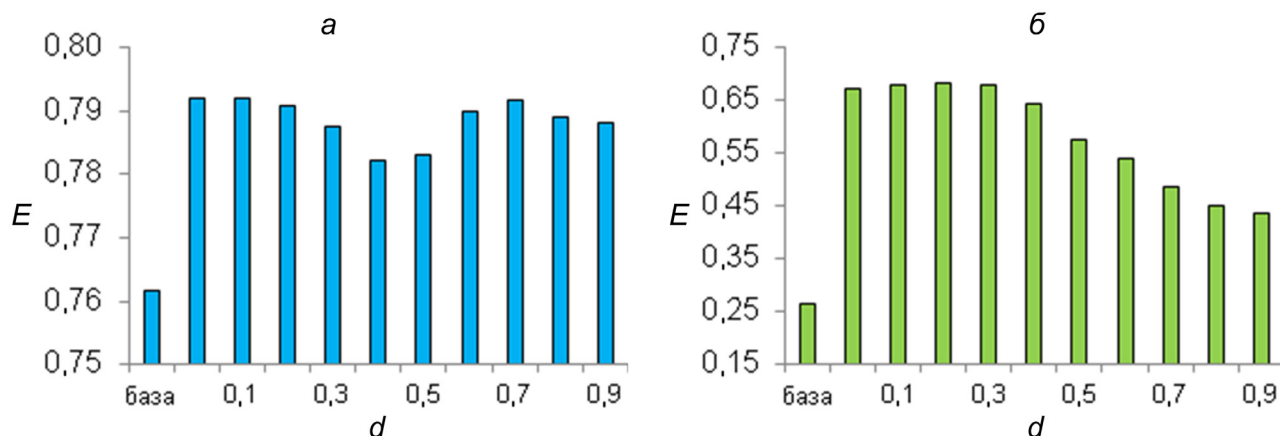


Рис. 10. Зависимость доли E извлечения подвижных запасов нефти от расстояния d между нагнетательной скважиной и участком изоляции: а — $K_\mu = 1/1$; б — $K_\mu = 1/6$

Максимальную эффективность по повышению нефтеотдачи по первому варианту изоляции можно наблюдать при высоких значениях ν (табл. 1). Так, для $K_\mu = 1/1$ при $\nu = 0,8$ получаем долю извлечения подвижных запасов $E = 0,834$, т. е. на 7% выше базового уровня. При этом число закачанных поровых объемов PVI сокращается с 7,94 до 2,67, а время заводнения увеличивается в 2,5 раза. Для $K_\mu = 1/6$ при $\nu = 0,6$ извлечение подвижной нефти возрастает почти в три раза от базового уровня — с 26,4 до 72,6%. Прокачанные поровые объемы сокращаются более чем в полтора раза с 6,09 до 3,63, время заводнения возрастает почти в 5 раз.

В то же время видно, что значительный прирост эффекта E от изоляции (рис. 5) с увеличением объема изоляции суперколлектора практически прекращается после значений $\nu \sim 0,1 \dots 0,2$. Второй интервал $\nu \sim 0,5 \dots 0,7$ прироста эффективности при $K_\mu = 1/1$, по-видимому, на практике не отвечает требованиям экономической целесообразности в силу больших объемов необходимого для блокировки изолирующего материала — порядка 3–4 тыс. куб. м порового объема.

Далее рассматриваются варианты изоляции, ограниченные 10% суммарного изолированного порового объема суперколлектора, то есть при $\nu = 0,1$.

Второй вариант изоляции. В данном варианте варьируется относительное расстояние $d = l_0/L$ от нагнетательной скважины до начала изолированного участка. Объем изоляции фиксирован и составляет 10% от общего объема суперколлектора. За счет переменной ширины трубки тока протяженность

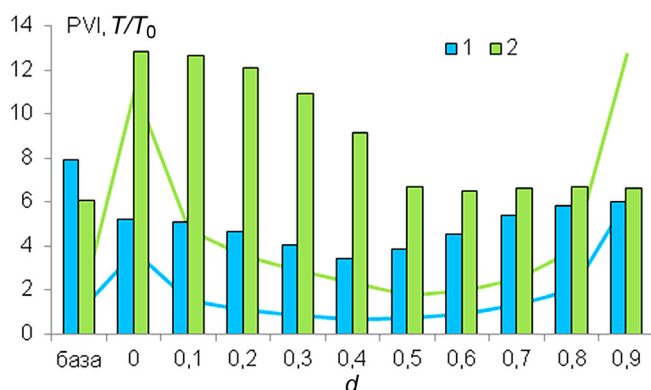


Рис. 11. Зависимость прокачанных поровых объемов PVI (столбцы) и времени заводнения T/T_0 (линии) от расстояния d до интервала изоляции при $K_\mu = 1/1$ (1) и $K_\mu = 1/6$ (2)

изолированных интервалов будет зависеть от их положения (рис. 2). Итоговые зависимости показателей эффективности E , PVI, T/T_0 от расстояния d приведены на рис. 10 и 11.

В случае равновязких фаз наблюдается слабая немономонная зависимость доли извлечения нефти E от положения d интервала изоляции — худшим вариантом является расположение блокирующего состава в середине трубки тока $d = 0,4 \dots 0,5$. Объясняется это следующим образом. При $d \leq 0,3$ вытеснение нефти происходит более равномерно вдоль всей трубки тока за счет сформированного в ее начале однородного канала фильтрации. При $d \geq 0,6$ после преодоления изолирующего препятствия вторичный фронт заводнения не успевает достаточно сформироваться.

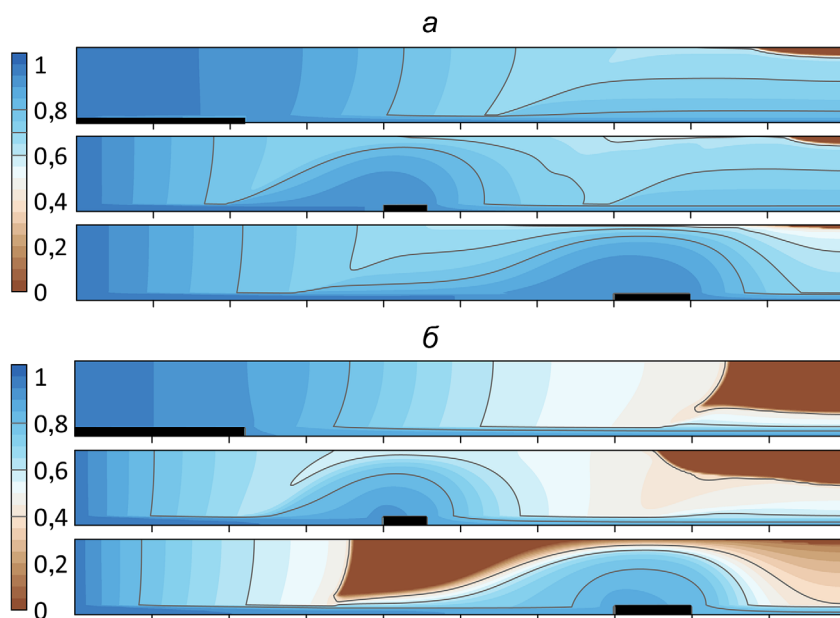


Рис. 12. Пределные поля водонасыщенности в момент обводненности 98% при втором варианте изоляции: а — $K_\mu = 1/1$, б — $K_\mu = 1/6$ при $d = 0,0; 0,4; 0,7$ (сверху вниз)

роваться до достижения скважины, поэтому обводнение происходит позже. Для всех случаев, тем не менее, в конечном состоянии в пласте наблюдается немонокотное распределение насыщенности, что говорит о неоднородности охвата поперечного сечения трубки тока процессом вытеснения (рис. 12, а).

При нагнетании менее вязкой фазы $K_\mu = 1/6$ с удалением интервала изоляции до относительно малых расстояний $d < 0,3$ наблюдается незначительный рост доли извлечения нефти E в пределах 1% за счет выравнивания начального участка заводнения, при этом в момент предельного обводнения вблизи добывающей скважины остается область невыработанных запасов нефти (рис. 12, б). Последующее удаление интервала изоляции значительно снижает эффективность мероприятия, поскольку приводит к возникновению вблизи добывающей скважины области преждевременного роста водонасыщенности и ее обводнения, тогда как до интервала изоляции остаются неизвлеченные запасы нефти. Такой эффект может приводить к сокращению доли извлечения нефти на величины порядка 20%.

На данном примере наглядно проявляется отличие поведения двухфазной смеси при различных отношениях вязкостей: за счет меньшего проникновения в пласт из высокопроницаемого слоя и при обтекании изолирующего экрана менее вязкая вытесняющая фаза в меньшей степени вовлекает запасы нефти в процесс заводнения, что может приводить к возникновению областей заблокированных запасов.

Подводя итог по второму варианту изоляции, можно заключить, что наилучшим и надежным вариантом является расположение непрерывного интервала изоляции фиксированного объема вблизи нагнетательной скважины. При равных вязкостях водной и нефтяной фаз оптимальным вариантом является расстояние $d = 0,2$, когда достигается значение $E = 0,791$ при сокращении поровых объемов

закачки почти в 2 раза по сравнению с базовым уровнем (табл. 1). В случае отношения вязкостей $K_\mu = 1/6$ экран лучше располагать чуть дальше: $d = 0,3$. Тогда более чем двукратное повышение извлечения нефти $E = 0,677$ будет достигаться при относительно небольшом замедлении процесса вытеснения, требуя закачки примерно 11 поровых объемов жидкости (табл. 1).

Третий вариант изоляции. В третьем варианте интерес представляет дробность N распределения фиксированного объема $v = 0,1$ изолирующего материала вдоль высокопроницаемого слоя. Рассмотрены случаи $N = 1 \dots 5$ числа участков изоляции. Дальнейшее увеличение их числа приводит к их малым протяженностям, что может оказаться серьезным ограничением для практической реализации ввиду сложностей непрерывного продвижения небольших оторочек изолирующего состава [Мазо и др., 2017].

Анализируя графики общих зависимостей показателей эффективности E , PVI, T/T_0 (рис. 13; 14), можно наблюдать в целом ожидаемый результат — увеличение числа разбиений интервала изоляции приводит к повышению эффективности заводнения. Исключение составляет лишь выбивающийся из общей закономерности случай $N = 2$ при $K_\mu = 1/1$, когда происходит «провал» доли извлечения нефти. Связано это с тем, что заданная предельная обводненность 98% достигается с приближением к добывающей скважине сформировавшегося вблизи нее вторичного фронта заводнения (рис. 15, а). При $N = 1$ эта область успевает распределиться по мощности пласта, а при $N \geq 3$ она, наоборот, не успевает сформироваться.

Дробное распределение блокирующего материала, во-первых, приводит к локальным отклонениям линий тока и проникновению вытесняющей фазы вглубь пласта, выравнивая охват пласта заводнением. Во-вторых, чередующиеся препятствия нарушают стабильность вторичных фронтов заво-

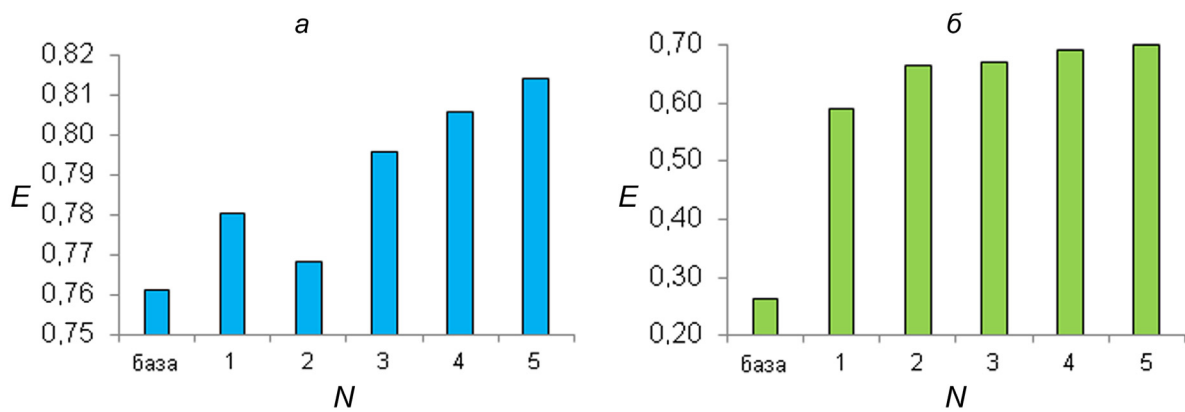


Рис. 13. Зависимость доли E извлечения подвижных запасов нефти от числа N участков изоляции: а — $K_\mu = 1/1$; б — $K_\mu = 1/6$

днения, которые могут приводить к преждевременному обводнению добывающей скважины.

По сравнению с непрерывным расположением того же объема изолирующего материала его дробное расположение при $N=5$ приводит к незначительному повышению нефтеотдачи — примерно на 1...2% — с 79,1 до 81,4% при $K_\mu = 1/1$ и с 67,7 до 69,9% при $K_\mu = 1/6$. Однако при этом значительно сокращается необходимое число закачки поровых объемов — с 4,66 до 3,21 при $K_\mu = 1/1$ и с 10,92 до 4,39 при $K_\mu = 1/6$, с незначительным изменением сроков заводнения. Аналогичного сокращения сопутствующих затрат на закачку воды согласно результатам моделирования первого варианта изоляции удастся достичь прикратно больших затратах на объем изолирующего материала. Так, при $K_\mu = 1/1$ подобный результат ($E=0,812$, $PVI=2,51$, $T/T_0=2,16$) достигается при $\nu=0,5$, то есть в 5 раз большем объеме блокирующего материала. При $K_\mu = 1/6$ близкий результат ($E=0,71$, $PVI=3,96$, $T/T_0=4,8$) также дает случай $\nu=0,5$.

Заключение. Показано, что эффективность изоляции высокопроницаемого пропластка существенно и сложным образом зависит от выбранного

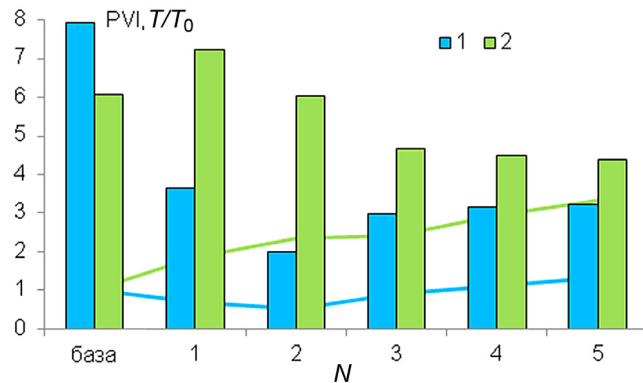


Рис. 14. Зависимость прокачанных поровых объемов PVI (столбцы) и времени заводнения T/T_0 (линии) от числа N участков изоляции при $K_\mu = 1/1$ (1) и $K_\mu = 1/6$ (2)

сценария расположения блокирующего материала, поэтому проектирование и оптимизация данных мероприятий должны выполняться с использованием вычислительного эксперимента.

На основе численного моделирования высоко-го разрешения по модели двухфазной фильтрации

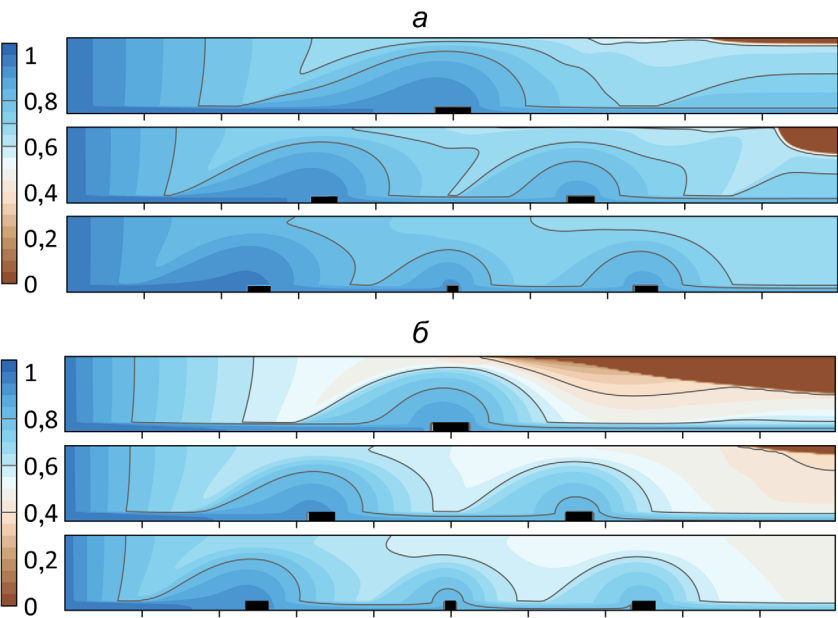


Рис. 15. Предельные поля водонасыщенности в момент обводненности 98% при втором варианте изоляции а — $K_\mu = 1/1$; б — $K_\mu = 1/6$ при $d=0,0; 0,4; 0,7$ (сверху вниз)

в фиксированной трубке тока, характерной для пятиточечной системы заводнения, проведен сравнительный анализ эффективности трех способов расположения интервалов изоляции вдоль слоя высокопроницаемого суперколлектора для двух типовых отношений вязкости водной и нефтяной фаз.

Построена зависимость доли извлечения подвижной нефти из пласта от доли изолированного объема высокопроницаемого пропластка, эквивалентная зависимости эффективности водоизоляции от объема гелевого экрана, что позволяет рассчитать оптимальный объем реагента для постановки гелевого барьера с точки зрения экономической целесообразности.

Показано, что за счет дробления интервалов изоляции можно сократить объем требуемого бло-

кирующего материала до пяти раз с сохранением уровня эффективности.

Выявлены ключевые эффекты, приводящие к достижению предельного обводнения добывающей скважины, показаны их отличия в случаях различного отношения вязкостей нефтяной и водной фаз. При относительно малой вязкости вытесняющей фазы необходимо в основном стремиться к выравниванию области заводнения пласта, тогда как при повышении вязкости водной фазы необходимо также снижать интенсивность развития областей вторичного заводнения.

Финансирование. Работа выполнена при финансовой поддержке Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета («ПРИОРИТЕТ-2030»).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефтеотдачи // *Химия в интересах устойчивого развития*. 2011. Т. 19. С. 127–136.
2. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.
3. Бахтиян Н.А. Снижение обводненности скважин с помощью потокоотклоняющих технологий на примере Ванкорского месторождения // *Международный научно-исследовательский журнал*. 2016. № 6 (48), ч. 2. С. 33–37.
4. Закиров С.Н., Рощина И.В., Индрунский И.М., Рощин А.А. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе. М.: ООО «Контент-пресс», 2011. 248 с.
5. Мазо А.Б., Поташев К.А. Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений: Монография. М.: ИНФРА-М, 2020. 220 с.
6. 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. № 19 (1). С. 15–20.
7. Нефть и газ Западной Сибири: материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 55-летию Тюменского государственного нефтегазового университета. Т. 1 / Отв. ред. О.Ф. Данилов. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. 328 с.
8. Поташев К.А., Ахунов Р.Р. Оценка неоднородности притока пластового флюида к контуру поперечного сечения вертикальной скважины // *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки*. 2020. Т. 162. Кн. 2. С. 180–192.
9. Поташев К.А., Ахунов Р.Р., Мазо А.Б. Вычисление перетоков флюида между скважинами в фильтрационной модели разработки нефтяного пласта с помощью линий тока // *Георесурсы*. 2022. № 24 (1). С. 27–35.
10. Поташев К.А., Куличикова К.А., Баушин В.В. Эффективность изоляции высокопроницаемого обводненного пропластка при различном расположении блокирующего материала // *Нефть. Газ. Новации*. 2020. № 7. С. 54–58.
11. Поташев К.А., Мазо А.Б. Численное моделирование локального воздействия на нефтяной пласт с применением фиксированных трубок тока для типичных схем заводнения // *Георесурсы*. 2020. № 22 (4). С. 70–78.
12. 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. № 4 (187). С. 32–40.
13. Сизов Н.Е., Поздняков С.П., Муромец Н.Н. Влияние плановой неоднородности проводимости на результаты обработки откаток в изолированном неограниченном пласте // *Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология*. 2021. № 3. С. 113–123.
14. Чекалин А.Н., Конохов В.М., Костерин А.В. Двухфазная многокомпонентная фильтрация в нефтяных пластах сложной структуры. Казань: Казан. гос. ун-т, 2009. 180 с.
15. Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Мазо А.Б. и др. TubeGeo, версия 1.0. «Моделирование геолого-технических мероприятий методом трубок тока». Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016611381 от 01.02.2016 г.
16. Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Рамазанов Р.Г., Баушин В.В. Компьютерные модели для анализа эффективности методов воздействия на пласт. М.: КДУ, Университетская книга, 2017. 232 с.
17. Bai B., Wang Q., Du Y., Liu Y.Z. Factors Affecting In-Depth Gel Treatment for Reservoirs with Thick Heterogeneous Oil Layers // *Petrol. Soc. 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 8–10 June, 2004, Paper 2004–140*. P. 1–8.
18. Fletcher A.J.P., Flew S., Forsdyke I.N., et al. Deep diverting gels for very cost-effective waterflooding control // *J. Petrol. Sci. Eng.* 1992. Vol. 7. P. 33–43.
19. Gao H.W., Chang M.M., Burchfield T.E., Tham M.K. Permeability Modification Simulator Studies of Polymer-Gel-Treatment Initiation Time and Crossflow Effects on Waterflood Oil Recovery // *SPE Reservoir Engineering*. 1993. Vol. 8 (3). P. 221–227.
20. Jahanbani Ghahfarokhi A., Kleppe J., Torsaeter O. Simulation Study of Application of a Water Diverting Gel in Enhanced Oil Recovery. Paper SPE-180190-MS, 2016. P. 1–17.
21. Khamees T., Flori R.E., Wei M. Simulation Study of In-Depth Gel Treatment in Heterogeneous Reservoirs with Sensitivity Analyses. Paper SPE-185716-MS, 2017. P. 1–23.
22. Potashev K.A., Mazo A.B. Mathematical Modeling of Oil Reservoir Waterflooding Using Fixed Streamtube at Various Values of Viscosity Ratio // *Lobachevskii Journal of Mathematics*. 2021. Vol. 42 (8). P. 2023–2029.
23. 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. Conf. Series: J. of Physics. 2019, 1158 042024. P. 1–6.

24. *Stavland A., Kvanvik B.A., Lonhe A.* Simulation Model for Predicting Placement of Gels. 1994, Paper SPE-28600-MS. P. 1–16.

25. *Suleimanov B.A., Feizullaev H.A.* Numerical Simulation of Water Shut-Off for Heterogeneous Composite Oil Reservoirs (Russian). SPE Annual Caspian Technical Con-

ference, 16–18 October, Baku, Azerbaijan, 2019, Paper SPE-198388-RU. P. 1–10.

26. *Vossoughi S., Buller C.S.* Permeability Modification by In-Situ Gelation with a Newly Discovered Biopolymer // SPE Reservoir Engineering. 1991. Vol. 6 (4). P. 485–489.

27. *Willhite G.P.* Waterflooding // SPE Textbook Series. Richardson, TX, 1986. 331 p.

Статья поступила в редакцию 16.08.2023,
одобрена после рецензирования 05.06.2023,
принята к публикации 22.01.2024