

DOI: [10.7242/1999-6691/2023.16.2.14](https://doi.org/10.7242/1999-6691/2023.16.2.14)

УДК 532.5-1/-9

МОДЕЛИРОВАНИЕ КОЛЬМАТАЦИИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОДЫ С ЧАСТИЦАМИ ПРИМЕСИ

Е.Н. Архипова, А.Я. Гильманов, А.П. Шевелёв

Тюменский государственный университет, Тюмень, Российская Федерация

В процессе извлечения нефти давление в пласте со временем постепенно уменьшается, и в этом случае для его поддержания прибегают к закачке воды в пласт – заводнению. Зачастую в составе пластовой воды присутствуют различные примеси, минералы и металлы. Они оседают на поверхности пор породного скелета и приводят к уменьшению начальной пористости призабойной зоны и замедлению продвижения фронта вытеснения нефти водой. Это негативно сказывается на продуктивности скважины и влечет за собой падение объемов добытой нефти. В связи с этим исследование процесса заводнения является актуальной задачей. Естественный процесс засорения пор горных пород называется кольматацией. Цель данной работы заключается в оценке влияния параметров пласта и флюида (нефти, газа, воды) на распределение пористости, проницаемости и концентрации примеси в результате кольматации. Исследуемая проблема формулируется математически в виде системы уравнений механики сплошных сред и включает: уравнения баланса массы частиц в суспензии и несущей жидкости; закон Дарси для представления фильтрации воды в пласт; формулу Козени–Кармана для связи начальной пористости и проницаемости; уравнение, описывающее кинетику оседания частиц на скелете пористой среды. Решение системы уравнений осуществляется с помощью явной конечно-разностной схемы. Получено распределение концентрации примеси в пласте. Впервые показано, что уменьшение коэффициента кольматации приводит к снижению её скорости и возникновению стабилизированной зоны вблизи фронта вытеснения. Установлено, что коэффициент кольматации, хотя и является малым параметром, существенно влияет на характер процесса заводнения. Анализ чувствительности характеристик вытеснения нефти водой к параметрам пласта и флюида показывает, что скорость фронта вытеснения и координата этого фронта возрастают с увеличением проницаемости и давления на забое нагнетательной скважины и уменьшаются с ростом вязкости в соответствии с законом Дарси.

Ключевые слова: механика сплошных сред, кольматация, суспензия, закон сохранения массы, закон Дарси, фронт вытеснения, формула Козени–Кармана, численное моделирование

MODELING COLMATATION OF A POROUS MEDIUM DURING THE INJECTION OF WATER WITH IMPURITY PARTICLES

E.N. Arhipova, A.Ya. Gilmanov and A.P. Shevelev

University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

In the process of oil production, the reservoir pressure gradually decreases with time and, to maintain it, water injection, also known as waterflooding, is applied. The formation water composition typically contains various impurities, minerals and metals. They settle on the pore matrix, decrease the porosity of the bottomhole zone and slow down the advance of the water-oil displacement front. This negatively affects the productivity of the well and reduces oil production. Therefore, the study of these processes is a relevant task. The natural process of pore blocking is called colmatation. The purpose of this work is to evaluate the influence of reservoir and fluid parameters on the distribution of porosity, permeability and impurity concentration as a result of the colmatation phenomenon. To solve the problem, we use a system of equations of continuum mechanics that includes the mass balance equations for particles in suspension and carrier fluid, Darcy's law for water filtration into the reservoir, the Kozeny–Karman formula for the relationship between the initial porosity and permeability, and an equation describing the kinetics of particle settling on the porous matrix. A solution to the system of equations is found using an explicit finite-difference scheme. The distribution of impurity concentration in the reservoir is obtained. It is shown for the first time that a decrease in the coefficient of colmatation leads to a decrease in the rate of colmatation and the emergence of a stabilized zone near the displacement front. It has been established that although the coefficient of colmatation is a small parameter, it has a significant effect on the waterflooding nature. Analysis of the sensitivity of the water-oil displacement characteristics to the reservoir and fluid parameters shows that the velocity of the displacement front and the coordinate of this front increase with an increase in permeability and pressure at the bottomhole of an injection well and decrease with an increase in viscosity in accordance with Darcy's law.

Key words: continuum mechanics, colmatation, suspension, mass conservation law, Darcy's law, displacement front, Kozeny–Karman formula, numerical modeling

1. Введение

Поддержание должного уровня пластового давления является необходимым условием для сохранения темпов притока нефти после первичной стадии разработки месторождения. С этой целью, а также для вытеснения нефти проводится закачка воды — заводнение. Как правило, для этого используется пластовая вода. Если такая вода попадает в пласт в неочищенном состоянии (с содержанием большого количества примесей) [1], то происходит кольматация [2] — оседание частиц, например, солей [3] с возможным блокированием пор породного скелета. Подобные состояния наблюдаются на месторождениях в различных странах, в частности, в России [3], Йемене [4], Канаде [5]. Механизм блокирования пористой среды дисперсными частицами зависит от их химического состава и относится или к адсорбции [6], или к механическому и гидродинамическому удерживаниям [7]. Последнее происходит из-за действия гидродинамических сил в скоплениях частиц и возникает, обычно, при движении в пористой среде

полимера. Механическое удерживание связано с тем, что частицы имеют большие, по сравнению с порами, размеры и блокируют их [8]. Исследования показывают, что в пористой среде при фильтрации частиц суспензии возникают гидродинамические силы трения и силы негидродинамической природы (силы взаимодействия дисперсных частиц с частицами скелета породы [9]). При этом кольматация влияет на траекторию движения частиц примеси, снижает их скорость [9]. Поэтому необходимо предварительно моделировать эффекты, связанные с кольматацией, для прогнозирования скорости фильтрации и распределения концентрации частиц примеси.

Гидродинамические симуляторы малоприспособлены для решения задачи кольматации, поскольку не содержат законов, описывающих оседание произвольных дисперсных частиц, хотя и позволяют оценивать и рекомендовать приемы увеличения нефтеотдачи. Классический подход к моделированию кольматации пористой среды основан на законе сохранения массы и импульса [10], в качестве которого выступает, как правило, закон Дарси [11], однако при высоких скоростях фильтрации следует прибегать к закону Форсгеймера [11]. В модели [10] включена зависимость пористости от концентрации осевших частиц, связываются начальная пористость и проницаемость по формуле Козени–Кармана. В результате удаётся найти распределение концентрации удержанных частиц, но требуется ввод некоторых настроечных параметров, получить которые можно только путём сопоставления расчётных и экспериментальных данных. Кроме того, обычно зависимость проницаемости от пористости выражается по формуле Козени–Кармана в любой момент времени для любой координаты [12]. Этот эффект учитывается в модели [13], использующей законы сохранения массы фаз и импульса в приближении Дарси–Буссинеска [14, 15]. Такая модель принимает во внимание динамику перехода примеси из одной фазы в другую. Уменьшение пористости из-за оседания частиц на поверхности пористой среды описывается линейным законом. Такая модель детально представляет процесс адсорбции примеси при закачке наножидкости в пласт. Однако в работах [13, 14] не исследуется влияние параметров флюида и пористой среды на запаздывание её кольматации.

Развитие классического подхода привело к появлению модели глубокого проникновения частиц суспензии в пористую среду [16, 17]. Модель использует закон сохранения массы дисперсных частиц, закон их оседания и модифицированный закон Дарси, учитывающий снижение фильтрационно-ёмкостных свойств пласта при закачке суспензий. Модель позволяет рассчитать распределение концентрации дисперсных частиц, скорость фильтрации. Однако модификация закона Дарси и закон оседания частиц суспензии справедливы лишь при закачке полимер-дисперсных систем и не пригодны для растворов солей и суспензий с другими примесями.

Альтернативный подход предполагает применение микромасштабного стохастического моделирования с учётом баланса массы [8], где автор отмечает, что увеличение рассматриваемых масштабов приводит стохастическую модель к классической модели глубокого проникновения суспензии в пористую среду. Между тем стохастическая модель содержит ряд случайных вероятностных процессов и требует значительных вычислительных мощностей.

Для моделирования фильтрации суспензий в пористой среде используется также решёточный метод Больцмана [18, 19] — метод вычислительной гидродинамики, базирующийся на кинетическом уравнении Больцмана для потоков частиц и взаимодействия между ними. Уравнения решаются численно (методом конечных элементов). Решёточный метод позволяет рассчитать снижение фильтрационно-ёмкостных свойств пласта из-за кольматации, но требует задания сложных законов взаимодействия между частицами, которые не всегда известны. Модель не применяется при закачке растворов солей.

Таким образом, в настоящее время не исследовано уменьшение пористости и проницаемости пласта вследствие закачки неочищенной воды в зависимости от параметров пористой среды и флюида. В данной работе предлагается развитие классического подхода Леонтьева [20], модель которого основана на законах сохранения массы и импульса и содержит обобщённый релаксационный закон, описывающий характер пористости вследствие закачки неочищенной воды с примесью либо суспензии, не рассматриваемый в других моделях. Целью работы является расчёт фильтрационно-ёмкостных свойств пласта в условиях кольматации с использованием усовершенствованной модели Леонтьева. Впервые в этой модели учитывается зависимость пористости от проницаемости по формуле Козени–Кармана, а также проводится анализ влияния параметров пласта и флюида на процесс кольматации в поровом пространстве. Вводится коэффициент кольматации как малый параметр, определяющий характер процесса оседания частиц в пористой среде. Получено распределение пористости, проницаемости, концентрации частиц примеси и пластового давления, что также не осуществлялось ранее в рамках модели Леонтьева.

2. Математическая модель расчёта фильтрационно-ёмкостных свойств пласта при кольматации

2.1. Система уравнений

Изучению структуры фронта пористости при движении суспензии в пористой среде посвящена работа [20]. В ней предложена математическая модель, описывающая кинетику оседания частиц на скелете (модель Леонтьева). Авторы настоящей работы впервые вводят в модель связь пористости и проницаемости по формуле Козени–Кармана и представляют фильтрацию малоконцентрированных суспензий системой:

$$\frac{\partial(m\alpha)}{\partial t} + \operatorname{div}(\alpha \mathbf{u}) = \frac{\partial m}{\partial t}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial((1-\alpha)m)}{\partial t} + \operatorname{div}((1-\alpha)\mathbf{u}) = 0, \quad (2)$$

$$\mathbf{u} = -\frac{k(m)}{\mu} \operatorname{grad} p, \quad (3)$$

$$k(m) = k_0 (m/m_0)^r, \quad (4)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = -\gamma\alpha(m - m_{cm}), \quad (5)$$

состоящей из уравнений баланса массы частиц в суспензии (1) и несущей жидкости (2), закона Дарси (3), формулы Козени–Кармана (4) и уравнения, описывающего кинетику оседания частиц на скелете (5). В уравнениях обозначено: t — время; α — объёмная концентрация частиц в суспензии; \mathbf{u} — вектор скорости фильтрации смеси; m , $k(m)$ — пористость и проницаемость пористого скелета; μ — вязкость суспензии; p — давление в пласте; m_{cm} — стационарное значение пористости, меньше которого пористость не снижается; γ — коэффициент кольматации; k_0 , m_0 — начальные значения проницаемости и пористости пласта; r — некоторое число. Предполагается, что жидкость, твёрдые частицы суспензии и пористый скелет несжимаемы, отложение частиц на скелете не приводит к задерживанию жидкости в порах, а концентрация частиц достаточно мала, так что скорость частиц совпадает со скоростью жидкости.

Если пласт породы изотропный, то проницаемость является функцией пористости, то есть $k(m) \neq k \neq \text{const}$, и тогда проницаемость будет изменяться по закону (4) (по формуле Козени–Кармана). Для изучения процесса фильтрации суспензии с дисперсными частицами в таком пласте далее рассматривается случай одномерного прямолинейного течения несжимаемых (плотность $\rho = \text{const}$) несмешивающихся жидкостей в условиях, когда поверхностное натяжение между фазами невелико и можно пренебречь капиллярным давлением. Тогда процесс вытеснения допускает простое математическое описание и представляет собой задачу Бакли–Левретта. Давления в фазах воды и нефти считаются одинаковыми, обе фазы несжимаемы, фазовые переходы отсутствуют, температура в пласте постоянна.

С учётом введённых допущений система уравнений (1)–(5) принимает вид:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(m\alpha)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha u)}{\partial x} &= \frac{\partial m}{\partial t}, & \frac{\partial((1-\alpha)m)}{\partial t} + \frac{\partial((1-\alpha)u)}{\partial x} &= 0, \\ u &= -\frac{k(m)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x}, & k(m) &= k_0 (m/m_0)^r, \\ \frac{\partial m}{\partial t} &= -\gamma\alpha(m - m_{cm}). \end{aligned}$$

Здесь x — горизонтальная ось координат.

2.2. Начальные и граничные условия

Для нахождения распределения объёмной концентрации частиц в суспензии нужно добавить условия как на границах пласта, так и в начальный момент времени. Начальные условия следующие:

$$m(x, 0) = m_0, \quad \alpha(x, 0) = 0.$$

Первое из условий означает, что в момент времени $t = 0$ (до начала процесса вытеснения) в пласте имеется некоторое известное распределение пористости, определяемое значением m_0 . Согласно второму условию в начальный момент времени частицы примеси в пласте отсутствуют.

Граничные условия записываются в следующем виде:

$$\alpha(0, t) = \alpha_0, \quad p(0, t) = p_z, \quad p(l, t) = p_k.$$

Здесь: l — длина пласта; p_k — давление на контуре питания; p_z — давление на забое скважины. Для базового варианта моделирования приняты значения давления $p_k = 10$ МПа, $p_z = 15$ МПа, начальной концентрации $\alpha_0 = 0,3$ и начальной пористости $m_0 = 0,2$. Относительно этих значений параметры пласта и

флюида менялись на 20% как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения при анализе чувствительности характеристик вытеснения. Первое граничное условие указывает на то, что при $t > 0$ в пласт через галерею нагнетательных скважин, имеющих координату $x = 0$, закачивается вытесняющая жидкость (вода с частицами примеси). При этом концентрация частиц в суспензии в данной точке известна и определяется значением α_0 . Второе условие задает значение давления на галерее скважин, третье — величину давления на правой границе рассматриваемой области (на контуре питания), соответствующее давлению невозмущённого пласта.

Область допустимых значений нужна для «ограниченности» постановки задачи и является следующей: $0 \leq x \leq 100$ м, $0 \leq t \leq t_k$, где t_k — момент окончания фильтрации. Первое условие ограничивает размер области исследования, второе — продолжительность процесса, то есть рассматривается пласт длиной 100 м до момента времени t_k .

3. Результаты расчётов

В качестве модельного случая рассмотрен вариант с характерными для задач подземной гидромеханики параметрами [21, 22], такими как: $l = 100$ м, $\mu = 1$ мПа·с, $m_{cm} = 0,1$, $\gamma = 0,01$ 1/с, $k_0 = 100$ мД (1 мД = 10^{-15} м²), $r = 3$.

Для решения задачи фильтрации уравнения (1), (2) с учётом (3)–(5) аппроксимировались с помощью явной конечно-разностной схемы так, что каждое новое решение в узле получалось на основе решения в предыдущий момент времени. Шаг по времени составлял $\tau = 1$ с, шаг по координате $h = 0,1$ м. Индексы, отвечающие за перемещение по координате и по времени, соответственно, рассчитывались по формулам: $i = x/h$, $j = t/\tau$. Частные производные в уравнениях представлялись в конечных разностях. Численное решение данной задачи осуществлялось с помощью разработанной авторами программы на языке Visual Basic for Applications с использованием явной схемы с левой аппроксимацией производных. При одномерной постановке задачи сложение уравнений (1) и (2) приводило к выражению: $du/dx = 0$. После подстановки в него формул (3) и (4) определялось итоговое уравнение для нахождения распределения давления. Оно являлось обыкновенным дифференциальным уравнением 2-го порядка. После этого для его решения применялся метод прогонки, поскольку проницаемость есть нелинейная функция пористости.

В результате решения задачи построены графические зависимости пористости призабойной зоны m и объемной концентрации частиц в суспензии α от координаты x в моменты времени 30, 60 и 90 сут, где 1 сут = 86400 с.

Из графиков на рисунке 1 видно, что концентрация частиц за фронтом вытеснения становится равной концентрации частиц в закачиваемой смеси, а пористость уменьшается до минимально возможного уровня, называемого стационарным значением пористости m_{cm} . Снижение пористости обусловлено кольматацией в зоне, в которой находятся дисперсные частицы. С течением времени фронт вытеснения продвигается дальше, причём в силу того, что $du/dx = 0$, скорость его смещения остаётся постоянной. На фронте вытеснения наблюдается не разрывное решение для концентрации, а наличие некоторой стабилизированной зоны, в которой концентрация с ростом координаты плавно убывает от максимального значения, равного концентрации частиц в закачиваемой смеси α_0 , до нулевого значения. Пористость в этой зоне с ростом координаты плавно растёт от стационарного значения m_{cm} до значения m_0 . Ширина стабилизированной зоны определяется как расстояние по x между точкой с минимальной пористостью, от которой начинается рост пористости, и точкой с максимальной пористостью m_0 . Анализ показывает, что размер стабилизированной зоны при фиксированных параметрах с течением времени не изменяется. Наличие стабилизированной зоны связано, в первую очередь, не с диссипацией численной схемы, а с конечной скоростью кольматации в пористой среде, характеризующейся коэффициентом кольматации в соответствии с (5). Это подтверждается расчётом распределения пористости по координате при различных значениях коэффициента кольматации γ , равных 10^{-5} , 10^{-4} , 10^{-3} , 10^{-2} 1/с (Рис. 2), остальные параметры соответствуют представленным выше. Все зависимости приведены в момент времени 30 сут. Как видно, чем меньше коэффициент кольматации, тем шире стабилизированная зона, поскольку в этом случае скорость снижения пористости, согласно (5), падает. Это приводит не к мгновенному установлению стационарного значения пористости m_{cm} за фронтом вытеснения, а к постепенному уменьшению пористости по координате. Таким образом, коэффициент кольматации выступает в качестве малого параметра, определяющего характер процессов вытеснения чистой жидкости (нефти), насыщающей исходный пласт, жидкостью с примесью (водой с дисперсными частицами), закачка которой производится. Аналогом такого малого параметра являются капиллярные силы в задаче Рапопорта–Лиса [23].

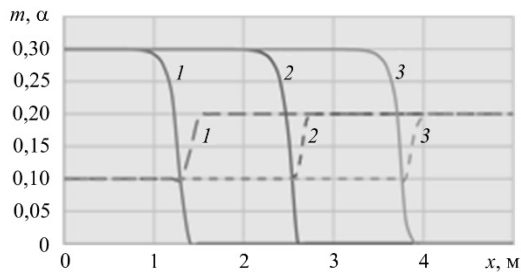


Рис. 1. Распределение пористости m (штриховые линии) и объемной концентрации частиц примеси α (сплошные линии) по координате в разные моменты времени t , сут: 30 (линии 1), 60 (2), 90 (3)

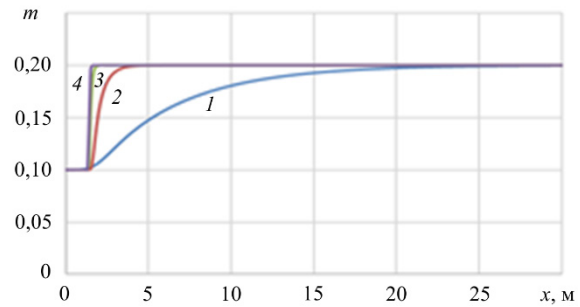


Рис. 2. Распределение пористости m по координате в течение 30 сут при разных значениях коэффициента кольматации γ , 1/с: 0,00001 (кривая 1); 0,0001 (2); 0,001 (3); 0,01 (4)

При заданных модельных параметрах рассчитано распределение давления p по координате x (см. Рис. 3) для моментов времени 30, 60 и 90 сут. Анализ полученной зависимости показывает, что в закольматированной зоне с ростом координаты давление падает сильнее, чем в зоне, до которой ещё не дошёл фронт концентрации дисперсных частиц в эти же моменты времени (см. Рис. 1). Большее снижение давления в закольматированной зоне обусловлено ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пласта (пористости и проницаемости) в этой зоне из-за оседания частиц примеси. При необходимости поддержания прежней скорости фильтрации требуется больший перепад давления, за счет чего компенсируется уменьшение проницаемости. При этом в каждой зоне давление распределено линейно, поскольку задача соответствует плоскопараллельной фильтрации.

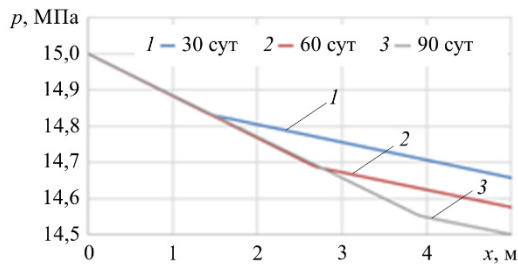


Рис. 3. Распределение давления по координате в разные моменты времени t , сут

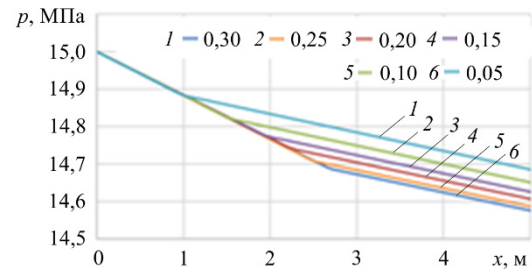


Рис. 4. Распределение давления по координате при различной концентрации дисперсных частиц α_0 через 60 сут

Также при заданных модельных параметрах находилось распределение давления p по координате x при различных значениях концентрации дисперсных частиц α_0 в закачиваемой жидкости (Рис. 4) в момент времени 60 сут. Видно, что с ростом концентрации дисперсных частиц фронт вытеснения продвигается дальше, поскольку в этом случае в единицу времени в пласт закачивается их больший объём, следовательно, зона, охваченная кольматацией, увеличивается.

4. Анализ чувствительности координаты фронта вытеснения нефти водой к параметрам пласта и флюида

В процессе исследований проведён анализ связи координаты фронта вытеснения нефти водой с параметрами пласта и флюида. За координату фронта вытеснения принималась точка на оси x , в которой концентрация равнялась половине первоначального значения, поскольку на фронте снижение концентрации происходит не в виде разрыва, а с наличием стабилизированной зоны. В рассматриваемом случае этой точке отвечало значение концентрации $\alpha = 0,15$. В качестве влияющих параметров были взяты вязкость суспензии μ , начальная проницаемость пласта k_0 (которая является постоянным множителем в формуле Козени–Кармана (4)) и давление на забое скважины p_z . Выбор этих параметров был обусловлен тем, что они могут быть измерены на практике и при этом являются функционально зависимыми: k_0 — от строения породы и меняется от пласта к пласту; μ — от нагнетаемого флюида; p_z — от характеристик оборудования и режима работы скважины. Все расчёты проведены для момента времени 30 сут.

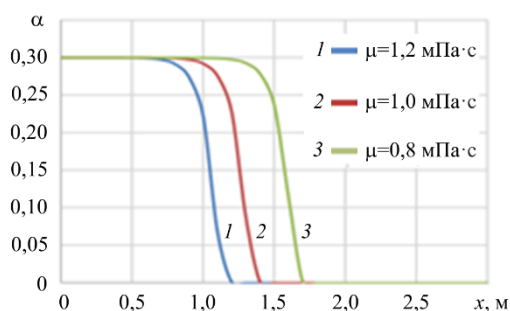


Рис. 5. Распределение концентрации частиц примеси α в зависимости от координаты при различных значениях вязкости суспензии через 30 сут

начальной проницаемости k_0 (Рис. 6). Графики свидетельствуют, что на координату фронта вытеснения (и скорость фильтрации) начальная проницаемость оказывает положительное влияние, поскольку, согласно закону Дарси, скорость фильтрации пропорциональна проницаемости.

Зависимость чувствительности координаты фронта вытеснения нефти водой от давления на забое скважины p_z показана на рисунке 7. Как видно, на эту координату и скорость фильтрации давление на забое оказывает положительное влияние, поскольку при его увеличении и фиксированном давлении на контуре питания градиент давления возрастает.

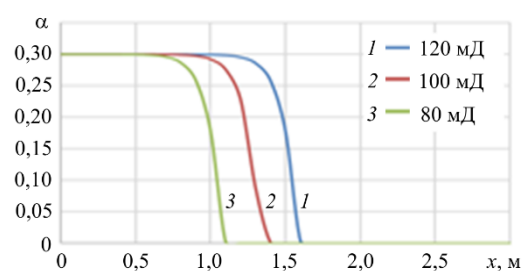


Рис. 6. Распределение концентрации частиц примеси по координате при различных значениях начальной проницаемости k_0 через 30 сут

Сначала оценивалась чувствительность координаты фронта вытеснения к значению вязкости μ суспензии (воды с дисперсными частицами). Значения вязкости изменялись на 20% в сторону увеличения и уменьшения относительно базового варианта, в котором $\mu = 1$ мПа·с (Рис. 5). Все остальные параметры, использованные при моделировании, имели величины, приведённые в предыдущем разделе. Из рисунка 5 видно, что с ростом вязкости координата фронта вытеснения (и его скорость) уменьшается, и это согласуется с законом Дарси (3).

Далее строилось распределение концентрации частиц примеси в пласте при различных значениях

координаты фронта вытеснения (и скорость фильтрации) начальная проницаемость оказывает положительное влияние, поскольку, согласно закону Дарси, скорость фильтрации пропорциональна проницаемости.

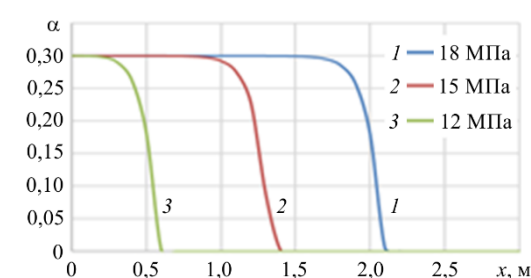


Рис. 7. Распределение концентрации частиц примеси по координате при различных значениях забойного давления p_z через 30 сут

5. Выводы

1. Получены графические зависимости пористости призабойной зоны, объёмной концентрации частиц в суспензии, давления от координаты в разные моменты времени, из которых видно, что распределение давления имеет кусочно-линейный характер, пористость уменьшается до минимально возможного значения, а концентрация частиц за фронтом вытеснения становится равной концентрации частиц в закачиваемой смеси.

2. Показано, что в наибольшей степени давление падает в закольматированной зоне, поскольку из-за оседания дисперсных частиц ухудшаются фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, и при необходимости поддержания прежней скорости фильтрации по пласту потребуются увеличение в этой зоне градиента давления.

3. Установлено, что, исходя из закона Дарси, скорость фронта вытеснения и его координата увеличиваются с ростом проницаемости и давления на забое нагнетательной скважины и уменьшаются с ростом вязкости.

4. Показано, что коэффициент кольматации является малым параметром, существенно определяющим характер вытеснения нефти водой, причём его снижение приводит к уменьшению скорости кольматации и возникновению стабилизированной зоны вблизи фронта вытеснения, которая увеличивается в размере.

Литература

1. Tolmacheva K.I., Boronin S.A., Osiptsov A.A. Formation damage and cleanup in the vicinity of flooding wells: Multi-fluid suspension flow model and calibration on lab data // J. Petrol. Sci. Eng. 2019. Vol. 178. P. 408-418. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.035>
2. Гараева А.Н., Королев Э.А., Храменков М.Г. Особенности кольматации порового пространства в напряженно-деформируемых глинистых коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 72-74. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-8-72-74>

3. Orlov D., Koroteev D., Sitnikov A. Self-colmatation in terrigenous oil reservoirs of Eastern Siberia // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2018. Vol. 163. P. 576-589. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.087>
4. Wong R.C.K., Mettananda D.C.A. Permeability reduction in Qishn sandstone specimens due to particle suspension injection // *Transp. Porous Med.* 2010. Vol. 81. P. 105-122. <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9387-0>
5. Zamani A., Maini B. Flow of dispersed particles through porous media — Deep bed filtration // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2009. Vol. 69. P. 71-88. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.06.016>
6. Шехтман Ю.М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий. М.: Изд-во АН СССР, 1961. 237 с.
7. Sorbie K.S. *Polymer-improved oil recovery*. Springer, 1991. 359 p. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>
8. Bedrikovetsky P. Upscaling of stochastic micro model for suspension transport in porous media // *Transp. Porous Med.* 2008. Vol. 75. P. 335-369. <https://doi.org/10.1007/s11242-008-9228-6>
9. De N., Singh A. Stokesian dynamics simulation of suspension flow in porous media // *Transp. Porous Med.* 2020. Vol. 131. P. 473-502. <https://doi.org/10.1007/s11242-019-01354-3>
10. Боронин С.А., Толмачева К.И., Осипцов А.А., Орлов Д.М., Коротеев Д.А., Ситников А.Н., Яковлев А.А., Белонозов Е.В., Галеев Р.Р. Моделирование приемистости нагнетательных скважин с учетом повреждения проницаемости прискважинной зоны на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 16-18 октября 2017 г. 15 с. (English version <https://doi.org/10.2118/187806-MS>)
11. Сираев Р.Р. Фильтрация жидкости в пористой среде Форсгеймера с пространственно неоднородными пористостью и проницаемостью // *Вычисл. мех. сплош. сред.* 2019. Т. 12, № 3. С. 281-292. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.3.24>
12. Safari M., Gholami R., Jami M., Ananthan M.A., Rahimi A., Khur W.S. Developing a porosity-permeability relationship for ellipsoidal grains: A correction shape factor for Kozeny-Carman's equation // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2021. Vol. 205. 108896. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108896>
13. Демин В.А., Марышев Б.С., Меньшиков А.И. Движение концентрационного фронта и адсорбция примеси при прокачке наножидкости через пористую среду // *Вычисл. мех. сплош. сред.* 2020. Т. 13, № 1. С. 83-97. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2020.13.1.7>
14. Maryshev B.S., Klimenko L.S. Convective stability of a net mass flow through a horizontal porous layer with immobilization and clogging // *Transp. Porous Med.* 2021. Vol. 137. P. 667-682. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01582-6>
15. Nield D.A., Bejan A. *Convection in porous media*. Springer, 2013. 778 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-5541-7>
16. Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P.L. Flow of suspensions through porous media – Application to deep filtration // *Ind. Eng. Chem.* 1970. Vol. 62. P. 8-35. <https://doi.org/10.1021/IE50725A003>
17. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection // *Mathematics*. 2021. Vol. 9. P. 1727-1741. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
18. Zhou K., Hou J., Sun Q., Guo L., Bing S., Du Q., Yao C. A study on particle suspension flow and permeability impairment in porous media using LBM-DEM-IMB simulation method // *Transp. Porous Med.* 2018. Vol. 124. P. 681-698. <https://doi.org/10.1007/s11242-018-1089-z>
19. Parvan A., Jafari S., Rahnema M., Norouzi-Aapourvari S., Raoof A. Insight into particle retention and clogging in porous media; a pore scale study using lattice Boltzmann method // *Adv. Water Resour.* 2020. Vol. 138. 103530. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103530>
20. Леонтьев Н.Е. О структуре фронта пористости при движении суспензии в пористой среде // *Вест. Моск. Ун-та. Сер. 1. Матем., мех.* 2006. № 5. С. 73-76.
21. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.-Ижевск: ИКИ, 2004. 628 с.
22. Уиллхайт Г.П. Заводнение пластов. М.-Ижевск: ИКИ, 2009. 792 с.
23. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211 с.

References

1. Tolmacheva K.I., Boronin S.A., Osipov A.A. Formation damage and cleanup in the vicinity of flooding wells: Multi-fluid suspension flow model and calibration on lab data. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2019, vol. 178, pp. 408-418. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.035>
2. Garaeva A.N., Korolev E.A., Khramchenkov M.G. Some peculiarities of pore space colmatation process in stress heterogeneous clayey reservoirs. *Neftyanoye khozyaystvo – Oil industry*, 2017, no. 8, pp. 72-74. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-8-72-74>
3. Orlov D., Koroteev D., Sitnikov A. Self-colmatation in terrigenous oil reservoirs of Eastern Siberia. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2018, vol. 163, pp. 576-589. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.12.087>
4. Wong R.C.K., Mettananda D.C.A. Permeability reduction in Qishn sandstone specimens due to particle suspension injection. *Transp. Porous Med.*, 2010, vol. 81, pp. 105-122. <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9387-0>
5. Zamani A., Maini B. Flow of dispersed particles through porous media — Deep bed filtration. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2009, vol. 69, pp. 71-88. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2009.06.016>
6. Shekhtman Yu.M. *Fil'tratsiya malokontsentrirrovannykh suspenziy* [Filtration of low-concentration suspensions]. Moscow, Publishing house of the Academy of Sciences of the USSR, 1961. 237 p.
7. Sorbie K.S. *Polymer-improved oil recovery*. Springer, 1991. 359 p. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>
8. Bedrikovetsky P. Upscaling of stochastic micro model for suspension transport in porous media. *Transp. Porous Med.*, 2008, vol. 75, pp. 335-369. <https://doi.org/10.1007/s11242-008-9228-6>
9. De N., Singh A. Stokesian dynamics simulation of suspension flow in porous media. *Transp. Porous Med.*, 2020, vol. 131, pp. 473-502. <https://doi.org/10.1007/s11242-019-01354-3>

10. Boronin S.A., Tolmacheva K.I., Osiptsov A.A., Orlov D.M., Koroteev D.A., Sitnikov A.N., Yakovlev A.A., Belozarov B.V., Belonogov E.V., Galeev R.R. *Proc. of the SPE Russian Petroleum Technology Conference. 17RPTC, Moscow, Russia, October 16-18, 2017. SPE-187806-MS*. <https://doi.org/10.2118/187806-MS>
11. Siraeв R.R. Fluid transport in Forchheimer porous medium with spatially varying porosity and permeability. *Vychisl. mekh. splosh. Sred – Computational continuum mechanics*, 2019, vol. 12, no. 3, pp. 281-292. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2019.12.3.24>
12. Safari M., Gholami R., Jami M., Ananthan M.A., Rahimi A., Khur W.S. Developing a porosity-permeability relationship for ellipsoidal grains: A correction shape factor for Kozeny-Carman's equation. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2021, vol. 205, 108896. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.108896>
13. Demin V.A., Maryshev B.S., Menshikov A.I. The motion of the concentration front and adsorption of impurity during pumping of a nanofluid through a porous medium. *Vychisl. mekh. splosh. Sred – Computational continuum mechanics*, 2020, vol. 13, no. 1, pp. 83–97. <https://doi.org/10.7242/1999-6691/2020.13.1.7>
14. Maryshev B.S., Klimenko L.S. Convective stability of a net mass flow through a horizontal porous layer with immobilization and clogging. *Transp. Porous Med.*, 2021, vol. 137, pp. 667-682. <https://doi.org/10.1007/s11242-021-01582-6>
15. Nield D.A., Bejan A. *Convection in porous media*. Springer, 2013. 778 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-5541-7>
16. Herzig J.P., Leclerc D.M., Goff P.L. Flow of suspensions through porous media – Application to deep filtration. *Ind. Eng. Chem.*, 1970, vol. 62, pp. 8-35. <https://doi.org/10.1021/IE50725A003>
17. Fedorov K.M., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P., Kobayashv A.V., Anuriev D.A. A theoretical analysis of profile conformance improvement due to suspension injection. *Mathematics*, 2021, vol. 9, pp. 1727-1741. <https://doi.org/10.3390/math9151727>
18. Zhou K., Hou J., Sun Q., Guo L., Bing S., Du Q., Yao C. A study on particle suspension flow and permeability impairment in porous media using LBM–DEM–IMB simulation method. *Transp. Porous Med.*, 2018, vol. 124, pp. 681-698. <https://doi.org/10.1007/s11242-018-1089-z>
19. Parvan A., Jafari S., Rahnama M., Norouzi-Aapourvari S., Raoof A. Insight into particle retention and clogging in porous media; a pore scale study using lattice Boltzmann method. *Adv. Water Resour.*, 2020, vol. 138, 103530. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2020.103530>
20. Leontiev N.E. Structure of a porosity front for suspension flow in a porous medium. *Vest. Mosk. Un-ta. Ser. I. Matem., mekh. – Moscow University Bulletin. Series I. Mathematics, mechanics*, 2006, no. 5, pp. 73-76.
21. Muskat M. *The flow of homogeneous fluids through porous media*. Michigan, I. W. Edwards, inc. Ann Arbor, 1946. 763 p.
22. Willhite G.P. *Waterflooding*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1986. 326 p.
23. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Dvizheniye zhidkostey i gazov v prirodnykh plastakh* [Flow of liquids and gases in natural reservoirs]. Moscow, Nedra, 1984. 211 p.

Поступила в редакцию 04.10.2022; после доработки 10.12.2022; принята к опубликованию 25.12.2022

Сведения об авторах

Архипова Екатерина Николаевна, студ., Тюменский государственный университет (ТюмГУ), 625003, г. Тюмень, ул. Володарского, д. 6; e-mail: stud0000222738@study.utmn.ru

Гильманов Александр Янович, кфмн, ст. преп., ТюмГУ; e-mail: a.y.gilmanov@utmn.ru

Шевелёв Александр Павлович, кфмн, доц., проф., ТюмГУ; e-mail: a.p.shevelev@utmn.ru