

Научная статья

Математическая модель движения полимерных систем с наноагрегатами в поровом пространстве нефтяного коллектора

В.В. Кадет, И.В. Васильев

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Российская Федерация

Сформулирована и численно реализована перколяционно-гидродинамическая модель процесса вытеснения нефти полимерными растворами с наноагрегатами различной структуры. Модель позволяет учитывать особенности структуры порового пространства и характер взаимодействия наноагрегатов с его поверхностью в процессе фильтрации полимерного раствора. Показана возможность достижения более высокого, по сравнению с классическим полимерным воздействием, коэффициента извлечения нефти в случае применения полимеров со сверхразветвлёнными наноматериалами. Реализован цикл лабораторных исследований с целью верификации расчётов по модели и сопоставления их результатов с экспериментом. Процесс вытеснения нефти изучался на составной модели элемента пласта, смонтированной из 10 стандартных образцов горной породы цилиндрической формы – кернов, отобранных из одного нефтеносного коллектора. Теоретические оценки качественно согласуются с результатами лабораторных экспериментов также на составной модели пласта, а их количественное различие связано с использованием в математической модели реологического закона для ньютоновских жидкостей. При этом в экспериментах выявлено, что для применяемых полимеров характерен псевдопластический режим течения, в связи с чем эффективная вязкость полимерного раствора оказывается выше принимаемой в расчётах. Проведённые теоретические и экспериментальные исследования позволили заключить, что в присутствии полимерных систем со сверхразветвлёнными наноагрегатами наблюдается значительное повышение фактора остаточного сопротивления вследствие образования устойчивой полимерной структуры, значительно снижающей проницаемость пористой среды в обводнённых каналах. Представленная в работе перколяционно-гидродинамическая модель даёт возможность более адекватно описывать физико-химические процессы, происходящие при полимерном заводнении нефтенасыщенных коллекторов.

Ключевые слова: перколяционно-гидродинамическая модель двухфазной фильтрации, относительные фазовые проницаемости (ОФП), вытеснение нефти полимерными растворами, сверхразветвлённые наноагрегаты, классические полимерные растворы, коэффициент извлечения нефти

Получение: 02.04.2025 / *Публикация онлайн:* 10.12.2025

УДК 532.546; 519.213

1. Введение

В настоящее время перед нефтяной промышленностью остро стоит вопрос эффективной разработки нефтяных месторождений с неблагоприятными геологическими условиями залегания или представленных малоподвижной нефтью [1, 2]. Полимерное заводнение — один из распространённых методов увеличения нефтеотдачи. Наиболее часто используемым полимером при реализации химических методов увеличения нефтеотдачи служит полиакриламид, подвергаемый частичному гидролизу. Однако критерии его эффективной применимости далеко не всегда соответствуют параметрам современных коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами [3, 4]. Поэтому сейчас активно создаются новые химические реагенты для вытеснения углеводородов. Перспективным направлением в данной области является синтез полимеров со сверхразветвлёнными наноагрегатами [5–7], обладающих качественными особенностями движения в пористой среде. Но, несмотря на большой интерес к таким структурам, их экспериментальные и теоретические исследования находятся пока на начальной стадии.

Процессы и явления, связанные с физико-химической гидродинамикой, подробно изложены в фундаментальных трудах В.Г. Левича [8] и Э.Г. Синайского [9]. Теория гидродинамического моделирования полимерного заводнения начала активно развиваться ещё в 50–60-е годы прошлого столетия. В классических работах В.М. Ентова с соавторами [10–12] было введено понятие «активной примеси», относящееся к любым веществам, добавляемым в нагнетаемую в пласт воду и изменяющим гидродинамику процесса, а также сформированы основы математического описания фильтрации активной примеси в пористых средах и её влияния на вытеснение нефти.

Одним из ключевых аспектов исследования гидродинамики фильтрации полимерных систем в пористых средах является математическое моделирование процесса адсорбции частиц полимера на скелете пористой среды. Простейшая адсорбция — равновесная — представляется изотермой Ленгмюра, упрощённый (частный) случай которой есть изотерма Генри [8, 9]. При изучении более сложных видов адсорбции необходимо учитывать кинетику химических процессов [13, 14], то есть рассматривать неравновесную адсорбцию. Существует несколько моделей неравновесной адсорбции [8, 9, 13–15], а также построен ряд математических моделей вытеснения нефти полимерными растворами с учётом кинетики химического реагента [16]. В работах [16–20] обсуждаются различные вопросы, связанные с математическим моделированием многофазовой и многокомпонентной фильтрации полимерных растворов в пористых средах. Перколяционно-гидродинамический подход применительно к описанию двухфазной фильтрации при вытеснении нефти полимерными растворами в числе первых описали авторы [21], а дальнейшее развитие он получил в трудах [22–24]. Такое рассмотрение процесса является наиболее полным, поскольку направлено на учёт как неравновесной адсорбции, так и изменения структуры пористой среды вследствие осаждения частиц полимера.

На сегодняшний день процессы полимерного заводнения в крупных нефтегазовых компаниях моделируются преимущественно с помощью коммерческих симуляторов с закрытым исходным кодом, таких как tNavigator, Eclipse и Petrel. Детали расчётных методов, включая уравнения, описывающие течения в неоднородных пористых средах, можно найти в технической документации или научных статьях, однако полные алгоритмы остаются коммерческой тайной. Например, в программном продукте tNavigator полимер полагается примесью в воде [25]. На каждом расчётном шаге концентрация полимера переопределяется путём решения системы уравнений сохранения массы для каждого расчётного блока. Для задания адсорбции предлагается пять альтернативных способов: три из них основаны на обработке таблиц с предварительными экспериментальными данными, а два аналитических способа базируются на использовании обобщённой изотермы Ленгмюра (с небольшими отличиями в определении концентрации адсорбата); влияние адсорбции на относительные фазовые проницаемости (ОФП) моделируется посредством введения в знаменатель закона фильтрации Дарси множителя R_p , который в свою очередь также может задаваться несколькими разными способами.

Альтернативой коммерческим симуляторам могут служить набирающие популярность инструменты с открытым исходным кодом, такие как MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) [26] или Open Porous Media (OPM) [27]. Эти пакеты предоставляют прозрачные алгоритмы расчётов, хотя и требуют дополнительной апробации и адаптации для промышленного применения.

Цель настоящей работы — построение математической модели полимерного воздействия на нефтеносные коллекторы, учитывающей особенности взаимодействия наноразмерных комплексов различной структуры с поверхностью порового пространства.

2. Математическая модель процесса полимерного заводнения с различными типами наноагрегатов

Известно, что основные механизмы повышения нефтеотдачи при полимерном заводнении заключаются в увеличении вязкости вытесняющего агента и перекрытии наиболее проницаемых для воды фильтрационных каналов вследствие адсорбции частиц полимера на скелете пористой среды [1, 2, 5]. Вязкость вытесняющего агента и степень проявления эффекта адсорбции частиц полимера на скелете пористой среды зависят от концентрации C полимера в закачиваемом растворе [16, 28]. В данной работе теоретический расчёт эффективности применения в качестве вытесняющих агентов полимеров с наноагрегатами различных типов проводится на основе перколяционно-гидродинамической модели.

В общем случае плоскопараллельного двухфазного изотермического течения в пористой среде (в галерее) процесс вытеснения во времени и пространстве описывается уравнениями сохранения массы и количества движения. Принимая последнее в виде закона Дарси, получим систему:

$$\frac{\partial(m(p)S_i\rho_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_i w_i)}{\partial x} = 0, \quad (1)$$

$$w_i = -\frac{k_i(S)K}{\mu_i(C)} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}. \quad (2)$$

Здесь $m(p)$ — пористость; ρ_i — плотность i -й фазы (при $i = 1$ водный раствор полимера, при $i = 2$ нефть); $w_i(x, t)$ — скорость фильтрации i -й фазы; $k_i(S)$ — ОФП i -й фазы; K — абсолютная проницаемость; $\mu_i(C)$ — вязкость i -й фазы ($\mu_1 = \mu_1(C)$, $\mu_2(C) = \text{const}$); $C(x, t)$ — объёмная концентрация полимера в растворе (безразмерная); $S_i(x, t)$ — насыщенность i -й фазой (при $i = 1$ это $S_1 \equiv S$ — водонасыщенность); $p(x, t)$ — поровое давление.

Учитывая диапазон изменения давлений в пластовых условиях, для среды и флюидов используем уравнения состояния в линеаризованном виде [29]:

$$\rho_i = \rho_{0i}(1 + \beta_i \delta p), \quad (3)$$

$$m(p) = m_0 + \beta_c \delta p, \quad (4)$$

где β_i , β_c — коэффициенты, соответственно, объёмной сжимаемости i -й фазы и упругоёмкости пласта, ρ_{0i} — начальная плотность i -й фазы, m_0 — начальная пористость, $\delta p = p - p_0$ — разность текущего порового и начального пластового давлений. После подстановки уравнений состояния вида (3), (4) в формулы (1) и (2) получим нелинейное уравнение пьезопроводности, по которому в дальнейшем рассчитаем изменение давления по пространственной координате и времени. При этом зависимость m от C будет определяться перколяционной частью модели.

Раствор полимера представляет собой двухкомпонентную гомогенную систему, состоящую из воды и находящаяся в ней макромолекул или молекулярных комплексов. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора — пористость, абсолютная и фазовые проницаемости, существенно зависят от концентрации частиц полимера в растворе, а также от особенностей механизма их адсорбции на поверхности порового пространства. Поэтому коэффициенты уравнений (1), (2) также зависят и от концентрации полимера $C(x, t)$. В итоге необходимо решать самосогласованную задачу, включающую учёт взаимного влияния изменения концентрации на ФЕС и воздействия соответствующих изменений ФЕС на конвективную диффузию частиц полимера:

$$\begin{aligned} \frac{\partial(m(p, C)S_i\rho_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_i w_i)}{\partial x} &= 0, \\ w_i &= -\frac{k_i(S, C)K(C)}{\mu_i(C)} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}, \\ \frac{\partial(m(p, C)SC)}{\partial t} + \frac{\partial(Cw_1)}{\partial x} - D \frac{\partial}{\partial x} \left(m(p, C)S \frac{\partial C}{\partial x} \right) &= F(C, S). \end{aligned} \tag{5}$$

Здесь D — коэффициент диффузионного переноса частиц полимера (полагается постоянной величиной); $F(C, S)$ представляет собой антиисточник (сток), характеризующий уменьшение концентрации наноагрегатов в потоке вследствие их адсорбции на скелете породы. В большинстве существующих моделей осаждение взвешенных частиц считается пропорциональным коэффициенту фильтрования λ , определяющему интенсивность адсорбции частиц на поверхности пористой среды. В рассматриваемой модели скорость изменения концентрации осаждённых частиц имеет вид [30]:

$$F(C, S) = -\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = -\lambda w_1 CS,$$

где Γ — концентрация осаждённых частиц на скелете пористой среды; w_1 — скорость фильтрации водного раствора полимера; $\lambda = \lambda(x, t)$ — коэффициент фильтрования, который задаётся соотношением [31]:

$$\lambda = \frac{\overline{q(a, r)}}{l} = \frac{1}{l} \int_0^\infty q(a, r) f(r) dr,$$

где $q(a, r)$ — вероятность осаждения частицы полимера с радиусом (характерным размером) a в капилляре радиусом r ; l — длина связи в трёхмерной решётке капилляров, моделирующей поровое пространство.

Вероятность осаждения $q(a, r)$ определяется соотношением $\gamma a/r$, где γ — параметр, характеризующий толщину слоя жидкости, из которого все частицы полимера осаждаются на стенке капилляра коллектора. Этот параметр задаётся либо в виде эмпирической константы, либо в виде функции скорости течения флюида в капилляре. В последнем случае можно воспользоваться, например, видом функции γ из работы [32], где она определена экспериментально:

$$\gamma = \gamma_0 \exp(-v/v^*).$$

Здесь v — скорость течения раствора полимера в капилляре пористой среды; v^* — критическое значение скорости, при превышении которого наблюдается значительное уменьшение интенсивности адсорбции частиц полимера; γ_0 — коэффициент, характеризующий толщину пограничного слоя, из которого осаждаются все частицы при $v = 0$, который в данной работе полагаем постоянным, что соответствует условию $v \ll v^*$, а $q(a, r)$ считаем квадратичной функцией следующего вида [9]:

$$q(a, r) = \begin{cases} (\gamma a/r)^2, & \gamma a/r \leq 1, \\ 1, & \gamma a/r > 1. \end{cases}$$

Нахождение зависимостей $m(C)$, $K(C)$ и $k_i(S, C)$, которые являются функциями пространственной координаты и времени, представляется весьма сложной задачей. В настоящей работе для её решения используется перколяционный подход [23, 24], позволяющий получить для указанных параметров расчётные соотношения на основе информации о структуре порового пространства. Геометрия порового пространства моделируется решёткой (в настоящей работе — кубической), узлы (поры) которой соединены между собой связями (капиллярами) с различной проводимостью, которая описывается как нормированная функция плотности распределения (ФПР) капилляров по радиусам — $f(r)$.

Совокупность связанных элементов одного типа (проводящих или непроводящих) называется кластером. Если существует такая цепочка элементов данного типа, по которой возможно движение из рассматриваемого элемента системы в бесконечность (в бесконечной системе), то такой кластер называется бесконечным кластером (БК). БК пронизывает всю систему (в данном случае — кубическую решётку, представленную на рисунке 1 и обеспечивает наличие соответствующей качественной характеристики (например, проводимости решётки как целого). Если все связи в решётке разорваны (не проводят), то её проводимость равна нулю. По мере роста концентрации проводящих связей они начинают соединяться между собой и образовывать конечные кластеры. С некоторого порогового значения концентрации возникает БК, и проводимость решётки становится отличной от нуля. Теория перколяции изучает формирование областей связанности элементов (кластеров) с определёнными свойствами при условии их случайного распределения в системе.

Очевидно, что описываемые явления относятся к критическим: система качественно меняет свои свойства при достижении критической точки — образования БК. Это соответствует фазовому переходу 2-го рода, который в свою очередь характеризуется набором критических показателей. Несмотря на случайный характер распределения проводящих связей (или узлов), существует вполне определённое пороговое значение вероятности проводимости F_c^b , при котором в бесконечной решётке возникает проводимость.

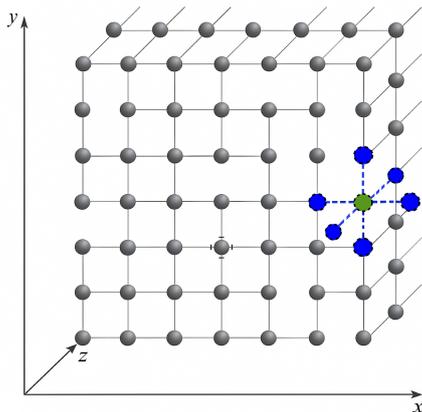


Рис. 1. 3D-решётка капилляров-связей; пунктирными линиями обозначены узлы и связи, формирующие 1-ю координационную группу случайно выбранного узла ($z_k = 6$)

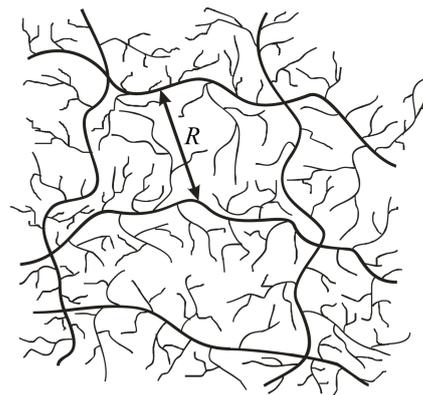


Рис. 2. Схематичное представление структуры БК (модель Шкловского–де Жена): R — радиус корреляции БК

Проводимость решётки существенно зависит от структуры БК. На масштабах, значительно превышающих период решётки, БК представляет собой совокупность бесконечных путей и конечных тупиковых ветвей. В рамках модели Шкловского–де Жена структура БК выглядит как «рваная рыбачья сеть» (Рис. 2). «Прорехи» в такой сети нерегулярны и гораздо больше размера ячейки исходной решётки. Характерный размер «прорех» R , имеющий размерность длины, называется радиусом корреляции БК — это основной пространственный масштаб системы. Многочисленные эксперименты показали, что в окрестности критической точки P_c^b зависимость R обладает степенным характером:

$$R \sim [P^b - P_c^b]^{-\nu},$$

где показатель степени ν именуется как индекс радиуса корреляции и является одной из универсальных констант теории фазовых переходов 2-го рода:

$$\nu = \begin{cases} 0.85 \pm 0.05 & \text{в трёхмерной задаче,} \\ 1.33 \pm 0.03 & \text{в двумерной задаче.} \end{cases}$$

В классической теории перколяции все проводящие элементы обладают одинаковой проводимостью, в то же время в неоднородных системах, например типа нефтегазовых коллекторов, существует распределение элементов системы по проводимости. Поэтому при переходе к рассмотрению неоднородных систем необходимо обобщить модель Шкловского–де Жена на случай, когда решётка содержит проводящие элементы, имеющие распределение по величине их собственной проводимости.

Рассмотрим решёточную модель неоднородной среды, узлы которой соединены связями с различной проводимостью. В данной работе под проводимостью подразумевается гидродинамическая проводимость капилляра $(\pi/8)r^4$. Распределение проводимостей описывается нормированной функцией плотности распределения $f(r)$. Элементы скелета БК (Рис. 2) характеризуются минимальным значением радиуса капилляра r_1 , входящего в цепочку. Число проводящих цепочек, содержащих связи с $r \geq r_1$ и выходящих на единицу поверхности секущей плоскости, перпендикулярной к выбранному направлению, в трехмерном случае равняется: $n(r_1) \sim 1/R^2$.

Средняя проводимость $k(r_1)$ единицы длины r_1 -цепочки, составленной из последовательно соединенных связей с $r \geq r_1$, есть:

$$k(r_1) = \left(\int_{r_1}^{\infty} f(r) dr \right) / \left(\frac{8}{\pi} \int_{r_1}^{\infty} f(r) \frac{dr}{r^4} \right) = \frac{1}{I(r_1)}.$$

Обозначение $I(r_1)$ введено для удобства записи получаемых в дальнейшем формул.

Функция распределения проводящих цепочек по r_1 есть $-dn/dr_1$. Обозначив её через $F(r_1)$, общую проводимость БК можно записать в следующем виде:

$$K = \int_0^{r_c} k(r_1) F(r_1) dr_1,$$

где r_c — радиус так называемой r_c -цепочки (радиус самого тонкого капилляра цепочки с максимально возможной проводимостью в БК). Более подробное изложение теории перколяции и описание соответствующих формул и зависимостей можно найти в [23, 24].

Итак, в рамках принятой модели абсолютная проницаемость среды $K = K(f(r))$ представляется соотношением [23]:

$$K = 2\nu l^{-2} (1 - P_c^b)^{-2\nu} \int_0^{r_c} \left[\int_r^{r_c} f(r) dr \right]^\nu \frac{f(r)}{I(r)} dr, \quad I(r) = \frac{8}{\pi} \int_r^\infty f(r) \frac{dr}{r^4} \left(\int_r^\infty f(r) dr \right)^{-1}, \quad (6)$$

где порог протекания P_c^b входит в число основных параметров теории перколяции и определяет минимальную долю проводящих (неразорванных) связей, которая должна быть в решётке для возникновения проводимости. При этом установлено, что P_c^b является функцией размерности задачи d и числа связей z_k (см. Рис. 1), выходящих из одного узла решётки (координационного числа решётки [23]). Показатель ν есть индекс радиуса корреляции; данная величина не зависит от типа решётки и обуславливается только размерностью задачи: при $d = 3$ $\nu \approx 0.9$ [23], а r_c — критический радиус образования БК, находится по формуле [23]:

$$\int_{r_c}^\infty f(r) dr = P_c^b = \frac{d}{(d-1)z_k}.$$

В случае простой кубической решётки ($d = 3, z_k = 6$) порог протекания составляет: $P_c^b = 0.25$. Коэффициент пористости рассчитывается как отношение объёма капилляров к общему объёму, занимаемому решёткой:

$$m(C) = \frac{z_k \pi}{2l^2} \int_0^\infty r^2 f(r) dr. \quad (7)$$

Соотношения (6) и (7) показывают, что параметры K и m определяются видом ФПР $f(r)$.

В работе рассматривается модель дренажа, при которой в гидрофильном образце (например, в песчанике) нефть прежде всего поступает в крупные поры вследствие их меньшего гидродинамического сопротивления. При этом в мелких порах вода удерживается капиллярными силами и препятствует течению нефти через них. В таком случае ФПР капилляров по радиусам с учётом их заполнения водой и нефтью, соответственно, имеют вид:

$$f_1(r) = \begin{cases} 0, & r > r_k, \\ f(r), & r \leq r_k, \end{cases} \quad f_2(r) = \begin{cases} f(r), & r \geq r_k, \\ 0, & r < r_k, \end{cases}$$

где r_k — минимальный радиус капилляра, из которого при данной разности давлений в фазах может происходить вытеснение. Таким образом, нефть содержится в капиллярах, радиус которых больше r_k , а вода — в капиллярах с радиусом, меньшим r_k .

ОФП i -й фазы $k_i = K_i/K$, где K_i — фазовая проницаемость рассматриваемого макрообъёма i -й фазы, найдём по формулам (напомним, что $i = 1$ — водный раствор полимера, $i = 2$ — нефть):

$$k_1(r_k) = \int_0^{r'_c} \left[\int_r^{r'_c} f_1(r) dr \right]^\nu \frac{f_1(r)}{I(r)} dr \left\{ \int_0^{r_c} \left[\int_r^{r_c} f_1(r) dr \right]^\nu \frac{f_1(r)}{I(r)} dr \right\}^{-1}, \quad (8)$$

$$k_2(r_k) = \int_{r_k}^{r_c} \left[\int_r^{r_c} f_2(r) dr \right]^\nu \frac{f_2(r)}{I(r)} dr \left\{ \int_0^{r_c} \left[\int_r^{r_c} f_2(r) dr \right]^\nu \frac{f_2(r)}{I(r)} dr \right\}^{-1}. \quad (9)$$

Здесь величина r'_c определяется из равенства:

$$\int_{r'_c}^{r_k} f_2(r) dr = P_c^b.$$

Водонасыщенность S (нефтенасыщенность $S_o = 1 - S$) представляет собой отношение объёма проводящих первый флюид капилляров к общему объёму проводящих капилляров среды (пористости):

$$S(r_k) = \int_0^{r_k} f(r) r^2 dr \left[\int_0^\infty f(r) r^2 dr \right]^{-1}. \quad (10)$$

Таким образом, соотношения (8), (9) и (10) дают параметрические зависимости ОФП от водонасыщенности среды. Более детальное описание перколяционных уравнений, связывающих ФЕС коллектора и функцию плотности распределения (ФПР) капилляров по радиусам, приведено в работах [5, 23].

Адсорбция наноагрегатов на поверхности порового пространства в общем случае приводит к изменению ФПР капилляров по радиусам как во времени, так и в пространстве. Поскольку процесс адсорбции зависит от распределения концентрации наноагрегатов в пласте $C(x,t)$, все фильтрационно-емкостные характеристики, определяемые соотношениями (6)–(10), также зависят от концентрации C . Схематично данную взаимосвязь представим следующим образом:

$$f'(r) = f(r + \overline{\delta r(C, S)}) \rightarrow k'_i(S, C), K'(C), m'(C), \tag{11}$$

$$\overline{\delta r(C, S)} = h(a) \overline{q(a, r)} M_d V_0^{-1} C w_1 S \Omega_0 \delta t, \tag{12}$$

где ФЕС после деформации и ФПР вследствие адсорбции наноагрегатов на скелете пористой среды отмечены штрихами. Здесь $\overline{\delta r(C, S)}$ — средняя толщина осаждённого слоя за время δt при прохождении потока через единичную площадь поверхности Ω_0 ; M_d — величина, обратная числу капилляров в единице объёма решётки; V_0 — объём частицы (молекулы) полимера (например, его можно задать как объём сферы с характерным радиусом a); $h(a)$ — функция, учитывающая механизм образования слоя осаждения наноагрегатов полимера. Отслеживание смещения функции $f(r)$ при прохождении полимера через пористую среду позволяет определять изменение фильтрационных параметров как в пространстве, так и во времени согласно (11), (12).

Механизмы адсорбции частиц при фильтрации в пористой среде классических полимерных растворов и полимеров со сверхразветвлёнными наноагрегатами разные, что объясняется различием их структур (см. [5]). Макромолекулы классических полимерных растворов группируются в полимерные клубки, поведение которых в процессе фильтрации в пористой среде описывается в рамках гидродинамики взвеси [33]. При этом полагается, что в процессе адсорбции полимерные частицы осаждаются не только на стенках капилляров породы, но и друг на друге. Со временем это может приводить к полному перекрытию проводящих каналов. Функция $h(a)$ при осаждении частиц взвеси представляется как

$$h(a) = a.$$

Частицы полимеров со сверхразветвлёнными наноагрегатами имеют молекулярную структуру с ПОСС-ядром (ПОСС — полиэдральный олигомерный силесквиоксан [7]) и густой сетью функциональных мономеров, вступающих в электрокинетическое взаимодействие с диполями молекул воды и тем самым удерживающих вокруг себя значительный сольватный слой. В результате покрытые молекулами воды ядра наноагрегатов приобретают эмульсионный механизм поведения. В капилляре пористой среды при адсорбции капель эмульсии может образоваться лишь монослой осадка [32], то есть другие частицы из раствора полимера проскальзывают по уже осевшему монослою и уносятся потоком фильтрующегося флюида. В случае осаждения капель эмульсии функция $h(a)$ имеет вид:

$$h(a) = \begin{cases} a, & \delta r = 0 \quad (\text{место не занято — частица может осадиться}), \\ 0, & \delta r > 0 \quad (\text{место занято — частица не осаждается}). \end{cases}$$

Для описания зависимости вязкости полимерного раствора от концентрации полимера используется аппроксимация полиномом третьей степени [34]:

$$\mu_1(C) = \mu_0(1 + b_1 C + b_2 C^2 + b_3 C^3), \tag{13}$$

где $\mu_1(C)$ — вязкость раствора полимера, μ_0 — исходная вязкость воды, b_1, b_2, b_3 — безразмерные константы, представляющие собой аппроксимационные коэффициенты, получаемые для каждого конкретного полимера [5, 16, 34].

В обсуждаемой модели водный раствор полимера считается ньютоновской жидкостью, для которой характерна линейная зависимость между напряжением сдвига и скоростью деформации.

3. Алгоритм расчёта параметров процесса по перколяционно-гидродинамической модели

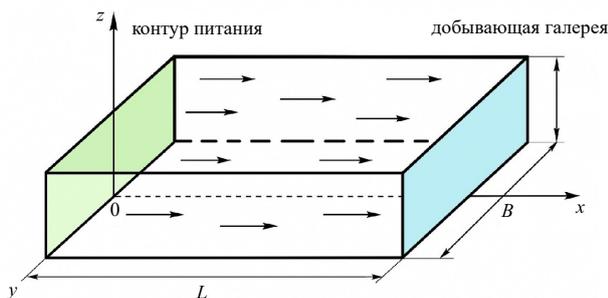


Рис. 3. Область прямолинейно-параллельного фильтрационного потока (приток к галерее)

В рамках настоящей работы перколяционно-гидродинамическая модель (1)–(13) используется для проведения сравнительного анализа и выявления качественных закономерностей применения полимерного заводнения с наноагрегатами различной структуры. Для упрощения численной реализации решаем одномерную плоскую задачу течения в галерее (Рис. 3).

В соответствии с алгоритмом решения совершаем следующие действия:

- 1) Проводим конечно-разностную аппроксимацию уравнений (1), (2), (5), разделив вычислительный интервал на N участков по пространству с шагом Δh и M участков по времени с шагом $\Delta \tau$.

2) Используя ФПР капилляров по радиусам $f(r)$ (свою на каждом временном и пространственном участках), по соотношениям (6)–(10) определяем текущие значения ФЕС коллектора (коэффициент абсолютной проницаемости K , коэффициент пористости m , ОФП для воды и нефти k_i). Начальные значения ФЕС (K_0, m_0 , кривые ОФП) находим по исходной ФПР $f(r)$, полученной экспериментально на образцах кернавого материала разрабатываемого месторождения.

3) В результате реализации конечно-разностной аппроксимации уравнений (1), (2) с учётом зависимостей (3), (4) и соотношения для вязкости полимерного раствора (13) при заданных начальных и граничных условиях устанавливаем распределение давления $p(x, t)$.

4) Зная распределение давления и прибегая к формуле (2), вычисляем профиль скорости фильтрации соответствующей фазы w_i в момент времени t .

5) Реализуя в конечно-разностной аппроксимации уравнения конвективной диффузии (5) при заданных начальных и граничных условиях для концентрации полимера, получаем поле концентрации $C(x, t)$ в момент времени $t + \Delta t$ (значение концентрации при $t = 0$ задаём как начальное условие).

6) Зная распределения концентрации $C(x, t)$ и скорости фильтрации полимерного раствора $w_1(x, t)$, по соответствующей рассматриваемому типу полимера функции $h(a)$ (определяющей механизм адсорбции частиц полимера на скелете пористой среды) и эмпирической зависимости $q(a, r)$ (в данной работе полагается в виде квадратичной функции [9, 35]) определяем среднюю толщину осаждённого слоя $\overline{\delta r(C, S)}$.

7) На основании схемы (11), (12) в каждой расчётной ячейке рассчитываем измененную ФПР капилляров по радиусам $f'(r)$ и проводим расчёт ФЕС по перколяционным зависимостям (6)–(10), после чего возвращаемся в пункт 2.

Таким образом, математическая модель движения полимерных систем с наноагрегатами в поровом пространстве нефтяного коллектора имеет вид следующей самосогласованной системы уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} f(r) \rightarrow k_i(S, C), K(C), m(C), \\ \frac{\partial(m(p, C)S_i\rho_i)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_i w_i)}{\partial x} = 0, \\ w_i = -\frac{k_i(S, C)K(C)}{\mu_i(C)} \cdot \frac{\partial p}{\partial x}, \\ \frac{\partial(m(p, C)SC)}{\partial t} + \frac{\partial(Cw_1)}{\partial x} - D \frac{\partial}{\partial x} \left(m(p, C)S \frac{\partial C}{\partial x} \right) = F(C, S), \\ \overline{\delta r(C, S)} = h(a)q(a, r)M_d V_0^{-1} C w_1 S \Omega_0 \delta t, \\ f'(r) = f(r + \overline{\delta r(C, S)}) \rightarrow k'_i(S, C), K'(C), m'(C), \\ \mu_1(C) = \mu_0(1 + b_1 C + b_2 C^2 + b_3 C^3), \\ \rho_i = \rho_{0i}[1 + \beta_i \delta p], \\ m(p, C) = m_0 + \beta_c \delta p. \end{array} \right.$$

Сформулированные уравнения перколяционно-гидродинамической модели дополняются начальными и граничными условиями:

- в начальный момент времени концентрация полимера в пласте полагается равной нулю $C(x, 0) = 0$;
- нагнетание водного раствора полимера в момент времени t осуществляется с постоянной концентрацией $C(0, t) = C_0$;
- на добывающей галерее задаётся граничное условие 2-го рода (условие Неймана) $(\partial C / \partial x)|_{x=L} = 0$, означающее отсутствие как потока полимера через границу, так и его накопления на ней (полимер, дошедший до галереи, сразу же выносится вместе с потоком добываемой жидкости);
- давления в галерее и на контуре питания полагаются постоянными: $p(0, t) = p_r$ и $p(L, t) = p_k$;
- давление в пласте в начальный момент времени соответствует давлению на контуре питания $p(x, 0) = p_k$;
- остаточная водонасыщенность (связанная вода) отвечает величине перколяционного порога протекания для задачи связей $S_* = P_c^b$;
- предельная (максимальная) водонасыщенность равняется $S^* = 1 - P_c^b$;
- на правой границе расчётной области выполняется условие Неймана — отсутствие градиента насыщенности $(\partial S / \partial x)|_{x=L} = 0$.

4. Результаты расчётов

Построенная перколяционно-гидродинамическая модель процесса полимерного заводнения позволяет провести численные исследования воздействия разными типами полимеров на нефтяные коллекторы различного строения и дает возможность оптимизировать параметры применения данной технологии в условиях конкретных промышленных задач. В настоящее время подавляющее большинство продуктивных пластов нефтяных месторождений являются коллекторами сложного строения. Чаще всего это коллекторы смешанного типа,

поровое пространство которых включает как систему трещин, так и поровое пространство блоков, а также может содержать разнообразные каверны [36].

Трещиновато-пористая среда представляет собой среду с двойной пористостью, поскольку система пористых блоков и система трещин характеризуются своей собственной пористостью. При этом каждая из них описывается своей ФПР, а единая ФПР для среды с двойной пористостью бимодальна и имеет вид так называемого «двугорбого» распределения:

$$f(r) = \left(\sqrt{2\pi}\sigma_1 r\right)^{-1} \exp\left(-\frac{\ln^2(r/\gamma_1)}{2\sigma_1^2}\right) + \left(\sqrt{2\pi}\sigma_2 r\right)^{-1} \exp\left(-\frac{\ln^2(r/\gamma_2)}{2\sigma_2^2}\right), \quad (14)$$

где γ_1, γ_2 — математические ожидания, определяющие положения пиков первой и второй модальностей, σ_1, σ_2 — дисперсии, характеризующие ширину соответствующих модальностей.

В данной работе моделирование процесса полимерного заводнения проводится для случая двухпоровой среды. В качестве вытесняющих реагентов рассматриваются два принципиально различающихся типа полимеров: классические с наноагрегатами типа молекулярных клубков (частично гидролизованный полиакриламид — ЧГПАА) и со сверхразветвленными наноагрегатами (с ПОСС-ядром). Нормированная бимодальная ФПР (14) с параметрами $\sigma_1 = 0.3, \sigma_2 = 0.2, \gamma_1 = 1.2$ мкм, $\gamma_2 = 3.5, l = 20$ мкм представлена на рисунке 4.

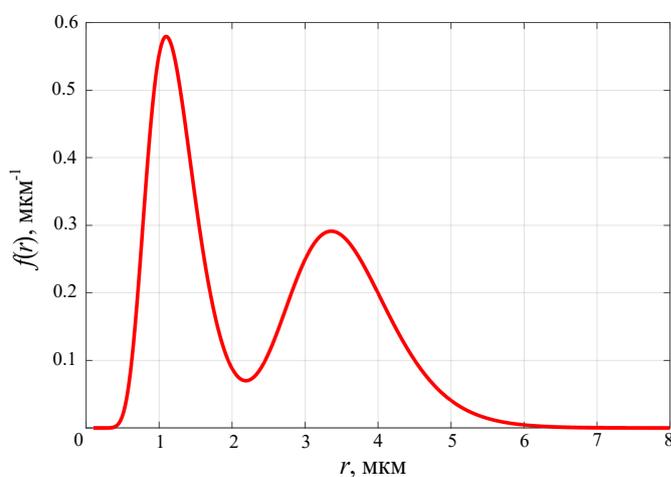


Рис. 4. Вид начальной ФПР капилляров по радиусам для среды с двойной пористостью

Перколяционный подход [23] применяется к породе с исходной ФПР (Рис. 1). Находятся: критический радиус образования БК — $r_c \approx 3.5$ мкм; коэффициент пористости коллектора $m_0 \approx 17.67\%$; коэффициент абсолютной проницаемости $K_0 \approx 84.29$ мД, что, согласно принятой классификации нефтяных коллекторов, введённой Теодоровичем Г.И., соответствует низкопроницаемым пластам. Остальные параметры, использованные при численных расчётах, содержит таблица 1.

Изменение ФПР на момент времени $T = 3.5$ года показано на рисунке 5. Среднее смещение ФПР вдоль оси r при фильтрации полимеров с эмульсионным механизмом адсорбции (сверхразветвлённых наноматериалов) составляет около 0.229 мкм, в то время как для классических полимеров (как взвесей) оно равняется 0.573 мкм.

На рисунке 6 представлено изменение во времени абсолютной проницаемости K при осаждении капель эмульсии (кривая 1) и частиц взвеси (кривая 2) в фиксированной точке пласта на расстоянии $x = 20$ м от контура питания. Видно, что за расчётное время 3.5 года кривая 1 вследствие эффекта проскальзывания при адсорбции капель эмульсии падает на 2.3%, в это же время кривая 2 — на 5.8%. Это связано с различиями в механизмах адсорбции: при осаждении взвеси наблюдается стремление к постепенному перекрытию пор, что может привести к полной закупорке. Полученные результаты хорошо согласуются с экспериментальными данными из работы [23].

Расчётные кривые ОФП для различных вариантов технологии полимерной закачки содержит рисунок 7. Графики свидетельствуют, что в случае двухпоровой среды наибольшая эффективность (рост ОФП для нефти и падение ОФП для воды) при применении полимерного заводнения достигается в случае использования полимеров со сверхразветвленными наноагрегатами. Так, повышение ОФП для нефти (при водонасыщенности, соответствующей обводнённости продукции 96.3%) при закачке полимеров со сверхразветвленными наноагрегатами относительно базового варианта заводнения (без добавления полимеров) составляет порядка 7%. Закачка полимерного раствора в нефтенасыщенные коллекторы приводит к падению ОФП для воды вследствие адсорбции частиц полимера на стенках пористой среды. При применении классических полимерных растворов это падение достигает приблизительно 18%, а при использовании полимеров со сверхразветвленными наноматериалами — около 35%.

Рисунок 8 содержит распределение коэффициента пористости вдоль пласта, рассчитанное с интервалом в 100 дней (расчёт для классических полимеров). Видно, что наибольшая интенсивность осаждения наблюдается в призабойной зоне. Этот эффект необходимо учитывать при реализации технологии закачки полимера, поскольку

Таблица 1. Расчётные параметры численного моделирования

| Наименование | Обозначение | Значение | Единицы измерения |
|------------------------------------------------------|-------------|----------------------|-------------------|
| Длина пласта | L | 200 | м |
| Время моделирования | T | 3.5 | год |
| Число шагов по пространству | N | 1000 | доли ед. |
| Число шагов по времени | M | 1000 | доли ед. |
| Давление на контуре питания | p_k | 150 | атм |
| Давление на галерее | p_g | 100 | атм |
| Размерность пространства | d | 3 | доли ед. |
| Координационное число решётки | z_k | 6 | доли ед. |
| Порог протекания решётки | P_c^b | 0.25 | доли ед. |
| Индекс радиуса корреляции | ν | 0.9 | доли ед. |
| Длина связи в решётке | l | 20 | мкм |
| Вязкость воды | μ_1 | 1.4 | мПа·с |
| Вязкость нефти | μ_2 | 30 | мПа·с |
| Плотность воды | ρ_1 | 1000 | кг/м ³ |
| Плотность нефти | ρ_2 | 800 | кг/м ³ |
| Сжимаемость воды | β_1 | $1 \cdot 10^{-9}$ | Па ⁻¹ |
| Сжимаемость нефти | β_2 | $1.2 \cdot 10^{-9}$ | Па ⁻¹ |
| Сжимаемость скелета породы | β_c | $0.2 \cdot 10^{-10}$ | Па ⁻¹ |
| Концентрация раствора при полимерной закачке | C_0 | 0.4 | % |
| Характерный радиус наноагрегата | a | 40 | нм |
| Аппроксимационные коэффициенты в формуле (13) | b_1 | $15.023 \cdot 10^2$ | доли ед. |
| | b_2 | $3.986 \cdot 10^4$ | доли ед. |
| | b_3 | $3.133 \cdot 10^6$ | доли ед. |
| Коэффициент диффузионного переноса (для ЧГПАА) | D | $1 \cdot 10^{-11}$ | м ² /с |
| Параметр, характеризующий вероятность осаждения [23] | γ | 0.5 | доли ед. |
| Коэффициент фильтрования | λ | 9.2 | м ⁻¹ |
| Остаточная водонасыщенность | S_{wr} | 0.25 | доли ед. |
| Остаточная нефтенасыщенность | S_{or} | 0.25 | доли ед. |
| Коэффициент абсолютной проницаемости пласта | K_0 | 84.29 | мД |
| Коэффициент пористости пласта | m_0 | 17.61 | % |

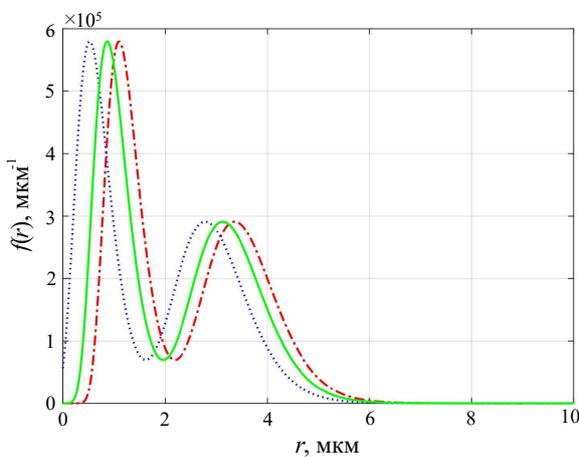


Рис. 5. Смещенные ФПР на момент времени $T = 3.5$ года: классический полимерный раствор (взвесь) (пунктирная линия), полимер со сверхразветвленными наноагрегатами (эмульсия) (сплошная линия); для сравнения показана исходная ФПР (штрихпунктирная линия)

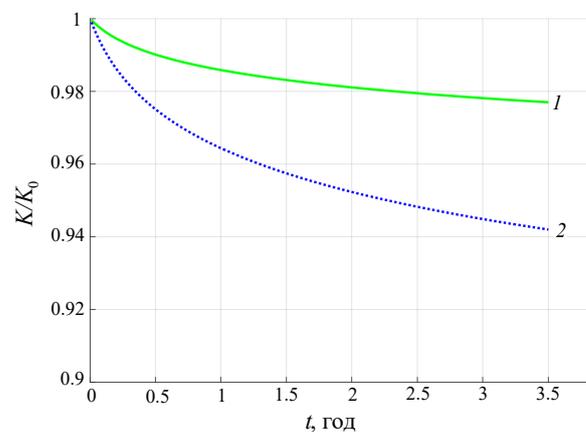


Рис. 6. Эволюция во времени проницаемости K/K_0 : полимер со сверхразветвленными наноагрегатами (сплошная кривая 1), классический полимерный раствор (пунктирная кривая 2)

он может привести к ухудшению ФЕС области вокруг нагнетательной скважины из-за интенсивной кольматации (заполнения пор и трещин породы) мелкими полимерными частицами.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) определяется как отношение вытесненного к данному моменту времени объема нефти к её общему объёму, первоначально находившемуся в пласте [37]:

$$\text{КИН} = \frac{\overline{S^0} - S_*}{1 - S_*}, \quad (15)$$

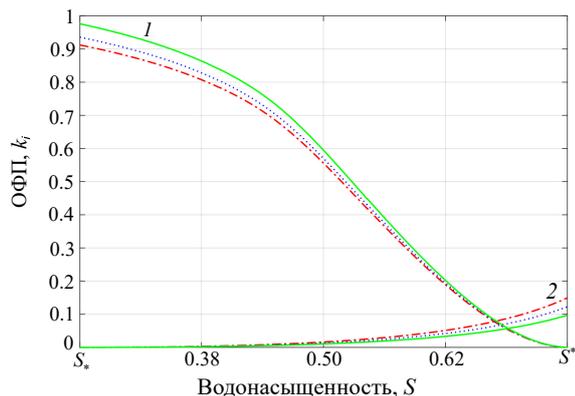


Рис. 7. Кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на момент времени $T = 3.5$ года: обыкновенное заводнение (без полимера) – штрихпунктирные линии, классический полимерный раствор – пунктирные линии, полимеры со сверхразветвленными наноагрегатами – сплошные линии; ОФП для воды – 1, ОФП для нефти – 2

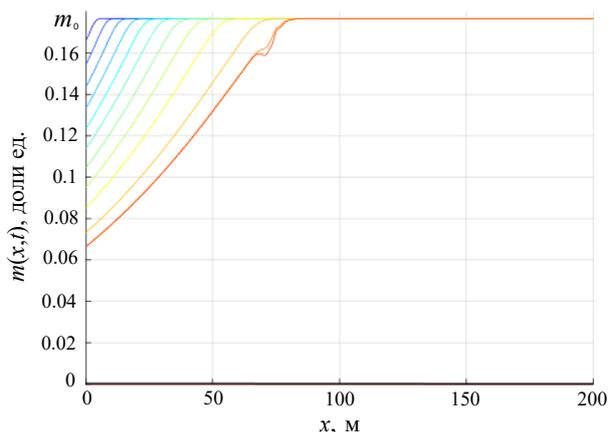


Рис. 8. Распределение коэффициента пористости m по пространству, рассчитанное через каждые 100 дней

где \bar{S}^0 — средняя водонасыщенность пласта после прорыва воды, которая рассчитывается через значения функции Бакли–Леверетта $f(S_L)$ и её производной $f'(S_L)$ при некоторой обводнённости S_L продукции в галерее как [37]

$$\bar{S}^0 = S_L + \frac{1 - f(S_L)}{f'(S_L)}.$$

Таким образом, найденное аналитически или графически значение \bar{S}^0 позволяет по формуле (15) установить величину КИН. Результаты расчёта увеличения КИН (при обводнённости добываемой продукции 96.3%) относительно базового заводнения (без полимеров) при закачке полимерных растворов с концентрацией частиц 0.4% для пласта с вязкостью нефти 30 сП представлены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты расчёта КИН при применении полимерного раствора с $C = 0.4\%$ и вязкости пластовой нефти $\mu_1 = 30$ сП

| Тип полимера | Прирост КИН относительно базового варианта заводнения, % |
|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|
| Классические полимерные растворы | 4.1 |
| Полимеры со сверхразветвленными наноагрегатами | 6.2 |

Одним из основных параметров, определяющих эффективность технологии воздействия на вязкость полимерными композициями, является фактор остаточного сопротивления (ФОС) R_p — отношение подвижности воды без полимерного заводнения к её подвижности с полимерным заводнением:

$$R_F = \lambda_w / \lambda_p = (k_w(S) / \mu_w) / (k_p(S) / \mu_p).$$

Здесь λ_w — подвижность воды до применения полимерного раствора (при $C = 0\%$); λ_p — подвижность водного раствора полимера; $k_w(S)$ — ОФП для воды до добавления полимера (при $C = 0\%$); $k_p(S)$ — ОФП после добавления полимера в нагнетаемую воду; μ_w — вязкость воды (при $C = 0\%$); μ_p — вязкость водного раствора полимера. ФОС есть показатель, по которому оценивается степень закупорки наиболее проницаемых для воды фильтрационных каналов [38]. На рисунке 9 представлены расчётные зависимости величины ФОС от концентрации закачиваемых растворов классических полимеров и полимеров со сверхразветвленными наноагрегатами.

Существенное повышение значения ФОС при применении полимеров со сверхразветвленными наноагрегатами по сравнению с классическими полимерными растворами объясняется тем, что при одинаковой массовой концентрации полимерные частицы сверхразветвленных полимеров обладают более высокой объёмной концентрацией в закачиваемом растворе. Благодаря этому происходит более значительное увеличение вязкости закачиваемого агента. Кроме того, использование полимеров со сверхразветвленными материалами характеризуется более заметным снижением ОФП для воды в отличие от классических полимерных растворов. Объяснением этого служит различие в механизмах адсорбции частиц закачиваемого полимера на поверхности порового пространства: в одном случае это эмульсия (полимер со сверхразветвленными наноагрегатами), в другом — взвесь (классический полимерный раствор).

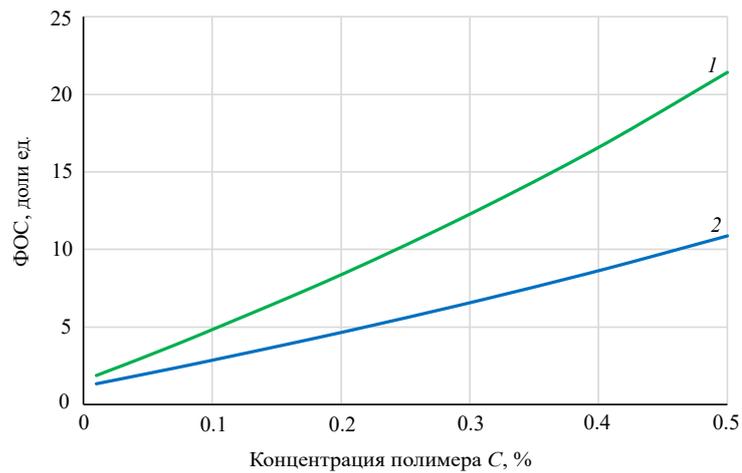


Рис. 9. Зависимость ФОС от концентрации полимерного раствора: полимер со сверхразветвленными наноматериалами (кривая 1); классический полимерный раствор (кривая 2)

5. Сравнение теоретических результатов с экспериментальными данными

Для выяснения условий формирования устойчивой полимерной системы в пористой среде, а также для изучения характера фильтрации полимеров с наноагрегатами проведены фильтрационные исследования на единичном образце керна по методике, изложенной в работах [39, 40]. Параметры образца представлены в таблице 3.

Таблица 3. Начальные ФЕС и геометрические параметры образца породы

| Порода | m , д. ед. | K , мкм ² | L_{sam} , см | D_{sam} , см | V_{sam} , см ³ | V_{por} , см ³ |
|----------|--------------|------------------------|----------------|----------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Песчаник | 0.15 | 0.622 | 3.14 | 2.81 | 19.47 | 3.44 |

В лабораторных испытаниях применялись следующие реагенты: полиакриламид марки FP-107 (производства SNF-CHINA) и наноразмерный реагент ацетат хрома. Их взаимодействие на межмолекулярном уровне приводит к образованию новой полимерной системы — предварительно сшитого геля. Данная полимерная система по своим физико-химическим свойствам и характеру фильтрации является наиболее близкой к предлагаемым для практического использования полимерам со сверхразветвленными наноагрегатами.

Фильтрационное исследование проводилось на специальной автоматической установке исследования керна УИК-4. В начале эксперимента керн насыщался закачиваемой водой при температуре 38°C с последующим определением проницаемости для воды. Далее через водонасыщенный керн производилась закачка композиции из 0.4% FP-107 и 0.04% наноагрегата в объеме, равном двум поровым объемам V_{por} . Для осуществления процесса гелеобразования керн в течение 24 часов выдерживался при пластовой температуре ($T = 38^\circ\text{C}$). После выдержки через образец керна вновь прокачивалась вода при той же скорости.

По результатам эксперимента рассчитывался ФОС — R_F , создаваемый полимерной композицией в пористой среде. Для этого измерялась первоначальная фазовая проницаемость модели пласта по пластовой воде в режиме постоянного расхода до стабилизации градиента давления. Затем, после прокачки полимерной композиции, производились замеры измененной фазовой проницаемости керна. В процессе определялись градиенты давления до и после закачки полимерного раствора, а R_F вычислялся как отношение градиентов давления при закачке в модель пласта сначала воды, а затем полимерной композиции.

После реализации закачки полимерной композиции с наносистемой ФОС составил 57.3. Его достаточно высокое значение свидетельствует об образовании в пористой среде прочной полимерной структуры.

Эксперимент по вытеснению нефти водой осуществлялся на модели пласта, составленной из 10 стандартных кернов, отобранных из одного пласта в соответствии с требованиями ОСТ 39-195-86. Перед испытанием образцы экстрагировались спиртобензольной смесью и затем просушивались. После этого в течение 2 суток в условиях вакуума они насыщались высокоминерализованной пластовой водой. Затем посредством центрифугирования создавалась остаточная водонасыщенность. Далее проводилось донасыщение кернов керосином и формирование составной модели пласта. Собранный образец размещался в кернодержателе, затем следовало создание начальной нефтенасыщенности. С этой целью выполнялась последовательная прокачка керосина и пластовой нефти в равных объемах с последующей 16-часовой выдержкой при пластовых термобарических условиях.

Далее производилась реализация разработанной технологии композиционного полимерного заводнения. На первой стадии эксперимента осуществлялось вытеснение нефти водой (без добавления полимера), затем прокачивался раствор классического полимера (при $C = 0.4\%$ и $C = 1\%$). На последней стадии эксперимента выполнялась прокачка полимерной системой с добавлением наноагрегатов (при $C = 0.4\%$ полимера +

0.04% нанореагента и $C = 1\%$ полимера + 0.04% нанореагента).

Результаты фильтрационных экспериментов демонстрируют повышение нефтеотдачи при применении, соответственно, классических полимерных растворов на $(1.1 \div 5.6)\%$ при концентрациях полимера в диапазоне $C = (0.4 \div 1)\%$ и полимерных систем с наноагрегатами $(10.5 \div 11.6)\%$ при концентрациях полимера $C = (0.4 \div 1)\%$. Различие в результатах лабораторных экспериментов и численных расчётов (Табл. 4) связано с использованием в математической модели реологического закона для ньютоновских жидкостей. В то же время эксперименты показывают, что для исследуемых полимеров характерен псевдопластический режим течения, в связи с чем эффективная вязкость полимерного раствора должна быть выше расчётной. Поэтому полученные теоретические результаты являются нижней оценкой изменения технологических параметров.

Таблица 4. К сравнению теоретических результатов с экспериментальными данными (при $C = 0.4\%$)

| Закачиваемый состав | Сравниваемая величина | | | |
|----------------------------------------|-----------------------|----------------|--------------------------------------|----------------|
| | Теоретическая оценка | | Результаты лабораторных исследований | |
| | ФОС, доли ед. | прирост КИН, % | ФОС, доли ед. | прирост КИН, % |
| Классический полимерный раствор | 10.9 | 4.1 | – | 1.1 |
| Полимерная композиция с наноагрегатами | 21.5 | 6.2 | 57.3 | 10.5 |

6. Выводы

Сформулирована и численно реализована математическая модель процесса вытеснения нефти полимерными растворами, содержащими различные типы наноструктур (наноагрегаты типа молекулярных клубков и сверхразветвлённые наноагрегаты). Для определения динамики изменения фильтрационно-емкостных параметров нефтенасыщенных коллекторов использована перколяционно-гидродинамическая модель, учитывающая особенности движения наноструктур в пористых средах.

Результаты расчётов показывают, что применение сверхразветвлённых наноагрегатов в коллекторах с двойной пористостью и вязкостью пластовой нефти $\mu_o = 30$ сП позволяет увеличивать коэффициент извлечения нефти (КИН) на 6.2% относительно базового варианта заводнения (без полимера) при концентрации полимерного раствора $C = 0.4\%$. Использование классических полимерных растворов даёт при этих параметрах увеличение КИН на 4.1%. Полученные теоретические оценки качественно согласуются с результатами лабораторных экспериментов на составной модели пласта.

Результаты теоретических и экспериментальных исследований демонстрируют наличие существенно более высокого фактора остаточного сопротивления (ФОС) после применения полимеров со сверхразветвлёнными наноагрегатами. Этот результат говорит о том, что наноконпозиция на основе данного агента (при рассмотренной концентрации $C = 0.4\%$) образует более устойчивую разветвлённую структуру в пористой среде, которая значительно снижает проницаемость в обводнённых каналах. При этом проявление эффекта выравнивания профиля приёмности в случае применения полимеров со сверхразветвлёнными наноагрегатами оказывается более существенным, чем при классических полимерных растворах.

Литература

1. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1986. 332 с.
2. Золотухин А.Б., Пятибратов П.В., Назарова Л.Н., Язынина И.В., Шеляго Е.В. Оценка применимости методов увеличения нефтеотдачи // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. № 2. С. 58–70.
3. Силин М.А., Магадова Л.А., Давлетишина Л.Ф., Потешкина К.А., Гвелесиани И.А., Тома А., Иванис А.И. Опыт применения и основные тенденции развития технологии полимерного заводнения в мире // Территория «Нефтегаз». 2021. № 9/10. С. 46–52.
4. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications // SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada. 2015. DOI: 10.2118/174402-MS
5. Кадет В.В., Васильев И.В. Использование сверхразветвленных наноконплексов для повышения эффективности полимерного заводнения // Теоретические основы химической технологии. 2023. Т. 57, № 6. С. 756–764. DOI: 10.31857/S0040357123050093
6. Шпорта Е.Ю. Функциональные производные олигомерных фосфазенов и силоксанов: дис. ... канд. хим. наук: 02.00.06 / Шпорта Елена Юрьевна. М.: РХТУ имени Д. И. Менделеева, 2014. 154 с.
7. Терещенко Т.А. Синтез и применение полиэдральных олигосилсесквиоксанов и сферосиликатов // Высокомолекулярные соединения. Серия Б. 2008. Т. 50, № 9. С. 1723–1739.
8. Levich V.G. Physicochemical hydrodynamics. London: Englewood Cliffs, 1959. 700 p.
9. Синайский, Э. Г. Гидродинамика физико-химических процессов. М.: Недра, 1997. 339 с.

10. *Ентов В.М., Полищук А.М.* О роли сорбционных процессов при движении полимерных растворов в пористой среде // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. 1975. № 3. С. 68–76.
11. *Entov V.M., Zak S.A., Chen-Sin E.* Modeling the displacement of petroleum by a polymer solution // Journal of Engineering Physics. 1985. Vol. 48. P. 149–153. DOI: 10.1007/BF00871862
12. *Ентов В.М., Керимов З.А.* О вытеснении нефти раствором активной примеси, немонокотнно влияющей на функции распределения потоков // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. 1986. № 1. С. 76–82.
13. *Франк-Каменецкий Д.Ф.* Диффузия и теплоотдача в химической кинетике. М.: Наука, 1987. 502 с.
14. *Веницианов Е.В., Рубинштейн Р.Н.* Динамика сорбции из жидких сред. М.: Наука, 1983. 237 с.
15. *Рыжиков Н.И.* Экспериментальное исследование динамики захвата частиц и изменения проницаемости при фильтрации суспензии через пористую среду: дис. . . . канд. физ.-мат. наук: 25.00.10 / Рыжиков Никита Ильич. М.: Ин-т динамики геосфер РАН, 2014. 150 с.
16. *Хавкин А.Я.* Математическое моделирование физико-химических технологий повышения нефтеотдачи. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. 425 с.
17. *Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г., Патрушев И.И., Овчинникова А.С.* Численное моделирование нефтедобычи с применением ПАВ-полимерного заводнения // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Математика. Механика. Информатика. 2021. Т. 21, № 4. С. 544–558. DOI: 10.18500/1816-9791-2021-21-4-544-558
18. *Киреев Т.Ф., Булгакова Г.Т., Хатмуллин И.Ф.* Моделирование полимерного заводнения с использованием сетки Вороного // Вычислительная механика сплошных сред. 2018. Т. 11, № 1. С. 15–24. DOI: 10.7242/1999-6691/2018.11.1.2
19. *Ferreira V., Moreno R.* Single-Phase Polymer Flow in Porous Media: Numerical Model for Experimental Planning and Analysis // Proceedings of the XXXVI Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering Ney Augusto Dumont (Editor), ABMEC. 2015. DOI: 10.20906/CPS/CILAMCE2015-0450
20. *Al-Hajri S., Mahmood S.M., Abdulelah H., Akbari S.* An Overview on Polymer Retention in Porous Media // Energies. 2018. Vol. 11. 2751. DOI: 10.3390/en11102751
21. *Басниев К.С., Кадет В.В., Каневская Р.Д., Фомин А.В.* Анализ эффективности новых методов и агентов полимерного заводнения для повышения коэффициента нефтеизвлечения. М.: ГАНГ им. И. М. Губкина, 1998
22. *Кравченко М.Н., Кадет В.В., Ярьин В.В., Диева Н.Н., Лищук А.Н.* Перколяционный подход к гидродинамическому моделированию заводнения с использованием активных агентов // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2020. № 1. С. 29–35. DOI: 10.5510/OGP20200100419
23. *Кадет В.В.* Перколяционный анализ гидродинамических и электрокинетических процессов в пористых средах. М.: ООО «Научно-издательский центр ИНФРА-М», 2020. 256 с.
24. *Kadet V.* Percolation Analysis of Underground Hydromechanics Problems with Applications to Reservoir Engineering. Beau Bassin: LAP LAMBERT, 2021. 84 p.
25. tNavigator Technical Reference Manual. Version 24.4. Rock Flow Dynamics, 2025
26. MRST 2024a — The MATLAB Reservoir Simulation Toolbox. Version 2024a. SINTEF, 2024
27. OPM Flow Documentation. Open Porous Media Initiative, 2019
28. *Soo H., Radke C.J.* Flow of dilute, stable liquid and solid dispersions in underground porous media // AIChE Journal. 1985. Vol. 31, no. 11. P. 1926–1928. DOI: 10.1002/aic.690311120
29. *Дмитриев Н.М., Кадет В.В.* Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. 352 с.
30. *Wennberg K.E., Sharma M.M.* Determination of the Filtration Coefficient and the Transition Time for Water Injection Wells // Society of Petroleum Engineers. 1997. DOI: 10.2118/38181-MS
31. *Iwasaki T.* Some Notes on Sand Filtration // Journal AWWA. 1937. Vol. 29, no. 10. P. 1591–1597. DOI: 10.1002/j.1551-8833.1937.tb14014.x
32. *Gruesbeck C., Collins R.E.* Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media // Society of Petroleum Engineers Journal. 1982. Vol. 22, no. 6. P. 847–856. DOI: 10.2118/8430-PA
33. *De Gennes P.G.* Scaling Concepts in Polymer Physics. Ithaca, London: Cornell University Press, 1979. 324 p.
34. *Лысенко Е.А., Ефимова А.А., Чернов И.В., Литманович Е.А.* Методические разработки к практическим работам по растворам полимеров. Ч. 1, 2. М.: МГУ им. М.В. Ломоносова, 2011
35. *Rege S.D., Fogler H.S.* A network model for deep bed filtration of solid particles and emulsion drops // AIChE Journal. 1988. Vol. 34, no. 11. P. 1761–1772. DOI: 10.1002/AIC.690341102
36. *Бакиров Э.А., Ермолкин В.И., Ларин В.И., Мальцева А.К., Рожков Э.Л.* Геология нефти и газа. М.: Недра, 1990. 240 с.
37. *Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д.* Нефтегазовая гидромеханика. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. 543 с.
38. *Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В.* Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 51–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55

39. Петров И.В., Тютяев А.В., Должикова И.С. Разработка программы экспериментальной оценки эффективности щелочного-ПАВ заводнения для нефтяных месторождений // Успехи современного естествознания. 2016. № 11. С. 182–185.
40. Kadet V.V., Vasilev I.V., Tiutiaev A.V. Effectiveness of the use of nanoaggregates for polymer treatment in oil fields with hard-to-recover reserves // *Nanosystems: Physics, Chemistry, Mathematics*. 2025. Vol. 16, no. 1. P. 14–21. DOI: 10.17586/2220-8054-2025-16-1-14-21

Сведения об авторах:

Кадет Валерий Владимирович, д-р, проф., Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина (РГУ им. Губкина), 119991, г. Москва, пр-т Ленинский, д. 65; e-mail: kadet.v@gubkin.ru; ORCID: 0000-0003-2981-5310

Васильев Иван Валерьевич, асп., РГУ им. Губкина; e-mail: vas.ivn@mail.ru; ORCID: 0009-0006-6723-1665

Research article

A mathematical model of motion of polymer systems with nanoaggregates in the pore space of an oil reservoir

V.V. Kadet, I.V. Vasilev

Gubkin University, Moscow, Russian Federation

A percolation-hydrodynamic model of the process of oil displacement by polymer solutions with nanoaggregates of various structures has been formulated and numerically implemented. The model allows taking into account the features of the pore space structure and the nature of the interaction of nanoaggregates with its surface during the filtration of the polymer solution. The possibility of achieving a higher oil recovery factor in the case of using polymers with hyperbranched nanomaterials compared to the classical polymer effect is shown. A cycle of laboratory studies was implemented to verify the results of theoretical calculations obtained using the model and compare them with the experimental data. The oil displacement process was modeled in terms of the composite model of a reservoir element assembled from 10 standard core samples taken from one oil-bearing reservoir. Theoretical estimates are in qualitative agreement with the results of the laboratory experiments also conducted with a composite reservoir model, and their quantitative difference is due to the use of the rheological law for Newtonian fluids in the mathematical model. The experimental results showed that the studied polymers are characterized by a pseudoplastic flow regime, therefore the effective viscosity of the polymer solution is higher than that assumed in the calculations. Based on the theoretical and experimental studies, it can be concluded that the application of polymer systems containing hyperbranched nanoaggregates leads to a significant increase in the residual resistance factor, where the formation of a stable polymer structure significantly decreases a porous medium's permeability in flooded channels. The percolation-hydrodynamic model presented in this paper allows for a more adequate consideration of the physicochemical processes that occur during polymer flooding of oil-saturated reservoirs.

Keywords: percolation-hydrodynamic model of two-phase filtration, relative phase permeabilities, displacement of oil by polymer solutions, hyperbranched nanoaggregates, classic polymer solutions, oil recovery factor

Received: 02.04.2025 / *Published online:* 10.12.2025

References

1. Zheltov, Yu. P. *Razrabotka nefyanykh mestorozhdeniy*. Moscow: Nedra, 1986. 332 p.
2. Zolotukhin A.B., Pyatibratov P.V., Nazarova L.N., Yazynina I.V., Shelyago E.V. EOR methods applicability evaluation. *Proceedings of Gubkin University*. 2016. No. 2. P. 58–70.
3. Silin M.A., Magadova L.A., Davletshina L.F., Poteshkina K.A., Gvelesiani I.A., Thomas A., Ivanis A.I. Application experience and major trends in polymer flooding technology worldwide. *Territoriya "NEFTEGAS"*. 2021. No. 9/10. P. 46–52.
4. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-Century of Heavy Oil Polymer Flooding from Laboratory Core Floods to Pilot Tests and Field Applications. *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada*. 2015. DOI: 10.2118/174402-MS
5. Kadet V.V., Vasilev I.V. Use of Hyperbranched Nanocomplexes to Improve the Efficiency of Polymer Flooding. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. 2023. Vol. 57, no. 6. P. 1385–1393. DOI: 10.1134/s0040579523050421
6. Shporta, E. Yu. *Funktsional'nyye proizvodnyye oligomernykh fosfazenov i siloksanov [Functional Derivatives of Oligomeric Phosphazenes and Siloxanes]*: PhD Dissertation. Moscow: D.I. Mendeleev University of Chemical Technology, 2014. 154 p.
7. Tereshchenko T.A. Synthesis and application of polyhedral oligosilsesquioxanes and spherosilicates. *Polymer Science Series B*. 2008. Vol. 50. P. 249–262. DOI: 10.1134/S1560090408090054
8. Levich V.G. *Physicochemical hydrodynamics*. Englewood Cliffs, 1959. 700 p.
9. Sinayskiy E.G. *Gidrodinamika fiziko-khimicheskikh protsessov*. Moscow: Nedra, 1997. 339 p.

10. *Entov V.M., Polishchuk A.M.* Role of sorption processes with the motion of polymer solutions in a porous medium. *Fluid Dynamics*. 1975. Vol. 10. P. 422–428. DOI: 10.1007/BF01015266
11. *Entov V.M., Zak S.A., Chen-Sin E.* Modeling the displacement of petroleum by a polymer solution. *Journal of Engineering Physics*. 1985. Vol. 48. P. 149–153. DOI: 10.1007/BF00871862
12. *Entov V.M., Kerimov Z.A.* Displacement of oil by an active solution with a nonmonotonic effect on the flow distribution function. *Fluid Dynamics*. 1986. Vol. 21. P. 64–70. DOI: 10.1007/BF01051102
13. *Frank-Kamenetskii D.A.* *Diffusion and Heat Exchange in Chemical Kinetics*. Princeton University Press, 1955. 574 p.
14. *Venitsianov E.V., Rubinshtein R.N.* *Dinamika sorbtzii iz zhidkikh sred*. Moscow: Nauka, 1983. 237 p.
15. *Ryzhikov N.I.* Eksperimental'noye issledovaniye dinamiki zakhvata chastits i izmeneniya pronitsayemosti pri fil'tratsii suspenzii cherez poristuyu sredu [Experimental Study of Particle Capture Dynamics and Permeability Change During Suspension Filtration Through a Porous Medium]: PhD thesis / Ryzhikov N. I. Moscow: Sadovsky Institute of Geosphere Dynamics, Russian Academy of Sciences, 2014. 150 p.
16. *Khavkin, A. Ya.* *Matematicheskoye modelirovaniye fiziko-khimicheskikh tekhnologiy povysheniya nefteotdachi*. Moscow: Gubkin University, 2021. 425 p.
17. *Persova M.G., Soloveichik Y.G., Patrushev I.I., Ovchinnikova A.S.* Numerical simulation of oil production using surfactant-polymer flooding. *Izvestiya of Saratov University. Mathematics. Mechanics. Informatics*. 2021. Vol. 21, no. 4. P. 544–558. DOI: 10.18500/1816-9791-2021-21-4-544-558
18. *Kireev T.F., Bulgakova G.T., Khatmullin I.F.* Modeling of polymer flooding using Voronoi grid. *Computational Continuum Mechanics*. 2018. Vol. 11. P. 15–24. DOI: 10.7242/1999-6691/2018.11.1.2
19. *Ferreira V., Moreno R.* Single-Phase Polymer Flow in Porous Media: Numerical Model for Experimental Planning and Analysis. *Proceedings of the XXXVI Iberian Latin-American Congress on Computational Methods in Engineering Ney Augusto Dumont (Editor), ABMEC*. 2015. DOI: 10.20906/CPS/CILAMCE2015-0450
20. *Al-Hajri S., Mahmood S.M., Abdulelah H., Akbari S.* An Overview on Polymer Retention in Porous Media. *Energies*. 2018. Vol. 11. 2751. DOI: 10.3390/en11102751
21. *Basniev K.S., Kadet V.V., Kanevskaya R.D., Fomin A.V.* Analiz effektivnosti novykh metodov i agentov polimernogo zavodneniya dlya povysheniya koeffitsiyenta nefteizvlecheniya. Moscow: Gubkin University, 1998
22. *Kravchenko M.N., Kadet V.V., Yarysh V.V., Dieva N.N., Lishchuk A.N.* Percolation approach to hydrodynamic modeling of flooding through active agents. *SOCAR Proceedings*. 2020. No. 1. P. 29–35. DOI: 10.5510/OGP20200100419
23. *Kadet V.V.* *Perkolyatsionnyy analiz gidrodinamicheskikh i elektrokineticheskikh protsessov v poristykh sredakh*. Moscow: INFRA-M Scientific Publishing Center, 2020. 256 p.
24. *Kadet V.* *Percolation Analysis of Underground Hydromechanics Problems with Applications to Reservoir Engineering*. Beau Bassin: LAP LAMBERT, 2021. 84 p.
25. *tNavigator Technical Reference Manual. Version 24.4. Rock Flow Dynamics*, 2025
26. *MRST 2024a — The MATLAB Reservoir Simulation Toolbox. Version 2024a. SINTEF*, 2024
27. *OPM Flow Documentation. Open Porous Media Initiative*, 2019
28. *Soo H., Radke C.J.* Flow of dilute, stable liquid and solid dispersions in underground porous media. *AIChE Journal*. 1985. Vol. 31, no. 11. P. 1926–1928. DOI: 10.1002/aic.690311120
29. *Dmitriev N.M., Kadet V.V.* *Gidravlika i neftegazovaya gidromekhanika*. Moscow: Gubkin University, 2016. 352 p.
30. *Wennberg K.E., Sharma M.M.* Determination of the Filtration Coefficient and the Transition Time for Water Injection Wells. *Society of Petroleum Engineers*. 1997. DOI: 10.2118/38181-MS
31. *Iwasaki T.* Some Notes on Sand Filtration. *Journal AWWA*. 1937. Vol. 29, no. 10. P. 1591–1597. DOI: 10.1002/j.1551-8833.1937.tb14014.x
32. *Gruesbeck C., Collins R.E.* Entrainment and Deposition of Fine Particles in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1982. Vol. 22, no. 6. P. 847–856. DOI: 10.2118/8430-PA
33. *De Gennes P.G.* *Scaling Concepts in Polymer Physics*. Cornell University Press, 1979. 324 p.
34. *Lysenko E.A., Efimova A.A., Chernov I.V., Litmanovich E.A.* *Metodicheskiye razrabotki k prakticheskim rabotam po rastvoram polimerov. Ch. 1, 2*. Moscow: MSU, 2011
35. *Rege S.D., Fogler H.S.* A network model for deep bed filtration of solid particles and emulsion drops. *AIChE Journal*. 1988. Vol. 34, no. 11. P. 1761–1772. DOI: 10.1002/AIC.690341102
36. *Bakirov E.A., Ermolkin V.I., Larin V.I., Maltseva A.K., Rozhkov E.L.* *Geologiya nefi i gaza*. Moscow: Nedra, 1990. 240 p.
37. *Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D.* *Neftegazovaya gidromekhanika*. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, Gubkin University, 2005. 543 p.
38. *Cherepanova N.A., Usoltsev A.V., Kochetov A.V.* Studying Polymer Flooding Performance in Cenomanian Reservoirs of Highly Viscous Oil. *Oil and Gas Exhibition*. 2022. No. 6. P. 51–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-6-51-55
39. *Petrov I.V., Tyutyaev A.V., Dolzhikova I.S.* Program development for experimental evaluation of oil reservoir alkaline-SAS floodind efficiency. *Advances in current natural sciences*. 2016. No. 11. P. 182–185.
40. *Kadet V.V., Vasilev I.V., Tiutiaev A.V.* Effectiveness of the use of nanoaggregates for polymer treatment in oil fields with hard-to-recover reserves. *Nanosystems: Physics, Chemistry, Mathematics*. 2025. Vol. 16, no. 1. P. 14–21. DOI: 10.17586/2220-8054-2025-16-1-14-21