

## МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ СМЕСИ НЕФТЬ–ВОДНЫЙ РАСТВОР ПОЛИМЕРА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

М.А. Загоровский<sup>1,2</sup>

mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

С.В. Степанов<sup>1,2</sup>

svstepanov@tnnc.rosneft.ru

А.Б. Шабаров<sup>2</sup>

a.b.shabarov@utmn.ru

<sup>1</sup>ООО «ТННЦ» ПАО «НК «Роснефть», Тюмень, Российская Федерация

<sup>2</sup>ТюмГУ, Тюмень, Российская Федерация

---

### Аннотация

Описана физико-математическая модель стационарного изотермического квазиодномерного течения двухфазной системы нефть–водный раствор полиакриламида в пористой среде. В основе модели лежит представление о структуре пористой среды в виде системы соединяющихся капиллярных каналов — кластеров, совокупность которых заполняет все пустотное пространство. В кластере рассматриваются струйный и четочный режимы течения фаз. Потери давления описываются уравнениями гидравлики с введением дополнительного слагаемого, учитывающего межфазное взаимодействие между флюидами и породой. Разработанная модель позволяет по аналитическим формулам рассчитывать относительные фазовые проницаемости при различных свойствах и концентрациях полимерного раствора. Проведены исследования реологических свойств водного раствора полиакриламида в зависимости от концентрации и температуры. На основе результатов фильтрационных исследований определена зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти и фактора остаточного сопротивления от концентрации полиакриламида. С использованием разработанной модели выполнен расчет относительных фазовых проницаемостей при фильтрации нефти с водой и полимерным раствором. Установлено увеличение относительной фазовой проницаемости нефти в области двухфазной фильтрации, обусловленное изменением смачиваемости

### Ключевые слова

*Относительная фазовая проницаемость, пористая среда, высоковязкая нефть, полимерное заводнение, полиакриламид*

Поступила 09.07.2024

Принята 28.07.2025

© Автор(ы), 2025

**Введение.** Особое место среди извлекаемых запасов природных жидких углеводородов занимают высоковязкие нефти (ВВН), т. е. нефти с вязкостью более 30 мПа · с. Разработка месторождений ВВН с использованием заводнения приводит к неравномерному вытеснению нефти, что связано с неблагоприятным соотношением подвижностей нефти и воды в пласте. Для повышения охвата пласта заводнением применяют закачку водных растворов полимеров на основе полиакриламида (ПАА) [1, 2]. Как правило, коллекторы ВВН сложены слабосцементированными горными породами [3]. При изучении таких коллекторов в лабораторных условиях возникают сложности с проведением фильтрационных экспериментов, в частности для определения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) — ключевого макропараметра, отражающего характер протекания процесса фильтрации в соответствии с обобщенным законом Дарси и определяющего дебиты скважин. Разрушение образцов породы после эксперимента делает невозможным сравнительную оценку эффективности того или иного способа вытеснения нефти в идентичных условиях топологии пустотного пространства, например, при разных свойствах и концентрациях агента вытеснения. Таким образом, актуальным направлением исследований при изучении сложных коллекторов с ВВН является разработка подходов к получению данных о фильтрационных свойствах породы на основе математического моделирования.

Существуют различные методы математического моделирования многофазных течений на уровне пустотного пространства [4–8]. Эффективность применения этих подходов для получения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) во многом зависит от корректности построения бинаризованной трехмерной модели зерна. Например, информация об объемном распределении пустот и породообразующих минералов на основе рентгеновской компьютерной томографии получается применительно к атмосферным, а не пластовым термобарическим условиям. В случае слабосцементированного коллектора неучет внешних механических напряжений может привести к недостоверному определению геометрической области течения флюидов и, как следствие, к несоответствию результатов численного моделирования емкостных и транспортных свойств.

Согласно результатам анализа литературных данных, имеются единичные публикации, посвященные проблеме определения математическим моделированием ОФП нефти и полимерного раствора [9–11]. Перспективное направление для определения ОФП — применение расчетно-

экспериментальных методов, т. е. методов, совмещающих эффективные средства математического моделирования и опирающихся на результаты физических экспериментов на керне [12, 13]. В основе таких методов лежат полуэмпирические модели, важную роль в которых играет так называемая функция межфазного взаимодействия (ФМВ) [14]. Преимущества расчетно-экспериментальных методов: низкая вычислительная ресурсоемкость, меньшая степень неопределенности исходных параметров и исключение процедуры ремасштабирования (расчетные данные сразу определяются для масштаба керна, в то время как применение других численных методов предусматривает процедуру ремасштабирования свойства от масштаба фрагментов керна до масштаба керна).

*Цель работы* — развитие физико-математической модели стационарной двухфазной квазиодномерной фильтрации системы нефть–водный раствор ПАА в пористой среде [14] для определения относительных фазовых проницаемостей при различных концентрациях и теплофизических свойствах раствора полимера. На примере породы одного из месторождений Западной Сибири выполнен расчет ОФП в системах нефть–вода, нефть–водный раствор ПАА.

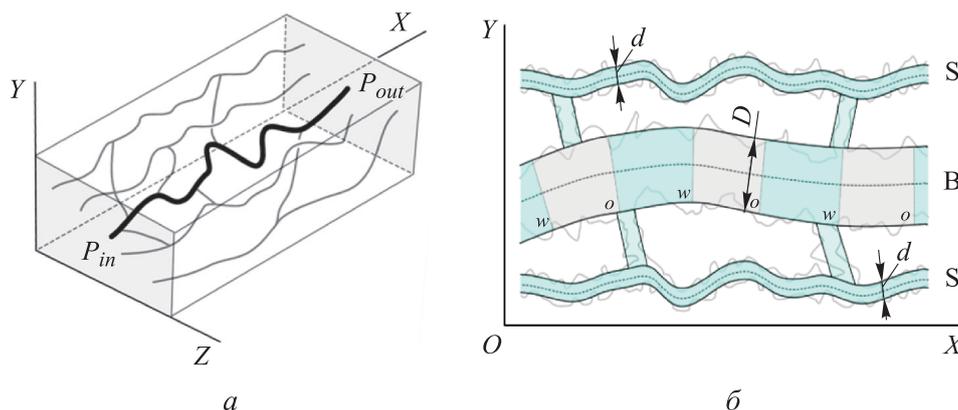
**Физико-математическая модель стационарного квазиодномерного массопереноса системы нефть–водный раствор полиакриламида в пористой среде.** Физико-математическая модель стационарного квазиодномерного массопереноса нефти и полимерного раствора основана на модели фильтрации системы нефть–вода [14] и дополнительных соотношениях, приведенных далее. Модель переноса массы и импульсов включает в себя геометрическую и гидравлическую модели капиллярного кластера как элементарной структуры, из множества которых состоит образец керна (рис. 1, а). Геометрическая модель кластера представляет собой совокупность сообщающихся извилистых поровых каналов с поперечным сечением, а именно одного большого В-канала (от англ. *big* — большой) и  $\beta$  малых S-каналов (от англ. *small* — маленький) (рис. 1, б). Ориентация кластера совпадает с заданным направлением фильтрации.

Диаметры поровых В- и S-каналов определяются на основании статистических данных о распределении пор по размерам, которые получены экспериментально по кривой капиллярного давления, в соответствии с алгоритмом, описанным в [12]. Принимается, что при движении раствора полимера в пористой среде происходит мономолекулярная адсорбция полимера на поверхности В- и S-каналов, что приводит к уменьшению их характерного диаметра:

$$D_p = D - 2r_p;$$

$$d_p = d - 2r_p,$$

где  $D$ ,  $D_p$ ,  $d$ ,  $d_p$  — диаметры В- и S-каналов до и после адсорбции полимера соответственно;  $r_p$  — средний радиус молекулы ПАА.



**Рис. 1.** Схемы капиллярного кластера (а) и движения нефти и водного раствора полимера в кластере (б):

■ — нефть; ■ — вода/полимер

В основе гидравлической модели массопереноса смеси нефти с водой и водным раствором ПАА лежит представление об однофазном струйном течении воды/водного раствора ПАА в S-каналах и двухфазном четочном течении нефти и воды/водного раствора ПАА в В-канале. При квазиоднородном движении флюидов результирующие потери давления можно представить в виде суммы гидравлических потерь давления на вязкое трение, локальные (местные) сопротивления и дополнительных потерь вследствие межфазного взаимодействия [14].

Четочное течение реализуется только в области совместной двухфазной фильтрации и представляет собой движение чередующихся объемов (снарядов) несмешивающихся фаз, при котором фазы полностью заполняют поперечное сечение каналов. Движение такой диспергированной системы в каналах переменного сечения приводит к возникновению множественных капиллярных эффектов, которые являются источником межфазных потерь давления. При однофазной фильтрации в В-канале имеет место струйный характер течения, межфазное взаимодействие отсутствует.

При ламинарном течении потери давления в В-канале вследствие вязкого трения и местных сопротивлений на  $j$ -м режиме фильтрации

$\Delta P_{fr+loc,Bj}$  описываются уравнением, следующим из формулы Вайсбаха — Дарси, которая связывает перепад давления и скорость течения жидкости в прямолинейном цилиндрическом канале [15]:

$$\Delta P_{fr+loc,Bj} = L_{core} K_{isvB} K_{Bj} \frac{128 Q_B}{\pi D_p^4} (\mu_{wp}(c) S_{Bwpj} + \mu_o (1 - S_{Bwpj})), \quad (1)$$

Здесь  $L_{core}$  — длина образца керна;  $K_{isvB}$  — коэффициент извилистости В-канала;  $Q_B$  — объемный расход нефти и водного раствора полимера в В-канале;  $\mu_o$ ,  $\mu_{wp}(c)$  — динамические вязкости нефти и водного раствора полимера;  $S_{Bwpj}$  — объемная доля водного раствора полимера в двухфазной смеси, движущейся в В-канале [14]. Безразмерный коэффициент потерь давления вследствие местных сопротивлений:  $K_{Bj} = K_{Bwr} + (S_{Bwpj})^\xi (K_{Bor}^p - K_{Bwr})$ , где  $K_{Bwr}$ ,  $K_{Bor}^p$  — безразмерные коэффициенты местных потерь давления при однофазной фильтрации нефти и водного раствора полимера при значении остаточной, т. е. неснижаемой вытеснением, насыщенности второй фазы;  $\xi$  — безразмерный параметр, учитывающий динамический характер изменения распределения флюидов в системе поровых каналов при многофазной фильтрации.

Потери давления в S-канале вследствие вязкого трения и местных сопротивлений:

$$\Delta P_S = K_S^p Q_{S1} \frac{128 \mu_{wp}(c) L_{core} K_{isvS}}{\pi d_p^4}, \quad (2)$$

где  $K_S^p$  — безразмерный коэффициент местных потерь давления в S-канале;  $Q_{S1}$  — объемный расход воды/водного раствора полимера через один S-канал в кластере;  $K_{isvS}$  — коэффициент извилистости S-канала.

Безразмерный коэффициент  $K_{Bwr}$  определяется экспериментально по результатам однофазной фильтрации нефти в соответствии с алгоритмом, описанным в [16]. Безразмерные коэффициенты  $K_{Bor}^p$ ,  $K_S^p$  определяются в результате эксперимента по довытеснению нефти водным раствором полимера:

$$K_{Bor}^p = K_{Bor}^W \frac{\mu_w}{\mu_{wp}(c)} RF(c); \quad (3)$$

$$K_S^p = K_S^W \frac{\mu_w}{\mu_{wp}(c)} RF(c). \quad (4)$$

Здесь  $K_{\text{Вор}}^W, K_S^W$  — параметры, определяемые по результатам эксперимента по вытеснению нефти водой [16];  $\mu_w$  — динамическая вязкость воды;  $RF$  — фактор сопротивления (Resistance Factor) при фильтрации полимерного раствора, равный отношению подвижностей воды до и после добавления полимера [17];  $c$  обозначает зависимость параметра от концентрации полимера.

Вязкость полимерного раствора увеличивается с повышением концентрации полимера. Кроме того, растворы полимеров проявляют свойства псевдопластичной жидкости, т. е. их эффективная вязкость зависит от скорости сдвига. Реология водного раствора ПАА описывается моделью Оствальда — де Ваале [18]:

$$\mu_{wp}(c) = k_V(c)\dot{\gamma}^{n-1}, \quad (5)$$

где  $k_V(c)$  — индекс консистенции;  $n$  — показатель поведения потока ( $n = 1$  для ньютоновской жидкости,  $n < 1$  для псевдопластичной жидкости);  $\dot{\gamma} = w/d$  — скорость сдвига.

При совместной фильтрации водонефтяной смеси в четочном или капельном режимах течения возникают потери давления от взаимодействия несмешивающихся фаз, которые вызваны многочисленным проявлением различных эффектов (например, эффектов Жамена, snap-off, возможной микроэмульсификацией потока и других капиллярных эффектов [19, 20]), суммарный вклад которых зависит от насыщенности как статистической меры состояния насыщенной пористой среды. Такие потери давления вследствие межфазного взаимодействия нелинейно зависят от насыщенности [14] и учитываются в модели с помощью эмпирической ФМВ. Функция численно равна отношению межфазных потерь давления к полным потерям давления на  $j$ -м режиме фильтрации  $\Delta P_j$ . Колоколообразный вид ФМВ позволяет аппроксимировать ее функцией вида

$$f_{mv}(S_j) = 1 - \frac{\Delta P_{fr+loc, Bj}}{\Delta P_j} = \begin{cases} A \left[ (n_1 + 1) \left( \frac{S_j}{S_m} \right)^{n_1} - n_1 \left( \frac{S_j}{S_m} \right)^{n_1 + 1} \right], & S_j \leq S_m; \\ A \left[ 1 - (n_2 + 1) \left( \frac{S_j - S_m}{1 - S_m} \right)^{n_2} + n_2 \left( \frac{S_j - S_m}{1 - S_m} \right)^{n_2 + 1} \right], & S_j > S_m. \end{cases} \quad (6)$$

где  $A, S_m, n_1, n_2$  — параметры ФМВ;  $S_j$  — нормированная водонасыщенность.

Параметры ФМВ определяются решением обратной задачи вида (6) по известным данным ОФП или значениям перепадов давления и расходов на различных режимах фильтрации нефти и воды. Эта процедура выполняется для пород с определенными признаками подобия (например, для одного пласта или группы пластов), затем происходит поиск взаимосвязей между параметрами ФМВ и ФЕС породы и свойствами флюидов. Подробно такой алгоритм описан в [14]. Аналогичный подход для вычисления межфазных потерь давления применяют при фильтрации системы нефть–водный раствор ПАА, но с учетом влияния полимера на изменение вязкости, смачиваемости и капиллярного числа.

Для слабосцементированных глинистых песчаников, содержащих нефть вязкостью 112...559 мПа·с, по указанному алгоритму получены эмпирические многопараметрические аппроксимации в виде произведения безразмерных управляющих параметров вида:

$$\bar{A} = (\bar{K}_{perm})^{-0,04} (\bar{L}_S)^{-0,81} (\bar{KT})^{0,73} (\bar{\mu})^{-0,58} \times \\ \times (\bar{KF})^{-0,21} (\bar{KS}_2)^{0,33} (\bar{T})^{-0,21} (\bar{Ca})^{-0,03}; \quad (7)$$

$$\bar{S}_m = (\bar{KF})^{-0,23} (\bar{P})^{-1,88} (\bar{L}_S)^{0,02} (\bar{\beta})^{0,084}; \quad (8)$$

$$\bar{n}_1 = (\bar{KF})^{-0,3} (\bar{KS}_1)^{0,3} (\bar{\lambda})^{0,26} (\bar{\mu})^{0,11} (\bar{L}_S)^{0,75} (\bar{KT})^{-0,83} (\bar{Re}_w)^{0,043}; \quad (9)$$

$$\bar{n}_2 = (\bar{KF})^{-0,54} (\bar{KS}_2)^{1,01} (\bar{\lambda})^{0,31} (\bar{\mu})^{-0,68} (\bar{L}_S)^{-0,58} (\bar{KT})^{0,33} (\bar{Re}_w)^{0,235}. \quad (10)$$

Здесь

$$\bar{A} = 0,48; \quad \bar{K}_{perm} = 330,5 \text{ мД}; \quad \bar{L}_S = 2,1 \cdot 10^{-4} \text{ м}; \quad \bar{KT} = 18,67; \\ \bar{\mu} = 4,6 \cdot 10^{-3}; \quad \bar{KF} = 101,9; \quad \bar{KS}_1 = 0,8; \quad \bar{T} = 20 \text{ }^\circ\text{C}; \quad \bar{Ca} = 4,1 \cdot 10^{-4}; \\ \bar{S}_m = 0,4; \quad \bar{P} = 22 \text{ МПа}; \quad \bar{\beta} = 20; \quad \bar{n}_1 = 1,5; \quad \bar{n}_2 = 2,4; \\ \bar{\lambda} = 0,47; \quad \bar{Re}_w = 1,4 \cdot 10^{-3}; \quad \bar{KS}_2 = 0,527.$$

Переход от размерных параметров к безразмерным выполнен делением  $k$ -го параметра на медианное значение этого параметра в выборке данных. Обоснование набора управляющих параметров и их описание приведено в [14].

Зависимости (7)–(10) позволяют учитывать влияние изменения структуры пустотного пространства, свойств флюидов, капиллярного числа

и температуры на характер межфазного взаимодействия и могут уточняться по мере накопления экспериментальных данных.

Из обобщенного закона Дарси для многофазной фильтрации применительно к геометрической модели кластера и описанной гидравлической модели (1), (2), (6) ОФП нефти и водного раствора ПАА  $f_{oj}$ ,  $f_{wpj}$  определяются по формулам:

$$f_{oj}(S_j) = \frac{\pi D_p^4}{128 K_{perm} F_C} \frac{1 - fmv_j}{K_{izvB} K_{Bj}(c) \left( 1 + \frac{\mu_{wp}(c, \dot{\gamma})}{\mu_o} \left( \frac{S_{Bwpj}}{1 - S_{Bwpj}} \right) \right)}; \quad (11)$$

$$f_{wpj}(S_j) = \frac{\pi}{128 K_{perm} F_C} \times \left( \frac{D_p^4 (1 - fmv_j)}{K_{izvB} K_{Bj}(c) \left( 1 + \frac{\mu_o}{\mu_{wp}(c, \dot{\gamma})} \left( \frac{1 - S_{Bwpj}}{S_{Bwpj}} \right) \right)} + \frac{\beta d_p^4}{K_S^p(c) K_{izvS}} \right). \quad (12)$$

Здесь  $K_{perm}$  — абсолютная проницаемость породы;  $F_C$  — площадь поперечного сечения кластера, определяемая по геометрической модели.

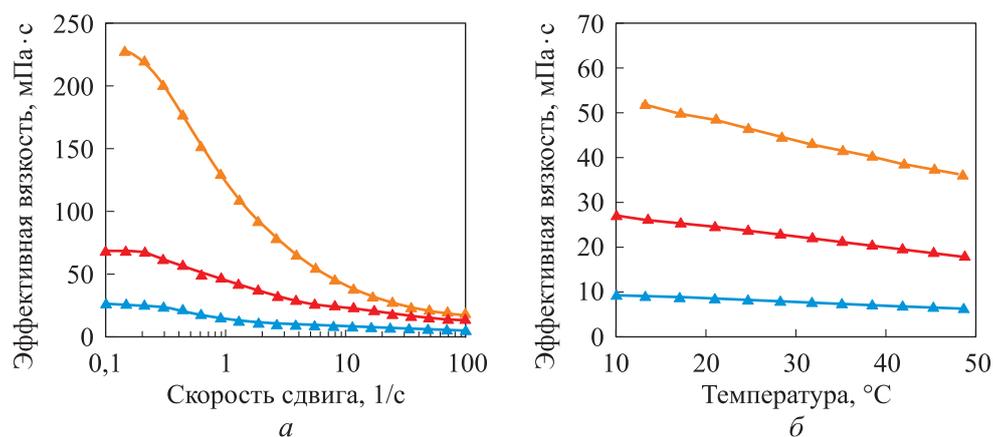
Физико-математическая модель (11), (12) в совокупности с эмпирическими зависимостями вида (7)–(10) позволяет вычислять относительные фазовые проницаемости в системах нефть–вода и нефть–водный раствор ПАА в зависимости от насыщенности и концентрации полимера. Эта модель учитывает влияние температуры как параметра на динамические вязкости нефти и воды/водного раствора ПАА, остаточную нефтенасыщенность и интенсивность межфазного взаимодействия [16].

Рассмотренная усовершенствованная модель с использованием результатов лабораторных исследований ядра позволяет дополнить полуэмпирический метод определения ОФП, предложенный в [14]. В части исходных данных дополнительными параметрами для моделирования являются теплофизические свойства раствора ПАА, результаты ядерных экспериментов по определению фактора остаточного сопротивления и коэффициента вытеснения. В методической части дополнительным этапом является настройка модели на результаты ОФП в системе нефть–вода, которая заключается в уточнении параметров ФМВ вида (6) и параметров кластера  $\xi$  и  $\beta$ .

**Результаты. Реологические свойства раствора полиакриламида.** Исследование реологических свойств в свободном объеме проведено

на ротационном вискозиметре. Результаты определения эффективной вязкости исследуемого раствора ПАА в зависимости от скорости сдвига и концентрации при постоянном значении температуры эксперимента 20 °С показаны на рис. 2. При повышении скорости сдвига эффективная вязкость раствора уменьшается, причем изменение скорости сдвига оказывает большее влияние на значения вязкости с увеличением концентрации полимера в растворе (рис. 2, а). Такое сдвиговое разжижение полимерного раствора связано с переориентацией полимерных цепей в потоке.

Влияние температуры на эффективную вязкость полимерного раствора показано на рис. 2, б. При постоянной скорости сдвига увеличение температуры приводит к линейному уменьшению вязкости полимерного раствора. С одной стороны, такое поведение обусловлено уменьшением вязкости растворителя (воды) при увеличении температуры, с другой, — возможным проявлением термодеструкции полимера, т. е. разрывом химических связей между молекулами ПАА.



**Рис. 2.** Зависимости эффективной вязкости водного раствора ПАА от скорости сдвига (а) и температуры (б) для  $C = 500$  ( $\blacktriangle$ ),  $1000$  ( $\blacktriangle$ ),  $1500$  ppm ( $\blacktriangle$ )

Полученные экспериментальные значения вязкости в зависимости от скорости сдвига аппроксимированы двухпараметрической зависимостью Оствальда — де Ваала (5) и для каждого эксперимента (см. рис. 2) определены параметры  $k_V$  и  $n$ . В среднем  $n = 0,724$  и не зависит от концентрации ПАА. Для  $k_V$  в изученном диапазоне значений концентрации  $500 \dots 1500$  ppm и температуры  $10 \dots 48,5$  °С получена эмпирическая зависимость от концентрации и температуры вида

$$k_V = 52,26 \left( 1 - 0,15 \frac{t}{t_0} \right) \left( \frac{c}{c_{avg}} \right)^{1,6}, \quad (13)$$

где  $t$  — температура;  $t_0 = 20$  °С — нормальная температура;  $c_{avg} = 1000$  ppm.

**Обобщение результатов фильтрационных экспериментов.** Фильтрационные эксперименты по довытеснению нефти водным раствором ПАА и определению коэффициента вытеснения проведены для трех керновых моделей одного из месторождений высоковязкой нефти Западной Сибири в соответствии с ОСТ 39-195–86. Образцы керна представлены слабосцементированными мелкозернистыми песчаниками. Пористость образцов 0,315...0,328 д. ед., абсолютная проницаемость 0,722...0,847 мкм<sup>2</sup>. Эксперименты выполнены при пластовой температуре 20 °С, использована модель пластовой нефти вязкостью 148 мПа·с, пластовая вода вязкостью 1,015 мПа·с и водные растворы ПАА концентраций 540, 1140 и 1580 ppm.

Для каждой керновой модели эксперимент состоял из трех частей: 1) создание начального предельного насыщения нефтью методом полупроницаемой мембраны; 2) вытеснение нефти пластовой водой с последующим определением остаточной нефтенасыщенности фазовой проницаемости воды; 3) довытеснение нефти раствором ПАА заданной концентрации с последующим определением остаточной нефтенасыщенности и фазовой проницаемости полимерного раствора. Результаты фильтрационных экспериментов представлены в таблице. С увеличением концентрации раствора ПАА происходит возрастание коэффициента вытеснения нефти и, несмотря на адсорбцию полимера, увеличение фазовой проницаемости по вытесняющей фазе. Такой результат получен в [9] для коллектора пласта ПК<sub>1-3</sub> Восточно-Мессояхского месторождения (аналога объекта исследования).

#### Результаты фильтрационных экспериментов

Параметр	Образец		
	1	2	3
Абсолютная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,723	0,834	0,847
Концентрация ПАА, ppm	540	1140	1580
Вязкость раствора ПАА, мПа·с	10	30	50
Коэффициент вытеснения, д. ед.:			
	водой	0,42	0,43
раствором ПАА	0,49	0,5	0,55

Окончание таблицы

Параметр	Образец		
	1	2	3
Фазовая проницаемость при остаточной нефтенасыщенности, мкм <sup>2</sup> :			
воды	0,00113	0,0042	0,00403
водного раствора ПАА	0,0019	0,0076	0,0074
Относительное увеличение коэффициента вытеснения, %	16,4	17,7	26,2
Фактор сопротивления, ед.	5,95	16,6	27,2

Наблюдаемые увеличения коэффициента вытеснения и фазовой проницаемости связаны с уменьшением доли остаточной нефти, что обусловлено значительным изменением смачиваемости и взаимодействия между флюидами при добавлении ПАА в водную фазу. Несмотря на то, что эксперименты по определению смачиваемости породы до и после фильтрации ПАА в исследовании не проводились, в [21] показано, что адсорбция молекул ПАА на поверхность породы уменьшает краевой угол смачивания водной фазой от 74° до 21°. Капиллярная сила прямо пропорциональна косинусу краевого угла смачивания и обратно пропорциональна радиусу. Следовательно, при прочих равных условиях фильтрации уменьшение краевого угла способствует перераспределению несмачиваемой фазы (нефти) в поровые каналы меньшего радиуса [22, 23]. Тем самым уменьшаются межфазное взаимодействие в области совместной фильтрации и объем капиллярно-удерживаемой нефти, формирующей остаточную нефтенасыщенность, что способствует увеличению фазовой проницаемости полимерного раствора.

По результатам фильтрационных экспериментов (см. таблицу) получены зависимость коэффициента вытеснения ВВН водным раствором ПАА ( $DE_{ПАА}$ ) от коэффициента вытеснения ВВН водой ( $DE_w$ ) и концентрации водного раствора ПАА и зависимость  $RF$  от концентрации раствора ПАА:

$$DE_{ПАА} = DE_w(t) \left( 1 + 6,187 \cdot 10^{-3} \sqrt{c} \right); \quad (14)$$

$$RF = 1 + 0,0136c. \quad (15)$$

Здесь коэффициент вытеснения нефти водой зависит от температуры [16]. Из формул (13), (14) следует, что при концентрации ПАА, равной нулю, коэффициент вытеснения нефти раствором ПАА равен коэффициенту вытес-

нения нефти водой,  $RF = 1$ , что означает отсутствие дополнительного сопротивления.

**Результаты моделирования относительных фазовых проницаемостей.** Рассмотрен слабосцементированный коллектор, состоящий из средне- и мелкозернистого глинистого песчаника и насыщенный нефтью вязкостью 143 мПа · с.

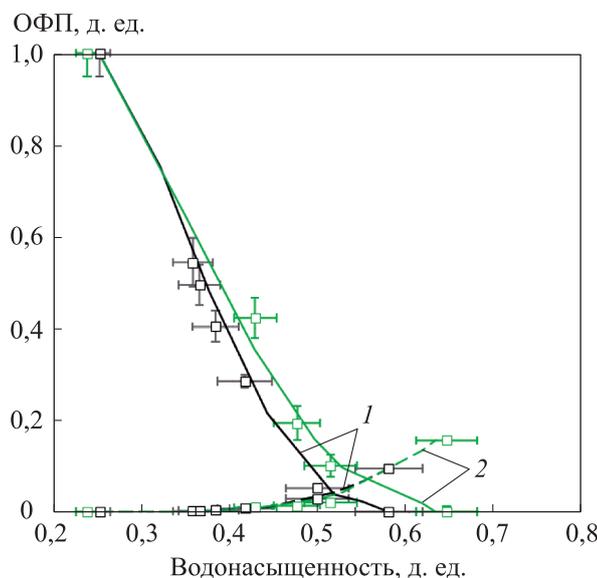
На двух образцах керна с близкими значениями пористости (среднее 0,324), абсолютной проницаемости (среднее 0,703 мкм<sup>2</sup>) и начальной нефтенасыщенности (среднее 0,76) в аттестованной лаборатории ООО «ТННЦ» ПАО «НК «Роснефть» проведены эксперименты по определению ОФП в системах нефть–вода и нефть–водный раствора ПАА (700 ppm) по методу стационарной фильтрации. Оба эксперимента выполнены по одинаковой методике (ОСТ 39-235-89), допускающей относительную погрешность при определении насыщенности образца и ОФП в пределах 10 % для области двухфазной фильтрации и 5 % для концевых точек.

С использованием модели (11), (12) и зависимостей (13)–(15) проведен численный расчет ОФП при фильтрации нефти с полимерным раствором при следующих условиях: концентрация ПАА 700 ppm;  $r_p = 60$  нм [24, 25];  $\cos \theta_{o-w} / \cos \theta_{o-wp} = 0,295$  [21]; скорость фильтрации  $w = 1$  м/сут. Предварительно по результатам эксперимента в системе нефть–вода определены следующие параметры ФМВ вида (6):  $A = 0,85$ ;  $S_m = 0,82$ ;  $n_1 = 1,5$ ;  $n_2 = 3,8$ ; гидравлический параметр  $\xi = 5$  и геометрический параметр  $\beta = 8$ .

Сопоставление результатов моделирования с экспериментальными данными показано на рис. 3. Точки на графиках соответствуют экспериментальным значениям ОФП, сплошные линии — результатам расчета ОФП нефти, штриховые линии — результатам расчета ОФП воды/водного раствора ПАА. Модель корректно воспроизводит поведение ОФП при добавлении ПАА в водную фазу. Средняя относительная погрешность расчета ОФП в системе нефть–вода составляет 6 %, в системе нефть–водный раствор ПАА — 13 %. Такой уровень соответствия расчетных и лабораторных данных является приемлемым для практического применения модели (11), (12), расчетные кривые располагаются внутри доверительных интервалов экспериментальных точек.

По результатам экспериментального и численного моделирования установлено увеличение ОФП нефти в области совместной фильтрации при наличии ПАА в водной фазе. Потери давления, обусловленные взаимодействием нефти и воды в пористой среде, составляют до 85 % полных потерь давления ( $A = 0,85$  д. ед.) и значительно превосходят потери трения.

В связи с этим полагают, что увеличение ОФП произошло преимущественно за счет факторов, влияющих на интенсивность межфазного взаимодействия и выраженность четочного характера течения флюидов, а именно изменения смачиваемости и капиллярного числа.



**Рис. 3.** Результаты моделирования и лабораторные значения ОФП нефти и воды/водного раствора ПАА при 0 (1), 700 ppm (2)

Согласно результатам численного моделирования, увеличение капиллярного числа составляет 39,2 % — от  $12,1 \cdot 10^{-5}$  при фильтрации нефти и воды  $\mu_w = 1$  мПа · с до  $57,4 \cdot 10^{-5}$  при фильтрации нефти и водного раствора ПАА  $\mu_{wp}(c, \gamma) = 16,4$  мПа · с. Интенсивность межфазного взаимодействия пропорциональна  $Ca^{-0,03}$  (7). Результирующее уменьшение интенсивности межфазного взаимодействия составляет 5 % (от 0,85 до 0,81 д. ед.) и приводит к увеличению ОФП. Такое поведение ОФП нефти при полимерном заводнении согласуется с перколяционной моделью капиллярной решетки Кадета [23], учитывающей изменение функции распределения капилляров по радиусам и реологию полимерного раствора.

**Выводы.** Представлена усовершенствованная физико-математическая модель двухфазной фильтрации высоковязкой нефти и водного раствора ПАА в пористой среде, учитывающая влияние теплофизических и реологических неньютоновских свойств полимерного раствора на его фильтрационные характеристики. Разработан полуэмпирический метод определения ОФП в системе нефть–водный раствор ПАА.

По результатам лабораторных исследований реологических свойств водного раствора ПАА получена эмпирическая зависимость, связывающая эффективную вязкость раствора ПАА с концентрацией и температурой. Показано, что при довытеснении нефти водным раствором ПАА из образцов керна с увеличением концентрации наблюдается уменьшение остаточной нефтенасыщенности и увеличение фазовой проницаемости полимерного раствора. Получены зависимости прироста коэффициента вытеснения нефти и фактора остаточного сопротивления фильтрации от концентрации ПАА.

С использованием разработанного метода для породы одного из месторождений высоковязкой нефти Западной Сибири проведены расчеты ОФП в системах нефть–вода, нефть–водный раствор ПАА. Установлено увеличение ОФП нефти в области двухфазной фильтрации при наличии ПАА (700 ppm) в водной фазе, обусловленное изменением смачиваемости. По результатам численного моделирования увеличение капиллярного числа составляет 39,2 % и приводит к уменьшению вклада потерь давления вследствие межфазного взаимодействия в полные потери давления на 5 %.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Delamaide E., Bazin B., Rousseau D., et al. Chemical EOR for heavy oil: the Canadian experience. *J. Pet Technol.*, 2016, vol. 68, pp. 81–82.  
DOI: <https://doi.org/10.2118/0316-0081-JPT>
- [2] Васильев В.В., Иванцов Н.Н., Лапин К.Г. и др. Поиск новых решений для оптимизации разработки Русского месторождения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2018, № 4, с. 46–52. EDN: YVJFCI.  
DOI: <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-4-46-52>
- [3] Балин В.П., Малышев И.О. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти. *Территория нефтегаз*, 2017, № 9, с. 46–56.
- [4] Dinariev O., Evseev N., Klemin D. Density functional hydrodynamics in multiscale pore systems: chemical potential drive. *E3S Web Conf.*, 2020, vol. 146, art. 01001.  
DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202014601001>
- [5] Armstrong R.T., Berg S., Dinariev O., et al. Modeling of pore-scale two-phase phenomena using density functional hydrodynamics. *Transp. Porous Med.*, 2016, vol. 112, no. 3, pp. 577–607. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-016-0660-8>
- [6] Балашов В.А., Савенков Е.Б. Регуляризованная модель типа фазового поля для описания динамики системы «жидкость–твердое тело». *Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша*, 2020, № 96. DOI: <https://doi.org/10.20948/prepr-2020-96>
- [7] Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., et al. Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: software development, validation and case studies. *Comput. Geosci.*, 2018, vol. 114, pp. 41–58.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2018.01.005>

- [8] Blunt M.J., Jackson M.D., Piri M., et al. Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow. *Adv. Water Resour.*, 2002, vol. 25, iss. 8-12, pp. 1069–1089.  
DOI: [https://doi.org/10.1016/S0309-1708\(02\)00049-0](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(02)00049-0)
- [9] Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., et al. Study of polymer flooding at pore scale by digital core analysis for East-Messoyakhskoe oil field. *SPE Russ. Petroleum Technology Conf.*, 2020, paper SPE-202013-MS.  
DOI: <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
- [10] Степанов А.В., Зубарева И.А., Волгин Е.Р. Гидродинамическое моделирование лабораторных экспериментов по вытеснению нефти термополимерным раствором. *Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 2022, т. 2, № 2, с. 77–100.  
DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-2-77-100>
- [11] Трушин Ю.М., Зоценко О.Н., Арсамаков М.С. и др. Применение инструмента «цифровой керн» для карбонатных коллекторов Харьягинского месторождения. *PRОнефть. Профессионально о нефти*, 2022, т. 7, № 4, с. 152–164.
- [12] Алтунин А.Е., Соколов С.В., Степанов С.В. и др. Расчетный метод получения ОФП на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов. *Нефтепромышленное дело*, 2013, № 8, с. 40–46.
- [13] Загоровский М.А., Степанов С.В., Шабаров А.Б. Метод расчета относительных фазовых проницаемостей на основе эмпирической функции межфазного взаимодействия. *Вестник ТюмГУ. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 2023, № 2, с. 59–74.  
DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-59-74>
- [14] Загоровский М.А., Шабаров А.Б., Степанов С.В. Кластерная капиллярная модель зерна для вычисления относительных фазовых проницаемостей при фильтрации нефти и воды. *Математическое моделирование*, 2024, т. 36, № 1, с. 85–104.  
DOI: <https://doi.org/10.20948/mm-2024-01-06>
- [15] Rouse H. *Elementary mechanics of fluids*. Dover Publ., 1978.
- [16] Загоровский М.А., Степанов С.В., Шабаров А.Б. Модель фильтрации водонефтяной смеси для получения функций относительных фазовых проницаемостей при различных температурах. *Теплофизика и аэромеханика*, 2024, т. 31, № 4, с. 735–748.
- [17] Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В. Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти Сенманского горизонта. *Экспозиция Нефть Газ*, 2022, № 6, с. 51–55.  
DOI: <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-6-51-55>
- [18] Хасанов М.М., Булгакова Г.Т. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. М., Ижевск, ИКИ, 2003.
- [19] McClure J.E., Berg S., Armstrong R.T. Capillary fluctuations and energy dynamics for flow in porous media. *Phys. Fluids*, 2021, vol. 33, no. 8, art. 083323.  
DOI: <https://doi.org/10.1063/5.0057428>

- [20] Armstrong R.T., McClure J.E., Berill M.A., et al. Flow regimes during immiscible displacement. *Petrophysics*, 2017, vol. 58, no. 1, pp. 10–18.
- [21] Pryazhnikov M., Pryazhnikov A., Skorobogatova A., et al. Microfluidic study of enhanced oil recovery during flooding with polyacrylamide polymer solutions. *Micro machines*, 2023, vol. 14, iss. 6, art. 1137. DOI: <https://doi.org/10.3390/mi14061137>
- [22] Pengpeng Q., Balhoff M.T. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores using viscoelastic polymers. *SPE Improved Oil Recovery Conf.*, 2016, paper SPE-179689-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/179689-MS>
- [23] Кравченко М.Н., Кадет В.В., Ярыш В.В. и др. Перколяционный подход к гидродинамическому моделированию заводнения с использованием активных агентов. *Научные труды*, 2020, № 1, с. 29–35. DOI: <https://doi.org/10.5510/OGP20200100419>
- [24] Султанова Н.М., Белова И.А., Шабанова Н.А. и др. Исследование водных растворов полиакриламида методом динамического рассеяния света. *Успехи в химии и химической технологии*, 2011, т. 25, № 2, с. 45–50. EDN: QZWGZZ
- [25] Feng Y. Dependence of intrinsic viscosity and molecular size on molecular weight of partially hydrolyzed polyacrylamide. *J. Appl. Polym. Sci.*, 2021, vol. 138, no. 4, art. 50850. DOI: <https://doi.org/10.1002/app.50850>

**Загоровский Михаил Алексеевич** — ведущий специалист управления научно-технического развития ООО «ТННЦ» ПАО «НК «Роснефть» (Российская Федерация, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1); аспирант кафедры «Прикладная и техническая физика» ТюмГУ (Российская Федерация, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6).

**Степанов Сергей Викторович** — д-р техн. наук, старший эксперт управления научно-технического развития ООО «ТННЦ» ПАО «НК «Роснефть» (Российская Федерация, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1); профессор кафедры «Прикладная и техническая физика» ТюмГУ (Российская Федерация, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6).

**Шабаров Александр Борисович** — д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Прикладная и техническая физика» ТюмГУ (Российская Федерация, 625003, Тюмень, ул. Володарского, д. 6).

**Просьба ссылаться на эту статью следующим образом:**

Загоровский М.А., Степанов С.В., Шабаров А.Б. Модель фильтрации смеси нефть–водный раствор полимера для получения функций относительных фазовых проницаемостей. *Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. Естественные науки*, 2025, № 5 (122), с. 4–23. EDN: SVBLST

**FILTRATION MODEL OF THE POLYMER OIL–AQUEOUS SOLUTION MIXTURE AIMED AT OBTAINING THE RELATIVE PHASE PERMEABILITY FUNCTIONS**

**M.A. Zagorovskiy<sup>1,2</sup>**

mazagorovskiy2@tnnc.rosneft.ru

**S.V. Stepanov<sup>1,2</sup>**

svstepanov@tnnc.rosneft.ru

**A.B. Shabarov<sup>2</sup>**

a.b.shabarov@utmn.ru

<sup>1</sup>LLC “Tyumen Petroleum Research Center” PJSC Rosneft Oil Company,  
Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

---

**Abstract**

The paper describes a physical and mathematical model of the steady-state isothermal quasi-one-dimensional flow of the polyacrylamide two-phase oil–water solution in a porous medium. The model is based on the concept of the porous medium structure as a system of the interconnected capillary channels, i.e., clusters, aggregating the entire void space. The paper considers the jet and bead-like flow regimes within the cluster. It describes pressure losses by the hydraulic equations introducing an additional term accounting for the interphase interaction between the fluids and the rock. The developed model allows computing the relative phase permeability for various properties and concentrations of the polymer solution using the analytical formulas. Rheological properties of the aqueous polyacrylamide solution were analyzed depending on its concentration and temperature. Based on the results of studying filtration, the paper determines dependence of an increase in the oil displacement efficiency and the residual resistance factor on the polyacrylamide concentration. Using the developed model makes it possible to compute the relative phase permeability for oil filtration with water and the polymer solution. The paper establishes that the relative phase permeability of oil in the two-phase filtration region is increasing due to alteration in the wettability

**Keywords**

*Relative phase permeability,  
porous media, high-viscosity oil,  
polymer flooding, polyacrylamide*

Received 09.07.2024

Accepted 28.07.2025

© Author(s), 2025

## REFERENCES

- [1] Delamaide E., Bazin B., Rousseau D., et al. Chemical EOR for heavy oil: the Canadian experience. *J. Pet Technol.*, 2016, vol. 68, pp. 81–82.  
DOI: <https://doi.org/10.2118/0316-0081-JPT>
- [2] Vasilyev V.V., Ivantsov N.N., Lapin K.G., et al. The search for new solutions for Russkoe field development optimization. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields], 2018, no. 4, pp. 46–52 (in Russ.). EDN: YVJFCI.  
DOI: <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-4-46-52>
- [3] Balin V.P., Malyshev I.O. About Senoman high-viscosity oil deposits developing. *Territoriya neftegaz*, 2017, no. 9, pp. 46–56 (in Russ.).
- [4] Dinariev O., Evseev N., Klemin D. Density functional hydrodynamics in multiscale pore systems: chemical potential drive. *E3S Web Conf.*, 2020, vol. 146, art. 01001.  
DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202014601001>
- [5] Armstrong R.T., Berg S., Dinariev O., et al. Modeling of pore-scale two-phase phenomena using density functional hydrodynamics. *Transp. Porous Med.*, 2016, vol. 112, no. 3, pp. 577–607. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11242-016-0660-8>
- [6] Balashov V.A., Savenkov E.B. Regularized phase-field model for description of dynamics of “solid-fluid” system. *Preprinty IPM im. M.V. Keldysha* [KIAM Preprint], 2020, no. 96 (in Russ.). DOI: <https://doi.org/10.20948/prepr-2020-96>
- [7] Gerke K.M., Vasilyev R.V., Khirevich S., et al. Finite-difference method Stokes solver (FDMSS) for 3D pore geometries: software development, validation and case studies. *Comput. Geosci.*, 2018, vol. 114, pp. 41–58.  
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2018.01.005>
- [8] Blunt M.J., Jackson M.D., Piri M., et al. Detailed physics, predictive capabilities and macroscopic consequences for pore-network models of multiphase flow. *Adv. Water Resour.*, 2002, vol. 25, iss. 8-12, pp. 1069–1089.  
DOI: [https://doi.org/10.1016/S0309-1708\(02\)00049-0](https://doi.org/10.1016/S0309-1708(02)00049-0)
- [9] Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D., et al. Study of polymer flooding at pore scale by digital core analysis for East-Messoyakhskoe oil field. *SPE Russ. Petroleum Technology Conf.*, 2020, paper SPE-202013-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/202013-MS>
- [10] Stepanov A.V., Zubareva I.A., Volgin E.R. Hydrodynamic modeling of laboratory experiments related to oil displacement with thermopolymer solution. *Vestnik TyumGU. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy], 2022, vol. 2, no. 2, pp. 77–100 (in Russ.). DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-2-77-100>
- [11] Trushin Yu.M., Zoshchenko O.N., Arsamakov M.S., et al. Application of “Computational Rock Physics” tool for carbonate reservoirs of Kharyaga field. *PROneft. Professionalno o nefti* [PROneft. Professionally about Oil], 2022, vol. 7, no. 4, pp. 152–164 (in Russ.).

- [12] Altunin A.E., Sokolov S.V., Stepanov S.V., et al. Calculation method for producing relative phase permeability based on the decision of the generalized Bernoulli equation for the pore channels of the system. *Neftepromyslovoe delo*, 2013, no. 8, pp. 40–46 (in Russ.).
- [13] Zagorovskiy M.A., Stepanov S.V., Shabarov A.B. The method of calculation of relative phase permeability functions based on the empirical interfacial interaction function. *Vestnik TyumGU. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika* [Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy], 2023, no. 2, pp. 59–74 (in Russ.).  
DOI: <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-2-59-74>
- [14] Zagorovskiy M.A., Shabarov A.B., Stepanov S.V. Cluster capillary core model for the calculation of the relative phase permeability for oil and water filtration. *Math. Models Comput. Simul.*, 2024, vol. 16, no. 3, pp. 383–395.  
DOI: <https://doi.org/10.1134/S2070048224700066>
- [15] Rouse H. Elementary mechanics of fluids. Dover Publ., 1978.
- [16] Zagorovskiy M.A., Stepanov S.V., Shabarov A.B. An improved semi-empirical model of multiphase filtration of oil and water for obtaining functions of relative phase permeability at different temperatures. *Thermophys. Aeromech.*, 2024, vol. 31, no. 4, pp. 755–767. DOI: <https://doi.org/10.1134/S0869864324040139>
- [17] Cherepanova N.A., Usoltsev A.V., Kochetov A.V. Studying polymer flooding performance in Cenomanian reservoirs of highly viscous oil. *Ekspozitsiya Neft Gaz* [Exposition Oil Gas], 2022, no. 6, pp. 51–55 (in Russ.).  
DOI: <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-6-51-55>
- [18] Khasanov M.M., Bulgakova G.T. Nelineynye i neravnovesnye efekty v reologicheski slozhnykh sredakh [Nonlinear and nonequilibrium effects in rheological complex media]. Moscow, Izhevsk, IKI Publ., 2003.
- [19] McClure J.E., Berg S., Armstrong R.T. Capillary fluctuations and energy dynamics for flow in porous media. *Phys. Fluids*, 2021, vol. 33, no. 8, art. 083323.  
DOI: <https://doi.org/10.1063/5.0057428>
- [20] Armstrong R.T., McClure J.E., Berill M.A., et al. Flow regimes during immiscible displacement. *Petrophysics*, 2017, vol. 58, no. 1, pp. 10–18.
- [21] Pryazhnikov M., Pryazhnikov A., Skorobogatova A., et al. Microfluidic study of enhanced oil recovery during flooding with polyacrylamide polymer solutions. *Micromachines*, 2023, vol. 14, iss. 6, art. 1137. DOI: <https://doi.org/10.3390/mi14061137>
- [22] Pengpeng Q., Balhoff M.T. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores using viscoelastic polymers. *SPE Improved Oil Recovery Conf.*, 2016, paper SPE-179689-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/179689-MS>
- [23] Kravchenko M.N., Kadet V.V., Yarysh V.V., et al. Percolation approach to hydrodynamic modeling of flooding through active agents. *Nauchnye trudy* [SOCAR Proceedings], 2020, no. 1, pp. 29–35 (in Russ.).  
DOI: <https://doi.org/10.5510/OGP20200100419>

[24] Sultanova N.M., Belova I.A., Shabanova N.A., et al. Investigation of aqueous solutions of polyacrylamide by dynamic light scattering. *Uspekhi v khimii i khimicheskoy tekhnologii*, 2011, vol. 25, no. 2, pp. 45–50 (in Russ.). EDN: QZWGZZ

[25] Feng Y. Dependence of intrinsic viscosity and molecular size on molecular weight of partially hydrolyzed polyacrylamide. *J. Appl. Polym. Sci.*, 2021, vol. 138, no. 4, art. 50850. DOI: <https://doi.org/10.1002/app.50850>

**Zagorovskiy M.A.** — Leading Specialist, Department of Scientific and Technological Development LLC “Tyumen Petroleum Research Center” PJSC Rosneft Oil Company (Osipenko ul. 79/1, Tyumen, 625000 Russian Federation); Post-Graduate Student, Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen (Volodarskogo ul. 6, Tyumen, 625003 Russian Federation).

**Stepanov S.V.** — Dr. Sc. (Eng.), Senior Expert, Department of Scientific and Technological Development LLC “Tyumen Petroleum Research Center” PJSC Rosneft Oil Company (Osipenko ul. 79/1, Tyumen, 625000 Russian Federation); Professor, Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen (Volodarskogo ul. 6, Tyumen, 625003 Russian Federation).

**Shabarov A.B.** — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Department of Applied and Technical Physics, University of Tyumen (Volodarskogo ul. 6, Tyumen, 625003 Russian Federation).

**Please cite this article in English as:**

Zagorovskiy M.A., Stepanov S.V., Shabarov A.B. Filtration model of the polymer oil–aqueous solution mixture aimed at obtaining the relative phase permeability functions. *Herald of the Bauman Moscow State Technical University, Series Natural Sciences*, 2025, no. 5 (122), pp. 4–23 (in Russ.). EDN: SVBLST