

УДК 532.546.3

Модель фильтрации водонефтяной смеси для получения функций относительных фазовых проницаемостей при различных температурах

М.А. Загоровский^{1,2}, С.В. Степанов^{1,2}, А.Б. Шабаров¹

¹*Тюменский государственный университет*

²*ООО «Тюменский нефтяной научный центр» ПАО «НК «Роснефть»*

E-mail: mazagorovskiy2@tnc.rosneft.ru

Описана усовершенствованная физико-математическая модель стационарного течения водонефтяной смеси в поровом пространстве керна, представляемого в виде совокупности капиллярных кластеров. Рассматривается изотермическая постановка задачи, при этом температура является параметром, определяющим свойства флюидов и величину потерь давления из-за межфазного взаимодействия. Разработанная модель позволяет вычислять функции относительных фазовых проницаемостей при различных температурах на основе данных стандартных лабораторных исследований керна и экспериментов по однофазной фильтрации флюидов при разных температурах или наличии соответствующих зависимостей. С использованием модели рассчитаны относительные фазовые проницаемости при различных температурах для слабосцементированной породы одного из месторождений Западной Сибири, которое содержит высоковязкую нефть. Проведены численные исследования влияния температуры на характер течения в капиллярном канале переменного сечения. Для численного моделирования использовалась платформа OpenFOAM. Установлено, что изменение свойств флюидов и породы при увеличении температуры приводит к уменьшению интенсивности формирования четочного течения и способствует его переходу в капельное течение.

Ключевые слова: относительная фазовая проницаемость, функция межфазного взаимодействия, многофазное течение, керн, фильтрационно-емкостные свойства, высоковязкая нефть, тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Введение

В настоящее время использование гидродинамического моделирования является основным инструментом проектирования и мониторинга разработки месторождений нефти и газа. Серьезной проблемой, ограничивающей эффективность моделирования, является недостаток и неопределенность исходных данных о пласте, в частности, по функциям относительной фазовой проницаемости (ОФП). Недостаточность данных по ОФП связана прежде всего с длительностью проведения лабораторного (физического) фильтрационного эксперимента. Например, продолжительность эксперимента по определению ОФП системы «нефть – вода» составляет от 5 до 7 сут при фильтрации нефти малой вязкости (менее 10 мПа·с) и может достигать одного месяца при фильтрации высоковязкой нефти (ВВН), т.е. нефти с вязкостью более 30 мПа·с.

Длительность эксперимента является не единственным фактором, ограничивающим возможности лабораторных исследований пластов-коллекторов с залежами ВВН. Большинство пластов с ВВН сложены слабосцементированной и рыхлой породами [1, 2], для которых сложности связаны с изготовлением однотипных образцов керна и с проведением специальных потоковых исследований для получения ОФП. Одна из главных проблем — существенное изменение структуры пустотного пространства породы после разгрузки кернодержателя, вплоть до полного разрушения породы, что делает невозможным сравнительную оценку эффективности того или иного способа вытеснения нефти, например, при разных температурах агента вытеснения. С учетом указанных особенностей физического моделирования многофазной фильтрации в природных пластах разработка подходов к получению данных об ОФП на основе математического моделирования представляется актуальным направлением.

Существуют различные методы математического моделирования многофазных течений на уровне пустотного пространства, которые составляют фундамент технологии «Цифровой керн». Это, например, методы, основанные на численном решении уравнений многофазной гидродинамики [3–5], метод решеточных уравнений Больцмана [6, 7], метод порово-сетевого моделирования [8–10]. Эффективность применения технологии цифровых исследований керна для получения ОФП во многом зависит от корректности построения цифровой модели керна, что в немалой степени связано с техническими возможностями современной компьютерной томографии. Так, возможность получения разрешения на уровне 1 мкм достигается для образцов керна с характерным размером ориентировочно 3 мм, что на порядок меньше размеров стандартных образцов керна, используемых при физическом моделировании. Кроме того, технология «Цифровой керн» характеризуется высокой вычислительной ресурсоемкостью, особенно применительно к прямым методам моделирования многофазных течений, т.е. в воксельной геометрии пустотного пространства. Например, время расчета ОФП для фрагмента пористой среды с характерным размером 1 мм на суперкомпьютере составляет несколько суток. В сочетании с проблемой разрешения томографии это делает необходимым применение методов ремасштабирования свойств с масштаба фрагментов керна на масштаб керна.

Для определения ОФП перспективно также применение расчетно-экспериментальных методов, т.е. методов, совмещающих математическое моделирование и данные, полученные посредством физических экспериментов на кернах [11, 12]. Такие методы опираются на эмпирические и полуэмпирические модели, ключевое значение в которых играет так называемая функция межфазного взаимодействия (ФМВ) [11]. Помимо высокой экономичности (низкой вычислительной ресурсоемкости), достоинством таких методов является исключение процедуры ремасштабирования. Это обусловлено тем, что расчетно-экспериментальные методы дают возможность получения ОФП непосредственно для образцов керна такого же размера, что используются в физических экспериментах.

В настоящей работе представлена усовершенствованная физико-математическая модель стационарного течения двухфазной жидкости «нефть–вода» в пористой среде, учитывающая влияние температурного фактора. Эта модель является развитием модели, описанной в [11], и предназначена для определения ОФП в системе «нефть–вода» с учетом влияния температуры на свойства флюидов и интенсивность межфазного взаимодействия, обусловленного изменением смачиваемости и выраженности четочного характера течения.

Особенности разработанного расчетно-экспериментального метода показаны на примере определения ОФП при различных температурах для одного из месторождений Западной Сибири, которое содержит ВВН.

Физико-математическая модель стационарного массопереноса водонефтяной смеси в пористой среде при различных температурах

Допущения, лежащие в основе физико-математической модели, подробно описаны в [11]. Здесь же коротко отметим, что в этой модели выделяются геометрическая и гидравлическая модели капиллярного кластера. При этом геометрическая модель представляет собой совокупность извилистых каналов переменного сечения, которая включает в каждом кластере один большой В-канал, сообщающийся с β малыми S-каналами (рис. 1а). Характерные средние диаметры В- и S-каналов и другие параметры кластера определяются на основании статистических данных о распределении пор по диаметрам, которые получены экспериментально на основе кривой капиллярного давления либо с помощью компьютерной томографии ядра. Гидравлическая модель опирается на представление о наличии струйного и четочного режимов течения при фильтрации водонефтяной смеси в керне и вызванные этим потери давления из-за вязкого трения, местных сопротивлений и межфазного взаимодействия. Принимается, что в В-каналах происходит струйное или четочное течение нефти и воды, а в S-каналах и каналах-перемычках — струйное течение воды (см. рис. 1б). При этом четочное течение реализуется только в области двухфазной фильтрации с различной степенью выраженности в зависимости от насыщенности.

Рассматривается изотермическая постановка задачи, соответствующая различным условиям в пласте. Согласно многочисленным экспериментальным данным, температура является важным параметром, влияющим на плотность, динамическую вязкость флюидов, межфазное натяжение в задачах механики жидкости и газа, а также на расширение глинистых минералов в составе пород-коллекторов и смачиваемость зерен породы в задачах подземной гидромеханики [13]. Очевидно, что перечисленные свойства оказывают определяющее влияние на характер заполнения поровых капиллярных каналов, в частности, на распределение объема фаз, из которых формируется остаточная насыщенность. Другими словами, при преимущественном заполнении каналов несмачивающей фазой (нефтью), когда реализуется только течение несмачивающей фазы, смачивающая фаза (вода) может удерживаться в виде тонких пленок и капель на стенке канала (рис. 2). С увеличением объема смачивающей фазы при вытеснении нефти водой специфика

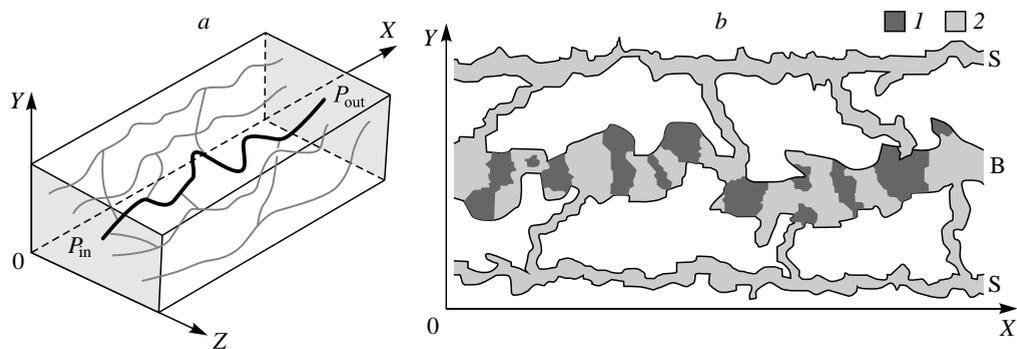


Рис. 1. Конфигурация капиллярного кластера (а) и схема движения нефти (1) и воды (2) по капиллярным каналам кластера (б).

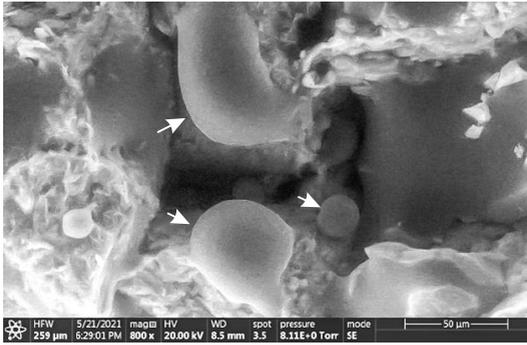


Рис. 2. Снимок каплей воды на стенках поровых каналов [14].

распределения фаз в канале меняется со временем, а значит, приводит к изменению эффективного сечения канала и его извилистости.

Гидравлические потери давления $\Delta P_{тр.Bj}$ в В-канале из-за вязкого трения, местных сопротивлений и загромождения канала пленками и каплями

смачивающей фазы на j -м режиме фильтрации можно представить в виде

$$\Delta P_{тр.Bj} = Q_B L_{core} K_{izv.B} C_{Bj} K_{Bj}, \quad (1)$$

где Q_B — объемный расход водонефтяной смеси через керн, L_{core} — длина образца керна, $K_{izv.B}$ — коэффициент извилистости В-канала, C_{Bj} — коэффициент потерь давления из-за вязкого трения:

$$C_{Bj} = \frac{128}{\pi D^4} \left(\mu_{w(T)} S_{Bwj} + \mu_{o(T)} (1 - S_{Bwj}) \right), \quad (2)$$

K_{Bj} — безразмерный коэффициент потерь давления из-за местных сопротивлений, определяемый соотношением

$$K_{Bj} = K_{Bwr} + \left(S_{Bwj} \right)^\zeta (K_{Bor} - K_{Bwr}), \quad (3)$$

где $\mu_{o(T)}$, $\mu_{w(T)}$ — динамические вязкости нефти и воды соответственно, S_{Bwj} — объемная доля воды в водонефтяной смеси, движущейся в В-канале, K_{Bwr} — безразмерный коэффициент гидравлических потерь давления при однофазной фильтрации нефти при остаточной водонасыщенности, K_{Bor} — безразмерный коэффициент гидравлических потерь давления при однофазной фильтрации воды при остаточной нефтенасыщенности, ζ — безразмерный параметр. Целесообразность использования ζ обусловлена сложным динамическим характером изменения распределения флюидов в системе поровых каналов при многофазной фильтрации, в результате чего при увеличении насыщенности смачивающей фазой может происходить частичная блокировка поровых каналов, перераспределение потоков по другим каналам и вызванное этим изменение потерь давления из-за местных сопротивлений. Таким образом, параметр ζ характеризует нелинейность гидравлического сопротивления потоку при увеличении доли воды в движущейся водонефтяной смеси, вызванную блокировками каналов глобулами и пленками нефти после их отрыва от стенок поровых каналов.

Значения параметра ζ (по сделанным оценкам) лежат в диапазоне от 1 до 6. Известно, что некоторые виды ВВН обладают свойствами вязкопластичной жидкости, из-за чего при вытеснении нефти водой ее отрыв от стенок каналов может происходить после преодоления предельного напряжения сдвига. Увеличение параметра ζ позволяет учесть и такую особенность.

Зависимость доли воды в водонефтяной смеси, движущейся в В-канале, от общей водонасыщенности керна S_w выражается из геометрических соображений зависимостью,

предложенной в [15] и уточненной с учетом зависимости извилистости В-канала от насыщенности смачивающей фазы через функцию $\tau(S_w)$:

$$S_{Bwj}(S_w) = \frac{V_{Bwj}}{V_B^o} = \frac{V_{por}S_w - V_S - V_{PER} - V_B S_{wr}}{0,25\pi D^2 L_{core} K_{isv.B}} \cdot \tau(S_w), \quad (4)$$

где V_{por} — объем пор, V_S — объем S-канала, V_{PER} — объем каналов-перемычек, V_B — объем В-канала, S_{wr} — остаточная водонасыщенность.

В простейшем случае поправка $\tau(S_w)$ имеет вид

$$\tau(S_w) = \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right)^\varphi,$$

где S_{or} — остаточная нефтенасыщенность, $\varphi \geq 1$ — параметр, характеризующий степень влияния насыщенности смачивающей фазой на приведенную извилистость В-канала. Заметим, что аналогичный вид имеет поправка в модели Бурдайна [16], применяемой для аналитического расчета ОФП.

Потери давления в S-канале из-за вязкого трения и местных сопротивлений описываются выражением

$$\Delta P_S = K_S Q_{S1} \frac{128\mu_w(T)L_{core}K_{izv.S}}{\pi d^4}, \quad (5)$$

где Q_{S1} — объемный расход воды через первый S-канал в кластере, $K_{izv.S}$ — коэффициент извилистости S-канала, K_S — безразмерный коэффициент потерь давления из-за местных сопротивлений в S-канале.

Безразмерные коэффициенты K_{Bwr} , K_{Bor} , K_S , характеризующие гидравлические потери давления из-за местных сопротивлений и загромождения каналов пленками и каплями нефти, определяются по результатам лабораторных экспериментов по фильтрации нефти при остаточной водонасыщенности и фильтрации воды при остаточной нефтенасыщенности по следующим зависимостям:

$$K_{Bwr} = \frac{D^4 N_C}{32K_o K_{izv.B} D_{core}^2 f_{or}(T)}, \quad (6)$$

$$K_{Bor} = \frac{N_C (D^4 + \beta d^4)}{32K_o K_{izv.B} D_{core}^2 f_{wr}(T)}, \quad (7)$$

$$K_S = \frac{N_C (D^4 + \beta d^4)}{32K_o K_{izv.S} D_{core}^2 f_{wr}(T)}, \quad (8)$$

где $f_{or}(T)$ — ОФП нефти при остаточной водонасыщенности, $f_{wr}(T)$ — ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности; N_C — количество кластеров в керне, D_{core} — диаметр образца керна, K_o — абсолютная проницаемость керна. В выражениях (2), (5), (6)–(8) индекс T показывает зависимость параметра от температуры.

Вышеприведенные формулы позволяют уточнить потери давления при течении многофазной жидкости и тем самым уточнить ФМВ, которая определяется с использованием результатов фильтрационных экспериментов по формуле

$$\Phi_{МВj} = \frac{\Delta P_j^{МФ}}{\Delta P_j} = \frac{\Delta P_j - \Delta P_{трj}}{\Delta P_j} = 1 - \frac{\Delta P_{трj}}{\Delta P_j}, \quad (9)$$

где ΔP_j — полные потери давления при совместной фильтрации нефти и воды на j -м режиме фильтрации, определяемые экспериментально.

Колоколообразный вид ФМВ позволяет аппроксимировать ее функцией (10) или (11), параметры которой отражают в виде тех или иных закономерностей влияние свойств горной породы и флюидов:

$$\Phi_{МВ}(S_j) = \begin{cases} \tilde{A} \left[1 - \left(\frac{\overline{S}_m - S_j}{\overline{S}_m} \right)^n \right], & S_j \leq \overline{S}_m, \\ \tilde{A} \left[1 - \left(\frac{S_j - \overline{S}_m}{1 - \overline{S}_m} \right)^n \right], & S_j > \overline{S}_m, \end{cases} \quad (10)$$

$$\Phi_{МВ}(S_j) = \begin{cases} \tilde{A} \left[(n_1 + 1) \left(\frac{S_j}{\overline{S}_m} \right)^{n_1} - n_1 \left(\frac{S_j}{\overline{S}_m} \right)^{n_1 + 1} \right], & S_j \leq \overline{S}_m, \\ \tilde{A} \left[1 - (n_2 + 1) \left(\frac{S_j - \overline{S}_m}{1 - \overline{S}_m} \right)^{n_2} + n_2 \left(\frac{S_j - \overline{S}_m}{1 - \overline{S}_m} \right)^{n_2 + 1} \right], & S_j > \overline{S}_m, \end{cases} \quad (11)$$

где \tilde{A} — амплитуда ФМВ, \overline{S}_m — абсцисса положения максимума ФМВ, n , n_1 , n_2 — параметры, характеризующие кривизну ФМВ, S_j — нормированная водонасыщенность. По результатам обработки 63 ядерных экспериментов характерные значения параметров ФМВ \tilde{A} , \overline{S}_m , n вида (10) для терригенных пород месторождений нефти Западной Сибири равны 0,85, 0,5, 2,5 соответственно.

Определение параметров ФМВ производится по эмпирическим зависимостям, полученным в результате обобщения лабораторных данных по конкретному месторождению, группе пластов, одному пласту. При этом для поиска эмпирических зависимостей параметров ФМВ от фильтрационно-емкостных свойств ядра и свойств флюидов предпочтительно использовать многопараметрическую аппроксимацию в виде произведения безразмерных нормированных параметров в своих степенях:

$$\frac{Y}{Y_{med}} = \prod_{i=1}^N \left(\frac{X_i}{X_{i_med}} \right)^{m_i} = \left(\frac{X_1}{X_{1_med}} \right)^{m_1} \times \left(\frac{X_2}{X_{2_med}} \right)^{m_2} \times \dots \times \left(\frac{X_N}{X_{N_med}} \right)^{m_N}, \quad (12)$$

где Y — аппроксимируемый параметр ФМВ, Y_{med} — медианное значение параметра Y в кластере данных, X_i — управляющие параметры, X_{i_med} — медианные значения управляющих параметров X_i в кластере данных, N — количество независимых управляющих параметров. Выбор вида формулы (12) обусловлен его распространенностью в теории тепломассопереноса [17].

В итоге ОФП нефти и воды при различных температурах определяются формулами, следующими из обобщенного закона Дарси применительно к используемой геометрической модели капиллярного кластера:

$$f_{oj}(S_j) = \frac{\pi D^4}{128 K_o F_c K_{izv.B}} \frac{(1 - \Phi M B_j)}{K_{Bj(T) \left(1 + \frac{\mu_w(T)}{\mu_o(T)} \left(\frac{S_{Bwj}}{1 - S_{Bwj}} \right) \right)}}, \quad (13)$$

$$f_{wj}(S_j) = \frac{\pi}{128 K_o F_c} \left(\frac{D^4 (1 - \Phi M B_j)}{K_{izv.B} K_{Bj(T) \left(1 + \frac{\mu_o(T)}{\mu_w(T)} \left(\frac{1 - S_{Bwj}}{S_{Bwj}} \right) \right)} + \frac{\beta d^4}{K_S K_{izv.S}} \right). \quad (14)$$

Использование формул (13) и (14) предполагает известными величины абсолютной проницаемости K_o , динамических вязкостей нефти и воды $\mu_o(T)$, $\mu_w(T)$, которые определяются из стандартных исследований ядра и пластовых флюидов. Параметры D , d , F_c , β , $K_{izv.B}$, $K_{izv.S}$ находятся из геометрической модели порового пространства; параметры K_{Bj} , K_S находятся из гидравлической модели по граничным условиям на основе экспериментальных данных по фильтрации нефти и воды при остаточных насыщенных состояниях второй фазы. Для обеспечения монотонности расчетных функций f_{oj} и f_{wj} в дополнение к модели

(13), (14) вводятся ограничения на знаки производных $\frac{\partial f_{oj}}{\partial S_{wj}} \leq 0$, $\frac{\partial f_{wj}}{\partial S_{wj}} \geq 0$, при нарушении

которых выполняется итерационная корректировка комплекса $\left(\frac{S_{Bwj}}{1 - S_{Bwj}} \right)$.

Усовершенствованная физико-математическая модель стационарного течения водонефтяной смеси в капиллярном кластере и результаты исследований по поиску взаимосвязи между параметрами ФМВ и параметрами, определяемыми по более простым (по сравнению с опытами на ОФП) экспериментам, позволяют реализовать расчетно-экспериментальный метод вычисления ОФП, который состоит из следующих шагов:

1. Подготовка лабораторных данных о свойствах флюидов (вязкость, межфазное натяжение) и свойствах ядра (пористость, абсолютная проницаемость, кривая капиллярного давления).
2. Расчет геометрических параметров кластера.
3. Проведение экспериментов по однофазной фильтрации флюидов при остаточных насыщенных состояниях второй фазы.
4. Расчет гидравлических параметров кластера.
5. Расчет параметров ФМВ по эмпирическим зависимостям.
6. Расчет ОФП нефти и воды.

Согласно модели (14), (15), относительные фазовые проницаемости, являясь функциями насыщенности, зависят от температуры как параметра, определяющего соотношение динамических вязкостей фаз, коэффициенты местных потерь давления и величину потерь давления из-за межфазного взаимодействия, что ниже объясняется с использованием методов вычислительной гидродинамики.

Численные исследования влияния температуры на характер течения в капиллярном канале переменного сечения

Рассмотрим течение вязкой несжимаемой двухфазной жидкости, состоящей из несмешивающихся фаз — нефти и воды — в капиллярном канале переменного сечения при постоянном расходе флюидов. Вода является смачивающей фазой, нефть — несмачивающей. Канал имеет форму, представленную на рис. 3, и состоит из трех частей: 1) пора $R_p = 215$ мкм, $L_{in} = 1$ мм; 2) поровый перешеек $R_t = 107,5$ мкм, $L_t = 322,5$ мкм; 3) пора $R_p = 215$ мкм, $L_{out} = 2$ мм. Поперечное сечение канала имеет форму квадрата.

Движение двухфазной несжимаемой жидкости в капиллярном канале описывается системой дифференциальных уравнений:

$$\nabla \cdot \mathbf{U} = 0, \quad (15)$$

$$\frac{d(\rho_{(T)}\mathbf{U})}{dt} = -\nabla p + \rho_{(T)}\mathbf{g} + \mu_{(T)}\Delta\mathbf{U} + \mathbf{F}_S, \quad (16)$$

$$\frac{\partial\alpha}{\partial t} + \nabla \cdot (\alpha\mathbf{U}) = 0, \quad (17)$$

в которой $\rho_{(T)} = \alpha\rho_{w(T)} + (1-\alpha)\rho_{o(T)}$ — осредненная плотность двухфазной жидкости, $\mu_{(T)} = \alpha\mu_{w(T)} + (1-\alpha)\mu_{o(T)}$ — осредненная динамическая вязкость двухфазной жидкости, \mathbf{U} — вектор скорости, \mathbf{F}_S — сила поверхностного натяжения, \mathbf{g} — ускорение свободного падения, p — давление, α — объемная доля воды в двухфазной жидкости.

Сила поверхностного натяжения \mathbf{F}_S в зависимости от коэффициента межфазного натяжения $\sigma_{(T)}$ и кривизны межфазной поверхности $\kappa = \nabla \cdot \mathbf{n}_{o,w}$ определяется как

$$\mathbf{F}_S = \sigma_{(T)}\kappa\mathbf{n}_{o,w}, \quad (18)$$

где $\mathbf{n}_{o,w} = \cos\theta\mathbf{n}_s + \sin\theta\mathbf{t}_s$ — нормаль к межфазной поверхности, направленная в сторону несмачивающей фазы (\mathbf{n}_s , \mathbf{t}_s — нормаль и вектор, касательный к твердой поверхности).

На стенках канала задаются условие непротекания, условие прилипания и контактный угол смачивания θ . Начальные условия соответствуют частичному заполнению канала нефтью, при котором нефть занимает пору длиной L_{in} на 3/4 ее объема, а вода занимает оставшийся объем канала, включая поровый перешеек. Для численного решения уравнений (15)–(17) использовалась платформа OpenFOAM [18], в которой для получения дискретных аналогов дифференциальных уравнений в частных производных применяется метод контрольных объемов. Перед проведением серии вычислительных экспериментов исследовалась сходимость и устойчивость численного решения.

Система (15)–(18) не содержит уравнения для температуры, однако температура входит в уравнения как параметр, влияющий на кинематические вязкости флюидов, коэффициент межфазного натяжения и краевой угол смачивания. В таблице приведены

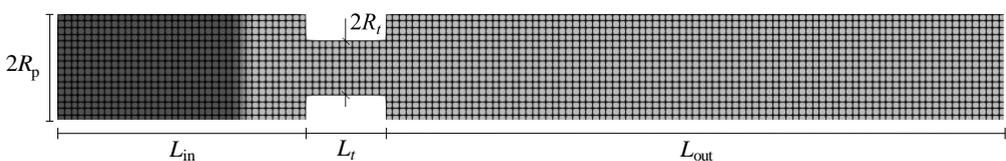


Рис. 3. Геометрия и дискретизация канала переменного сечения.

Таблица

Данные для моделирования при различных температурах

$T, ^\circ\text{C}$	$\mu_w, \text{мПа}\cdot\text{с}$	$\mu_o, \text{мПа}\cdot\text{с}$	$\rho_w, \text{кг/м}^3$	$\rho_o, \text{кг/м}^3$	$\sigma, \text{мН/м}$	$\theta, \text{град}$	$\text{Ca}\cdot 10^{-6}$
20	1,0	10	1000	900	50	30	2,31
40	0,82	7,7	989,6	875	40	23,75	2,12
60	0,64	5,5	979,2	850	30	17,5	1,92
80	0,46	3,2	968,8	825	20	11,25	1,66
100	0,28	1,0	958,4	800	10	5,0	1,0

использованные данные, определяющие влияние температуры на параметры нефти и воды, а также значение капиллярного числа Ca при фиксированном значении скорости 10^{-5} м/с , что соответствует характерной скорости фильтрации нефти в пласте. Физические свойства нефти в модели соответствуют средним свойствам нефти малой вязкости.

Анализ результатов численного моделирования показывает, что увеличение температуры приводит к уменьшению интенсивности формирования четочного течения. На рис. 4 приведена зависимость количества актов дробления несмачивающей фазы J_{nw} за 100 мс. Капиллярные силы, действующие на струйку несмачивающей фазы в поровом перешейке со стороны пристеночного слоя смачивающей фазы и в свободном объеме поры, являются фактором разрыва струи и формирования четок или капель. Ослабление межфазного натяжения и контактного угла смачивания при увеличении температуры приводит к уменьшению действия капиллярных сил, вследствие этого формирование четок происходит в меньшем количестве и уменьшается их вклад в фильтрационное сопротивление потоку.

Кроме того, изменение свойств флюидов и стенок канала из-за влияния температуры способствует переходу четочного течения в капельное течение (рис. 5). Заметим, что переход от четочного к капельному режиму течения не был получен в работах, в которых использовалась аналогичная постановка задачи, но без совместного изменения вязкости, межфазного натяжения и контактного угла [19, 20]. Можно заключить, что именно комплексное влияние температуры на указанные свойства приводит к смене режима течения.

Рис. 4. Зависимость интенсивности дробления несмачивающей фазы от температуры.

1 — четочный режим течения,
2 — капельный режим течения.

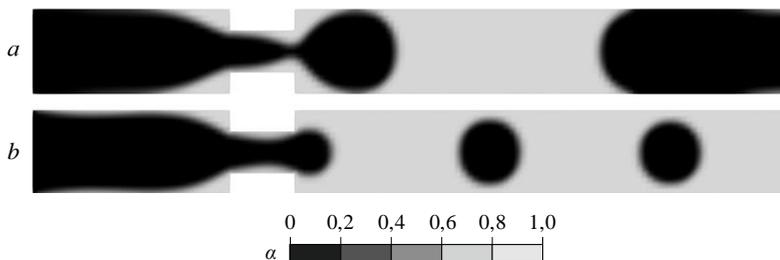
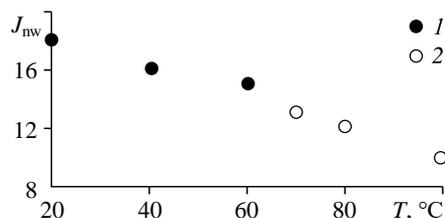


Рис. 5. Характерные картины распределения смачивающей и несмачивающей фазы в канале переменного сечения при температурах 40 (а) и 80 °C (б).

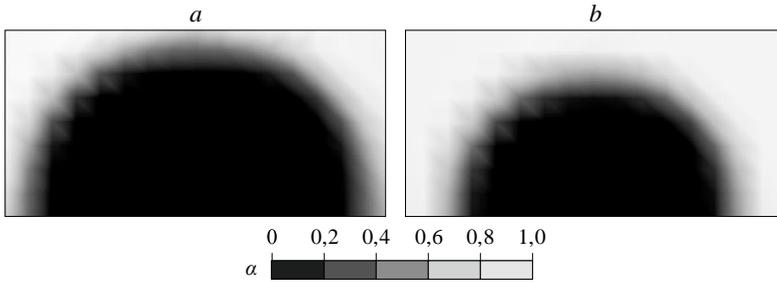


Рис. 6. Характерные картины распределения смачивающей и несмачивающей фазы в поперечном сечении канала при четочном (а) и капельном (b) характере течения.

При четочном течении несмачивающая фаза занимает практически все поперечное сечение микроканала, за исключением угловых зон, занятых смачивающей фазой, что согласуется с результатами экспериментальной микрофлюидики [21, 22]. При капельном режиме течения между каплями и стенкой канала имеется подвижный слой смачивающей фазы, из-за наличия которого для движения многофазного потока в капельном режиме требуется меньший внешний перепад давления (рис. 6).

Применительно к пористой среде это означает, что при постоянном объемном расходе жидкостей через образец керна перепад давления между входным и выходным сечениями будет меньше, а фазовая проницаемость больше, когда в пористой среде реализуется капельное течение, чем в случае, когда реализуется четочное течение. Таким образом, полученные численные результаты согласуются с кривыми ОФП при различных температурах [15].

Учитывая вышесказанное, видно, что температура влияет на количество четок и/или капель в потоке, а следовательно, влияет на характер заполнения поровых капиллярных каналов, формирование насыщенности и особенности гидравлического сопротивления. Полученные результаты численного моделирования позволяют обосновать влияние температуры на выраженность и конфигурацию ФМВ, используемой в модели (13), (14).

На рис. 7 представлены экспериментальные ФМВ, которые получены для трех высокопроницаемых кривых моделей пласта месторождения ВВН при различных

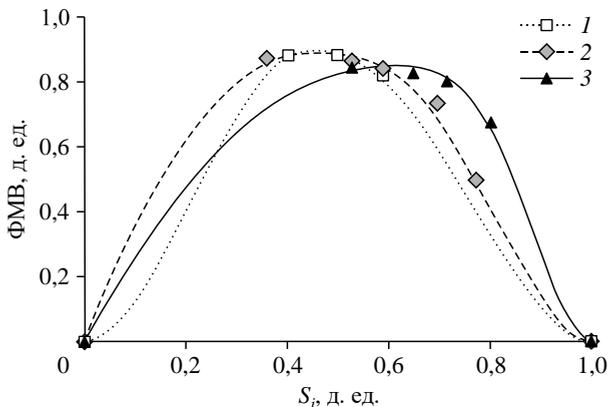


Рис. 7. Зависимость ФМВ от нормированной насыщенности для высокопроницаемых терригенных пород месторождения высоковязкой нефти при температурах 50 (1), 80 (2) и 120 °C (3).

температурах. Линии соответствуют результатам расчета по модели (13), (14). Экспериментальные данные на качественном уровне подтверждают результаты численного моделирования течения в микроканале — увеличение температуры от 50 до 120 °С приводит к уменьшению интенсивности межфазных потерь давления и изменению выраженности колоколообразной формы ФМВ.

Результаты расчета ОФП при различных температурах для объекта с запасами ВВН

В качестве объекта исследований рассматривается керн одного из продуктивных пластов месторождения Западной Сибири, которое содержит ВВН. Коллектор расположен на глубине менее 1500 м и представлен слабосцементированным песчаником со средними значениями пористости 0,32 д. ед. и абсолютной проницаемости 546 мД. Температура оказывает существенное влияние на вязкость нефти. Например, при начальной пластовой температуре 17 °С вязкость пластовой нефти составляет 557 мПа·с, при увеличении температуры до 60 °С она снижается до 37 мПа·с. Вязкость пластовой воды также является функцией температуры, но ее влияние не настолько существенно, как для нефти.

По результатам керновых исследований [2] отмечается низкая эффективность закачки воды пластовой температуры для добычи ВВН, в том числе совместно с химическими реагентами. Установлено, что наиболее эффективными методами добычи ВВН являются закачка горячей воды или горячей воды с оторочками полимера. При закачке воды, нагретой до 90 °С, прирост коэффициента вытеснения нефти по сравнению с закачкой холодной воды составляет 15,5 %. На рис. 8 приведены зависимости остаточной нефтенасыщенности и конечных точек ОФП от температуры в диапазоне 17 – 125 °С. Экспериментальное определение ОФП при различных температурах для объекта исследования осложнено разрушением слабосцементированной породы после однократного проведения фильтрационных испытаний.

Прежде чем произвести расчет ОФП при разных температурах, была выполнена настройка математической модели на результаты известных лабораторных исследований ОФП при начальной пластовой температуре. Настройка модели заключалась в выборе вида аппроксимации ФМВ и идентификации ее параметров, а также в настройке гидравлической модели течения ВВН.

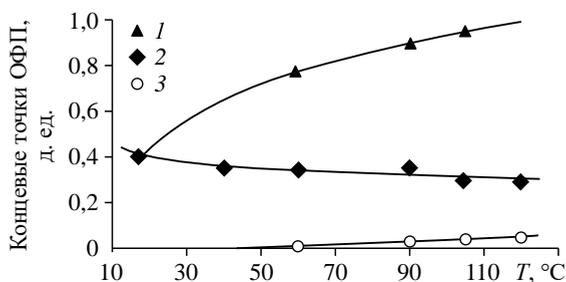


Рис. 8. Экспериментальные зависимости конечных точек ОФП от температуры.

$$1 - f_{or} = 0,0832 \ln(T) + 0,5393, \quad 2 - S_{or} = 0,633T^{-0,152}, \\ 3 - f_{wr} = 0,0005T - 0,001.$$

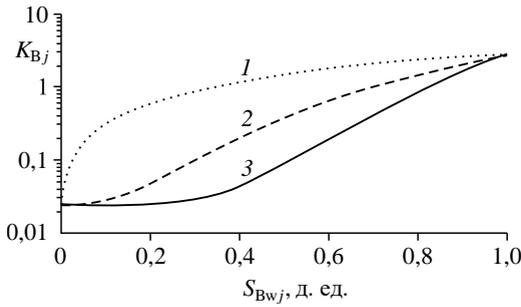


Рис. 9. Зависимость безразмерного коэффициента гидравлических потерь давления K_{Bj} от доли воды в водонефтяной смеси, движущейся в В-канале кластера S_{Bwj} . $\xi = 1$ (1), 3 (2), 5,5 (3).

В результате настройки модели был определен следующий набор параметров ФМВ вида (11): $\tilde{A} = 0,32$, $\overline{S}_m = 0,6$, $n_1 = 3$, $n_2 = 2,5$ и, согласно (3), гидравлический параметр $\xi = 5,5$. Установлено, что при фильтрации ВВН доля потерь давления из-за вязкого трения и местных сопротивлений составляет 70 % от общих потерь давления. Заметим, что при фильтрации маловязкой нефти доля гидравлических потерь давления значительно меньше — 10–30 %, а основной вклад в фильтрационное сопротивление вносит межфазное взаимодействие нефти и воды [12].

На рис. 9 приведена зависимость безразмерного коэффициента гидравлических потерь давления K_{Bj} (3) от доли воды в водонефтяной смеси, движущейся в В-канале кластера для различных значений параметра ξ в полулогарифмических координатах. Значению $\xi = 1$ соответствует линейная зависимость $K_{Bj}(S_{Bwj})$ в нелогарифмических осях. Для исследуемого объекта с ВВН увеличение ξ обусловлено тем, что на первых этапах вытеснения нефти водой отрыва нефти от стенок породы не происходит из-за проявления ВВН свойств вязкопластичной жидкости и наличия начального градиента сдвига [23], но после его преодоления образующиеся капли нефти приводят к значительному загромождению В-канала, перераспределению потоков и увеличению местных сопротивлений. Таким образом, остаточная насыщенность нефтью и ее влияние на процесс многофазной фильтрации формируется по ходу вытеснения нефти водой [24].

На рис. 10 показано сопоставление экспериментальных ОФП, полученных при начальной пластовой температуре 17 °С, с расчетными ОФП по настроенной математической модели (13), (14) с учетом вышеописанных аспектов (точки соответствуют экспериментальным данным, линии — результатам расчета). Видно, что адаптированная модель позволяет на высоком уровне воспроизвести кривые ОФП, полученные в лабораторных условиях. Расчетные данные соответствуют экспериментальным в пределах средней относительной погрешности 14,7 %.

Для расчета ОФП при различных температурах использовались экспериментальные зависимости динамической вязкости пластовой нефти и воды от температуры, а также полученные на основе экспериментальных результатов [2] зависимости остаточной нефтенасыщенности и конечных точек ОФП от температуры

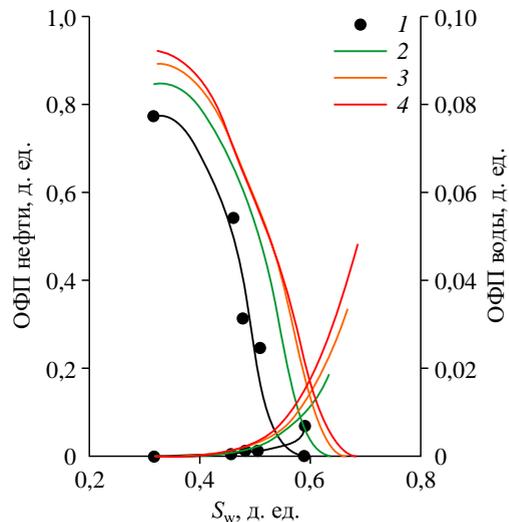


Рис. 10. Расчетные функции ОФП при температурах 17 (1), 40 (2), 70 (3) и 100 °С (4).

в диапазоне 17–125 °С (см. рис. 8). Изменение выраженности четочного и капельного режимов течения при прогреве пористой среды учитывалось по зависимости $\tilde{A}(T) = CA_0(T/20)^{-0,211}$, полученной по экспериментальным результатам, где $C = 0,97$, $A_0 = 0,32$.

Результаты расчета ОФП при различных температурах представлены на рис. 10. Видно, что наибольшее увеличение ОФП достигается при росте температуры от начальной температуры пласта до 40 °С. Это объясняется значительным снижением вязкости нефти при увеличении температуры в этом диапазоне и, как следствие, уменьшением диссипации энергии из-за трения флюидов о стенки поровых каналов и из-за местных сопротивлений.

Выводы

1. Представлена усовершенствованная физико-математическая модель многофазной фильтрации нефти и воды в пористой среде, учитывающая влияние температуры как параметра, определяющего изменение смачиваемости и интенсивности межфазного взаимодействия.

2. Установлено, что изменение свойств флюидов и породы при увеличении температуры приводит к уменьшению интенсивности формирования четочного течения и способствует переходу четочного течения в капельное течение.

3. С использованием разработанной модели проведен расчет ОФП при различных температурах для слабосцементированной породы одного из месторождений Западной Сибири, которое содержит ВВН.

4. Согласно расчетам, при совместной фильтрации ВВН и воды основной вклад в фильтрационное сопротивление многофазному потоку вносят гидравлические потери давления, обусловленные вязким трением флюидов и местными сопротивлениями. Потери давления из-за межфазного взаимодействия составляют до 30 % от суммарных потерь давления, что существенно меньше, чем при фильтрации нефти малой вязкости.

Список литературы

1. Лапин К.Г., Торопов К.В., Волгин Е.Р., Бязров Р.Р., Галимов В.В., Лагутина М.А. Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения // Экспозиция нефть–газ. 2022. № 2. С. 60–64.
2. Морозок О.А., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Черепанова Н.А., Блинова Т.С., Исаева М.И., Новосадова И.В., Шульга Р.С., Серкин М.Ф. Экспериментальное обоснование эффективного метода добычи высоковязкой нефти для одного из месторождений Западной Сибири // Нефт. хоз-во. 2023. № 4. С. 66–70.
3. Балашов В.А., Савенков Е.Б., Четверушкин Б.Н. Вычислительные технологии программного комплекса DiMP-Нудго для моделирования микротечений // Мат. моделирование. 2019. № 7. С. 21–44.
4. Демьянов А.Ю., Динариев О.Ю., Евсеев Н.В. Основы метода функционала плотности в гидродинамике. М.: Физматлит, 2009. 312 с.
5. Armstrong R.T., Berg S., Dinariev O., Evseev N., Klemin D., Koroteev D., Safonov S. Modeling of pore-scale two-phase phenomena using density functional hydrodynamics // Transport in Porous Media. 2016. Vol. 112. P. 577–607.
6. Akai T., Blunt M. J., Bijeljic B. Pore-scale numerical simulation of low salinity water flooding using the lattice Boltzmann method // J. Colloid Interface Sci. 2020. Vol. 566. P. 444–453.
7. Kang Q., Lichtner P.C., Janeky D.R. Lattice Boltzmann method for reacting flows in porous media // Adv. Appl. Mathematics and Mechanics. 2010. No. 5. P. 545–563.
8. Blunt M.J. Multiphase Flow in Permeable Media: A Pore-Scale Perspective. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 498 p.
9. Zubov A.S., Murygin D.A., Gerke K.M. Pore-network extraction using discrete Morse theory: preserving the topology of the pore space // Phys. Rev. E. 2019. Vol. 106. P. 1–23.

10. **Zhizhimontov I.N., Stepanov S.V., Stepanov A.V.** Development of the technology for obtaining relative phase permeabilities at different temperatures based on digital stochastic poro-network modeling // SPE-196994, SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, 2019. P. 1–9.
11. **Алтунин А.Е., Соколов С.В., Степанов С.В., Черемисин Н.А., Шабаров А.Б.** Расчетный метод получения ОФП на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов // Нефтепромысловое дело. 2013. № 8. С. 40–46.
12. **Загоровский М.А., Степанов С.В., Шабаров А.Б.** Метод расчета относительных фазовых проницаемостей на основе эмпирической функции межфазного взаимодействия // Вестн. Тюм. гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2023. № 2. С. 59–74.
13. **Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Ковалев А.Г.** Физика нефтяного и газового пласта. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2005. 280 с.
14. **Wang Z., Liu K., Zhang C., Yan H., Yu J., Yu B., Liu J., Jiang T., Dan W., Hu C.** Integral effects of porosity, permeability, and wettability on oil–water displacement in low-permeability sandstone reservoirs — insights from X-ray CT-monitored core flooding experiments // Processes. 2023. No. 11. P. 1–12.
15. **Кузина О.А., Шабаров А.Б.** Расчетно-экспериментальный метод определения параметров фильтрации смеси «нефть — водный раствор поверхностно-активных веществ» // Вестн. Тюм. гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. № 1. С. 41–64.
16. **Honarpour M., Koederitz L., Harvey A.H.** Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. CRC Press Inc., Boca Raton, Florida, 1986. 143 p.
17. **Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С.** Теплопередача. М.: Энергия, 1969. 440 с.
18. **Deshpande S., Anumolu L., Trujillo M.** Evaluating the performance of the two-phase flow solver interFoam // Comput. Sci. and Discovery. 2012. No. 5. P. 2–33.
19. **Starnoni M., Pokrajac D.** Numerical study of the effects of contact angle and viscosity ratio on the dynamics of snap-off through porous media // Adv. Water Resour. 2018. No. 111. P. 70–85.
20. **Zhang C., Yuan Z., Matsushita S., Xiao F., Suekane T.** Interpreting dynamics of snap-off in a constricted capillary from the energy dissipation principle // Phys. Fluids. 2021. Vol. 33. P. 1–17.
21. **Пряжников М.И., Минаков А.В., Пряжников А.И., Якимов А.С.** Карта режимов течения вода–нефть в прямом микроканале // Письма в ЖТФ. 2022. № 3. С. 6–9.
22. **Питюк Ю.А., Саметов С.П., Фазлетдинов С.У., Батыршин Э.С.** Численное и экспериментальное исследование влияния смачиваемости и капиллярного числа на эффективность вытеснения нефти в модели порового дублета // Прикл. механика и техн. физика. 2023. № 3. С. 38–48.
23. **Хасанов М.М., Булгакова Г.Т.** Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах. М., Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2003. 288 с.
24. **Степанов С.В., Шабаров А.Б.** К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами горных пород // Вестн. Тюм. гос. ун-та. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. № 1. С. 92–111.

*Статья поступила в редакцию 26 декабря 2023 г.,
после доработки — 15 апреля 2024 г.,
принята к публикации 13 июня 2024 г.*