

Ольга Александровна КУЗИНА¹
Александр Борисович ШАБАРОВ²

УДК 532.546.3

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ФИЛЬТРАЦИИ СМЕСИ «НЕФТЬ — ВОДНЫЙ РАСТВОР ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ»

¹ ассистент кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
o.a.kuzina@utmn.ru

² доктор технических наук,
профессор кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
kaf_mms@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

Аннотация

В статье описана физико-математическая кластерная четочная модель и метод расчета течения двухфазной смеси «нефть — водный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ)» в поровом пространстве горных пород. Данный метод позволяет прогнозировать влияние вида водного раствора ПАВ и температуры раствора на вид кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

Изложены результаты экспериментального исследования стационарной двухфазной фильтрации жидкости в модели пласта через составную колонку образцов керна. Приведена методика определения функций ОФП с применением добавочных реагентов на основе полученных обобщенных опытных данных и расчета потерь давления из-за трения, местных сопротивлений и межфазного взаимодействия при течении водонефтяной смеси в поровых каналах.

Предложены формулы расчета потерь от межфазного взаимодействия с учетом влияния вида ПАВ и температуры пласта. Получены зависимости относительной амплитуды

Цитирование: Кузина О. А. Расчетно-экспериментальный метод определения параметров фильтрации смеси «нефть — водный раствор поверхностно-активных веществ» / О. А. Кузина, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 1 (21). С. 41-64. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-41-64

потерь давления от межфазного взаимодействия и положения максимума потерь колоколообразной кривой от вида ПАВ, температуры пласта и работы адгезии, позволяющие аппроксимировать величины потерь давления на межфазные взаимодействия с учетом поверхностно-активных веществ и температуры. Показано влияние температуры на вид кривых ОФП.

Установлено, что применение исследованных водных растворов ПАВ вместо воды для вытеснения нефти приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности в керне вследствие снижения межфазного натяжения на границе «нефть — вода», что в результате приводит к увеличению нефтеотдачи.

Ключевые слова

Двухфазная фильтрация, поверхностно-активные вещества, кластерная сетевая модель, потери давления от межфазного взаимодействия, относительная работа адгезии, капиллярное число.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-41-64

Введение

Методика расчета относительных фазовых проницаемостей нефтяной и водной фаз является неотъемлемой частью гидродинамических моделей месторождений. От качества данных об ОФП в значительной мере зависит качество модели и, как следствие, качество проектных решений. В настоящее время развивается научное направление, посвященное расчетно-экспериментальному определению ОФП [1, 5, 9-15, 17, 19, 21-26]. Для описания процессов совместного движения флюидов в породах-коллекторах с межзерновой пористостью большое распространение приобрели гидродинамические модели, в которых поровое пространство в масштабе зерна описывается цифровой моделью совокупности капиллярных каналов [13-15, 19, 21-25]. Для обобщения опытных данных о потерях при межфазном взаимодействии, в том числе при неизотермических условиях и при наличии в потоке ПАВ, требуется проведение экспериментальных исследований и развития расчетных методов.

В работах [15, 26 и др.] показано существенное влияние различных ПАВ на параметры фильтрации и остаточную нефтенасыщенность. Написан ряд обзорных работ [13, 21 и др.], посвященных исследованиям относительных фазовых проницаемостей. Однако до настоящего времени не существует гидродинамического метода определения ОФП с применением химических добавок. Метод, предложенный в данной работе, позволяет в разы сократить время на исследование влияния того или иного ПАВ на ОФП.

Свойства пластовых жидкостей и пласта-коллектора в немалой мере зависят от температуры, поэтому на вид кривых ОФП также будет влиять и этот параметр. Изменение температуры может влиять на коллекторские свойства горных пород в результате изменения формы и размеров поровых пустот, потому как

зерна минералов, образующих скелет породы, имеют различные коэффициенты термического расширения. С изменением температуры изменяется смачиваемость — наиболее важный параметр системы «порода — флюид». С повышением температуры часто увеличивается гидрофильность нефтегазоносных пластов-коллекторов, что в свою очередь влияет на фазовые проницаемости [8, 16, 18, 20, 26].

Предложенный в данной работе метод позволит прогнозировать вид кривых ОФП при вытеснении нефти при различных температурах различными видами водных растворов ПАВ.

Геометрическая и кластерная сетевая четочная модель течения смеси «нефть — водный раствор ПАВ»

Существуют различные методы определения относительных фазовых проницаемостей при решении задач многофазной фильтрации. Их можно разделить [13] на четыре основные группы: экспериментальные (керновые испытания), расчетно-экспериментальные, эмпирические и методы, основанные на использовании промысловых опытных данных и решении обратных задач. В расчетно-экспериментальных методах модель порового пространства может быть построена на основе кривых капиллярного давления, томографии либо задаваться априорно. Методы моделирования многофазных течений подразделяются на полуэмпирические канальные методы, квазиодномерное моделирование в каналах сетевой структуры, методы 2D и 3D-моделирования в пространственной поровой структуре [13].

Рассмотренная выше классификация методов определения ОФП позволяет по критериям физической обоснованности и простоты численной реализации выбрать для расчетов ОФП при фильтрации смеси «нефть — водный раствор ПАВ» кластерную сетевую четочную модель течения, предложенную и обоснованную в работах А. Б. Шабарова, С. В. Степанова, А. В. Шаталова и др. [10, 11, 13, 14, 25 и др.]. Разработанные гидродинамические методы расчета применительно к течениям водонефтяных смесей обеспечивают необходимую достоверность прогнозирования и направлены на повышение нефтеотдачи пласта, однако требуют накопления и обобщения опытных данных для различных типов коллекторов. Эти методы включают в себя геометрическую и цифровую модель порового пространства, систему уравнений гидродинамики четочного течения в сети поровых каналов и эмпирические зависимости для учета потерь из-за межфазного взаимодействия при различной водонасыщенности [1, 5, 9, 10, 12-14, 26 и др.].

Схема капиллярного кластера (рис. 1), предложенная в [14], представляет собой систему непересекающихся кластеров, состоящих из $\beta = 4-12$ малых извилистых каналов диаметром $d = (\frac{1}{N_M} \sum_{j=1}^{N_M} N_j d_j^4)^{0,25}$ и одного крупного извилистого канала диаметром $D = (\frac{1}{N_B} \sum_{j=1}^{N_M+1} N_j D_j^4)^{0,25}$, соединенного перемычками диаметром d с малыми каналами (рис. 2), $\sum_{j=1}^{N_M} N_j \leq N_M \leq \sum_{j=1}^{N_M+1} N_j$. Число кластеров в образце равно $N_c = F_k/F_c$, где F_k, F_c — площади поперечного сечения керна и кластера. В пределах кластера влиянием поперечного градиента

давления, по сравнению с продольным, пренебрегают. Распределение N_j пор по диаметрам d_j , D_j определяется по гистограммам, построенным по кривым капиллярного давления.

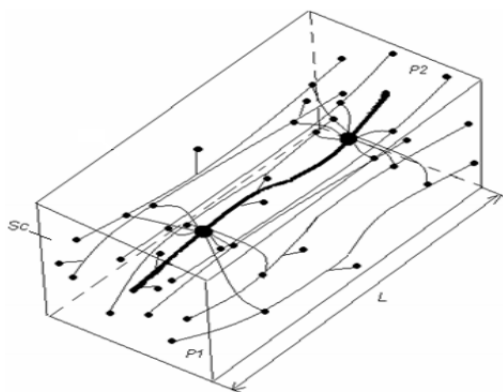


Рис. 1. Схема капиллярного кластера:

S_c — сечение кластера; P_1, P_2 — давления на входе и выходе из кластера; L — длина кластера

Источник: [14].

Fig. 1. The scheme of the capillary cluster:

S_c — section of the cluster; P_1, P_2 — pressure at the entrance and exit of the cluster; L — cluster length

Source: [14].

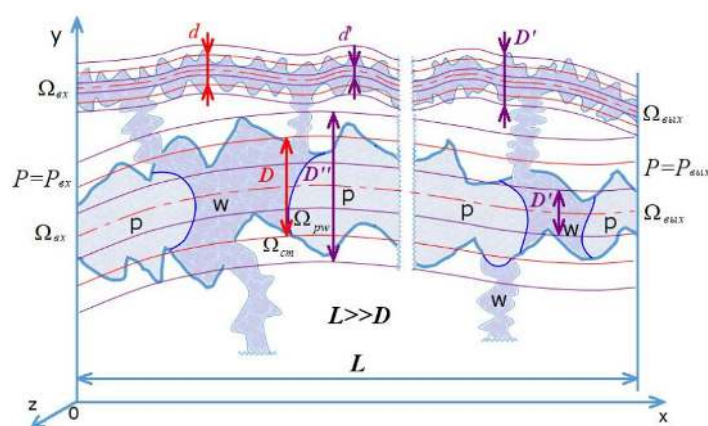


Рис. 2. Движение жидкостей по капиллярам кластера (показан большой, один малый канал и перемычки). L — длина кластера, d и D — среднерасходные диаметры малых и больших капилляров

Источник: [14].

Fig. 2. The movement of liquids through the capillaries of the cluster (shown large, one small channels and jumpers). L — cluster length, d and D — average consumption diameters of small and large capillaries

Source: [14].

На основе этого распределения строится геометрическая модель порового пространства. При этом вычисляются [13, 14] геометрические параметры кластера.

По найденным диаметрам больших (D) и малых (d) каналов, принятым коэффициентам извилистости $K_{изв.}$ и параметрам β , пористости m , длине L и диаметру зерна D_k определяются [14], во-первых, характерные объемы в пределах кластера:

$$\begin{aligned}\tilde{V}_B &= \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot K_{изв.B} \cdot L, \\ \tilde{V}_M &= \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot K_{изв.M} \cdot L \cdot \beta \approx \tilde{V}_{PER},\end{aligned}\quad (1)$$

где \tilde{V}_B , \tilde{V}_M , \tilde{V}_{PER} — объемы больших, малых каналов и перемычек, по которым движутся флюиды; во-вторых, остаточные насыщенности водным раствором ПАВ S_* и нефтью $(1 - S^*)$ определяются по известным обобщенным опытным данным или находятся в специальных модельных, с однофазными флюидами, экспериментах 1 и 2 (см. далее). Тогда

$$\begin{aligned}V_B &= \frac{\tilde{V}_B + V_{POR} \cdot (1 - S^*)}{1 - S_*}, & V_M &= V_{PER} = \tilde{V}_M \cdot (1 + S_*), \\ V_{POR} &= V_B + V_M + V_{PER}, & V_c &= \frac{V_{POR}}{m}, \\ \sim \tilde{V}_{BWS} &= V_{POR} \cdot S - V_M - V_{PER} - V_B \cdot S_*,\end{aligned}\quad (2)$$

где V_B , V_M , V_{POR} , V_c , V_{BWS} — объемы (m^3) соответственно больших, малых каналов с учетом остаточных флюидов, пор, кластера и движущегося объема водного раствора ПАВ в кластере; в-третьих, доля водного раствора ПАВ в движущемся объеме в большом канале $\tilde{S} = \frac{q_{BWS}}{q_B}$ определяется отношением найденных по формулам (1) и (2) величин:

$$\tilde{S} = \frac{\tilde{V}_{BW}}{\tilde{V}_B}.\quad (3)$$

Вычисляются площадь сечения кластера и число кластеров в зерне:

$$F_c = \frac{V_c}{L}, \quad N_c = \frac{F_{\text{зерна}}}{F_c}.\quad (4)$$

Потери давления при течении флюидов в больших и малых каналах

Следуя исследованиям [13, 14], будем полагать в данной работе, что в больших каналах происходит четочное квазиодномерное стационарное течение нефти и водного раствора ПАВ, а в малых каналах и перемычках движется водный раствор ПАВ. По уравнениям гидродинамики [12] вычисляются потери трения и потери местные в поровых каналах.

При четочном течении нефти и водного раствора ПАВ в извилистых больших каналах переменного сечения (при наличии массообмена через перемычки с малыми каналами) потери давления включают в себя следующие виды потерь [13, 14]: $\Delta P_{\text{тр.о.}}$, $\Delta P_{\text{тр.вс}}$ — потери из-за вязкого трения нефти и водного раствора ПАВ о стенки поровых каналов, $\Delta P_{\text{м.о}}$ и $\Delta P_{\text{м.вс}}$ — потери из-за местных сопротивлений (расширения и сужения каналов, резких поворотов, вихревых областей) в поровых каналах по нефти и водным растворам ПАВ, а также потери из-за межфазного взаимодействия $\Delta P_{\text{мф}}$ вследствие деформации капель, уменьшения проходных сечений из-за образования пленок, диссипации энергии при дроблении и объединении капель, образования и взаимодействия между ганглиями, смешения потоков из перемычек с флюидами в каналах и т. д.:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{тр.о.}} + \Delta P_{\text{м.о}} + \Delta P_{\text{тр.вс}} + \Delta P_{\text{м.вс}} + \Delta P_{\text{мф}}. \quad (5)$$

При течении водного раствора ПАВ в малых каналах потери давления складываются из потерь трения и местных сопротивлений:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{тр.вс}} + \Delta P_{\text{м.вс}}. \quad (6)$$

Следует отметить, что потери давления в пределах керна в больших и малых каналах, рассчитанные из формул (1) и (2), совпадают: $|\Delta P_B| = |\Delta P_M| = P_1 - P_2$, где P_1 и P_2 — давления на входе и выходе из керна.

Далее последовательно рассматриваются расчетные модели определения потерь давления из-за трения местных сопротивлений и межфазного взаимодействия.

Потери трения и местные сопротивления в поровых каналах

Потери трения при ламинарном четочном течении определяются по формуле Пуазейля [12, 14] с учетом доли движущегося объема водного раствора ПАВ в

большом канале к объему движущихся флюидов в этом канале $\tilde{S} = \frac{\tilde{V}_{\text{вс}B}}{\tilde{V}_B}$ для нефти:

$$\Delta P_{\text{тр.о}} = \frac{128 \cdot \mu_o \cdot L \cdot K_{\text{изв.}B}}{\pi \cdot D^4} \cdot (1 - \tilde{S}) \cdot Q_B; \quad (7)$$

для водного раствора ПАВ:

$$\sim \Delta P_{\text{тр.вс}} = \frac{128 \cdot \mu_{\text{вс}} \cdot L \cdot K_{\text{изв.}B}}{\pi \cdot D^4} \cdot \tilde{S} \cdot Q_B, \quad (8)$$

где μ_o , $\mu_{\text{вс}}$ — динамическая вязкость (кг/мс) нефти и водного раствора ПАВ; L — длина керна; $K_{\text{изв.}B} = \frac{\bar{L}}{L}$, \bar{b}/r — коэффициент извилистости больших каналов; L — средняя длина большого порового канала в пределах керна; Q_B — объемный суммарный расход (м³/с) нефти $Q_o = Q_B \cdot (1 - \tilde{S})$ и водного раствора ПАВ $Q = Q_B \cdot \tilde{S}$ в большом канале.

Потери трения при ламинарном течении водного раствора ПАВ в малых каналах по формуле Пуазейля:

$$\Delta P_M = \frac{128 \cdot \mu_{ws} \cdot L \cdot K_{изв.М}}{\pi \cdot d^4} \cdot Q_M, \quad (9)$$

где $K_{изв.М} = \frac{\tilde{L}_M}{L}$, б/р — коэффициент извилистости малого канала, \tilde{L}_M — средняя длина малого порового канала; Q_M — объемный расход (м³/с) водного раствора ПАВ в одном малом канале.

Учет по расчетной модели [14] потерь давления через перемычки обычно приводит к изменению расходов флюидов через керн в пределах 0,5-1,5%, чем во многих случаях можно пренебречь.

Следует отметить, что μ_{ws} существенно зависит от вида ПАВ и температуры T , что существенно отличает результаты расчетов по формулам (7)-(9) от результатов расчетов для воды [13, 14 и др.].

Для определения потерь давления на местных сопротивлениях воспользуемся следующим суждением.

Потери давления из-за трения на длине керна L при ламинарном течении (формулы (7)-(9)) линейно зависят от объемных расходов Q_o , Q_{wsB} , Q_{wsM} . Расход фаз, определяемый по обобщенной формуле Дарси и градиент давления на керне с площадью поперечного сечения F_k также линейно связаны:

$$Q_i = -\frac{f_i \cdot K_0 \cdot F_k}{\mu_i} \cdot \frac{dP}{dx} \approx -\frac{f_i \cdot K_0 \cdot F_k}{\mu_i} \cdot \frac{\Delta P}{L}. \quad (10)$$

При отсутствии межфазного взаимодействия $\Delta P = C_i \cdot Q_i$; из (7)-(10) следует, что $\Delta P_{тр.i} = C_{i\text{ тр.}} \cdot Q_i$, где C_i , $C_{i\text{ тр.}}$ — постоянные, не зависящие от Q_i . Тогда $\Delta P_{м.и} = \Delta P - \Delta P_{тр.i} = (C_i - C_{i\text{ тр.}}) \cdot Q_i$.

Следовательно, можно полагать, что в пределах применимости обобщенного закона Дарси потери из-за местных сопротивлений $\Delta P_{мест.i}$ в поровых каналах, имеющих средний диаметр порядка 10 мкм и относительную длину в керне $>10^3$, линейно зависят от расходов.

Таким образом, в отличие от течения жидкостей и газов в гладких, слабо изогнутых каналах, где местные потери $\Delta P_{мест.}$ пропорциональны $\rho \cdot (\theta^2/2)$, в длинных поровых каналах (с диаметром порядка 10 мкм, с распределенными по длине многочисленными местными сопротивлениями) в области применимости закона Дарси местные сопротивления пропорциональны скорости или расходу в первой степени, т. е.:

$$\Delta P_{м.и} = C_{мест.i} \cdot Q_i. \quad (11)$$

Тогда для течения нефти в больших каналах:

$$\Delta P_{MO} = K_{MB} \cdot \Delta P_{тр.o}; \quad (12)$$

для водного раствора ПАВ в больших каналах:

$$\Delta P_{Mws} = K_{MB} \cdot \Delta P_{тр.ws}. \quad (13)$$

Суммарные потери трения и местных сопротивлений в большом канале без учета межфазного взаимодействия для нефти:

$$\Delta P_{BO} = \Delta P_{тр.o} + P_{м.o} = C_o \cdot K_B \cdot (1 - \tilde{S}) \cdot Q_B, \quad (14)$$

где $C_o = (128 \cdot \mu_o \cdot L) / (\pi \cdot D^4)$ — коэффициент потерь трения по нефти; $K_B = K_{изв.B} \cdot (1 + K_{MB})$. То же для водного раствора ПАВ:

$$\Delta P_{BWS} = \Delta P_{тр.wsb} + P_{мест.wsb} = C_{wsB} \cdot K_B \cdot \tilde{S} \cdot Q_B, \quad (15)$$

где $C_{wsB} = (128 \cdot \mu_{ws} \cdot L) / (\pi \cdot D^4)$ — коэффициент потерь трения по водному раствору ПАВ в больших каналах.

Потери давления в большом канале:

$$\Delta P_B = \Delta P_{BO} + \Delta P_{BWS} = K_B \cdot [C_o \cdot (1 - \tilde{S}) + C_{wsB} \cdot \tilde{S}] \cdot Q_B. \quad (16)$$

Потери в малом канале:

$$\Delta P_M = \Delta P_{тр.M} + P_{MM} = K_M \cdot C_{wsM} \cdot Q_{M1}, \quad (17)$$

где $C_{wsM} = (128 \cdot \mu_{ws} \cdot L) / (\pi \cdot d^4)$; $K_M = K_{изв.M} \cdot (1 + K_{MM})$ — коэффициент потерь по водному раствору ПАВ в малом канале. И тогда:

$$\Delta P_M = K_M \cdot \frac{128 \cdot \mu_{ws} \cdot L}{\pi \cdot d^4} \cdot Q_{M1}. \quad (18)$$

Коэффициенты $K_B(\tilde{S})$ и K_M , учитывающие отличие потерь давления в реальных поровых каналах с учетом изменения поперечных сечений и извилистости каналов, находятся в двух специальных модельных экспериментах при исследовании фильтрации однофазных сред — нефти и водного раствора ПАВ, а также могут быть обобщены по опытным данным в виде эмпирических формул.

Модельный эксперимент 1 проводится при следующих условиях: рабочее тело — нефть, $S = S_*$, $\tilde{S} = \frac{S-S_*}{S^*-S_*}$, $Q_{ws} = 0$, $\Delta P_{мф} = 0$. Измеряются $\Delta P = \Delta P^*$, $Q_o = Q_o^*$, где S_* , S^* — остаточная насыщенность водного раствора ПАВ и нефти.

По результатам этого эксперимента вычисляются:

— расход нефти через один кластер: $Q_{o1*} = Q_o / N_c$,

— коэффициент потерь при течении нефти и остаточной насыщенности водного раствора ПАВ:

$$K_{B*} = \frac{\Delta P^*}{C_o \cdot Q_{o1*}}. \quad (19)$$

Модельный эксперимент 2 проводится при следующих условиях: рабочее тело — водный раствор ПАВ, $S = S^*$, $\tilde{S} = 1$, $Q_o^* = 0$, $\Delta P_{мф} = 0$. Измеряются $\Delta P = \Delta P^*$, $Q_{ws} = Q_{ws}^*$.

Вычисляются:

— расход водного раствора ПАВ через один малый канал ($Q_{M1}^* = \frac{Q_{ws}^*}{N_c \cdot \beta}$) и через один кластер ($Q_{ws1}^* = \frac{Q_{ws}^*}{N_c} = Q_{Bws}^* + \beta \cdot Q_{M1}^*$),

— коэффициент потерь при течении водного раствора ПАВ и остаточной нефтенасыщенности:

$$K_B^* = \frac{\Delta P^*}{C_{Bws} \cdot Q_{Bws}^*}, \quad (20)$$

где $Q_{Bws}^* = Q_{ws}^* \cdot \frac{C^* \cdot D^4}{C^* \cdot D^4 + \beta \cdot d^4}$; $Q_{M1}^* = Q_{ws1}^* \cdot \frac{d^4}{C^* \cdot D^4 + \beta \cdot d^4}$. Параметр C^* может уточняться из условия наилучшего среднеквадратичного совпадения расчетных и экспериментальных данных. В первом приближении $C^* = 1$. Коэффициент потерь трения и местных сопротивлений в малых каналах:

$$K_M = \frac{\Delta P^*}{C_M \cdot Q_{M1}^*}. \quad (21)$$

При различных параметрах насыщенности S может изменяться заполнение нефтью сечения большого канала. Поэтому, с учетом условий $K_B(0) = K_{B*}$, $K_B(1) = K_B^*$, полагаем $m = 1-3$:

$$K_B(\tilde{S}) = K_{B*} + \tilde{S}^m \cdot (K_B^* - K_{B*}). \quad (22)$$

Потери давления из-за межфазного взаимодействия нефти и водного раствора ПАВ

На основе обработки известных данных экспериментальных исследований в работе [14] установлено, что при фильтрации водонефтяной смеси возникают потери давления от взаимодействия фаз — воды и нефти, — которые описываются в безразмерных переменных ($\Delta \bar{P}_{мф} = \frac{\Delta P_{мф}}{\Delta P_{мф.мах}}$, \bar{S}) универсальной колоколообразной кривой (рис. 3).

Аналогичный подход для вычисления $\Delta P_{мф}$ применяется нами при фильтрации системы «нефть — водный раствор ПАВ», но с учетом влияния состава и температуры водного раствора ПАВ на вязкость $\mu_{вз}$, поверхностное натяжение σ , капиллярное число Ca и остаточную нефтенасыщенность $1 - S^*$:

$$\Delta \bar{P}_{мф}(\bar{S}) = \begin{cases} A \cdot \left[1 - \frac{1}{\bar{S}_m^n} \cdot (\bar{S} - \bar{S}_m)^n \right] & \text{при } \bar{S} < \bar{S}_m, \\ A \cdot \left[1 - \frac{1}{(1 - \bar{S}_m)^n} \cdot (\bar{S} - \bar{S}_m)^n \right] & \text{при } \bar{S} \geq \bar{S}_m. \end{cases} \quad (23)$$

Здесь A — максимальное в области $S_* \leq S < S^*$ для данного керна и параметров флюидов значение $\Delta \bar{P}_{мф}$; $\bar{S} = \frac{S - S_*}{S^* - S_*}$; $\bar{S}_m = \frac{S_m - S_*}{S^* - S_*}$; \bar{S}_m — значение \bar{S} , соответствующее максимальному значению $\Delta \bar{P}_{мф}(\bar{S}_m)$, n — эмпирический коэффициент, в рамках данной работы принятый равным 4.

Параметры A и S_m — эмпирические функции, которые с учетом влияния ПАВ описываются следующими формулами [5]:

$$A = a_0 \cdot (Ca \cdot \bar{W}^{0,25})^m, \quad S_m = k \cdot (Ca \cdot \bar{W}^{0,25}) + b, \quad (24)$$

где $a_0 = -0,0018 \cdot T + 0,5187$; $m = 0,0002 \cdot T - 0,0562$; $k = 95,798 \cdot T + 2\,537,4$; $b = 0,0012 \cdot T + 0,4013$.

Следует отметить, что зависимости для A и S_m могут уточняться по мере накопления опытных данных.

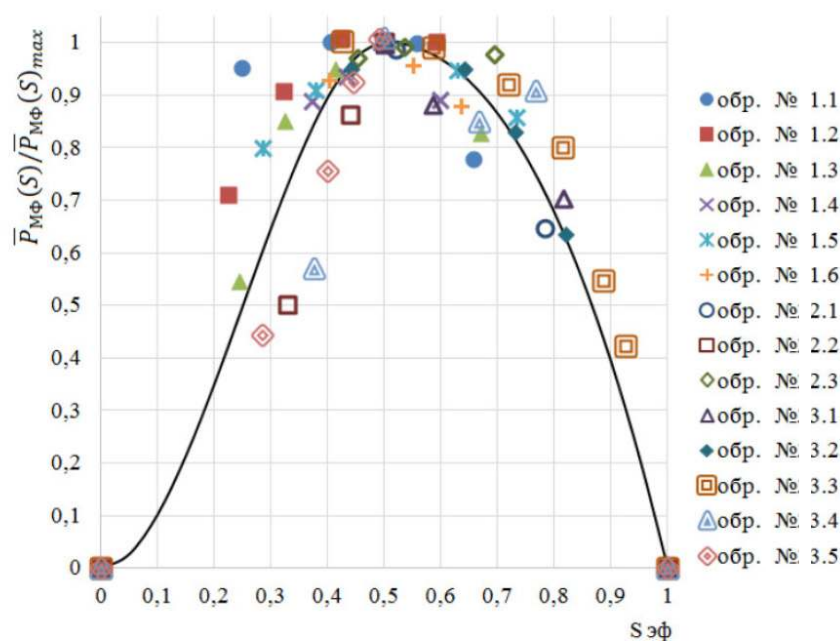


Рис. 3. Зависимость относительных межфазных потерь от насыщенности S (керна Уренского, Русского, Верхнехонского месторождений)

Источник: [14].

Fig. 3. The dependence of the relative interphase losses on the saturation S (cores of the Urnensky, Russian, Verkhnechonsky deposits)

Source: [14].

Анализ результатов расчетов показал, что при применении водного раствора поверхностно-активных веществ основным фактором различия в расчете межфазных потерь давления, по сравнению с водой [14], является отличие относительной амплитуды межфазного взаимодействия A и значение водонасыщенности, соответствующее максимуму функции $\Delta \bar{P}_{мф}(\bar{S}_m)$. На эти параметры влияет вид ПАВ и температура. Ранее в работах [5, 26] при массовой концентрации ПАВ 0,005 и выше был исследован параметр относительной работы адгезии, который обуславливает различие поверхностно-активных веществ. В соответствии с этим было изучено влияние относительной работы адгезии \bar{W} на параметры A и S_m (рис. 4 и 5).

На рис. 4 и 5 приведены графики зависимости амплитуды межфазного взаимодействия и положения максимума от величины относительной работы адгезии. Как видно из рис. 4, существует логарифмическая зависимость амплитуды от относительной работы адгезии, а также наблюдается связь с температурой. Чем лучше отмывающие характеристики ПАВ и чем выше температура, тем ниже амплитуда межфазного взаимодействия, а положение максимума колоколообразной кривой смещается вправо.

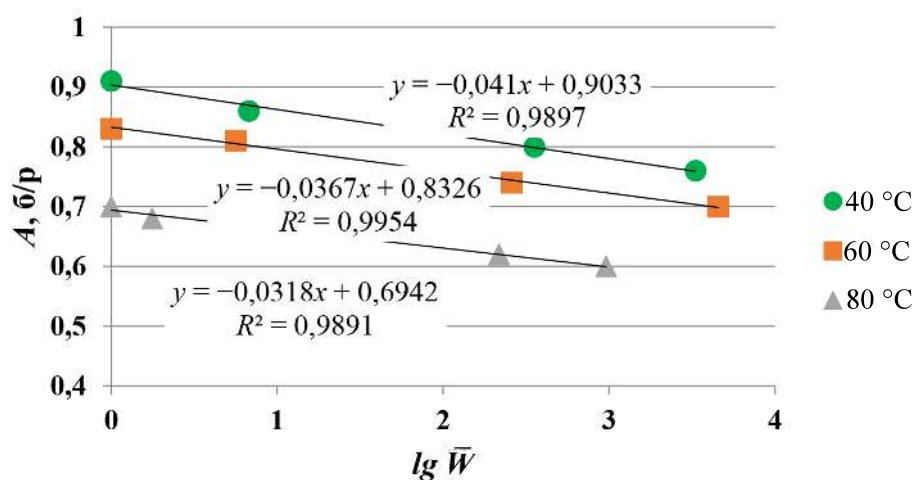


Рис. 4. Зависимость амплитуды A от относительной работы адгезии нефти в логарифмических координатах при температурах 40, 60, 80 °C

Fig. 4. Dependence of amplitude A on the relative work of oil adhesion in logarithmic coordinates at temperatures of 40, 60, 80 °C

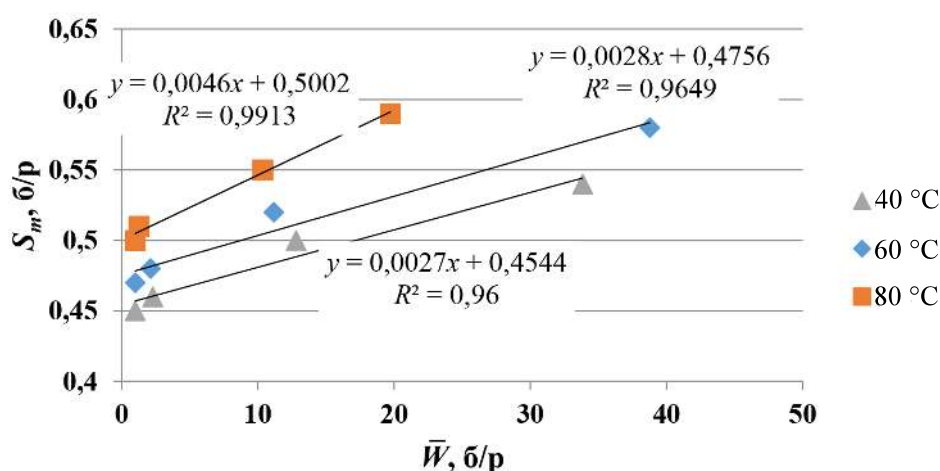


Рис. 5. Зависимость положения максимума функции $\Delta \bar{P}_{m\phi}(\bar{S}_m)$ от относительной работы адгезии нефти в логарифмических координатах при температурах 40, 60, 80 °C

Fig. 5. Dependence of the position of the maximum of the function $\Delta \bar{P}_{m\phi}(\bar{S}_m)$ on the relative work of oil adhesion in logarithmic coordinates at temperatures of 40, 60, 80 °C

Относительные фазовые проницаемости

Суммарные потери давления в большом канале линейно зависят от Q_B (16): $\Delta P = C_B \cdot Q_B$. Тогда при произвольной насыщенности \tilde{S} можно выписать относительные фазовые проницаемости (10) по нефти:

$$\bar{f}_o = \frac{\mu_o \cdot L \cdot Q_o}{K_0 \cdot F_c \cdot \Delta P}, \quad (25)$$

где F_c — площадь (m^2) сечения кластера, состоящего из одного большого и β малых каналов и объема породы с учитываемым коэффициентом пористости m ; $Q_o = (1 - \tilde{S}) \cdot Q_B$ — объемный расход нефти в кластере через большой канал.

Общие потери давления в больших каналах складываются из потерь на межфазное взаимодействие и потерь трения и местных сопротивлений: $\Delta P = \Delta P_{mf} + \Delta P_B$, $\Delta P_{mf} = \Delta \bar{P}_{mf} \cdot \Delta P$. С учетом (16) расход флюидов через большой канал равен:

$$Q_B = \frac{\Delta P \cdot (1 - \Delta \bar{P}_{mf}) \cdot \pi \cdot D^4}{128 \cdot L \cdot K_B \cdot [\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) + \mu_{ws} \cdot \tilde{S}]}. \quad (26)$$

Тогда из (25) и (26) получим расчетную формулу для вычисления ОФП по нефти при различных водонасыщенностях:

$$\bar{f}_o = \frac{\pi \cdot D^4}{128 \cdot K_0 \cdot F_c} \cdot \frac{\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) \cdot (1 - \Delta \bar{P}_{mf})}{K_B \cdot [\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) + \mu_{ws} \cdot \tilde{S}]}. \quad (27)$$

ОФП по водному раствору ПАВ по определению равна:

$$\bar{f}_{ws} = \frac{\mu_{ws} \cdot L \cdot Q_{ws}}{K_0 \cdot F_c \cdot \Delta P}, \quad (28)$$

где $Q_{ws} = Q_{wsB} + \beta \cdot Q_{M1}$ — расход водного раствора ПАВ. Q_{wsB} — объемный расход водного раствора ПАВ в кластере через большой канал, $Q_{wsB} = \tilde{S} \cdot Q_B$. Объемный расход водного раствора ПАВ в кластере через малый канал из (18):

$$Q_{M1} = \frac{\Delta P \cdot \pi \cdot d^4}{128 \cdot K_M \cdot \mu_{ws} \cdot L}. \quad (29)$$

ОФП по водному раствору ПАВ из (28), (26) и (29) может быть вычислена по формуле:

$$\bar{f}_{ws} = \frac{\pi}{128 \cdot K_0 \cdot F_c} \cdot \left[\frac{(1 - \Delta \bar{P}_{mf}) \cdot D^4 \cdot \tilde{S}}{K_B \cdot \left(\frac{\mu_o}{\mu_{ws}} \cdot (1 - \tilde{S}) + \tilde{S} \right)} + \frac{\beta \cdot d^4}{K_M} \right]. \quad (30)$$

Расчетно-экспериментальный метод определения ОФП при фильтрации смеси «нефть — водный раствор ПАВ»

Разработанный нами метод предназначен для расчета относительных фазовых проницаемостей при расчете фильтрации нефти и водных растворов ПАВ. Идея метода заключается в замене длительных и дорогостоящих экспериментов по двухфазной фильтрации относительно простыми модельными керновыми экс-

периментами по однофазной фильтрации, кривыми капиллярного давления и стандартными экспериментами по определению теплофизических свойств (вязкости, поверхностного натяжения нефти и водных растворов ПАВ). По мере накопления экспериментальных данных о параметрах однофазной фильтрации, кривых капиллярного давления и теплофизических свойствах флюидов данный метод может использоваться как расчетный в существующих и новых симуляторах фильтрационных течений.

Предложенный метод основан на кластерной сетевой четочной модели течения [1, 14, 15, 19, 21-25], которая включает в себя геометрическую модель порового пространства [1, 14, 15, 19, 21-25], эмпирические зависимости для расчета потерь давления на трение, местные сопротивления и межфазное взаимодействие [14], а также систему уравнений квазиодномерных течений фаз в поровых каналах горной породы в масштабе зерна [1, 14, 15, 19, 21-25].

Исходными параметрами при расчете являются: геометрические параметры зерна, такие как диаметры малого и большого канала, число малых каналов в кластере, пористость, длина зерна, абсолютная проницаемость, начальная и конечная водонасыщенности, проницаемости по нефти и по водному раствору ПАВ в концевых точках, перепады давления на зерне в концевых точках, динамические вязкости нефти и водных растворов ПАВ.

Всего в методе можно выделить пять этапов: 1) подготовка данных о свойствах флюидов и зерна, 2) расчет потерь межфазного взаимодействия, 3) расчет коэффициентов потерь трения и местных сопротивлений, 4) расчет геометрических параметров кластера, 5) расчет непосредственно функций относительных фазовых проницаемостей по нефти и водному раствору ПАВ.

Первый этап

Проводятся предварительные экспериментальные исследования по определению свойств водных растворов ПАВ и нефти — вязкости, плотности, поверхностного натяжения на границе «нефть — водный раствор ПАВ», а также свойств зерна — пористости, абсолютной проницаемости. Для определения работы адгезии находятся краевые углы избирательного смачивания. Вязкость измеряется на вибрационном вискозиметре, плотность — на вибрационном измерителе плотностей ВИП. Для определения межфазного натяжения используется метод объема капли [4]. Краевой угол смачивания находится методом лежащей капли [16, 18, 20]. Для определения пористости используется установка для насыщения зернов флюидами, пористость находится по ГОСТу [2]. Абсолютная проницаемость по газу определяется на установке по однофазной фильтрации [3]. В качестве альтернативы могут применяться обобщенные опытные данные.

Второй этап

На данном этапе расчетно-экспериментального метода определения ОФП рассчитываются потери межфазного взаимодействия [14]:

$$\Delta \bar{P}_{\text{мф}}(\bar{S}) = \begin{cases} A \cdot \left[1 - \frac{1}{\bar{S}_m^n} \cdot (\bar{S} - \bar{S}_m)^n \right] & \text{при } \bar{S} < \bar{S}_m, \\ A \cdot \left[1 - \frac{1}{(1 - \bar{S}_m)^n} \cdot (\bar{S} - \bar{S}_m)^n \right] & \text{при } \bar{S} \geq \bar{S}_m, \end{cases} \quad (31)$$

где по эмпирическим формулам определяется, во-первых, амплитуда межфазного взаимодействия: $A = a_0 \cdot (Ca \cdot \bar{W}^{0,25})^m$ (где $a_0 = -0,0018 \cdot T + 0,5187$, $m = 0,0002 \cdot T - 0,0562$), $n = 4$, \bar{W} — параметр относительной работы адгезии (подробнее о его расчете представлено в работах [5, 26]), T — температура (°C) пласта; во-вторых, насыщенность водным раствором ПАВ при максимальной амплитуде: $S_m = k \cdot (Ca \cdot \bar{W}^{0,25}) + b$ (где $k = 95,798 \cdot T + 2\,537,4$, $b = 0,0012 \cdot T + 0,4013$), $\bar{S} = \frac{S - S_*}{S^* - S_*}$, $\bar{S}_m = \frac{S_m - S_*}{S^* - S_*}$.

Третий этап

Для определения коэффициентов потерь давления в больших и малых каналах, а также для нахождения начальной и конечной водонасыщенности проводятся два модельных эксперимента по однофазной стационарной фильтрации в лабораторных условиях. Модельный эксперимент 1 проводится в условиях стационарной фильтрации нефти через составную колонку образцов керна. Рабочим телом является нефть. Водонасыщенность соответствует значению начальной водонасыщенности $S = S_*$, доля подвижной воды $\tilde{S} = 0$. Соответственно, расход водного раствора ПАВ равен $Q_{ws} = 0$. Потери от межфазного взаимодействия $\Delta P_{\text{мф}} = 0$. Измеряются перепад давления на керне $\Delta P = \Delta P_*$ и заданный расход нефти $Q_o = Q_{o1*}$. Определяется параметр коэффициента потерь в большом канале:

$$K_{B*} = \frac{\Delta P_*}{C_o \cdot Q_{o1*}}, \quad (32)$$

где $C_o = (128 \cdot \mu_o \cdot L) / (\pi \cdot D^4)$.

Модельный эксперимент 2 проводится аналогично при стационарной фильтрации, где происходит вытеснение нефти водным раствором ПАВ, таким образом, рабочим телом является водный раствор ПАВ. Водонасыщенность соответствует значению конечной водонасыщенности $S = S^*$, доля подвижной воды $\tilde{S} = 1$. Расход нефти равен $Q_o^* = 0$. Потери от межфазного взаимодействия $\Delta P_{\text{мф}} = 0$. Измеряются потери давления на керне $\Delta P = \Delta P^*$ и расход водного раствора ПАВ $Q_{ws} = Q_{ws}^*$. Определяются параметры:

$$K_B^* = \frac{\Delta P^*}{C_{Bws} \cdot Q_{Bws}^*}, \quad (33)$$

где $C_{Bws} = (128 \cdot \mu_{ws} \cdot L) / (\pi \cdot D^4)$; $Q_{Bws}^* = Q_{ws}^* \cdot \frac{C^* \cdot D^4}{C^* \cdot D^4 + \beta \cdot d^4}$. В первом приближении C^* принимаем равным 1.

Диаметры больших (D) и малых (d) каналов находятся из кривых капиллярного давления и распределения пор по диаметрам [14]. Параметры коэффициента потерь давления в большом канале при различных насыщенностях \tilde{S} аппроксимируем зависимостью:

$$K_B(\tilde{S}) = K_{B*} + \tilde{S}^m \cdot (K_B^* - K_{B*}), \quad (34)$$

тогда коэффициент потерь в малом канале определяется как

$$K_M = \frac{\Delta P^*}{C_M \cdot Q_{M1}^*}, \quad (35)$$

где $Q_{M1}^* = Q_{ws}^* \cdot \frac{d^4}{C^* \cdot D^4 + \beta \cdot d^4}$; $C_M = (128 \cdot \mu_{ws} \cdot L) / (\pi \cdot d^4)$; $m = 3$.

Четвертый этап

Рассчитываются геометрические параметры кластера.

Площадь сечения кластера рассчитывается из геометрической формулы:

$$F_c = \frac{\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L \cdot K_{изв.B} + V_{POR} \cdot (1 - S^*) + (\beta \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L \cdot K_{изв.M} \cdot (1 + S_*)) \cdot (1 + K_{PER}) \cdot (1 - S_*)}{m \cdot L \cdot (1 - S_*)}, \quad (36)$$

где коэффициенты извилистости больших, малых каналов и перемычек принимаются в первом приближении: $K_{изв.B} = K_{изв.M} = 1,3$; $K_{PER} = 1$.

Связь параметров доли подвижной воды \tilde{S} и общей водонасыщенности S выражается из геометрических соотношений зависимостью:

$$\tilde{S} = \frac{V_{POR} \cdot S - V_M - V_{PER} - V_B \cdot S_*}{\frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L \cdot K_{изв.B}}. \quad (37)$$

Пятый этап

Производится расчет ОФП по нефти:

$$\bar{f}_o = \frac{\pi \cdot D^4}{128 \cdot K_0 \cdot F_c} \cdot \frac{\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) \cdot (1 - \Delta \bar{P}_{мф})}{K_B \cdot [\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) + \mu_{ws} \cdot \tilde{S}]}, \quad (38)$$

ОФП по водному раствору ПАВ:

$$\bar{f}_{ws} = \frac{\pi}{128 \cdot K_0 \cdot F_c} \cdot \left[\frac{(1 - \Delta \bar{P}_{мф}) \cdot D^4 \cdot \tilde{S}}{K_B \cdot \left(\frac{\mu_o}{\mu_{ws}} \cdot (1 - \tilde{S}) + \tilde{S} \right)} + \frac{\beta \cdot d^4}{K_M} \right]. \quad (39)$$

Для получения кривых ОФП расчеты со второго по пятый этап повторяются для различных значений $0 < \tilde{S} < 1$.

Экспериментальное обоснование разработанного метода расчета ОФП с учетом влияния ПАВ и температуры флюидов

Разработанный метод был использован для расчетов ОФП на составном керне песчаного типа с применением трех ПАВ отечественного производства: неионогенных синтанола АЛМ-1 и неонола АФ 9-12, а также анионного лаурилсульфата натрия.

Были проведены экспериментальные исследования на автоматизированном программно-измерительном комплексе ПИК-ОФП/ЭП-3 [6], предназначенном для моделирования двухфазного потока через образцы составного керна в условиях повышенного давления и температуры. Эксперименты проводились при пластовом давлении 3 МПа и температурах пласта 40, 60 и 80 °С. Концентрация водных растворов ПАВ составила 0,5% масс. Водные растворы ПАВ готовились на модели пластовой воды, в качестве которой выступала дистиллированная вода с минерализацией NaCl 20 г/л.

Методом стационарной фильтрации [6] были получены экспериментальные точки ОФП в зависимости от водонасыщенности. Относительные фазовые проницаемости рассчитывались из обобщенной формулы Дарси (10) при фиксированном расходе 0,1 мл/мин. Линейная скорость составила 1,7 м/сут. Расчетным параметром при данном методе является перепад давления.

На рис. 6-8 представлены три графика функций ОФП по нефти и водному раствору ПАВ для различных температур, на каждом из которых даны экспериментальные (точки) и расчетные (линии) зависимости. Видно, что расчетные и экспериментальные данные соответствуют друг другу в пределах погрешности, которая для относительных фазовых проницаемостей составила 6,7%, для водонасыщенности — 5%.

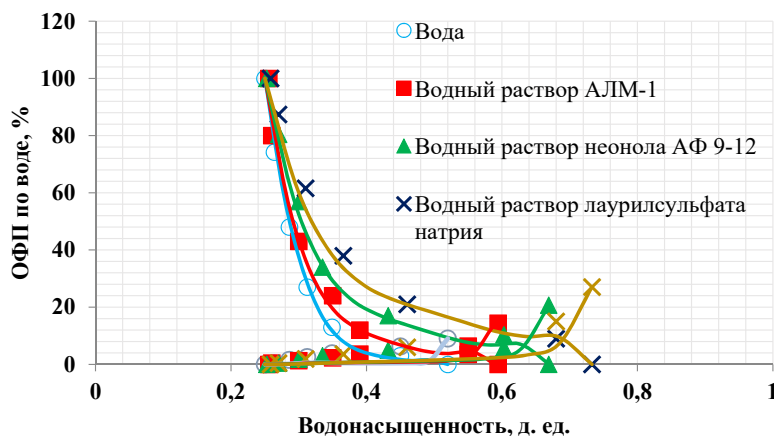


Рис. 6. Сравнение экспериментальных (точки) и расчетных (линии) зависимостей ОФП от водонасыщенности по нефти и водным растворам ПАВ при температуре 40 °С

Fig. 6. Comparison of experimental (points) and calculated (lines) dependences of RPP on water saturation for oil and aqueous surfactant solutions at a temperature of 40 °С

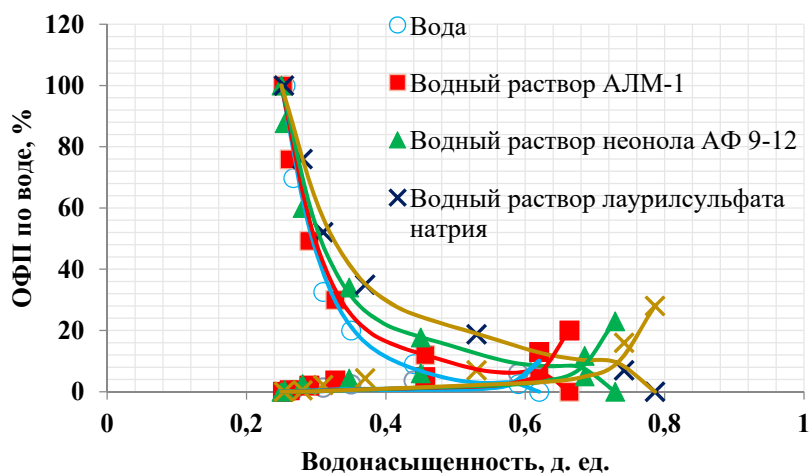


Рис. 7. Сравнение экспериментальных (точки) и расчетных (линии) зависимостей ОФП от водонасыщенности по нефти и водным растворам ПАВ при температуре 60 °С

Fig. 7. Comparison of experimental (points) and calculated (lines) dependences of RPP on water saturation for oil and aqueous surfactant solutions at a temperature of 60 °C

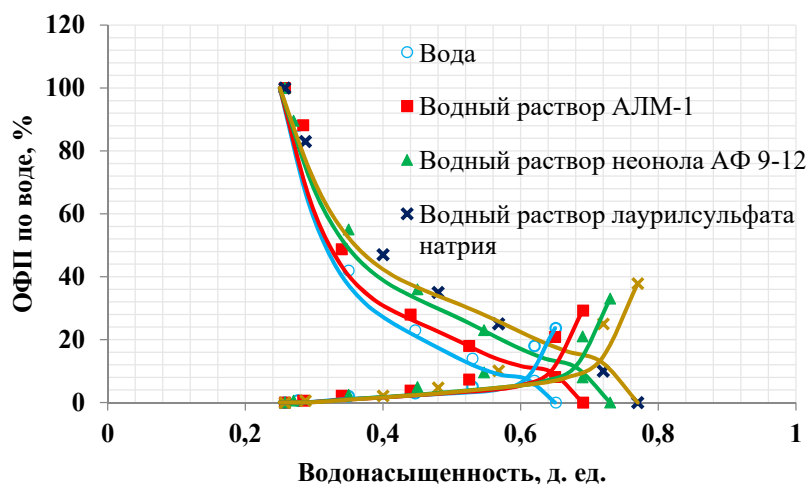


Рис. 8. Сравнение экспериментальных (точки) и расчетных (линии) зависимостей ОФП от водонасыщенности по нефти и водным растворам ПАВ при температуре 80 °С

Fig. 8. Comparison of experimental (points) and calculated (lines) dependences of RPP on water saturation for oil and aqueous surfactant solutions at a temperature of 80 °C

Таким образом, данный расчетно-экспериментальный метод обоснован полученными опытными данными. Видно, как температура влияет на вид кривых ОФП. С повышением температуры увеличивается водонасыщенность, что положительно влияет на нефтевытеснение. Также видно, как введение ПАВ в минерализованную воду сказывается на остаточной водонасыщенности. Лучшим поверхностно-активным веществом себя показал лаурилсульфат натрия, который вне зависимости от температуры вытесняет больше нефти, чем другие выбранные ПАВ.

Заключение

1. Разработан и экспериментально обоснован расчетно-экспериментальный метод определения кривых ОФП при фильтрации смеси «нефть — водный раствор ПАВ», позволяющий прогнозировать влияние вида водного раствора поверхностно-активных веществ и температуры раствора на вид кривых ОФП.
2. Выявлены зависимости относительной амплитуды потерь давления от межфазного взаимодействия и положения максимума потерь колоколообразной кривой от вида ПАВ, температуры и работы адгезии, позволяющие аппроксимировать величины потерь давления на межфазные взаимодействия с учетом поверхностно-активных веществ и температуры.
3. Получены и экспериментально обоснованы расчетные формулы для определения ОФП по нефти и водному раствору ПАВ:

$$\bar{f}_o = \frac{\pi \cdot D^4}{128 \cdot K_0 \cdot F_c} \cdot \frac{\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) \cdot (1 - \Delta \bar{P}_{мф})}{K_B \cdot [\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) + \mu_{ws} \cdot \tilde{S}]}$$

$$\bar{f}_{ws} = \frac{\pi}{128 \cdot K_0 \cdot F_c} \cdot \left[\frac{(1 - \Delta \bar{P}_{мф}) \cdot D^4 \cdot \tilde{S}}{K_B \cdot \left(\frac{\mu_o}{\mu_{ws}} \cdot (1 - \tilde{S}) + \tilde{S} \right)} + \frac{\beta \cdot d^4}{K_M} \right],$$

где параметры K_0, μ_o, μ_{ws} начально заданы; $D, d, F_c, \tilde{S}, \beta$ находятся из геометрической модели порового пространства; K_M, K_B находятся из граничных условий.

4. Проведены экспериментальные исследования по нахождению экспериментальных точек функций ОФП методом стационарной фильтрации при вытеснении нефти водой и тремя водными растворами ПАВ. Погрешность экспериментального определения ОФП составила 6,7%, для водонасыщенности — 5%. Установлено количественное влияние вида ПАВ и температуры на кривые ОФП. Показано, что результаты расчета ОФП предложенным методом соответствуют экспериментальным данным в пределах погрешности эксперимента.
5. Установлено, что применение исследованных водных растворов поверхностно-активных веществ вместо воды приводит к уменьшению остаточной нефтенасыщенности в керне на 44% при температуре 40 °С, на 42% — при 60 °С, на 34% — при 80 °С.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А. Е. Расчетный метод получения ОФП на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов / А. Е. Алтунин, С. В. Соколов, С. В. Степанов, Н. А. Черемисин, А. Б. Шабаров // Нефтепромысловое дело. 2013. № 8. С. 40-46.
2. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением. М.: Госстандарт СССР, 1985. 8 с.
3. ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М.: Госстандарт СССР, 1985. 16 с.
4. ГОСТ Р 50097-92. Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли. М.: Госстандарт России, 1992. 18 с.
5. Кузина О. А. Влияние капиллярного числа и работы адгезии на вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ / О. А. Кузина, Л. П. Семихина, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 2. С. 27-42. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42
6. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. 35 с.
7. Семихина Л. П. Влияние моющего действия водных растворов поверхностно-активных веществ на извлечение нефти из пластов / Л. П. Семихина, Е. А. Карелин, С. В. Штыков // Вестник Санкт-Петербургского государственного университета технологии и дизайна. Серия 1: Естественные и технические науки. 2019. № 1. С. 38-44.
8. Семихина Л. П. Влияние температуры на способность водных растворов реагентов отмывать нефть с поверхности твердого тела / Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин, А. М. Пашнина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Том 1. № 3 (3). С. 39-51.
9. Степанов С. В. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 112-114.
10. Степанов С. В. Исследование динамических фазовых проницаемостей на основе численного моделирования двухфазного течения в поровых каналах / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Г. С. Бембель, А. В. Шаталов // Материалы XI Всероссийского съезда по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. Казань, 2015. С. 3600-3601.
11. Степанов С. В. Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук / С. В. Степанов. Тюмень: Тюменский государственный университет, 2016.
12. Шабаров А. Б. Гидрогазодинамика: учеб. пос. / А. Б. Шабаров. 2-е изд., перераб. Тюмень: Изд-во Тюменского государственного университета, 2013. 460 с.
13. Шабаров А. Б. Методы определения функций относительной фазовой проницаемости в задачах многофазной фильтрации / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов,

- П. В. Марков, Н. В. Шаталова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 1. С. 79-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109
14. Шабаров А. Б. Потери давления при течении водонефтяной смеси в поровых каналах / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, Газ, Энергетика. 2016. Том 2. № 2. С. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72
15. Al-Gharbi M. S. Dynamic Pore-Scale Modelling of Two-Phase Flow: Ph. D. thesis / M. S. Al-Gharbi. London: Imperial College London, 2004.
16. Aslan S. Non-monotonicity of the contact angle from NaCl and MgCl₂ concentrations in two petroleum fluids on atomistically smooth surfaces / S. Aslan, N. F. Najafabadi, A. Firoozabadi // Energy and Fuels. 2016. Vol. 30. № 4. Pp. 2858-2864. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b00175
17. Blunt M. J. Simulation and theory of two-phase flow in porous media / M. J. Blunt, M. J. King, H. Scher // Physical Review A. 1992. Vol. 46. № 12. Pp. 7680-7699. DOI: 10.1103/physreva.46.7680
18. Lu Y. Effect of low-concentration of 1-pentanol on the wettability of petroleum fluid-brine-rock systems / Y. Lu, N. F. Najafabadi, A. Firoozabadi // Langmuir. 2019. Vol. 35. № 12. Pp. 4263-4269. DOI: 10.1021/acs.langmuir.9b00099
19. Markov P. V. Rock typing on the basis of pore-scale models and complex well log interpretation parameters / P. V. Markov, S. P. Rodionov // International Conference and Exhibition «Tyumen 2017» (11-14 April 2017. Tyumen, Russia). EAGE, 2017. Pp. 1-5.
20. Nasralla R. A. Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock / R. A. Nasralla, M. A. Bataweel, H. A. Nasr-El-Din // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2013. Vol. 52. № 2. Pp. 144-154. DOI: 10.2118/146322-PA
21. Piri M. Pore-Scale Modeling of Three-Phase Flow: Ph. D. thesis / M. Piri. London: Imperial College London, 2003.
22. Raeini A. Q. Modelling Multiphase Flow through Micro-CT Images of the Pore Space: Ph. D. thesis / A. Q. Raeini. London: Imperial College London, 2013.
23. Shandrygin A. N. Digital core analysis for flow process evaluation is myth or reality? / A. N. Shandrygin // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (14-16 October 2014, Moscow, Russia). 2014. Paper SPE-171216-MS.
24. Valavanides M. S. Steady-state two-phase flow in porous media: review of progress in the development of the DeProF theory bridging pore to statistical thermodynamics scales / M. S. Valavanides // Oil and Gas Science and Technology. 2012. Vol. 67. № 5. Pp. 787-804.
25. Valvatne P. H. Predictive Pore-Scale Modelling of Multiphase Flow: Ph. D. diss. / P. H. Valvatne. London: Imperial College London, 2004.
26. Zemenkova M. Yu. Oil displacement by aqueous solutions of surfactants at various temperatures / M. Yu. Zemenkova, O. A. Kuzina, A. B. Shabarov. 2019. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. Vol. 663. № 1. Article № 012003. DOI: 10.1088/1757-899X/663/1/012003

Olga A. KUZINA¹
Aleksandr B. SHABAROV²

UDC 532.546.3

**CALCULATION AND EXPERIMENTAL METHOD
FOR DETERMINING THE FILTRATION PARAMETERS
OF THE MIXTURE “OIL — AQUEOUS SOLUTION OF SURFACTANTS”**

¹ Assistant Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
o.a.kuzina@utmn.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology,
University of Tyumen
kaf_mms@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

Abstract

The article describes a physical and mathematical cluster precise model and a method for calculating the flow of a two-phase mixture “oil — aqueous solution of surface-active substances” in the pore space of rocks. This method allows us to predict the effect of the type of aqueous solution of surface-active substances and the temperature of the solution on the type of relative permeabilities (RPP).

The results of an experimental study of stationary two-phase fluid filtration in a reservoir model through a composite column of core samples are presented. A method is given for determining the relative permeability functions using additional reagents based on the obtained generalized experimental data and calculating pressure losses due to friction, local resistances, and interfacial interaction during the flow of oil-water mixture in the pore channels.

Citation: Kuzina O.A., Shabarov A.B. 2020. “Calculation and experimental method for determining the filtration parameters of the mixture ‘oil — aqueous solution of surfactants’”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 6, no. 1 (21), pp. 41-64.
DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-41-64

Formulas are proposed for calculating losses from interphase interaction taking into account the influence of the type of surfactant and formation temperature. The dependences of the relative amplitude of pressure loss on interfacial interaction and the position of the maximum loss of the bell-shaped curve on the type of surfactant, formation temperature and adhesion work are obtained, which allow approximating the magnitude of pressure loss on interfacial interactions taking into account surfactants and temperature. The effect of temperature on the type of relative permeabilities is shown.

It was established that the use of the studied aqueous surfactant solutions instead of water for oil displacement leads to a decrease in the residual oil saturation in the core due to a decrease in interfacial tension at the oil-water interface, which as a result leads to an increase in oil recovery.

Keywords

Two-phase filtration, surfactants, cluster network model, pressure loss from interfacial interaction, relative work of adhesion, capillary number.

DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-1-41-64

REFERENCES

1. Altunin A. E., Sokolov, S. V., Stepanov S. V., Cheremisin N. A., Shabarov A. B. 2013. "A calculation method for obtaining relative permeabilities based on the solution of generalized Bernoulli equations for a system of pore channels". *Neftepromyslovoe delo*, no. 8, pp. 40-46. [In Russian]
2. GOST 26450.1-85. 1985. "Mountain rocks. Method for determining the coefficient of open porosity by liquid saturation". Moscow: Gosstandart SSSR, 8 pp. [In Russian]
3. GOST 26450.2-85. 1985. "Mountain rocks. Method for determining the absolute gas permeability coefficient for stationary and non-stationary filtration". Moscow: Gosstandart SSSR, 16 pp. [In Russian]
4. GOST R 50097-92. 1992. "Substances are surface-active. Determination of interfacial tension. Drop volume method". Moscow: Gosstandart Rossii. 18 pp. [In Russian]
5. Kuzina O. A., Semikhina L. P., Shabarov A. B. 2019. "Effect of capillary number and work of adhesion on oil displacement by aqueous solutions of surfactants". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 5, no. 2, pp. 27-42. DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42
6. OST 39-235-89. 1989. "Oil. A method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration". Moscow: Tipografiya HOZU Minnefteproma. 35 p. [In Russian]
7. Semihina L. P., Karelin E. A., Shtykov S. V. 2019. "The influence of the washing action of aqueous solutions of surfactants on the extraction of oil from formations". *Vestnik Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo universiteta tekhnologii i dizajna. Seriya 1: Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, no. 1. pp. 38-44. [In Russian]

8. Semihina L. P., Shtykov S. V., Karelin E. A., Pashnina A. M. 2015. "Effect of temperature on detergency of water solutions of reagents to remove oil from solid surface". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy. vol. 1, no. 3 (3), pp. 39-51. [In Russian]
9. Stepanov S. V. 2006. "The use of oil field development data to obtain phase permeability curves". Neftyanoe khozaystvo, no. 4, pp. 112-114. [In Russian]
10. Stepanov S. V., Shabarov A. B., Bembel G. S., Shatalov A. V. 2015. "Research of dynamic phase permeabilities based on numerical modeling of two-phase flow in pore channels". Proceedings of the 11th All-Russian Summit on Fundamental Problems of Theoretical and Applied Mechanics (Kazan), pp. 3600-3601. [In Russian]
11. Stepanov S. V. 2016. "A complex of computing technologies to improve the quality of modeling the development of oil and gas fields". Dr. Sci. (Tech.) diss. Tyumen: University of Tyumen. [In Russian]
12. Shabarov A. B. 2013. Hydrogasdynamics: a training manual 2nd edition. Tyumen: UTMN Publishing House. 460 pp. [In Russian]
13. Shabarov A. B., Shatalov A. V., Markov P. V., Shatalova N. V. 2018. "Relative Permeability Calculation Methods in Multiphase Filtration Problems". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no. 1, pp. 79-109. DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-79-109 [In Russian]
14. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2016. "Pressure Drops in Water-Oil Mixture Flow in Porous Channels". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no. 2, pp. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72 [In Russian]
15. Al-Gharbi M. S. 2004. "Dynamic Pore-Scale Modelling of Two-Phase Flow". Ph. D. thesis. London: Imperial College London.
16. Aslan S., Najafabadi N.F., Firoozabadi A. 2016. "Non-monotonicity of the contact angle from NaCl and MgCl₂ concentrations in two petroleum fluids on atomistically smooth surfaces". Energy and Fuels, vol. 30, no. 4, pp. 2858-2864. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.6b00175
17. Blunt M. J., King M. J., Scher H. 1992. "Simulation and Theory of Two-Phase Flow in Porous Media". Physical Review A, vol. 46, no. 12, pp. 7680-7699. DOI: 10.1103/physreva.46.7680
18. Lu Y., Najafabadi N.F., Firoozabadi A. 2019. "Effect of Low-concentration of 1-Pentanol on the Wettability of Petroleum Fluid-Brine-Rock Systems". Langmuir. 2019, vol. 35, no. 12, pp. 4263-4269. DOI: 10.1021/acs.langmuir.9b00099
19. Markov P. V., Rodionov S. P. 2017. "Rock Typing on the Basis of Pore-scale Models and Complex Well Log Interpretation Parameters". Paper presented at the International Conference and Exhibition "Tyumen 2017" (11-14 April, Tyumen). EAGE, pp. 1-5.
20. Nasralla, R.A., Bataweel, M.A., Nasr-El-Din H.A. 2013. "Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock". Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 52, no. 2, pp. 144-154. DOI: 10.2118/146322-PA
21. Piri M. 2003. "Pore-Scale Modeling of Three-Phase Flow". Ph. D. thesis. London: Imperial College London.
22. Raeini A. Q. 2013. "Modelling Multiphase Flow through Micro-CT Images of the Pore Space". Ph. D. thesis. London: Imperial College London.

23. Shandrygin A. N. 2014. "Digital Core Analysis for Flow Process Evaluation Is Myth or Reality?". SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition (14-16 October, Moscow). Paper SPE-171216-MS.
24. Valavanides M. S. 2012. "Steady-state two-phase flow in porous media: review of progress in the development of the DeProF theory bridging pore to statistical thermodynamics scales". Oil and Gas Science and Technology, vol. 67, no. 5, pp. 787-804.
25. Valvatne P. H. 2004. "Predictive Pore-Scale Modelling of Multiphase Flow". Ph. D. diss. London: Imperial College London.
26. Zemenkova M. Yu., Kuzina O. A., Shabarov A. B. 2019. "Oil displacement by aqueous solutions of surfactants at various temperatures". IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, vol. 663, no. 1, art. 012003.
DOI: 10.1088/1757-899X/663/1/012003