

Александр Борисович ШАБАРОВ¹
Дмитрий Евгеньевич ИГОШИН²
Полина Михайловна РОСТЕНКО³
Анастасия Петровна САДЫКОВА⁴

УДК 532.546.3

МАССОПЕРЕНОС ФАЗ ПРИ ТЕЧЕНИИ НЕФТЕВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ В МАСШТАБЕ КЕРНА

¹ доктор технических наук, профессор кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
a.b.shabarov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

² кандидат физико-математических наук, профессор
кафедры фундаментальной математики и механики,
Институт математики и компьютерных наук,
Тюменский государственный университет
d.e.igoshin@utmn.ru; ORCID: 0000-0001-5432-296X

³ аспирант кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
stud003991636@study.utmn.ru; ORCID: 0000-0001-8030-4634

⁴ аспирант, ассистент кафедры прикладной и технической физики,
Физико-технический институт, Тюменский государственный университет
a.p.sadykova@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-1679-7793

Аннотация

Исследование трехфазной фильтрации флюидов в поровом пространстве является одной из актуальных задач в разработке нефтегазовых и газоконденсатных месторождений. При исследовании трехфазных течений на практике используются полуэмпирические методы расчета относительных фазовых проницаемостей, которые не учитывают структуры порового пространства и фундаментальных уравнений гидродинамики.

Цитирование: Шабаров А. Б. Массоперенос фаз при течении нефтеводогазовой смеси в масштабе керна / А. Б. Шабаров, Д. Е. Игошин, П. М. Ростенко, А. П. Садыкова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 4 (32). С. 40-65.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

В работе предложена и обоснована физико-математическая модель массопереноса при фильтрационном течении нефтеводогазовой смеси в пористой среде. Модель структуры порового пространства основана на распределении пор по диаметрам, полученном из кривых капиллярного давления. В керне выделены кластеры, состоящие из большого канала, по которому в четочном режиме движутся нефть, вода и газ, а также из средних по диаметру каналов, заполненных водой и газом, и каналов малого радиуса, в которых движется газ. Приведена и решена система уравнений, определяющая распределение по каналам и фазам движущихся объемов и объемных расходов. При определении потерь давления в системе поровых каналов учтены потери на трение, местные потери и потери на межфазное взаимодействие. Впервые на основе гидродинамической модели получены аналитические выражения для определения относительных фазовых проницаемостей для нефти, воды и газа. Расчетно-экспериментальный метод опирается на три модельных эксперимента, по результатам которых определяются свойства каналов кластера по отношению отдельно фильтрующихся фаз. Показано, что разработанная теория и методика расчета, в частности для нефтеводной смеси, совпадают с представленной ранее теорией двухфазной фильтрации в масштабе керна.

Ключевые слова

Трехфазная фильтрация, нефтеводогазовая смесь, гидродинамическая цифровая модель керна, пространственная кластерная модель порового пространства, приближенные аналитические зависимости ОФП.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

Введение

Определение относительных фазовых проницаемостей (ОФП) является важным и необходимым этапом в разработке цифровой гидродинамической модели (ГДМ). На достоверность ГДМ в большинстве случаев оказывает влияние адекватность используемых в модели функций ОФП.

Целью работы является создание гидродинамической модели, метода расчета массопереноса при течении нефтеводогазовой смеси в образце керна, а также получение аналитических выражений ОФП. Данные о фазовых проницаемостях необходимы при обосновании кондиционных пределов петрофизических свойств пород, при промышленной оценке переходных нефтегазовых зон пластов, в газогидродинамических расчетах технологических показателей разработки, при выборе методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи, при анализе и контроле над разработкой залежей [15]. Характер движения флюидов в пористой среде также оказывает преобладающее воздействие на фазовую проницаемость.

Методы определения фазовых проницаемостей

В 1950 г. авторами работы [33] при помощи выражений, связанных с коэффициентами извилистости поровых каналов, были выведены формулы для расчета абсолютной и фазовой проницаемости. На основе этого исследования А. Т. Кори (А. Т. Corey)

в 1954 г. [34] была найдена линейная зависимость, выражающая связь между капиллярным давлением и водонасыщенностью, благодаря чему он смог усовершенствовать представленные в [33] уравнения. Используя их, в 1964 г. Р. Х. Брукс (R. H. Brooks) и А. Т. Кори [32] получили величину эффективной насыщенности.

Первые попытки анализа, описания и моделирования явлений, определяющих двухфазный поток в поровом масштабе, восходят к 1980-м гг. В 1990-е гг. были разработаны симуляторы, охватывающие сотни и тысячи пор (сетевой масштаб). Подробному изучению истории развития теории стационарного параллельного двухфазного течения в пористой среде DeProF (Decomposition in Prototype Flows) уделил в своих публикациях М. С. Валаванидес (M. S. Valavanides) [45, 46]. Он не только рассмотрел теоретическую сторону вопроса, но также описал текущее состояние исследований в данной области и указал на необходимость решения оставшихся задач.

Теория DeProF позволила выявить три элементарных потока. Модель DeProF для стационарного течения в макроскопических однородных средах является экспериментальной и может быть использована для исследования кривых ОФП.

Кривые ОФП, как правило, замеряют в лабораторных условиях и адаптируют по истории разработки нефтяных залежей: ведется наблюдение статистики предшествующих показателей результатов расчетов с фактическими данными по добыче нефти, закачки жидкости и других показателей. При многофазной фильтрации на характеристики породы-коллектора существенно влияют строение порового пространства, смачиваемость поверхности каналов фильтрации, химический состав и свойства жидкости на границах раздела фаз [20].

Экспериментальное получение трехфазных диаграмм является намного более сложным и длительным процессом, чем измерение двухфазных относительных проницаемостей, и в связи с этим авторы работы [10] модернизировали программно-измерительный комплекс ПИК-ОФП/ЭП-3 [9] для нахождения функций ОФП при фильтрации газожидкостной смеси.

Оценка влияния скорости фильтрации на поведение кривых ОФП была исследована в работе [17] на установке для многофазной фильтрации AutoFlood AFS-300. Авторы подробно описывают применение установки для физического моделирования процессов двухфазной фильтрации и вычисления показателей вытеснения и проницаемости при ограничивающем давлении и температуре.

К аналитическим методам определения ОФП можно отнести расчеты, при которых кривые ОФП получены с использованием промысловых входных данных или данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Например, работа С. В. Степанова [21] посвящена определению ОФП с использованием данных месторождения.

Кроме аналитических методов расчета кривых ОФП существуют еще сеточные (численные) модели. При таком подходе ОФП тесно связаны со структурой пористой среды [27], потому что от нее зависят характеристики течения. Так, И. Фэтт (I. Fatt) [37] показал тождественность модели по сходству расчетных и экспериментальных кривых ОФП и относительного удельного сопротивления.

Д. Е. Игошин, А. С. Губкин, А. А. Губайдуллин в работе [8] рассмотрели двухфазное течение в пористой среде, представив структуру среды ромбоэдрической системой решетки. Далее с использованием подхода осреднения по времени объемных расходов фаз, осуществленного в [38] с учетом сжимаемости газовой фазы, определены кривые ОФП. В отмеченной работе и в публикациях [7, 8] моделирование реализовано в программе OpenFOAM. В [3] Р. Т. Ахметовым, В. В. Мухаметшиным, Л. С. Кулешовой создана гантельная модель пустотного пространства, в которой каждый поровый канал представлен чередованием пор и межпоровых сужений. По результатам исследования авторами показано, что при использовании гантельной модели вместо простой капиллярной точность прогноза абсолютной проницаемости увеличивается.

В работе [28] показана цифровая кластерная модель порового пространства в масштабе зерна, ставшая основой для рассматриваемого метода расчета массопереноса фаз при течении нефтегазовой смеси. Аналогичная геометрическая модель пористой среды при двухфазной фильтрации и методика определения кривых ОФП использовалась в публикациях [16, 22, 25, 27], в которых расчеты потерь трения и местных сопротивлений выполнены по уравнениям гидродинамики, данным в работе [24].

А. Б. Шабаров с соавторами в статье [26] провели аналитический обзор литературы по существующим методикам определения функций ОФП и составили схему их классификации. Согласно предложенной авторами схеме, к расчетно-экспериментальным методикам относятся вычисление тех кривых ОФП, что определены по моделям порового пространства. Например, квазиодномерная модель порового пространства основана на распределении пор по диаметрам, вычисляемом из кривых капиллярных давлений (ККД) [1, 11, 22, 27, 28]. А. Е. Алтуниным и его коллегами [1] реализован расчетный метод получения ОФП, который можно считать золотой серединой между аналитическими методами расчета ОФП и прямым гидродинамическим расчетом.

Статьи [10, 20, 27] посвящены разработке расчетно-экспериментальной методики интегрального учета потерь, возникающих при совместной фильтрации нефти и воды через поровые каналы, отличающейся низкой вычислительной сложностью и использующей в качестве входных данных результаты мало-затратных по времени и широко применяемых в России экспериментов. Кроме того, расчетный метод определения функции межфазного взаимодействия (ФМВ) для четочного (капельного) течения описан в [20]. Суть ФМВ состоит в том, что она описывает только те потери давления при течении многофазной жидкости в пористой среде, что обусловлены межфазным взаимодействием, т. е. за исключением вызванных вязким трением и местными сопротивлениями [22].

Выше рассмотрены расчетно-экспериментальные методы определения ОФП при двухфазной фильтрации. Поскольку двухфазное течение является частным случаем многофазной фильтрации, то исследование массопереноса фаз при течении нефтегазовой смеси является более сложным и трудоемким процессом определения ОФП.

Изучение трехфазной фильтрации, в случае совместной фильтрации нефти, воды и газа в нефтегазоносных пластах при снижении давления, имеет большое практическое применение. Следовательно, исследование и построение кривых ОФП является актуальной задачей, т. к. использование экспериментального исследования ОФП по нефти, воде и газу требует специальных дорогостоящих установок и существенных временных затрат, при этом также отсутствуют достаточно точные методы расчета массопереноса фаз при течении нефтегазовогазовой смеси в масштабе керна.

Из опубликованных работ, посвященных экспериментальному изучению трехфазной фильтрации, наиболее значительной является [41]. Авторы представили результаты исследования в виде тернарных диаграмм, которые используются и в настоящее время.

Известно несколько моделей трехфазной фильтрации. Так, в [4] рассматривается история развития моделей Стоуна и Бейкера для трехфазной фильтрации. К примеру, модель Стоун-I [44] была основана на среднем геометрическом двухфазной относительной проницаемости в следующей форме для расчета трехфазной:

$$k_{row} = \frac{S_o^*}{(1 - S_g^*)(1 - S_w^*)} k_{rog} k_{rw},$$

где S_o^* , S_w^* , S_g^* — нормированные нефте-, водо- и газонасыщенности; k_{row} — двухфазная относительная проницаемость нефти в системе «нефть — вода»; k_{rog} — двухфазная относительная проницаемость нефти в системе «нефть — газ».

Данная модель была создана только для прогнозирования трехфазной относительной проницаемости нефти, поэтому она часто дополнялась новыми параметрами как самим Стоуном, так и другими исследователями (Х. Азиз, Э. Сеттари [30]). Применяв теорию вероятности, Стоун преобразовал вид полученной ранее формулы в [43]: $k_{ro} = [(k_{rog} + k_{rg})(k_{row} + k_{rw}) - k_{rw} - k_{rg}]$. В зарубежной литературе представлены и другие модели расчета ОФП при трехфазном течении флюида [31, 35, 40].

Изучением трехфазной фильтрации также занимались И. В. Афанаскин, Л. А.-Л. Бенсон, Ш. А. Гафаров, М. Г. Ложкин, С. Г. Рассохин и др. [2, 4, 5, 12, 19]. Однако результаты расчетов, выполненных на предложенных моделях, для большого ряда пород и флюидов, в сравнении с данными лабораторных исследований, приводят к ошибочным прогнозам ОФП, что указывает на узкую область их применения [35, 36, 42].

Таким образом, особенности трехфазного течения следует изучать на основе уравнений гидрогазодинамики, включая уравнения баланса расхода фаз и уравнений движения фаз в форме обобщенных уравнений Бернулли, как это было предложено в работах [11, 26, 27], но уже только для трехфазной фильтрации.

Предложенный в данной работе метод определения ОФП по нефти, газу и воде относится к расчетно-экспериментальным. Определение ККД, пористости, теплофизических свойств, вязкости, поверхностного натяжения компонентов, а также

предельной проницаемости насыщенного флюидами керна при поочередной подаче воды, нефти и газа проводятся экспериментально стандартными методами [1].

Расчет движущихся объемов флюидов в кластере

При расчете ОФП в качестве начальных данных используются диаметры поровых каналов кластера, м: d_B — диаметр больших (B — big) каналов, d_A — диаметр средних (A — average), d_S — диаметр маленьких (S — small) каналов. Эти параметры каналов вычислены из кривых капиллярного давления: $V_{\text{ккд}} = (V_B + \beta V_A + \beta\beta_1 V_S)N_C$, где N_C — количество кластеров в керне, β и β_1 — координационные числа [27, 28], безразмерные величины (б/б). С использованием уравнения Лапласа найдены среднеплощадные диаметры d_{middle} [28] (по аналогии с двухфазным течением [11, 27]). Далее вычислены объемы «чистых» каналов в кластере V_B, V_A, V_S (м³).

Объем пор, по которому движутся флюиды вдоль оси кластера: $\tilde{V} = V_{\text{ккд}}(1 - S_r)$, где $S_r = S_{Or} + S_{Wr} + S_{Gr}$ — доля объема пор, занятых остаточными флюидами и застрявшими (сносящимися потоком) каплями, с пленками нефти и воды (д. ед.). Полагаем, что остаточные вода и газ распределяются в порах пропорционально занимаемым ими объемам.

Следовательно, объемы движущихся флюидов в B -, A - и S -каналах кластера определяются как разность геометрического объема соответствующего канала и объема остаточного флюида в нем:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_B &= V_B - V_{POR} \left(S_{Or} + S_{Wr} \frac{V_B}{V_{POR} - 2\beta\beta_1 V_S} + S_{Gr} \frac{V_B}{V_{POR}} \right), \\ \tilde{V}_A &= V_A - V_{POR} \left(S_{Wr} \frac{V_A}{V_{POR} - 2\beta\beta_1 V_S} + S_{Gr} \frac{V_A}{V_{POR}} \right), \\ \tilde{V}_S &= V_S(1 - S_{Gr}). \end{aligned} \quad (1)$$

По B -каналу с диаметром в «чистом» виде d_B движутся нефть, вода и газ с объемными расходами Q_{BO}, Q_{BW}, Q_{BG} (м³/сут) (рис. 1). По A -каналу с диаметром d_A текут вода и газ с расходами Q_{SW}, Q_{SG} , а по S -каналу с диаметром d_S движется газ с расходом Q_{MG} . Движущиеся фазы занимают в кластере объемы $\tilde{V}_{BO}, \tilde{V}_{BW}, \tilde{V}_{BG}, \tilde{V}_{AW}, \tilde{V}_{AG}, \tilde{V}_{SG}$ соответственно. Суммарный расход флюидов в большом канале находится по формуле $Q_B = Q_{BO} + Q_{BW} + Q_{BG}$; расход движущихся флюидов в среднем канале кластера состоит из расхода воды и газа $Q_A = Q_{AW} + Q_{AG}$; в малом канале движется только газ, поэтому расход газа в нем $Q_S = Q_{SG}$. Для расчета объемов движущихся фаз в большом, среднем и малом канале выражения выглядят следующим образом: $\tilde{V}_B = \tilde{V}_{BO} + \tilde{V}_{BW} + \tilde{V}_{BG}$, $\tilde{V}_A = \tilde{V}_{AW} + \tilde{V}_{AG}$, $\tilde{V}_S = \tilde{V}_{SG}$; объемы движущихся флюидов в перемычках между большим и средним каналами определены как $V_{PERA} \cong V_A$, а между средним и малым каналами — $V_{PERS} \cong V_S$ [28].

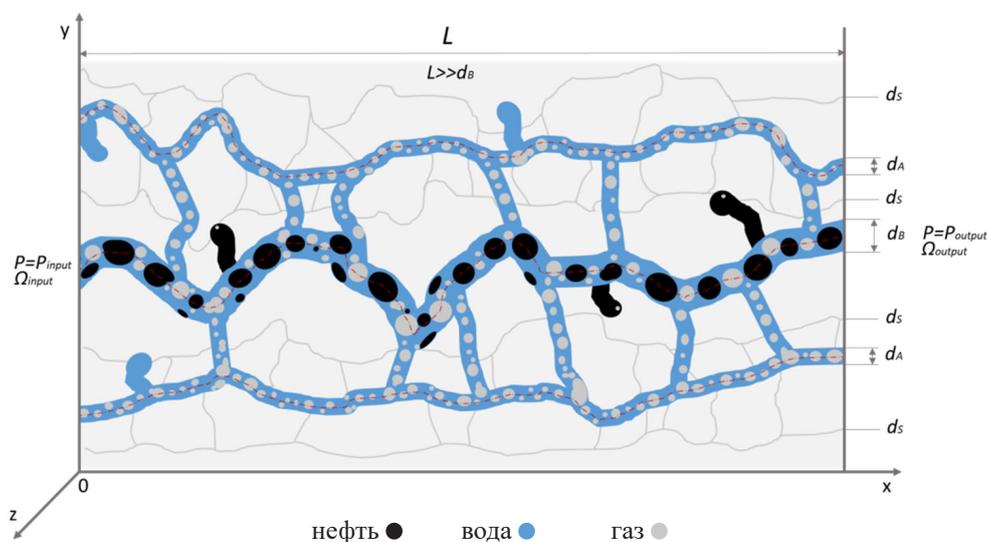


Рис. 1. Схема движения нефти, воды и газа по капиллярным каналам кластера

Fig. 1. Scheme of the movement of oil, water and gas through the capillary channels of the cluster

Из определения насыщенности фазами следует, что:

— нефтенасыщенность (доля порового объема, занятого нефтью):

$$S_O \equiv \frac{V_O}{V_{POR}} = \frac{\tilde{V}_O + V_{POR}S_{Or}}{V_{POR}};$$

— водонасыщенность (доля воды в объеме пор):

$$S_W \equiv \frac{V_W}{V_{POR}} = \frac{\tilde{V}_{BW} + \tilde{V}_{AW} + V_{PERAW} + V_{POR}S_{Wr}}{V_{POR}};$$

— газонасыщенность (доля газа в объеме пор):

$$S_G = 1 - S_O - S_W.$$

Для определения баланса объемов фаз в каналах кластера в первом приближении примем, что скорость движения воды и газа в поперечных перегородках гораздо меньше, чем скорость в каналах. Эти перегородки учитываются далее во втором приближении.

Объем движущейся нефти в B-каналах вычислен из первого уравнения (1):

$$\tilde{V}_O = V_{POR}(S_O - S_{Or}). \quad (2)$$

Объем всей движущейся воды рассчитан как сумма объемов движущейся воды в большом и среднем каналах кластера:

$$\tilde{V}_W = \tilde{V}_{BW} + \tilde{V}_{AW} = V_{POR}(S_W - S_{Wr}) - V_{PERAW}. \quad (3)$$

Объем движущегося газа в B -, A - и S -каналах:

$$\tilde{V}_G = \tilde{V}_{BG} + \tilde{V}_{AG} + \tilde{V}_{SG} = V_{POR}(S_G - S_{Gr}) - V_{PERAG} - V_{PERSG}. \quad (4)$$

Баланс объемов фаз в B -канале рассчитан в виде:

$$V_B = \tilde{V}_O + V_{POR}S_{Or} + \tilde{V}_{BW} + V_B S_{Wr} + \tilde{V}_{BG} + V_B S_{Gr}. \quad (5)$$

Баланс объемов фаз в A -канале вычислен по формуле:

$$V_A = \tilde{V}_{AW} + V_A S_{Wr} + \tilde{V}_{AG} + V_A S_{Gr}. \quad (6)$$

Система уравнений (2)-(6) содержит неизвестные \tilde{V}_{BW} , \tilde{V}_{AW} , \tilde{V}_{BG} , \tilde{V}_{SG} . Уравнения линейно зависимы, т. к. основной определитель этой системы равен нулю. Поэтому уравнение (6) заменяется соотношением для объемных концентраций газа в B - и A -каналах:

$$\frac{\tilde{V}_{AG}}{V_A} = k_G \frac{\tilde{V}_{BG}}{V_B}. \quad (7)$$

Решением данной системы являются следующие выражения:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_{BG} &= \frac{V_A(1 - S_{Wr} - S_{Gr})}{1 + 2 \frac{V_A}{V_B}}, \quad \tilde{V}_{AG} = \tilde{V}_{BG} \frac{V_A}{V_B}, \\ \tilde{V}_{AW} &= V_A(1 - S_{Wr} - S_{Gr}) - \tilde{V}_{AG}, \\ \tilde{V}_{BW} &= V_{POR}(S_G - S_{Gr}) - \tilde{V}_{SG} - 2\tilde{V}_{AG}. \end{aligned} \quad (8)$$

Лемма

При установившемся движении N жидкостей (фаз) с одинаковыми скоростями отношение объемных расходов каждой фазы к суммарному расходу равно отношению объемов, занимаемых этими фазами, к объему канала.

Доказательство. Схема движения двух жидкостей показана на рис. 2. Пусть длина канала L (м), площадь сечения F (м²), объем $V = L \cdot F$ (м³). Время движения в канале $\tau = L/V$, где $V = Q/F$, Q — объемный расход смеси.

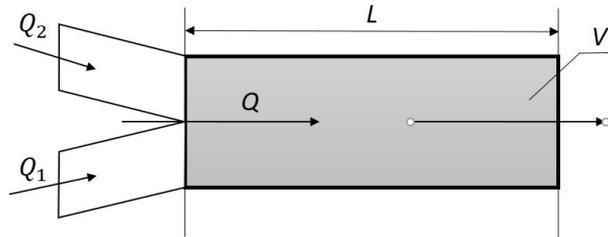


Рис. 2. Схема движения двух жидкостей

Fig. 2. Scheme of the movement of two fluids

Расход смеси в канале равен сумме расходов фаз: $Q = \sum_{i=1}^N Q_i$. За время τ в канал поступают объемы фаз $V_i = Q_i \cdot \tau$, тогда объем канала $V = \sum_{i=1}^N V_i = \tau \sum_{i=1}^N Q_i$. Следовательно, отношение объема каждой жидкости к объему канала равно $V_i / \sum_{i=1}^N V_i = Q_i / Q$, что и требовалось доказать.

Следствие. Для нефтеводогазовой среды ($O + W + G$, большие и средние каналы):

$$\frac{Q_O}{Q} = \frac{V_O}{V}, \quad \frac{Q_W}{Q} = \frac{V_W}{V}, \quad \frac{Q_G}{Q} = \frac{V_G}{V}.$$

Сетевая гидродинамическая модель течения нефтеводогазовой смеси

В модели принимаются следующие упрощающие допущения: течение установившееся, квазиодномерное, режим течения нефти, воды и газа в B -каналах — четочный [27], плотность фаз на участках $[i, i + 1]$ постоянная. На рис. 3 показана схема блока сети B -, A - и S -каналов.

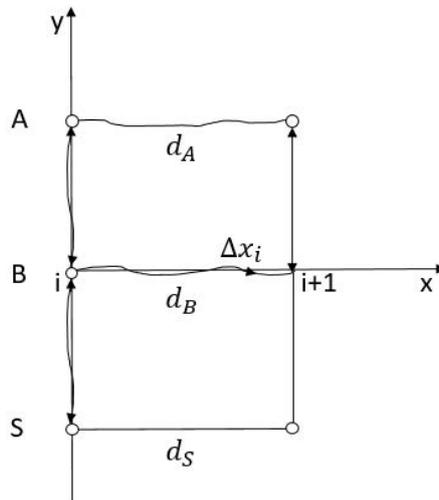


Рис. 3. Схема блока сети B -, A - и S -каналов (сечения i и $i + 1$)

Fig. 3. Block diagram of the network B -, A - and S -channels (sections i and $i + 1$)

Постановка задачи о расчете течения нефтеводогазовой смеси в масштабах керна заключается в следующем: во входном и выходном сечении давления заданы $P_{B1} = P_{A1} = P_{S1} = P_1, P_{BN} = P_{AN} = P_{SN} = P_N$ (Па) и температура T (°C), при которых по справочным данным найдены теплофизические параметры фаз: плотность ρ (кг/м³) и вязкость (μ , Па · с). Заданы насыщенности керна нефтью S_O , водой S_W и газом S_G , при этом для них справедливо равенство $S_O + S_W + S_G = 1$. Используя перечисленные параметры, необходимо рассчитать расходы фаз в каналах и ОФП керна по нефти \bar{f}_O , воде \bar{f}_W и газу \bar{f}_G при различных насыщенностях (д. ед.).

Расчетная система уравнений состоит из уравнений расходов на отдельных участках $[i, i + 1]$ B -, A - и S -каналов с подводом и отводом массы флюидов и уравнений импульсов в форме обобщенного уравнения Бернулли [27], определяющих давление в узлах с учетом потерь трения, местных сопротивлений и потерь от межфазного взаимодействия на каждом участке [1, 10]. Расчет ведется от входного $i = 1$ до выходного $i = N$ сечения. Общая схема расчета: в первом приближении пренебрегаем расходами через поперечные перемычки, т. к. перепады давления на единицу длины каналов в направлении оси образца керна $\Delta p / \Delta \tilde{l}$ гораздо больше, чем в поперечных направлениях $\Delta p_{PER} / \Delta \tilde{l}_{PER}$. Рассчитываются потери давления на участках $[i, i + 1]$, давления в сечениях $i = [2, N - 1]$, расходы через B -, A - и S -каналы; данные уточняются итерациями по начальным условиям из постановки задачи. Во втором приближении определяются расходы и давления в сечениях с учетом малых поправок, т. е. расходов через перемычки.

При переходе от i -го к $(i + 1)$ -му сечению записываются уравнения сохранения массы в форме балансовых уравнений объемных расходов отдельных фаз при допущении о постоянстве плотности каждой фазы.

Уравнения баланса объемных расходов фаз в B -канале, воды и газа в A -канале, газа в S -канале имеют вид:

$$Q_{BO}^{i+1} = Q_{BO}^i, \quad Q_{BW}^{i+1} = Q_{BW}^i + Q_{ABW}^i, \quad Q_{BG}^{i+1} = Q_{BG}^i + Q_{ABG}^i + Q_{SBG}^i,$$

$$Q_{AW}^{i+1} = Q_{AW}^i - Q_{ABW}^i, \quad Q_{AG}^{i+1} = Q_{AG}^i - Q_{ABG}^i, \quad Q_{SG}^{i+1} = Q_{SG}^i - Q_{SBG}^i.$$

В первом приближении принимается, что $Q_{ABW}^i = Q_{ABG}^i = Q_{SBG}^i = 0$; во втором приближении после вычисления давлений в сечениях расходы через перемычки с учетом их знаков находятся по уравнениям импульсов в форме уравнений Бернулли с учетом потерь энергии для участков перемычек [27].

Расходы воды и газа через перемычки между B - и A -каналами найдены по следующим выражениям:

$$Q_{ABW}^i = C_A \tilde{V}_{AW} \Delta p_{AB}^i, \quad Q_{ABG}^i = C_A \tilde{V}_{AG} \Delta p_{AB}^i,$$

$$\text{где } C_A = \frac{\pi d_A^2 \beta}{128 \tilde{L}_{PERBA} M_{es} (1 + K_{Alocal})}, \quad M_{es} = M_W \tilde{V}_{AW} + M_G \tilde{V}_{AG}.$$

Аналогично записаны формулы для вычисления расхода газа через перемычки между B - и S -каналами:

$$Q_{BSG}^i = C_S \tilde{V}_{SG} \Delta p_{BS}^i,$$

$$\text{где } C_S = \frac{\pi d_S^2 \beta \beta_1}{128 \tilde{L}_{PER_{BS}} M_G (1 + K_{S_{local}})}.$$

Потери давления из-за межфазного взаимодействия нефти, воды и газа в каналах кластера

Потери давления при четочном квазиодномерном течении флюида в B -, A -, S -каналах кластера складываются из трех составляющих [11, 27]: потерь трения, местных потерь и потерь из-за межфазного взаимодействия.

Для нефтеводогазовой смеси в B -канале: $p_1 - p_2 = \Delta p_{B_{fr}} + \Delta p_{B_{local}} + \Delta p_{B_{ip}}$.

Для водогазовой смеси в среднем A -канале: $p_1 - p_2 = \Delta p_{A_{fr}} + \Delta p_{A_{ip}}$.

Для газа в малом S -канале: $p_1 - p_2 = \Delta p_{S_{fr}} + \Delta p_{S_{ip}}$.

Здесь индексами обозначаются следующие понятия: fr — трение (от англ. friction), $local$ — местный, ip — межфазный (от англ. interphase).

Ниже представлены отдельные составляющие для уравнений потерь давления в соответствующих каналах кластера.

Потери на трение:

$$\begin{aligned} \Delta p_{B_{fr}} &= \frac{128 \mu_{Be} \tilde{L}_B}{\pi d_B^4} Q_{BC}, \\ \Delta p_{A_{fr}} &= \frac{128 \mu_{Ae} \tilde{L}_A}{\pi d_A^4} Q_{AC}, \\ \Delta p_{S_{fr}} &= \frac{128 \mu_{Ge} \tilde{L}_S}{\pi d_S^4} Q_{SC}. \end{aligned} \quad (9)$$

Местные потери:

$$\begin{aligned} \Delta p_{B_{local}} &= K_{B_{local}} \cdot \Delta p_{B_{fr}}, \\ \Delta p_{A_{local}} &= K_{A_{local}} \cdot \Delta p_{A_{fr}}, \\ \Delta p_{S_{local}} &= K_{S_{local}} \cdot \Delta p_{S_{fr}}. \end{aligned} \quad (10)$$

Эффективные вязкости:

$$\begin{aligned} \mu_{Be} &= \mu_O \cdot \tilde{S}_{BO} + \mu_W \cdot \tilde{S}_{BW} + \mu_G \cdot \tilde{S}_{BG}, \\ \mu_{Ae} &= \mu_W \cdot \tilde{S}_{AW} + \mu_G \cdot \tilde{S}_{AG}. \end{aligned} \quad (11)$$

После элементарных математических преобразований выражения для потерь давления в соответствующих каналах кластера примут вид:

$$\begin{aligned}
 p_1 - p_2 &= \frac{128\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B}{\pi d^4(1 - \Delta p_{ip})} Q_{BC}, \\
 p_1 - p_2 &= \frac{128\mu_{Ae}\tilde{L}_A K_A}{\pi d_A^4} Q_{AC}, \\
 p_1 - p_2 &= \frac{128\mu_{Ge}\tilde{L}_S K_S}{\pi d_S^4} Q_{SC},
 \end{aligned}
 \tag{12}$$

где коэффициенты $K_B = 1 + K_{B_{local}}$, $K_A = 1 + K_{A_{local}}$, $K_S = 1 + K_{S_{local}}$ учитывают отличие потерь давления в реальных поровых каналах с учетом извилистости каналов, находятся в трех специальных модельных экспериментах при исследовании фильтрации однофазных сред — нефти, газа и воды. Эти коэффициенты могут быть обобщены по опытным данным в виде эмпирических формул.

Согласно полученным данным в работах [11, 27], установлено, что при фильтрации флюида возникают потери давления от взаимодействия фаз. Потери от межфазного взаимодействия могут быть записаны в виде [27]:

$$\begin{aligned}
 \Delta p_{ip} &= \overline{\Delta p}_{ip} \cdot \Delta p, \quad \overline{\Delta p}_{ip} = A \left[1 - \frac{1}{g(\bar{S}_W)} |\bar{S}_W - \bar{S}_{Wm}|^n \right], \\
 A &= A_0(1 - \bar{S}_g)^{n_g}, \quad \bar{S}_W = \frac{S_W}{S_W + S_O}, \quad \bar{S}_{Wm} = 0,4 + 0,157 \cdot \ln \bar{\mu}, \\
 \bar{\mu} &= \frac{\mu_O}{\mu_W}, \quad \bar{S}_G = \frac{S_G - S_{Gr}}{1 - S_{Gr}}, \quad g(\bar{S}_W) = \begin{cases} \bar{S}_{Wm} & \text{при } \bar{S}_W < \bar{S}_{Wm}, \\ 1 - \bar{S}_{Wm} & \text{при } \bar{S}_W \geq \bar{S}_{Wm}, \end{cases}
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

где $\overline{\Delta p}_{ip}$ — относительные потери от межфазного взаимодействия; Δp — перепад давления на керне; A_0 — максимальное значение величины относительных потерь давления на межфазное взаимодействие $\overline{\Delta p}_{ip}$ в области $S_* \leq S \leq S^*$ для данного керна и параметров флюидов; \bar{S}_W — доля воды в жидкой фазе. Эмпирические соотношения и значения для величин A , $g(\bar{S}_W)$, \bar{S}_{Wm} и параметров A_0 , n и n_g могут уточняться по мере накопления данных. Для смеси «нефть — газ» указанные параметры выражаются следующим образом: $A_0 = 442,0 \cdot K_O^m$, $m = -2,54$, $n = 4$, $1 \leq n_g \leq 4$. Максимальное значение функции A для системы «нефть — газ» достигается при $S_G = S_{Gr}$.

Расходы нефти, газа и воды в каналах кластера

Расчет массопереноса флюида в каналах кластера производится по следующему алгоритму. В первую очередь определяется расходы флюида в большом канале:

$$Q_{BC} = \frac{Q_{*O*}}{N_C}, \quad Q_{BO} = Q_B \tilde{S}_{BO}, \quad Q_{BW} = Q_B \tilde{S}_{BW}, \quad Q_{BG} = Q_B \tilde{S}_{BG}.$$

Далее из уравнений (12) находятся расходы фаз через каналы:

$$\begin{aligned} Q_{BC} &= \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)}{128 \mu_{Be} \tilde{L}_B K_B} (1 - \overline{\Delta p_{ip}}), \quad K_B = 1 + K_{B_{local}}; \\ Q_{AC} &= \frac{\pi d_A^4 (p_1 - p_2)}{128 \mu_{Ae} \tilde{L}_A K_A}, \quad K_A = 1 + K_{A_{local}}; \\ Q_{SGC} &= \frac{\pi d_S^4 (p_1 - p_2)}{128 \mu_{Ge} \tilde{L}_S K_S}, \quad K_S = 1 + K_{S_{local}}. \end{aligned} \quad (14)$$

С учетом следствия из леммы расход нефти, воды и газа через один B -канал в кластере выражается следующими соотношениями:

$$Q_{BOC} = Q_{BC} \tilde{S}_{BO}, \quad Q_{BWC} = Q_{BC} \tilde{S}_{BW}, \quad Q_{BGC} = Q_{BC} \tilde{S}_{BG}, \quad (15)$$

где $\tilde{S}_{BO} = \frac{\tilde{V}_{BO}}{\tilde{V}_B}$, $\tilde{S}_{BW} = \frac{\tilde{V}_{BW}}{\tilde{V}_B}$, $\tilde{S}_{BG} = \frac{\tilde{V}_{BG}}{\tilde{V}_B}$.

Расчеты расхода воды и газа через A -каналы выполнены по формуле:

$$Q_{AWC} = Q_{AC} \tilde{S}_{AW}, \quad Q_{AGC} = Q_{AC} \tilde{S}_{AG}, \quad (16)$$

где $\tilde{S}_{AW} = \frac{\tilde{V}_{AW}}{\tilde{V}_A}$, $\tilde{S}_{AG} = \frac{\tilde{V}_{AG}}{\tilde{V}_A}$.

Даны выражения для расчета расхода нефти, газа и воды через керн:

$$\begin{aligned} Q_O &= N_C Q_{BOC}, \\ Q_W &= (Q_{BWC} + \beta Q_{AWC}) N_C, \\ Q_G &= (Q_{BGC} + \beta Q_{AGC} + \beta \beta_1 Q_{SGC}) N_C. \end{aligned} \quad (17)$$

Расход растворенного в нефти газа G_{OG_i} может быть учтен по закону Генри [39]:

$$G_{OG}^i = Q_{BG}^i + Q_{OG}^i.$$

Модельные эксперименты

Из трех модельных экспериментов по изучению однофазного фильтрационного течения определены S_{Or} , S_{Wr} , S_{Gr} — остаточные насыщенности и ОФП $\bar{f}_{O^*}(S_{Wr}, S_{Gr})$ — при прокачке нефти, $\bar{f}_{W^*}(S_{Or}, S_{Gr})$ — при прокачке воды, $\bar{f}_{O^*}(S_{Or}, S_{Wr})$ — при прокачке газа. Целью данных экспериментов является определение коэффициентов K_B , K_A , K_S , входящих в выражения (14) для вычисления расходов фаз через каналы кластера. Для однофазной фильтрации $S_G = 0$ выполняется следующее: $f_O(S_{Wr} = S_W)$, $f_{W^*}(S_{Or} = 1 - S^*)$.

Модельный эксперимент 1

Определяется относительная фазовая проницаемость \bar{f}_{O^*} с остаточными водо- и газонасыщенностями S_{Wr}, S_{Gr} при прокачке нефти. При этом экспериментально определяется расход нефти $Q_{O_{exp}}$ и перепад давления на керне $(p_1 - p_2)_*$. Из формулы (12) следует:

$$(p_1 - p_2)_* = \frac{128\mu_0 L \tau_B Q_{O_{exp}} K_{B^*}}{\pi d_B^4 N_C}, \text{ при } \overline{\Delta p}_{ip_*} = 0. \quad (18)$$

Из уравнения (18) определяется $K_{B^*} = \frac{\pi d_B^4 N_C (p_1 - p_2)_*}{128\mu_0 L \tau_B Q_{O_{exp}}}$ — коэффициент потерь при течении воды и газа и остаточной нефтенасыщенности.

Модельный эксперимент 2

Проводится при прокачке воды через керн с остаточными насыщенностями S_{Or}, S_{OG}, S_{Wr} . Измеряются расход воды Q_W^* и перепад давления $(p_1 - p_2)_*$. Из формул (12) следует, что расходы воды через *B*- и *A*- каналы принимают вид:

$$Q_{BW}^* = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)}{128\mu_W \tilde{L}_B \tilde{K}_B^*}, \quad (19)$$

$$Q_{AW}^* = \frac{\pi d_A^4 (p_1 - p_2)}{128\mu_W \tilde{L}_A \tilde{K}_A^*}.$$

Измеренный расход воды через керн равен:

$$Q_{W_{exp}}^* = (Q_{BW}^* + \beta Q_{AW}^*) N_C. \quad (20)$$

Согласно соотношениям для объемных концентраций газа в *B*- и *A*- каналах, отношение расходов воды через *B*- и *A*- каналы равно:

$$\frac{Q_{BW}^*}{\beta Q_{AW}^*} = \frac{d_B^4 \tau_A K_A}{\beta d_A^4 \tau_B K_B^*}. \quad (21)$$

Поскольку $\beta Q_{AW}^* \ll Q_{BW}^*$, то Q_{AW}^* вычисляется приближенно с допущением, практически не влияющим на K_B^* и K_A . В первом приближении принято $K_B^* = K_{B^*}$, где K_{B^*} определяется из (18), а Q_{BW}^* — по формуле (19). Тогда Q_{AW}^* найдется по формуле:

$$Q_{AW}^* = \frac{1}{\beta} \left[\frac{Q_{W_{exp}}^*}{N_C} - \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)_*}{128\mu_W \tilde{L}_B \tilde{K}_B^*} \right].$$

Тогда из (20):

$$Q_{BW}^* = \frac{Q_{W_{exp}}^*}{N_C} - \beta Q_{AW}^*.$$

Коэффициенты потерь давления K_B^* и K_A при течении воды в большом и средних каналах находятся из (19):

$$K_B^* = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)^*}{128 \mu_W \tilde{L}_B Q_{BW}^*},$$

$$K_A = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)^*}{128 \mu_W \tilde{L}_A Q_{AW}^*}.$$

Модельный эксперимент 3

Третий эксперимент проводится при фильтрации газа через керн с остаточными насыщенностями S_{Or} , S_{Wr} , S_{Gr} . Здесь измеряются расход газа $Q_{G_{exp}}^*$ и перепад давления на керне $(p_1 - p_2)^*$.

Из выражения (13) имеем коэффициент потерь трения в S -каналах кластера:

$$K_S = \frac{\pi d_S^4 (p_1 - p_2)^*}{128 \mu_{Ge} \tilde{L}_S Q_{SG}^*},$$

где Q_{SG}^* — расход газа через один S -канал в кластере.

$$Q_{SG}^* = \frac{1}{\beta \beta_1} \left[\frac{Q_{G_{exp}}^*}{N_C} - Q_{BG}^* - \beta Q_{AG}^* \right].$$

Из (13) следует:

$$Q_{BG}^* = \frac{\pi d_B^4 (p_1 - p_2)^* \tilde{S}_{BG}}{128 \mu_{Be} \tilde{L}_S K_B^*},$$

$$Q_{AG}^* = \frac{\pi d_A^4 (p_1 - p_2)^* \tilde{S}_{AG}}{128 \mu_{Ae} \tilde{L}_A K_A^*}.$$

Аналитические выражения для расчета ОФП \bar{f}_O , \bar{f}_W , \bar{f}_G

Результаты гидродинамических расчетов течения трехфазной смеси через керн позволяют определять ОФП фаз. По определению ОФП из обобщенного уравнения Дарси для рассмотренных фаз $w_i = \frac{k_{of_i} |p|}{\mu_i L}$, где $(i = O, W, G)$, следует:

$$\bar{f}_i = \frac{\mu_i L Q_i}{K_O F_{CORE} (p_1 - p_2)}, \quad F_{CORE} = \frac{\pi d_{CORE}^2}{4}.$$

Согласно (14), (16) и (17), выражения для расходов нефти, газа и воды примут вид:

$$Q_O = \frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BO}}{\mu_{Be}(1 + K_{B_{local}})} \frac{\pi(p_1 - p_2)N_C}{128\tilde{L}_B},$$

$$Q_W = \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BW}}{\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B} + \frac{\beta d_A^4 \tilde{S}_{AW}}{\mu_{AW}\tilde{L}_A(1 + K_{A_{local}})} \right] \frac{\pi(p_1 - p_2)N_C}{128\tilde{L}_A}, \quad (22)$$

$$Q_G = \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BG}}{\mu_{Be}\tau_B K_B} + \beta \frac{d_A^4 \tilde{S}_{AG}}{\mu_{Be}\tau_A K_A} + \beta\beta_1 \frac{d_S^4}{\mu_{Ge}\tau_S K_S} \right] \frac{\pi(p_1 - p_2)N_C}{128\tilde{L}_S},$$

где $Q_{BW} = \frac{\pi d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ip}})\tilde{S}_{BW}N_C}{128\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B} (p_1 - p_2)$, $Q_{AW} = \frac{\pi\beta d_A^4 \tilde{S}_{AW}N_C}{128\mu_{AW}\tilde{L}_A(1 + K_{A_{local}})} (p_1 - p_2)$.

Таким образом, выражения ОФП по нефти, газу и воде можно записать в следующем виде:

$$\bar{f}_O = \frac{\mu_O L}{K_O F_{CORE}} \frac{\pi d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BO}N_C}{128\mu_{Be}\tilde{L}_B K_B} = \frac{\pi d_B^4 \tilde{\mu}_O(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BO}N_C}{128\tau_B K_O F_{CORE} K_B},$$

$$\bar{f}_W = \frac{\pi\mu_W N_C}{128K_O F_{CORE}} \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BW}}{\mu_{Be}\tau_B K_B} + \frac{\beta d_A^4 \tilde{S}_{AW}}{\mu_{Ae}\tau_A K_A} \right], \quad (23)$$

$$\bar{f}_G = \frac{\pi N_C}{128K_O F_{CORE}} \left[\frac{d_B^4(1 - \overline{\Delta p_{ii}})\tilde{S}_{BG}}{\bar{\mu}_{BG}\tau_B K_B} + \frac{d_A^4 \tilde{S}_{AG}\beta}{\bar{\mu}_{AG}\tau_A K_A} + \frac{d_S^4 \beta\beta_1}{\tau_S K_S} \right],$$

где $\tilde{\mu}_{O_i}(S_i)$, $S_{BO_i} = \tilde{V}_{BO}/\tilde{V}_B = \tilde{S}_{BO}(S_{O_i})$, $\mu_O = \mu_O/\mu_{Be}$ — отношение вязкости нефти к эффективной вязкости смеси в B -канале, $1 + K_{B_{local}} = K_A = K_B$. Кроме того, $K_{B_{local}O} = K_{B_{local}W} = K_{B_{local}G} = K_{B_{local}}$ и $K_{A_{local}W} = K_{B_{local}G} = K_{A_{local}}$, $\bar{\mu}_{BG} = \mu_{Be}/\mu_{Ge}$, $\bar{\mu}_{AG} = \mu_{Be}/\mu_{Ge}$.

В данной работе расчеты ОФП, выполненные по формулам (23) с учетом замыкающих соотношений при $S_G = 0$, соответствуют представленным в [11]:

$$F_C = \frac{F_{CORE}}{N_C}, \quad \tilde{S} = \tilde{S}_{BW}, \quad \mu_{Be} = \mu_O(1 - \tilde{S}) + \mu_{WA}\tilde{S},$$

$$\mu_{Ae} = \mu_W, \quad S_{AW} = 1,$$

$$\bar{f}_O = \frac{\pi D^4}{128K_O F_C} \frac{\mu_O(1 - \tilde{S})(1 - \overline{\Delta p_{mf}})}{K_B[\mu_O(1 - \tilde{S}) + \mu_{Ws}\tilde{S}]},$$

$$\bar{f}_W = \frac{\pi D^4}{128K_O F_C} \frac{D^4 \tilde{S}(1 - \overline{\Delta p_{mf}})}{K_B \left[\frac{\mu_O}{\mu_{Ws}}(1 - \tilde{S}) + S \right]} + \frac{\beta d^4}{K_M}.$$

Результаты расчета ОФП от водонасыщенности для нефти и водного раствора ПАВ удовлетворительно соответствуют результатам расчета по формулам работы [11]. Сравнение можно наблюдать на рис. 4 в виде голубой линии.

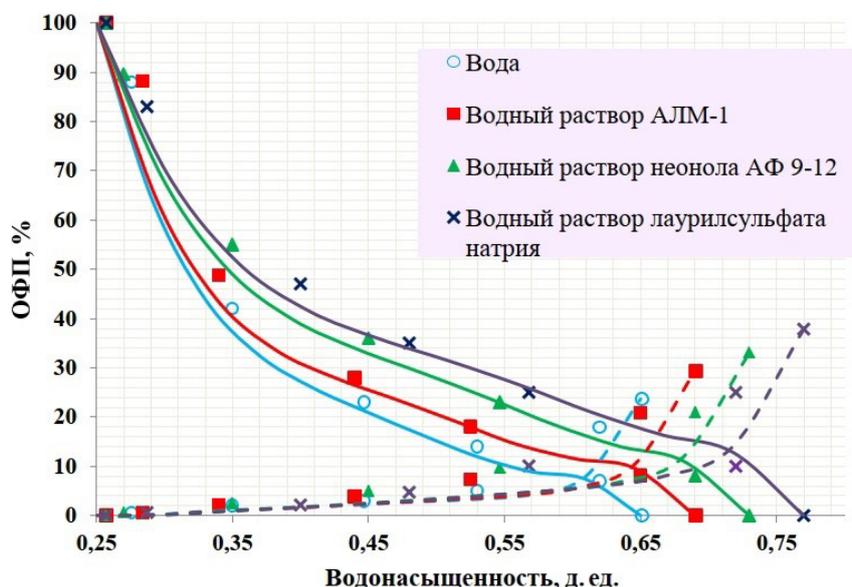


Рис. 4. Сравнение экспериментальных (точки ○) и расчетных (голубая линия) фазовых проницаемостей по нефти и воде от водонасыщенности [11]

Fig. 4. Comparison of experimental (points ○) and calculated (line) phase permeabilities for oil and water versus water saturation [11]

Заключение

1. Предложена и разработана кластерная сетевая гидродинамическая модель течения нефти, воды и газа в керне, основанная на уравнениях баланса массы в поровых каналах, с учетом подвода масс через перемычки и уравнения импульсов в форме обобщенного уравнения Бернулли для трехфазной смеси с потерями, включая потери от межфазного взаимодействия.
2. Разработан расчетно-экспериментальный метод определения параметров течения нефтеводогазовой смеси в керне, включающий в себя экспериментальное определение фазовых проницаемостей по нефти, воде и газу при однофазном течении (три модельных эксперимента).
3. Впервые из уравнений гидродинамики трехфазной смеси получены аналитические выражения для ОФП нефти, воды и газа при их совместном движении через керн горной породы.
4. Показано, что в частном случае отсутствия в потоке газа цифровая модель и решение задачи совпадают с известным решением и экспериментальными данными для фильтрации нефтеводяной смеси.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алтунин А. Е. Расчетный метод получения относительных фазовых проницаемостей 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. Афанаскин И. В. Суперэлементная модель трехфазной фильтрации нефти, газа и воды с учетом работы добывающих скважин при забойном (и пластовом) давлении ниже давления насыщения нефти газом / И. В. Афанаскин, С. Г. Вольпин, А. В. Королев, О. В. Ломакина, П. В. Ялов // Вестник кибернетики. 2018. № 1 (29). С. 9-19.
3. Ахметов Р. Т. Использование гантельной модели для определения абсолютной проницаемости коллекторов по кривым капиллярного давления / Р. Т. Ахметов, В. В. Мухаметшин, Л. С. Кулешова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 4 (328). С. 52-56.
DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56
4. Бенсон Л. А.-Л. Физико-математическая модель притока к скважине в газоконденсатном пласте: дисс. канд. техн. наук / Л. А.-Л. Бенсон. СПб., 2018. 133 с.
5. Гафаров Ш. А. Гравитационно-гидродинамический механизм фильтрации трехфазной смеси и повышение углеводородоотдачи пласта при создании подземных хранилищ газа в истощенных месторождениях нефти / Ш. А. Гафаров, Р. Р. Ибрагимов, А. Г. Лагыпов, М. Ф. Каримов, Л. М. Муллагалиева // Нефтегазовое дело. 2012. Том 10. № 3. С. 45-49.
6. Игошин Д. Е. Моделирование пористой среды регулярными упаковками пересекающихся сфер / Д. Е. Игошин, О. А. Никонова, П. Я. Мостовой // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математические науки. Информатика. 2014. № 7. С. 34-42.
7. Игошин Д. Е. Проницаемость пористой среды периодической структуры с разветвляющимися каналами / Д. Е. Игошин, О. А. Никонова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Том 1. № 2 (2). С. 131-141.
8. Игошин Д. Е. Расчет относительных фазовых проницаемостей пористой среды ромбэдрической структуры / Д. Е. Игошин, А. С. Губкин, А. А. Губайдуллин // XVI Всероссийский семинар с международным участием «Динамика многофазных сред» (30 сентября — 5 октября 2019 г., Новосибирск, Россия). 2019. С. 64-65.
9. Инструкция по эксплуатации автоматизированного программно-измерительного комплекса для петрофизического исследования кернов ПИК-ОФП/ЭП-3. Новосибирск: Геологика, 2009. 43 с.
10. Кузина О. А. Особенности модернизации петрофизического исследовательского комплекса для осуществления возможности фильтрации газа совместно с водонефтяными флюидами / О. А. Кузина, И. Р. Поточняк, Л. А. Пульдас // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 1 (29). С. 75-87.
DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-75-87
11. 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
12. Ложкин М. Г. Метод определения относительных фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при последовательной псевдостационарной фильтрации / М. Г. Ложкин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7 (46). С. 51-53.
 13. Ложкин М. Г. Модель относительных фазовых проницаемостей для вытеснения газа конденсатом и водой и вытеснения нефти водой и газом / М. Г. Ложкин // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 1 (40). С. 39-41.
 14. Ложкин М. Г. Экспериментальная проверка методов математического моделирования проницаемости в области трехфазной насыщенности ядра / М. Г. Ложкин // Трофимукотские чтения — 2017: материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых (8-14 октября 2017 г., Новосибирск, Россия). 2017. С. 214-217.
 15. Манасян А. Э. Методика формирования и выбора кривых относительных фазовых проницаемостей при недостаточной изученности объекта / А. Э. Манасян, А. С. Устинов, И. Г. Курапова, Р. Г. Сарваретдинов, М. Н. Мельников // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 12. С. 27-35.
 16. Овчаров В. В. Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов / В. В. Овчаров // Вестник кибернетики. 2014. № 1 (13). С. 10-16.
 17. Орлов Д. М. Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости / Д. М. Орлов, А. П. Федосеев, Н. В. Савченко, И. Ю. Корчажкина, Б. А. Григорьев, А. Е. Рыжов, Т. А. Перунова, Н. Ю. Максимова, Е. П. Калашникова // Вести газовой науки. 2015. № 3 (23). С. 8-14.
 18. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. 35 с.
 19. Рассохин С. Г. Экспериментальное исследование процессов трехфазной фильтрации в термобарических условиях аптских отложений / С. Г. Рассохин, В. М. Троицкий, А. В. Мизин и др. // Вести газовой науки. 2010. № 1 (4). С. 167-178.
 20. Степанов С. В. Вычислительная технология для определения функции межфазного взаимодействия на основе моделирования течения в капиллярном кластере / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров, Г. С. Бембель // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 1. С. 63-71. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71
 21. Степанов С. В. Использование данных разработки месторождений нефти для получения кривых фазовых проницаемостей / С. В. Степанов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 4. С. 112-114.
 22. 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 // XI Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник докладов. 2015. С. 3600-3601.

23. Шабаров А. Б. Геометрическая модель порового пространства для расчета фильтрации нефти и воды / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Теплофизика, теплотехника, гидрогазодинамика. Инновационные технологии. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2016. С. 172-183.
24. Шабаров А. Б. Гидрогазодинамика: учеб. пос. / А. Б. Шабаров. 2-е изд., перераб. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2013. 460 с.
25. Шабаров А. Б. Итоговый отчет по теме «Численное исследование процесса вытеснения в масштабах зерна для получения согласованных кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей» (рамочный договор ТННЦ-ТюмГУ от 16.06.2011 г.) / А. Б. Шабаров, Н. В. Саранчин, Н. Ф. Чистякова, А. В. Ширшова, Л. А. Пульдас, А. А. Ступников, И. М. Ветров, А. В. Шаталов, Г. С. Бембель, А. А. Вакулин, С. Е. Варюхин, С. В. Бердюгин, Д. Н. Медведев, Д. А. Молчанов, В. В. Воробьев. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр; Тюменский государственный университет, 2011.
26. 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
27. 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
28. Шабаров А. Б. Цифровая кластерная модель порового пространства при течении трехфазного потока в пористой среде / А. Б. Шабаров, Д. Е. Игошин, П. М. Ростенко, А. П. Садыкова // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 1 (29). С. 88-108. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-88-108
29. Юрьев А. В. Определение относительных фазовых проницаемостей и коэффициентов вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного зерна / А. В. Юрьев, И. П. Белозеров, В. Е. Шулев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. № 1. С. 342-345.
30. Aziz K. Petroleum Reservoir Simulation / K. Aziz, A. Settari. Applied Science Publishers, 1979. 476 p.
31. Blunt M. J. An empirical model for three-phase relative permeability / M. J. Blunt // SPE Journal. 2000. Vol. 5. No. 4. Pp. 435-445. DOI: 10.2118/67950-PA
32. Brooks R. H. Hydraulic properties of porous media / R. H. Brooks, A. T. Corey // Hydrology Papers. 1964. No. 3. 37 p.
33. Burdine N. T. Pore size distribution of petroleum reservoir rocks / N. T. Burdine, L. S. Gournay, P. P. Reichertz // Journal of Petroleum Technology. 1950. Vol. 2. No. 7. Pp. 195-204. DOI: 10.2118/950195-G
34. Corey A. T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities / A. T. Corey // Producers Monthly. 1954. Vol. 19. No. 1. Pp. 38-41.
35. Delshad M. Two- and three-phase relative permeabilities of micellar fluids / M. Delshad, M. Delshad, G. A. Pope // SPE Formation Evaluation. 1987. Vol. 3. No. 2. Pp. 327-337.
36. Element D. J. Assessment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data / D. J. Element, J. H. K. Masters, N. C. Sargent, A. J. Jayasekera,

- S. G. Goodyear // Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific (October 2003, Kuala Lumpur, Malaysia). 2003. Paper SPE-84903-MS. DOI: 10.2118/84903-MS
37. Fatt I. The network model of porous media / I. Fatt // AIME Petroleum Transactions. 1956. Vol. 207. Pp. 144-181. DOI: 10.2118/574-G
38. Gubkin A. S. Calculation of two-phase flow in micro-channels of variable section with account of compressibility of one phase / A. S. Gubkin, D. E. Igoshin, L. N. Filimonova // AIP Conference Proceedings. 2019. Vol. 2125. No. 1. Pp. 030111. DOI: 10.1063/1.5117493
39. Henry W. III. Experiments on the quantity of gases absorbed by water, at different temperatures, and under different pressures / W. Henry, J. Banks // Philosophical Transactions of the Royal Society of London. 1803. Vol. 93. Pp. 29-274. DOI: 10.1098/rstl.1803.0004
40. Hustad O. S. A consistent correlation for three phase relative permeabilities and phase pressures based on three sets of two phase data / O. S. Hustad, A. G. Hansen // Paper presented at the 8th European IOR — Symposium (May 16-17, 1995, Vienna, Austria). 1995. DOI: 10.3997/2214-4609.201406940
41. Leverett M. C. Steady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands / M. C. Leverett, W. B. Lewis // Transactions of the AIME. 1941. Vol. 142. No. 1. Pp. 107-116. DOI: 10.2118/941107-G
42. Shahverdi H. Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems / H. Shahverdi, M. Sohrabi, M. Fatemi, M. Jamiolahmady // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2011. Vol. 78. No. 3-4. Pp. 732-739. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.08.010
43. Stone H. L. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data / H. L. Stone // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1973. Vol. 12. No. 4. Paper PETSOC-73-04-06. DOI: 10.2118/73-04-06
44. Stone H. L. Probability model for estimating three-phase relative permeability / H. L. Stone // Journal of Petroleum Technology. 1970. Vol. 22. No. 2. Pp. 214-218. DOI: 10.2118/2116-PA
45. Valavanides M. S. ImproDeProF project: recent advances and new challenges in the development of the DeProF tentative theory for steady-state two-phase flow in porous media / M. S. Valavanides // Paper presented at the International Conference “Science in Technology” SCinTE 2015 (5-7 November 2015, Athens, Greece). 2015.
46. 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 & Gas Science and Technology. 2012. Vol. 67. No. 5. Pp. 787-804. DOI: 10.2516/ogst/2012056

Alexander B. SHABAROV¹
Dmitriy E. IGOSHIN²
Polina M. ROSTENKO³
Anastasia P. SADYKOVA⁴

UDC 532.546.3

**MASS TRANSFER OF PHASES IN THE FLOW
OF OIL-WATER-GAS MIXTURE
ON THE CORE SCALE**

¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
a.b.shabarov@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-5374-8704

² Cand. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Department of Fundamental Mathematics and Mechanics,
Institute of Mathematics and Computer Science, University of Tyumen
d.e.igoshin@utmn.ru; ORCID: 0000-0001-5432-296X

³ Postgraduate Student, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
stud003991636@study.utmn.ru; ORCID: 0000-0001-8030-4634

⁴ Postgraduate Student, Assistant, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
a.p.sadykova@utmn.ru; ORCID: 0000-0002-1679-7793

Abstract

The study of three-phase fluid filtration in the pore space is one of the urgent tasks in the development of oil and gas and gas condensate fields. In the study of three-phase flows, semi-empirical methods for calculating relative phase permeabilities (RPP) are used in practice, which do not consider the structure of the pore space and the fundamental equations of hydrodynamics.

The paper proposes and substantiates a physical and mathematical model of mass transfer in the filtration flow of an oil-water-gas mixture in a porous medium. The pore space structure model

Citation: Shabarov A. B., Igoshin D. E., Rostenko P. M., Sadykova A. P. 2022. "Mass transfer of phases in the flow of oil-water-gas mixture on the core scale". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 4 (32), pp. 40-65. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

is based on the distribution of pore diameters obtained from capillary pressure curves (CCP). In the core, clusters are identified, consisting of a large channel through which oil, water and gas move in a “beaded” mode; channels of medium diameter filled with water and gas and channels of small radius in which gas moves. A system of equations is presented and solved that determines the distribution of moving volumes and volumetric flows over channels and phases. When determining pressure losses in the system of pore channels, friction losses, local losses, and also losses due to interfacial interaction are taken into account. For the first time, on the basis of a hydrodynamic model, analytical expressions were obtained to determine the RPP for oil, water and gas. The calculation-experimental method is based on three model experiments, the results of which determine the properties of the cluster channels in relation to the separately filtered phases. It is shown that the developed theory and calculation method, in the particular case of an oil-water mixture, coincide with the previously developed theory of two-phase filtration on the core scale.

Keywords

Three-phase filtration, oil-water-gas mixture, hydrodynamic digital core model, spatial cluster model of pore space, approximate analytical dependences of relative permeability.

DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-4-40-65

REFERENCES

1. Altunin A. E., Sokolov S. V., Stepanov S. V., Cheremisin N. A., Shabarov A. B. 2013. “Calculation method of receiving relative phase permeability based on solution of Bernoulli generalized equations for a system of porous channels”. *Oilfield Engineering*, no. 8, pp. 40-46. [In Russian]
2. Afanaskin I. V., Volpin S. G., Korolev A. V., Lomakina O. V., Yalov P. V. 2018. “Super-element model of three-phase filtration of oil, gas and water taking into account performance of producing wells at bottomhole (and reservoir) pressure below bubble point pressure”. *Proceedings in Cybernetics*, no. 1 (29), pp. 9-19. [In Russian]
3. Akhmetov R. T., Mukhametshin V. V., Kuleshova L. S. 2019. “A dumbbell model application for the absolute permeability of reservoirs by capillary pressure curves determining”. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, no. 4 (328), pp. 52-56. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-4(328)-52-56 [In Russian]
4. Benson L. A.-L. 2018. “Physical and mathematical model of inflow to a well in a gas condensate reservoir”. *Cand. Sci. (Tech.) diss. Saint-Petersburg*. 133 p. [In Russian]
5. Gafarov S. A., Ibragimov R. R., Latypov A. G., Karimov M. F., Mullagalieva L. M. 2012. “The gravityhydrodynamic filtering mechanism of three-phase mixture increasing of hydrocarbon recovery with creating underground gas storage (UGS) in depleted oil fields”. *Petroleum Engineering*, vol. 10, no. 3, pp. 45-49. [In Russian]
6. Igoshin D. E., Nikonova O. A., Mostovoy P. Ya. 2014. “Simulation of porous medium in the form of systematically packed intersecting spheres”. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Sciences. Informatics*, no. 7, pp. 34-42. [In Russian]
7. Igoshin D. E., Nikonova O. A. 2015. “The permeability of the porous medium with a periodic structure branching channels”. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 1, no. 2 (2), pp. 131-141. [In Russian]

8. Igoshin D. E., Gubkin A. S., Gubaidullin A. A. 2019. "Calculation of the relative phase permeabilities of a porous medium with a rhombohedral structure". Proceedings of the XVI All-Russian Seminar with international participation "Dynamics of Multiphase Media" (30 September — 5 October 2019, Novosibirsk, Russia), pp. 64-65. [In Russian]
9. Geologika. 2009. Operating instructions for the automated software-measuring complex for petrophysical examination of cores PIK-OFP/EP-3. Novosibirsk: Geologika. 43 p. [In Russian]
10. Kuzina O. A., Potochnyuk I. R., Poldas L. A. 2022. "Features of the modernization of the petrophysical research complex for the implementation of the possibility of gas filtration together with water-oil fluids". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 8, no. 1 (29), pp. 75-87. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-75-87 [In Russian]
11. 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 [In Russian]
12. Lozhkin M. G. 2015. "The method of relative phase permeability determination in the laboratory conditions at the sequential pseudo-steady filtration". Exposition Oil & Gas, no. 7 (46), pp. 51-53. [In Russian]
13. Lozhkin M. G. 2015. "A relative permeability model of gas displacement by water and condensate and oil displacement by water and gas". Exposition Oil & Gas, no. 1 (40), pp. 39-41. [In Russian]
14. Lozhkin M. G. 2017. "The experimental checking of mathematical models of relative permeabilities for three-phase core saturation". Trofimuk Readings — 2017: Proceedings of the All-Russian Youth Scientific Conference (8-14 October 2017. Novosibirsk, Russia), pp. 214-217. [In Russian]
15. Manasyan A. E., Ustinov A. S., Kurapova I. G., Sarvaretdinov R. G., Melnikov M. N. 2008. "Method of formation and selection of curves of relative phase permeabilities with insufficient knowledge of the object". Automation and Informatization of the Fuel and Energy Complex, no. 12, pp. 27-35. [In Russian]
16. Ovcharov V. V. 2014. "Review of calculation and correction methods of relative permeability curves for reservoir simulation of hydrocarbon deposits". Proceedings in Cybernetics, no. 1 (13), pp. 10-16. [In Russian]
17. Orlov D. M., Fedoseev A. P., Savchenko N. V., Korchazhkina I. Yu., Grigoryev B. A., Ryzhov A. Ye., Perunova T. A., Maksimova N. Yu., Kalashnikova Ye. P. 2015. "Estimation of filtration velocity influence on relative phase permeabilities using method of unsteady filtration". Vesti gazovoy nauki, no. 3 (23), pp. 8-14. [In Russian]
18. OST 39-235-89. 1989. Oil. Method for determining phase permeabilities in laboratory conditions with joint stationary filtration. Moscow. [In Russian]
19. Rassokhin S. G., Troitsky V. M., Mizin A. V. et al. 2010. "Experimental study of three-phase filtration processes under thermobaric conditions of the Aptian deposits". Vesti gazovoy nauki, no. 1 (4), pp. 167-178. [In Russian]
20. Stepanov S. V., Shabarov A. B., Bembel G. S. 2016. "Computer technology for determination of interphase interaction function based on flow simulation in capillary cluster". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 1, pp. 63-71. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-1-63-71 [In Russian]

21. Stepanov S. V. 2006. "Use of oil field development data to obtain phase permeability curves". *Oil Industry*, no. 4, pp. 112-114. [In Russian]
22. Stepanov S. V., Shabarov A. B., Bembel G. S., Shatalov A. V. 2015. "Investigation of dynamic phase permeabilities based on numerical simulation of two-phase flow in pore channels". *Proceedings of the XI All-Russian Congress on Fundamental Problems of Theoretical and Applied Mechanics*, pp. 3600-3601. [In Russian]
23. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2016. "Geometric model of the pore space for calculating the filtration of oil and water". *Thermophysics, Heat Engineering, Hydrogas Dynamics. Innovative Technologies*, pp. 25-36. Tyumen: University of Tyumen. [In Russian]
24. Shabarov A. B. 2013. *Hydrogas dynamics: A tutorial*. 2nd ed., revised. Tyumen: University of Tyumen. 460 p. [In Russian]
25. Shabarov A. B., Saranchin N. V., Chistyakova N. F., Shirshova A. V., Paldas L. A., Stupnikov A. A., Vetrov I. M., Shatalov A. V., Bembel G. S., Vakulin A. A., Varyukhin S. E., Berdyugin S. V., Medvedev D. N., Molchanov D. A., Vorobyov V. V. 2011. Final report on the topic "Numerical study of the displacement process on the scale of the core to obtain consistent curves of capillary pressure and relative phase permeabilities" (Framework Agreement of Tyumen Petroleum Research Center — University of Tyumen dated 16.06.2011). Tyumen: Tyumen Petroleum Research Center; University of Tyumen. [In Russian]
26. 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]
27. 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]
28. Shabarov A. B., Igoshin D. E., Rostenko P. M., Sadykova A. P. 2022. "Digital cluster model of pore space at flow of three-phase flow in porous medium". *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, vol. 8, no. 1 (29), pp. 88-108. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-88-108 [In Russian]
29. Yuryev A. V., Belozerov I. P., Shulev V. E. 2014. "Determination of relative phase permeabilities and coefficients of oil displacement by water on full-size core samples". *Problems of Development of Deposits of Hydrocarbon and Ore Minerals*, no. 1, pp. 342-345. [In Russian]
30. Aziz K., Settari A. 1979. *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers. 476 p.
31. Blunt M. J. 2000. "An empirical model for three-phase relative permeability". *SPE Journal*, vol. 5, no. 4, pp. 435-445. DOI: 10.2118/67950-PA
32. Brooks R. H., Corey A. T. 1964. "Hydraulic properties of porous media". *Hydrology Papers*, no. 3, 37 p.
33. Burdine N. T., Gournay L. S., Reichertz P. P. 1950. "Pore size distribution of petroleum reservoir rocks". *Journal of Petroleum Technology*, vol. 2, no. 7, pp. 195-204. DOI: 10.2118/950195-G
34. Corey A. T. 1954. "The interrelation between gas and oil relative permeabilities". *Producers Monthly*, vol. 19, no. 1, pp. 38-41.
35. Delshad M., Delshad M., Pope G. A. 1987. "Two- and three-phase relative permeabilities of micellar fluids". *SPE Formation Evaluation*, vol. 3, no. 2, pp. 327-337.

36. Element D. J., Masters J. H. K., Sargent N. C., Jayasekera A. J., Goodyear S. G. 2003. "Assessment of three-phase relative permeability models using laboratory hysteresis data". Paper presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific (October 2003, Kuala Lumpur, Malaysia), paper SPE-84903-MS. DOI: 10.2118/84903-MS
37. Fatt I. 1956. "The network model of porous media". AIME Petroleum Transactions, vol. 207, pp. 144-181. DOI: 10.2118/574-G
38. Gubkin A. S., Igoshin D. E., Filimonova L. N. 2019. "Calculation of two-phase flow in micro-channels of variable section with account of compressibility of one phase". AIP Conference Proceedings, vol. 2125, no. 1, pp. 030111. DOI: 10.1063/1.5117493
39. Henry W., Banks J. 1803. "III. Experiments on the quantity of gases absorbed by water, at different temperatures, and under different pressures". Philosophical Transactions of the Royal Society of London, vol. 93, pp. 29-274. DOI: 10.1098/rstl.1803.0004
40. Hustad O. S., Hansen A. G. 1995. "A consistent correlation for three phase relative permeabilities and phase pressures based on three sets of two phase data". Paper presented at the 8th European IOR — Symposium (16-17 May 1995, Vienna, Austria). DOI: 10.3997/2214-4609.201406940
41. Leverett M. C., Lewis W. B. 1941. "Steady flow of gas-oil-water mixtures through unconsolidated sands". Transactions of the AIME, vol. 142, no. 1, pp. 107-116. DOI: 10.2118/941107-G
42. Shahverdi H., Sohrabi M., Fatemi M., Jamiolahmady M. 2011. "Three-phase relative permeability and hysteresis effect during WAG process in mixed wet and low IFT systems". Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 78, no. 3-4, pp. 732-739. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.08.010
43. Stone H. L. 1973. "Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data". Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 12, no. 4, paper PETSOC-73-04-06. DOI: 10.2118/73-04-06
44. Stone H. L. 1970. "Probability model for estimating three-phase relative permeability". Journal of Petroleum Technology, vol. 22, no. 2, pp. 214-218. DOI: 10.2118/2116-PA
45. Valavanides M. S. 2015. "ImProDeProF project: recent advances and new challenges in the development of the DeProF tentative theory for steady-state two-phase flow in porous media". Paper presented at the International Conference "Science in Technology" SCinTE 2015 (5-7 November 2015, Athens, Greece).
46. 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 & Gas Science and Technology, vol. 67, no. 5, pp. 787-804. DOI: 10.2516/ogst/2012056