

МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ

Сергей Викторович СТЕПАНОВ¹
Александр Борисович ШАБАРОВ²

УДК 532.546.3

К ВОПРОСУ О НАЛИЧИИ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ МЕЖДУ ФУНКЦИЕЙ МЕЖФАЗНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫМИ СВОЙСТВАМИ

¹ доктор технических наук, профессор
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет;
старший эксперт, Тюменский нефтяной научный центр
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

² доктор технических наук, профессор
кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
a.b.shabarov@utmn.ru

Аннотация

В статье рассматриваются результаты работы по выявлению возможных закономерностей между параметрами, описывающими функцию межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами горных пород. Метод исследований состоит в обработке лабораторных данных посредством предложенной аппроксимации функции межфазного взаимодействия. Исследования проведены с использованием реальных

Цитирование: Степанов С. В. К вопросу о наличии закономерностей между функцией межфазного взаимодействия и фильтрационно-емкостными свойствами / С. В. Степанов, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 1 (25). С. 92-111.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111

лабораторных данных, формирующих четыре кластера. При этом данные по кривым капиллярного давления и данные по относительным фазовым проницаемостям получены на одних и тех же образцах керн.

Описаны факторы, определяющие межфазное взаимодействие при течении многофазной жидкости в пористой среде. На этой основе предложен метод вычисления дискретных значений функции межфазного взаимодействия по результатам лабораторных исследований относительной фазовой проницаемости. Для аппроксимации функции межфазного взаимодействия обоснована четырехпараметрическая формула, следующая из производной функции Баклея — Леверетта при задании функций относительных фазовых проницаемостей посредством функций Кори.

Предложены два варианта формулировки функции межфазного взаимодействия. Установлено, что для первого варианта имеется устойчивая зависимость только для одного параметра, а для второго варианта — с тремя параметрами, при этом один из параметров во всех случаях оказался близким к единице.

Показано, что погрешность выявляемых зависимостей от отклонения параметров имеет линейную зависимость, при этом для обоих вариантов функции межфазного взаимодействия ранжирование параметров по их влиянию на погрешность различна. С использованием тестовой выборки показано, что полученные зависимости позволяют с приемлемой погрешностью определять параметры функции межфазного взаимодействия.

Ключевые слова

Функция межфазного взаимодействия, относительная фазовая проницаемость, кривая капиллярного давления, фильтрационно-емкостные свойства.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111

Введение

Разработка месторождений нефти и газа, как известно, осуществляется в рамках проектирования (долгосрочное планирование) и мониторинга (краткосрочное планирование). При этом основным инструментом для решения соответствующих задач является математическое моделирование, которое во многом опирается на данные по относительным фазовым проницаемостям (ОФП) — ключевым функциям, отражающим специфику межфазного взаимодействия в пористых средах.

Как показывает многолетняя практика моделирования разработки месторождений, всегда существует огромный дефицит данных по ОФП. В этой связи актуально развитие новых методов получения ОФП, в т. ч. методов, основанных на взаимосвязях между величинами/параметрами, описывающими межфазное взаимодействие в пористых средах, и величинами/параметрами, описывающими фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) этих пористых сред. Целесообразность развития таких методов обусловлена тем, что ФЕС в лабораторных условиях определяются значительно проще и в существенно большем количестве,

чем ОФП. Соответственно, понимание взаимосвязей между ОФП и ФЕС, открывает возможности для увеличения количества данных по ОФП на порядки.

Функционально межфазное взаимодействие можно описать посредством так называемой функции межфазного взаимодействия (ФМВ), обоснованной в работах [1, 4, 6, 7]. Суть ФМВ состоит в том, что она описывает потери давления при течении многофазной жидкости в пористой среде, обусловленные только межфазным взаимодействием, т. е. за исключением потерь давления, обусловленных вязким трением и местными сопротивлениями. При этом под вязким трением понимается внутреннее трение во флюиде (в т. ч. связанное с режимом течения) и трение флюида о стенки поровых каналов, а под местными сопротивлениями понимаются сопротивления, связанные с изменением конфигурации поровых каналов, их изгибами и пересечениями с другими каналами. Важно, что ФМВ учитывает потери давления именно при одновременном течении нескольких фаз. Другими словами, при значениях насыщенности не больше их критических значений ФМВ равна нулю и имеет не нулевые значения в диапазоне совместной фильтрации фаз, т. е. между критическими насыщенностями фаз.

Экспериментальные наблюдения на прозрачных моделях пористых сред (например, [2]) свидетельствуют о том, что многофазное течение в поровых каналах может иметь либо струйный характер, либо четочный характер. Степень выраженности того или иного характера течения многофазной жидкости в пористой среде связана как со структурой пустотного пространства (под которым понимается и разнообразие в материалах стенок поровых капиллярных каналов), так и со свойствами фаз (флюидов), составляющих многофазную жидкость. При этом принципиальное значение на характер течения в пористой среде и, как следствие, на вид ФМВ оказывает структура пустотного пространства горной породы. Это видно хотя бы на примере дробления флюида на отдельные капли при течении двух флюидов в пористой среде. Действительно, если взять в качестве пористых сред две их капиллярные модели, первая из которых состоит из непересекающихся прямолинейных капилляров постоянного сечения, а вторая — из таких же, но пересекающихся капилляров, то в первой среде течение будет носить струйный характер, а во второй среде — четочный характер. Заметим, что такая ситуация реализуется если на входной границе в рассматриваемые модели пористой среды подавать каждый флюид в отдельные капилляры, т. е. исключить формирование капель на границе модели, и, кроме этого, исключить действие таких факторов, как шероховатость каналов и их загрязненность, а также исключить влияние режима течения. Таким образом, можно предположить, что вид ФМВ должен зависеть от фильтрационно-емкостных свойств горной породы, являющихся отражением структуры пустотного пространства и обусловлен многообразным проявлением капиллярных эффектов, таких как эффект Жамена, скачки Хейнса, дробление/слияние капель, с учетом влияния на эти эффекты и пленок, покрывающих поверхности поровых каналов.

В работах [1, 4, 6, 7] показано, что ФМВ имеет колоколообразную форму, следовательно, задача исследований закономерностей в поведении ФМВ от ФЕС

сводится вначале к обоснованию аппроксимирующей формулы, а затем к задаче поиска закономерностей между параметрами, определяющими (аппроксимирующими) ФМВ и свойствами, характеризующими горную породу. Заметим, что получение закономерностей от ФЕС для параметров, описывающих ОФП, является достаточно распространенным подходом, однако исследование закономерностей между ФЕС и параметрами ФМВ для последующего расчета ОФП представляет собой оригинальное решение.

Обоснование параметров и аппроксимирующей функции

Учитывая вышесказанное, исследование закономерностей поведения ФМВ необходимо проводить исходя из ФЕС, характеризующих не только емкость пустотного пространства (коэффициент пористости m) и способность пропускать через себя флюиды (абсолютная проницаемость k), но и исходя из понимания свойств, которые бы характеризовали структуру пустотного пространства горных пород. Такими свойствами являются параметр λ , рассчитываемый из аппроксимации кривой капиллярного давления (ККД) по формуле Брукса — Кори, характерный размер пор $d = \sqrt{k/m}$ и параметр $\kappa = k/(mD^2)$, следующий из кластерной модели зерна [1, 7] (D — диаметр большого капиллярного канала в капиллярном кластере).

Кривую, имеющую колоколообразную форму, можно аппроксимировать различными зависимостями. Поскольку параметры аппроксимации определяются в ходе решения обратной задачи, важно, чтобы с одной стороны количество таких параметров было невелико (это позволит ослабить проблему неоднозначности в определении параметров), а с другой стороны — не было бы мало, чтобы давать потенциальную возможность для качественной аппроксимации экспериментальных данных, учитывая разнообразие кривых ОФП, а значит и разнообразие ФМВ, определяемых через ОФП.

Известно, что колоколообразный вид имеет функция производной функции Баклея — Леверетта [3]. В простейшем случае ее можно описать тремя параметрами: показателями степени Кори α и β , используемыми для аппроксимации ОФП, соответственно, по нефти S^α и по воде $(1 - S)^\beta$, и относительной вязкостью $\mu = \mu_w/\mu_o$. Поскольку максимум таким образом определяемой функции зависит от трех указанных параметров, она является недостаточно общей. Следовательно, для обеспечения большей «гибкости» зависимости нужно ввести еще параметр (обозначим его A), обеспечивающий вертикальное масштабирование функции. Предположим, что такая четырехпараметрическая формула удовлетворяет условиям на однозначность определения параметров аппроксимации и на качество аппроксимации. В качестве аргумента такой функции удобно использовать нормированную водонасыщенность. Несложные преобразования дают такую аппроксимационную формулу для ФМВ на основе производной функции Баклея — Леверетта:

$$\text{ФМВ} = A \frac{\alpha S^{\alpha-1} (S^\alpha + \mu(1 - S)^\beta) - S^\alpha (\alpha S^{\alpha-1} - \mu\beta(1 - S)^{\beta-1})}{(S^\alpha + \mu(1 - S)^\beta)^2}, \quad (1)$$

где S — нормированная водонасыщенность, определяемая как

$$S = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr}} \quad (2)$$

(S_{wr} — критическая водонасыщенность, S_{or} — критическая (остаточная) нефтенасыщенность, S_w — водонасыщенность ($S_{wr} \leq S_w \leq 1 - S_{or}$)).

В конечном итоге исследование закономерностей между ФМВ и ФЕС сводится к поиску устойчивых корреляций между параметрами A , α , β , μ и параметрами m , k , λ , d , κ .

Описание метода

Поскольку ФМВ связана с межфазным взаимодействием, обуславливающим существование такого свойства, как ОФП, то для определения ФМВ должны быть использованы лабораторные данные по исследованию ОФП. Как правило, лабораторное изучение ОФП проводится по методу стационарной фильтрации, который позволяет получить значения ОФП при некоторых (обычно 5-7) значениях насыщенности. Следовательно, и вычисляемые по ходу идентификации параметров значения ФМВ будут носить дискретный (в определенных точках) характер с количеством ненулевых значений, равным количеству значений насыщенности в области совместной фильтрации.

Расчет точечных значений ФМВ по данным лабораторных исследований ОФП требует предварительного определения величины потерь давления, обусловленных всеми факторами, за исключением межфазного взаимодействия при многофазном течении в пористой среде. Другими словами, речь идет о том, что такие факторы отражаются на значениях динамической вязкости флюидов (фактор наличия внутреннего трения во флюидах), значении абсолютной проницаемости породы (фактор влияния структуры пустотного пространства горной породы), а также значениях ОФП по нефти при критической водонасыщенности и ОФП по воде при критической (остаточной) нефтенасыщенности (фактор того, что часть пустотного пространства занята неподвижным флюидом). Заметим, что фактор, связанный с неподвижным флюидом не только отражает факт занятия этим флюидом части пустотного пространства, но и отражает факт взаимодействия этого неподвижного флюида с контактирующим с ним другим флюидом. Это хорошо видно в том, что значения ОФП, вычисленные путем деления фазовой проницаемости на абсолютную проницаемость, в критических точках меньше значений критических насыщенностей фаз. В качестве примера на рис. 1 показаны ОФП в системе нефть — вода, для которых ОФП по нефти при критической водонасыщенности 0,41 д. ед. равна 0,33 д. ед., а ОФП по воде при критической нефтенасыщенности 0,23 д. ед. равна 0,07 д. ед.

Как правило, значения ОФП по нефти и по воде при критических насыщенностях отличаются. Это видно и из рис. 1. Отсюда можно предположить, что данное отличие свидетельствует о том, что влияние неподвижных флюидов различно и при наличии обеих подвижных флюидов. Другими словами, это

означает, что при разных значениях насыщенности в области совместной фильтрации остаточная нефтенасыщенность, а значит, и ее влияние на процесс многофазной фильтрации формируются по ходу вытеснения нефти водой. Косвенным подтверждением этой гипотезы является экспериментально обнаруженный факт зависимости остаточной нефтенасыщенности от начальной непродельной нефтенасыщенности — при увеличении начальной нефтенасыщенности увеличивается и остаточная нефтенасыщенность [8, 9] (рис. 2).

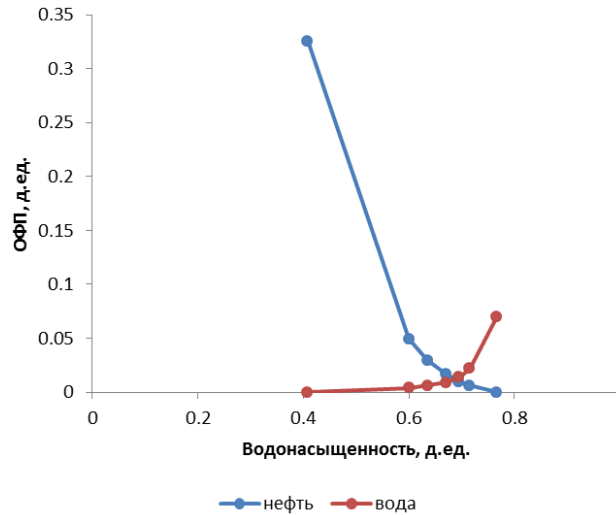


Рис. 1. ОФП в системе нефть — вода

Fig. 1. Relative phase permeability (RPP) in the oil — water system

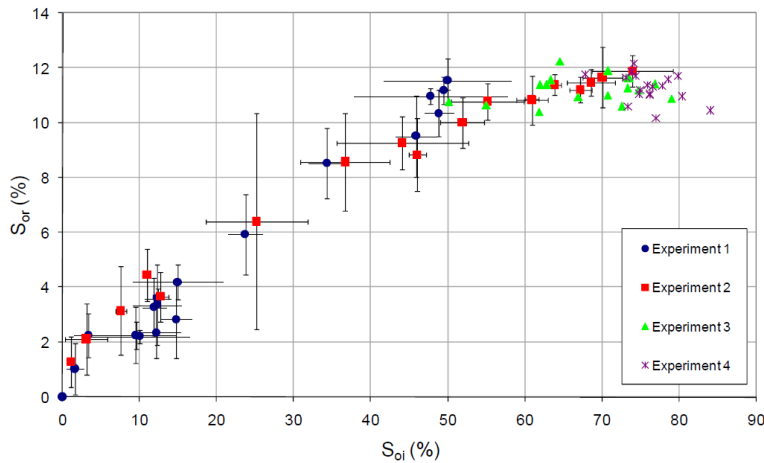


Рис. 2. Зависимость остаточной нефтенасыщенности от начальной (непродельной) нефтенасыщенности [9]

Fig. 2. The dependence of residual oil saturation on the initial (unsaturated) oil saturation [9]

Учитывая вышесказанное, для вычисления потерь давления, обусловленных всеми факторами, за исключением межфазного взаимодействия при многофазном течении в пористой среде, удобно ввести в рассмотрение приведенную вязкость μ^* и приведенную ОФП при неподвижных насыщенностях фаз f^* , определяемых как функции нормированной водонасыщенности по формулам:

$$\mu^* = \mu_w S + \mu_o (1 - S), \quad (3)$$

$$f^* = f_{or} S + f_{wr} (1 - S). \quad (4)$$

В формуле (3) μ_w и μ_o — динамические вязкости воды и нефти, соответственно, а в формуле (4) f_{wr} и f_{or} — ОФП по нефти при критической водонасыщенности и ОФП по воде при критической нефтенасыщенности соответственно.

Обозначим искомую величину потерь давления через ΔP^* . Используя закон Дарси, эту величину можно определить по формуле:

$$\Delta P^* = \frac{vL\mu^*}{kf^*}, \quad (5)$$

в которой v — линейная скорость фильтрации многофазной жидкости, L — длина участка образца керна, на котором проводится замер перепада давления, k — абсолютная проницаемость образца.

Полные потери давления ΔP , обусловленные всеми действующими факторами, замеряется в лаборатории по ходу проведения эксперимента. Зная величины ΔP^* и ΔP можем определить ФМВ, обозначенную как ΔP^o , по формуле

$$\Delta P^o = \Delta P - \Delta P^*. \quad (6)$$

Заметим, что при обработке лабораторных данных по исследованиям ОФП расчет этих функций проводится при формулировке обобщенного закона Дарси без учета разницы давления в фазах. Тем не менее разница давления в фазах косвенно учитывается при исследовании закономерностей, поскольку одним из исследуемых параметров является параметр λ , характеризующий структуру пустотного пространства и вычисляемый из аппроксимации ККД по формуле Брукса — Кори.

Таким образом, ФМВ, определенная по формуле (6), исходя из смысла потерь давления, определяемых по формуле (5), не зависит от факторов, выражаемых через величины абсолютной проницаемости и приведенные значения вязкости (3) и ОФП неподвижных фаз (4).

Лабораторные потоковые эксперименты проводятся, как правило, на стандартных образцах керна и с одинаковым размещением датчиков давления, поэтому ФМВ можно представлять именно как перепад давления. В противном случае необходимо под ФМВ понимать перепад давления, отнесенный к расстоянию, на котором этот перепад замеряется.

На рис. 3 показаны потери давления, рассчитанные по данным лабораторного эксперимента, в коде которого получены ОФП, приведенные на рис. 2. Подобные зависимости характерны для всех рассмотренных лабораторных

данных, причем положение максимума в большинстве случаев смещено в сторону больших значений водонасыщенности.

Исследование закономерностей между ФМВ и ФЕС можно проводить исходя из представления ФМВ в размерных или безразмерных значениях. Отсюда следует два подхода: первый подход состоял в использовании ФМВ, вычисленной по формуле (6), второй подход — в использовании ФМВ, отнесенной к полным потерям давления

$$\Delta \bar{P}^o = \Delta P^o / \Delta P. \quad (7)$$

Обозначим ФМВ, полученные по формуле (6) как ФМВ1, а ФМВ, полученные по формуле (7) как ФМВ2.

Задача аппроксимации ФМВ с использованием функции (1) сводится к поиску параметров A, α, β, μ путем решения оптимизационной задачи с минимизацией среднеквадратичной погрешности

$$\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i^l - y_i^c)^2} \rightarrow \min$$

(N — количество значений насыщенности, y_i^l, y_i^c — соответственно значения ФМВ по лабораторным данным и рассчитываемая по ходу решения оптимизационной задачи). Для решения задачи аппроксимации реализована вычислительная процедура (расчетный модуль), в котором минимизация целевой функции осуществляется по методу Нелдера — Мида, причем генерация начального симплекса происходит по методу Монте-Карло.

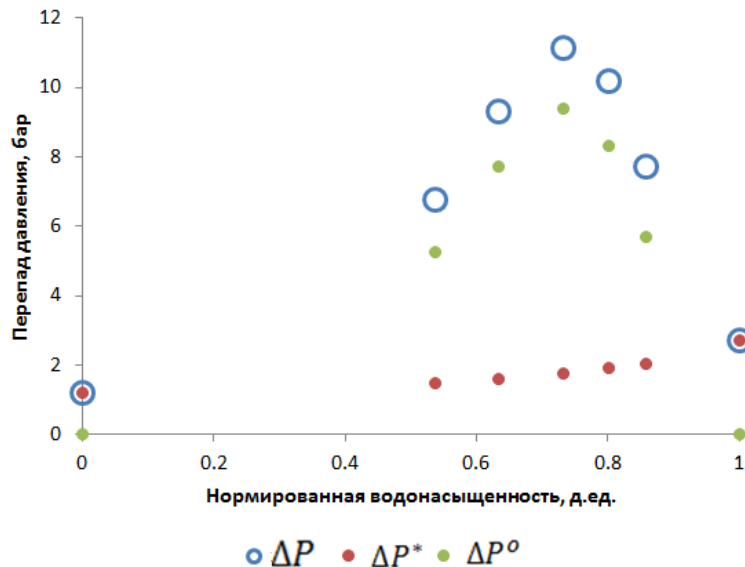


Рис. 3. Данные по потерям давления

Fig. 3. The data on pressure loss

Результаты исследований

Исследования строились на основе обработки лабораторных данных по ОФП и ККД, причем опыты на ОФП и на ККД должны быть проведены на одних и тех же образцах керна. Такое условие сужает выборку данных, однако нивелирует проблему несоответствия данных по ОФП и по ККД. Напомним, что даже при близких значениях коэффициентов пористости и абсолютной проницаемости для двух образцов керна одного литологического типа, отобранных с одного пласта, это не является гарантией того, что ОФП и ККД также будут близки. Все исследования были проведены на данных, полученных для образцов керна, формирующих 4 кластера, исходя из условий отнесения их к одному географическому району и к одним и тем же отложениям (таблица 1). При этом часть данных была отнесена к калибровочной выборке, по которой проводилась идентификация параметров ФМВ, а другая часть — к тестовой выборке, по которой проводилась проверка качества аппроксимации.

Таблица 1

Количество данных для исследований

Table 1

The data quantity for the study

Кластер	Группа пластов	Количество данных по выборкам	
		Калибровочная	Тестовая
1	ЮК	9	3
2	БС	9	3
3	БТ	12	4
4	Ю	12	4

На рис. 4. показан пример аппроксимирующей зависимости для ФМВ1 и для ФМВ2, характеризующей один из образцов керна. Для ФМВ1 среднеквадратичная погрешность составляет 2,68% и получена при $A = 19,301$, $\alpha = 1$, $\beta = 3,71$, $\mu = 7,82$. Для ФМВ2 среднеквадратичная погрешность составляет 0,73% и получена при $A = 0,691$, $\alpha = 1,326$, $\beta = 1,27$, $\mu = 1$. Таким образом, качество аппроксимации для ФМВ2 оказалось выше, чем для ФМВ1.

Качество аппроксимации по всем обработанным данным зависит от ограничений, накладываемых на управляющие параметры при решении оптимизационной задачи, а также от условий, при которых осуществляется процедура минимизации целевой функции. Для ФМВ1, как и для ФМВ2, было рассмотрено 34 варианта, различающихся между собой по ограничениям и условиям. Качество аппроксимации оценивалось по количеству образцов керна, для которых среднеквадратичная погрешность не превышала 1, 5 и 10%. Для ФМВ1 количества образцов керна для наиболее высокого качества аппроксимации составило, соответственно, 27,6, 59,9 и 78,9% от общего количества образцов. Оно достигается при следующих ограничениях:

$$0 \leq A \leq 10, 1 \leq \alpha \leq 5, 1 \leq \beta \leq 5, 0 \leq \mu \leq 5$$

и при следующих условиях: количество реализаций начального симплекса — 100, максимальное количество итераций при минимизации целевой функции — не более 10 000, максимальное количество деформаций симплекса — не более 50. Также выяснилось, что качество аппроксимации становится лучше, а процедура минимизации функционала — вычислительно эффективнее, если разрешить выход управляющего параметра за максимальную границу изначально установленного

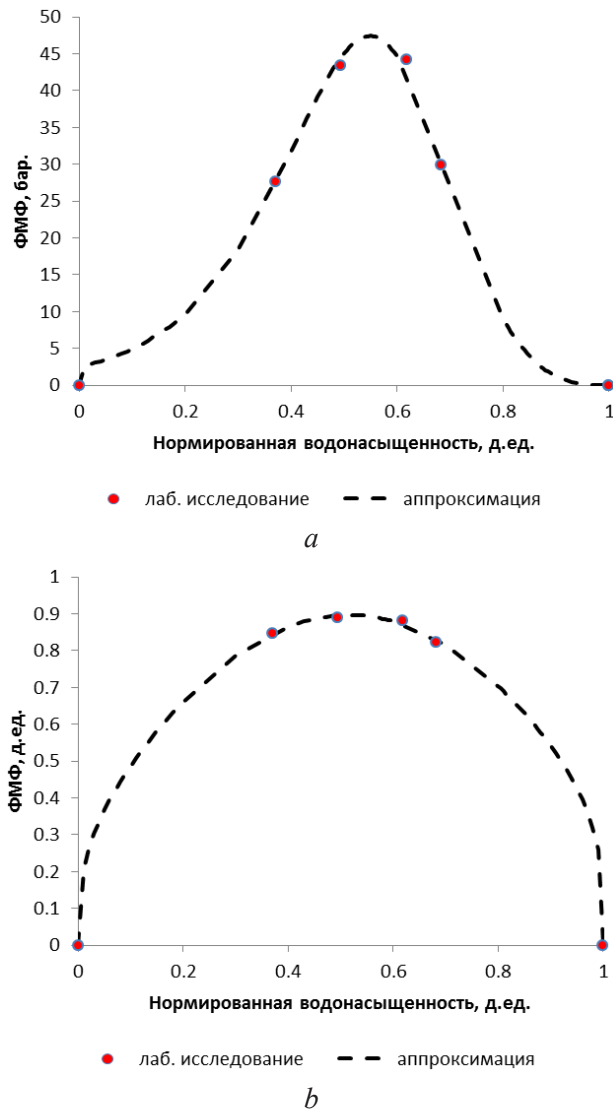


Рис. 4. Лабораторные данные и аппроксимирующая зависимость для ФМВ1 (а) и для ФМВ2 (b)

Fig. 4. The laboratory data and approximating relationship for interfacial interaction functions (IIF): IIF1 (a) and IIF2 (b)

диапазона. В этом случае не требуется изначально задавать большое количество реализаций начального симплекса (влияет на время расчета) и задавать широкие диапазоны изменения управляющих параметров (влияет на качество расчета). Заметим, что в подавляющем большинстве случаев параметры, соответствующие минимальному значению целевой функции, укладывались в изначально заданный диапазон.

Применительно к ФМВ2 при тех же ограничениях на управляющие параметры и при тех же условиях на процедуру минимизации целевой функции, что были использованы при работе с ФМВ1, количества образцов зерна с погрешностью, не превышающей 1, 5 и 10% составили, соответственно, 66,4, 94,7 и 96,7% от общего количества образцов. Более того, оказалось, что параметр μ изменяется в очень узком диапазоне и практически равен единице. Это означает, что его можно исключить из перечня управляющих параметров при решении оптимизационной задачи относительно ФМВ2. В этом случае количества образцов зерна с погрешностью, не превышающей 1, 5 и 10% составили, соответственно, 43,4, 88,2 и 96,1% от общего количества образцов.

Совокупный анализ ФМВ2 показал, что положение максимального значения функции в нормированных координатах имеет практически стабильный характер. А именно для кластеров 1, 2, 3, 4 положения максимума имеют, соответственно, такие значения: 0,45, 0,7, 0,57, 0,72. Более того, наблюдается положительная тенденция в зависимости положения максимума от приведенной вязкости — отношения динамической вязкости нефти к динамической вязкости воды (рис. 5). Это может свидетельствовать либо о связи между межфазным

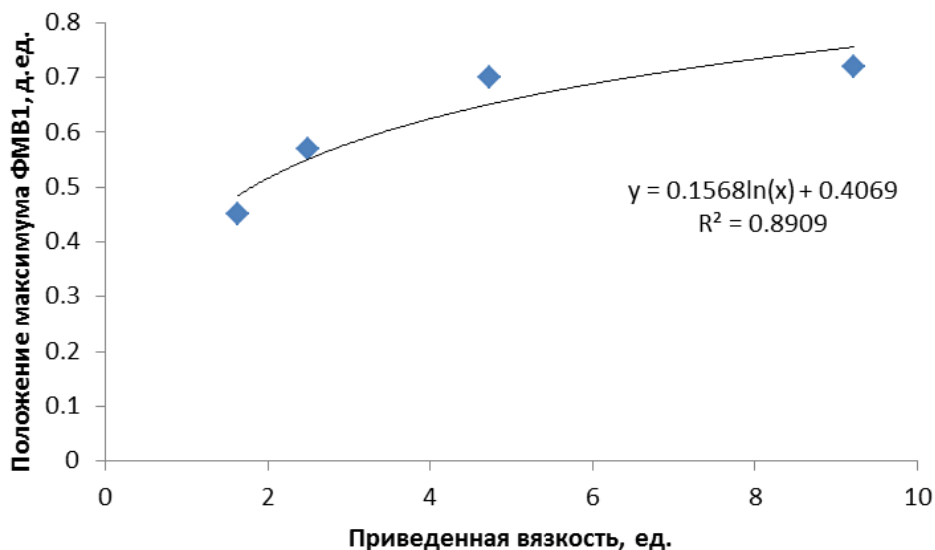


Рис. 5. Зависимость положения максимума ФМВ2 от приведенной вязкости

Fig. 5. The dependence of IIF2 maximum position on reduced viscosity

взаимодействием и поверхностным натяжением флюидов, косвенно отражаемым через их вязкости, либо о возможной роли эмульсификации. В любом случае, выявленная тенденция требует дополнительного исследования.

Использование ФМВ1 показало, что общим для всех четырех кластеров данных было наличие надежных аппроксимационных зависимостей только для параметра A и с абсолютной проницаемостью k и с характерным размером пор d . На рис. 6 для примера показаны такие зависимости, полученные для кластера 2.

Использование ФМВ2 позволило для всех четырех кластеров данных получить аппроксимирующие зависимости с приемлемым коэффициентом детерминации. Для трех кластеров получены аппроксимирующие зависимости для параметров A и α , для кластера 2 получена аппроксимирующая зависимость для параметра α . Для всех четырех кластеров найдены индивидуальные значения параметра β . При этом обращает на себя внимание тот факт, что зависимости получены относительно разных свойств, а именно для кластеров 1 и 4 — от характерного размера пор, для кластера 2 — от параметра KSS, для кластера 3 — от параметра лямбда.

На рис. 7-9 показаны полученные по данным калибровочной выборки графики зависимостей для параметров A и α . Параметр β для кластеров 1-4 равен, соответственно, 1,308, 0,873, 1,14 и 1,001. Параметр A для кластера 2 принят по среднему значению и равен 0,624.

На рис. 11 на примере одного из образцов керна показаны графики зависимости погрешности в определении значений ФМВ1 и ФМВ2 от отклонения параметров этих функций. Другими словами, показана чувствительность аппроксимирующей формулы к изменению ее параметров. Как видно, относительно всех параметров наблюдается практически линейная зависимость, при этом для ФМВ1 и для ФМВ2 ранжирование параметров по их влиянию на погрешность расчета различна. Так, для ФМВ1 ранжирование от большего влияния к меньшему влиянию выглядит как: β, A, μ, α , а для ФМВ2 — A, α, β, μ .

Погрешность определения параметров ФМВ по ФЕС с использованием выявленных зависимостей выполнено только для ФМВ2 (таблица 2), поскольку использование этой функции позволило получить очень высокое качество аппроксимации и получить аппроксимационные зависимости с коэффициентом детерминации не менее 0,5 относительно рассмотренного перечня ФЕС. Для тестовой выборки данных абсолютные значения минимального, среднего и максимального отклонения для параметра A составили, соответственно, 5,76, 12,1 и 17,86%, а для параметра α — 0,08, 17,32 и 43,38%.

Исходя из того, что при близких значениях ФЕС ОФП могут заметно различаться, можно принять приемлемым расхождение между фактическими и расчетными данными по ФМВ в средних для кластера значениях не более 25%. Такому критерию удовлетворяют результаты расчетов по трем из четырех кластеров. Следовательно, предложенная аппроксимационная формула (1) и выявленные на ее основе зависимости дают возможность определения параметров ФМВ по данным исследований ФЕС.

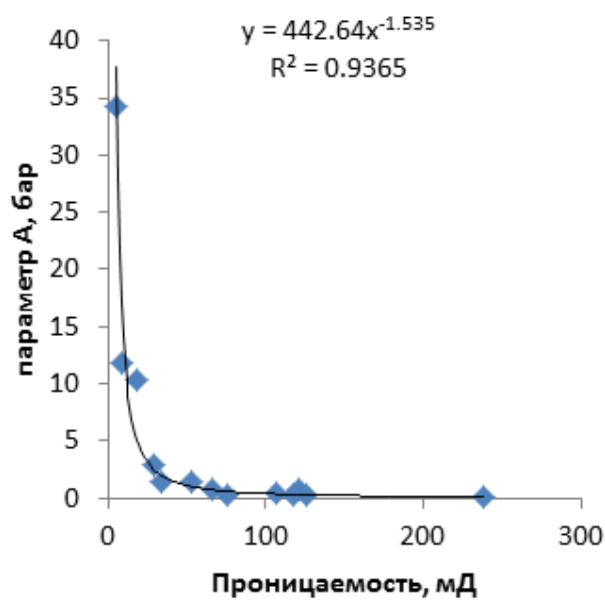
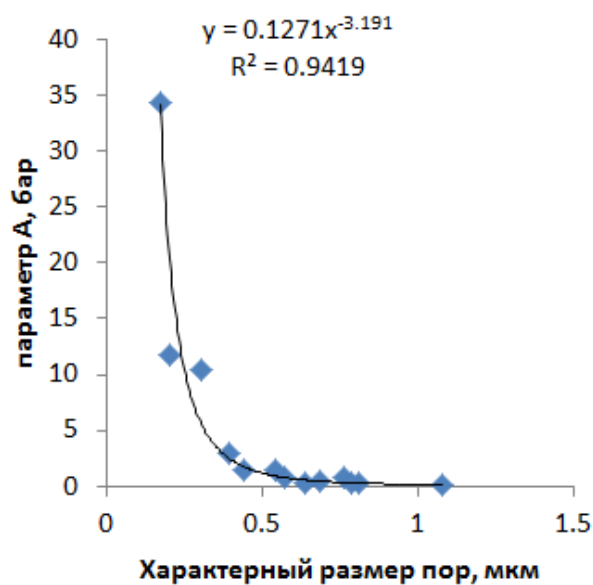
*a**b*

Рис. 6. Зависимость параметра A от абсолютной проницаемости (a) и от характерного размера пор (b)

Fig. 6. The dependence of the parameter A on the absolute permeability (a) and on the pores' specific size (b)

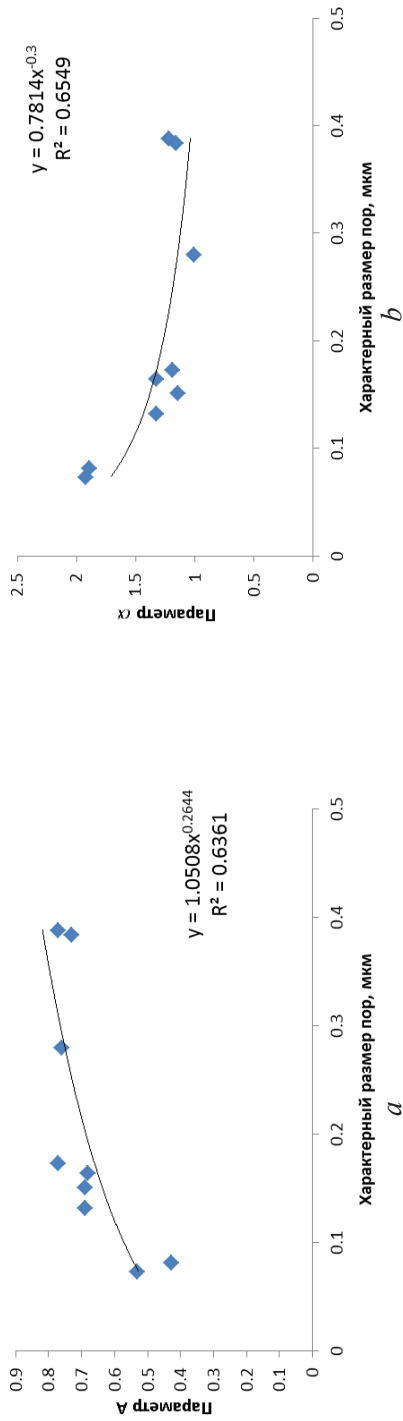


Рис. 7. Кластер 1. Зависимость параметра A (a) и параметра α (b) от характерного размера пор

Fig. 7. Cluster 1. The dependence of the parameter A (a) and the parameter α (b) on the pores' specific size

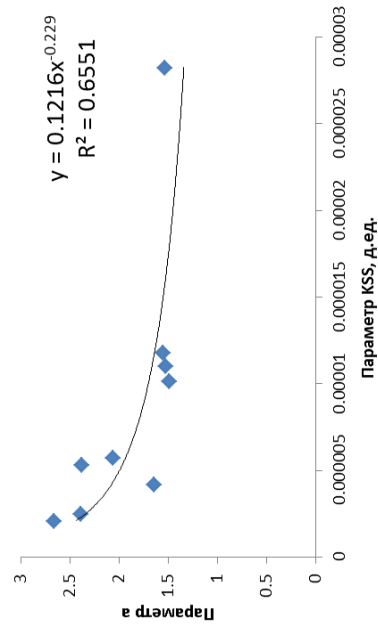


Рис. 8. Кластер 2. Зависимость параметра α от параметра KSS

Fig. 8. Cluster 2. The dependence of the parameter α on the KSS parameter

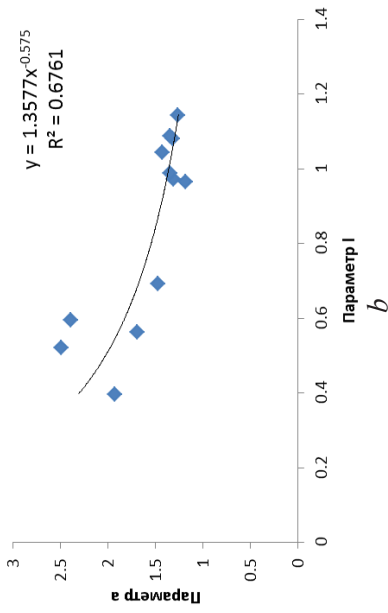


Fig. 9. Cluster 3. The dependence of the parameter A (a) and the parameter α (b) on the parameter λ

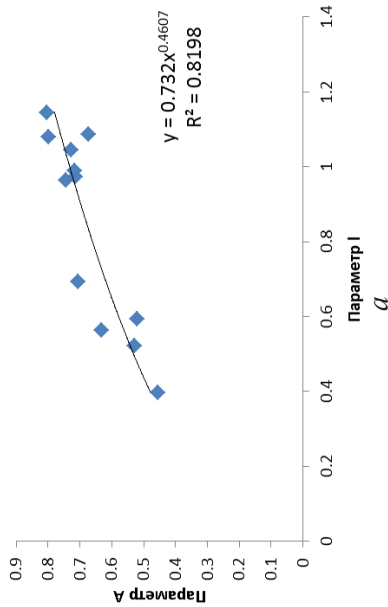


Рис. 9. Кластер 3. Зависимость параметра A (a) и параметра α (b) от параметра λ

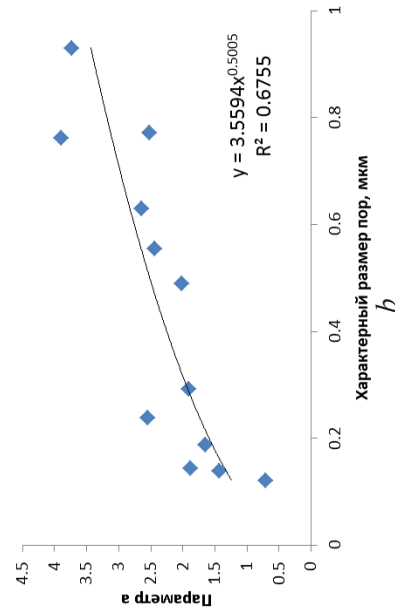


Fig. 10. Cluster 4. The dependence of the parameter A (a) and the parameter α (b) on the pores' specific size

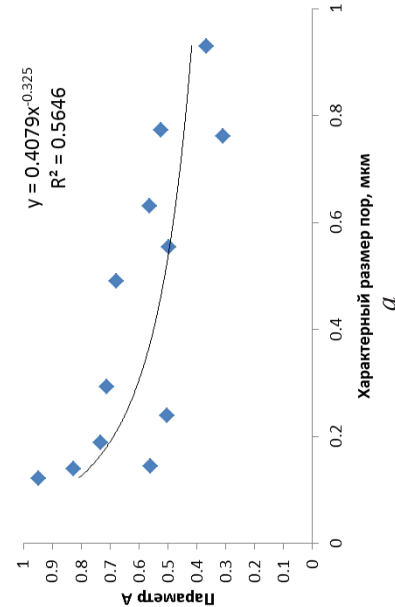


Рис. 10. Кластер 4. Зависимость параметра A (a) и параметра α (b) от характерного размера пор

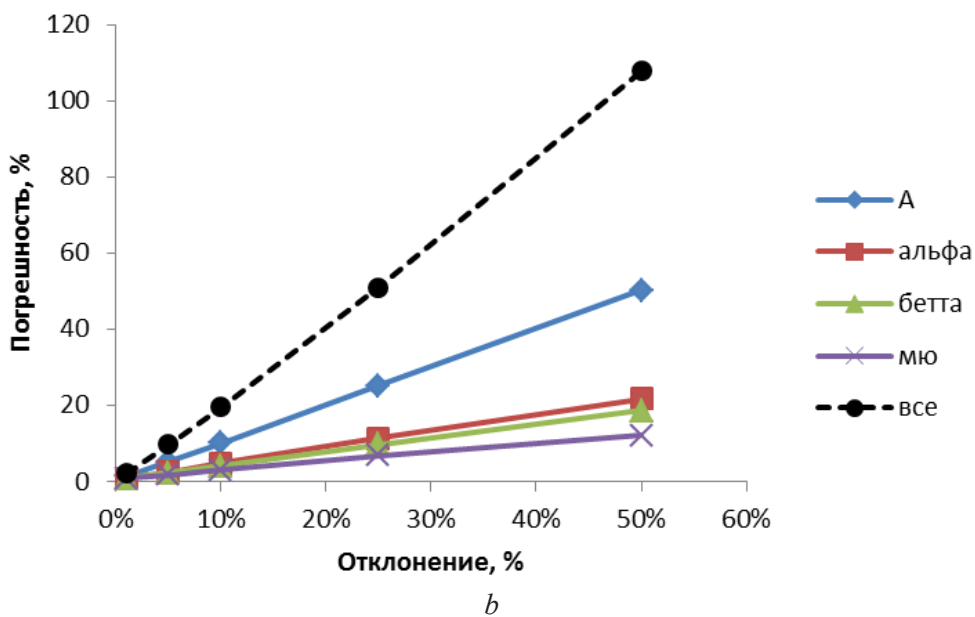
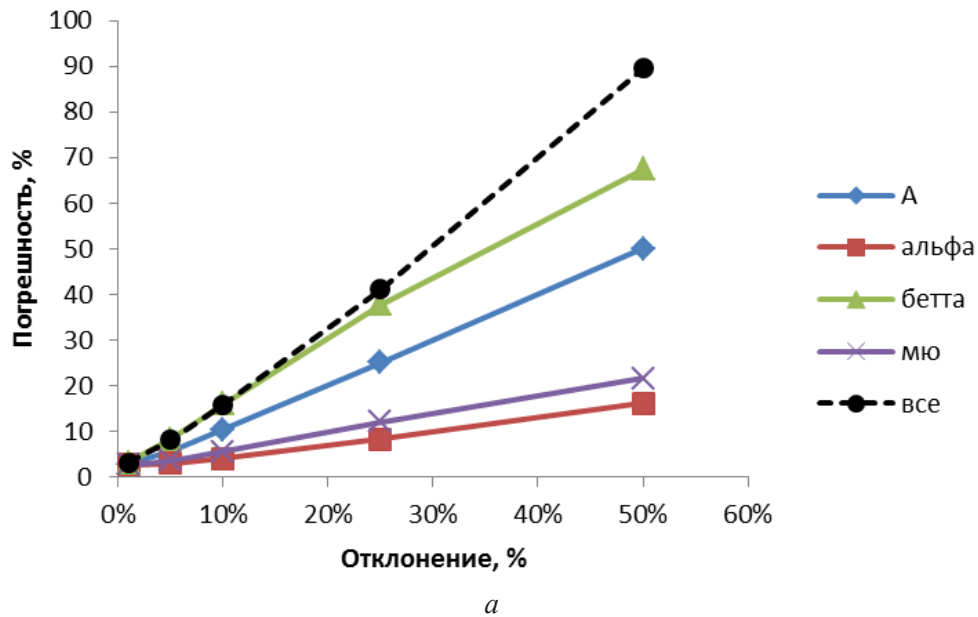


Рис. 11. Изменение погрешности в зависимости от отклонения параметров для ФМВ1 (а) и для ФМВ2 (б)

Fig. 11. The variation of the error depending on the deviation of the parameters for IIF1 (a) and IIF2 (b)

Таблица 2

Сопоставление параметров ФМВ2

Table 2

Comparison of the PF2 parameters

Кластер	Образец	A			α			Ср. ошибк. ФМВ, %
		истина	расчет	откл. %	истина	расчет	откл. %	
1	1	0,794	0,693	12,76	1,042	1,252	-20,16	13,51
	2	0,731	0,829	-13,44	1,165	1,023	12,21	14,91
	3	0,705	0,586	16,97	1,449	1,517	-4,76	18,53
2	1	0,559	0,624	-11,63	2,267	2,269	-0,08	13,77
	2	0,590	0,624	-5,76	2,028	2,796	-37,85	32,94
	3	0,697	0,624	10,47	1,468	1,672	-13,95	17,54
3	1	0,831	0,718	13,56	1,126	1,391	-23,55	14,15
	2	0,812	0,753	7,19	1,164	1,310	-12,55	8,05
	3	0,695	0,761	-9,53	1,454	1,293	11,08	13,83
	4	0,54	0,61	-12,99	2,013	1,705	15,29	31,49
4	1	0,591	0,547	7,27	2,113	2,260	-6,95	11,25
	2	0,544	0,450	17,3	2,7	3,06	-13,34	27,16
	3	0,618	0,697	-12,7	2,149	1,561	27,36	71,47
	4	0,753	0,619	17,86	1,305	1,871	-43,38	22

Выводы

1. Предложено два варианта для вычисления функции межфазного взаимодействия по данным лабораторных исследований относительных фазовых проницаемостей.
2. Обоснован вид аппроксимационной формулы для функции межфазного взаимодействия. Формула имеет четыре параметра и основывается на использовании производной функции Баклея — Леверетта с представлением относительных фазовых проницаемостей по функциям Кори.
3. На основе результатов лабораторных исследований фильтрационно-емкостных свойств, кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей для четырех кластеров данных выявлены зависимости параметров функции межфазного взаимодействия от фильтрационно-емкостных свойств. Проведенные исследования качества аппроксимации показывают, что предложенная аппроксимационная формула и выявленные зависимости позволяют рассчитать параметры функции межфазного взаимодействия с приемлемой погрешностью.

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. Ахметов А. Т. Особенности течения дисперсии из микрокапель воды в микроканалах / А. Т. Ахметов, С. П. Саметов // Письма в журнал технической физики. 2010. Том 36. № 22. С. 21-28.
3. Басниев К. С. Подземная гидромеханика. / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 416 с.
4. Бембель Г. С. Математическое моделирование четочного двухфазного течения в системе капиллярных каналов / Г. С. Бембель, С. В. Степанов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 6. С. 30-38.
5. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз. М.: Мир, 1964. 350 с.
6. 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
7. 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
8. Byrnes A. P. Influence of Initial and Residual Oil Saturation and Relative Permeability on Recovery From Transition Zone Reservoirs in Shallow Shelf Carbonates / A. P. Byrnes, S. Bhattacharya // Paper presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2006. Paper Number: SPE-99736-MS. DOI: 10.2118/99736-MS
9. Pentland C. Measurement of Non-Wetting Phase Trapping in Sand Packs / C. Pentland, S. Al-Mansoori, S. Iglauer, B. Bijeljic, M. Blunt // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008. Paper Number: SPE-115697-MS. DOI: 10.2118/99736-MS

Sergey V. STEPANOV¹
Alexander B. SHABAROV²

UDC 532.546.3

**TOWARDS THE PRESENCE OF REGULARITIES
BETWEEN THE FUNCTION OF INTERFACIAL INTERACTION
AND THE FILTRATION CAPACITY PROPERTIES**

¹ Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen;
Senior Expert, Tyumen Petroleum Research Center
svstepanov@tnnc.rosneft.ru

² Dr. Sci. (Tech.), Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
University of Tyumen
a.b.shabarov@utmn.ru

Abstract

This paper discusses the results of identifying possible regularities between the parameters describing the function of interfacial interaction and filtration capacity properties of rocks. The studies have employed real laboratory data, forming four clusters. The capillary pressure curve data and relative phase permeability data were obtained on the same core samples.

The authors describe the factors determining the interphase interaction during multiphase fluid flow in a porous medium. On this basis, a method for calculating discrete values of the interfacial interaction function based on the results of laboratory studies of relative phase permeability is proposed. For the approximation of the interfacial interaction function, the four-parametric formula following from derivative of Buckley — Leverett function at assignment of relative phase permeability functions by means of Corey functions is substantiated.

Citation: Stepanov S. V., Shabarov A. B. 2021. “Towards the presence of regularities between the function of interfacial interaction and the filtration capacity properties”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 1 (25), pp. 92-111.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111

The authors suggest two variants of interphase interaction function formulation. They prove that for the first variant, there is a stable dependence only for one parameter, and for the second variant — with three parameters. Thus, one of the parameters in all cases has appeared close to one. The results show that the error of the detected dependencies on the deviation of the parameters has a linear dependence, and for both variants of the interfacial interaction function, the ranking of the parameters is different according to their influence on the error. Using a test sample, the authors show that the dependencies obtained allow determining the parameters of the interphase interaction function with an acceptable error.

Keywords

Interfacial interaction function, relative phase permeability, capillary pressure curve, filtration-capacitive properties.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-1-92-111

REFERENCES

1. Altunin A. E., Sokolov S. V., Stepanov S. V., Cheremisin N. A., Shabarov A. B. 2013. “Calculation method of relative phase permeabilities based on the solution of generalized Bernoulli equations for the system of pore channels”. *Neftepromyslovoe delo*, no. 8, pp. 40-46. [In Russian]
2. Akhmetov A. T., Sametov S. P. 2010. “The features of dispersion flow from microdroplets of water in microchannels”. *Pisma v zhurnal tekhnicheskoy fiziki*, vol. 36, no. 22, pp. 21-28. [In Russian]
3. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. 1993. *Underground Hydromechanics*. Moscow: Nedra. 416 pp. [In Russian]
4. Bembel G. S., Stepanov S. V. 2015. “Mathematical modeling of the check two-phase flow in the system of capillary channels”. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*, no. 6, pp. 30-38. [In Russian]
5. Collins R. 1964. *Fluid Flow through Porous Materials*. Moscow: Mir. 350 pp. [In Russian]
6. 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]
7. 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]
8. Byrnes A. P., Bhattacharya S. 2006. “Influence of initial and residual oil saturation and relative permeability on recovery from transition zone reservoirs in shallow shelf carbonates”. Paper presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery (April, Tulsa, Oklahoma, USA). Paper Number: SPE-99736-MS. DOI: 10.2118/99736-MS
9. Pentland C., Al-Mansoori S., Iglauer S., Bijeljic B., Blunt M. 2008. “Measurement of non-wetting phase trapping in sand packs”. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (September, Denver, Colorado, USA). Paper Number: SPE-115697-MS. DOI: 10.2118/99736-MS