

УДК 532.546

## УЧЕТ РЕОЛОГИИ ФЛЮИДОВ В ГИДРОФОБИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ГИСТЕРЕЗИСА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

В. В. Кадет, А. М. Галечян

Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина,  
119991 Москва, Россия  
E-mails: kadet.v@gubkin.ru, matvey0508@yandex.ru

На основе теории перколяции построена комплексная математическая модель гистерезиса относительных фазовых проницаемостей, учитывающая изменение как поверхностных свойств порового пространства, так и реологии фильтрующихся жидкостей при переходе от дренажа к пропитке, что приводит к возникновению гистерезиса. Показано, что учет изменения реологии фильтрующихся жидкостей наряду с учетом гидрофобизации поверхности порового пространства позволяет достичь лучшего соответствия между расчетными и экспериментальными кривыми относительных фазовых проницаемостей.

Ключевые слова: относительные фазовые проницаемости, дренаж, пропитка, гистерезис, теория перколяции, реология.

DOI: 10.15372/PMTF20170606

**Введение.** В процессе двухфазной фильтрации в пласте при смене направления фильтрационных потоков возникает гистерезис относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Данное явление изучено экспериментально для кернов и насыпных образцов [1–4]. В то же время имеется ряд теоретических работ, посвященных исследованию гистерезиса ОФП [5–10]. В частности, в [5, 6] представлена перколяционная модель гистерезиса ОФП, которая называется гидрофобизационной. В рамках этой модели возникновение гистерезиса объясняется наличием адсорбции активных компонентов нефти на стенках породообразующих минералов в процессе дренажа, что приводит к изменению поверхностных свойств порового пространства. В работе [9] на основе пластической перколяционной модели гистерезиса предполагалось, что возникновение гистерезиса обусловлено изменением реологических свойств флюидов при их перемешивании. Показано, что результаты расчетов по пластической модели хуже согласуются с экспериментальными данными, чем результаты расчетов по гидрофобизационной модели. Однако можно предположить, что одновременный учет изменения реологии фильтрующихся жидкостей и гидрофобизации поровых каналов позволит достичь лучшего согласия результатов расчетов ОФП и экспериментальных данных.

В настоящей работе представлена комплексная перколяционная модель гистерезиса ОФП, учитывающая изменение как поверхностных свойств порового пространства, так

и реологии фильтрующихся жидкостей при переходе от дренажа к пропитке. Преимуществом данной модели является возможность представления результатов в виде аналитических интегральных выражений, что позволяет упростить анализ и прогнозирование поведения кривых ОФП.

С помощью предлагаемой модели рассчитан гистерезис ОФП, характерный для кальцитов и доломитов, и проведено сравнение с экспериментальными данными. Проведен анализ кривых ОФП, построенных в рамках комплексной модели, при различных значениях параметров в моделях смачивания и реологии.

**Комплексная перколяционная модель гистерезиса ОФП.** В данной работе исследуется совместное воздействие гидрофобизации и изменения реологии флюидов на процесс фильтрации с циклической сменой направлений. Моделирование проводится на основе теории перколяции, предложенной в работе [11]. С помощью данного подхода разработаны перколяционные модели ОФП для сред с микрогетерогенной смачиваемостью и для флюидов с различными реологическими свойствами [12]. Эти модели использовались при построении гидрофобизационной [5, 6] и пластической [9] моделей гистерезиса ОФП соответственно.

В процессе дренажа активные компоненты нефти адсорбируются на поверхности породообразующих минералов [13, 14], что приводит к гидрофобизации поверхности капилляров (рис. 1). Данный механизм положен в основу гидрофобизационной перколяционной модели гистерезиса ОФП. Перемешивание флюидов в процессе дренажа может приводить

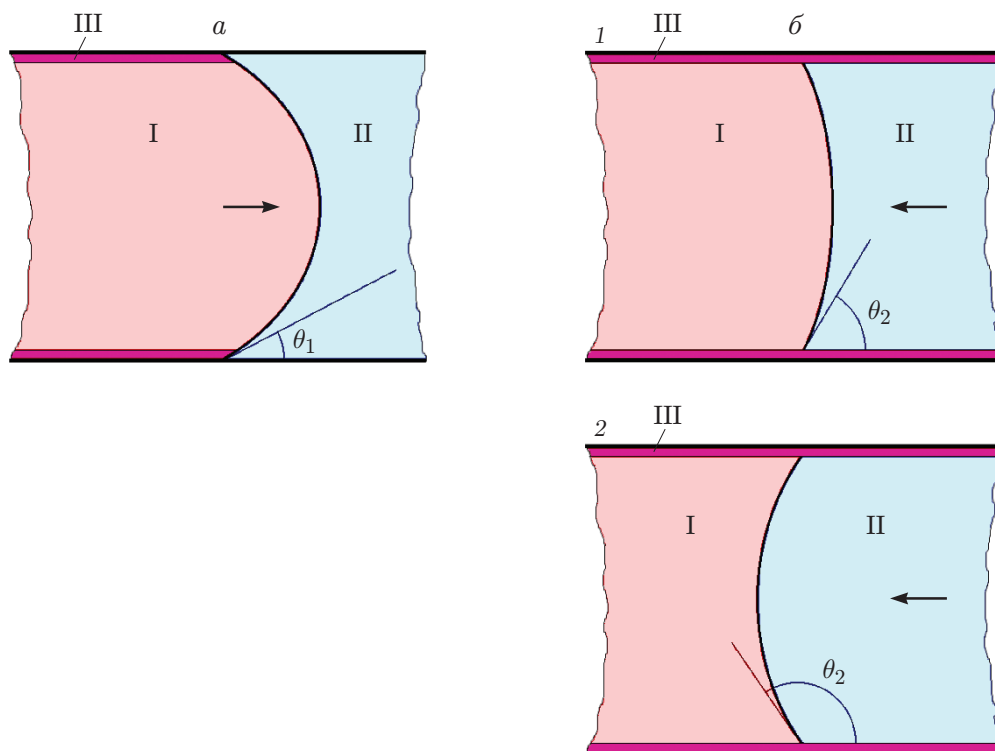


Рис. 1. Профиль капилляра в области контакта нефти и воды в случае дренажа (*a*) и пропитки (*б*):

I — нефть, II — вода, III — слой из адсорбированных активных компонентов нефти;  
1 —  $\alpha > 0$ , 2 —  $\alpha < 0$ ; стрелки — направление вытеснения

к изменению пластических свойств обеих жидкостей. Влияние изменения реологических свойств нефти и воды на возникновение гистерезиса ОФП учтено при построении пластической перколяционной модели.

Предполагается, что при дренаже у воды и нефти проявляются свойства ньютоновских жидкостей, тогда как при пропитке они становятся дилатантными или псевдопластическими жидкостями [9], поскольку при перемешивании флюидов в процессе дренажа устойчивые макромолекулярные структуры не образуются и предельное напряжение сдвига отсутствует.

Для получения конечных соотношений комплексной модели в формулы ОФП гидрофобизационной модели [5, 6] необходимо внести поправки, обусловленные изменением реологии жидкостей при дренаже и пропитке.

Изменение реологии флюидов, происходящее одновременно с гидрофобизацией, может быть учтено следующим образом.

В качестве закона течения вязкого несжимаемого флюида в капилляре вместо закона Гагена — Пуазейля используем общее соотношение Уилкинсона

$$q(\nabla p) = \frac{8\pi R_g^3}{\tau_0^3} \int_0^{\tau_0} \tau^2 \varphi(\tau) d\tau, \quad \tau_0 = R_g \nabla p, \quad (1)$$

где  $q$  — объемная скорость течения флюида в капилляре;  $R_g$  — гидравлический радиус капилляра (в случае кругового цилиндрического капилляра радиусом  $r$   $R_g = r/2$ );  $\nabla p$  — градиент давления в капилляре;  $\tau_0$  — максимальное напряжение сдвига, возникающее при контакте флюида со стенкой капилляра (на стенке капилляра ставится условие прилипания); вид функции  $\varphi(\tau)$  определяется законом трения  $\dot{\gamma} = \varphi(\tau)$ .

Реологическое уравнение так называемых степенных жидкостей — неньютоновских жидкостей, не обладающих начальным напряжением сдвига, имеет вид

$$\dot{\gamma} = (\tau/\mu_c)^{1/n}, \quad (2)$$

где  $\mu_c$  — аналог вязкости; константа  $\mu_c^{1/n}$  называется консистентностью,  $n$  — индексом течения. Для жидкостей с различными индексами течения консистентность имеет разную размерность, поэтому величина  $\mu_c$  не имеет физического смысла, а уравнение (2) представляет собой достаточно простую аппроксимацию.

Подставляя зависимость (2) в (1), получаем соотношение, описывающее течение степенной жидкости в отдельном капилляре:

$$q = \frac{\pi r^{3+1/n}}{(3 + 1/n)(2\mu_c)^{1/n}} \nabla p^{1/n}.$$

На основе этого соотношения можно вывести зависимость расхода от градиента давления в случае течения степенной жидкости через капиллярную решетку с заданной функцией плотности распределения проводящих капилляров  $f(r)$ .

В данной модели, как и в представленных в [5, 6, 9] перколяционных моделях, структура порового пространства представляет собой кубическую решетку, образованную капиллярами, плотность распределения которых по радиусам представляет собой логарифмически нормальную функцию  $f(r)$ . Согласно перколяционной модели иерархии  $r$ -цепочек [11, 12] фаза начинает движение в момент образования бесконечного кластера (БК) из заполненных данной фазой капилляров. При дренаже в качестве порога протекания нефти используется критический радиус  $r_c$ . В тот момент, когда нефть заполняет все капилляры с радиусами большими, чем  $r_c$ , возникает БК, состоящий из капилляров, заполненных нефтью (БКН). Насыщение коллектора нефтью продолжается до момента разрушения БК,

состоящего из капилляров, заполненных водой (БКВ). При пропитке используется тот же принцип, однако в результате гидрофобизации возникают капилляры двух типов с различными критическими радиусами, при которых образуются БКВ и БКН: 1) капилляры с неизменными (гидрофильными) поверхностными свойствами, доля которых равна  $\varkappa$ ; 2) капилляры с измененными поверхностными свойствами, доля которых равна  $1 - \varkappa$ . Для определения степени гидрофобизации вводится параметр  $\alpha$  — отношение косинусов углов смачивания капилляров второго и первого типов (при  $0 < \alpha < 1$  капилляры второго типа остаются гидрофильными, но угол их смачивания увеличивается, при  $\alpha < 0$  капилляры второго типа становятся гидрофобными). В качестве закона течения вязкого несжимаемого флюида в отдельном капилляре используется соотношение Уилкинсона [15] для степенных жидкостей, показателем поведения которых является параметр  $n$  (значения  $n < 1$  соответствуют псевдопластическим жидкостям,  $n > 1$  — дилатантным жидкостям).

Таким образом, описание процесса дренажа с использованием комплексной модели идентично описанию дренажа с помощью гидрофобизационной модели [5, 6], тогда как при моделировании процесса пропитки учитывается изменение реологии фильтрующихся жидкостей. При этом образование БКН и БКВ происходит таким же образом, как и в гидрофобизационной модели, что позволяет использовать те же соотношения для критических радиусов  $r_{c1}$ ,  $r_{c2}$ ,  $r_{co}$ ,  $r_{cw}$ ,  $r_{c1w}$ ,  $r_{c1o}$ ,  $r_{c2o}$  и выражения для водонасыщенности  $S$ .

При  $0 < \alpha < 1$  аналитические выражения для ОФП нефти записываются в виде

$$\begin{aligned}
 k_o(r_{k1}) &= 0, \quad r_{k1} > r_{c1}; \\
 k_o(r_{k1}) &= \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi(1-\varkappa)^2}{8K_0} \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{co}} \left( \int_{r'}^{r_{co}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} f(r) dr \right) \times \right. \\
 &\quad \left. \times \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr', \quad r_c < r_{k1} \leq r_{c1}, \\
 k_o(r_{k1}) &= \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi}{8K_0} \left\{ (1-\varkappa) \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \times \right. \\
 &\quad \times \left[ \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} f(r) dr \right) \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr' + \\
 &\quad \left. + \int_{r_{k1}}^{r_c} \left( \int_{r'}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \int_{r'}^{\infty} f(r) dr \left( \int_{r'}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr' \right\}, \quad 0 < r_{k1} \leq r_c,
 \end{aligned} \tag{3}$$

для ОФП воды — в виде

$$\begin{aligned}
 k_w(r_{k1}) &= \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi}{8K_0} \int_0^{r_{cw}} \left( \int_{r'}^{r_{cw}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \left( \int_{r'}^{\alpha r_{k1}} f(r) dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \times \right. \\
 &\quad \left. \times \left( \int_{r'}^{\alpha r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr', \quad r_{k1} > r_{c1w}, \quad r_{cw} < \alpha r_{k1},
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
k_w(r_{k1}) = & \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi}{8K_0} \left\{ \int_0^{\alpha r_{k1}} \left( \int_{r'}^{\alpha r_{k1}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \left( \int_{r'}^{\alpha r_{k1}} f(r) dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \times \right. \right. \\
& \times \left. \left( \int_{r'}^{\alpha r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr' + \varkappa^2 \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{cw}} \left( \int_{r'}^{r_{cw}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \times \\
& \times \left[ \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \left( \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr' \left. \right\}, \quad r_{k1} > r_{c1w}, \quad r_{cw} \geq \alpha r_{k1}.
\end{aligned} \quad (4)$$

При  $\alpha < 0$  выражения для ОФП нефти принимают вид

$$\begin{aligned}
k_o(r_{k1}) = & \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi}{8K_0} \left\{ \int_0^{r_{k1}} \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \times \right. \\
& \times \left[ \left( \int_{r'}^{\infty} f(r) dr - \varkappa \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr' + \\
& + \int_{r_{k1}}^{r_c} \left( \int_{r'}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \int_{r'}^{\infty} f(r) dr \left( \int_{r'}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr' \left. \right\}, \quad r_{k1} < r_c, \\
k_o(r_{k1}) = & \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi(1-\varkappa)^2}{8K_0} \int_0^{r_{co}} \left( \int_{r'}^{r_{co}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \left( \int_{r'}^{\infty} f(r) dr - \varkappa \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \times \right. \\
& \times \left. \left( (1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr', \quad r_c < r_{k1} < r_{c1o}, \\
k_o(r_{k2}) = & \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi(1-\varkappa)^2}{8K_0} \int_0^{r_{co}} \left( \int_{r'}^{r_{co}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr \left( \int_{r'}^{r_{k2}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} dr' \right]^{1/n}, \\
& r_{k2} > r_{c2o}.
\end{aligned} \quad (5)$$

При этом в случае  $\varkappa < P_c^b$  выражения для ОФП воды записываются в виде

$$\begin{aligned}
k_w(r_{k2}) = & 0, \quad r_{k2} > r_{c2}, \\
k_w(r_{k2}) = & \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi \varkappa^2}{8K_0} \int_0^{r_{cw}} \left( \int_{r'}^{r_{cw}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \left( \varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} f(r) dr \right) \times \right. \\
& \times \left. \left( \varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr', \quad r_c < r_{k2} \leq r_{c2},
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
k_w(r_{k2}) = & \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi}{8K_0} \left\{ \varkappa \int_0^{r_{k2}} \left( \varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr + \int_{r_{k2}}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \times \right. \\
& \times \left[ \left( \varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} f(r) dr \right) \left( \varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right) \right]^{1/n} dr' + \\
& \left. + \int_{r_{k2}}^{r_c} \left( \int_{r'}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \int_{r'}^{\infty} f(r) dr \left( \int_{r'}^{\infty} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr' \right\}, \quad 0 < r_{k2} \leq r_c,
\end{aligned} \tag{6}$$

в случае  $\varkappa > P_c^b$  — в виде

$$\begin{aligned}
k_w(r_{k1}) = & 0, \quad r_{k1} < r_{c1w}, \\
k_w(r_{k1}) = & \frac{2^{3-1/n}}{3+1/n} \frac{\pi \varkappa^2}{8K_0} \int_0^{r_{cw}} \left( \int_{r'}^{r_{cw}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left[ \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \left( \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^{3n+1}} dr \right)^{-1} \right]^{1/n} dr', \tag{7} \\
& r_{k1} \geq r_{c1w}.
\end{aligned}$$

На основе формул (3)–(7) и известных соотношений для водонасыщенности [5, 6, 9, 12] проведены вычисления ОФП  $k_o(S)$  и  $k_w(S)$  при различных значениях параметров  $\alpha$ ,  $\varkappa$ ,  $n$ .

**Результаты численных расчетов.** На рис. 2, 3 приведены зависимости ОФП от водонасыщенности при различных значениях параметров  $\varkappa$ ,  $\alpha$ ,  $n$ .

Параметр  $n$  оказывает наиболее существенное влияние на предельные значения относительной проницаемости при стопроцентной насыщенности соответствующей фазой. Это обусловлено тем, что ОФП нормируются на абсолютную проницаемость среды для ньютоновской жидкости, поэтому в случае отклонения реологических свойств рассматриваемой жидкости от реологических свойств ньютоновской жидкости кривые ОФП для псевдопластических ( $n = 0,5$ ) или дилатантных ( $n = 2$ ) жидкостей располагаются ниже или выше кривых ОФП для ньютоновских жидкостей ( $n = 1$ ), образуя соответствующие “семейства”.

Параметр  $\varkappa$  определяет долю капилляров, свойства поверхности которых не изменяются при изменении направления течения. Очевидно, что при небольшой доле капилляров ( $1 - \varkappa$ ) с гидрофобизированными свойствами поверхности их влияние на ОФП становится существенным при больших значениях водонасыщенности. Поэтому с увеличением  $\varkappa$  точки перегиба на кривых ОФП нефти и воды смещаются в область больших значений водонасыщенности.

С увеличением параметра  $\alpha$  степень гидрофобизации капилляров уменьшается и режим двухфазного течения в них приближается к поршневому режиму. Вследствие этого кривизна зависимостей ОФП от водонасыщенности уменьшается.

На рис. 4, 5 представлены зависимости ОФП от водонасыщенности, рассчитанные по комплексной перколяционной модели гистерезиса ОФП, а также экспериментальные зависимости  $k_o(S)$ ,  $k_w(S)$  [3] для образцов из доломита и кальцита. В расчетах по предлагаемой модели фазовые проницаемости нормировались на абсолютную проницаемость среды для той же фазы, а не на абсолютную проницаемость среды для инертного газа или воды, как при обработке результатов экспериментов. При использовании такого подхода получено значение  $k_o = 1$  при  $S = 0$ , а также установлено, что расчетные кривые  $k_o(S)$  расположены выше экспериментальных кривых (см. [5, 6, 9]). Для учета этого обстоятельства вводится

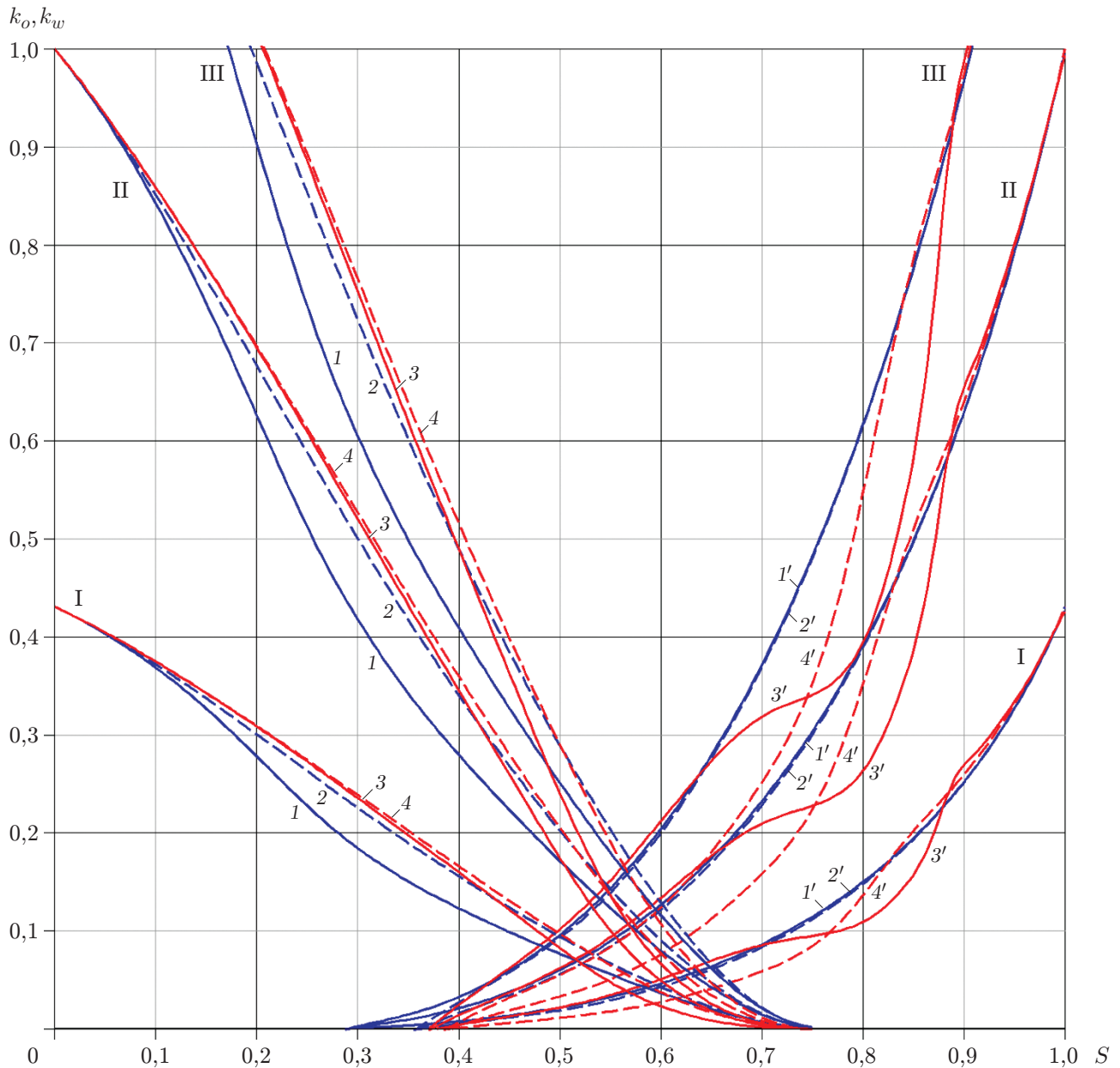


Рис. 2. Зависимости ОФП от водонасыщенности, полученные с использованием комплексной перколяционной модели гистерезиса ОФП при  $\alpha > 0$ :

1-4 — вода, 1'-4' — нефть; 1, 1' —  $\varkappa = 0,3$ ,  $\alpha = 0,5$ , 2, 2' —  $\varkappa = 0,3$ ,  $\alpha = 0,7$ , 3, 3' —  $\varkappa = 0,7$ ,  $\alpha = 0,5$ , 4, 4' —  $\varkappa = 0,7$ ,  $\alpha = 0,7$ ; I —  $n = 0,5$ , II —  $n = 1$ , III —  $n = 2$

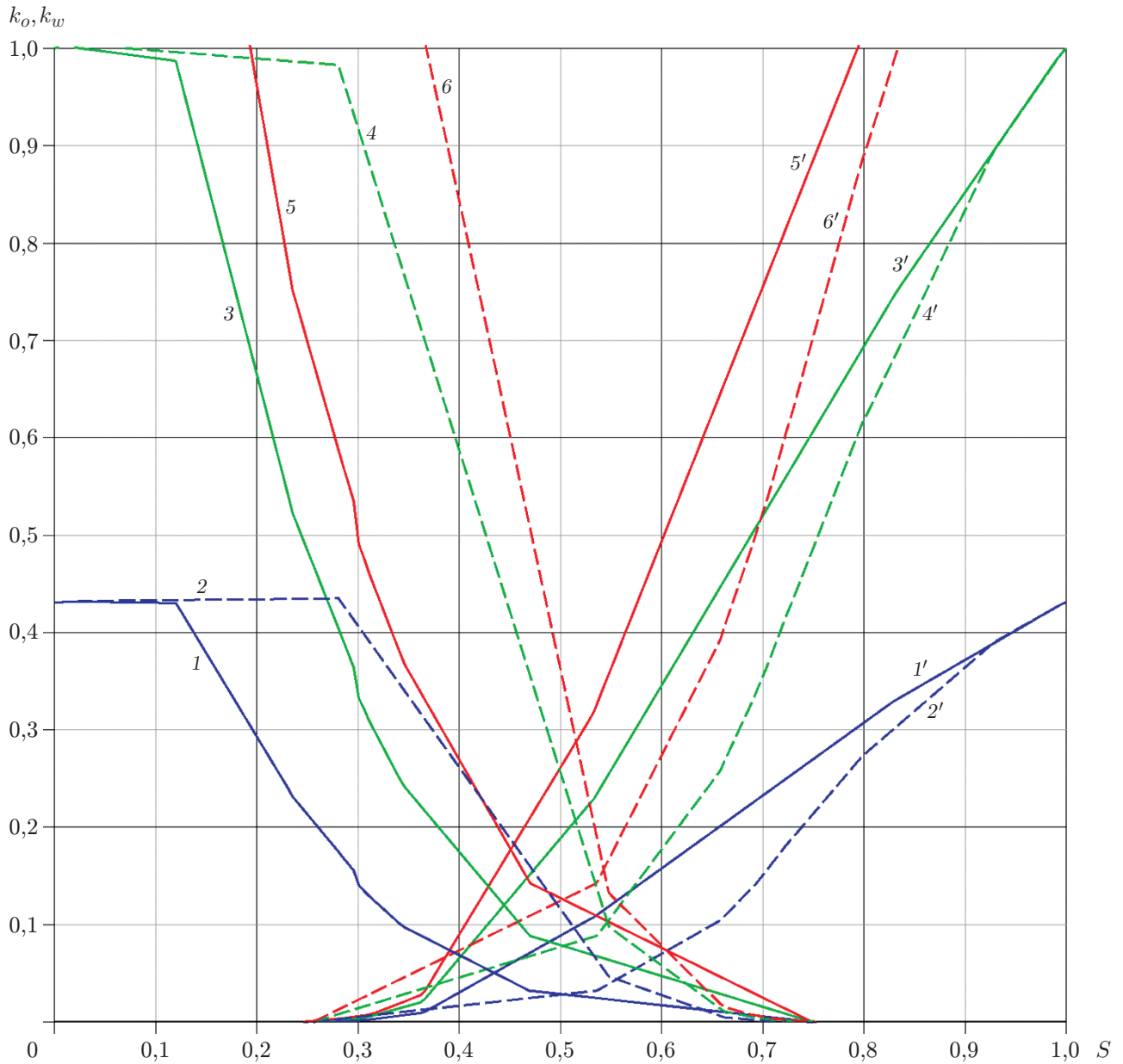


Рис. 3. Зависимости ОФП от водонасыщенности, полученные с использованием комплексной перколяционной модели гистерезиса ОФП при  $\alpha < 0$ :  
 1-6 — вода, 1'-6' — нефть; 1, 1', 2, 2' —  $n = 0,5$ , 3, 3', 4, 4' —  $n = 1$ , 5, 5', 6, 6' —  $n = 2$ ; сплошные линии —  $\varkappa = 0,3$ , штриховые —  $\varkappa = 0,7$



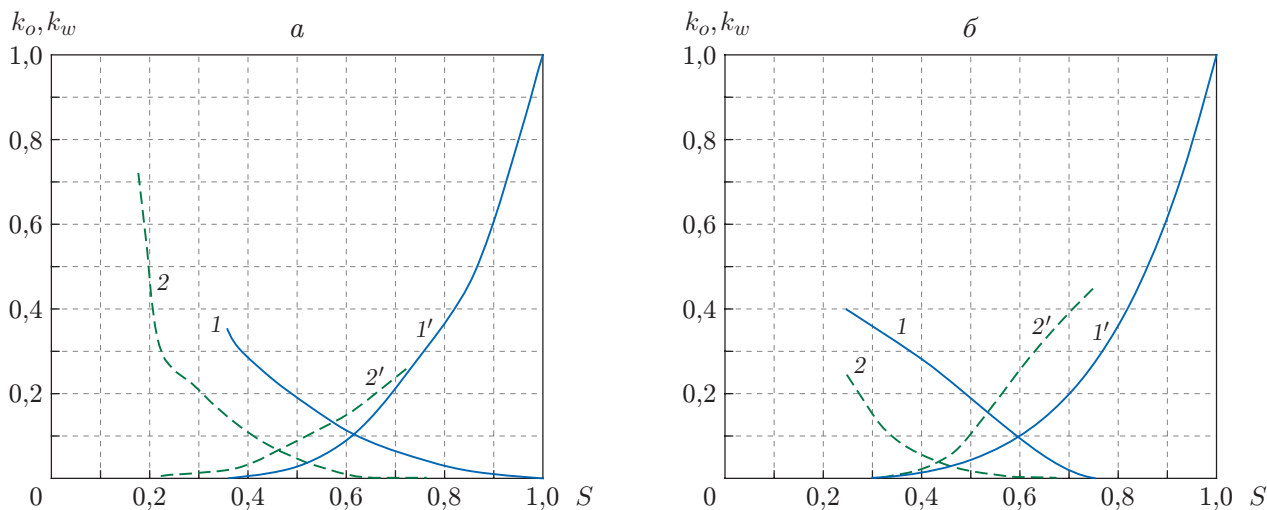


Рис. 4. Экспериментальные (а) и полученные с использованием комплексной перколяционной модели гистерезиса ОФП (б) зависимости ОФП от водонасыщенности при  $\varkappa = 0,3$ ,  $\alpha < 0$ :

сплошные линии — дренаж, штриховые — пропитка; 1, 2 — нефть, 1', 2' — вода;  
1, 1', 2 —  $n = 1$ , 2' —  $n = 4$

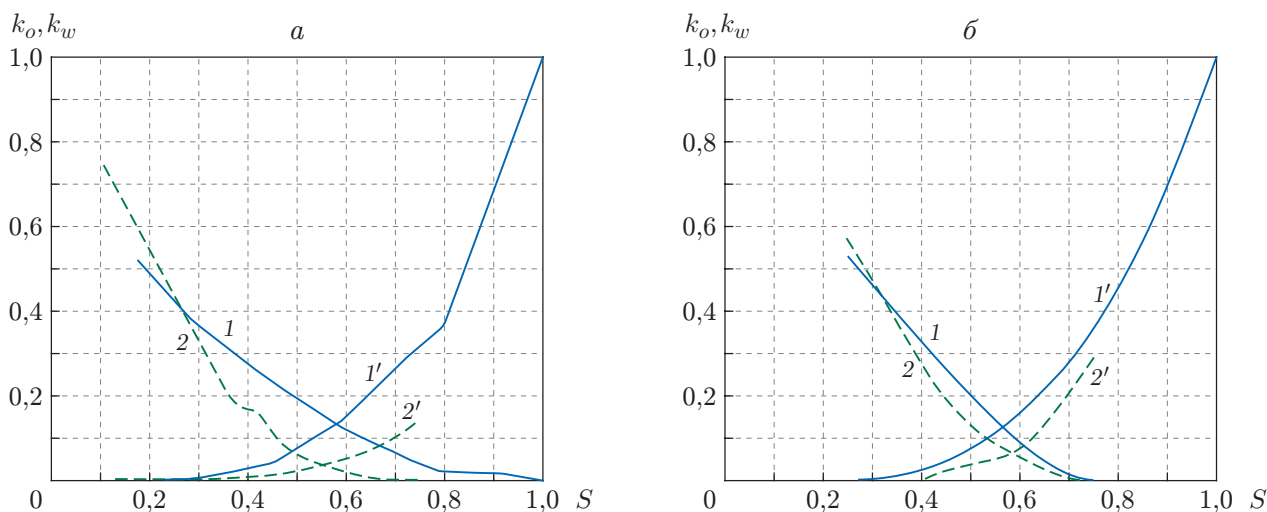


Рис. 5. Экспериментальные (а) и полученные с использованием комплексной перколяционной модели гистерезиса ОФП (б) зависимости ОФП от водонасыщенности при  $\varkappa = 0,5$ ,  $\alpha = 0,5$ :

сплошные линии — дренаж, штриховые — пропитка; 1, 2 — нефть, 1', 2' — вода;  
1, 1', 2' —  $n = 1$ , 2 —  $n = 1,1$

коэффициент, позволяющий привести в соответствие результаты расчетов и экспериментальные данные. Как показали расчеты, среднее значение этого коэффициента равно 0,5 для доломитов и 0,8 для кальцитов.

**Заключение.** В работе с учетом гидрофобизации и изменения реологии флюидов построена комплексная модель гистерезиса ОФП. Учет изменения реологии фильтрующихся жидкостей при изменении направления течения, а также учет гидрофобизации поверхности поровых каналов позволяют улучшить соответствие между расчетными и экспериментальными данными. Полученные аналитические интегральные соотношения позволяют анализировать и прогнозировать поведение зависимости ОФП от водонасыщенности, что также является преимуществом предлагаемой перколяционной модели по сравнению с прямыми численными расчетами.

Проведен подробный анализ поведения зависимости ОФП от водонасыщенности при различных значениях параметров в моделях смачивания и реологии. Проведено сравнение с экспериментальными зависимостями ОФП от водонасыщенности в случаях дренажа и пропитки, полученными для образцов из доломита и кальцита [3].

Представленную методику расчета ОФП с учетом гистерезиса можно использовать для моделирования течения в коллекторе любого типа путем подбора оптимальных значений  $\kappa$ ,  $\alpha$ ,  $n$  аналогично тому, как это было сделано для доломитов и кальцитов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. **Braun E. M., Holland R. F.** Relative permeability hysteresis: laboratory measurements and a conceptual model // SPE Reservoir Engng. 1995. V. 10, N 3. P. 222–228.
2. **Spiteri E. J., Juanes R., Blunt M. J., Orr F. M. (Jr.)** Relative-permeability hysteresis: trapping models and application to geological CO<sub>2</sub> sequestration // Materials of the SPE Annual tech. conf. and exhibition, Dallas, Oct. 9–12, 2005. S. 1., 2005. 96448.
3. **Dernaika M. R., Basoni M. A., Dawoud A., et al.** Variations in bounding and scanning relative permeability curves with different carbonate rock types // Materials of the Intern. petroleum conf. and exhibition, Abu Dhabi (UAE), Nov. 11–14, 2012. S. 1., 2012. 162265.
4. **Parvazdavani M., Masihi M., Ghazanfari M. H., et al.** Investigation of the effect of water based nano-particles addition on hysteresis of oil-water relative permeability curves // Materials of the SPE Intern. oilfield nanotechnol. conf., Noordwijk (Netherlands), June 12–14, 2012. S. 1., 2012. 157005.
5. **Кадет В. В., Галечян А. М.** Перколяционная модель гистерезиса относительных фазовых проницаемостей // ПМТФ. 2013. Т. 54, № 3. С. 95–105.
6. **Kadet V. V., Galechyan A. M.** Percolation modeling of relative permeability hysteresis // J. Petroleum Sci. Engng. 2014. V. 119. P. 139–148.
7. **Dixit A. B., McDougall S. R., Sorbie K. S.** A pore-level investigation of relative permeability hysteresis in water-wet systems // SPE J. 1998. V. 3, N 2. P. 115–123.
8. **Spiteri E. J., Juanes R., Blunt M. J., Orr F. M.** A new model of trapping and relative permeability hysteresis for all wettability characteristics // SPE J. 2008. V. 13, N 3. P. 277–288.
9. **Kadet V. V., Galechyan A. M.** Percolation modeling of relative permeability hysteresis including surface and rheological effects // Materials of the 14th Europ. conf. on the math. of oil recovery “ECMOR XIV”, Catania (Italy), Sept. 8–11, 2014. S. 1., 2014.
10. **Khayrat K., Jenny P.** Subphase approach to model hysteretic two-phase flow in porous media // Transport Porous Media. 2016. V. 111, N 1. P. 1–25.
11. **Кадет В. В., Селяков В. И.** Перколяционная модель двухфазного течения в пористой среде // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1987. № 1. С. 88–95.

12. **Селяков В. И.** Перколяционные модели процессов переноса в микронеоднородных средах / В. И. Селяков, В. В. Кадет. М.: 1-й ТОПМАШ, 2006.
13. **Yusupova T. N., Romanova U. G., Petrova L. M., et al.** Hydrophobization of reservoir rock in bed conditions // Materials of the Annual tech. meeting, Calgary (Canada), June 8–11, 1997. S. 1., 1997. PS 97-125.
14. **Гудок Н. С.** Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2007.
15. **Wilkinson W. L.** Non-Newtonian fluids. Fluid mechanics, mixing and heat transfer. L.: Pergamon Press, 1960.

*Поступила в редакцию 4/V 2016 г.,  
в окончательном варианте — 27/IX 2016 г.*

---