

УДК 532.546

ПЕРКОЛЯЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ГИСТЕРЕЗИСА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ

В. В. Кадет, А. М. Галечян

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

На основе теории перколяции построена математическая модель гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при дренаже и пропитке. Показано, что полученные результаты качественно согласуются с экспериментальными данными.

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

Введение. В процессе разработки месторождения такими методами, как циклическое заводнение и смена направления фильтрационных потоков, вытеснение нефти водой сменяется вытеснением воды нефтью, и наоборот. Такое изменение характера движения влияет на зависимости относительных фазовых проницаемостей (ОФП) от водонасыщенности. Это явление называется гистерезисом ОФП при дренаже и пропитке.

В разных источниках под дренажом и пропиткой понимаются различные физические явления. В данной работе в соответствии с методикой экспериментальных исследований [1] дренаж — это вытеснение смачивающего флюида несмачивающим под действием градиента давления, пропитка — вытеснение несмачивающего флюида смачивающим также под действием градиента давления. Соответственно для гидрофильного образца дренаж — это вытеснение воды нефтью, а пропитка — вытеснение нефти водой. В случае гидрофобной породы, смачиваемой нефтью, процесс вытеснения воды нефтью является пропиткой, а процесс вытеснения нефти водой — дренажем.

В настоящей работе на основе теории перколяции строится модель гистерезиса ОФП при дренаже и пропитке, позволяющая описать данное явление и объяснить механизм его возникновения.

1. Экспериментальное исследование гистерезиса ОФП. Наличие гистерезиса ОФП отмечалось в ряде экспериментальных работ [1–3]. Наиболее убедительные результаты представлены в работе [1], в которой использовалась следующая методика эксперимента. Из гидрофильного и гидрофобного песка было изготовлено два насыпных образца. Пористость этих образцов составляла 38 %. Каждый образец полностью пропитывался смачивающим флюидом.

В случае гидрофильного образца, изначально насыщенного водой, под действием градиента давления вода вытеснялась нефтью до достижения максимальной водонасыщенности (дренаж). Затем под действием градиента давления нефть вытеснялась водой до

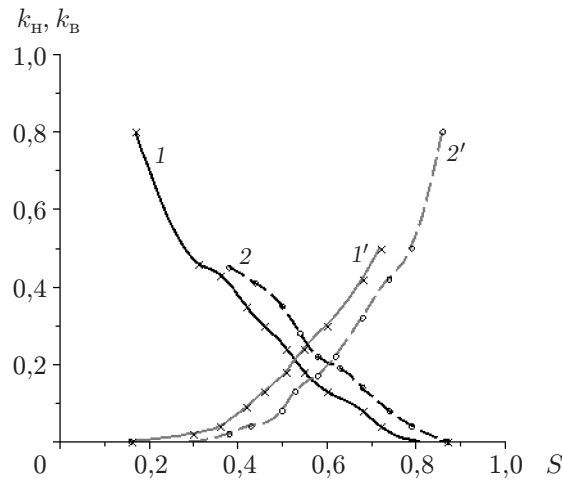


Рис. 1. Экспериментальные зависимости ОФП от водонасыщенности:
1, 1' — дренаж, 2, 2' — пропитка; 1, 2 — нефть, 1', 2' — вода

достижения максимальной нефтенасыщенности (пропитка). Скорость фильтрации составляла $1,31 \cdot 10^{-4}$ м/с.

Полученные экспериментально зависимости ОФП от водонасыщенности S представлены на рис. 1.

2. Математическая модель процессов дренажа и пропитки. В качестве модели порового пространства выберем кубическую решетку, образованную капиллярами [4–6], плотность распределения которых по радиусам представляет собой логнормальную функцию, качественно близкую к реальной функции распределения капилляров по радиусам:

$$f(r) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_d r} \exp\left(-\frac{(\ln r - \mu)^2}{2\sigma_d^2}\right).$$

Здесь $\sigma_d = 0,25$; $\mu = 2$.

Учитывая зернистую структуру среды, в которой размеры пор незначительно варьируются, водонасыщенность S можно считать равной значению доли капилляров, содержащих воду.

Возникновение гистерезиса обусловлено тем, что в результате адсорбции активных компонентов нефти на поверхности породообразующих минералов в процессе дренажа в гидрофильной породе происходит гидрофобизация поверхности [7].

Рассмотрим модели процессов дренажа и пропитки.

2.1. Модель дренажа. В гидрофильном образце нефть поступает прежде всего в крупные поры, так как в них гидродинамическое сопротивление меньше, кроме того, в мелких порах вода удерживается капиллярными силами, что препятствует течению нефти через них. Таким образом, нефть содержится в капиллярах, радиус которых больше r_k , а вода — в капиллярах, радиус которых меньше r_k . Здесь r_k — минимальный радиус капилляра, из которого при заданной разности давлений в жидкостях Δp происходит вытеснение смачивающей жидкости (воды) [8]:

$$r_k = 2\chi \cos \theta / \Delta p,$$

χ — коэффициент межфазного натяжения; θ — угол смачивания. При этом функцию плотности распределения по радиусам капилляров, заполненных нефтью, можно представить

в виде

$$f_{\text{H}}(r) = \begin{cases} 0, & r < r_k, \\ f(r), & r \geq r_k. \end{cases} \quad (1)$$

Тогда аналитическое выражение для ОФП нефти $k_{\text{H}}(r_k)$ [4] записывается следующим образом:

$$k_{\text{H}}(r_k) = \frac{1}{K_0} \int_{r_k}^{r_c} \frac{\left(\int_{r_1}^{r_c} f(r) dr \right)^{\nu} f(r_1)}{\frac{8}{\pi} \int_{r_1}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \left(\int_{r_1}^{\infty} f(r) dr \right)^{-1}} dr_1. \quad (2)$$

Здесь K_0 — абсолютная проницаемость образца; ν — индекс радиуса корреляции [4, 5]; величина r_c определяется соотношением

$$\int_{r_c}^{\infty} f(r) dr = P_c^b = \frac{D}{z(D-1)}, \quad (3)$$

P_c^b — порог протекания решетки капилляров [4, 5]; D — размерность задачи; z — координационное число решетки.

Выражение для абсолютной проницаемости K_0 имеет вид

$$K_0 = \int_0^{r_c} \frac{\left(\int_{r_1}^{r_c} f(r) dr \right)^{\nu} f(r_1)}{\frac{8}{\pi} \int_{r_1}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \left(\int_{r_1}^{\infty} f(r) dr \right)^{-1}} dr_1. \quad (4)$$

Функцию плотности распределения по радиусам капилляров, заполненных водой, можно представить в виде

$$f_{\text{B}}(r) = \begin{cases} f(r), & r \leq r_k, \\ 0, & r > r_k. \end{cases} \quad (5)$$

Соответственно аналитическое выражение для ОФП воды $k_{\text{B}}(r_k)$ имеет вид [4]

$$k_{\text{B}}(r_k) = \frac{1}{K_0} \int_0^{r'_c} \frac{\left(\int_{r_1}^{r'_c} f(r) dr \right)^{\nu} f(r_1)}{\frac{8}{\pi} \int_{r_1}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \left(\int_{r_1}^{\infty} f(r) dr \right)^{-1}} dr_1. \quad (6)$$

Здесь величина r'_c определяется соотношением

$$\int_{r'_c}^{r_k} f(r) dr = P_c^b. \quad (7)$$

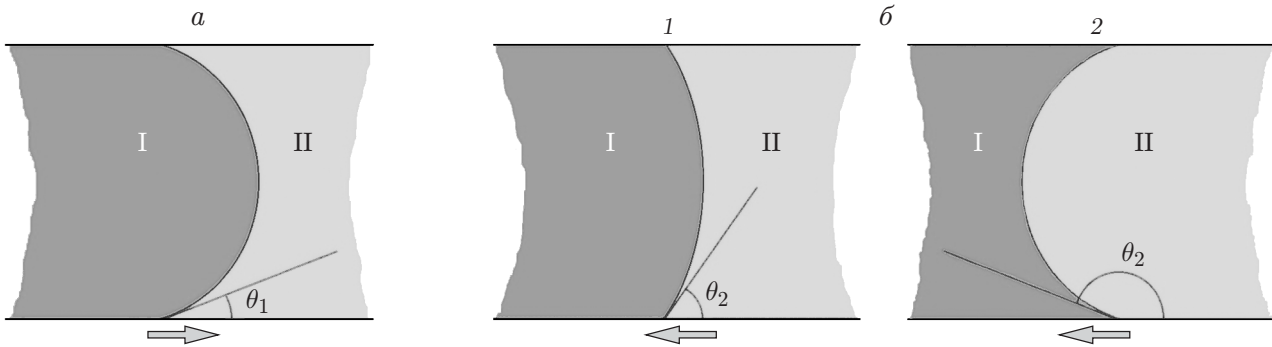


Рис. 2. Профиль капилляра в области контакта нефти и воды в случае дренажа (а) и пропитки (б):

1 — $0 < \alpha < 1$, 2 — $\alpha < 0$; I — нефть, II — вода; стрелки — направление вытеснения

Связь зависимостей (2), (6) с водонасыщенностью S с учетом зернистой структуры среды определяется из следующего соотношения:

$$S = \int_0^{r_k} f(r) dr. \quad (8)$$

Таким образом, формулы (1)–(8) определяют параметрические зависимости ОФП от водонасыщенности среды для указанной выше модели зернистой структуры порового пространства.

2.2. Модель пропитки. В результате прохождения нефти через изначально гидрофильную пористую среду поверхностные свойства некоторой части капилляров меняются. Для описания этого явления используем перколяционную модель среды с микрогетерогенной смачиваемостью [5, 6], введя в нее следующие параметры: \varkappa — доля капилляров с неизменными свойствами поверхности (тип 1), $1 - \varkappa$ — доля капилляров с измененными свойствами поверхности (тип 2), $\alpha = \cos \theta_2 / \cos \theta_1$ (θ_1, θ_2 — углы смачивания в капиллярах первого и второго типов соответственно). При этом возможны два варианта изменения поверхностных свойств (рис. 2): 1) уменьшение степени гидрофильности поверхности капилляров ($0 < \alpha < 1$); 2) изменение состояния поверхности на гидрофобное ($\alpha < 0$).

При $0 < \alpha < 1$ вода вытесняет нефть, поступая прежде всего в мелкие капилляры. Вода содержится в капиллярах первого типа, радиусы которых меньше r_{k1} , и в капиллярах второго типа, радиусы которых меньше r_{k2} (рис. 3). Радиусы r_{k1} и r_{k2} определяются выражением [8]

$$r_{ki} = 2\chi_i \cos \theta_i / p_k, \quad i = 1, 2, \quad (9)$$

где χ_i — коэффициент межфазного натяжения в капиллярах i -го типа; p_k — капиллярное давление. С целью уменьшения количества параметров примем $\chi_1 = \chi_2 = \chi$, так как этот параметр содержится только в произведении $\chi_i \cos \theta_i$. Тогда из (9) следует, что $r_{k2} = \alpha r_{k1}$.

Функция плотности распределения капилляров, заполненных нефтью, имеет вид

$$f_H(r) = \begin{cases} 0, & r < r_{k2}, \\ (1 - \varkappa)f(r), & r_{k2} \leq r \leq r_{k1}, \\ f(r), & r > r_{k1}. \end{cases}$$

Аналитические выражения для ОФП нефти $k_H(r_{k1})$ записываются в виде

$$k_H(r_{k1}) = 0, \quad r_{k1} > r_{c1},$$

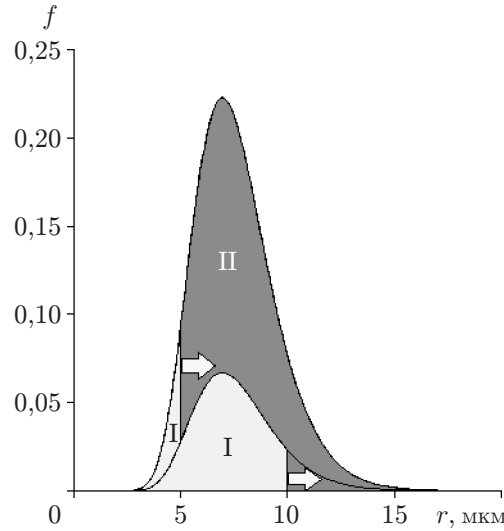


Рис. 3. Плотности распределения капилляров, занятых водой (I) и нефтью (II), в режиме пропитки в некоторый момент времени при $\alpha > 0$ (стрелки — направление вытеснения)

$$k_H(r_{k1}) = \frac{\pi(1-\varkappa)^2}{8K_0} \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{CH}} \left(\int_{r'}^{r_{CH}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left((1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} f(r) dr \right) \times$$

$$\times \left((1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr',$$

$$r_c < r_{k1} \leq r_{c1},$$

$$k_H(r_{k1}) = \frac{\pi}{8K_0} \left[(1-\varkappa) \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} \left((1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \times \right.$$

$$\times \left. \left((1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} f(r) dr \right) \left((1-\varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' + \right.$$

$$\left. + \int_{r_{k1}}^{r_c} \left(\int_{r'}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \int_{r'}^{\infty} f(r) dr \left(\int_{r'}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' \right],$$

$$0 < r_{k1} \leq r_c,$$

где r_{c1} — радиус капилляров первого типа, начиная с которого образуется бесконечный кластер (БК) из капилляров обоих типов, заполненных нефтью; r_{CH} — аналог радиуса r_c , являющийся функцией r_{k1} . Радиус r_c рассчитывается по формуле (3). Величина r_{c1} находится из условия

$$(1-\varkappa) \int_{\alpha r_{c1}}^{r_{c1}} f(r) dr + \int_{r_{c1}}^{\infty} f(r) dr = P_c^b,$$

а $r_{\text{сн}}$ определяется выражением

$$(1 - \varkappa) \int_{r_{\text{сн}}}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} f(r) dr = P_c^b.$$

При этом $r_{\text{сн}}$ изменяется в диапазоне $\alpha r_{c1} \leq r_{\text{сн}} \leq r_c$, причем $r_{\text{сн}} = r_c$ при $r_{k1} \leq r_c$.

Функция плотности распределения капилляров, заполненных водой, может принимать следующие значения:

$$f_{\text{в}}(r) = \begin{cases} f(r), & r < r_{k2}, \\ \varkappa f(r), & r_{k2} \leq r \leq r_{k1}, \\ 0, & r > r_{k1}. \end{cases}$$

Аналитические выражения для ОФП воды $k_{\text{в}}(r_{k1})$ записываются в виде

$$k_{\text{в}}(r_{k1}) = \frac{\pi}{8K_0} \int_0^{r_{\text{св}}} \left(\int_{r'}^{r_{\text{св}}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left(\int_{r'}^{\alpha r_{k1}} f(r) dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \times \\ \times \left(\int_{r'}^{\alpha r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr', \\ r_{k1} > r_{c1\text{в}}, \quad r_{\text{св}} < \alpha r_{k1}, \\ k_{\text{в}}(r_{k1}) = \frac{\pi}{8K_0} \left[\int_0^{\alpha r_{k1}} \left(\int_{r'}^{\alpha r_{k1}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left(\int_{r'}^{\alpha r_{k1}} f(r) dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \times \right. \\ \times \left. \left(\int_{r'}^{\alpha r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' + \right. \\ \left. + \varkappa^2 \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{\text{св}}} \left(\int_{r'}^{r_{\text{св}}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \left(\int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' \right], \\ r_{k1} > r_{c1\text{в}}, \quad r_{\text{св}} \geq \alpha r_{k1}.$$

Здесь $r_{\text{св}}$ — функция r_{k1} , которая при анализе формирования бесконечного кластера из капилляров, заполненных водой (БКВ), имеет тот же смысл, что и $r_{\text{сн}}(r_{k1})$ в случае бесконечного кластера, состоящего из капилляров, заполненных нефтью (БКН). При этом функция $r_{\text{св}}(r_{k1})$ меняется от нуля при некотором минимальном значении $r_{k1} = r_{c1\text{в}}$ до значения r_c при $r_{k1} = \infty$. Условие, из которого определяется функция $r_{\text{св}}(r_{k1})$, имеет вид

$$\int_{r_{\text{св}}}^{\alpha r_{k1}} f(r) dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} f(r) dr = P_c^b, \quad r_{\text{св}} < \alpha r_{k1}$$

ИЛИ

$$\varkappa \int_{r_{\text{св}}}^{r_{k1}} f(r) dr = P_c^b, \quad r_{\text{св}} \geq \alpha r_{k1}.$$

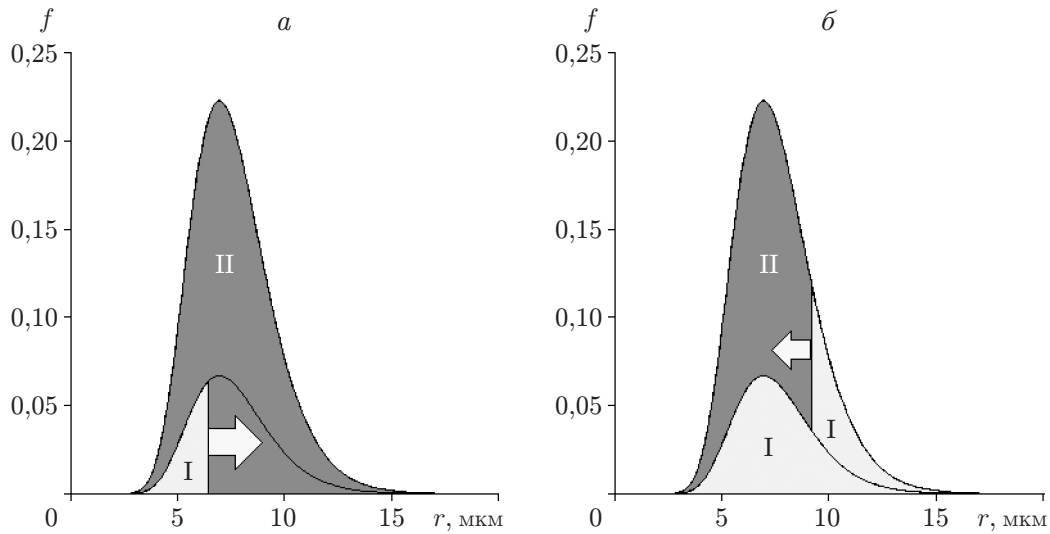


Рис. 4. Плотности распределения капилляров, занятых водой (I) и нефтью (II), в режиме пропитки в некоторый момент времени при $\alpha < 0$:
 $a - p_k < 0$, $b - p_k > 0$; стрелки — направление вытеснения

Радиус r_{c1B} определяется из условия

$$\int_0^{\alpha r_{c1B}} f(r) dr + \varkappa \int_{\alpha r_{c1B}}^{r_{c1B}} f(r) dr = P_c^b.$$

Рассмотрим случай $\alpha < 0$. При этом вода в первую очередь вытесняет нефть из мелких капилляров первого типа (рис. 4, a). После того как все капилляры первого типа заполнятся водой, она начинает вытеснять нефть из крупных капилляров второго типа (рис. 4, b). В зависимости от значения \varkappa возможны различные варианты двухфазной фильтрации.

При повышении капиллярного давления p_k в диапазоне от $-\infty$ до нуля в БКН будет уменьшаться доля капилляров первого типа. Для таких капилляров функция плотности распределения имеет вид

$$f_H(r) = \begin{cases} (1 - \varkappa)f(r), & r < r_{k1}, \\ f(r), & r \geq r_{k1}. \end{cases}$$

Если $r_{k1} < r_c$, то $r_{cH}(r_{k1}) = r_c$, при этом

$$k_H(r_{k1}) = \frac{\pi}{8K_0} \left[\int_0^{r_{k1}} \left((1 - \varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left(\int_{r'}^{\infty} f(r) dr - \varkappa \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \times \right. \\
\times \left. \left((1 - \varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' + \right. \\
\left. + \int_{r_{k1}}^{r_c} \left(\int_{r'}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \int_{r'}^{\infty} f(r) dr \left(\int_{r'}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' \right], \\
r_{k1} < r_c.$$

При $r_{k1} > r_c$ зависимость $r_{cн}(r_{k1})$ имеет вид

$$(1 - \varkappa) \int_{r_{cн}}^{r_{k1}} f(r) dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} f(r) dr = P_c^b.$$

Если $1 - \varkappa < P_c^b$, то с ростом $p_k < 0$ при некотором $p_k = p_{cн} < 0$ БКН должен исчезнуть, так как капилляров второго типа недостаточно для образования БКН. Если $1 - \varkappa > P_c^b$, то вплоть до значения $p_k = 0$ ($r_{k1} = \infty$) БКН не исчезнет и фильтрация нефти прекратится только при $p_k > 0$, т. е. при $p_{cн} = p_{c2н}$, $r_{c1н} = \infty$. В результате для $k_н$ в области $r_c < r_{k1} < r_{c1н}$ имеем

$$k_н(r_{k1}) = \frac{\pi(1 - \varkappa)^2}{8K_0} \int_0^{r_{cн}} \left(\int_{r'}^{r_{cн}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left(\int_{r'}^{\infty} f(r) dr - \varkappa \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \right) \times \\ \times \left((1 - \varkappa) \int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \int_{r_{k1}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr', \\ r_c < r_{k1} < r_{c1н}.$$

Если $1 - \varkappa > P_c^b$, то в случае $p_k > 0$ нефтью будут заполнены лишь капилляры второго типа с $r < r_{k2}$. С ростом p_k величина $k_н(r_{k2})$ будет уменьшаться до тех пор, пока не станет равной нулю при $r_{k2} = r_{c2н}$. Значение $r_{c2н}$ вычисляется по формуле

$$(1 - \varkappa) \int_0^{r_{c2н}} f(r) dr = P_c^b.$$

В интервале $0 < p_k < p_{c2н}$ ($r_{k2} > r_{c2н}$) величина $k_н(r_{k2})$ определяется соотношением

$$k_н(r_{k2}) = \frac{\pi(1 - \varkappa)^2}{8K_0} \int_0^{r_{cн}} \left(\int_{r'}^{r_{cн}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr \left(\int_{r'}^{r_{k2}} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr', \\ r_{k2} > r_{c2н},$$

а функция $r_{cн}(r_{k2})$ находится из условия

$$(1 - \varkappa) \int_{r_{cн}}^{r_{k2}} f(r) dr = P_c^b.$$

Аналогично рассчитывается величина $k_в$. Если $\varkappa < P_c^b$, то фильтрация воды не может начаться до тех пор, пока не будут заполнены капилляры первого типа, которых недостаточно для образования БКВ. При увеличении p_k в некоторый момент из капилляров первого и второго типов образуется БКВ. При этом r_{c2} рассчитывается по соотношению

$$\varkappa + (1 - \varkappa) \int_{r_{c2}}^{\infty} f(r) dr = P_c^b.$$

Функция $r_{св}(r_{k2})$ определяется из условия

$$\varkappa \int_{r_{св}}^{r_{k2}} f(r) dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} f(r) dr = P_c^b \quad (10)$$

и при изменении r_{k2} от r_{c2} до нуля пробегает значения от нуля до r_c . ОФП воды $k_B(r_{k2})$ рассчитывается по формулам

$$k_B(r_{k2}) = 0, \quad r_{k2} > r_{c2},$$

$$k_B(r_{k2}) = \frac{\pi \varkappa^2}{8K_0} \int_0^{r_{cB}} \left(\int_{r'}^{r_{cB}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left(\varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} f(r) dr \right) \times$$

$$\times \left(\varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr', \quad (11)$$

$$r_c < r_{k2} \leq r_{c2};$$

$$k_B(r_{k2}) = \frac{\pi}{8K_0} \left[\varkappa \int_0^{r_{k2}} \left(\varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr + \int_{r_{k2}}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \left(\varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} f(r) dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} f(r) dr \right) \times \right.$$

$$\times \left. \left(\varkappa \int_{r'}^{r_{k2}} \frac{f(r)}{r^4} dr + \int_{r_{k2}}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' + \right.$$

$$\left. \int_{r_{k2}}^{r_c} \left(\int_{r'}^{r_c} f(r) dr \right)^\nu f(r') \int_{r'}^{\infty} f(r) dr \left(\int_{r'}^{\infty} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr' \right], \quad (12)$$

$$0 < r_{k2} \leq r_c.$$

Пусть $\varkappa > P_c^b$. Тогда еще при заполнении водой капилляров первого типа возможно образование БКВ. При $-\infty < p_k < 0$

$$f_B(r) = \begin{cases} \varkappa f(r), & r < r_{k1}, \\ 0, & r \geq r_{k1}. \end{cases}$$

Аналитические выражения для $k_B(r_{k1})$ записываются в виде

$$k_B(r_{k1}) = 0, \quad r_{k1} < r_{c1B},$$

$$k_B(r_{k1}) = \frac{\pi \varkappa^2}{8K_0} \int_0^{r_{cB}} \left(\int_{r'}^{r_{cB}} f(r) dr \right)^\nu f(r') \int_{r'}^{r_{k1}} f(r) dr \left(\int_{r'}^{r_{k1}} \frac{f(r)}{r^4} dr \right)^{-1} dr', \quad r_{k1} \geq r_{c1B}.$$

В тот момент, когда капиллярное давление станет больше нуля, в БКВ начнут включаться заполняемые водой капилляры второго типа, при этом все капилляры первого типа будут уже заняты ею. Дальнейший расчет $k_B(r_{k2})$ проводится так же, как в случае $\varkappa < P_c^b$, с использованием формул (11), (12), где $r_{c2} = \infty$, а r_{cB} определяется из условия (10).

На основе полученных выше формул проведены вычисления ОФП $k_H(S)$ и $k_B(S)$ при различных значениях параметров микрогетерогенности α , \varkappa . При $0 < \alpha < 1$ водонасыщенность S определялась соотношением

$$S = \int_0^{\alpha r_{k1}} f(r) dr + \varkappa \int_{\alpha r_{k1}}^{r_{k1}} f(r) dr,$$

а при $\alpha < 0$ — соотношениями

$$S = \varkappa \int_0^{r_{k1}} f(r) dr, \quad S < \varkappa,$$

$$S = \varkappa + (1 - \varkappa) \int_{r_{k2}}^{\infty} f(r) dr, \quad S > \varkappa.$$

Таким образом, предложенный подход позволяет определить зависимости ОФП от водонасыщенности для указанной выше модели зернистой структуры поровой среды с микрогетерогенной смачиваемостью.

3. Результаты численных расчетов. В работе показано, что при $\alpha > 0$ кривые ОФП для режима пропитки расположены ниже кривых ОФП для режима дренажа при любых значениях \varkappa . Следует отметить, что при постоянном значении \varkappa с увеличением α происходит сглаживание кривых ОФП для режима пропитки и их приближение к кривым ОФП для режима дренажа. Это можно объяснить тем, что чем ближе значение α к единице, тем меньше различаются поверхностные свойства капилляров первого и второго типов и соответственно тем меньше различаются режимы дренажа и пропитки. В предельном случае $\alpha = 1$ (отсутствие различия поверхностных свойств капилляров первого и второго типов) кривые ОФП для режимов дренажа и пропитки совпадают. Если варьировать значения \varkappa , а величину α принять постоянной, то с увеличением \varkappa (иными словами, с уменьшением доли капилляров с измененными поверхностными свойствами) максимальное отклонение кривых ОФП для режима пропитки от кривых ОФП для режима дренажа наблюдается при меньших значениях ОФП. Очевидно, что при $\varkappa = 1$ и $\varkappa = 0$ кривые ОФП для режима дренажа и пропитки совпадают, т. е. если поверхностные свойства всех капилляров остаются неизменными ($\varkappa = 1$) или если поверхностные свойства всех капилляров изменяются ($\varkappa = 0$), оставаясь при этом гидрофильными (так как $\alpha > 0$), то различие между режимами дренажа и пропитки исчезает.

При $\alpha < 0$ с увеличением \varkappa происходит сдвиг кривых ОФП в сторону увеличения водонасыщенности. При $\varkappa \sim 1 - P_c^b$ этот сдвиг максимален. При дальнейшем увеличении \varkappa кривые ОФП для режима пропитки сближаются с кривыми ОФП для режима дренажа и в предельном случае ($\varkappa = 1$) совпадают.

Условиям эксперимента [1] соответствует случай $\varkappa = 0,75$, $\alpha < 0$ (рис. 5). Следовательно, в режиме дренажа за счет образования тонкой пленки, состоящей из активных компонентов нефти, на стенках капилляров происходит гидрофобизация 25 % поверхности пор.

4. Выводы. Представленная модель имеет универсальный характер и учитывает различные механизмы изменения поверхностных свойств порового пространства. Наилучшее согласие с экспериментальными данными достигается, если в качестве основного механизма гидрофобизации выбрать процесс вытеснения воды нефтью. Значения параметров \varkappa , α для конкретного процесса (дренажа или пропитки) определяются путем сравнения расчетных зависимостей ОФП от водонасыщенности с экспериментальными данными.

Представленную методику можно использовать для расчета ОФП в любой пористой среде, имея данные лишь о минералогическом составе и характере распределения пор по радиусам $f(r)$. Экспериментальные исследования на кернах с целью определения зависимости ОФП от водонасыщенности требуют значительных временных затрат, в отличие от экспериментального определения зависимости $f(r)$. Проведя классификацию типов гистерезиса ОФП для образцов, имеющих различный минералогический состав, и определив

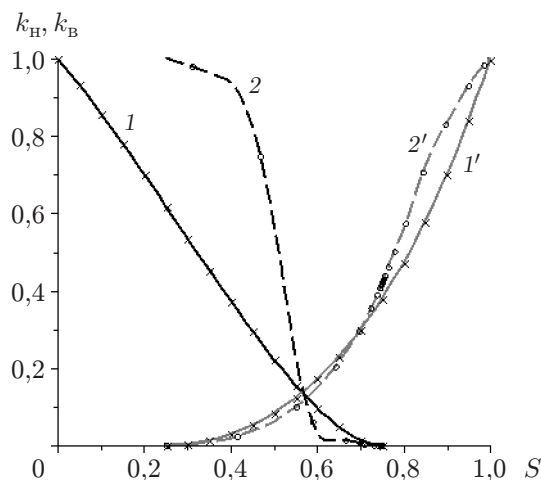


Рис. 5. Зависимости ОФП от водонасыщенности, рассчитанные по перколяционной модели гистерезиса ОФП при $\kappa = 0,75$, $\alpha < 0$:
 1, 1' — дренаж, 2, 2' — пропитка; 1, 2 — нефть, 1', 2' — вода

для этих образцов значения параметров κ , α , можно, экспериментально определяя зависимость $f(r)$, проводить расчеты ОФП с учетом гистерезиса по указанной выше методике.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Wei J. Z., Lile O. B.** Influence of wettability and saturation sequence on relative permeability hysteresis in unconsolidated porous media. [Electron. resource]. <http://www.operetro.org/mslib/app/Preview.do?paperNumber=00025282&societyCode=SPE>.
2. **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.
3. **Hawkins J. T., Bouchard A. J.** Reservoir-engineering implications of capillary pressure and relative permeability hysteresis // SPWLA. Log Analyst. 1992. V. 33, N 4. P. 415–420.
4. **Кадет В. В.** Методы теории перколяции в подземной гидромеханике. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.
5. **Селяков В. И.** Перколяционные модели процессов переноса в микронеоднородных средах / В. И. Селяков, В. В. Кадет. М.: 1-й ТОРМАШ, 2006.
6. **Глушко С. П., Кадет В. В., Селяков В. И.** Перколяционная модель двухфазной равновесной фильтрации в среде с микрогетерогенной смачиваемостью // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1989. № 5. С. 86.
7. **Гудок Н. С.** Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. М.: Недра, 2007.
8. **Ландау Л. Д.** Теоретическая физика. Т. 6. Гидродинамика / Л. Д. Ландау, Е. М. Лившиц. М.: Наука, 1986.

Поступила в редакцию 29/X 2012 г.