

УДК 532.546:681.2:624.1

РАЗРАБОТКА ЦЕЛИКОВ НЕФТИ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

В. И. Пеньковский, Н. К. Корсакова,
Л. К. Алтунина*, В. А. Кувшинов*

Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, 630090 Новосибирск

* Институт химии нефти СО РАН, 634021 Томск

E-mails: penkov@hydro.nsc.ru, kors@hydro.nsc.ru, alk@ipc.tsc.ru, vak2@ipc.tsc.ru

Рассматриваются различные условия образования неподвижных замкнутых углеводородных включений: вязкостная неустойчивость вытеснения флюидов; неоднородное строение породы. Приведены условия динамического равновесия включения в потоке воды в случаях одномерного и двумерного движений. Выполнены численные расчеты распределения насыщенности нефтью во включениях различной формы. Установлено, что количество остаточной нефти, содержащейся в целике, зависит от соотношения между градиентами давления в фильтрационном потоке закачиваемой в пласт воды и величиной характерного капиллярного давления на границе несмешивающихся фаз. Показано, что использование химических реагентов позволяет существенно уменьшить влияние капиллярных сил и способствует вовлечению нефти в общий поток.

Ключевые слова: остаточная нефть, капиллярное запираение, терригенная структура, химический реагент.

Введение. Для восстановления пластового давления в процессе разработки месторождений часто применяется технология внутриконтурного заводнения. Это позволяет сначала увеличить приток флюидов к добывающим скважинам. Однако с течением времени отношение объема добываемого полезного продукта к объему поступающей в скважину воды уменьшается, вследствие чего эксплуатация скважины становится убыточной. Это обусловлено тем, что процесс вытеснения водой нефти, особенно высоковязкой, является неустойчивым и приводит к разделению месторождения на отдельные участки, насыщенные нефтью [1].

Увеличивающиеся со временем участки, насыщенные водой, распространяются, достигая скважины, и под воздействием капиллярных сил тампонируют зону коллектора вблизи скважины. Приток нефти резко уменьшается, а приток воды увеличивается. Эксперименты показывают, что образование участков, насыщенных водой, имеет характер перколяционного процесса [2]. В процессе вытеснения нефти за счет ветвления разрастающихся участков, насыщенных водой, происходит разрушение крупных включений нефти на более мелкие. Эти включения, в зависимости от их размеров и значений градиентов давления, могут оставаться в неподвижном, капиллярно-запертом состоянии, находясь в динамическом равновесии с окружающим их фильтрационным потоком воды [2, 3].

Кроме того, возникновение неподвижных включений нефти обусловлено неоднородностью строения пластов, состоящих из разделенных трещинами блоков. Однако и в этом

случае основную роль в процессе образования остаточной нефти играют капиллярные силы.

Математическая модель несмешивающейся фильтрации флюидов в пласте представляет собой систему уравнений Маскета — Леверетта

$$\begin{aligned} v &= -\frac{K}{\mu} f(s) \nabla p, & v_1 &= -\frac{K}{\mu_1} f_1(s) \nabla p_1, \\ m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div} v &= 0, & -m \frac{\partial s}{\partial t} + \operatorname{div} v_1 &= 0, \\ p &= p_1 + p_k(s), \end{aligned} \quad (1)$$

где v , p , f , μ — скорость, давление, относительная фазовая проницаемость и вязкость вытесняемого флюида (нефти); величины с индексом 1 соответствуют вытесняющему флюиду (воде); коэффициенты K , m — проницаемость, пористость породы соответственно; s , $p_k(s)$ — насыщенность порового пространства породы нефтью и скачок капиллярного давления на границе фаз; t — время.

Система (1) состоит из обобщенного закона Дарси, закона сохранения масс каждой из движущихся фаз и определяющего соотношения между давлениями в фазах. Большое влияние на решение оказывает знак функции $p_k(s)$, входящей в определяющее соотношение системы (1). Для пород, преимущественно смачиваемых водой (гидрофильных), функция капиллярного давления является положительной. Если в окружающей целик воде давление равно нулю, то давление нефти в нем при $s = s_0$ равно $p = p_k(s_0) > 0$. Гидрофобные, преимущественно смачиваемые нефтью пористые среды, наоборот, характеризуются отрицательным капиллярным давлением в водной фазе.

Пусть в начальный момент времени пористая гидрофильная среда полностью насыщена водой ($s = 0$), давление $p_1 = 0$ во всей среде, за исключением замкнутой области, в которой содержится некоторое количество нефти $s_0 > 0$. Эксперименты показывают, что в этом случае замкнутое пятно (целик) нефти, окруженное водой, может бесконечно долго находиться в неподвижном, капиллярно-замкнутом состоянии. Состоянию покоя соответствует тривиальное решение системы (1): в области D^- вне пятна $s = 0$; во внутренней области D^+ $v = 0$, $p = p_k(s_0) = \text{const}$.

Проведем анализ нескольких вариантов динамического равновесия целика нефти с фильтрационным потоком воды, нагнетаемой в гидрофильный нефтяной пласт.

1. Одномерное движение. Рассмотрим вариант равновесия ограниченного включения нефти, сквозь которое с заданной постоянной скоростью течет одномерный фильтрационный поток воды. Поскольку в области включения $x \in (0, d)$ распределение нефти является установившимся и она остается неподвижной, из системы уравнений (1) следуют соотношения

$$p = p_0 = p_1 + p_k(s), \quad p_0 = \text{const} \quad (v \equiv 0), \quad v_1 = -k_1 \frac{\partial p_1}{\partial x} = -k_1 i_0,$$

где k_1 , i_0 — коэффициент фильтрации пористой среды для воды и гидравлический уклон потока соответственно; d — размер включения; давление в фазах измеряется в метрах водяного столба. Распределение насыщенности целика нефтью определяется из уравнения $f_1(s) p'_k(s) ds/dx = i_0$, интегрируя которое получаем соотношение

$$x = p_k^0 [B(s) - B(s_0)] / i_0, \quad (2)$$

где $B(s) = \int_0^s f_1(s) \varphi'(s) ds$; $p_k = p_k^0 \varphi(s)$; $\varphi(s) \in (0, 1)$ — нормализованная функция Леверетта для капиллярного давления; p_k^0 — характерное капиллярное давление; s_0 — насыщенность включения нефтью во входном сечении. Максимальный размер d_{\max} включения,

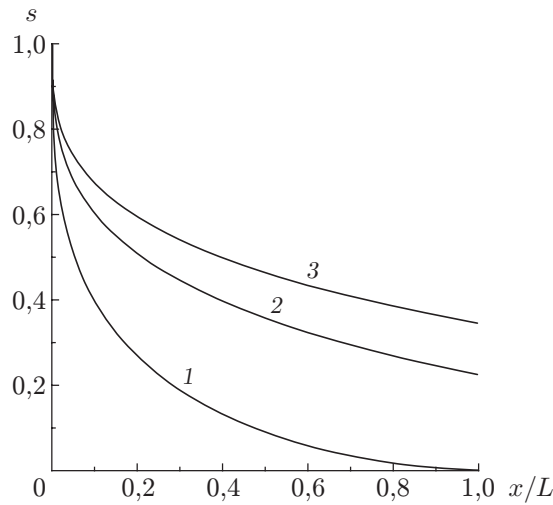


Рис. 1. Одномерное распределение насыщенности нефтью в целике (направление движения воды — справа налево):
 1 — $\Pi = 2$; 2 — $\Pi = 8$; 3 — $\Pi = 15$

находящегося в динамическом равновесии с потоком протекающей сквозь него воды, можно получить из формулы (2), полагая $s = 1$ и $s_0 = 0$. Если для экспериментально определяемых зависимостей фазовой проницаемости и капиллярного давления от насыщенности нефтью принять аппроксимации вида $f_1 = (1 - s)^{3,5}$, $\varphi = [s/(1 - s)]^{0,5}$, то функцию $B(s)$ можно выразить через элементарные функции. Характерные распределения насыщенности нефтью в целике при различных значениях отношения капиллярного давления к градиенту фильтрации воды представлены на рис. 1 (Π — отношение величины характерного давления к перепаду давления во входном и выходном сечениях целика).

Составляя безразмерное число $\lambda = di_0/p_k^0$, получаем критерий динамического равновесия целика нефти с потоком воды в случае одномерного течения в виде неравенства $\lambda < \lambda_{\max} = 8/15$. При нарушении этого критерия “одномерный” целик разрушится. Заметим, что для вовлечения целика в движение нужно либо увеличить скорость набегающего потока воды, либо уменьшить характерное капиллярное давление, возникающее при перемещении менисков несмешивающихся жидкостей вдоль стенок порового скелета породы.

2. Двумерное движение. Пусть координаты x, y отнесены к характерному размеру плоского замкнутого включения (целика), находящегося в области D^+ , ограниченной замкнутой кривой ζ , D^- — внешняя область, в которой происходит фильтрационное движение воды, нагнетаемой в пласт. Полагая процесс вытеснения установившимся, а нефть в целике неподвижной, введем функции

$$\Phi^+ = \int_0^\varphi F_1(\varphi) d\varphi = I(\varphi), \quad \Phi^- = -\frac{p_1^-}{p_k^0}, \quad F_1(\varphi) = f_1(s^{-1}(\varphi)),$$

удовлетворяющие стационарному аналогу системы (1)

$$v_1^\pm = \frac{k_1 p_k^0}{d} \nabla \Phi^\pm, \quad \Delta \Phi^\pm = 0, \quad z = x + iy \in D^\pm.$$

Здесь s^{-1} — функция, обратная функции $\varphi(s)$; давление в фазах и характерное давление измеряются в метрах водяного столба. На контуре $z = \zeta$ должны выполняться условия сопряжения потоков воды

$$p_1^+ = p_1^-, \quad v_{1n}^+ = v_{1n}^-,$$

где индексом n отмечена нормальная к контуру компонента скорости. Для однозначного определения давления и распределения насыщенности целика нефтью необходимо задать константу p_0 . Если давление в нефти и воде выравнивается на передней (относительно направления скорости обтекания целика водой) кромке $\zeta = \zeta_0$, то $\varphi(\zeta_0) = 0$. В случае предельного динамического равновесия целика с фильтрационным потоком воды это условие нужно заменить, полагая $\varphi(\zeta_1) = 1$, где ζ_1 — координата задней кромки контура.

Для аналитических в соответствующих областях функций $f^\pm = \Phi^\pm + i\Psi^\pm$ получаем краевую задачу

$$z = \zeta \in \gamma, \quad \Phi^- = \varphi, \quad \Phi^+ = I(\varphi), \quad \Psi^- = \Psi^+, \quad \varphi(\zeta_0) = 0 \quad (\varphi(\zeta_1) = 1) \quad (3)$$

с условием на бесконечности

$$|z| \rightarrow \infty, \quad f^-(z) = \lambda z + c_0 + c_{-1}z^{-1} + \dots,$$

где $\lambda = di_0/p_k^0$ — безразмерный параметр задачи.

Аналитическое решение краевой задачи (3) для круга $\zeta = \exp(i\theta)$ приведено в работе [2]. С использованием принятой аппроксимации относительной фазовой проницаемости и капиллярного давления получаем $\lambda_{\max} = (I(1) + 1)/4 = 0,766$.

Если в качестве линейного размера d целика принять диаметр круга, то можно убедиться, что в случае плоского обтекания при прочих равных условиях предельные линейные размеры целиков будут больше размеров целиков, находящихся в равновесии с одномерным течением, для которых $\lambda_{\max} = 0,533$. Полученное критическое значение λ_{\max} имеет тот же порядок, что и соответствующее значение для одномерного целика.

В общем случае при проведении расчетов распределения насыщенности целика нефтью необходимо применять численные методы. Используется следующий алгоритм построения решения. В качестве области движения воды D^- , окружающей целик, выбирается конечная область с внешней границей $\Gamma = \Gamma_1 \cup \Gamma_2 \cup \Gamma_3 \cup \Gamma_4$. На участках Γ_1 , Γ_3 задано давление (напор), а на участках Γ_2 , Γ_4 — условие непротекания $v_{1n}^- = 0$. Вводя функции

$$\varphi = \frac{P(x_0, y_0) - P(x, y)}{p_k^0}, \quad P(x, y) = \begin{cases} p_1^-, & (x, y) \in D^-, \\ p_1^+, & (x, y) \in D^+, \end{cases}$$

где (x_0, y_0) — координаты передней кромки контура γ целика, получаем задачу

$$\begin{aligned} \Delta P = 0, \quad (x, y) \in D^-, \quad \operatorname{div}(F_1(\varphi)\nabla P) = 0, \quad (x, y) \in D^+, \\ P = P_1, \quad (x, y) \in \Gamma_1, \quad P = P_3, \quad (x, y) \in \Gamma_3, \quad \frac{\partial P}{\partial n} = 0, \quad (x, y) \in \Gamma_2 \cup \Gamma_3. \end{aligned} \quad (4)$$

При численной реализации задачи должны быть выполнены условия сопряжения потоков на границе γ целика

$$P^- = P^+, \quad \frac{\partial P^-}{\partial n} = F_1(\varphi) \frac{\partial P^+}{\partial n}, \quad (x, y) \in \gamma.$$

Задача (4) представляет собой некоторую разновидность обратной корректной задачи, где искомым является неизвестный коэффициент F_1 , зависящий от функции φ , которая в свою очередь определяет насыщенность целика нефтью.

На рис. 2 приведены изолинии давления и насыщенности, полученные в результате численного решения задачи методом конечных элементов для целиков в виде эллипсов, обтекаемых в пласте прямоугольной формы. Расчеты показывают, что изолинии давления в целике совпадают с изолиниями насыщенности, поскольку они определяются только величиной капиллярного давления.

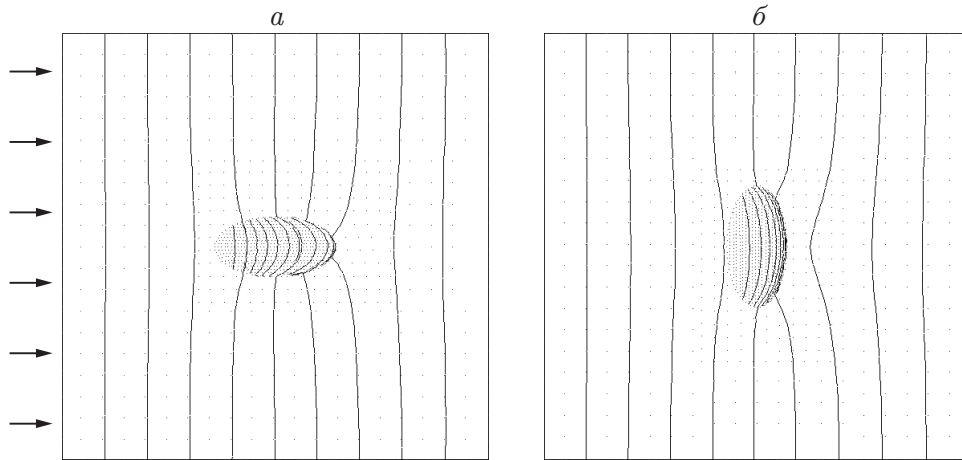


Рис. 2. Распределения давления и насыщенности нефтью в целике эллиптической формы в установившемся режиме фильтрации (направление потока закачиваемой воды — слева направо):

a — обтекание вдоль большой оси эллипса; *b* — обтекание поперек большой оси эллипса

3. Целики в терригенных структурах. Примером терригенной структуры является воссозданный в лабораторном эксперименте процесс растрескивания глинистой почвы при ее усадке в процессе высыхания (рис. 3). В процессе сушки сначала монолитная почвенная масса растрескивается на отдельные блоки.

Рассмотрим модельную ячейку терригенного трещиновато-пористого пласта, состоящую из блока прямоугольной формы и окружающих его трещин (рис. 4). Для выяснения специфики процесса вытеснения нефти водой из такой ячейки примем следующие обозначения: L , H — продольный и поперечный размеры блока; m — пористость блока; δ — величина раскрытия трещины; h_0 — перепад давления во входном и выходном сечениях; нижним индексом f отмечены величины на фронте вытеснения $x = x_f$; h — текущее значение гидравлического напора, м вод. ст.; k , k_1 — коэффициенты фильтрации блока для нефти и воды соответственно; $f(s)$, $f_1(s)$ — относительные фазовые проницаемости для нефти и воды; p_k^0 — характерное капиллярное давление.

Величина раскрытия трещины на несколько порядков больше характерного радиуса пор блока. Коэффициент фильтрации трещины k_c , определяемый по формуле $k_c = \delta^2 / (3\mu_1)$, значительно больше коэффициента k_1 . Так как капиллярное давление обратно пропорционально величине раскрытия трещины и характерному радиусу пор в блоке, то характерное капиллярное давление в трещине на порядок меньше давления в блоке. Поэтому можно считать, что поступающая из блоков нефть практически мгновенно уносится потоком воды по трещинам со скоростью $v_c = -i_0 k_c$, где $i_0 = h_0 / L$.

В рамках модели Бакли — Леверетта, когда система уравнений (1) упрощается с помощью предположения о равенстве давлений $p = p_1$, суммарный расход Q флюидов, протекающих через блок, определяется формулой $Q = V(t)H$. Здесь $V(t) = v + v_1 = -k_1[\alpha f(s) + f_1(s)] \partial h / \partial x$ — суммарная скорость; $\alpha = \mu_1 / \mu$ — отношение вязкости воды к вязкости нефти. Расход через трещину постоянен и вычисляется по формуле $Q_c = v_c \delta$.

Приведем основные соотношения [2], характеризующие процесс вытеснения нефти водой в блоке. Поточная функция Леверетта имеет вид $F(s) = \alpha f(s) / [\alpha f(s) + f_1(s)]$, ее производная (при принятых выше аппроксимациях для фазовых проницаемостей и капиллярного давления) определяется по формуле $F'(s) = 3,5\alpha s^{2,5}(1-s)^{2,5} / [\alpha s^{3,5} + (1-s)^{3,5}]^2$. При $x \in (x_f, 1)$ распределение насыщенности в блоке задается выражением $x = 1 + \tau F'(s)$,

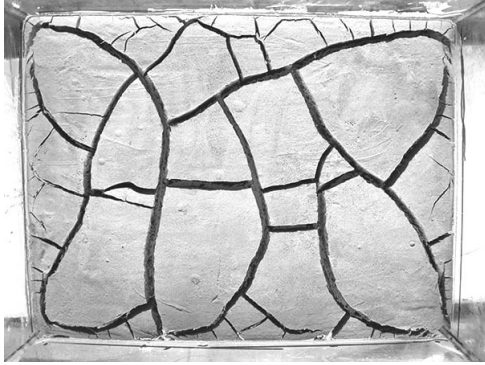


Рис. 3

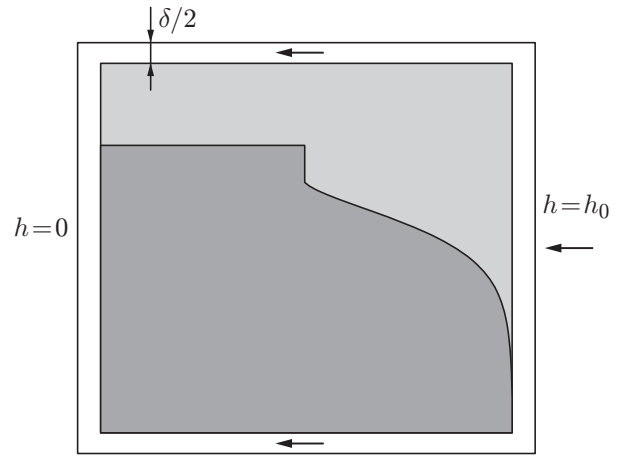


Рис. 4

Рис. 3. Пример терригенной структуры. Кювета с глинистой породой размером $270 \times 204 \times 18$ мм

Рис. 4. Схема обтекания блока:

$h = h_0$ — давление во входном сечении; $h = 0$ — давление в выходном сечении; стрелки — направление течения; темная область — нефть, светлая — вода

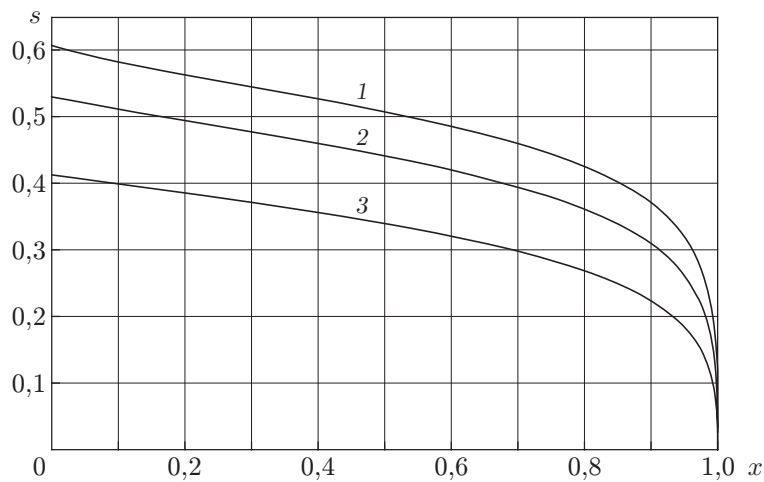


Рис. 5. Распределение насыщенности нефтью при достижении фронтом вытеснения выходного сечения блока:

1 — $\alpha = 0,16$; 2 — $\alpha = 0,33$; 3 — $\alpha = 1,00$

при $x \in (0, x_f)$ — выражением $s = s_0$. В этих формулах $x_f = 1 + \tau F'(s_f)$, насыщенность на фронте определяется из трансцендентного уравнения $s_f = s_0 - [F(s_0) - F(s_f)]/F'(s_f)$, где

$\tau = m^{-1} \int_0^t V(t) dt$ — величина, пропорциональная общему объему флюидов, поступивших в блок. В инженерных расчетах часто используется формула для определения средней по протяженности фронта вытеснения $1 - x_f$ насыщенности $\langle s \rangle = s_f - F(s_f)/F'(s_f)$.

На рис. 5 представлены распределения насыщенности в блоке при одном и том же значении s_0 и различных значениях α (см. таблицу) в момент достижения фронтом вытес-

Характерные параметры процесса вытеснения нефти водой в блоке

α	s_f	$\langle s \rangle$	K_-/k_1	K_+/k_1	α_1	$F'(s_f)$	τ_*
0,16	0,607	0,489	0,0607	0,1085	0,560	3,580 66	0,2793
0,33	0,530	0,423	0,1095	0,1621	0,675	3,127 53	0,3197
1,00	0,413	0,323	0,3018	0,2745	1,100	2,526 11	0,3959

Примечание. K_{\pm} — средние коэффициенты фильтрации флюидов по разные стороны от фронта вытеснения; $\tau_* = -1/F'(s_f)$ — значение τ при $x_f = 0$.

нения нефти выходного сечения блока. Видно, что к моменту прорыва воды объем нефти в блоке тем больше, чем больше ее вязкость.

После прорыва воды в выходное сечение распределение нефти в блоке будет существенно зависеть от действия капиллярных сил, препятствующих протеканию нефти. На конечном этапе процесса вытеснения часть нефти остается в неподвижном, капиллярно-запертом состоянии. Давление в нефти является постоянным, а распределение насыщенности определяется аналогом формулы (2)

$$\frac{x i_0}{h_k^0} = \int_s^1 \varphi'(s) f_1(s) ds = B(1) - B(s).$$

Если координату x отнести к размеру блока, то, с учетом того что в установившемся режиме можно принять $i_0 = h_0/L$, получаем $x = \Pi(B(1) - B(s))$, где $\Pi = h_k^0/h_0$. Полагая $x = 1$, из этого соотношения можно найти значение насыщенности на входе в блок $s(1) = B^{-1}(B(1) - 1/\Pi)$, где B^{-1} — функция, обратная функции $B(s)$.

4. Влияние используемых химических реактивов. В Институте химии нефти СО РАН (г. Томск) разработана композиция ИХН-60 на основе поверхностно-активного вещества и аммиачной буферной системы [4]. Эта композиция имеет следующие характеристики: плотность — $1010 \div 1070$ кг/м³, вязкость — $1,2 \div 2,8$ мПа·с, водородный показатель — 10,5 рН, межфазное натяжение на границе с нефтью — 0,1 мН/м, температура помутнения — $70 \div 80$ °С, температура замерзания — $-33 \div -55$ °С. Композиция ИХН-60 является коллоидно-химической системой с отрицательной обратной связью, позволяющей этой системе в течение длительного времени сохранять в пласте свойства, обеспечивающие оптимальное вытеснение нефти. При использовании композиции уменьшается межфазное натяжение на границе с нефтью, приближенно равное 0,1 мН/м. Композиция ИХН-60 обладает высокой буферной емкостью в интервале $9,0 \div 10,5$ рН, что способствует разжижению межфазных пленок на границах в системе нефть — порода — водная фаза, десорбции и коалесценции остаточной нефти.

Композиция применима в различных геолого-физических условиях месторождений, причем наибольший эффект достигается для неоднородных коллекторов, в частности в юрских и меловых пластах, типичных для Западной Сибири. В процессе вытеснения нефти композициями ИХН подвижность фильтруемой жидкости возрастает в 3–7 раз, что свидетельствует о возможности значительного увеличения приемистости нагнетательных скважин при обработке призабойной зоны пласта. При вытеснении нефти удельные потери поверхностно-активного вещества за счет адсорбции на керновом материале составляют $0,2 \div 0,6$ мг/г, коэффициент вытеснения нефти увеличивается на 10–20 %.

На рис. 6 представлены распределения насыщенности нефтью в замкнутом включении, находящемся в динамическом равновесии с фильтрационным потоком вытесняющей воды. Эксперименты проводились в лабораторных условиях на плоской модели пласта в виде тонкого слоя (толщина 1,65 мм) стеклянной крошки (размер зерен порядка 0,15 мм),

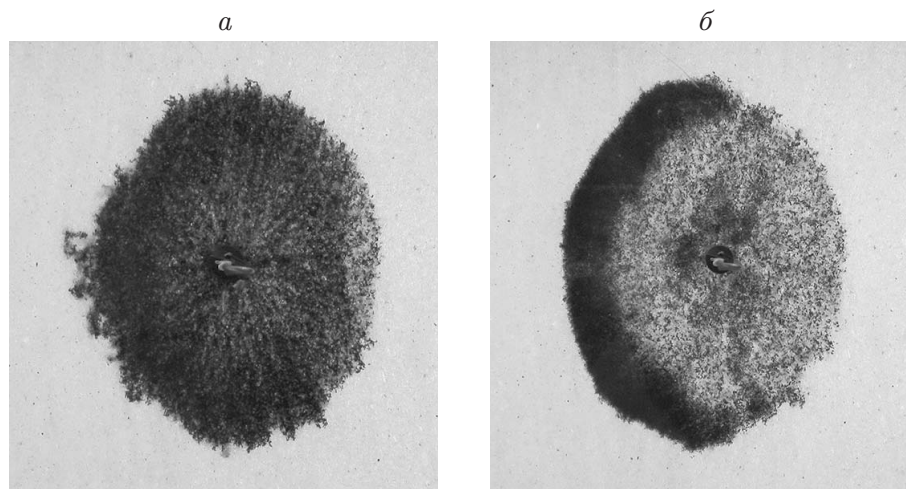


Рис. 6. Распределения насыщенности нефтью в замкнутом включении, находящемся в динамическом равновесии с фильтрационным потоком вытесняющей воды (лабораторный эксперимент):

a — до воздействия композиции ИХН-60; *б* — после воздействия

расположенного между пластинами из стекла. Средняя насыщенность включения нефтью составляла 70 %. Рабочая жидкость — нефть с месторождения Бугульмы, разбавленная легким газойлем. Вязкость рабочей жидкости равна 5,8 мПа·с, в качестве вытесняющего флюида использовалась дистиллированная вода.

Заключение. Проведено исследование образования неподвижных, капиллярно-замкнутых включений при заводнении нефтяных залежей. При заданных условиях эксплуатации эти включения находятся в предельном динамическом равновесии с фильтрационным потоком закачиваемой в пласт воды. Условия равновесия представлены в виде критериев, нарушение которых приводит к разрушению целиков. Использование различных способов повышения нефтеотдачи месторождений должно приводить к нарушению этих критериев. Этот вывод справедлив также для пластов с терригенной трещиноватоблочной структурой. Одним из эффективных способов воздействия на пласт является его обработка химическими реагентами, уменьшающими скачок капиллярного давления на границе несмешивающихся фаз.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Chuoke R. L., van Meures P., van der Poel C.** The instability of slow, immiscible, viscous liquid-liquid displacement in permeable media // *Petrol. Trans. AIME*. 1959. V. 216. P. 188–194.
2. **Данаев Н. Т.** Массоперенос в прискважинной зоне и электромагнитный каротаж пластов / Н. Т. Данаев, Н. К. Корсакова, В. И. Пеньковский. Алма-Ата: Каз. нац. ун-т, 2005.
3. **Антонцев С. Н.** Фильтрация в прискважинной зоне и проблемы интенсификации притока / С. Н. Антонцев, А. В. Доманский, В. И. Пеньковский. Новосибирск: Ин-т гидродинамики СО АН СССР, 1989.
4. **Алтунина Л. К., Кувшинов В. А.** Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // *Успехи химии*. 2007. Т. 76, № 10. С. 1034–1052.

*Поступила в редакцию 14/IX 2012 г.,
в окончательном варианте — 31/X 2012 г.*