

УДК 532.546

## О ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ ИЗ ГЛИНИЗИРОВАННЫХ ПЛАСТОВ

ЕНТОВ В. М., ЖЕЛТОВ Ю. В., МАРТОС В. Н., РЫЖИК В. М.,  
СТУПОЧЕНКО В. Е., ХАВКИН А. Я.

Теоретически и экспериментально исследуется процесс вытеснения нефти водой из коллекторов, содержащих набухающие глины. Набухание глин, обусловленное изменением ионного состава заполняющей пласт воды, может влиять на ход процесса вытеснения не только через посредство изменения проницаемости, как это предполагалось ранее [1], но и непосредственно, вследствие изменения порового объема. Построено видоизменение теоретической схемы вытеснения нефти раствором активной примеси, позволяющее учесть указанные эффекты, исследована структура фронта вытеснения, проанализированы результаты эксперимента.

**1. Постановка задачи. Основные уравнения.** Отличительной особенностью глинистых минералов, в первую очередь монтмориллонитовой группы, является их способность набухать, т. е. изменять свой объем при контакте с водой и водными растворами солей. Степень набухания зависит от концентрации и ионного состава раствора: набухание тем больше, чем меньше концентрация солей [2—4]. Это явление играет большую роль в разнообразных технологических процессах нефтяной промышленности и потому заслуживает углубленного изучения, в частности применительно к задачам заводнения нефтяных пластов.

Если вытесняющая вода, как это чаще всего бывает, имеет меньшую минерализацию, чем пластовая вода, то процесс вытеснения сопровождается усилением набухания глин. При этом эффективность вытеснения в однородном пласте оказывается выше, чем при отсутствии набухания, во-первых, за счет снижения проницаемости за фронтом вытеснения и, во-вторых, за счет перехода части воды в твердую фазу, в результате чего снижается доля воды в подвижной жидкой фазе, т. е. снижается относительная проницаемость для воды. Именно эти эффекты рассматриваются в данной работе. Однако в неоднородных пластах набухание глин может привести и к снижению нефтеотдачи, поскольку за счет набухания из процесса фильтрации могут исключаться малопроницаемые прослойки с высоким содержанием глин.

Рассмотрим следующую модель. Пусть двухфазная смесь воды и нефти движется в пористой среде, скелет которой способен изменять свой объем, присоединяя при этом некоторое количество воды. Пусть, далее, вода содержит активную примесь, управляющую термодинамическим равновесием в системе вода — скелет пористой среды. В пренебрежении растворимостью примеси в нефти система уравнений движения имеет вид

$$\begin{aligned} \frac{\partial ms}{\partial t} + \frac{\partial \omega(c, s)}{\partial t} + \operatorname{div} \mathbf{u}_1 &= 0, \quad m = m(c, s) \\ (1.1) \quad \frac{\partial m(1-s)}{\partial t} + \operatorname{div} \mathbf{u}_2 &= 0, \quad \frac{\partial [mcs + a(c, s)]}{\partial t} + \operatorname{div} c \mathbf{u}_1 = 0 \end{aligned}$$

$$u_i = - \frac{k(c) f_i(s, c)}{\mu_i} \nabla p_i; \quad i=1, 2; \quad p_2 - p_1 = P_c(s, c)$$

Здесь предполагается, что в каждом элементе пористой среды имеет место локальное термодинамическое равновесие; активная примесь, способная влиять на это равновесие, переносится водой (не изменяя ее плотности) и накапливается в скелете пористой среды в количестве  $a$  в расчете на единицу объема; под действием активной примеси пористая среда присоединяет некоторое количество воды и изменяет свой объем, тем самым изменяя пористость  $m$  и проницаемость  $k$ , а также фазовые проницаемости  $f_i$  и капиллярное давление  $P_c$ . В силу предположения о термодинамическом равновесии все указанные величины вполне определяются водонасыщенностью  $s$  и концентрацией активной примеси  $c$  (индекс  $i=1$  относится к воде).

Данная задача отличается от рассматривавшихся ранее учетом влияния активной примеси на пористость  $m$ .

**2. Фронтальное вытеснение. Автомодельные движения.** Рассмотрим одномерное движение в набухающей среде в пренебрежении капиллярным скачком давления. Имеем следующую систему уравнений:

$$(2.1) \quad \begin{aligned} \frac{\partial W}{\partial t} + \frac{\partial F(s, c)U}{\partial x} &= 0, \quad W = ms + \omega \\ \frac{\partial}{\partial t} [cW - c\omega + a] + \frac{\partial cFU}{\partial x} &= 0, \quad U = u_1 + u_2 \\ \frac{\partial}{\partial t} [m + \omega] + \frac{\partial U}{\partial x} &= 0, \quad F = \frac{f_1}{f_1 + \mu f_2}, \quad \mu = \frac{\mu_1}{\mu_2} \end{aligned}$$

Третье уравнение (2.1) является следствием первых двух уравнений (1.1). Оно выражает баланс объема жидкостей в пористой среде, и его удобно использовать вместо уравнения баланса объема нефти; величина  $W$  равна водосодержанию единицы объема пористой среды. Дальнейший анализ автомодельных движений проведем, предполагая, что величины  $m$ ,  $\omega$ ,  $a$  не зависят от водонасыщенности  $s$ .

При этом систему уравнений (2.1) можно на гладких решениях преобразовать к виду

$$(2.2) \quad \begin{aligned} \frac{\partial W}{\partial t} + \frac{\partial FU}{\partial x} &= 0 \\ [W + (a - c\omega), c] \frac{\partial c}{\partial t} + FU \frac{\partial c}{\partial x} &= 0 \\ (m_{,c} + \omega_{,c}) FU \frac{\partial c}{\partial x} - [W + (a - c\omega), c] \frac{\partial U}{\partial x} &= 0 \end{aligned}$$

Будем рассматривать эту систему как гиперболическую с тремя системами характеристик [5]

$$(2.3) \quad \begin{aligned} \lambda_1 = \frac{dx_1}{dt} &= U \frac{\partial F}{\partial W}, \quad \left( \frac{dW}{dc} \right)_1 = \frac{\partial (FU)}{\partial c} \left( \lambda_1 - \frac{\partial (FU)}{\partial W} \right)^{-1} \\ \lambda_2 = \frac{dx_2}{dt} &= \frac{FU}{W + (a - c\omega), c}, \quad (dc)_2 = 0 \\ \lambda_3 = \frac{dx_3}{dt} &= \infty, \quad \left( \frac{dU}{dc} \right)_3 = \frac{m_{,c} + \omega_{,c}}{W + (a - c\omega), c} \end{aligned}$$

Далее они называются  $W$ ,  $c$ ,  $U$ -характеристиками.

Наряду с гладкими участками решение может содержать скачки, на которых выполняются условия материального баланса воды, нефти и примеси:

$$(2.4) \quad V = \frac{(FU)^+ - (FU)^-}{W^+ - W^-}, \quad V = \frac{(cFU)^+ - (cFU)^-}{(cW - c\omega + a)^+ - (cW - c\omega + a)^-}$$

$$V = \frac{U^+ - U^-}{(m + \omega)^+ - (m + \omega)^-}, \quad V = \frac{FU^\pm}{W^\pm + \Delta A / \Delta c}$$

$$A(c) = a(c) - c\omega(c), \quad \Delta A = A^+ - A^-, \quad \Delta c = c^+ - c^-$$

(последнее равенство является следствием двух предыдущих).

Из (2.4) следует, что возможны скачки двух типов: скачки, на которых претерпевает разрыв  $W$ , но непрерывны  $c$  и  $U$  ( $W$ -скачки), и скачки, на которых разрывны  $W$  и  $c$  ( $c$ -скачки). В случае непостоянства суммарного объема системы набухающий пористый скелет — вода на  $c$ -скачках суммарная скорость потока  $U$  также претерпевает разрыв. Если же суммарный объем этой системы не меняется и

$$(2.5) \quad m(c) + \omega(c) = m_0 = \text{const}$$

то суммарная скорость потока  $U$  постоянна во всей области течения.

Будем исследовать процесс равномерной закачки раствора активной примеси в полубесконечный пласт, находившийся первоначально в однородном состоянии. Это означает, что система уравнений (2.1) рассматривается в области  $x \geq 0$  и  $t \geq 0$  при краевых условиях

$$(2.6) \quad s(x, 0) = s_0; \quad c(x, 0) = c_0; \quad s(0, t) = s^\circ; \quad c(0, t) = c^\circ; \quad U(0, t) = U^\circ$$

Сформулированная задача имеет автомодельное решение

$$(2.7) \quad s = s(\xi), \quad c = c(\xi), \quad U = U^\circ u(\xi)$$

$$\xi = x / (U^\circ t), \quad W = ms + \omega$$

$$(2.8) \quad \xi \frac{d}{d\xi} (cW - c\omega + a) = \frac{dcFu}{d\xi}$$

$$\xi \frac{d}{d\xi} (m + \omega) = \frac{du}{d\xi}, \quad \xi \frac{dW}{d\xi} = \frac{dFu}{d\xi}$$

$$s(0) = s^\circ, \quad c(0) = c^\circ, \quad u(0) = 1, \quad s(\infty) = s_0, \quad c(\infty) = c_0$$

Автомодельное решение состоит из участков, где  $W$ ,  $c$  и  $u$  являются непрерывными функциями  $\xi$ , сопрягаемых скачками. На скачках вместо уравнений (2.8) выполняются соответствующие интегральные соотношения, получающиеся из (2.4) заменой  $V$  на  $\xi$ . Как и в ранее рассмотренных задачах вытеснения нефти раствором активной примеси [1, 6], построение однозначного автомодельного решения требует использования дополнительных условий устойчивости скачков.

В данном случае может быть применена процедура поэтапного построения решения. Действительно, выделим в решении участок, на котором происходит изменение концентрации от  $c^\circ$  до  $c_0$  (будем называть его  $c$ -переходом). Он состоит из непрерывных участков, описываемых системой уравнений (2.8), и  $c$ -скачков. Возможны  $c$ -скачки четырех типов, которые будем обозначать значениями концентрации по обе стороны скачка: 1)  $[c^\circ, c_0]$  — полный скачок концентрации, 2)  $[c^\circ, c_2]$ ; 3)  $[c_2, c_1]$ ; 4)  $[c_1, c_0]$ ;  $c^\circ < c_2 < c_1 < c_0$ .

Допустим, что искомое решение содержит, например, скачок второго типа. Тогда условия сохранения (2.4) и условия устойчивости скачка дают

$$(2.9) \quad \xi_j = \frac{(Fu)^- - (Fu)^+}{W^- - W^+} = (F_{,wu})^- = \frac{(Fu)^+}{W^+ + \Delta A/\Delta c} = \\ = \frac{(Fu)^+}{W^+ + A_{,c}^+} = \frac{(Fu)^-}{W^- + \Delta A/\Delta c}$$

Здесь известны величины  $c^- = c^0$ ,  $u^- = 1$ ; величины  $\xi_j$ ,  $W^-$ ,  $c^+$ ,  $W^+$ ,  $u^+$  подлежат определению.

Из предпоследнего уравнения (2.9) находим

$$(2.10) \quad A_{,c}(c^+) = \Delta A/\Delta c$$

Таким образом, значение  $c^+$  находится как абсцисса точки касания кривой  $A(c)$  с прямой, проходящей через  $(c^0, A(c^0))$ . Затем из соотношения

$$(2.11) \quad \xi_j = F_{,w}^- = F^- \left( W^- + \frac{\Delta A}{\Delta c} \right)^{-1}$$

легко находятся  $W^-$  и  $\xi_j$  как абсцисса точки касания с кривой  $F(W, c^0)$  касательной, проведенной из точки  $(W = -\Delta A/\Delta c, F = 0)$ , и угловой коэффициент этой касательной. После этого из оставшихся соотношений (2.9) можно найти  $W^+$  и  $u^+$ .

Для скачка третьего типа имеем

$$(2.12) \quad \xi_j = \frac{(Fu)^- - (Fu)^+}{W^- - W^+} = \frac{(Fu)^+}{W^+ + \Delta A/\Delta c} = \frac{(Fu)^-}{W^- + \Delta A/\Delta c} = \\ = \frac{(Fu)^+}{W^+ + A_{,c}(c^+)} = \frac{(Fu)^-}{W^- + A_{,c}(c^-)}$$

Таким образом, в силу последних двух равенств

$$A_{,c}(c^+) = A_{,c}(c^-) = \Delta A/\Delta c$$

и точки  $c^+$  и  $c^-$  — это точки кривой  $A(c)$ , имеющие общую касательную. Остальные соотношения (2.12) определяют  $\xi_j$ ,  $W^+$ ,  $u^+$ , если известны  $W^-$ ,  $u^-$  (см. ниже).

Наконец, для скачка четвертого типа  $c^+ = c_0$

$$(2.13) \quad \xi_j = \frac{(Fu)^- - (Fu)^+}{W^- - W^+} = \frac{(Fu)^-}{W^- + A_{,c}(c^-)} = \frac{(Fu)^-}{W^- + \Delta A/\Delta c}$$

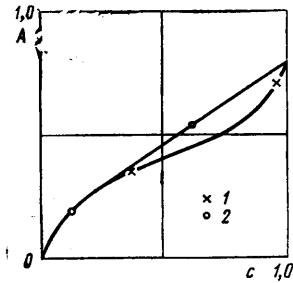
Точка  $c^- = c_1$  находится как точка касания кривой  $A(c)$  касательной, проведенной из точки  $(c_0, A(c_0))$ ; после этого величины  $u^+$ ,  $\xi_j$ ,  $W^+$  легко находятся, если известны  $W^-$ ,  $u^-$  (см. ниже). Таким образом, структуру  $c$ -перехода легко определить сразу, построив линейную выпуклую оболочку  $A^*(c)$  множества  $I\{a: a < A(c), c^0 \leq c \leq c_0\}$  (см. фиг. 1, кривая 1 —  $A(c)$ , кривая 2 —  $A^*(c)$ ). Скачкам будут соответствовать прямолинейные участки  $A^*(c)$ ,  $c$ -волнам — участки с  $A_{,cc} < 0$ . После этого построение искомого автомодельного решения сводится к построению последовательных, начиная с  $c = c^0$  (малые  $\xi$ ),  $c$ -скачков в соответствии с приведенными выше соотношениями и  $c$ -волн как решений системы (2.8), причем переход от одного участка к другому определяется требованиями непрерывности решения слева (со стороны малых  $\xi$ ). Тем самым для каждого скачка определены величины  $W^-$ ,  $u^-$ . Построение решения вне области  $c$ -перехода производится обычным образом и трудностей не вызывает. В частности,

если  $A_{,cc} < 0$  при  $c^\circ \leq c \leq c_0$ , то имеет место  $c$ -волна, если  $A_{,cc} > 0$  —  $c$ -скачок, а если  $A_{,cc}(c^*) = 0$ ,  $c^\circ < c^* < c_0$ ,  $A_{,cc}(c) > 0$ ,  $c^\circ < c < c^*$ ,  $A_{,cc}(c) < 0$ ,  $c^* < c < c_0$ , то сочетание  $c$ -волны и  $c$ -скачка.

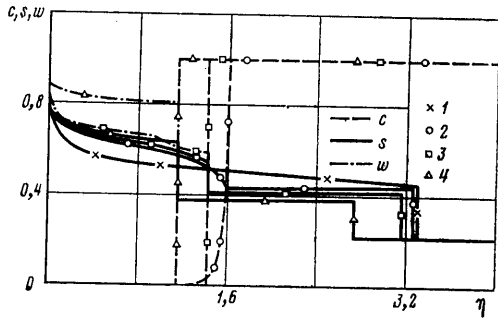
Положим, например,

$$(2.14) \quad a = \frac{a_\infty c \Gamma}{a_\infty + c \Gamma}, \quad \omega = R - cr, \quad A_{,cc} = \frac{1}{2} r - \alpha, \quad \alpha = \frac{2a_\infty^2 \Gamma^2}{(a_\infty + c \Gamma)^2}$$

Тогда при  $r > 2\alpha(c^\circ)$  имеем  $c$ -скачок; при  $r < 2\alpha(c_0)$  —  $c$ -волну; при значениях  $\alpha^\circ < 1/2r < \alpha_0$  —  $c$ -волну, заканчивающуюся  $c$ -скачком.



Фиг. 1



Фиг. 2

В качестве другого примера был проведен расчет автомодельных движений при условии выполнения (2.5) для функций  $a$ ,  $\omega$  и  $f_i$ , заданных соотношениями

$$(2.15) \quad a = \Gamma(c + 0.001c_0)^{1/2}, \quad \omega(c) = \Gamma_\bullet m_0(1 - c/c_0)$$

$$f_1(s, c) = \frac{a(c) + l}{l} \left( \frac{s - 0.2}{0.8} \right)^3, \quad f_2(s) = \left( \frac{0.8 - s}{0.6} \right)^3$$

В расчетах принималось  $m_0 = 0,3$ ;  $\Gamma = 0,01$ ;  $c_0 = 0,25$ ;  $s_0 = 0,21$ ;  $s^\circ = 0,8$ ;  $l = 0,00834c_0$ ;  $c^\circ = 0$ . Варьировалась только величина  $\Gamma_\bullet$  в соотношении (2.15). Соответствующие распределения  $s$ ,  $c$  и  $W$  показаны на фиг. 2. Кривым 2, 3 и 4 отвечают последовательно увеличивающиеся значения  $\Gamma_\bullet = 0$ ; 0,1 и 0,5. Отчетливо виден переход от решения с  $c$ -волной (кривые 2) к решению с  $c$ -скачком (кривые 4). Для сопоставления здесь же показано решение Баклея — Леверетта (кривая 1), формально отвечающее условию  $c^\circ = c_0$ . При  $\Gamma_\bullet = 0,1$  имеем сочетание  $c$ -волны и  $c$ -скачка.

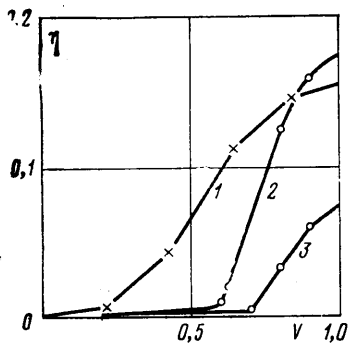
3. Эксперимент. Экспериментальное изучение процесса фильтрации минерализованной воды в глинизированных коллекторах проводилось на модели, представляющей собой трубку длиной 63,2 и диаметром 5,1 см. Трубка заполнялась смесью кварцевого песка (90%) с монтмориллонитовой глиной (10%). Пористость сухой смеси равнялась 0,325. Из трех основных типов глин (каолинит, гидрослюда и монтмориллонит), различных по степени набухания, в качестве глинистого компонента модели был выбран монтмориллонит, как обладающий наибольшей способностью к набуханию [7].

Для моделирования нефтенасыщенного коллектора со связанной водой трубка насыщалась моделью пластовой воды (минерализация 150 г/л NaCl). Затем модель пластовой воды вытеснялась из трубки керосином с постоянным расходом  $q = 2,18 \text{ см}^3/\text{мин}$ . К моменту прекращения закачки керосина нефтенасыщенность модели была равна 36%.

Для выделения эффекта увеличения нефтеотдачи, связанного только с набуханием глинистых частиц, керосин вначале вытеснялся моделью пластовой воды. Про-

ницаемость модели для этого раствора составляла 0,23 дарси. Полученный после прокачки трех поровых объемов предельный коэффициент нефтеотдачи, 61% (по отношению к первоначальному количеству керосина), характеризует нефтеотдачу пласта в условиях ненарушающегося равновесия системы глина — пластовая вода.

Степень набухания глинистых частиц зависит от минерализации закачиваемой воды [2—4]; чем меньше минерализация, тем больше набухают глинистые частицы. Поэтому в проводимом эксперименте для получения наибольшего эффекта в модель закачивалась дистиллированная вода. Проницаемость образца для дистиллированной воды составляла 0,005 дарси. Заметим, что на коэффициент нефтеотдачи образца влияет и процесс отслаивания верхних слоев глинистых частиц, происходящий при закачке в пласт воды меньшей минерализации, чем начальная. В пласт образуется



Фиг. 3

коллоидный раствор с вязкостью  $\sim 1,5$  сПз, что несколько больше, чем у закачиваемой воды, и что приводит к увеличению нефтеотдачи пласта. Для определения прироста коэффициента нефтеотдачи только за счет увеличения вязкости раствора был проведен эксперимент, в котором после закачки в пласт модели пластовой воды закачивалась модельная жидкость повышенной вязкости, не вызывающая набухания глинистых частиц. В качестве такой модели был взят 3%-ный раствор глицерина в воде с начальной пластовой минерализацией 150 г/л NaCl. После закачки этого раствора было дополнительно извлечено 0,7% керосина (по отношению к первоначальному его количеству). Затем в модель закачивалась дистиллированная вода. Дополнительное увеличение нефтеотдачи  $\eta_+$ , равное 15,6% (после дополнительной прокачки одного порового объема), связано только

с изменением проницаемости и пористости глинистого образца. Видно, что  $\eta_+$  на порядок больше, чем увеличение нефтеотдачи за счет увеличения вязкости воды. Динамика увеличения  $\eta_+$  в зависимости от количества прокачанной жидкости  $V$ , выраженного в долях порового объема, показана на фиг. 3 (кривая 1).

**4. Сравнение теории и эксперимента.** Для сопоставления было рассчитано автомодельное распределение насыщенности и концентрации в случае вытеснения нефти пресной водой из глинизированного пласта. В расчетах использовались формулы вида (2.15) для функций  $a$ ,  $\omega$ ,  $f_1$ . Функция  $f_2$  задавалась формулой  $f_2(s) = 0,3^{-1}(0,87 - s)^3$ , поскольку остаточная водонасыщенность в проведенном эксперименте после прокачки трех поровых объемов соленой воды была равна 13%. Значения всех параметров математической модели и коэффициентов, входящих в формулы (2.15), кроме  $\Gamma_0$ , брались непосредственно из эксперимента (см. п. 3).

Для определения  $\Gamma_0$  принималось, что вся дополнительная нефтеотдача получается только за счет уменьшения пористости, что дало завышенное значение  $\Gamma_0 = 0,4$ . Нижнее значение  $\Gamma_0 = 0$  означает, что вся дополнительная нефтеотдача в эксперименте получается только за счет уменьшения проницаемости образца. Расчет дополнительного прироста нефтеотдачи  $\eta_+$  при  $\Gamma_0 = 0,4$  и 0 по сравнению с решением Баклея — Леверетта ( $c^0 = c_0$ ) показал, что  $\eta_+$  равно 17,2 и 7,6% (кривые 2 и 3 на фиг. 3) соответственно. Неучет набухания глин дает различие в результатах расчета и эксперимента более чем в 2 раза, при учете набухания глин согласие теории и эксперимента оказывается значительно лучшим.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Ентов В. М., Хавкин А. Я., Чен Син Э. Расчеты процессов вытеснения нефти раствором активной примеси. — В кн.: Численное решение задач фильтрации многофазной несжимаемой жидкости. Новосибирск: ВЦ СО АН СССР, 1977, с. 87.
2. Jacquin C. Etude des écoulements et des équilibres de fluides dans les sables argileux. — Thèse, Faculté des Sciences de l'Université de Paris, 30 mars, 1965, 58 p.
3. Jones F. O. Influence of chemical composition of water on clay blocking of permeability. — J. Petroleum Technology, 1964, v. 16, No. 4, p. 441.

4. Olson R. E. Mechanisms controlling the permeability of clays.— Clays and Clay Minerals, 1971, v. 19, p. 151.
5. Рождественский Б. Л., Яненко Н. Н. Системы квазилинейных уравнений и их приложения к газовой динамике. 2-е изд. перераб. и доп. М.: Наука, 1978, 687 с.
6. Брагинская Г. С., Ентов В. М. О неизотермическом вытеснении нефти раствором активной примеси. М.: Ин-т пробл. механ. АН СССР. Препринт № 112, 1978, 60 с.
7. Клубова Т. Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти. М.: Недра, 1973, 254 с.

Москва

Поступила в редакцию  
2.VII.1980