

УДК 532.546

К РАСЧЕТУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ КАРБОНИЗИРОВАННОЙ ВОДОЙ

ЗАЗОВСКИЙ А. Ф.

Метод повышения нефтеотдачи пластов при нагнетании в них карбонизированной воды [1] основан на способности активного вещества — двуокиси углерода (CO_2) — переходить из закачиваемой воды в нефть, снижая при этом вязкость и увеличивая относительную фазовую проницаемость и объем нефтяной фазы. Совокупностью указанных факторов обеспечивается увеличение относительной подвижности нефти в пласте и соответствующий прирост нефтедобычи.

В [2–5] развита графоаналитическая техника построения решений одномерных задач вытеснения нефти карбонизированной водой, основанная на методе характеристик. При этом традиционно используется линейная зависимость между равновесными концентрациями CO_2 в воде c и в нефти $\varphi = Kc$, где K — константа равновесия, определяемая обычно по величинам предельных растворимостей CO_2 в воде c^* и в нефти φ^* ($K = \varphi^*/c^*$) и принимающая значения порядка 2–8 [6]. Особенностью получаемых в этом случае решений является неустойчивость скачков (разрывов) концентраций CO_2 в фазах, сопровождающихся уменьшением концентраций в направлении потока (если только концентрации не считаются малыми, не изменяющими объемов фаз [7, 8]), и устойчивостью «обратных» скачков, на которых c и φ возрастают [4, 5]. Поэтому при вытеснении нефти оторочкой [9, 10] (конечной порцией) карбонизированной воды c и φ изменяются непрерывно на переднем фронте оторочки и скачком на ее заднем фронте, т. е. на переднем фронте происходит размыв оторочки. Однако непрерывные изменения концентраций CO_2 в воде и в нефти на переднем фронте оторочки мало отличаются от скачков [2, 5], так что размывом оторочки при ее движении в пласте можно пренебречь, особенно если объем оторочки достаточно велик. Формально замена непрерывных распределений c и φ на переднем фронте оторочки скачком равносильна замене линейной зависимости $\varphi = Kc$ некоторой нелинейной $\varphi = \varphi(c)$. Из условия сохранения скачков c и φ на обоих фронтах оторочки одновременно [11, 12] эта зависимость $\varphi(c)$ может быть построена единственным образом по любой паре равновесных значений c и φ (например, c^* и φ^*), причем она тем меньше отличается от линейной, чем меньше отношение $\varphi^*/c^* = K$. При такой аппроксимации условий фазового равновесия существенно упрощается процедура построения решений, и для расчета основных показателей процесса вытеснения может быть использован подход [13].

Ниже описана соответствующая методика определения нефтеотдачи и обводненности продукции при фронтальном вытеснении нефти оторочкой карбонизированной воды, приведен пример расчета и получены зависимости текущей нефтеотдачи от объема оторочки. Показано, что время вытеснения, в течение которого наблюдается увеличение нефтеотдачи, и конечное значение последней практически определяются моментом времени полного выхода оторочки из пласта.

Рассмотрим одномерный процесс вытеснения нефти карбонизированной водой из пласта в виде обобщенной трубки тока ($0 \leq x \leq L$) с площадью поперечного сечения $A(x)$. В пренебрежении капиллярными, диффузионными и неравновесными эффектами, а также изменением суммарного объема фаз при перераспределении CO_2 в пласте между водой и нефтью он описывается уравнениями

$$\begin{aligned} mA \frac{\partial}{\partial t} [s(1-c)] + U \frac{\partial}{\partial x} [F(1-c)] &= 0 \\ mA \frac{\partial}{\partial t} [sc + (1-s)\varphi] + U \frac{\partial}{\partial x} [Fc + (1-F)\varphi] &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

$$\varphi = \varphi(c), \quad F(s, c) = \frac{f_1(s, c)}{f_1(s, c) + \mu f_2(s, c)}, \quad \mu(c) = \frac{\mu_1(c)}{\mu_2(c)}$$

Здесь $m(x)$ — пористость, s — водонасыщенность, c и φ — объемные концентрации углекислоты в воде и в нефти, F — обобщенная функция Баклея — Леверетта, равная доле водной фазы в потоке, f_i и μ_i — относительные фазовые проницаемости и вязкости воды ($i=1$) и нефти ($i=2$), $U(t)$ — суммарный объемный расход через поперечное сечение пласта.

Пусть s_0 — начальная водонасыщенность пласта, c° — концентрация CO_2 в закачиваемой карбонизированной воде и T° — время нагнетания оторочки (при $t > T^\circ$ закачивается обычная вода), тогда начальные и граничные условия для системы (1) имеют вид

$$\begin{aligned} s = s_0, \quad c = 0 \quad (t = 0, x > 0), \quad s = 1 \quad (x = 0, t > 0), \\ c = c^\circ \quad (x = 0, 0 < t < T^\circ), \quad c = 0 \quad (x = 0, t > T^\circ) \end{aligned} \quad (2)$$

Уравнения (1) и условия (2) после перехода к новым зависимым (σ, α) и независимым (X, τ) переменным принимают вид

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma}{\partial \tau} + \frac{\partial G}{\partial X} = 0, \quad \frac{\partial \omega}{\partial \tau} + \frac{\partial E}{\partial X} = 0 \\ \sigma = \sigma_0 = s_0, \quad \alpha = 0 \quad (\tau = 0, 0 \leq X \leq 1) \\ \sigma = \sigma^\circ = 1 - c^\circ, \quad \alpha = \alpha^\circ = [c^\circ - \varphi(c^\circ)] / (1 - c^\circ) \quad (X = 0, 0 < \tau < \tau^\circ) \\ \sigma = 1, \quad \alpha = 0 \quad (X = 0, \tau > \tau^\circ) \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} X = \frac{1}{V} \int_0^x m(x') A(x') dx', \quad \tau = \frac{1}{V} \int_0^t U(t') dt' \\ \tau^\circ = \frac{1}{V} \int_0^{\tau^\circ} U(t') dt', \quad V = \int_0^L m(x) A(x) dx \end{aligned} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \sigma = s(1 - c), \quad G = F(1 - c), \quad \omega = \sigma\alpha + \chi, \quad E = G\alpha + \chi \\ \alpha = [c - \varphi(c)] / (1 - c), \quad \chi(\alpha) = \varphi(c(\alpha)) \end{aligned}$$

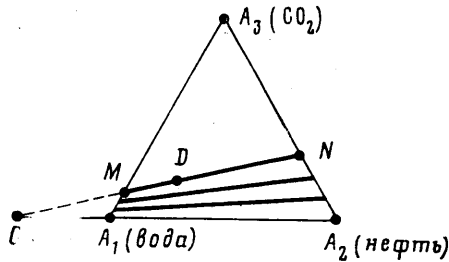
Здесь τ и X — безразмерные время и координата, причем τ имеет смысл объема закачанной в пласт жидкости, нормированного на поровый объем пласта V ; σ и ω — объемные концентрации воды и CO_2 в двухфазной системе, а G и E — их объемные доли в потоке. Новая независимая переменная $\alpha \leq 0$ введена вместо концентрации c и изменяется монотонно от 0 при $c=0$ до α° при $c=c^\circ$, при этом G можно считать функцией двух переменных: водосодержания σ и α .

Обычно при исследовании вытеснения нефти карбонизированной водой принимается, что $\varphi(c) = Kc$, где K — так называемая константа равновесия. Однако в данном случае удобнее аппроксимировать реальную зависимость $\varphi(c)$ таким образом, чтобы функция $\chi(\alpha)$ была линейной [11]. Это мало что меняет по существу дела, но обеспечивает распространение заднего и переднего фронтов оторочки в потоке «без размазывания» и приводит к существенному упрощению процедуры построения решения [11]. Подставляя в (4) $\chi(\alpha) = \chi_0 \alpha$ и полагая $c = c^\circ$, находим

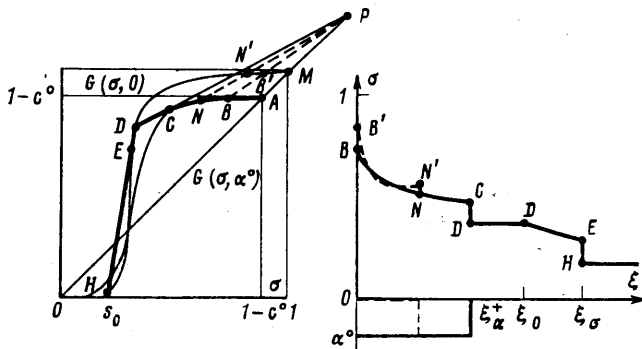
$$\chi(\alpha) = \chi_0 \alpha, \quad \chi_0 = \frac{(1 - c^\circ) \varphi(c^\circ)}{c^\circ - \varphi(c^\circ)}, \quad \varphi(c) = \frac{\chi_0 c}{1 - c + \chi_0} \quad (5)$$

Для графической интерпретации соотношений (5) удобно воспользоваться треугольной фазовой диаграммой (ТФД) системы вода — нефть — CO_2 . Она представляет собой равносторонний треугольник $A_1 A_2 A_3$, единич-

ной высоты, каждая точка которого отвечает некоторому составу системы, задаваемому концентрациями σ и ω (фиг. 1). Величины σ и ω находятся как расстояния от изображающей точки соответственно до сторон A_2A_3 и A_1A_2 . В области MA_3N система находится в трехфазном состоянии. Две фазы — это вода и нефть, предельно насыщенные CO_2 ; им отвечают точки M и N . Третья фаза — CO_2 в свободном состоянии (точка A_3). В области



Фиг. 1



Фиг. 2

двухфазного состояния A_1MNA_2 составам фаз соответствуют точки сторон A_1A_3 и A_2A_3 . Соединяющие их отрезки прямых называются нодами; вдоль них составы фаз постоянны, а их относительные объемы s и $1-s$ обратно пропорциональны длинам отрезков, например DM и DN , на которые изображающая точка D делит ноду MN . Аппроксимирующей зависимости $\varphi(c)$ (5) соответствует ТФД, все продолжения нод которой пересекаются в одной точке O . Последняя находится на расстоянии R от вершины A_1 , причем $\chi_0 = -1 - \sqrt{3}R/2$. Оценим, как при такой аппроксимации условий фазового равновесия меняется коэффициент распределения CO_2 между водой и нефтью: $K_1(c) = \varphi(c)/c$. Принимая плотность CO_2 в пластовых условиях равной $0,7 \text{ г/см}^3$ и растворимость CO_2 в воде $0,05 \text{ г/см}^3$, получим $c^\circ = 0,07$, поэтому если $K = K_1(c^\circ) = \varphi(c^\circ)/c^\circ = 2$, то $\chi_0 = -1,86$ и $K_1(0) = 2,16$, а если $K = 4$, то $\chi_0 = -1,24$ и $K_1(0) = 5,17$. В первом случае максимальное отклонение K_1 от K составляет 8%, во втором 29%.

Решение задачи (3) $\sigma(X, \tau)$, $\alpha(X, \tau)$ может состоять из участков непрерывного изменения переменных и скачков и находится методом характеристик [14]; в силу его независимости от краевого условия при $X=1$ оно совпадает с решением для полубесконечного пласта $X \geq 0$.

При $0 < \tau < \tau^\circ$ решение автомодельно: $\sigma = \sigma(\xi)$, $\alpha = \alpha(\xi)$, $\xi = X/\tau$. Распределения $\sigma(\xi)$, $\alpha(\xi)$ и соответствующий им «путь» в плоскости (σ, G) [4, 11] $L(\sigma) = ABCDEN$ показаны на фиг. 2 (сплошные линии). Здесь точка P имеет координаты $(-\chi_0, -\chi_0)$, отрезок PD касается кривой $G(\sigma, \alpha^\circ)$ в точке C , а отрезок EH — кривой $G(\sigma, 0)$ в точке E . Вдоль пути в силу первого уравнения (4) $\xi = dL(\sigma)/d\sigma$. В данном случае решение состоит из следующих

элементов: неподвижного σ -скачка AB при $\xi=0$, участка BC непрерывного изменения σ при $\alpha=\alpha^\circ$ и $0 \leq \xi < \xi_{\alpha^+}$ (называемого далее σ -волной), сопряженного скачка CD переменных σ и α (α -скачка) при $\xi=\xi_{\alpha^+}$, участка постоянства σ при $\alpha=0$ и $\xi_{\alpha^+} < \xi \leq \xi_0$ (ему соответствует угловая точка пути D), σ -волны DE при $\alpha=0$ и $\xi_0 \leq \xi < \xi_\sigma$, σ -скачка EH при $\xi=\xi_\sigma$ и, наконец, участка постоянства $\sigma=\sigma_0$ при $\alpha=0$ и $\xi > \xi_\sigma$. В соответствии с указанным выше свойством пути $\xi_{\alpha^+}=G'_\sigma(\sigma_C, \alpha^\circ)$, $\xi_0=G'_\sigma(\sigma_D, 0)$ и $\xi_\sigma=G'_\sigma(\sigma_E, 0)$.

При $\tau=\tau^\circ$ от границы пласта $X=0$ начинает распространяться обратный α -скачок, соответствующий заднему фронту оторочки. В плоскости (σ, G) ему отвечает отрезок $B'B$ прямой, проходящей через точку P и пересекающей кривую $G(\sigma, 0)$ в точке B' . При $\tau > \tau^\circ$ распределения $\sigma(X, \tau)$ и $\alpha(X, \tau)$ принимают вид, показанный штриховой линией на фиг. 2, а путь в плоскости (σ, G) имеет вид кривой $MB'N'NCDEH$, где участок $B'N'$ кривой $G(\sigma, 0)$ отвечает σ -волне, а отрезок $N'N$ — обратному α -скачку. В области $X > X_{\alpha^-}$, где $X_{\alpha^-}(\tau)$ — координата заднего фронта оторочки, решение остается автомодельным.

Выражение $X_{\alpha^-}(\tau)$ находится из уравнений [9, 10]

$$\frac{dX_{\alpha^-}}{d\tau} = \frac{G(\sigma_N, \alpha^\circ) + \chi_0}{\sigma_N + \chi_0}, \quad X_{\alpha^-}(\tau) = G'_\sigma(\sigma_N, \alpha^\circ) \tau$$

$$X_{\alpha^-}(\tau^\circ) = 0, \quad \sigma_N(\tau^\circ) = \sigma_B$$

причем в силу условий сохранения на скачке $\sigma_N(\tau)$ и $\sigma_{N'}(\tau)$ связаны соотношением

$$\frac{G(\sigma_N, \alpha^\circ) + \chi_0}{\sigma_N + \chi_0} = \frac{G(\sigma_{N'}, 0) + \chi_0}{\sigma_{N'} + \chi_0} \quad (7)$$

В области $X < X_{\alpha^-}(\tau)$ $\alpha=0$, а распределение водосодержания σ определяется соотношениями

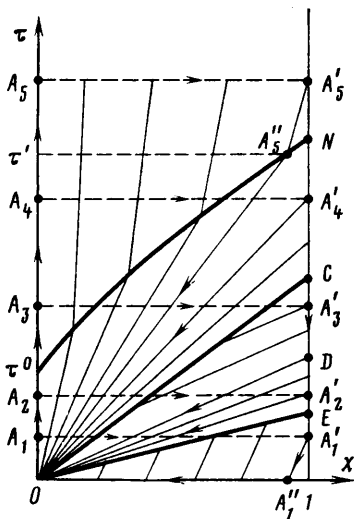
$$\sigma(X, \tau) = \sigma_{N'}(\tau - \tau'), \quad X = X_{\alpha^-}(\tau - \tau') +$$

$$+ G'_\sigma(\sigma_{N'}(\tau - \tau'), 0) (\tau - \tau'), \quad 0 \leq \tau' \leq \tau \quad (8)$$

На фиг. 3 показаны траектории скачков в плоскости (X, τ) и характеристики семейства $dX/d\tau = G'_\sigma(\sigma, \alpha)$, отвечающие построенному выше решению; характеристики второго семейства $dX/d\tau = (G + \chi_0)/(\sigma + \chi_0)$ при построении решения не используются. В силу кусочно-постоянного изменения α в потоке, вдоль характеристик первого семейства переносятся постоянные значения водосодержания σ . Точками E, D, C и N обозначены пересечения траекторий фронтов с границей пласта $X=1$. Соответствующие моменты времени далее обозначаются τ_E, τ_D, τ_C и τ_N .

В области EOE' характеристики параллельны, их наклон $\lambda = d\tau/dX$ определяется величиной $1/G'_\sigma(\sigma_N, 0)$; в области DOE (центрированной волне [14]) наклон характеристик изменяется монотонно от $1/G'_\sigma(\sigma_E, 0) = \tau_E$ до $1/G'_\sigma(\sigma_D, 0) = \tau_D$; в области COD характеристики параллельны прямой DO ; в области $NBOC$ центрированной волны наклон характеристик меняется от $1/G'_\sigma(\sigma_C, \alpha^\circ) = \tau_C$ до ∞ .

Обычно процесс извлечения нефти из пласта характеризуется двумя показателями: коэффициентом вытеснения нефти



Фиг. 3

(или коэффициентом нефтеотдачи) η , равным отношению объема извлеченной нефти к ее начальному запасу, и коэффициентом обводненности продукции F_L , равным доле водной фазы в извлекаемой жидкости.

Величина $F_L(\tau)$ выражается через значение водосодержания в выходном сечении пласта $\sigma_L(\tau) = \sigma(1, \tau)$, и параметр $\alpha_L(\tau) = \alpha(1, \tau)$, характеризующий состав извлекаемой жидкости

$$F_L(\tau) = G(\sigma_L, \alpha_L) / [1 - c(\alpha_L)] \quad (9)$$

и после построения решения может считаться известной.

Коэффициент вытеснения $\eta(\tau)$ выражается через средние значения σ и ω в пласте σ^* и ω^*

$$\eta(\tau) = [\sigma^*(\tau) + \omega^*(\tau) - \sigma_0] / (1 - \sigma_0) \quad (10)$$

Величины $\sigma^*(\tau)$ и $\omega^*(\tau)$ находятся из соотношений

$$\oint_{\Gamma} (\sigma dX - G d\tau) = 0, \quad \oint_{\Gamma} (\omega dX - E d\tau) = 0 \quad (11)$$

получаемых путем интегрирования уравнений (4) по области плоскости (X, τ) , ограниченной замкнутым контуром $\Gamma(\tau)$. Методика выбора контура Γ и вычисления контурных интегралов (11) изложена в [13].

Контур интегрирования $\Gamma(\tau)$ составляется из отрезков прямых $X = \text{const}$, $\tau = \text{const}$ и отрезков траекторий характеристик первого семейства (фиг. 3): при $0 \leq \tau \leq \tau_E$ имеем $\Gamma = OA_1A_1'O$ и

$$\sigma^* + \omega^* = \sigma_0 + [(1 + \alpha^\circ)G(\sigma_B, \alpha^\circ) - G(\sigma_0, 0) + \chi_0 \alpha^\circ] \tau \quad (12)$$

$$\sigma_L = \sigma_0, \quad \alpha_L = 0$$

при $\tau_E \leq \tau \leq \tau_D$ $\Gamma = OA_2A_2'O$

$$\sigma^* + \omega^* = \sigma_L + [(1 + \alpha^\circ)G(\sigma_B, \alpha^\circ) - G(\sigma_L, 0) + \chi_0 \alpha^\circ] / G_\sigma'(\sigma_L, 0) \quad (13)$$

$$\alpha_L = 0, \quad \sigma_E \leq \sigma_L \leq \sigma_D, \quad \tau = 1 / G_\sigma'(\sigma_L, 0)$$

при $\tau_D \leq \tau \leq \tau_C$ $\Gamma = OA_3A_3'DO$

$$\sigma^* + \omega^* = \sigma_L + [(1 + \alpha^\circ)G(\sigma_B, \alpha^\circ) - G(\sigma_L, 0) + \chi_0 \alpha^\circ] \tau \quad (14)$$

$$\sigma_L = \sigma_D, \quad \alpha_L = 0$$

при $\tau_C \leq \tau \leq \tau_N$ $\Gamma = OA_4A_4'O$

$$\sigma^* + \omega^* = \sigma_L + \omega_L + (1 + \alpha^\circ) [G(\sigma_B, \alpha^\circ) - G(\sigma_L, \alpha^\circ)] / G_\sigma'(\sigma_L, \alpha^\circ) \quad (15)$$

$$\omega_L = \alpha^\circ \sigma_L + \chi_0 \alpha^\circ, \quad \alpha_L = \alpha^\circ, \quad \sigma_C \leq \sigma_L \leq \sigma_N,$$

$$\tau = 1 / G_\sigma'(\sigma_L, \alpha^\circ)$$

Здесь и далее значения времени τ определяются положениями отрезков A_iA_i' .

Момент времени $\tau = \tau_N$, соответствующий подходу заднего фронта оторочки к выходному сечению пласта $X=1$, выражается через $\sigma_L(\tau_N - 0) = \sigma_N$: $\tau_N = 1 / G_\sigma'(\sigma_N, \alpha^\circ)$; для определения σ_N имеем уравнение

$$\frac{G(\sigma_N, \alpha^\circ) + \chi_0}{\sigma_N + \chi_0 + [G(\sigma_B, \alpha^\circ) + \chi_0] \tau^\circ} = G_\sigma'(\sigma_N, \alpha^\circ) \quad (16)$$

которому можно дать следующую графическую интерпретацию в плоскости (σ, G) : значение σ_N является абсциссой точки касания прямой, проходящей через точку $P' = (-\chi_0 - [G(\sigma_B, \alpha^\circ) + \chi_0] \tau^\circ, -\chi_0)$ в плоскости (σ, G) , с кривой $G(\sigma, \alpha^\circ)$.

При $\tau > \tau_N$ контур Γ имеет вид кривой $OA_5A_5'A_5''O$, $\omega^* = 0$, а для определения $\sigma^*(\tau)$ получается система четырех уравнений

$$\begin{aligned} \sigma^* &= G(\sigma_B, \alpha^\circ) \tau^\circ + \tau - \tau^\circ + (\sigma_L \xi_L - G_L) (\tau - \tau') + (\sigma_L^+ \xi_L^+ - G_L^+) \tau' \\ G_L^+ + \chi_0 - \xi_L^+ (\sigma_L^+ + \chi_0) - [G(\sigma_B, \alpha^\circ) + \chi_0] \tau^\circ / \tau' &= 0 \\ \frac{G_L + \chi_0}{\sigma_L + \chi_0} = \frac{G_L^+ + \chi_0}{\sigma_L^+ + \chi_0}, \quad \tau' \xi_L^+ + (\tau - \tau') \xi_L &= 1 \\ G_L &= G(\sigma_L, 0), \quad G_L^+ = G(\sigma_L^+, \alpha^\circ) \\ \xi_L &= G_\sigma'(\sigma_L, 0), \quad \xi_L^+ = G_\sigma'(\sigma_L^+, \alpha^\circ), \quad \sigma_c \leq \sigma_L^+ \leq \sigma_N \end{aligned} \quad (17)$$

связывающая пять переменных: σ^* , σ_L , σ_L^+ , τ' и τ .

Здесь σ_L^+ имеет смысл водосодержания перед обратным α -скачком (задним фронтом оторочки) в момент времени τ' , когда водосодержание за скачком было равно σ_L . Для определения $\sigma^*(\tau)$ в последние три уравнения (17) подставляются значения σ_L^+ из диапазона $\sigma_c \leq \sigma_L^+ \leq \sigma_N$, после чего находятся соответствующие значения σ_L , τ и τ' , а затем из первого уравнения вычисляется $\sigma^*(\tau)$.

Ниже приведены результаты расчетов нефтеотдачи по формулам (12)–(17) с использованием экспериментальных данных [1], моделирующих условия вытеснения в угленосной толще Туймазинского месторождения. Относительные фазовые проницаемости и вязкости фаз определялись в лабораторных условиях и аппроксимировались зависимостями

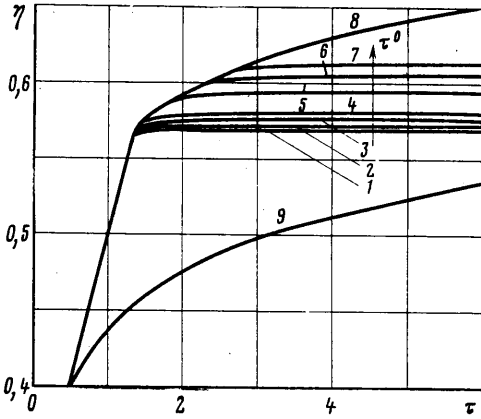
$$\begin{aligned} f_1 &= \begin{cases} 0, & s < 0,2 \\ \left(\frac{s-0,2}{0,81}\right)^3, & s \geq 0,2, \end{cases} \quad f_2 = \begin{cases} 0, & s > 0,83 \\ f_2^1 C_2, & 0,74 \leq s \leq 0,83 \\ (f_2^1 - f_2^2) C_2 + f_2^2, & s < 0,74 \end{cases} \\ \mu_1 &= -0,3C_2^2 + 0,55C_2 + 1, \quad \mu_2 = 5,5C_2^2 - 14,7C_2 + 14,6 \\ f_2^2 &= \left(\frac{0,74-s}{0,715}\right)^3, \quad f_2^1 = \left(\frac{0,83-s}{0,834}\right)^3, \quad C_1 = \frac{c}{c^*}, \quad C_2 = \frac{\varphi}{\varphi^*} \end{aligned}$$

Предельная растворимость CO_2 в воде c^* составляла примерно $0,06 \text{ г/см}^3$, а в нефти φ^* — около $0,12 \text{ г/см}^3$. Переход от массовых концентраций CO_2 в воде и в нефти к объемным осуществлялся путем деления их на кажущуюся плотность CO_2 в свободном состоянии, которая принималась равной $0,7 \text{ г/см}^3$. При этом $c^* = 0,086$, $\varphi^* = 0,172$, $\chi_0 = -1,828$ и $0 \geq \alpha \geq \alpha^* = -0,094$.

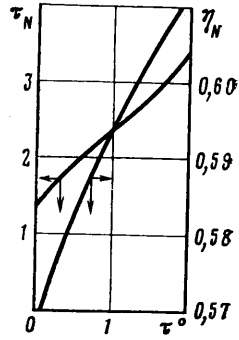
Расчеты проводились для случая вытеснения нефти карбонизированной водой с содержанием в ней CO_2 $0,05 \text{ г/см}^3$ или при $c^\circ = 0,073$, что соответствует $\alpha = \alpha^\circ = -0,0865$. Начальная водонасыщенность пласта составляла $0,2$.

На фиг. 4 показаны расчетные зависимости коэффициента вытеснения η от объема закачки τ при вытеснении оторочками карбонизированной воды: кривым 1–7 соответствуют объемы оторочек $\tau^\circ = 0,1; 0,2; 0,3; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0$; кривой 8 — непрерывное нагнетание карбонизированной воды, кривой 9 — вытеснение нефти обычной водой. На фиг. 5 приведены зависимости времени выхода оторочки из пласта τ_N и соответствующего данному моменту времени коэффициента вытеснения $\eta_N = \eta(\tau_N)$ от объема оторочки τ° . Как следует из вида кривых $\eta(\tau)$, при $\tau > \tau_N$ (т. е. на стадии вытеснения нефти проталкивающей водой) прирост нефтеотдачи практически отсутствует. Таким образом, в данном случае значение τ_N определяет время вытеснения, а η_N — величину конечной нефтеотдачи.

Оценим пределы применимости изложенного выше подхода к определению основных технологических показателей при вытеснении нефти оторочками карбонизированной воды. Очевидно, такой подход будет оправданным в тех случаях, когда объем закачанной в пласт оторочки достаточно велик и потому «размыв» ее переднего фронта, наблюдающийся при постоянстве отношения $K = \varphi(c)/c$, не изменяет общей картины вытеснения. Грубая оценка может быть получена следующим образом. Найдем, каков должен быть объем оторочки τ^0 , чтобы к моменту выхода ее заднего фронта из пласта размер зоны непрерывного изменения концентрации c от c^0 до 0 на переднем фронте оторочки не превышал ее первоначального размера.



Фиг. 4



Фиг. 5

При $\varphi(c) = Kc$, где $K = \text{const}$, имеем

$$\alpha = \frac{c(1-K)}{1-c}, \quad \chi(\alpha) = \frac{K\alpha}{1-K+\alpha}, \quad \chi'(\alpha) = \frac{K(1-K)}{(1-K+\alpha)^2} \quad (18)$$

Для безразмерных скоростей переднего фронта оторочки $\xi = \zeta_1$ и границы неразмытой зоны $\xi = \zeta_2$ получим следующие выражения:

$$\zeta_1 = \frac{G(\sigma_1^*, 0) + \chi'(0)}{\sigma_1^* + \chi'(0)}, \quad \zeta_2 = \frac{G(\sigma_2^*, \alpha^*) + \chi'(\alpha^*)}{\sigma_2^* + \chi'(\alpha^*)}, \quad \alpha^* = \frac{c^0(1-K)}{1-c^0} \quad (19)$$

позволяющие оценить размер зоны непрерывного изменения концентрации $\Delta \zeta = \zeta_1 - \zeta_2$. Здесь σ_1^* и σ_2^* — соответствующие значения водосодержания при $c=0$ и $c=c^0$. Нижняя оценка для безразмерного объема оторочки определяется отношением $\tau^* = \Delta \zeta / \zeta_1$. Учитывая, что основной эффект изменения скоростей ζ_1 и ζ_2 обусловлен изменением концентрации c (или величины $\chi'(\alpha)$), приближенно можно положить $\sigma_1^* = \sigma_2^* = 0,7$ и $G(\sigma_1^*, 0) = G(\sigma_2^*, \alpha^*) = 0,9$. Результаты расчетов по формулам (18), (19) приведены в таблице. Следует отметить, что полученные таким

K	$-\chi'(0)$	$-\chi'(\alpha^*)$	ζ_1	ζ_2	τ^*
2	2,0	1,73	0,85	0,805	0,05
3	1,5	1,3	0,75	0,67	0,11
4	1,33	1,15	0,685	0,56	0,18

образом оценки τ^* на самом деле завышены, так как отвечают не полному размыву оторочки, а лишь ее части. При $\tau^0 \geq \tau^*$ величина коэффициента вытеснения в момент выхода заднего фронта оторочки из пласта η_N не зависит от того, учитывается или не учитывается размыв ее переднего фронта. Заметим, кроме того, что, как следует из результатов расчетов при $K=2$ (Фиг. 4), функция $\eta(\tau)$ при малых τ^0 слабо зависит от объема оторочки τ^0 , а эффект от применения карбонизированной воды оказывается конечным при $\tau^0 \rightarrow 0$. Этот факт является строгим следствием используемой математической модели и обусловлен гиперболическостью уравнений, описывающих процесс вытеснения нефти в крупномасштабном приближении [15]. Он остается справедливым до тех пор, пока размер оторочки мал по сравнению с размером всего пласта, но велик по сравнению с размером зоны ее диффузионного размыва. Если это условие не выполняется, то расчет показателей процесса вытеснения должен проводиться с учетом диффузионных эффектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бабаян Г. А., Тумасян А. Б., Пантелеев В. Г., Леви Б. И., Халимов Э. М.* Применение карбонизированной воды для увеличения нефтеотдачи. М.: Недра, 1976. 143 с.
2. *de Nevers N.* A calculation method for carbonated water flooding.— Soc. Petrol. Eng. J., 1964, v. 4, № 1, p. 9–20.
3. *Claridge E. L., Bondor P. L.* A graphical method for calculating linear displacement with mass transfer and continuously changing mobilities.— Soc. Petrol. Eng. J., 1974, v. 14, № 6, p. 609–618.
4. *Ентов В. М.* Физико-химическая гидродинамика процессов в пористых средах (математические модели методов повышения нефтеотдачи пластов). М., Ин-т проблем механики АН СССР. Препринт № 161, 1980.
5. *Зискин Е. А., Рыжик В. М.* Автомодельные решения задачи двухфазного вытеснения нефти раствором активной примеси с учетом массообмена между фазами.— Изв. АН СССР. МЖГ, 1981, № 4, с. 66–73.
6. *Дунюшкин И. И.* Исследование смешиваемости нефтей с двуокисью углерода в процессе извлечения нефти из недр: Автореф. дис. на соискание уч. ст. канд. техн. наук. М.: МИНХ и ГП им. И. М. Губкина, 1980, 27 с.
7. *Ентов В. М., Заковский А. Ф.* О вытеснении нефти раствором двух примесей (активной и пассивной).— Изв. АН СССР. МЖГ, 1982, № 6, с. 74–83.
8. *Заковский А. Ф.* О влиянии солей пластовых вод на эффективность вытеснения нефти карбонизированной водой.— Изв. АН СССР. МЖГ, 1983, № 1, с. 81–92.
9. *Бедриковецкий П. Г.* Вытеснение нефти оторочками растворов активных примесей.— Докл. АН СССР, 1982, т. 262, № 1, с. 49–53.
10. *Бедриковецкий П. Г.* Вытеснение нефти оторочкой активной примеси, продвигаемой по пласту водой.— Изв. АН СССР. МЖГ, 1982, № 3, с. 102–111.
11. *Заковский А. Ф.* О вытеснении нефти растворителями и солубилизирующими растворами ПАВ. М., Ин-т пробл. мех. АН СССР, Препринт № 195, 1982.
12. *Бедриковецкий П. Г., Дорфман Я. Е.* Нелинейные волны в процессах двухфазной трехкомпонентной фильтрации.— Докл. АН СССР, 1982, т. 264, № 1, с. 60–65.
13. *Бедриковецкий П. Г., Лурье М. В., Филинов М. В.* Вытеснение нефти из пористого коллектора водой при наличии в зоне водонефтяного контакта буферной жидкости.— Инж.-физ. журн., 1982, т. 43, № 4, с. 674–675.
14. *Рождественский Б. Л., Яненко Н. Н.* Системы квазилинейных уравнений и их приложения к газовой динамике. М.: Наука, 1978. 687 с.
15. *Ентов В. М.* Физико-химическая подземная гидродинамика — новые результаты теории.— В кн.: Динамика многофазных сред. Новосибирск, Ин-т теорет. и прикл. механики, 1983, с. 9–22.

Москва

Поступила в редакцию
23.XI 1983