

УДК 532.546

© 1992 г. А. Ш. РАМАЗАНОВ, Р. Ф. ШАРАФУТДИНОВ,  
А. Г. ХАЛИКОВ

### БАРОТЕРМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Исследованы особенности формирования температурного поля в пористой среде, обусловленного баротермическим эффектом, при вытеснении нефти водой в приближении поршневого вытеснения и двухфазной фильтрации. Приближение фронта вытеснения к выходу из пористой среды приводит к резкому увеличению температуры, наблюдается зависимость температурных аномалий от насыщенности.

1. Поршневое вытеснение. Обозначим через  $x_w(t)$  текущее расстояние от фронта до контура питания в момент времени  $t$ , через  $L$  — расстояние до галереи (фиг. 1). Математическая постановка задачи об изменении температурного поля за счет проявления баротермического эффекта имеет вид

$$\frac{\partial T}{\partial t} + U(x, t) \left[ \frac{\partial T}{\partial x} + \varepsilon(x, t) \frac{\partial P}{\partial x} \right] - \eta^*(x, t) \frac{\partial P}{\partial t} = 0, \quad T|_{x=0} = f(x)$$

$$\eta^* = \eta m \frac{C_f}{C}, \quad U = \frac{C_f}{C} v(x, t), \quad C = m C_f + (1 - m) C_s \quad (1.1)$$

Здесь  $T(x, t)$  — величина изменения температуры; функции  $\varepsilon$ ,  $\eta^*$  и  $U(x, t)$  — разрывны. В области  $[0, x_w(t)]$  имеем  $U = U_w(t)$ ,  $\varepsilon = \varepsilon_w$ ,  $\eta^* = \eta_w^*$ , а в области  $[x_w(t), L]$  соответственно  $U = U_0(t)$ ,  $\varepsilon = \varepsilon_0$ ,  $\eta^* = \eta_0^*$ , где  $\varepsilon, \eta$  — коэффициенты Джоуля — Томсона и адиабатического расширения флюида;  $C_f, C_s$  — соответственно объемная теплоемкость жидкости и насыщенного этой жидкостью пласта;  $m$  — пористость,  $v$  — скорость фильтрации. Индексы  $W, 0$  и  $S$  — указывают на воду, нефть и скелет пористой среды.

Для простоты рассмотрим случай, когда  $x_w(0) = 0$ , т. е. первоначально вся область  $[0, L]$  насыщена нефтью. Распределения давления в водоносной  $[0, x_w(t)]$  и нефтеносной  $[x_w(t), L]$  областях известны

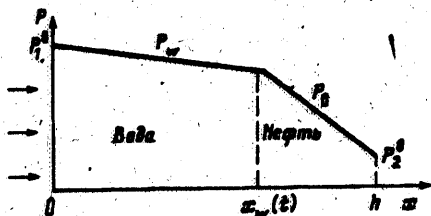
$$P_w(x, t) = P_i - \frac{\Delta P x}{M(t)} \quad (1.2)$$

$$P_0(x, t) = P_i + \frac{\mu \Delta P (L - x)}{M(t)} \quad (1.3)$$

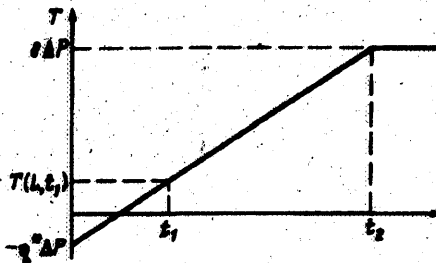
Скорость фильтрации выражается в виде

$$v_w(t) = v_0(t) = \frac{k \Delta P}{\mu_w M(t)} \quad (1.4)$$

$$M(t) = x_w(t) + \mu [L - x_w(t)], \quad \mu = \frac{\mu_0}{\mu_w}$$



Фиг. 1



Фиг. 2

Здесь  $\Delta P = P_1^* - P_2^*$  — депрессия;  $k$  — проницаемость;  $\mu_0, \mu_w$  — вязкость нефти и воды. Закон движения фронта вытеснения для  $\mu > 1$  имеет вид

$$x_w(t) = BL - \sqrt{(BL)^2 - \frac{2k\Delta P t}{\mu_w m (\mu - 1)}}, \quad B = \frac{\mu}{\mu - 1} \quad (1.5)$$

Время полного вытеснения нефти определяется формулой

$$t_0 = \frac{mL^2}{2k\Delta P} (\mu_0 + \mu_w) \quad (1.6)$$

Для  $t < t_0$  течение нестационарно, скорость фильтрации во времени растет; при  $t \geq t_0$  имеет место стационарная фильтрация воды со скоростью  $v = k\Delta P / \mu_w L$ . Начальное возмущение температуры среды  $f(x)$  обусловлено адиабатическим расширением нефти вследствие снижения давления с  $P_1^*$  до  $P_2^*$  и теплообменом между нефтью и скелетом пористой среды

$$f(x) = -\eta_0^* \frac{\Delta P}{L} x \quad (1.7)$$

Фильтрация предполагается баротропной; вследствие малости температурных изменений за счет баротермического эффекта зависимость гидродинамических параметров от температуры пренебрегается.

Решение задачи (1.1) с учетом (1.2)–(1.7) получается методом характеристик. На выходе из пористой среды  $x = L$  оно разбивается на несколько стадий. Для  $t \leq t_0$  (до выхода воды) имеем

$$y = -d + (1 + d) B m c_0 \ln \left| \frac{B}{B - \tau} \right| \quad (1.8)$$

$$d = \frac{\eta_0^*}{\epsilon_0}, \quad \tau = \frac{x_w(t)}{L} = \frac{\int_0^t v(x) dx}{(mL)^{-1}}, \quad c_0 = \left( \frac{C_f}{C} \right)_0, \quad y = \frac{T}{\epsilon_0 \Delta P}$$

Для  $1 \leq \tau \leq 1/mC_w$  получаем

$$y = -d + (1 + d) (1 - x) - B (1 - \epsilon) \frac{1 - x^*}{B - x^*} + \\ + (1 + d) B m c_0 \left\{ (B - A) \left[ \frac{1}{B} - \frac{1}{B - x^*} \right] - \ln \left| 1 - \frac{x^*}{B} \right| \right\} - \\ - (\epsilon + d\eta) \frac{mC_w}{\mu - 1} \left\{ \ln \left| \frac{B - 1}{B - x^*} \right| + (B + C) \left[ \frac{1}{B - 1} - \frac{1}{B - x^*} \right] \right\} \quad (1.9)$$

$$\varepsilon = \frac{\varepsilon_w}{\varepsilon_0}, \quad \eta = \frac{\eta_w}{\eta_0}, \quad A = \frac{1 - x_1}{mc_0}$$

$$C = \frac{1 - mc_0}{1 - mc_0} \frac{x_1}{mc_w}, \quad x^* = \frac{x_1}{1 - mc_0}, \quad x_1 = (1 - mc_0) \frac{1 - \tau mc_w}{1 - mc_w}$$

Для  $1/mc_w \leq \tau \leq 1 + 1/mc_w$  находим

$$y = \varepsilon - (\varepsilon + d\eta) \frac{mc_w}{\mu - 1} \left[ \ln \left| \frac{B - 1}{B - D} \right| + \frac{1 - D}{B - 1} \right], \quad D = \tau - \frac{1}{mc_w} \quad (1.10)$$

После выхода  $1 + 1/mc_w$  поровых объемов жидкости на  $x = L$  устанавливается максимально возможное изменение температуры за счет стационарного дросселирования воды  $T(L, t) = \varepsilon_0 \Delta P$ . В случае вытеснения нефти такой же нефтью ( $\mu_w = \mu_0, \varepsilon_w = \varepsilon_0$ ) изменение температуры на выходе из пористой среды описывается формулой

$$y = 1 - (1 + d) \left( 1 - \frac{Ut}{L} \right) \gamma (t \leq t_2), \quad U = c_0 v_0 = c_0 \frac{k \Delta P}{\mu_0 L} \quad (1.11)$$

где  $U$  — скорость конвективного переноса тепла.

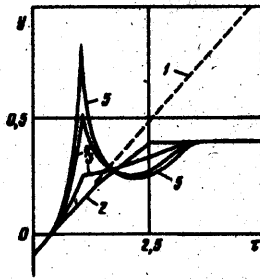
Изменение температуры (фиг. 2) происходит линейно со временем и достигает своего максимального значения  $T(L, t) = \varepsilon_0 \Delta P$  в момент времени  $t_2 = L/U$ . К моменту выхода из пористой среды одного порового объема  $t_1 = mL/v_0$  изменение температуры определяется соотношением

$$T(L, t_1) = [-d + (1 + d) mc_0] \varepsilon_0 \Delta P$$

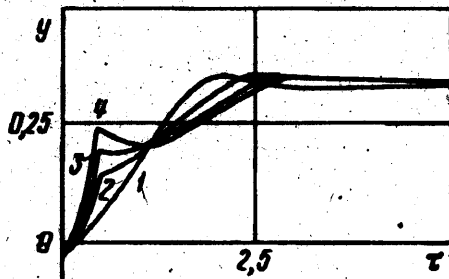
Для  $d = 0,05$ ;  $m = 0,2$ ;  $c_0 = 0,8$  имеем  $T(L, t_1) = 0,12 \cdot \varepsilon_0 \Delta P$ , т. е. к моменту выхода одного порового объема жидкости из-за теплообмена между жидкостью и скелетом пласта изменение температуры составляет лишь 12% от максимально возможной величины  $\varepsilon_0 \Delta P$ ;  $t_2 = t_1/mc_0$ . Отсюда следует, что при  $c_0 = 0,8$  и  $m = 0,2$  для установления максимального разогрева  $\varepsilon_0 \Delta P$  необходимо прокачать не менее шести поровых объемов нефти.

На фиг. 3 приведены результаты расчетов по формулам (1.8) — (1.10) для различных  $\mu$  при  $m = 0,2$ ,  $C_0 = 1600$  кДж/м<sup>3</sup>К;  $\varepsilon_0 = 0,5$  К/МПа,  $\varepsilon_w = 0,2$  К/МПа,  $\eta_0 = 0,137$  К/МПа,  $\eta_w = 0,03$  К/МПа,  $C_w = 4000$  кДж/м<sup>3</sup>К,  $C_s = 1440$  кДж/м<sup>3</sup>К. Кривая 1 на фиг. 3 соответствует вытеснению нефти такой же нефтью, а кривые 2, 3, 4 и 5 — поршневому вытеснению нефти водой для  $\mu$ , равных соответственно 1, 2, 10 и 40.

Таким образом, при вытеснении нефти водой, когда  $\mu_w < \mu_0$ , температура изменяется со временем возрастает, нарушается характерная для прямолинейно-параллельного потока линейная зависимость изменения температуры от времени. Это связано с увеличением градиента давления в области течения нефти. К моменту выхода одного порового объема жидкости (в рассматриваемом случае поршневого вытеснения — к моменту подхода фронта воды) изменение температуры в несколько раз больше, чем в случае вытеснения нефти нефтью. Это различие растет с ростом отношения  $\mu_0/\mu_w$ . Из (1.8) следует, что к моменту подхода воды можно получить разогрев больше  $\varepsilon_0 \Delta P$ , если  $\mu_0 > \mu_w \exp(V/mc_0)$ . При поступлении воды ( $\tau > 1$ ) ход кривых объясняется меньшим разогревом дросселирующей воды ( $\varepsilon_w < \varepsilon_0$ ) и теплообменом между первыми порциями воды с нагретым нефтью скелетом пласта. При большем различии вязкостей, когда



Фиг. 3



Фиг. 4

$T(L, t) > \epsilon_w \Delta P$ , наблюдается уменьшение температуры и ее дальнейший рост до величины максимального разогрева воды  $T(L, t) = \epsilon_w \Delta P$ .

2. Модель двухфазной фильтрации. Известно, что полного вытеснения нефти из пористой среды не происходит, т. е. вода не может действовать на нефть как поршень. Рассмотрим температурное поле, обусловленное баротермическим эффектом, при вытеснении нефти водой в приближении двухфазной фильтрации по модели Баклея — Леверетта [4]

$$\frac{\partial S}{\partial \tau} + \frac{\partial F}{\partial \xi} = 0, \quad \tau > 0, \quad 0 < \xi \leq 1 \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial}{\partial \xi} \sum_{i=w}^0 \frac{K_i}{\mu_i} \frac{\partial P}{\partial \xi} = 0, \quad \tau > 0, \quad 0 < \xi < 1 \quad (2.2)$$

$$C(S) \frac{\partial T}{\partial \tau} + \sum_{i=w}^0 C_i F_i \frac{\partial T}{\partial \xi} = - \sum_{i=w}^0 C_i F_i \frac{\partial P}{\partial \xi} + \sum_{i=w}^0 C_i S_i \eta_i \frac{\partial P}{\partial \tau} \quad (2.3)$$

$$S_w = S, \quad S_0 = 1 - S, \quad F = \frac{K_w}{K_w + \mu K_0}, \quad F_w = F, \quad F_0 = 1 - F$$

$$C(S) = \frac{(1-m)C_s}{m} + \sum_{i=w}^0 S_i C_i, \quad \xi = \frac{x}{L}, \quad \tau = \int_0^t v(\tau) d\tau / (mL)^{-1}$$

Здесь  $S$  — водонасыщенность,  $F$  — функция Баклея — Леверетта (доля воды в потоке),  $K_w(S)$ ,  $K_0(S)$  — относительные фазовые проницаемости по воде и нефти,  $\mu_i$  — вязкость  $i$ -й фазы,  $C_i$  — объемная теплоемкость,  $\epsilon_i$ ,  $\eta_i$  — коэффициент Джоуля — Томсона и адиабатического расширения  $i$ -й фазы,  $m$  — пористость,  $\xi$  — безразмерная координата.

Фазовые проницаемости задавались в виде [5]

$$K_w(S) = (1 + (2,4 + 16,5 \cdot S_w) S_0) \left( \frac{S_w - S_{w0}}{1 - S_{w0}} \right)^3 \gamma(S_w \geq S_{w0}) \quad (2.4)$$

$$K_0(S) = \left( \frac{S_0 - S_{00}}{1 - S_{00}} \right)^3 \gamma(S_0 \geq S_{00})$$

где  $S_{w0}$ ,  $S_{00}$  — остаточная водо- и нефтенасыщенность.

Решение задачи получено для следующих краевых условий:

$$S(0, \tau) = 1, \quad S(\xi, 0) = 0, \quad P(1, \tau) = P_2^*, \quad P(0, \tau) = P_1^*$$

$$P(\xi, 0) = P_1^* - \Delta P \xi, \quad T(0, \tau) = 0, \quad T(\xi, 0) = 0, \quad P(\xi, 0) = -\eta_0 \Delta P \xi$$

Задача решалась численно методом конечных разностей: по явной схеме «левый уголок» из (2.1) определяется насыщенность, рассчитывается функция Баклея — Леверетта, методом прогонки из (2.2) находится распределение давления  $P(\xi, \tau)$ , из (2.3) — распределение температуры в пористой среде. Для получения консервативной разностной схемы левую часть (2.3) с учетом (2.1) можно привести к дивергентному виду

$$\frac{\partial}{\partial \tau} [C(S) T] + \frac{\partial}{\partial \xi} \left[ \sum_{i=1}^n C_i F_i T \right]$$

Расчеты проведены для тех же значений параметров, что и в разд. 1. На фиг. 4 приведены результаты расчетов зависимости  $y = T(L, \tau) / \varepsilon_0 \Delta P$  на выходе из пористой среды  $\xi = 1$  от времени  $\tau$  (в единицах поровых объемов) для различных  $\mu = \mu_o / \mu_w$ . Кривые 1, 2, 3, 4 соответствуют  $\mu$ , равным 2, 10, 20, 40. Характер изменения температуры во времени аналогичен данным модели поршневого вытеснения. Смещение экстремума в область малых  $\tau$  объясняется уменьшением эффективной пористости остаточной нефтью, так как вода появляется на границе  $\xi = 1$  при  $\tau < 1$ . Наличием нефти в потоке после прорыва воды объясняется также и второй небольшой экстремум в изменении температуры.

3. Пример. Для краевых условий  $S(0, \tau) = S(\xi, 0) = S_0$  задача (2.1) — (2.3) может быть решена аналитически. В этом случае с момента  $t = 0$  происходит стационарная фильтрация нефтеводяной смеси с долей воды в потоке  $F$ , определяемой функцией Баклея — Леверетта. Насыщенность в зоне перепада давления не меняется во времени. Из (2.1) следует  $S = \text{const}$ . Из (2.2) при определенных в разд. 2 граничных условиях следует, что  $P(\xi, \tau) = P_1 - \Delta P \xi$ ,  $\partial P / \partial \tau = 0$ . Уравнение (2.3) переходит в дифференциальное уравнение с постоянными коэффициентами

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} + A(S) \frac{\partial T}{\partial \xi} + B(S) \frac{\partial P}{\partial \xi} = 0 \quad (3.1)$$

$$A(S) = \sum_{i=1}^n \frac{C_i F_i}{C(S)}, \quad B(S) = \sum_{i=1}^n \frac{\varepsilon_i C_i F_i}{C(S)}$$

Решение (3.1) с учетом (2.3) на  $\xi = 1$  можно представить в виде

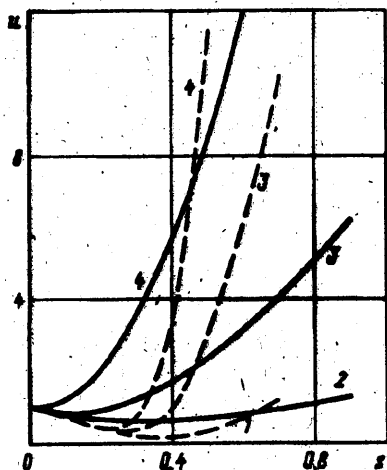
$$\frac{T(1, \tau)}{\varepsilon^* \Delta P} = 1 + (1 + d^*) (A\tau - 1) \gamma (A\tau < 1) \quad (3.2)$$

$$\varepsilon^* = \frac{B(S)}{A(S)} = \sum_i C_i \varepsilon_i F_i / \left( \sum_i C_i F_i \right)^{-1} = 1 - T \sum_i \alpha_p F_i / \left( \sum_i C_i F_i \right)^{-1}, \quad d^* = \frac{\eta^*}{\varepsilon^*}$$

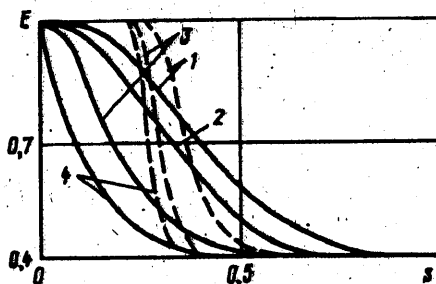
$$A(S) \tau = \frac{U_0^* \tau}{L}, \quad U_0^* = \sum_i C_i F_i / (mC(S))^{-1} v_0, \quad v_0 = \frac{k \Delta P}{L} \sum_i \frac{k_i}{\mu_i}$$

Здесь  $\varepsilon^*$  — эффективный коэффициент Джоуля — Томсона смеси,  $\alpha_p$  — коэффициент термического расширения,  $U_0^*$  — эффективная скорость конвективного переноса тела смесью.

Выражение (3.2) с точностью до обозначений совпадает с (1.11). Температура нефтеводяной смеси на выходе из пористой среды линейно растет до своего максимального значения  $T(L, t_2) = \varepsilon^* \Delta P$  в течение  $\tau = 1/A(S)$ . Как видно из (3.2), скорость изменения температуры во времени и величина эффективного коэффициента Джоуля — Томсона зависят от насыщенности  $S$ , что свидетельствует о возможности оценки текущей нефтенасыщенности. Фигура 5 иллюстрирует зависимость скорости изменения температуры во



Фиг. 5



Фиг. 6

времени от насыщенности. По оси ординат отложено отношение скорости изменения температуры  $T(L, t)$  при водонасыщенности  $S$  к скорости при отсутствии воды. Сплошные кривые построены для модельных проницаемостей  $k_w(S) = S^2$ ,  $k_o(S) = (1 - S)^2$ , а прерывистые — для  $k_w$  и  $k_o$ , заданных формулами (2.4) при  $S_w = 0,2$ ,  $S_o = 0,3$ . Кривые 1, 2, 3, 4 соответствуют значениям  $\mu = 1, 2, 10, 40$ .

С увеличением насыщенности водой темп изменения температуры растет.

На фиг. 6 приведена зависимость  $E = e^2/e_0$  от насыщенности в предположении несжимаемости фаз (пояснения к кривым те же, что и на фиг. 5). Как видно, с ростом  $S$  эффективный коэффициент Джоуля — Томсона падает, что приводит к уменьшению температурных аномалий в скважинах.

Полученные результаты требуют уточнения некоторых положений теории термометрии нефтяных скважин и свидетельствуют о новых возможностях термометрии при выделении обводненных закачиваемыми водами пластов.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чекалюк Э. Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 238 с.
2. Рамазанов А. Ш., Филиппов А. И. Температурные поля при нестационарной фильтрации жидкости // Изв. АН СССР. МЖГ. 1983. № 4. С. 175—178.
3. Басйев К. С., Власов А. М., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидравлика. М.: Недра, 1986. 303 с.
4. Алишаев М. Г., Розенберг М. Д., Теслюк Е. В. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1985. 271 с.
5. Шакиров Х. Г., Леви Б. И., Зайдель Я. М. Численное моделирование процесса трехфазной фильтрации нефти, воды и двуокси углерода // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1980. Вып. 45. С. 71—74.

Уфа

Поступила в редакцию  
22. III. 1990