

УДК 622.276.625

ДЖАЛИЛОВ К.Н., ДЖАФАРОВ Н.Д., КАЗЫМОВ Т.И., АСЛАНОВ М.С.

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГОРЯЧЕЙ ВОДОЙ В МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖАХ

Одним из методов извлечения нефтедобычи является нагнетание горячей воды в нефтеносные горизонты. При этом расчет полей температуры и насыщенности является достаточно сложным и возможен только численными методами. Поэтому эта задача обычно решается в приближенных постановках, приводящих к изолированному решению задач распределения температуры и вытеснения нефти горячей водой.

Задача ставится так: в залежи, состоящей из нескольких изолированных, отличающихся по теплофизическим свойствам, проницаемости и мощности пластов, нефть вытесняется горячей водой к системе отдельно их вскрывающих скважин при заданном их дебите.

При этом, в результате теплообмена с окружающей средой в каждом пласте залежи образуются три зоны: зона смеси нефти и горячей воды, температура которой меняется от температуры закачки до начальной пластовой, зона смеси нефти с холодной водой и зона чистой нефти, имеющие пластовую температуру.

Этот зональный подход, осреднение в каждый расчетный момент времени функции показывающие изменение температуры по координате в зоне горячей смеси и введение коэффициента, учитывающего фильтрационное сопротивление, позволяющего приближенно учитывать двухфазность потока в зонах смеси существенно упрощает решение поставленной задачи.

Разработанный простой обобщенный алгоритм определения удельных областей питания каждой скважины в многорядной системе (метод трубок тока) позволил раскрыть механизм продвижения водонефтяного контакта и обводнения скважин в неизотермических условиях многопластовой залежи.

Характеристики разработки определяются по существующей упрощенной расчетной схеме, разработанной ИПНГМ АН Азербайджана [4].

При этом распределение температуры определяется по полученной в [5] формуле, основанной "точной схеме" описания этого процесса [6], а распределение насыщенности на основе теории Баклея-Левретта с учетом изменения вязкостей нефти и воды в зависимости от средней температуры в зоне горячей смеси нефти и воды.

Фильтрационные сопротивления в этой зоне в каждый момент времени определяются по найденным значениям вязкостей нефти и воды [3], а в зонах холодной смеси нефти и воды и чистой нефти используются известные решения [4].

В  $i$ -ой ( $i = 1, 2, 3$ ) зоне  $j$ -го горизонта распределение давления ищется в следующем виде:

$$P_{j1}(\xi, \eta, T_j) = a_{j1} + b_{j1}\eta + \frac{\mu_{j1}(T_j)q_j}{4\pi k_j H_j} q_j \ln 2 \left[ ch(\eta - \eta_0) - \cos(\xi - \xi_0) \right] \quad (1)$$

Здесь

$$a_{j1} = P_k - \frac{\mu_{j1}(T_j)q_j}{4\pi k_j H_j} \eta_0,$$

$$a_{j2} = P_k - \frac{\mu_{j1}(T_j)q_j}{2\pi k_j H_j} \bar{1}_j + \frac{\mu_{j2}q_j}{2\pi k_j H_j} \bar{1}_j - \frac{\mu_{j2}q_j}{4\pi k_j H_j} \eta_0,$$

$$a_{j3} = P_k - \frac{\mu_{j1}(T_j)q_j}{2\pi k_j H_j} \bar{1}_j + \frac{\mu_{j2}q_j}{2\pi k_j H_j} (\eta_{\phi_j} - \bar{1}_j) - \frac{\mu_{j3}q_j}{2\pi k_j H_j} (0,5\eta_0 - \eta_{\phi_j}),$$

$$b_{j1} = -\frac{\mu_{j1}q_j}{4\pi k_j H_j},$$

где

$$\xi = \frac{\pi x}{\sigma}; \quad \eta = \frac{\pi y}{\sigma}; \quad \xi_0 = \frac{\pi x_0}{\sigma}; \quad \eta_0 = \frac{\pi y_0}{\sigma}; \quad \eta_{\phi_j} = \frac{\pi y_{\phi_j}}{\sigma}; \quad \bar{1}_j = \frac{\pi l_j}{\sigma}$$

$$\mu_{j3} = \mu_{H3}(T_n); \quad \mu_{j2} = \alpha_1(t)\mu_b(T_n); \quad \mu_{j1} = \alpha_2(t)\mu_b(T_j),$$

$$\alpha_1(t) = \alpha_1 \left[ \frac{\mu_{H3}(T_n)}{\mu_b(T_n)} \right], \quad \alpha_2(t) = \alpha_2 \left[ \frac{\mu_{H3}(T_j)}{\mu_b(T_j)} \right], \quad \alpha_1(t) \text{ и } \alpha_2(t)$$

- известные функции [3],  $H_j$  - мощность горизонта;  $y_{\phi_j}$  - фронт вытеснения;  $T_j$  - осредненная температура в зоне горячей смеси в момент времени  $t$ .

При  $i = 3$  будем иметь:

$$P_{j3}(\xi, \eta, T_j) = P_k - \frac{\mu_{j1}(T_j)q_j}{2\pi k_j H_j} \bar{1}_j - \frac{\mu_{j2}(T_j)q_j}{2\pi k_j H_j} (\eta_{\phi_j} - \bar{1}_j) - \frac{\mu_{j3}(T_j)q_j}{2\pi k_j H_j} \times \\ \times (0,5(\eta + \eta_0) - \eta_{\phi_j}) + \frac{\mu_{j3}q_j}{4\pi k_j H_j} \ln 2 \left[ ch(\eta - \eta_0) - \cos(\xi - \xi_0) \right] \quad (2)$$

По этой формуле, принимая  $x = x_0$ ;  $y = y_0 - r_e$  ( $r_e$  - радиус скважины), вычисляется значение забойного давления в безводном периоде разработки. Для накопленной же добычи из  $j$ -го пласта справедлива формула

$$Q_{j1}(t) = q_j t \quad (3)$$

Теперь изложим алгоритм определения некоторых основных характеристик разработки в водном периоде по упрощенной схеме [4].

Предположим, что в достаточно большом интервале времени  $[0, t]$  определена зависимость  $q_j(t)$ . Очевидно, что если эту зависимость заменить ступенчатой



Дебит скважины по нефти будет:

$$q_{\text{нф}}(t) = \sum_{i=1}^r q_{j,v+1}^{(i)} f_i(s) + \sum_{i=r+1}^{\chi} q_{j,v+1}^{(i)} f_1^*(s) + \sum_{i=\chi+1}^N q_{j,v+1}^{(i)} \quad (7)$$

Здесь  $f_i(s)$  и  $f_1^*(s)$  - аппроксимация функции Баклея-Леверетта для смеси нефти с горячей и холодной водой соответственно, которые очень подробно изложены для самых различных значений отношения вязкостей нефти и воды в [2]. Изменение нефтенасыщенности на галерее в смесях нефть-горячая вода и нефть-холодная вода согласно [2] определяются соответственно в виде:

$$Z_i(t) = \sqrt{\frac{m\mu_{\text{н}}(T_j)l^*h_i\mathcal{L}}{150\mu_*(T_j)Q_i(t)}}; \quad Z_i^*(t) = \sqrt{\frac{m\mu_{\text{н}}(T_m)l^*h_i\mathcal{L}}{150\mu_*(T_m)Q_i(t)}}; \quad (8)$$

где  $\mu_{\text{н}}(T_j)$  и  $\mu_*(T_j)$  - вязкости нефти и воды;  $Q_i(t)$  - общее количество воды, закаченной до момента времени  $t$ , которое определяется формулой:

$$Q_i(t) = \sum_{\alpha=1}^v q_{j\alpha}^{(i)}(t_{\alpha} - t_{\alpha-1}) + q_{j,v+1}^{(i)}(t - t_v). \quad (9)$$

Накопленная добыча нефти до момента времени  $t$  состоит из:

- нефти, полученной в безводном периоде:

$$Q_{1j}^* = \int_0^{t_1^*} q_j(t) dt; \quad (10)$$

- нефти, полученной из трубок тока с номерами  $r+1, r+2, \dots, \chi$ , начиная с момента  $t_1^*$  до моментов  $t_{r+1}^*, t_{r+2}^*, \dots, t_{\chi}^*$  соответственно:

$$Q_{2j}^* = \sum_{l=r+1}^{\chi} \left[ (t_{\alpha} - t_1^*) q_{j,\alpha}^{(l)} + \sum_{i=\alpha-2}^{\alpha-1} (t_{i+1} - t_i) q_{j,i+1}^{(l)} + (t_l - t_{\alpha-1}) q_{j,\alpha}^{(l)} \right];$$

- нефти, полученной из этих же трубок тока, начиная соответственно с моментов  $t_{r+1}^*, t_{r+2}^*, \dots, t_{\chi}^*$  до момента  $t$ :

$$Q_{3j}^* = \sum_{l=r+1}^{\chi} \left[ q_{j,\alpha}^{(l)} \int_{t_1^*}^{t_{\alpha}^*} f_i^*(s) dt + \sum_{i=\alpha-1}^{v-1} q_{j,i+1}^{(l)} \int_{t_i^*}^{t_{i+1}^*} f_i^*(s) dt + q_{j,v+1}^{(l)} \int_{t_v^*}^t f_1^*(s) dt \right];$$

- нефти, полученной из трубок тока с номерами  $1, 2, 3, \dots, r$  до моментов времени  $t_2^*, t_3^*, \dots, t_r^*$  соответственно:

$$Q_{4j}^* = \sum_{l=2}^r \left[ (t_{\alpha} - t_1^*) q_{j,\alpha}^{(l)} + \sum_{i=\alpha-1}^{\alpha-2} (t_{i+1} - t_i) q_{j,i+1}^{(l)} + (t_l - t_{\alpha-1}) q_{j,\alpha}^{(l)} \right];$$

- нефти, полученной из трубок тока с номерами  $1, 2, 3, \dots, r$  с моментов времени  $t_1^*, t_2^*, t_3^*, \dots, t_r^*$  до моментов времени  $t_{1\alpha}^*, t_{2\alpha}^*, \dots, t_{r\alpha}^*$  соответственно:

$$Q_{sj}^* = \sum_{l=1}^r \left[ q_{j,a_l}^{(l)} \int_{t_{l*}}^{t_{j_l}} f_l^*(s) dt + \sum_{l=a_l}^{a_{l+1}-1} q_{j,l+1}^{(l)} \int_{t_l}^{t_{l+1}} f_l^*(s) dt \right];$$

- нефти, полученной из этих же трубок тока, начиная с моментов  $t_{1a}^*, t_{2a}^*, \dots, t_{ra}^*$  до момента  $t$ :

$$Q_{sj}^* = \sum_{l=1}^r \left[ q_{j,a_l}^{(l)} \int_{t_{l*}}^{t_{j_l}} f_l(s) dt + \sum_{l=a_l}^{a_{l+1}-1} q_{j,l+1}^{(l)} \int_{t_l}^{t_{l+1}} f_l(s) dt + q_{j,a_{r+1}}^{(r)} \int_{t_{r+1}}^t f_r(s) dt \right].$$

Таким образом

$$Q_{sj}(t) = \sum_{j=1}^6 Q_{sj}^*(t) \quad (11)$$

Для вычисления значения забойного давления можно использовать следующую приближенную формулу:

$$\Delta P_{jc} = \sum_{i=1}^r \bar{S}_i \Delta P_{ji} + \sum_{i=r+1}^x \bar{S}_i \Delta P_{ji}^* + \sum_{i=x+1}^N \bar{S}_i \Delta P_{ji}^{**}. \quad (12)$$

Здесь

$$\Delta P_{ji} = P_k - P_{l_j} = \frac{\mu_{lj}(T_j) q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} y,$$

$$\Delta P_{ji}^* = P_k - P_{2_j} = \frac{\mu_{lj}(T_j) q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} 1_j - \frac{\mu_{2j} q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} 1_j + \frac{\mu_{2j} q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} y,$$

$$\Delta P_{ji}^{**} = P_k - P_{3_j} = \frac{\mu_{lj}(T_j) q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} 1_j + \frac{\mu_{2j} q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} (y_{csp} - 1_j) -$$

$$- \frac{\mu_{3j} q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} y_{csp} - \frac{\mu_{3j} q_{j,i+1}^{(i)}}{k_j \mathcal{L} H_j} y; \quad \bar{S}_i = \frac{1_j}{2\sigma}.$$

Для залежи в целом характеристики разработки получаются суммированием их по пластам.

При проведении расчетов использовались следующие аналитические зависимости вязкостей нефти и воды от температуры соответственно, взятых из работы [1]:

$$\mu_n(T) = 0,40 + 4,1 \left( \frac{T_3 - T}{T_3 - T_n} \right)^3,$$

$$\mu_o(T) = 0,15 + 0,85 \left( \frac{T_3 - T}{T_3 - T_n} \right)^3,$$

где  $T_j$  - постоянная температура закачанной горячей воды на забос нагнетательных скважин,

$$T = \begin{cases} T_m & \text{в зоне холодной смеси нефти и воды,} \\ T_j & \text{в зоне горячей смеси нефти и воды.} \end{cases}$$

По предложенной расчетной схеме приведены различные расчеты при следующих гипотетических данных

$$q_2 = 3q_1, \quad q_1 = 100 \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad \sigma = 150 \text{ м}, \quad T_3 = 100^\circ \text{C}, \quad T_n = 45^\circ \text{C}, \quad N = 30.$$

Некоторые их результаты в виде графиков приведены на рисунках 1-3.

На рис. 1 приводятся кривые по изменению перепадов давления во времени при вытеснении нефти холодной и горячей водой, а на рисунках 2 и 3 - дебита нефти и накопленной ее добычи соответственно.

Сравнение приведенных кривых показывает, что при вытеснении нефти горячей водой, как следовало ожидать, наблюдается уменьшение перепада давления в скважинах обоих пластов по сравнению со случаем вытеснения ее холодной водой. Качественные отличия этих кривых в рассматриваемых случаях происходят в период безводной эксплуатации пластов. Так, например, в случае зачки в пласты холодной воды до некоторого значения времени перепад давления возрастает (особенно при  $\mu_0 = 3,9$ ), а затем уменьшается.