

© А. В. ТАТОСОВ, В. Д. КОЗЛОВ

Тюменский государственный университет  
atatosov@utmn.ru

УДК 539.3

## ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ РЕАГИРУЮЩЕЙ БИНАРНОЙ СМЕСЬЮ

### BOTTOM-HOLE TREATMENT OF WELLS WITH REACTION BINARY MIXTURES

*Процесс эксплуатации нефтедобывающей скважины со временем приводит к неизбежному засорению призабойной зоны, что значительно снижает дебит. Разработано большое количество способов борьбы с накопленными отложениями, и одним из перспективных и представляющих научный интерес является метод подачи в продуктивный пласт реагирующей энерговыделяющей бинарной смеси. Протекающая в пласте химическая реакция в удаленной от забоя зоне приводит к значительному повышению температуры и, как следствие, к удалению высоковязких флюидов и парафинов. В данной работе предложена математическая модель движения бинарной смеси с учетом экзотермической реакции и фазового перехода твердых парафинов в жидкое состояние.*

*The process of oil producing well operating results over time in unavoidable clogging of bottom-hole zone, which greatly reduces the flow rate. A large number of ways to deal with accumulated deposits has been developed. Reaction binary mixture feeding into the reservoir is of scientific interest and one of the perspective methods. Chemical reaction flowing in the reservoir in the remote zone from the hole bottom leads to sensible rise in the temperature and, consequently, removal of high viscosity fluids and waxes. In this paper, the mathematical model of the motion of a binary mixture in view of the exothermic reaction and phase transition of paraffin waxes into liquid states is proposed.*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА.** Пористая среда, фильтрация, жидкость.

**KEY WORDS.** Porous media, filtration, fluid.

#### Основные уравнения

В целях упрощения первоначального подхода пренебрежем в базовой модели наличием газовой фазы, которая может появиться в результате реакции компонентов подаваемой смеси. Выделим три фазы, существенно различные по свойствам. Каждая из них перемещается с собственной скоростью фильтрации, общей для составляющих ее компонент.

Первая фаза включает воду, компоненты бинарной смеси и продукты реакции. Ее истинная плотность  $\rho_1$  есть функция концентрации указанных составляющих. Ввиду того, что пропорции компонентов известны, имеем:

$$\rho_1 = \rho_1(C_s, C_r), \quad (1)$$

где  $C_s$  — массовая концентрация одного из реагентов,  $C_r$  — массовая концентрация некоторого компонента продуктов реакции.

Вторая фаза — подвижная нефть с растворенным в ней жидким парафином. Ее истинная плотность определяется конкретным составом нефти и массовым содержанием  $C$  в ней парафинов:

$$\rho_2 = \rho_2(C). \quad (2)$$

Третья фаза — твердый парафин, осевший на скелете породы, содержание которого будем характеризовать усредненной плотностью  $a$  (масса твердого парафина, отнесенная к единице объема пористой среды). Истинная плотность фазы  $\rho_p$ .

Таким образом, необходимо отслеживать перемещение трех компонент первой фазы, двух — второй и одну — третьей. Каждая фаза характеризуется своей скоростью фильтрации  $\mathbf{u}_1, \mathbf{u}_2$ , а также давлениями  $p_1$  и  $p_2$ . Дополнительно к шести уравнениям переноса вещества добавятся еще два, отражающие закон Дарси и связь давлений в фазах через насыщенность  $s$ . Плавление твердого парафина и его вовлечение в поток приводит к изменению пористости среды  $m$ . Без учета сжимаемости твердой породы,  $m$  есть функция от  $a$ . В результате химической реакции выделяется тепловая энергия. В целях упрощения исходной системы будем считать температуру всех фаз, включая твердую породу, одинаковой и равной  $T$ . В итоге имеем одиннадцать неизвестных:

$$m, s, C_s, C_r, C, a, \mathbf{u}_1, \mathbf{u}_2, p_1, p_2, T,$$

а также одиннадцать уравнений.

Базовая модель подачи реагирующей бинарной смеси отражает основные законы механики сплошной среды [1, 2, 3], дополняет известные методы очистки [4, 8, 10] и представляет собой:

— уравнения перемещения первой фазы, одного из реагентов бинарной смеси и некоторого компонента продуктов реакции:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(ms\rho_1) + \nabla \cdot (\rho_1 \mathbf{u}_1) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t}(msC_s\rho_1) + \nabla \cdot (C_s\rho_1 \mathbf{u}_1) &= -J_s, \\ \frac{\partial}{\partial t}(msC_r\rho_1) + \nabla \cdot (C_r\rho_1 \mathbf{u}_1) &= J_r; \end{aligned} \quad (3)$$

— уравнения перемещения нефти первоначального состава и жидкого парафина:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [m(1-s)(1-C)\rho_2] + \nabla \cdot [(1-C)\rho_2 \mathbf{u}_2] &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t} [m(1-s)C\rho_2] + \nabla \cdot [C\rho_2 \mathbf{u}_2] &= J_p; \end{aligned} \quad (4)$$

— уравнения, отражающие изменение содержания твердого парафина и пористости:

$$\begin{aligned} \rho_p \frac{\partial m}{\partial t} &= J_p, \\ \frac{\partial a}{\partial t} &= J_p; \end{aligned} \quad (5)$$

— уравнения Дарси для жидких фаз и связи давлений:

$$\begin{aligned} \mathbf{u}_1 &= -\frac{k_1}{\mu_1} \nabla p_1; \quad k_1 = k_1(s), \quad \mu_1 = \mu_1(C_s, C_r, T), \\ \mathbf{u}_2 &= -\frac{k_2}{\mu_2} \nabla p_2; \quad k_2 = k_2(s), \quad \mu_2 = \mu_2(C, T), \\ p_2 - p_1 &= f(s); \end{aligned} \quad (6)$$

— уравнение теплового баланса:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [m s c_1 \rho_1 T + m(1-s) c_2 \rho_2 T + c_3 T] + \\ + \nabla \cdot (c_1 \rho_1 T \mathbf{u}_1 + c_2 \rho_2 T \mathbf{u}_2) &= \kappa \nabla^2 T + Q_{in} + Q_{out} \end{aligned} \quad (7)$$

Коэффициент теплопроводности среды  $\kappa$  зависит от многих параметров, но для однотемпературной модели близок соответствующему значению для твердого скелета;  $c_1, c_2$  — удельные теплоемкости жидких фаз,  $c_3$  — теплоемкость твердой среды, отнесенная к единице объема. Анализ значений указанных параметров может быть проведен на сеточных моделях пористых сред [5, 6, 7, 9].

#### Интенсивность источников

Скорость перехода твердого парафина в жидкое состояние будем считать пропорциональной разности текущего значения концентрации  $C$  и максимально допустимого значения  $C^*$ , соответствующего фазовому равновесию:

$$J_p = \begin{cases} k_p (C^* - C), & \text{(I)} \\ 0, & \text{(II)} \end{cases} \quad (8)$$

Условие (I) состоит в том, что либо  $C^* < C$ , либо  $C^* > C$  и  $a > 0$ :

$$\begin{cases} C^* < C \\ C^* > C, \\ a > 0 \end{cases}$$

условие (II) требует  $C^* > C$  и  $a = 0$ :

$$\begin{cases} C^* > C \\ a = 0 \end{cases}.$$

Фазовое равновесие определяется температурой и составом нефти:

$$0 < C^* = C^*(T).$$

Скорость реакции пропорциональна произведению мольных концентраций (долей) компонентов бинарной смеси:

$$J_S = k_S(T)[C_{Si}][C_S] = k_S(T)[C_S]^2, J_r \sim J_S. \quad (9)$$

Плотность источников тепла:

$$\begin{aligned} Q_{in} &= q_s J_S, \\ Q_{out} &= q_p J_p + q_{out}, \\ q_{out} &= -K_A(T - T_0), \end{aligned} \quad (10)$$

где  $K_A$  — коэффициент теплообмена пласта с окружающими породами,  $q_s$  — теплота бинарной реакции,  $q_p$  — скрытая теплота плавления парафина.

### Заключение

Таким образом, представлена математическая модель движения бинарной смеси (1)-(10). Система уравнений движения дополняется заданием начальных и краевых условий. На участках подачи смеси необходимо задавать состав входящего потока.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баренблатт Г. И. Движение жидкости и газов в природных пластах / Г. И. Баренблатт, В. М. Ентов, В. М. Рыжик. М.: Недра, 1984. 530 с.
2. Басниев К. С. Подземная гидромеханика / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1993. 414 с.
3. Ентов В. М. Гидродинамика процессов повышения нефтеотдачи / В. М. Ентов, А. Ф. Зазовский. М.: Недра, 1989. 232 с.
4. Звягин Г. А. Исследование источников загрязнения и технологий обработок нагнетательных скважин / Г. А. Звягин, П. М. Южанинов, А. И. Дзюбенко // Нефтепромысловое дело. 1982. № 11. С. 114-115.
5. Aker E. A two-dimensional network simulator for two-phase flow in porous media / E. Aker, J. Maloy, A. Hansen, G. G. Batrouni // Transport in Porous Media. 1998. Vol. 32. Pp. 163-185.
6. Dias M. M. Network models for two-phase flow in porous media / M. M. Dias, A. C. Payatakes // J. Fluid Mech. 1986. Vol. 164. Pp. 305-336.
7. King P. R. The fractal nature of viscous fingering in porous media / P. R. King // J. Phys. A. 1987. Vol. 20. Pp. 529-534.
8. Kline W. E. Dissolution of Silicate Minerals by Hydrofluoric Acid / W. E. Kline, H. S. Fogler // Ind. Eng. Chem. Fundam. 1981. Vol. 20 (2). Pp. 151-161.

9. Lenormand R. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media / R. Lenormand, E. Touboul, C. Zarcone // *J. Fluid Mech.* 1988. Vol. 189. Pp. 165-187.
10. Williams B. B. Hydrofluoric Acid Reaction with Sandstone Formations / B. B. Williams, 1975.

#### REFERENCES

1. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnyh plastah [Flows of Fluid and Gas in Natural Reservoirs]. M.: Nedra, 1984. 530 p. (In Russian)
2. Basniev K. S., Kochina I. N., Maksimov V. M. Podzemnaja gidromekhanika [Subsurface Hydromechanics]. M.: Nedra, 1993. 414 p. (In Russian)
3. Entov V. M., Zazovskij A. F. Gidrodinamika processov povysheniya nefteotdachi [Hydrodynamics of Enhanced Oil Recovery Processes]. M.: Nedra, 1989. 232 p. (In Russian)
4. Zvjagin G. A., Juzhaninov P. M., Dzjubenko A. I. Issledovanie istochnikov zagrjaznenija i tehnologij obrabotok nagnetatel'nyh skvazhin [The Study of Pollution Sources and Technologies of Injection Wells Treatments] // *Neftepromyslovoe delo [Petroleum Engineering]*. 1982. No 11. Pp. 114-115. (In Russian)
5. Aker E., Maloy K. J., Hansen A., Batrouni G. G. A two-dimensional network simulator for two-phase flow in porous media // *Transport in Porous Media*. 1998. Vol. 32. Pp.163-185.
6. Dias M. M., Payatakes A. C. Network models for two-phase flow in porous media // *J. Fluid Mech.* 1986. Vol. 164. Pp. 305-336.
7. King P. R. The fractal nature of viscous fingering in porous media // *J. Phys. A*. 1987. Vol. 20. Pp. 529-534.
8. Kline W. E., Fogler H. S. Dissolution of Silicate Minerals by Hydrofluoric Acid // *Ind. Eng. Chem. Fundam.* 1981. Vol. 20 (2). Pp. 151-161.
9. Lenormand R., Touboul E., Zarcone C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media // *J. Fluid Mech.* 1988. Vol. 189. Pp. 165-187.
10. Williams B. B. Hydrofluoric Acid Reaction with Sandstone Formations, 1975.

#### Авторы публикации

**Татосов Алексей Викторович** — доктор физико-математических наук, профессор кафедры математического моделирования Тюменского государственного университета

**Козлов Вячеслав Дмитриевич** — старший преподаватель кафедры математических методов, информационных технологий и систем управления в экономике Тюменского государственного университета

#### Authors of the publication

**Aleksey V. Tatosov** — Dr. Sci. (Phys. and Math.), Professor at the Department of Mathematical Modelling, Tyumen State University

**Vjacheslav D. Kozlov** — Senior Lecturer at the Department of Mathematical Methods, Information Technologies and Management Systems in Economics, Tyumen State University