

Положительная определенность функций Ляпунова будет определяться условиями: при  $c_1 > 0$

$$\begin{cases} -\infty < k < a_n / c_1 \\ 1 < a_{n-1} \\ 1 < a_{n-2} \\ \vdots \\ 1 < a_1. \end{cases} \quad (12)$$

Таким образом, за счет введения закона управления в форме скалярных однопараметрических структурно-устойчивых отображений при неопределенности параметра объекта управления стационарное состояние (7) будет устойчивым, при изменении параметров системы в пределах неравенства (12).

#### References

1. The Computer aided design of the systems of the autocontrol / Under editing V.V. Solodovnikov. — M.: Machine building, 1990. — 332 p.
2. Andreev Yu.N. Management конечномерными linear object. — M.: Science, 1976. — 424 p.
3. Kuzovkov N.T. Modal management and observing device. — M.: Machine building, 1976. — 184 p.
4. Polyak B.T., Cherbakov P.S. Robastical stability and upravlenie — M.: Science, 2002. — 303 p.
5. Barbashin E.A. Introduction to theory ustoychivosti. — M.: Science, 1967. — 225 p.
6. Malkin I.G. The Theory to stability of the motion. — 2 izd. — M.: Science, 1966. — 540 p.
7. Beisenbi M.A., Erzhanov B.A. The managerial system with raised by potential to robastical stability. — Astana: L.N. Gumilyov ENU, 2002. — 164 p.
8. Beisenbi M.A., Kuliniyazova K.S. The study to robastical stability of managerial system by direct method A.M. Lyapunov // The thesises report. 11 International conferences on mathematician and mechanical engineer, denoted 10 L.N. Gumilyov Eurasian National University, 25—26 May, Astana. — P. 14.
9. Gilimor R. Applied theory katastrof. — M.: World. — T.1. — 1981. — 344 p.
10. Andrievskii B.R., Fradkov A.L. Elected chapters to theories of the autocontrol. — M: Science, 2000. — 475 p.

УДК 532.5:519.8

### Об одной задаче в разработке многопластовых систем

### About one problem in a development of multi-stratum systems

Мукимбеков М.Ж.

*Казахский национальный университет им. аль-Фараби, Алматы (e-mail: m\_mukim@fromru.com)*

Мақалада бір өлшемді, изотермиялық емес сүзілу есебі екілік әдіспен өңдейтін көпқабатты аномалдық мұнайдың жүйесі зерттелді. Аномалдық мұнайды жай әдістермен өңдеу өте қиын, сол себептен актив агенттер арқылы өңдеуі қарастырылды. Есептеу алгоритмі беріліп, нәтижелері арқылы осы процестің талдауы жасалды.

In this work the one-dimensional problem of nonithothermal filtration in oil stratum elaboration by secondary method is investigated. Elaboration of anomalous oil by simple methods is hard, therefore in the paper the flooding by active agents is considered. Numerical algorithm for solve this problem is offered. Analysis of this process is given by result of computations.

#### Постановка задачи

В данной работе рассматривается задача двухфазной фильтрации в разработке многопластовой системы аномальной нефти вторичным методом. Заметим, что разработка аномальной нефти обычными способами в большинстве случаев является очень затруднительной, поэтому важно использо-

вать различные способы повышения нефтеотдачи, отличающиеся от обычного метода заводнения [1-9]. А именно в последнее время, когда рассматриваются вопросы об эффективности освоении многопластовых месторождений аномальной нефти, стали активно использоваться вторичные методы, такие как закачка воды с поверхностно-активными веществами.

За основу математической модели принимают двухфазную (вода и нефть) модель неизотермической фильтрации с учетом заводнения поверхностно-активными веществами в  $n$ -многопластовой системе

$$H_j \frac{\partial(m_j \rho_{Bj} s_{Bj})}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_{Bj} \vartheta_{Bj})}{\partial x} = 0; \quad (1)$$

$$H_j \frac{\partial(m_j \rho_{Hj} s_{Hj})}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_{Hj} \vartheta_{Hj})}{\partial x} = 0; \quad (2)$$

$$H_j \frac{\partial(m_{0j} \rho_{Bj} s_{Bj} C_j + \rho_{Bj} a_j)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_{Bj} \vartheta_{Bj} C_j)}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} (D_j \frac{\partial C_j}{\partial x}); \quad (3)$$

$$\vartheta_{Bj} = -k_j H_j \frac{f_{Bj}(s_{Bj}, C_j)}{\mu_{Bj}} \frac{\partial p_{Bj}}{\partial x};$$

$$\vartheta_{Hj} = -k_j H_j \frac{f_{Hj}(s_{Bj}, C_j)}{\mu_{Hj}} \left( \frac{\partial p_{Hj}}{\partial x} - \text{sign} \left( \frac{\partial p_{Hj}}{\partial x} \right) G_{Hj} \right); \quad (4)$$

$$s_{Bj} + s_{Hj} = 1; \quad (5)$$

$$p_{Hj} - p_{Bj} = p_{kj}(s_{Bj}); \quad (6)$$

$$\rho_{Bj} = \rho_{Bj}(p_j, T_j), \rho_{Hj} = \rho_{Hj}(p_j, T_j); \quad (7)$$

$$R_j = R_j(C_j, a_j, \left| \frac{\partial p_{Hj}}{\partial x} \right|);$$

$$\begin{aligned} & H_j [m_j (c_{Bj} \rho_{Bj} s_{Bj} + c_{Hj} \rho_{Hj} s_{Hj}) + m_{0j} c_{Bj} \rho_{Bj} C_j + (1 - m_j) c_{\Pi j} \rho_{\Pi j}] \frac{\partial T_j}{\partial t} + \\ & + (c_{Bj} \rho_{Bj} \vartheta_{Bj} + c_{Hj} \rho_{Hj} \vartheta_{Hj} + c_{Bj} \rho_{Bj} \vartheta_{Bj} C_j) \frac{\partial T_j}{\partial x} = \\ & = \frac{\partial}{\partial x} [(H_j m_j (s_{Bj} \lambda_{Bj} + s_{Hj} \lambda_{Hj}) + H_j m_{0j} C_j \lambda_{Bj} + H_j (1 - m_j) \lambda_{\Pi j}) \frac{\partial T_j}{\partial x}]. \end{aligned} \quad (8)$$

Здесь  $n$  — количество пластов в многопластовой системе;  $s_{Bj}$ ,  $s_{Hj}$  — насыщенность водной и нефтяной фаз в  $j$ -ом пласте соответственно;  $p_{Bj}$ ,  $p_{Hj}$  — давление воды и нефти в  $j$ -ом пласте соответственно;  $p_{kj}$  — капиллярное давление в  $j$ -ом пласте;  $C_j$  — концентрация активного агента в водной фазе в  $j$ -ом пласте;  $T_j$  — пластовая температура в  $j$ -ом пласте;  $a_j$  — функция, характеризующая потери агента в породе  $j$ -го пласта;  $m_j$  — пористость  $j$ -го пласта;  $m_{0j}$  — объем пор, доступный для агента в  $j$ -ом пласте;  $\rho_{Bj}$ ,  $\rho_{Hj}$  — плотность воды и нефти в  $j$ -ом пласте соответственно;  $R_j$  — функция, характеризующая фактор сопротивления в  $j$ -ом пласте;  $H_j$  — поперечное сечение  $j$ -го пласта;  $k_j$  — абсолютная проницаемость  $j$ -го пласта;  $f_{Bj}(s_{Bj}, C_j)$ ,  $f_{Hj}(s_{Bj}, C_j)$  — относительная проницаемость воды, нефти в  $j$ -ом пласте соответственно;  $\mu_{Bj}$ ,  $\mu_{Hj}$  — вязкость воды, нефти в  $j$ -ом пласте соответственно;  $G_{Hj}$  — предельный градиент сдвига нефти в  $j$ -ом пласте;  $c_{Bj}$ ,  $c_{Hj}$ ,  $c_{\Pi j}$  — коэффициенты теплоемкости воды, нефти и породы в  $j$ -ом пласте соответственно;  $\lambda_{Bj}$ ,  $\lambda_{Hj}$ ,  $\lambda_{\Pi j}$  — коэффициенты теплопроводности воды, нефти и породы в  $j$ -ом пласте соответственно.

В качестве начальных условий берутся начальные распределения давлений воды, нефти и температуры пласта, осредненные по мощности насыщенности воды, нефти и концентрации активного агента в начальный момент времени:

$$\begin{aligned} (p_{Bj}, p_{Hj}, T_j) \Big|_{t=0} &= (p_{Bj}^0, p_{Hj}^0, T_j^0); \\ (s_{Bj}, s_{Hj}, C_j) \Big|_{t=0} &= (s_{Bj}^0, s_{Hj}^0, C_j^0). \end{aligned} \quad (9)$$

На границах области течения задаются следующие условия:

$$\begin{aligned} (p_{Bj}, p_{Hj}, s_{Bj}, T_j, C_j) \Big|_{x=0} &= (p_{Bj}^1, p_{Hj}^1, s_{Bj}^1, T_j^1, C_j^1); \\ (p_{Bj}, p_{Hj}) \Big|_{x=l} &= (p_{Bj}^2, p_{Hj}^2); \\ \left( \frac{\partial s_{Bj}}{\partial x}, \frac{\partial T_j}{\partial x}, \frac{\partial C_j}{\partial x} \right) \Big|_{x=l} &= (f_j, \varphi_j, \eta_j). \end{aligned} \quad (10)$$

#### Вычислительный алгоритм

Для расчетной области  $0 \leq x \leq l$ ,  $0 \leq t \leq T$  вводятся следующие неравномерные разностные сетки, как по пространственной переменной, так и временной переменной:  $x_{i+1} = x_i + h_i$ ,  $i = 0 \dots N$ ,  $t^0 = 0$ ,  $t^{n+1} = t^n + \Delta t^n$ ,  $n = 0 \dots M$ ,  $\Delta t^0 = \text{const}$  ( $\Delta t^0$  — задаваемый начальный шаг).

Уравнение (1) аппроксимируется следующим разностным уравнением:

$$s_{Bji}^{n+1} \rho_{Bji}^{n+1} - s_{Bji}^n \rho_{Bji}^n = - \frac{\Delta t^n}{h_i H_{ji} m_{ji}} ((\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i+1/2}^n - (\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i-1/2}^n). \quad (11)$$

Аналогично уравнение (2) аппроксимируется следующим разностным уравнением:

$$s_{Hji}^{n+1} \rho_{Hji}^n - s_{Hji}^n \rho_{Hji}^n = - \frac{\Delta t^n}{h_i H_{ji} m_{ji}} ((\rho_{Hj} \mathcal{G}_{Hj})_{i+1/2}^n - (\rho_{Hj} \mathcal{G}_{Hj})_{i-1/2}^n). \quad (12)$$

Здесь члены  $(\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i-1/2}^n$ ,  $(\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i+1/2}^n$  аппроксимируются схемами, направленными против потока, т.е.

$$\begin{aligned} (\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i-1/2}^n &= \begin{cases} f_{Bj,i-1}^n D_{Bj,i-1/2}^n, & \text{если } D_{Bj,i-1/2}^n \geq 0; \\ f_{Bj,i}^n D_{Bj,i-1/2}^n, & \text{если } D_{Bj,i-1/2}^n < 0; \end{cases} \\ (\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i+1/2}^n &= \begin{cases} f_{Bj,i}^n D_{Bj,i+1/2}^n, & \text{если } D_{Bj,i+1/2}^n \geq 0; \\ f_{Bj,i+1}^n D_{Bj,i+1/2}^n, & \text{если } D_{Bj,i+1/2}^n < 0; \end{cases} \\ D_{Bj,i-1/2}^n &= -g_{Bj,i-1/2}^n \left( \frac{p_{Bj,i}^n - p_{Bj,i-1}^n}{h_{i-1}} - \text{sign} \left( \frac{p_{Bj,i}^n - p_{Bj,i-1}^n}{h_i} \right) G_{Bj,i-1/2} \right); \\ D_{Bj,i+1/2}^n &= -g_{Bj,i+1/2}^n \left( \frac{p_{Bj,i+1}^n - p_{Bj,i}^n}{h_i} - \text{sign} \left( \frac{p_{Bj,i+1}^n - p_{Bj,i}^n}{h_i} \right) G_{Bj,i+1/2} \right); \end{aligned}$$

где

$$g_{Bj,i-1/2}^n = \frac{1}{2} \left( \left( \frac{\rho_{Bj} H_j k_j}{\mu_{Bj}} \right)_i^n + \left( \frac{\rho_{Bj} H_j k_j}{\mu_{Bj}} \right)_{i-1}^n \right), \quad g_{Bj,i+1/2}^n = \frac{1}{2} \left( \left( \frac{\rho_{Bj} H_j k_j}{\mu_{Bj}} \right)_{i+1}^n + \left( \frac{\rho_{Bj} H_j k_j}{\mu_{Bj}} \right)_i^n \right);$$

$$G_{Bj,i-1/2} = \frac{1}{2} (G_{Bj,i} + G_{Bj,i-1}), \quad G_{Bj,i+1/2} = \frac{1}{2} (G_{Bj,i+1} + G_{Bj,i});$$

$$(\rho_{Hj} \mathcal{G}_{Hj})_{i-1/2}^n = \begin{cases} f_{Hj,i-1}^n D_{Hj,i-1/2}^n, & \text{если } D_{Hj,i-1/2}^n \geq 0; \\ f_{Hj,i}^n D_{Hj,i-1/2}^n, & \text{если } D_{Hj,i-1/2}^n < 0; \end{cases}$$

$$(\rho_{Hj} \mathcal{G}_{Hj})_{i+1/2}^n = \begin{cases} f_{Hj,i}^n D_{Hj,i+1/2}^n, & \text{если } D_{Hj,i+1/2}^n \geq 0; \\ f_{Hj,i+1}^n D_{Hj,i+1/2}^n, & \text{если } D_{Hj,i+1/2}^n < 0; \end{cases}$$

$$\begin{aligned}
D_{H_j,i-1/2}^n &= -g_{H_j,i-1/2}^n \left( \frac{p_{H_j,i}^n - p_{H_j,i-1}^n}{h_{i-1}} - \text{sign} \left( \frac{p_{H_j,i}^n - p_{H_j,i-1}^n}{h_{i-1}} \right) G_{H_j,i-1/2} \right); \\
D_{H_j,i+1/2}^n &= -g_{H_j,i+1/2}^n \left( \frac{p_{H_j,i+1}^n - p_{H_j,i}^n}{h_i} - \text{sign} \left( \frac{p_{H_j,i+1}^n - p_{H_j,i}^n}{h_i} \right) G_{H_j,i+1/2} \right); \\
g_{H_j,i-1/2}^n &= \frac{1}{2} \left( \left( \frac{\rho_{H_j} H_j k_j}{\mu_{H_j}} \right)_i^n + \left( \frac{\rho_{H_j} H_j k_j}{\mu_{H_j}} \right)_{i-1}^n \right); \\
g_{H_j,i+1/2}^n &= \frac{1}{2} \left( \left( \frac{\rho_{H_j} H_j k_j}{\mu_{H_j}} \right)_{i+1}^n + \left( \frac{\rho_{H_j} H_j k_j}{\mu_{H_j}} \right)_i^n \right); \\
G_{H_j,i-1/2} &= \frac{1}{2} (G_{H_j,i} + G_{H_j,i-1}), \quad G_{H_j,i+1/2} = \frac{1}{2} (G_{H_j,i+1} + G_{H_j,i}).
\end{aligned}$$

Для получения уравнения для давления из двух предыдущих разностных уравнений (11), (12) исключим насыщенности воды и нефти на основе следующего соотношения:

$$s_{Bji}^{n+1} + s_{Hji}^{n+1} = 1.$$

Таким образом, мы имеем следующее разностное уравнение для давления:

$$\begin{aligned}
&\frac{s_{Bji}^n \rho_{Bji}^n}{\rho_{Bji}^{n+1}} - \frac{\Delta t^n}{\hbar_i H_{ji} m_{ji} \rho_{Bji}^{n+1}} \left( (\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i+1/2}^n - (\rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj})_{i-1/2}^n \right) + \\
&+ \frac{s_{Hji}^n \rho_{Hji}^n}{\rho_{Hji}^{n+1}} - \frac{\Delta t^n}{\hbar_i H_{ji} m_{ji} \rho_{Hji}^{n+1}} \left( (\rho_{Hj} \mathcal{G}_{Hj})_{i+1/2}^n - (\rho_{Hj} \mathcal{G}_{Hj})_{i-1/2}^n \right) = 1.
\end{aligned} \quad (13)$$

Уравнение является нелинейным относительно давления воды. Оно решается итерационным методом прогонки с использованием линеаризации [10, 11].

Для удобства аппроксимации уравнение для температуры (8) запишем в виде

$$e_{1j} \frac{\partial T_j}{\partial t} + e_{2j} \frac{\partial T_j}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} \left( e_{3j} \frac{\partial T_j}{\partial x} \right), \quad (14)$$

где

$$\begin{aligned}
e_{1j} &= H_j [m_j (c_{Bj} \rho_{Bj} s_{Bj} + c_{Hj} \rho_{Hj} s_{Hj}) + m_{0j} c_{Bj} \rho_{Bj} C_j + (1 - m_j) c_{Пj} \rho_{Пj}]; \\
e_{2j} &= c_{Bj} \rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj} + c_{Hj} \rho_{Hj} \mathcal{G}_{Hj} + c_{Bj} \rho_{Bj} \mathcal{G}_{Bj} C_j; \\
e_{3j} &= H_j m_j (s_{Bj} \lambda_{Bj} + s_{Hj} \lambda_{Hj}) + H_j m_{0j} C_j \lambda_{Bj} + H_j (1 - m_j) \lambda_{Пj}.
\end{aligned}$$

Уравнение (14) будем аппроксимировать следующим образом:

$$\begin{aligned}
&e_{1j,i}^{n+1} \hbar_i (T_{j,i}^{n+1} - T_{j,i}^n) + \frac{\Delta t^n}{2} (e_{2j,i}^{n+1} - |e_{2j,i}^{n+1}|) (T_{j,i+1}^{n+1} - T_{j,i}^{n+1}) + \\
&+ \frac{\Delta t^n}{2} (e_{2j,i+1}^{n+1} + |e_{2j,i+1}^{n+1}|) (T_{j,i}^{n+1} - T_{j,i-1}^{n+1}) = \\
&= \left( e_{3j,i+1/2}^{n+1} \left( \frac{T_{j,i+1}^{n+1} - T_{j,i}^{n+1}}{h_i} \right) - e_{3j,i-1/2}^{n+1} \left( \frac{T_{j,i}^{n+1} - T_{j,i-1}^{n+1}}{h_{i-1}} \right) \right).
\end{aligned} \quad (15)$$

Уравнение (15) также является нелинейным относительно температуры. Оно решается итерационным методом с использованием линеаризации, при этом неизвестные значения температуры на итерационном слое находятся методом прогонки.

Процесс итерации прекращаются при выполнении условия:

$$\begin{aligned}
&\left| \left( \sum_{i=0}^N p_{j,i}^{n+1} \right)_{k+1}^2 - \left( \sum_{i=0}^N p_{j,i}^{n+1} \right)_k^2 \right| < \varepsilon \left( \sum_{i=0}^N p_{j,i}^{n+1} \right)_k^2, \\
&\left| \left( \sum_{i=0}^N T_{j,i}^{n+1} \right)_{k+1}^2 - \left( \sum_{i=0}^N T_{j,i}^{n+1} \right)_k^2 \right| < \varepsilon \left( \sum_{i=0}^N T_{j,i}^{n+1} \right)_k^2,
\end{aligned}$$

где  $\varepsilon$  — заданная точность;  $k$  — номер итерации. Практически для достижения заданной точности на каждом временном слое достаточно провести три итерации. Уравнение для концентрации решается также итерационным методом с использованием линеаризации.

Затем по вычисленным переменным находим из (11), (12), (7) остальные переменные, такие как насыщенность воды, нефти, плотность воды и нефти соответственно.

#### Анализ расчетов

Будем рассматривать следующий вариант разработки многопластовых месторождений вторичными методами, а именно: когда многопластовая система (нефтяной объект) состоит из 4 пластов, в точке  $x = 0$  расположена нагнетательная скважина, в точке  $x = l$  — добывающая скважина. Расстояние между скважинами равно  $l = 600$  м. Разработка осуществляется закачкой активных веществ, растворенных в воде, на нагнетательной скважине в нефтяной объект. Первые два пласта являются нефтяными, оставшиеся два пласта — водонефтяные, т.е. имеется водонефтяной контакт слева от пластов (двухфазная зона: вода и нефть).

Данные для численных расчетов берутся в следующем виде [12,13]: пористость пласта  $m = 0,65$ ; теплоемкость нефти  $c_H = 3,7$  кДж/кг  $^{\circ}\text{C}$ ; теплоемкость воды  $c_B = 5,1$  кДж/кг  $^{\circ}\text{C}$ ; теплоемкость породы  $c_{\Pi} = 1$  кДж/кг  $^{\circ}\text{C}$ ; теплопроводность воды  $\lambda_B = 0,81$  Вт/м  $^{\circ}\text{C}$ ; теплопроводность нефти  $\lambda_H = 0,21$  Вт/м  $^{\circ}\text{C}$ ; теплопроводность породы  $\lambda_{\Pi} = 2,43$  Вт/м  $^{\circ}\text{C}$ ; плотность воды  $\rho_B^0 = 1000$  кг/м $^3$ ; плотность нефти  $\rho_H^0 = 820$  кг/м $^3$ ; сжимаемость воды  $\beta_{PB} = 0,00046$  1/МПа; сжимаемость нефти  $\beta_{PH} = 0,001$  1/МПа; термическое расширение воды  $\beta_{TB} = 0,00108$  1/ $^{\circ}\text{C}$ ; термическое расширение нефти  $\beta_{TH} = 0,00110$  1/ $^{\circ}\text{C}$ .

Поддерживаемое давление нагнетания на нагнетательной скважине бралось равным 80 атм., или 8 МПа. На добывающей скважине бралось равным 6 МПа. Начальное пластовое давление равным 7 МПа, начальная температура пласта была равна 45 градусов по Цельсию. Температуру закачки брали равной 80 градусам по Цельсию.

Ниже на рисунках 1–3 представлены усредненные значения насыщенности воды, нефти, давления, температуры пласта по всей многопластовой системе для средней стадии разработки нефтяного объекта. Здесь для удобства анализа мы брали в качестве усредненных значений как среднеарифметическое, учитывая, что на практике в нефтяной отрасли специалистами обычно производится анализ по всему многопластовому объекту, это оправдано тем, что на выходе добывающих скважин производится суммарный замер дебитов, а не отдельных дебитов по пластам.

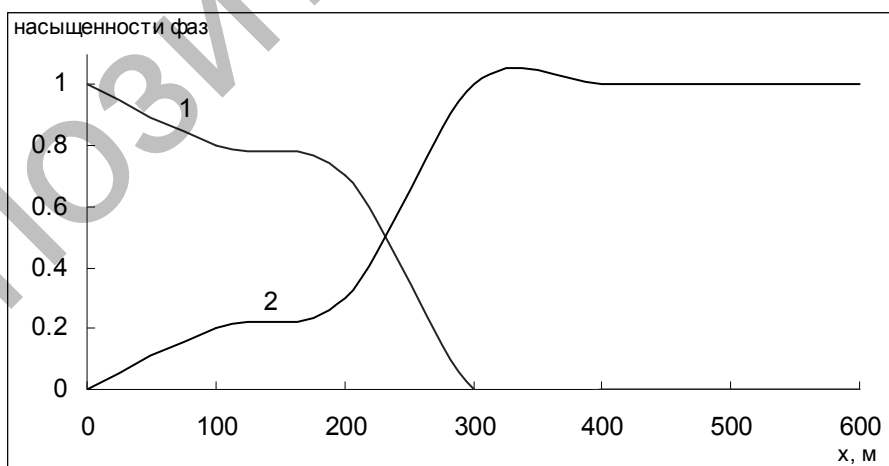


Рис. 1. Насыщенность фаз для первого варианта разработки многопластового объекта: 1 — насыщенность воды; 2 — насыщенность нефти

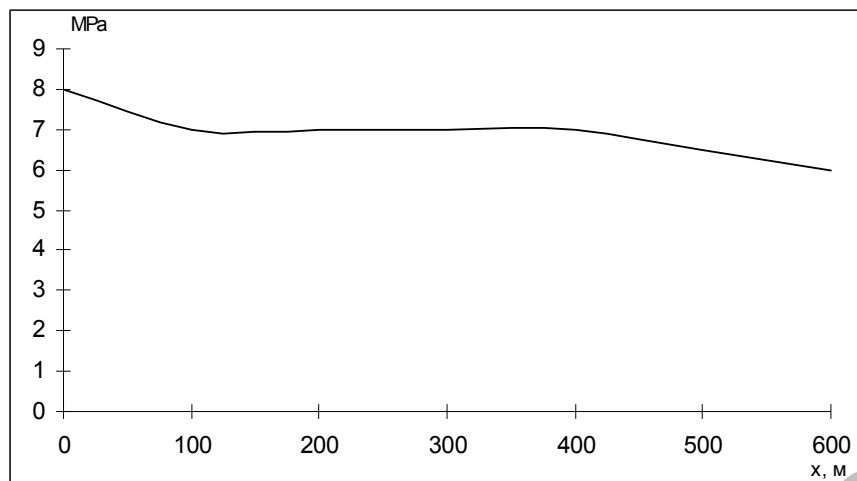


Рис. 2. Усредненное давление для первого варианта разработки многопластового объекта

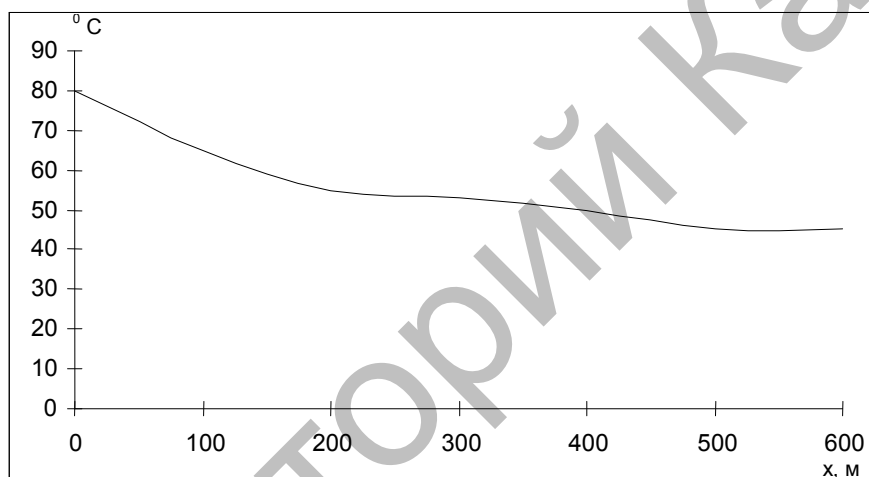


Рис. 3. Усредненная температура для первого варианта разработки многопластового объекта

Проницаемость пласта, расход и температура нагнетаемой воды варьируются. Расчеты показывают, что со снижением температуры закачиваемой воды на нагнетательных скважинах и ростом начального градиента сдвига застывшие зоны будут образовываться возле нагнетательных скважин.

Дополнительно осуществлялся расчет нефтеотдачи пласта, имеющего толщину 30 м, проницаемость  $0,65 \text{ мкм}^2$  при температуре закачиваемой воды  $12 \text{ }^\circ\text{C}$ . Расчет показал, что прорыв воды наступил через 80 месяцев, к этому моменту нефтеотдача пласта составила 38 %. Нефтеотдача пласта к 91 месяцу составила 45 %. Средняя нефтеотдача — 41,5 %. При нагнетании горячей воды ( $60 \text{ }^\circ\text{C}$ ) ее прорыв произошел через 68 месяцев, в момент прорыва нефтеотдача составила 47,5 %, через 82 месяца — 50 %. Средняя нефтеотдача достигла 48,5 %, что объясняется главным образом изменением сроков разработки пласта.

Таким образом, моделирование задачи многопластовой системы аномальной нефти с учетом разработки вторичным методом позволяет оценить эффективность данного метода, вскрыть положительные моменты воздействия их на увеличение нефтеотдачи пластов, что является важным на сегодняшний момент времени в процессе эксплуатации нефтяных объектов.

#### References

1. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Moving of fluids and gases in natural stratum. — М.: Nedra, 1984. — 207 p.
2. Zhumagulov B.T., Monahov V.N., Smagulov Sh.S. Computer modeling in oil extraction processes. — Almaty: SRC «Gylym», 2002. — 307 p.

3. Polubarinova-Kochina P.Ya. Theory of underground water moving. — М.: Science, 1977. — 664 p.
4. Kononov A.N. Problems of multiphase incompressible fluid filtration. — Novosibirsk: Science, Siberian branch, 1988. — 166 p.
5. Nigmatullin R.I. Dynamics of multiphase medium. — Т. 2. — М.: Science, 1988. — 359 p.
6. Heifets L.I., Neimark A.V. Multiphase processes in porous medium. — М.: Himiya, 1982. — 319 p.
7. Kornilina M.A., Samarskaya E.A. and etc. Modeling of oil fields development at parallel computational systems // Mathematical modeling. — Т. 7. — № 2. — 1995. — P. 35–48.
8. Kazakevich G.I., Klochkova L.V. and etc. Processes of hydrocarbons migration in real geological regions // Mathematical modeling. — Т. 10. — №6. — 1998. — P.20–30.
9. Mukimbekov M.Zh. Modeling of control process in oil production // Works of fifth All-Russian scientific conference with international participation «Mathematical modeling and boundary problems». Part 3. — Samara, 2008. — P. 136–139.
10. Samarskii A.A. Theory of difference schemes. — М.: Science, 1989. — 616 p.
11. Anderson D., Tannehill J. Computational hydromechanics and heat exchange. — М.: Mir, 1990. — 384 p.
12. Votsalski E.S., Kuandykov B.M. and etc. Oil and gas fields of Kazakhstan // Hand-book. By edition Abdullin A.A. — М., 1993. — 247 p.
13. Tesljuk E.V. Questions of nonisothermal filtration in theory and practice of Mangyshlak peninsula's oil fields development // Development of oil fields and hydrodynamics of stratum. — М.: Nedra, 1970. — P. 120–134.

УДК 532.5:519.8

## Оптимизация технологических параметров воздействия на пласт

### Optimization of impact technological parameters to stratum

Мукимбаев М.Ж.

Казахский национальный университет им. аль-Фараби, Алматы (e-mail: m\_mukim@fromru.com)

Мұнай кен орындарын өндеуде қабатқа әрекет жасауда технологиялық көрсеткіштерді оптимизациялау есебі пайда болады. Сондай есептердің бірі — судың айдайтын мөлшерін анықтауда қажетті мұнай қабатының гидродинамикалық жағдайына жету. Мақалада осы есепке оңтайлы жүйе анықталды. Есепті шешуде есептеу алгоритмі берілді.

On the time of oil fields elaboration the problem of technological indices optimization of impact to stratum is appeared. One of them is the problem of injected water quantity to stratum definition for desirable hydrodynamic state of oil body. In the paper optimal system for this problem is deduced. Computational algorithm for its solving is offered.

#### Постановка задачи

Во время разработки нефтяных месторождений возникает ряд вопросов по оптимизации различных технологических показателей эксплуатации месторождения. Одним из них является задача определения количества закачиваемой воды в пласт для достижения желаемого гидродинамического состояния нефтяного массива. Это связано, с одной стороны, с уменьшением затрат на закачку воды на нагнетательных скважинах. С другой — процесс обводнения нефтяных массивов является нежелательным моментом в добыче нефти, так как может произойти обводнение добывающих скважин, что в свою очередь может повлиять на нефтеотдачу пласта [1–8].

Целью работы является построение вычислительного алгоритма, позволяющего находить минимальное количество закачиваемой воды в пласт для достижения желаемого гидродинамического состояния нефтяного коллектора на задаваемый промежуток разработки месторождения. Задачу будем моделировать с помощью функционала, который представляет собой сумму количества закачиваемой воды в пласт и отклонение давления пласта от «желаемого» пластового давления за весь промежуток разработки нефтяного месторождения. Управлением здесь является расход количества закачиваемой воды за единицу времени. Для решения задачи минимизации функционала необходимо определение градиента функционала, после чего минимизация функционала проводится численно с помощью метода градиентов.