

Математическое моделирование

УДК 532.5:519.8

М. Ж. МУКИМБЕКОВ, Б. К. ШЕРКЕШБАЕВА

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВОГО ТЕЧЕНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Рассматривается построение математической модели газового воздействия на нефтяной пласт, позволяющий улучшить процесс извлечения нефти из пластов. Строится вычислительный алгоритм, производится анализ расчетов. По результатам численных расчетов предлагается методика по освоению нефтегазовых месторождений, оптимальные пути, как по улучшению добычи нефти, так и по текущему темпу разработки месторождений.

Постановка задачи. На многих месторождениях Казахстана ввиду нерентабельности первичных способов добычи нефти стали переходить на совместную разработку пласта вторичными методами, а именно с учетом закачки воды и газа, для этого в целях экономии в качестве закачиваемого агента берут попутно вырабатываемый газ из коллектора [1-4]. В данной работе рассматривается задача неизотермической трехфазной фильтрации, с учетом совместной закачки воды и газа на нагнетательных скважинах, при этом, что немаловажно учитывается также растворимость газа в водной и нефтяной фазе соответственно.

Математическая модель неизотермической трехфазной плановой фильтрации пластового течения описывается следующими уравнениями:

$$H(x, y) \frac{\partial(m\rho_B s_B)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_B \bar{W}_B) = \sum_{i=1}^{N_1} Q_{B,m} \delta(x - x_{mi}, y - y_{mi}) - \sum_{i=1}^{N_2} Q_{B,di} \delta(x - x_{di}, y - y_{di}), \quad (1)$$

$$H(x, y) \frac{\partial(m\rho_H s_H)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho_H \bar{W}_H) = \sum_{i=1}^{N_2} Q_{H,i} \delta(x - x_{di}, y - y_{di}); \quad (2)$$

$$\begin{aligned} H \frac{\partial}{\partial t} (m\rho_F s_F + m\rho_B s_B R_B + m\rho_H s_H R_H) + \operatorname{div}(\rho_F \bar{W}_F + \rho_B \bar{W}_B R_B + \rho_H \bar{W}_H R_H) = \\ = \sum_{i=1}^{N_1} Q_{F,m} \delta(x - x_{mi}, y - y_{mi}) - \sum_{i=1}^{N_2} Q_{F,di} \delta(x - x_{di}, y - y_{di}); \end{aligned} \quad (3)$$

$$\bar{W}_B = -Hk \frac{f_B}{\mu_B} \nabla P; \quad (4)$$

$$\bar{W}_H = -Hk \frac{f_H}{\mu_H} \nabla P, \quad \bar{W}_F = -Hk \frac{f_F}{\mu_F} \nabla P,$$

$$s_B + s_H + s_F = 1, \quad (5)$$

$$\rho_B = \rho_B(p, T), \quad \rho_H = \rho_H(p, T), \quad \rho_F = \rho_F(p, T), \quad (6)$$

$$\begin{aligned} H[m(c_B \rho_B s_B + c_H \rho_H s_H + c_F \rho_F s_F) + (1-m)c_B \rho_B] \frac{\partial T}{\partial t} + \\ + (c_B \rho_B \bar{W}_B + c_H \rho_H \bar{W}_H + c_F \rho_F \bar{W}_F + c_F \rho_B \bar{W}_B R_B + c_F \rho_H \bar{W}_H R_H) \nabla T = \\ = \operatorname{div}((Hm(s_B \lambda_B + s_H \lambda_H + s_F \lambda_F) + H(1-m)\lambda_B) \nabla T) + \\ + \sum_{i=1}^{N_1} Q_{m,mi} \delta(x - x_{mi}, y - y_{mi}) - \sum_{i=1}^{N_2} Q_{m,di} \delta(x - x_{di}, y - y_{di}). \end{aligned} \quad (7)$$

Здесь $s_B, s_H, s_r, \rho_B, \rho_H, \rho_r$ – насыщенность и плотность воды, нефти и газа; p, T – давление и температура пласта; H – толщина пласта; k, m – абсолютная проницаемость и пористость пласта; R_B, R_H – растворимость газа в водной и нефтяной фазе; $f_B, f_H, f_r, \mu_B, \mu_H, \mu_r$ – относительные фазовые проницаемости и вязкость воды, нефти и газа соответственно; c_B, c_H, c_r, c_H , $\lambda_B, \lambda_H, \lambda_r, \lambda_H$ – коэффициент теплоемкости и теплопроводности воды, нефти, газа и породы соответственно; $Q_{B,ni}, Q_{B,di}$ и $Q_{r,m}, Q_{r,d}$ – приведенные дебиты воды и газа на нагнетательных и добывающих скважинах соответственно; Q_{H_i} – приведенные дебиты нефти на добывающих скважинах; $Q_{\text{тепло}, ni}, Q_{\text{тепло}, di}$ – приведенные расходы количества тепла на нагнетательных и добывающих скважинах; (x_{ni}, y_{ni}) – координаты i -ой нагнетательной скважины; (x_{di}, y_{di}) – координаты i -ой добывающей скважины; N_1, N_2 – количество нагнетательных скважин и добывающих скважин.

В качестве начальных условий берутся начальные распределения давления и температуры пласта; осредненные по мощности насыщенности воды, нефти, газа в начальный момент времени:

$$(p, T)|_{t=0} = (p^0, T^0), \quad (s_B, s_H, s_r)|_{t=0} = (s_B^0, s_H^0, s_r^0). \quad (8)$$

На границах области течения задаются условия не протекания флюидов и отсутствия теплового потока:

$$\left(\overline{W_B n}; \overline{W_H n}; \overline{W_r n} \right) \Big|_r = 0, \quad \left. \frac{\partial T}{\partial n} \right|_r = 0. \quad (9)$$

Задаются поддерживаемые давления на добывающих скважинах соответственно. На нагнетательных скважинах задаются температура потока, расходы воды и газа.

Алгоритм численной реализации. В области $0 \leq x \leq l_1, 0 \leq y \leq l_2, 0 < t \leq T$ введем две следующие разностные сетки. При этом насыщенности будем определять на первой сетке (x_i, y_j, t_s^n) , а давление и температуру на другой сетке $(x_i, y_j, t_{p,T}^n)$.

Где $x_{i+1} = x_i + h_x, \quad y_{j+1} = y_j + h_y, \quad \bar{h}_x = \frac{h_{x-1} + h_x}{2}, \quad \bar{h}_y = \frac{h_{y-1} + h_y}{2}, \quad t^0 = 0,$
 $t_{p,T}^n = t_{p,T}^{n-1} + \Delta t^n, \quad (i = 0, \dots, N_x, j = 0, \dots, N_y, n = 0, \dots, M), \quad t_{s,C}^{n+1} - t_{p,T}^n = \Delta t^0, \quad \text{где } \Delta t^0 = \text{const.}$

Систему уравнений (1)-(3) аппроксимируем разностными уравнениями:

$$\begin{aligned} \bar{h}_x \bar{h}_y H_y m_y (s_{By}^{n+1} \rho_{By}^n - s_{By}^n \rho_{By}^{n-1}) &= \bar{h}_y \Delta t^n \left[\left(\rho_B \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i+1/2,j}^n - \left(\rho_B \frac{\partial p}{\partial x} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \\ &+ \bar{h}_x \Delta t^n \left[\left(\rho_B \frac{\partial p}{\partial y} \right)_{y+1/2}^n - \left(\rho_B \frac{\partial p}{\partial y} \right)_{y-1/2}^n \right] + \Delta t^n \sum_{k=1}^{N_1} Q_{B,n,k}^n \delta_y - \Delta t^n \sum_{k=1}^{N_2} Q_{B,o,k}^n \delta_y, \end{aligned} \quad (10)$$

$$\begin{aligned}
 & \bar{h}_x \bar{h}_y H_y m_y (s_{Hy}^{n+1} \rho_{Hy}^n - s_{Hy}^n \rho_{Hy}^{n-1}) = \bar{h}_y \Delta t^n \left[\left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n - \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \\
 & + \bar{h}_x \Delta t^n \left[\left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y+1/2}^n - \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y-1/2}^n \right] + \Delta t^n \sum_{k=1}^{N_1} Q_{H,k}^n \delta_y, \quad (11) \\
 & \bar{h}_x \bar{h}_y H_y m_y (s_{Ty}^{n+1} \rho_{Ty}^n + s_{By}^{n+1} \rho_{By}^n R_{By}^n + s_{Hy}^{n+1} \rho_{Hy}^n R_{Hy}^n - s_{Ty}^n \rho_{Ty}^{n-1} - s_{By}^n \rho_{By}^{n-1} R_{By}^{n-1} - s_{Hy}^n \rho_{Hy}^{n-1} R_{Hy}^{n-1}) = \\
 & = \bar{h}_y \Delta t^n \left[\left(\overline{\rho_T \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n - \left(\overline{\rho_T \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \bar{h}_x \Delta t^n \left[\left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y+1/2}^n - \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y-1/2}^n \right] + \\
 & + \bar{h}_y \Delta t^n \left[R_{By+1/2,j}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n - R_{By-1/2,j}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \\
 & + \bar{h}_x \Delta t^n \left[R_{Bj+1/2}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y+1/2}^n - R_{Bj-1/2}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y-1/2}^n \right] + \\
 & + \bar{h}_y \Delta t^n \left[R_{Hy+1/2,j}^n \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n - R_{Hy-1/2,j}^n \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \quad (12)
 \end{aligned}$$

$$+ \bar{h}_x \Delta t^n \left[R_{Hy+1/2,j}^n \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y+1/2}^n - R_{Hy-1/2,j}^n \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y-1/2}^n \right] + \Delta t^n \sum_{k=1}^{N_1} Q_{H,k}^n \delta_y - \Delta t^n \sum_{k=1}^{N_2} Q_{T,k}^n \delta_y,$$

где $\delta_y = \begin{cases} 1, & x_i = x_{cav}, y_j = y_{cav} \\ 0, & x_i \neq x_{cav}, y_j \neq y_{cav} \end{cases}$, здесь $\left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n = \begin{cases} f_{By}^n D_{By+1/2,j}^n, & \text{если } D_{By+1/2,j}^n \geq 0 \\ f_{By}^n D_{By-1/2,j}^n, & \text{если } D_{By+1/2,j}^n < 0 \end{cases}$,

$$\text{где } D_{By+1/2,j}^n = -b_{By+1/2,j}^n \left(\frac{p_{i+1,j}^n - p_y^n}{h_x} \right), b_{By+1/2,j}^n = \frac{1}{2} \left[\left(\rho_B \frac{Hk}{\mu_B} \right)_{i+1,j}^n + \left(\rho_B \frac{Hk}{\mu_B} \right)_y^n \right],$$

$$\text{здесь } \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n = \begin{cases} f_{By-1,j}^n D_{By-1/2,j}^n, & \text{если } D_{By-1/2,j}^n \geq 0 \\ f_{By}^n D_{By-1/2,j}^n, & \text{если } D_{By-1/2,j}^n < 0, \end{cases},$$

$$\text{где } D_{By-1/2,j}^n = -b_{By-1/2,j}^n \left(\frac{p_y^n - p_{i-1,j}^n}{h_x} \right), b_{By-1/2,j}^n = \frac{1}{2} \left[\left(\rho_B \frac{Hk}{\mu_B} \right)_y^n + \left(\rho_B \frac{Hk}{\mu_B} \right)_{i-1,j}^n \right].$$

Аналогично записываются для остальных случаев. Исключив из уравнений (10)-(12), насыщенности $s_{By}^{n+1}, s_{Hy}^{n+1}, s_{Ty}^{n+1}$ с использованием соотношения: $s_{By}^{n+1} + s_{Hy}^{n+1} + s_{Ty}^{n+1} = 1$, получим следующее разностное уравнение относительно давления:

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{\rho_{By}^n} s_{By}^n \rho_{By}^{n-1} + \frac{1}{\rho_{Hg}^n} s_{Hg}^n \rho_{Hg}^{n-1} + \frac{1}{\rho_{Ty}^n} (s_{Ty}^n \rho_{Ty}^{n-1} + s_{By}^n \rho_{By}^{n-1} R_{By}^{n-1} + s_{Hg}^n \rho_{Hg}^{n-1} R_{Hg}^{n-1}) - \\
& - \frac{1}{\rho_{Ty}^n} (s_{By}^{n+1} \rho_{By}^n R_{By}^n + s_{Hg}^{n+1} \rho_{Hg}^n R_{Hg}^n) + \frac{\Delta t^n}{h_x H_g m_y} \left[\left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n - \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \\
& + \frac{\Delta t^n}{h_y H_g m_y} \left[\left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y+1/2}^n - \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y-1/2}^n \right] + \frac{\Delta t^n}{h_x h_y H_g m_y} \left(\sum_{k=1}^{N_1} Q_{B,n,k}^n \delta_y - \sum_{k=1}^{N_1} Q_{B,o,k}^n \delta_y \right) + \\
& + \frac{\Delta t^n}{h_x H_g m_y} \left[\left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n - \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \frac{\Delta t^n}{h_y H_g m_y} \left[\left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y+1/2}^n - \left(\overline{\rho_H \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y-1/2}^n \right] + \\
& + \frac{\Delta t^n}{h_x h_y H_g m_y} \sum_{k=1}^{N_1} Q_{H,k}^n \delta_y + \frac{\Delta t^n}{h_x H_g m_y} \left[\left(\overline{\rho_r \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i+1/2,j}^n - \left(\overline{\rho_r \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{i-1/2,j}^n \right] + \\
& + \frac{\Delta t^n}{h_y H_g m_y} \left[\left(\overline{\rho_r \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y+1/2}^n - \left(\overline{\rho_r \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{y-1/2}^n \right] + \\
& + \frac{\Delta t^n}{h_x H_g m_y} \left[R_{By+1/2,j}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{j+1/2}^n - R_{By-1/2,j}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial x}} \right)_{j-1/2}^n \right] + \\
& + \frac{\Delta t^n}{h_y H_g m_y} \left[R_{By+1/2,j}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{j+1/2}^n - R_{By-1/2,j}^n \left(\overline{\rho_B \frac{\partial p}{\partial y}} \right)_{j-1/2}^n \right] + \\
& + \frac{\Delta t^n}{h_x h_y H_g m_y} \left(\sum_{k=1}^{N_1} Q_{r,n,k}^n \delta_y - \sum_{k=1}^{N_1} Q_{r,o,k}^n \delta_y \right) = 1. \tag{13}
\end{aligned}$$

Уравнение (13) является нелинейным относительно давления. Для нахождения давления уравнение решается итерационным методом переменным направлений [5,6]. Число итераций задается, таким образом, чтобы дисбаланс по фазам был незначительным.

Затем по известному ρ_g^n и $s_{By}^{n+1}, s_{Hg}^{n+1}, s_{Ty}^{n+1}, s_{Ky}^{n+1}$ из соотношений (10)-(12) находится температура пласта T_g^n путем решения уравнения (7) вышеприведенным итерационным методом.

Результаты расчетов. Для численных расчетов рассматриваются различные варианты разработки месторождений с различными формами залегания углеводородных скоплений на месторождениях Западного Казахстана [7-10].

Основная сложность разработки указанных залежей вызвана, прежде всего, совместным залеганием нефти и свободного газа и их взаимодействием в процессе разработки. Если полагать, что разработка данных месторождений осуществляется в естественном режиме (без закачки воды и др.) то, как свидетельствуют практика и опыт разработки этих месторождений, в вытеснении нефти не маловажную роль играет расширение газовой шапки. Такой механизм вытеснения не может обеспечить высокую конечную нефтеотдачу. В данной работе исследованы системы разработок, при которых вытеснение нефти обеспечивается совместным закачиванием воды и вырабатываемого газа из пласта.

Чтобы начать разработку газовой шапки, надо осуществить разработку нефтегазовых месторождений при совместном нагнетании газа на газонефтяном и воды на водонефтяном контактах. Скважины должны располагаться в нефтяной зоне на равном расстоянии друг от друга, расстояния между скважинами должны быть одинаковыми.

Предлагается система двухстороннего вытеснения нефти, механизма которого следующий. В нагнетательные скважины, расположенные на внутреннем газонефтяном контакте, нагнетание газа должно вести такими темпами, чтобы газовый фронт должен образовывать почти усеченный контур. Эти усеченные контуры должны образовать на линии нагнетания газовый барьер по пласту. До образования барьера, на линии нагнетания возникает зона повышенного давления – барьер давления. При этом также появится возможность изоляции нефтяных и нефтегазовых зон. Представляется, что именно в этот период следует начинать добывчу нефти, а через некоторое время – нагнетание воды на водонефтяном контакте.

Таким образом, вначале закачивают газ на газонефтяном контакте. Потом необходимо начинать нагнетание воды на водонефтяном контакте. Газ на первом этапе нагнетается с большим темпом, чем во втором, чтобы там скорее получить барьер. До образования барьера на линии нагнетания газа на газонефтяной контакт образовывается зона повышенного давления, которая предупреждает, переток газа из газовой шапки к нефтяным скважинам.

Расчеты показывают, что нагнетаемый газ вытесняет к эксплуатационным скважинам нефть и часть отсеченного газа. Результаты двухстороннего вытеснения нефти газом, нагнетаемой на газонефтяной контакт, благоприятны. Так, по времени для средней стадии разработки месторождения достигает коэффициент нефтеотдачи, равный 32% начальных балансовых запасов нефти, добывается 5% от балансовых запасов газа. Темп годового отбора нефти достиг 5-6% балансовых запасов нефти. Предпринятым нагнетанием газа на газонефтяной контакт удается на время предотвратить переток газа из газовой шапки.

Разработка нефтегазовых залежей имеет свои особенности, обусловленные наличием в одном коллекторе двух связанных друг с другом частей – нефтяной и газовой. Для того чтобы достичь максимального извлечения нефти и газа из пласта, нужно разрабатывать залежи, чтобы исключались потери нефти и газа. Закачка воды на газонефтяной контакт приводит к образованию водяного барьера, изолирующего газовую шапку от нефтяной части залежи, образуется зона повышенной нефтенасыщенности – нефтяной вал, который приводит к росту добычи нефти.

Применение той или иной системы извлечения нефти и газа из нефтяной залежи должно решаться при конкретном проектировании ее разработки.

На рис. 1 представлен один из вариантов разработки месторождения, где в центре месторождения расположена нагнетательная скважина, по краям на равные расстояния размещены 4 добывающие скважины. На рис. 2–4 представлены распределения давления, насыщенности нефти, газа для начальной стадии разработки месторождения, соответствующего рис. 1.

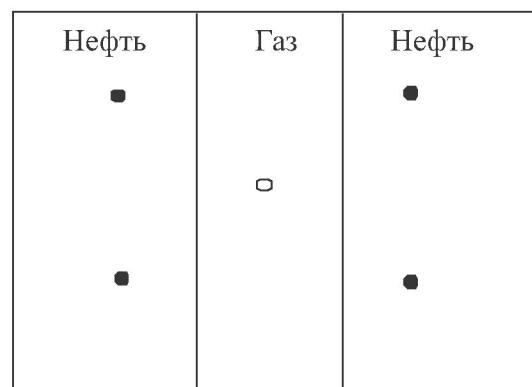


Рис. 1. Вариант разработки месторождения:

○ – эксплуатационная скважина;
● – нагнетательная скважина

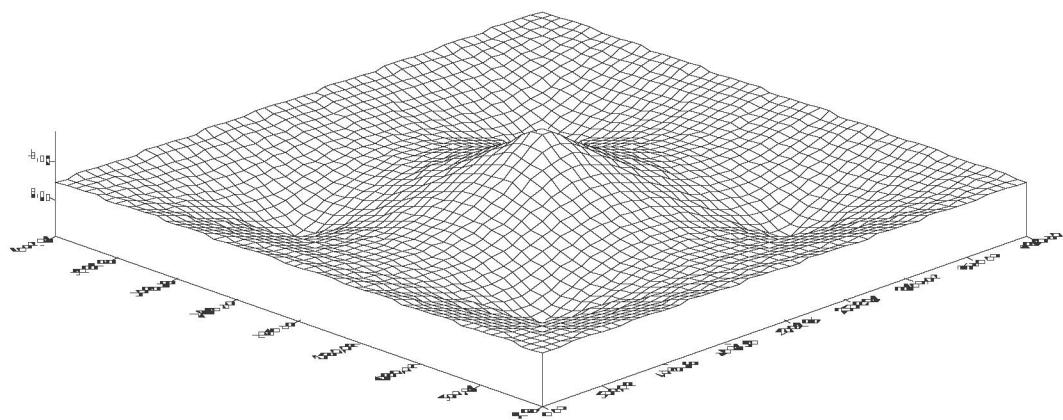


Рис. 2. Распределение давления пласта

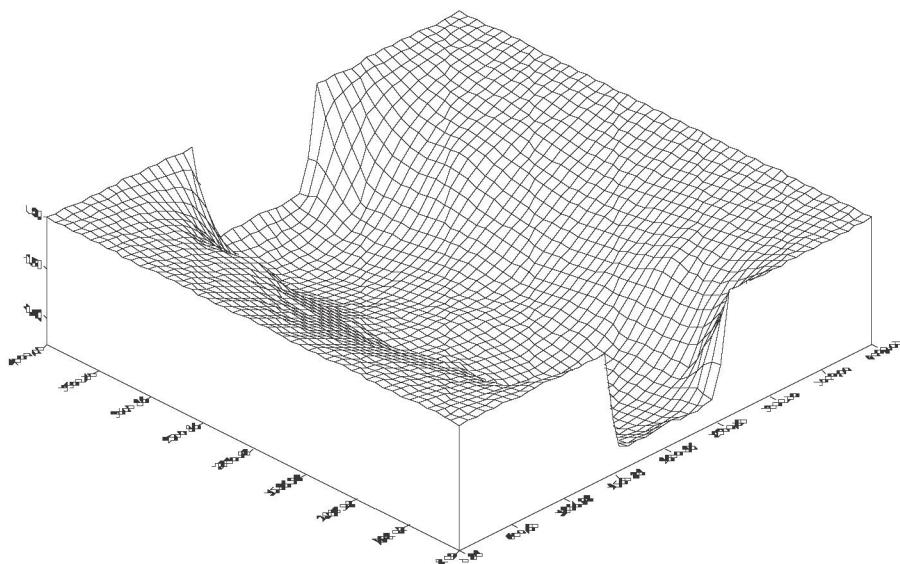


Рис. 3. Распределение насыщенности нефти пласта

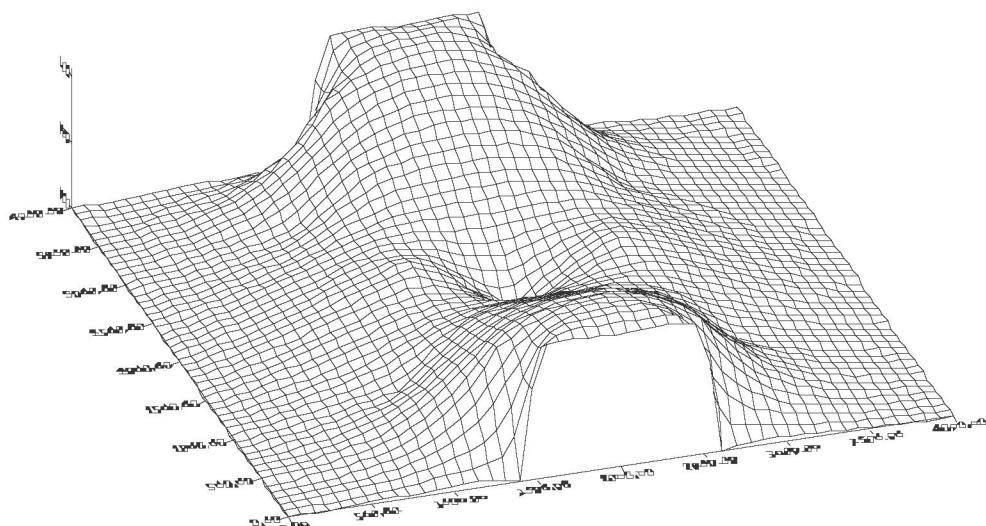


Рис. 4. Распределение насыщенности газа пласта

На рис. 2 видно, что в центрах на нагнетательных скважинах давление имеет большие значения, (холмы) чем в остальных частях территории месторождения, а на участках с центрами на добывающих скважинах давление принимает наименьшее значение (впадины).

На рис. 3 видно, что насыщенность нефти, находящейся возле начального положения водонефтяных контактов, имеет меньшее значение после начала эксплуатации месторождения.

На рис. 4 насыщенность газа меняется от нагнетательных скважин, расположенных в газовой зоне к газовым скоплениям в убывающем виде.

По результатам численных расчетов предлагается методика по освоению данных нефтегазовых месторождений. Выявляются оптимальные пути, как по улучшению добычи нефти, так и по текущему темпу разработки месторождений. Приводятся практические рекомендации по рациональной разработке данных месторождений специалистам в области нефтедобычи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кричлоу Г. Современная разработка нефтяных месторождений. Проблемы моделирования. М.: Недра, 1979. 303 с.
2. Азиз Х., Септари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М.: Недра, 1982. 407 с.
3. Хейфец Л.И., Неймарк А.В. Многофазные процессы в пористых средах. М.: Химия, 1982. 319 с.
4. Нигматуллин Р.И. Динамика многофазных сред. Т. 2. М.: Наука, 1987. 359 с.
5. САМАРСКИЙ А.А. ТЕОРИЯ РАЗНОСТНЫХ СХЕМ. М.: НАУКА, 1989. 616 С.
6. Андерсон Д., Таннексил Дж. Вычислительная гидромеханика и теплообмен. М.: Мир, 1990. 384 с.
7. Теслюк Е.В. Вопросы неизотермической фильтрации в теории и практике разработки нефтяных месторождений пласта Мангышлак // Разработка нефтяных месторождений и гидродинамика пласта. М.: Недра, 1970. С. 120-134.
8. Проблемы разработки и добычи нефти на месторождении Узень // Тр. КазНИПИ нефтегазовой промышленности. Грозный, 1980. Вып. 7. 80 с.
9. Освоение нефтяного Мангышлака // Тр. КазНИПИ нефтегазовой промышленности. Грозный, 1981. Вып. 8. 78 с.
10. Воцальский Э.С., Куандыков Б.М., Булекбаев З.Б. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана // Справочник. Под. ред. А. А. Абдуллина. М., 1993. 247 с.

Резюме

Мұнай кен орындарын математикалық модельдеумен игеруде мұнай қабаттарына газ айдау әдістеме есебі қарастырылады. Есептеу алгоритмі ұсынылады және есептеуге талдау жүргізіледі. Сандық есептеулер нәтижесі бойынша мұнайгаз кенорындарын игеру әдісі, мұнай өндіруді және кенорындарды өңгерудің күнделікті темпін жақсартудың тиімді жолдары ұсынылған.

Summary

In this work the problem of mathematical modeling of oil field exploration by gas pump method is considered. Numerical algorithm is given and computation analysis is made. By results of numerical calculations optimum ways, both on oil recovery improvement, and on current rate of working out of deposits are offered a technique on development of oil and gas deposits.

КазНУ им. аль-Фараби

Поступила 26.04.2010г.