

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© З.Я.Аббасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев, А.А.Дамиров, 2013

**ЧИСЛЕННЫЙ АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ ПРОЦЕССА ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ГАЗОКОНДЕНСАТНУЮ ЗАЛЕЖЬ КОМБИНИРОВАННОЙ
ЗАКАЧКОЙ ГАЗА И ВОДЫ**З.Я.Аббасов¹, Г.И.Джалалов¹, Х.А.Фейзуллаев¹, А.А.Дамиров²*1 – Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А**2 – Университет «Одлар Юрду»*

Статья посвящена численному исследованию процесса воздействия на газоконденсатную залежь путем комбинированной закачки газа и воды на основе многокомпонентной трехфазной фильтрации флюидов. Разработаны соответствующие расчетная схема и алгоритм, выполнены прогнозные расчеты для конкретной залежи.

Среди различных возможных методов повышения конденсатоотдачи газоконденсатных залежей наибольшее распространение в мировой практике приобрел метод поддержания пластового давления путем закачки в пласт сухого газа, т.е. сайклинг-процесса. Исследованию особенностей этого процесса посвящено большое число работ (Варивода, 1989; Гуревич и др., 1976; Николаевский и др., 1968; Закиров, 1998; Кондрат, 1992; Розенберг и др., 1960). Из-за недостатков этого процесса, одним из которых является длительная консервация запасов газа, этот метод не получил широкого распространения.

В данной работе предлагается использование комбинированного метода закачки газа и воды для гранулярных коллекторов. При этом предусматривается закачка в пласт «сухого» углеводородного газа с дальнейшим его проталкиванием водой в сторону добывающих скважин.

В указанном процессе предполагается создание в газоконденсатных залежах оторочки «сухого» газа, продвигаемой по пласту водой. Предлагается производить нагнетание «сухого» газа в нагнетательные скважины под давлением, позволяющим поддерживать среднее давление по залежи, которое несколько выше давления начала конденсации газо-

конденсатной системы. Затем по истечении некоторого времени в те же нагнетательные скважины нужно производить закачку воды, которая будет продвигать по пласту оторочку «сухого» газа. Заключительным этапом осуществления данного воздействия является разработка залежи на истощение уже после отбора основного объема газоконденсатной смеси. На этом этапе нагнетательные скважины отключаются, и за счет продолжающегося отбора газа из эксплуатационных скважин в залежи понижается давление. В результате из пластов отбирается не только исходная газоконденсатная смесь, но и закачанный сухой газ, защемленный в обводнявшихся зонах.

С целью повышения эффективности применения комбинированного метода закачки газа и воды при разработке газоконденсатной залежи, рассмотрим изотермическую фильтрацию неоднородной системы, в которой помимо углеводородных компонентов содержится также вода. Принимаем, что каждый компонент в зависимости от условий может находиться в каком-то количестве как в жидком, так и в газообразном состоянии. Заметим, что углеводороды так же, как и вода, могут образовывать жидкую и газообразную фазы. Выписываем уравнения неразрывности для каждого углеводородного компонента с

учетом движения каждой из углеводородных фаз и воды, подчиняющихся обобщенному закону Дарси, а также, пренебрегая капиллярным давлением фаз и диффузией внутри фазы, получаем следующую систему дифференциальных уравнений (Розенберг, Кундин, 1976):

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left[\left(\frac{k_{ж} \rho_{ж}}{\mu_{ж}} x_i + \frac{k_z \rho_z}{\mu_z} y_i \right) \operatorname{grad} P \right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} [m(\rho_{ж} x_i s_{ж} + \rho_z y_i s_z)] + \\ + \sum_{v=1}^s (Q_{ж_i}(t) + Q_{z_i}(t)) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \delta(z - z_v), \quad (1) \\ i = \overline{1, n} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left[\left(\frac{k_g \rho_g}{\mu_g} x_i + \frac{k_z \rho_z}{\mu_z} y_i \right) \operatorname{grad} P \right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} [m(\rho_g s_g + \rho_z y_i s_z)] + \\ + \sum_{v=1}^s (Q_{g_i}(t) + Q_{z_i}(t)) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \delta(z - z_v), \quad (2) \\ \sum_{i=1}^n x_i = 1, \sum_{i=1}^n y_i + y_g = 1, s_{ж} + s_z + s_g = 1, \quad (3) \end{aligned}$$

где индексы *ж* и *г* относятся соответственно к жидкой и газообразной фазам углеводородов; y_g – доля водяного пара в единице массы газа; y_i – доля *i*-го углеводородного компонента в единице массы газа; x_i – доля *i*-го углеводородного компонента в массе жидкости; $s_{ж}$ и s_z – насыщенности порового пространства соответственно жидкой фазы и газообразной смеси; s_g – насыщенность порового пространства водой; m – пористость; $Q_{ж_i}$ и Q_{z_i} – плотность источника, моделирующего работу скважины в жидкой и газообразной фазах *i*-го компонента соответственно; δ – дельта функция Дирака; n – число компонентов; ρ_z , $\rho_{ж}$ и ρ_g – плотность газа, жидкости и воды соответственно; x_v , y_v , z_v – координаты v -

го источника; s – число скважин; k_z , $k_{ж}$, k_g – коэффициент относительной проницаемости газа, жидкости и воды соответственно; μ_z , $\mu_{ж}$ и μ_g – динамические вязкости газа, жидкости и воды соответственно.

Начальные и граничные условия для системы (1)-(3) следующие:

$$\begin{aligned} P(x, y, z, t)|_{t=0} &= P_0(x, y, z), \\ s_z(x, y, z, t)|_{t=0} &= s_{z_0}(x, y, z), \\ s_g(x, y, z, t)|_{t=0} &= s_g(x, y, z); \quad (4) \end{aligned}$$

$$\eta_i(x, y, z, t)|_{t=0} = \eta_{i_0}(x, y, z), \quad (5)$$

$$\left. \frac{\partial P(x, y, z, t)}{\partial n} \right|_{\Omega} = 0, \quad (6)$$

где η_i – суммарное молярное содержание *i*-го компонента в смеси; n – внешняя нормаль к границе пласта; Ω – граница области фильтрации.

Решение системы (1)-(3) при соответствующих начальных и граничных условиях (4)-(6) дает возможность исследовать различные задачи изотермической фильтрации многокомпонентной фильтрации флюидов в пористой среде.

При выполнении условия существования локального термодинамического равновесия система уравнений (1)-(3) замыкается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} \rho_{ж} &= \rho_{ж}(P, T, z_1, z_2, \dots, z_N, z_g), \\ \rho_z &= \rho_z(P, T, z_1, z_2, \dots, z_N, z_g), \\ \rho_g &= \rho_g(P, T, z_1, z_2, \dots, z_N, z_g), \\ \mu_{ж} &= \mu_{ж}(P, T, z_1, z_2, \dots, z_N, z_g), \\ \mu_z &= \mu_z(P, T, z_1, z_2, \dots, z_N, z_g), \\ \mu_g &= \mu_g(P, T, z_1, z_2, \dots, z_N, z_g). \quad (7) \end{aligned}$$

Свойства газовой и жидкой фаз и водного раствора при решении системы уравнений (7)-(8) определяются методиками расчета (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002).

Описанная математическая модель

включает в себя сложную нелинейную систему, и для решения использован численный метод. При этом для консервативности схемы по всем компонентам $i = \overline{1, N}$ и автоматического выполнения схемой условия $\sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i + y_g = 1$ на любом временном шаге взята схема по давлению неявная, по составам и каждой фазе – явная.

Суммируя уравнения системы (1)-(3) по всем компонентам, получаем уравнение сохранения массы всей смеси:

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left[\left(\frac{k_{жс} \rho_{жс}}{\mu_{жс}} + \frac{k_2 \rho_2}{\mu_2} + \frac{k_6 \rho_6}{\mu_6} \right) \operatorname{grad} P \right] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} [m(\rho_{жс} s_{жс} + \rho_2 s_2 + \rho_6 s_6)] + \\ + \sum_{v=1}^S \bar{Q}(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \delta(z - z_v). \end{aligned} \quad (8)$$

Тогда система (1)-(3) эквивалентна следующей:

$$\begin{aligned} \operatorname{div} [\phi(P, s_2, s_6) \operatorname{grad} P] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} [\psi(P, s_2, s_6)] + \\ + \sum_{v=1}^S \bar{Q}(t) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \delta(z - z_v), \end{aligned} \quad (9)$$

$$\operatorname{div} [\alpha_i \operatorname{grad} P] = \frac{\partial}{\partial t} [\varphi_i z_i] + \sum_{v=1}^S (Q_{жсiv}(t) + Q_{ziv}(t)) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \delta(z - z_v), \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \operatorname{div} [A(P, s_2, s_6) \operatorname{grad} P] = \\ = \frac{\partial}{\partial t} [L(P, s_2, s_6)] + \\ + \sum_{v=1}^S (Q_{авv}(t) + Q_{свv}(t)) \delta(x - x_v) \delta(y - y_v) \delta(z - z_v), \end{aligned} \quad (11)$$

$$s_{жс} + s_2 + s_6 = 1, \quad (12)$$

где

$$\begin{aligned} \phi(P, s_2, s_6) &= \frac{k_{жс} \rho_{жс}}{\mu_{жс}} + \frac{k_2 \rho_2}{\mu_2} + \frac{k_6 \rho_6}{\mu_6}, \\ \psi(P, s_2, s_6) &= m(\rho_{жс} s_{жс} + \rho_2 s_2 + \rho_6 s_6), \\ \bar{Q}(t) &= \sum_{i=1}^n (Q_{жсi}(t) + Q_{zi}(t) + Q_6(t) + Q_{сz}(t)), \\ \alpha_i &= \frac{1}{1 + F_2(k_i - 1)} \left(\frac{k_{жс} \rho_{жс}}{\mu_{жс}} + \frac{k_2 \rho_2}{\mu_2} k_i \right), \\ \varphi_i &= \frac{m}{1 + F_2(k_i - 1)} (\rho_{жс} s_{жс} + \rho_2 s_2 K_i), \\ A(P, s_2, s_6) &= \frac{k_6 \rho_6}{\mu_6} + \frac{k_2 \rho_2}{\mu_2} g_6, \\ L(P, s_2, s_6) &= m(\rho_6 s_6 + \rho_2 s_2 g_6). \end{aligned}$$

Введя обозначения

$$\begin{aligned} \frac{\partial \psi}{\partial p} &= \psi'_p, \quad \frac{\partial \psi}{\partial s_2} = \psi'_{s_2}, \quad \frac{\partial \psi}{\partial s_6} = \psi'_{s_6}, \\ \frac{\partial L}{\partial p} &= L'_p, \quad \frac{\partial L}{\partial s_2} = L'_{s_2}, \quad \frac{\partial L}{\partial s_6} = L'_{s_6}, \\ \frac{\partial \varphi_i}{\partial p} &= \varphi'_{ip}, \quad \frac{\partial \varphi_i}{\partial s_{жс}} = \varphi'_{is_{жс}}, \quad \frac{\partial \varphi_i}{\partial s_2} = \psi'_{is_2} \end{aligned}$$

и применяя к данной системе уравнений (9)-(12) интегро-интерполяционный метод, численное решение задачи (9)-(12), (4)-(6) в узлах неравномерной сетки (x_e, y_j, z_k, t_n) будем искать в виде решения следующей разностной задачи:

$$\begin{aligned} \frac{1}{\Delta x_e} \left[\phi_{e+1/2, j, k}^{n+1} \frac{P_{e+1, j, k}^{n+1} - P_{e, j, k}^{n+1}}{\Delta x_{e+1/2}} - \right. \\ \left. - \phi_{e-1/2, j, k}^{n+1} \frac{P_{e, j, k}^{n+1} - P_{e-1, j, k}^{n+1}}{\Delta x_{e-1/2}} \right] + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & + \frac{1}{\Delta y_j} \left[\phi_{e,j+1/2,k}^{n+1} \frac{P_{e,j+1,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta y_{j+1/2}} - \phi_{e,j-1/2,k}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j-1,k}^{n+1}}{\Delta y_{j-1/2}} \right] + \\
 & + \frac{1}{\Delta \bar{z}_k} \left[\phi_{e,j,k+1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j,k+1}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta \bar{z}_{k+1/2}} - \phi_{e,j,k-1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k-1}^{n+1}}{\Delta \bar{z}_{k-1/2}} \right] = \\
 & = \psi_{pe,j,k}'^n \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \psi_{s_e,j,k}'^n \frac{s_{ze,j,k}^{n+1} - s_{ze,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \psi_{s_{e,j,k}}'^n \frac{s_{ee,j,k}^{n+1} - s_{ee,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \psi_{s_{je,j,k}}'^n \frac{s_{je,j,k}^{n+1} - s_{je,j,k}^n}{\Delta \tau} + \sum \bar{Q}_{e,j,k}^n, \quad (13) \\
 & \frac{1}{\Delta x_e} \left[\alpha_{ie+1/2,j,k}^{n+1} z_{ie+1,j,k}^{n+1} \frac{P_{e+1,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta x_{e+1/2}} - \alpha_{ie-1/2,j,k}^{n+1} z_{ie,j,k}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e-1,j,k}^{n+1}}{\Delta x_{e-1/2}} \right] + \\
 & + \frac{1}{\Delta y_j} \left[\alpha_{ie,j+1/2,k}^{n+1} z_{ie,j+1,k}^{n+1} \frac{P_{e,j+1,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta y_{j+1/2}} - \alpha_{ie,j-1/2,k}^{n+1} z_{ie,j,k}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j-1,k}^{n+1}}{\Delta y_{j-1/2}} \right] + \\
 & + \frac{1}{\Delta \bar{z}_k} \left[\alpha_{ie,j,k+1/2}^{n+1} z_{ie,j,k+1}^{n+1} \frac{P_{e,j,k+1}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta \bar{z}_{k+1/2}} - \alpha_{ie,j,k-1/2}^{n+1} z_{ie,j,k}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k-1}^{n+1}}{\Delta \bar{z}_{k-1/2}} \right] =
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & = \phi_{ie,j,k}^n \frac{z_{ie,j,k}^{n+1} - z_{ie,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \phi_{ip}' \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \phi_{is_{je}}' \frac{s_{je,j,k}^{n+1} - s_{je,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \phi_{is_z}' \frac{s_{ze,j,k}^{n+1} - s_{ze,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \sum_{v=1}^S (Q_{jeiv}^n + Q_{ziv}^n)_{e,j,k}, \quad (14) \\
 & \frac{1}{\Delta x_e} \left[A_{e+1/2,j,k}^{n+1} \frac{P_{e+1,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta x_{e+1/2}} - A_{e-1/2,j,k}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e-1,j,k}^{n+1}}{\Delta x_{e-1/2}} \right] + \\
 & + \frac{1}{\Delta y_j} \left[A_{e,j+1/2,k}^{n+1} \frac{P_{e,j+1,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta y_{j+1/2}} - A_{e,j-1/2,k}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j-1,k}^{n+1}}{\Delta y_{j-1/2}} \right] + \\
 & + \frac{1}{\Delta \bar{z}_k} \left[A_{e,j,k+1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j,k+1}^{n+1} - P_{e,j,k}^{n+1}}{\Delta \bar{z}_{k+1/2}} - A_{e,j,k-1/2}^{n+1} \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k-1}^{n+1}}{\Delta \bar{z}_{k-1/2}} \right] = \\
 & = L'_p \frac{P_{e,j,k}^{n+1} - P_{e,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + L'_{s_z} \frac{s_{ze,j,k}^{n+1} - s_{ze,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + L'_{s_e} \frac{s_{ee,j,k}^{n+1} - s_{ee,j,k}^n}{\Delta \tau} + \\
 & + \sum_{v=1}^S (Q_{ev}^n + Q_{zv}^n)_{e,j,k} \quad (15)
 \end{aligned}$$

$$s_{ae,j,k}^n + s_{ae,j,k}^n + s_{ae,j,k}^n = 1 \quad (16)$$

$$P_{e,j,k}^0 = P_{0e,j,k}^0, S_{\tilde{a}e,j,k}^0 = S_{\tilde{a}0e,j,k}^0, \\ S_{\tilde{a}e,j,k}^0 = S_{\tilde{a}0e,j,k}^0, Z_{ie,j,k}^0 = Z_{i0e,j,k}^0 \quad (17)$$

$$e = \overline{1, N_x}, j = \overline{1, N_y}, k = \overline{1, N_z} \\ P_{0,j,k}^n = P_{1,j,k}^n, P_{N_x-1,j,k}^n = P_{N_x,j,k}^n, \\ P_{e,0,k}^n = P_{e,1,k}^n, P_{e,N_y-1,k}^n = P_{e,N_y,k}^n, \\ P_{e,j,0}^n = P_{e,j,1}^n, P_{e,j,N_z-1}^n = P_{e,j,N_z}^n, \quad (18) \\ n = 1, 2, \dots, j = \overline{1, N_y}, k = \overline{1, N_z}$$

где

$$S_{\tilde{a}e,j,k}^n = \frac{(1-F_z-F_e)\rho_{e,j,k}^n M_{ж}}{(1-F_z-F_e)\rho_{e,j,k}^n M_{ж} + (F_z+F_e)\rho_{\tilde{a}e,j,k}^n M_z},$$

$$\Delta\tau = \frac{e_n}{n}, n = 1, 2, \dots,$$

$$x_{e+1/2} = x_e + \frac{1}{2} \Delta x_{e+1/2},$$

$$\Delta x_{e+1/2} = x_{e+1} - x_e, e = \overline{1, N_x};$$

$$y_{j+1/2} = y_j + \frac{1}{2} \Delta y_{j+1/2},$$

$$\Delta y_{j+1/2} = y_{j+1} - y_j, j = \overline{1, N_y};$$

$$\bar{z}_{k+1/2} = \bar{z}_k + \frac{1}{2} \Delta \bar{z}_{k+1/2},$$

$$\Delta \bar{z}_{k+1/2} = \bar{z}_{k+1} - \bar{z}_k, k = \overline{1, N_z};$$

$$\Delta x_e = \frac{1}{2} (x_{e+1/2} + x_{e-1/2}), e = \overline{0, N_x},$$

$$x_1 = 0, x_{N_x} = L_x, N_{x_1} = N_x + 1,$$

$$\Delta y_j = \frac{1}{2} (y_{j+1/2} + y_{j-1/2}), j = \overline{0, N_y},$$

$$y_1 = 0, y_{N_y} = L_y, N_{y_1} = N_y + 1,$$

$$\Delta \bar{z}_k = \frac{1}{2} (\bar{z}_{k+1/2} + \bar{z}_{k-1/2}), k = \overline{0, N_z},$$

$$\bar{z}_1 = 0, \bar{z}_{N_z} = L_z, N_{z_1} = N_z + 1.$$

Алгоритм решения системы (13)-(18) состоит в следующем: поле давлений находится из уравнения (13) поточечным методом Якоби (Азиз, Сеттари, 1982), далее явным образом находится доля компонентов и насыщенности каждой фазы из уравнений (14) и (15)-(16) соответственно. Перед началом вычислений на каждом шаге производится расчет трехфазного равновесия, результатом которого является получение значений α_i и φ_i .

На основе изложенного алгоритма были проведены численные эксперименты применительно для конкретной газоконденсатной залежи. Площадь залежи приблизительно равна 6,25 км². Начальное пластовое давление равно 52 МПа, а начальная пластовая температура – 393К. Толщина пласта в среднем равна 14 м. Коэффициент пористости равен 0,2. Проницаемость пласта изменяется в пределах 0,001-0,04·10⁻¹² м². В залежи размещаются четыре эксплуатационные и три нагнетательные скважины. Газоводонасыщенная часть залежи аппроксимировалась трехмерной сеточкой областью с числом узлов по координатам x, y и z соответственно 13, 14 и 1. Размеры одного блока составляют 250×250×14м.

Необходимые для прогнозирования показателей разработки газоконденсатной залежи физические свойства насыщающих пласт флюидов изучены при исследованиях газоконденсатных скважин, и при невозможности исследования зависимостей свойств флюидов от давления были проведены соответствующие расчеты.

Зависимости плотности газа и конденсата от давления рассчитывались с помощью уравнения состояния реального газа (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Закиров и др., 1988). Пластовый объемный фактор воды определяется по графикам Додсона и Стендинга (Амикс и др., 1962), и его зависимость от давления практически прямолинейна, т.е. плотность воды (ρ_d) прямо пропорциональна давлению, и для условий месторождения определялась по формуле:

$$\rho_e = 2,24 + 0,0095P$$

Значения вязкости газа и конденсата и их зависимость от пластового давления опре-

делялись по методике Дина и Стила (Закиров и др., 1988). Коэффициент динамической вязкости для воды при пластовой температуре практически не зависит от давления и принят равным 0,236мПа.с.

На рис.1 и 2 приведены зависимости плотности и вязкости газа, конденсата и воды от давления применительно к условиям залежи.

При проведении расчетов на основе вышеизложенной модели необходимо располагать значениями долей компонентов в фазах, участвующих в фильтрации при различных давлениях. Применительно к горизонту рассматривается движение трех фаз: газообразной, жидкой углеводородной и водяной. В качестве условных компонентов принимается газовый, конденсатный (C₅₊) и водяной.

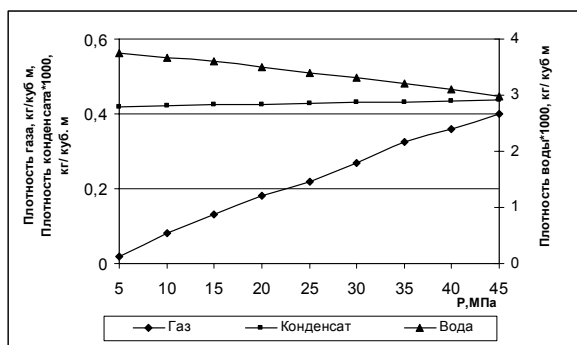


Рис. 1. Зависимости плотности газа, конденсата и воды от давления

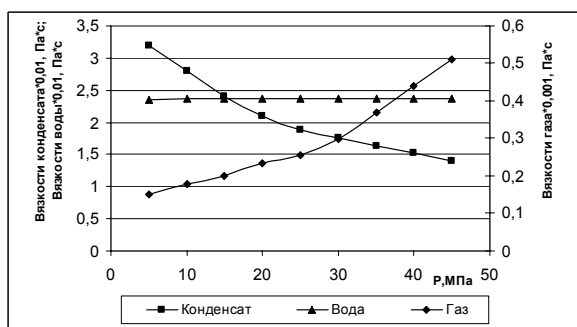


Рис. 2. Зависимости динамической вязкости газа, конденсата и воды от давления

Доля жидкого углеводородного компонента, растворенного в газовой фазе, и доля газового компонента в жидкой фазе получены на основе решения уравнения состояния с поправочными коэффициентами парного взаи-

модействия (Аббасов, 1993; Брусиловский, 2002; Закиров и др., 1988). Доля паровой воды в газе и доля газа, растворенного в воде, рассчитываются по методике, изложенной в работах (Гуревич, Брусиловский, 1984; Закиров и др., 1988), соответствующие результаты приведены в таблице.

Физические свойств флюидов

Давление, P, МПа	Доля паровой воды в газе	Доля газа растворенного в воде
5,0	0,0823	0,0652
7,5	0,078	0,0845
10	0,081	0,1022
12,5	0,0899	0,1189
15,0	0,0982	0,1350
17,5	0,1108	0,1507
20,0	0,1257	0,1662
22,5	0,1419	0,1817
25,0	0,1599	0,1975
27,5	0,1796	0,2135
30,0	0,2006	0,2303
32,5	0,2209	0,246
35,0	0,2474	0,2664
37,5	0,2735	0,2866
40,0	0,3021	0,309
42,5	0,3341	0,3348
45,0	0,3716	0,3658

Пластовая система моделировалась смесью из 15 компонентов, причем группа C₅₊ представлена 9 фракциями в соответствии с данными фракционной разгонки. Начальный состав смеси (% молярн.) следующий: азот – 2,69, углекислый газ – 3,31, метан – 60,95, этан – 10,89, пропан – 6,66, бутан – 2,84, группа углеводородов C₅₊ – 12,66 (Закиров и др., 1989). Содержание группы углеводородов C₅₊ в исходной смеси равно 895г/м³, что соответствует 1026 см³/м³ – потенциальному содержанию дебутанизованного конденсата в пластовом газе. Молекулярная масса группы C₅₊ равна 170,1.

При моделировании трехфазной фильтрации использованы зависимости фазовых проницаемостей для газа, конденсата и

воды от насыщенности флюидами поровых пространств. При реализации расчетной модели воспользовались уравнениями, полученными В. Роузом (Азиз, Сеттари, 1982; Амикс и др., 1962). Для продуктивного пласта критические значения насыщенностей для газа, конденсата и воды, после которых они начинают двигаться, приняты равными 0,1; 0,18 и 0,2 соответственно.

С целью всестороннего изучения данного процесса были рассчитаны следующие варианты разработки рассматриваемой залежи:

Вариант I. Данный вариант является базовым, характеризуется тем, что газоконденсатная залежь разрабатывается в режиме истощения пластовой энергии до достижения давления забрасывания. В соответствии с заданным порядком ввода скважин в эксплуатацию и условием годового отбора газа в объеме 5% от текущих запасов при наличии четырех добывающих скважин установлен начальный среднесуточный дебит скважин около $640 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут.}$ газа.

Вариант II. В этом варианте применяются полный и частичный сайклинг-процессы.

Вариант III. Моделируется комбинированная закачка “сухого” газа и воды. Предполагалось создание в газоконденсатных залежах оторочки “сухого” газа, продвигаемой по пласту закачанной водой. Для осуществления этого процесса предусмотрены следующие этапы:

Этап I. Реализуется традиционный сайклинг-процесс. Это означает, что через нагнетательные скважины закачивается “сухой” газ, а с помощью эксплуатационных скважин осуществляется добыча газоконденсатной системы. Целью этого этапа является создание оторочки сухого газа в пласте. Для создания оторочки сухого газа использовались разные объемы 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6 прокачки сухого газа, отнесенного к первоначальному запасу газа в пласте.

Этап II. После создания оторочки “сухого” газа выше требуемого объема закачка газа прекращается, и осуществляется процесс заводнения пласта. Цель состоит в поддержании пластового давления на уровне давления максимальной конденсации и вытеснении газоконденсатной системы к

скважинам за счет проталкивания водой оторочки сухого газа.

Этап III. Разработка залежи в режиме истощения пластовой энергии. Целью этого варианта является доизвлечение оставшихся в пласте газа и конденсата, в том числе и заземленных в обводненной зоне пласта.

Указанные выше три варианта имитируют различные технологии доразработки газоконденсатного пласта. Рассматриваемые технологии доразработки, согласно выполненным газогидродинамическим расчетам, характеризуются следующими показателями.

По первому варианту разработка модели пласта на истощение продлится 30 лет. За этот период из модели пласта будет добыто 74% от начальных запасов газа и 19,2% от начальных запасов конденсата. За указанный период разработки пластовое давление снизится от 52 МПа до 3,9 МПа (рис.3). За время прогнозных расчетов при разработке залежи в режиме истощения среднесуточные дебиты скважин снижаются с 640 тыс.м³/сут. до 7,4 тыс.м³/сут. по газу и с 50 т/сут. до 1,1 т/сут. по конденсату по скважине №8.

Во втором варианте исследуется полный и частичный сайклинг-процесс. В первом случае в пласт закачивают весь добываемый на месторождении газ после извлечения из него углеводородов группы C₅₊. Вследствие этого объемы добычи газа, приведенные к пластовым условиям, превышают объемы его закачки в пласт, поддерживая начальное пластовое давление. Поддержание пластового давления на начальном уровне приводит к уменьшению объема закачиваемого газа, который компенсируется за счет привлечения газов из других месторождений. Прогнозный коэффициент извлечения конденсата из пласта при полном сайклинг-процессе достигает 76% (рис.4). При частичном сайклинг-процессе в пласт закачивается часть добываемого газа после извлечения из него высококипящих углеводородов. Относительный объем закачанного газа составляет примерно 83% (рис.4). В этом случае снижение пластового давления достигает 58% от начального (рис.4), однако большая часть высококипящих углеводородов остается в пластовом газе. При этом прогнозный коэффициент извлечения конденсата составляет 61% (рис.4).

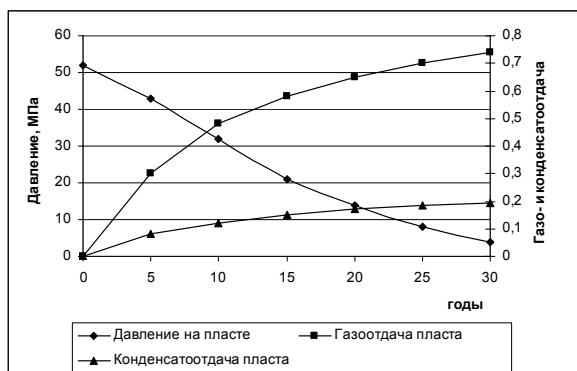


Рис. 3. Изменение во времени соответственно коэффициентов газо- и конденсатоотдачи и давления при разработке залежи в режиме истощения

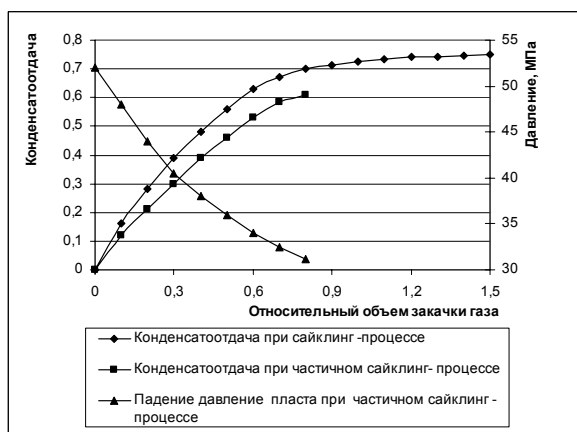


Рис. 4. Изменение во времени соответственно коэффициентов газо- и конденсатоотдачи и давления при полном и частичном сайклинг-процессе

В третьем варианте исследуется комбинированная закачка газа и воды, и она проходит в три этапа. Первый этап способствует реализации сайклинг-процесса в короткий срок разработки, вследствие чего резко сокращаются энергетические затраты на закачку “сухого” газа. Создание оторочки “сухого” газа благоприятно с той точки зрения, что при последующем заводнении в обводненных зонах пласта остаются микро- и макрозаемленные объемы “сухого” газа, а не газоконденсатная смесь. Поддержание пластового давления путем заводнения (этап II) сопровождается снижением энергетических затрат. Кроме того, закачка воды способствует некоторому выравниванию сформировавшегося фронта вытеснения жирного газа “сухим”.

Этап снижения пластового давления (этап III) позволяет отбирать газ и конденсат из газонасыщенной части пласта.

Размеры оторочки и объем предварительно закачиваемой в пласт воды после оторочки в расчетах изменялись в широких пределах (см. рис.5-7). Оптимальный вариант разработки залежи при помощи оторочек требует закачки газа в объеме 50% “сухого” газа от первоначальных запасов пласта. В этом случае воздействие нагнетания воды в пласт начиналось немного ранее момента прорыва “сухого” газа к эксплуатационным скважинам и продолжалось до достижения величины конденсатоотдачи и газоотдачи 0,62 и 0,69 соответственно (рис.5-6). При этом объем закачанной воды в пласт составляет приблизительно 1700 тыс.м³ (рис.7).

В случаях закачки 30%, 40%, 60%, 70% сухого газа от первоначальных запасов газа для создания газовой оторочки и закачки воды соответственно 2300·10³, 1900·10³, 1550·10³, 1400·10³ м³ (рис.7) для поддержания

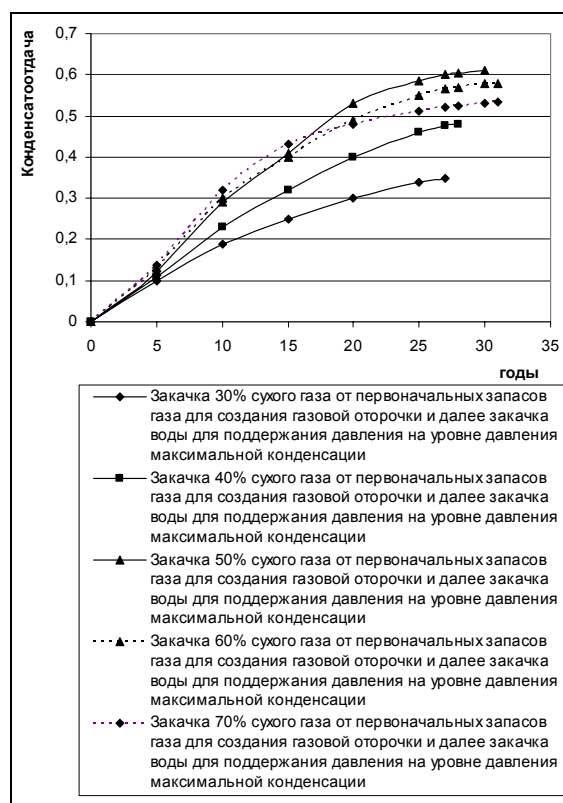


Рис. 5. Изменение во времени коэффициентов конденсатоотдачи залежи при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

давления в пласте на уровне давления максимальной конденсации конденсато- и газоотдача пласта составляет 0,35 , 0,58 ; 0,48 , 0,63; 0,59 , 0,7; 0,54 , 0,72 (рис.5-6) соответственно. Для добычи такого объема газа и конденсата во всех рассмотренных случаях отобрано из залежи определенное количество воды в соответствии с рис.8. Наибольшее количество отобранной из пласта воды получается при реализации минимального объема закачки газа в пласт, и оно составляет $240 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ (рис.8). Процесс разработки во всех рассмотренных случаях при реализации комбинированной закачки газа и воды в пласт продолжается около 30 лет. За этот период разработки все эксплуатационные скважины, работающие в пласте, обводняются, и процесс заканчивается (см. рис.5-7). Затем пласт начинает разрабатываться на истощение.

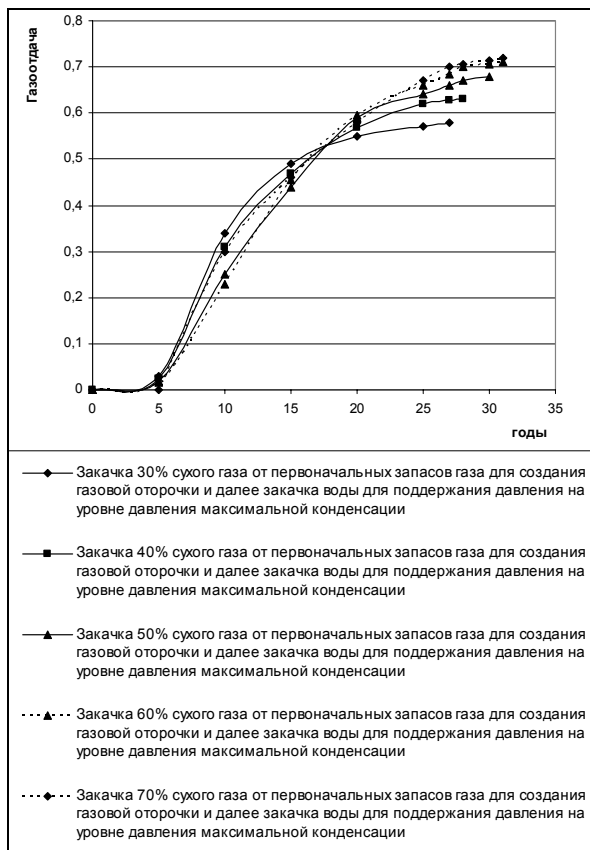


Рис. 6. Изменение во времени коэффициентов газоотдачи залежи при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

Согласно расчетам при реализации комбинированной закачки газа и воды в залежь к концу рассматриваемого срока остается значительное количество заземленного в обводненной зоне пласта газа и конденсата. При создании определенной депрессии целесообразно продолжить эксплуатацию обводненных скважин для дальнейшего увеличения газо- и конденсатоотдачи пласта (рис.9) в форсированном режиме. Этот процесс продолжается от момента среднего давления в пласте до величины давления забрасывания. В этот период времени разработки из пласта добывается 0,45% конденсата и 0,62% газа от оставшихся запасов. Процесс истощения продолжается около 21 года, и за этот период из пласта добывается $1,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3$ воды (рис.10).

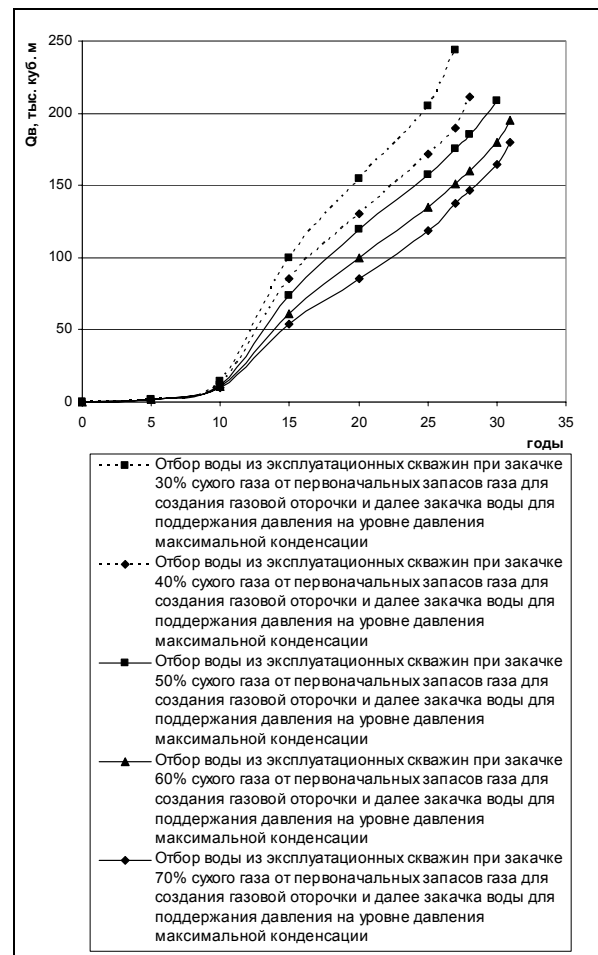


Рис. 7. Изменение во времени отбора воды из пласта при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

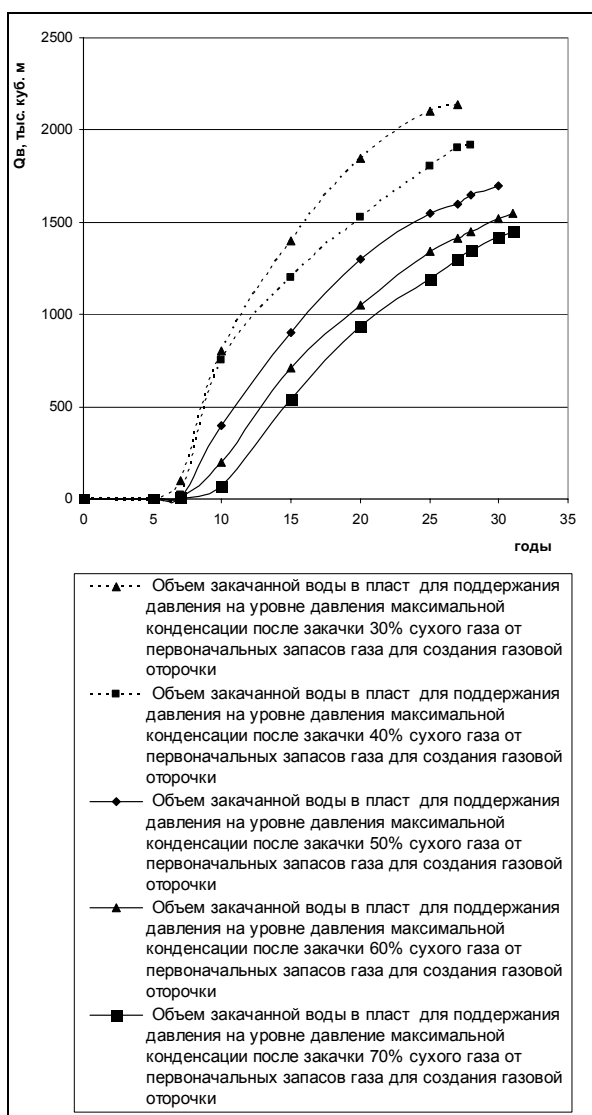


Рис. 8. Изменение во времени объема закачки воды в пласт при комбинированной закачке газа и воды в различных соотношениях

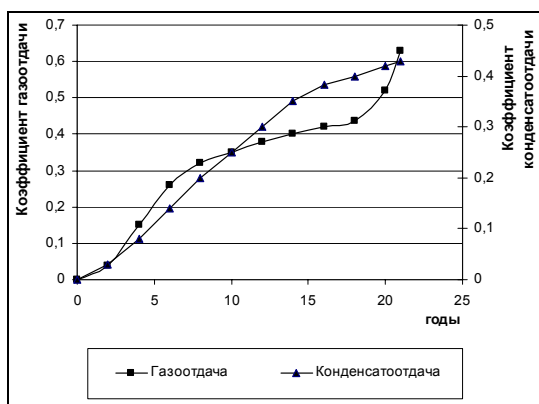


Рис. 9. Изменение во времени коэффициентов газо- и конденсатоотдачи после продолжения эксплуатации обводненных скважин при заданной депрессии

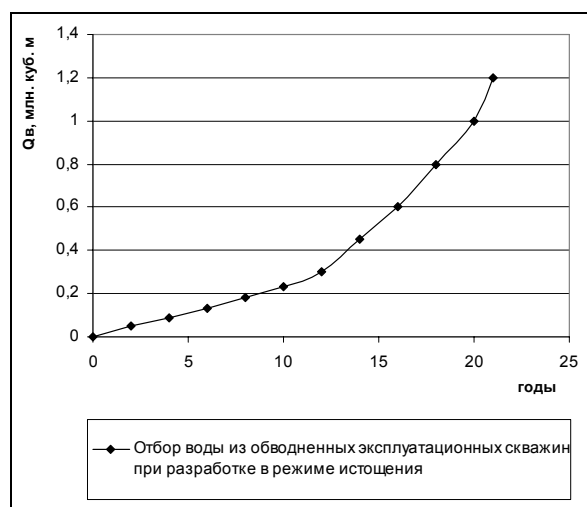


Рис. 10. Изменение во времени объемов отбора воды из обводненных скважин при заданной депрессии

Выводы

Разработаны алгоритм и пакет прикладных программ моделирования процесса последовательной закачки «сухого» углеводородного газа и воды в газоконденсатную залежь и показана их высокая эффективность.

ЛИТЕРАТУРА

АББАСОВ, З.Я. 1993. Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Элм. Баку. 312с.
 АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 407с.
 АМИКС, Дж., БАСС, Д., УАЙТИНГ, Р. 1962. Физика нефтяного пласта. Гостоптехиздат. Москва. 572с.
 БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 2002. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. Грааль. Москва. 575с.
 ВАРИВОДА, Ю.В. 1989. Увеличение производительности газоконденсатных скважин при периодической закачке в пласт осушенного газа. *Экспресс-информ., сер. Геология, бурение и разработка газовых и морских нефтяных месторождений. ВНИИГазпром.* Москва, 6, 16-18.
 ГУРЕВИЧ, Г.Р., БРУСИЛОВСКИЙ, А.И. 1984. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. Недра. Москва. 264с.
 ГУРЕВИЧ, Г.Р., СОКОЛОВ, В.А., ШМЫГЛЯ, П.Т. 1976. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. Недра. Москва. 186с.
 ЗАКИРОВ, С.Н. 1998. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений.

- Струна. Москва. 628с.
- ЗАКИРОВ, С.Н., ВАСИЛЕВСКАЯ, Е.И., ТАЛДАЙ, И.В., ГОРДОН, В.Я. и др. 1989. Технология вторичной добычи конденсата из частично истощенной газоконденсатной залежи. Препринт №2-ИПНГ. Москва. 59.
- ЗАКИРОВ, С.Н., СОМОВ, Б.Е., ГОРДОН, В.Я., ПАЛАТНИК, В.М., ЮФИН, П.А. 1988. Многомерная и многокомпонентная фильтрация: Справочное пособие. Недра. Москва. 335с.
- КОНДРАТ, Р.М. 1992. Газоконденсато-отдача пластов. Недра. Москва. 255с.
- НИКОЛАЕВСКИЙ, В.Н., БОНДАРЕВ, Э.А, МИРКИН, М.И., СТЕФАНОВА, М.Г., ТЕРЗИ, В.П. 1968. Движение углеводородных смесей в пористой среде. Недра. Москва. 173с.
- РОЗЕНБЕРГ, М.Д., КУНДИН, С.А., КУРБАНОВ, А.К. и др. 1960. Фильтрации газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах. Недра. Москва. 436с.
- РОЗЕНБЕРГ, М.Д., КУНДИН, С.А. 1976. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. Недра. Москва. 315с.