

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

© М.Т.Абасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев, 2008

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ

М.Т.Абасов, Г.И.Джалалов, Х.А.Фейзуллаев

*Институт геологии НАН Азербайджана
Аз1143, Баку, просп.Г.Джавида, 29 А*

Рассматриваются задачи математического моделирования разработки месторождений при фильтрации газоконденсатной смеси в газовом режиме при различных геологических условиях. При адаптации гидродинамической модели к промышленным данным для повышения точности прогнозных расчетов предлагается использовать критерий качества, в котором принимается минимизация функции квадратичной невязки расчетных и фактических промышленных данных по скважинам.

Вопросы повышения углеводородоотдачи и эффективности разработки залежей нефти и газа во многом связаны с умением правильно построить гидродинамическую модель пласта. Последняя основана на численном решении уравнений фильтрации пластовых флюидов с идентификацией фильтрационно-емкостных параметров (ФЕП), как правило, при недостаточном объеме их информации и проводится в процессе разработки залежи с использованием получаемых фактических промышленных данных.

В настоящей статье приводятся методика и алгоритм идентификации ФЕП газоконденсатной залежи на основе бинарной модели фильтрации газоконденсатной смеси в газовом режиме.

Для иллюстрации рассматриваются два частных случая.

I. Нестационарная плоско-радиальная фильтрация газоконденсатной смеси в деформируемом пласте

Система уравнений, описывающая процесс фильтрации газоконденсатной смеси в деформируемом пласте, имеет вид (Абасов, Гасанов, 1963; Абасов, Оруджалиев, 1989):

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left(\frac{k(p)F_z(\rho_k)p\beta[1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{\mu_z(p)z(p)p_{am}} + \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{k(p)F_k(\rho_k)S_k(p)}{\mu_k(p)a_k(p)} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \cdot \left\{ m(p) \left(\frac{(1-\rho_k)p\beta}{z(p)p_{am}} [1-c(p)\bar{\gamma}(p)] + \right. \right. \\ & \left. \left. + \rho_k \frac{S_k(p)}{a_k(p)} \right) \right\}, \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left(\frac{k(p)F_k(\rho_k)}{\mu_k(p)a_k(p)} + \frac{k(p)F_z(\rho_k)pc(p)\beta}{\mu_z(p)z(p)p_{am}} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ m(p) \left(\frac{(1-\rho_k)p\beta c(p)}{z(p)p_{am}} + \rho_k \frac{1}{a_k(p)} \right) \right\}; \end{aligned} \quad (2)$$

Рассмотрим численный метод решения системы нелинейных уравнений (1),(2) на примере задачи о фильтрации газоконденсатной смеси в центральной скважине радиусом r_c , вскрывшей пласт мощностью h и работающей с расходом $q_z(t)$ в круговом пласте.

Перед пуском скважины в эксплуатацию давление и насыщенность конденсатом задаются в виде:

$$p(r, t)|_{t=0} = p_0(r), \quad \rho_k(r, t)|_{t=0} = \rho_0(r); \quad (3)$$

Граничные условия имеют вид:

$$2\pi r h k \left(\frac{F_z(\rho_k) p \beta [1 - c(p) \bar{\gamma}(p)]}{\mu_z(p) z(p) p_{am}} + \frac{F_k(\rho_k) S_k(p)}{\mu_k(p) a_k(p)} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = -q_z(t), \quad (4)$$

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial r} \Big|_{r=R_k} = 0 \quad (5)$$

Предположим, что параметры пласта зависят от давления следующим образом (Абасов, Оруджалиев, 1989; Горбунов., 1981; Закиров, 1998):

$$m(p) = m_0 m_1(p), \quad m_1(p) = \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\alpha_1},$$

$$k(p) = k_0 k_1(p), \quad k_1(p) = \left(\frac{p}{p_0} \right)^{\alpha_2}; \quad (6)$$

где $k(p)$, $m(p)$ – соответственно значения проницаемости и пористости пласта при давлении p ; k_0 , m_0 – их значения при начальном пластовом давлении; $F_z(\rho_k)$ и $F_k(\rho_k)$ – функции относительной фазовой проницаемости газовой и жидкой фаз; ρ_k – конденсатонасыщенность; $\mu_z(p)$ и $\mu_k(p)$ – вязкости соответственно газовой и жидкой фаз; β и $z(p)$ – коэффициенты соответственно температурной поправки и сверхсжимаемости для газовой фазы; P_{am} – атмосферное давление; $c(p)$ – содержание конденсата в газовой фазе; $\bar{\gamma}(p)$ – отношение удельных весов конденсата в жидкой и газовой фазах при нормальных условиях; $S_k(p)$ – содержание растворенного

в конденсате газа; $a_k(p)$ – объемный коэффициент жидкого конденсата; $r_c \leq r \leq R_k$, t – время; $p_0(r)$ и $\rho_0(r)$ – распределения давления и конденсатонасыщенности пласта до начала разработки; $\rho_z = 1 - \rho_k$, ρ_z – газонасыщенность; α_1, α_2 – подлежащие определению коэффициенты.

Требуется найти такие пары (α_1, α_2) , которые позволяют при решении задач (1)-(5) минимизировать значение функции

$$J(\alpha_m, \beta_k) = \int_0^T [p(0, t) - p_c(t)]^2 dt + \varepsilon(\alpha_1^2 + \alpha_2^2) \Rightarrow \min, \quad (7)$$

где $\varepsilon \geq 0$ – параметр регуляризации (Васильев, 1980).

Отметим, что присутствие второго слагаемого в целевой функции (7) гарантирует существование решения задачи (1)-(5), (7).

В левой части уравнения (1) коэффициент при $\frac{\partial p}{\partial r}$ обозначим через $A(r, \beta_k, p, \rho_k)$, а в правой части уравнения выражения под производной по t обозначим через $B(r, \alpha_m, p, \rho_k)$. Аналогичные коэффициенты в уравнении (2) обозначим через $C(r, \beta_k, p, \rho_k)$ и $D(r, \alpha_m, p, \rho_k)$ соответственно. Тогда задачу можно переформулировать следующим образом: найти минимум функции (7) при ограничениях

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r A \frac{\partial p}{\partial r} \right\} - \frac{\partial B}{\partial t} = 0, \quad (8)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r C \frac{\partial p}{\partial r} \right\} - \frac{\partial D}{\partial t} = 0, \quad (9)$$

$$p|_{t=0} = p_0(r), \quad \rho_k|_{t=0} = \rho_0(r); \quad (10)$$

$$2\pi h A \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} = -q_z(t), \quad \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=R_k} = 0. \quad (11)$$

Наша цель – получить вид градиента функции (7). Для этого обе части уравнения (8) и (9) умножаем соответственно на пока произвольные функции $\psi_1(r, t)$ и $\psi_2(r, t)$, интегрируем полученные выражения по области Ω и прибавляем эти интегралы к (7). Тогда

$$J(\alpha_m, \beta_k) = \int_0^T [p(r_c, t) - p_{\text{фак}}(t)]^2 dt + \\ + \iint_{\Omega} \Psi_1(r, t) \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ rA \frac{\partial p}{\partial r} \right\} - \frac{\partial B}{\partial t} \right] drdt + \\ + \varepsilon(\alpha_m^2 + \beta_m^2) + \iint_{\Omega} \Psi_2(r, t) \times \\ \times \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ rC \frac{\partial p}{\partial r} \right\} - \frac{\partial D}{\partial t} \right] drdt. \quad (12)$$

Для вычисления приращения функции (12) задаемся приращением переменных α_1, α_2 , тогда $\alpha_i (i=1, 2)$ получают приращения $\Delta\alpha_i$, $i=1, 2$, а p, ρ_k – приращения $\Delta p, \Delta\rho_k$.

Выберем функции $\Psi_1(r, t)$ и $\Psi_2(r, t)$ как решения следующей краевой задачи (Абасов и др., 2004):

$$\frac{\partial \Psi_1}{\partial t} = \Delta^{-1} \left\{ D_{\rho_k} \left[\left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA_p + \frac{\partial}{\partial p} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) \times \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. \times rC_{\rho_k} \right] \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA \right] - \right. \right. \\ \left. \left. - \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) rC \right] \right] - D_p \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA_{\rho_k} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) rC_{\rho_k} \right] \frac{\partial p}{\partial r} \right\}, \quad (13)$$

$$\frac{\partial \Psi_2}{\partial t} = \Delta^{-1} \left\{ B_p \left[\left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA_{\rho_k} + \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) \times \right. \right. \right.$$

$$\left. \left. \times rC_{\rho_k} \right] \frac{\partial p}{\partial r} - B_{\rho_k} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA_p + \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) rC_p \right] \times \right. \\ \left. \times \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA \right] - \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) rC \right] \right\}. \quad (14)$$

Начальные и граничные условия имеют вид:

$$\Psi_1(r, T) = 0, \quad \Psi_2(r, T) = 0 \quad (15)$$

$$\left[\Psi_2(C_p - CA^1 A_p) \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA - \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) rC - \right. \\ \left. - 2(p - p_c(t)) \right]_{r=r_c} = 0, \quad (16)$$

$$\left[\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_1}{r} \right) rA + \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{\Psi_2}{r} \right) rC \right]_{r=R_k} = 0, \quad (17)$$

Здесь $A_p, B_p, C_p, D_p, A_{\rho_k}, B_{\rho_k}, C_{\rho_k}, D_{\rho_k}$ – производные по p и ρ_k от A, B, C, D соответственно и $\Delta = \begin{vmatrix} B_p & D_p \\ B_{\rho_k} & D_{\rho_k} \end{vmatrix} \neq 0$.

Заметим, что краевая задача (13)-(17) является сопряженной задаче (1)-(6). Тогда для приращения функции $J(\alpha_1, \alpha_2)$ имеем следующее выражение:

$$\Delta J(\alpha_1, \alpha_2) = \left\{ \iint_{\Omega} \left[\Psi_1 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(rA_{\alpha_2} \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \Psi_2 \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \left(rC_{\alpha_2} \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] drdt + \right. \\ \left. + \int_0^T \left[\Psi_1 A + \Psi_2 C \right] A^{-1} A_{\alpha_2} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} dt + \right. \\ \left. + 2\varepsilon\alpha_2 \right\} \cdot \Delta\alpha_2 - \left\{ \iint_{\Omega} \left[\Psi_1 \frac{\partial}{\partial t} B_{\alpha_1} + \right. \right. \\ \left. \left. + \Psi_2 \frac{\partial}{\partial t} D_{\alpha_1} \right] drdt + 2\varepsilon\alpha_1 \right\} \cdot \Delta\alpha_1 + \eta, \quad (18)$$

Отметим, что, η – бесконечно малое более высокого порядка, чем $\Delta\alpha = \Delta\alpha_1 + \Delta\alpha_2$;

Таким образом, градиент функции $J(\alpha_1, \alpha_2)$ имеет вид:

$$\frac{\partial J}{\partial \alpha} = \left(\frac{\partial J}{\partial \alpha_1}, \frac{\partial J}{\partial \alpha_2} \right),$$

где

$$\begin{aligned} \frac{\partial J}{\partial \alpha_1} &= -\iint_{\Omega} \left[\Psi_1 \frac{\partial}{\partial t} B_{\alpha_1} + \Psi_2 \frac{\partial}{\partial t} D_{\alpha_1} \right] drdt + 2\varepsilon\alpha_1, \\ \frac{\partial J}{\partial \alpha_2} &= \iint_{\Omega} \left[\Psi_1 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r_1} \left(A_{\alpha_2} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) + \Psi_2 \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(C_{\alpha_2} r \frac{\partial p}{\partial r} \right) \right] drdt + \\ &+ \int_0^T \left[\Psi_1 A + \Psi_2 C \right] A^{-1} A_{\alpha_2} \frac{\partial p}{\partial r} \Big|_{r=r_c} dt + 2\varepsilon\alpha_2. \end{aligned}$$

Для нахождения (α_1, α_2) можно предложить следующую итерационную формулу:

$$\alpha_i^{k+1} = \alpha_i^k - \lambda_k \frac{\partial J(\alpha_1^k, \alpha_2^k)}{\partial \alpha_i}, \quad i = 1, 2,$$

где $k = 0, 1, \dots$, номер итерации, $\lambda_k \geq 0$ – шаг градиентного метода.

Алгоритм решения обратной задачи по уточнению коллекторских свойств пласта заключается в следующем:

С использованием исходных величин емкостных и фильтрационных параметров решается численно прямая задача (1)-(5) методом конечных разностей (Азиз, Сеттари, 1982). В результате находятся давления в разных точках пласта, в том числе и в скважине. Определяются зависимости от времени разницы фактических и найденных расчетных давлений в скважине. С использованием этих невязок между давлениями в скважине решается сопряженная краевая задача (13)-(17). На основе результатов решения прямой задачи (1)-(5) и сопряженной краевой задачи (13)-(17) определяются значения функциональных производных по емкостным и фильтрационным параметрам в разных точках пласта.

Применяя соответствующий метод минимизации по найденному градиенту J , строится соответствующее направление поиска, определяется шаг вдоль этого направления и уточняются коллекторские свойства пласта. На этом заканчивается первая итерация алгоритма решения обратной задачи, при этом вычисляется и величина функционала (7). С уточненными значениями емкостных и фильтрационных параметров вновь решается прямая задача.

Находятся величины невязок давлений в скважине на различные моменты времени. Решается сопряженная краевая задача. Определяются также значения функциональных производных. Вновь уточняются параметры пласта и рассчитывается значение функционала (7). Если значения функционала, найденные после окончания первой и второй итерации, различаются менее, чем на заданную величину погрешности δ , то решение обратной задачи завершено. В противном случае осуществляется переход к третьей итерации и т.д. В результате решения обратной задачи уточняются значения емкостных и фильтрационных параметров во всех элементарных ячейках пласта, которыми аппроксимируется рассматриваемая газоконденсатная залежь.

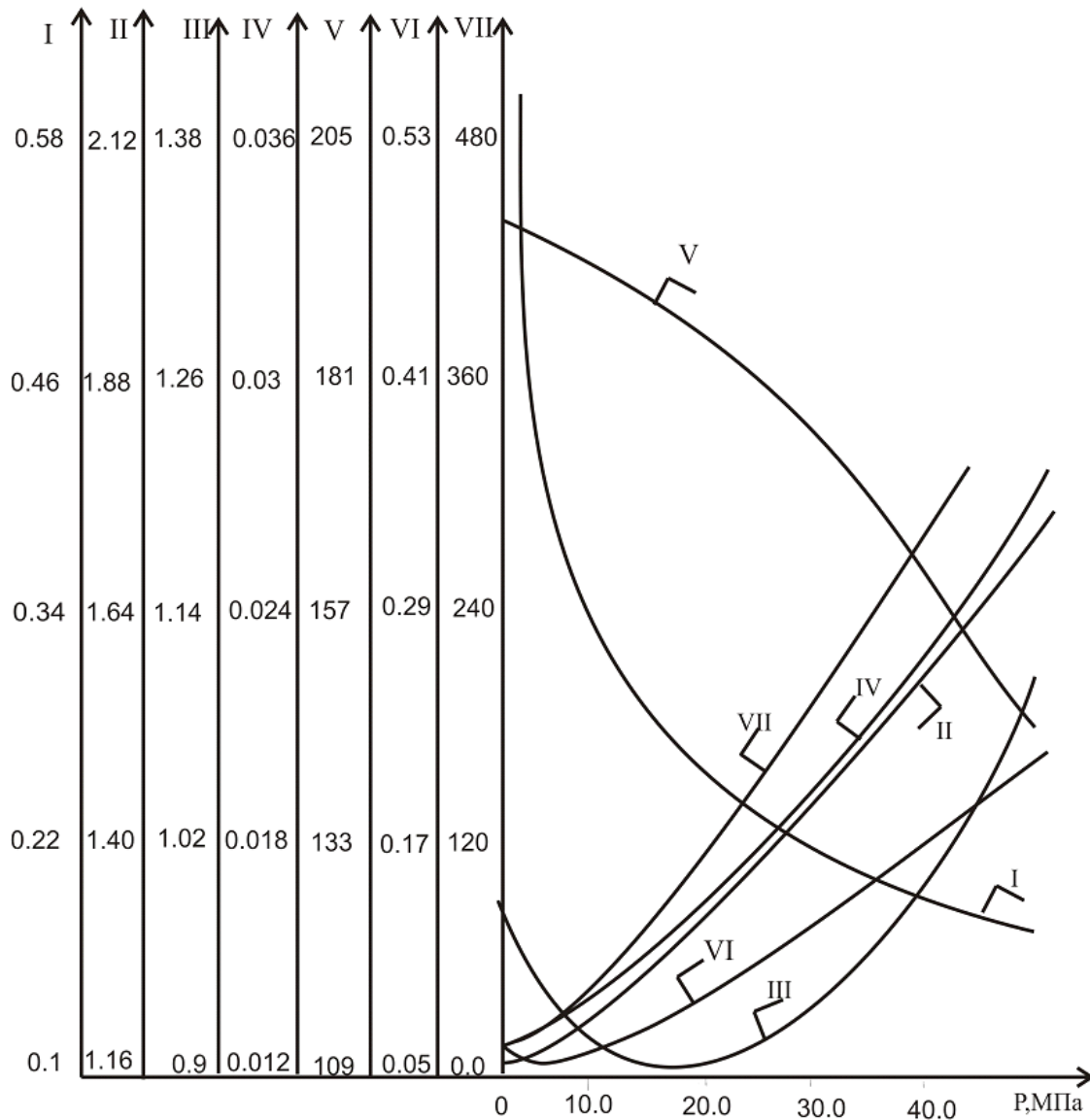
По описанной выше расчетной схеме и алгоритму составлена программа. При этом PVT зависимости отдельных фаз от давления приведены на рис.1. Остальные параметры таковы:

$$\begin{aligned} p_0 &= 40 \text{ МПа}, \quad m_0 = 0.16, \quad k_0 = 0.05 \text{ мкм}^2, \\ H &= 20 \text{ м}, \quad r_c = 0.1 \text{ м}, \quad R_x = 750 \text{ м}, \\ q_z(t) &= 5 \cdot 10^5 \text{ м}^3 / \text{сут}, \quad \delta = 0.01, \quad \varepsilon = 0.001, \\ \beta &= 0.81, \quad F_z(\rho_k) = 0.9 * (1 - \rho_k)^{2.89} \\ F_k(\rho_k) &= 0.78 * \rho_k^2. \end{aligned}$$

В качестве первого приближения при решении обратной задачи использованы следующие значения параметров $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 1$. Для получения истинных значений $\alpha_1 = 0.2$

и $\alpha_2 = 0.35$ с заданной точностью потребовалось двадцать итераций (рис.2). При этом сопоставленные расчетные и фактические

значения давлений в скважине приведены на рис.3, откуда видна их хорошая согласованность при $J = 0.000124$.



I – $\mu_k(p)$, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; III – $Z(P)$; V – $\bar{\gamma}(P)$;
 II – $a_k(p)$; IV – $\mu_z(p)$, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; VI – $C(p) \cdot 10^{-3}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
 VII – $S_k(p)$, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Рис. 1. Изменение характеристик пластовой жидкости в зависимости от давления

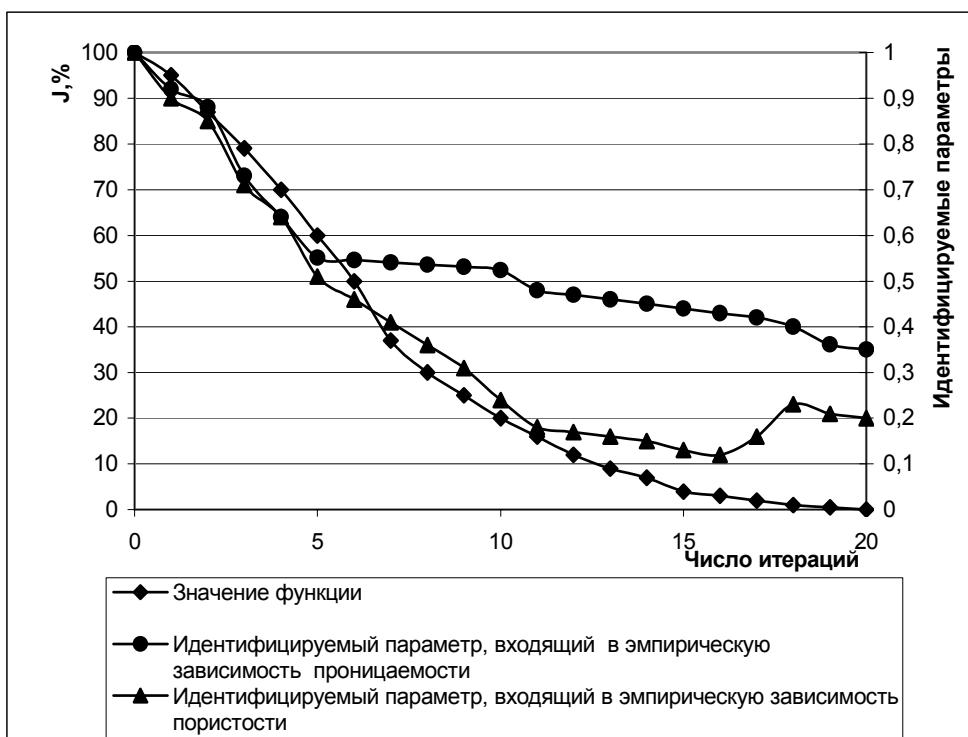


Рис. 2. Зависимость изменения невязки от итерационного процесса при определении точного значения параметра α_1 и α_2 .

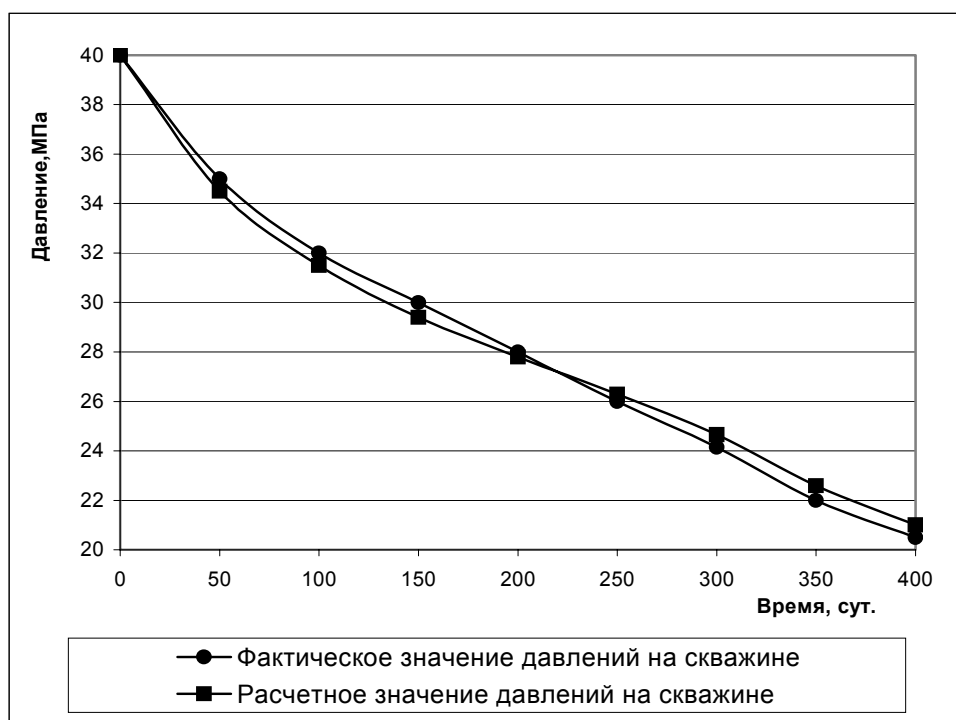


Рис. 3. Изменение фактического и расчетного значения давлений на скважине

II. Нестационарная фильтрация газоконденсатной смеси в системе скважин

В этом случае, предполагая, что залежь эксплуатируется системой скважин, решается задача идентификации функции относительных фазовых проницаемостей (ФОФП) флюидов при известных остальных значениях физических параметров гидродинамической модели недеформируемого пласта.

Отметим, что фазовые проницаемости являются одной из важнейших характеристик процесса многофазного течения пластовых флюидов, и их идентификация во многих случаях более полезна для повышения достоверности комплекса прогнозных газогидродинамических расчетов по определению технологических показателей разработки залежей нефти и газа.

Известны различные методы их определения по данным гидродинамических и геофизических исследований (Булыгин, Булыгин, 1990; Добрынин и др., 1988 и др.). В последнее время для определения ФОФП все чаще применяются методы, основанные на использовании промысловой информации, накопленной в процессе эксплуатации залежей нефти и газа. При этом параметры, входящие в выражения распределения ФОФП в зависимости от насыщенности, определяются из решения различными методами обратных задач теории фильтрации (Абасов и др., 2007; Абасов и др., 2004; Абасов и др., 1990; Абасов и др., 2000; Закиров, 1998; Фейзуллаев, Рзаева, 2001).

Определение ФОФП для бинарной модели фильтрации газоконденсатной смеси в данном случае ставится как вариационная задача минимизации функционала J невязки между расчетными и измеренными значениями величин давлений в разные моменты времени (Абасов и др., 2004; Абасов и др., 1990; Фейзуллаев, Рзаева, 2001):

$$J(\alpha_z, \beta_z, \alpha_k, \beta_k) = \int_0^T \sum_{j=1}^n [P(x_j, y_j, t) - P_{фак}(x_j, y_j, t)]^2 dt + \varepsilon(\alpha_z^2 + \beta_z^2 + \alpha_k^2 + \beta_k^2), \quad (19)$$

где $P_{фак}(x_j, y_j, t)$ и $P(x_j, y_j, t)$ – соответственно измеренные и расчетные значения

давления на скважинах; (x_j, y_j) – координаты точек скважин; α_l и β_l – некоторые коэффициенты, входящие в эмпирические зависимости ФОФП от насыщенностей фаз, принятые в виде (Абасов и др., 2004; Абасов и др., 1990; Абасов и др., 2000; Фейзуллаев, Рзаева, 2001):

$$F_l(\rho_k) = \begin{cases} \alpha_l \left(\frac{\rho_l - \rho_{l_{\min}}}{\rho_{l_{\max}} - \rho_{l_{\min}}} \right)^{\beta_l}, & \rho_{l_{\min}} \leq \rho_l \leq \rho_{l_{\max}}, \\ 0, & 0 \leq \rho_l \leq \rho_{l_{\min}} \end{cases}, \quad (20)$$

где индексы l – соответствуют газовой или жидкой фазам; $\rho_{l_{\max}}$ – максимальная насыщенность l -ой фазы; $\rho_{l_{\min}}$ – минимальная (связанная или остаточная) насыщенность l -ой фазы; $l = z, k$.

Функционал $J(\alpha_z, \beta_z, \alpha_k, \beta_k)$ является показателем качества, определяющим насколько точно математическая модель описывает реальный физический процесс, характеризующийся значениями параметра $P_{фак}(x_j, y_j, t)$. При этом управление показателем качества осуществляется параметрами α_l и β_l .

Расчетные значения $P(x_j, y_j, t)$ являются решением краевой задачи, описывающей в данном случае двумерную фильтрацию газоконденсатной смеси в системе скважин, вскрывших залежь с дебитом $Q_{z_l}(t)$. Внешний контур залежи считается непроницаемым. Перед пуском скважин в эксплуатацию давление во всех точках пласта равно $P_0(x, y)$, а насыщенность конденсата – $\rho_{k_0}(x, y)$.

При такой постановке задачи идентификация параметров α_l, β_l сводится к выбору таких их значений, которые минимизируют функционал (19).

Расчетные значения давлений $P(x_j, y_j, t)$ определяются из решения следующей краевой задачи (Абасов, Гасанов, 1963; Абасов, Оруджалиев, 1990):

$$\begin{aligned} & \nabla \left\{ \left(\frac{kF_z(\rho_k)p\beta[1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{\mu_z(p)z(p)p_{am}} + \frac{kF_k(\rho_k)S_k(p)}{\mu_k(p)a_k(p)} \right) \nabla p \right\} = \\ & = \frac{\partial}{\partial \alpha} \left[m \left(\frac{(1-\rho_k)p\beta[1-c(p)\bar{\gamma}(p)]}{z(p)p_{am}} + \rho_k \frac{S_k(p)}{a_k(p)} \right) \right] + \\ & + \sum_{j=1}^S Q_{zj}(t) \delta(x-x_j) \delta(y-y_j), \quad (21) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \nabla \left\{ \left(\frac{kF_k(\rho_k)}{\mu_k(p)a_k(p)} + \frac{kF_z(\rho_k)pc(p)\beta}{\mu_z(p)z(p)p_{am}} \right) \nabla p \right\} = \\ & = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \left(\frac{(1-\rho_k)p\beta c(p)}{z(p)p_{am}} + \rho_k \frac{1}{a_k(p)} \right) \right] + \\ & + \sum_{j=1}^S Q_{kj}(t) \delta(x-x_j) \delta(y-y_j), \quad (x,y) \in D, \quad t \in (0,T), \quad (22) \end{aligned}$$

$$p(x,y,t) \Big|_{t=0} = p_0(x,y), \quad \rho_k(x,y,t) = \rho_{k_0}(x,y), \quad (23)$$

$$\frac{\partial p(x,y,t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \quad (x,y) \in \Omega, \quad t \in (0,T), \quad (24)$$

где

$$Q_{lj}(x,y,t) = \frac{\bar{Q}_{lj}(x,y,t)}{h}, \quad (l = z, k);$$

$\bar{Q}_{zj}(x,y,t)$ и $\bar{Q}_{kj}(x,y,t)$ – соответственно дебиты по газу и конденсату; ∇ – оператор Гамильтона; δ – функция Дирака; S – число скважин; D – область фильтрации; Ω – граница области фильтрации; n – внешняя нормаль к границе;

Решение обратной задачи производится сопряженным градиентным методом с использованием функциональных производных от функционала (19) по параметрам $\alpha_z, \beta_z, \alpha_k, \beta_k$ (Васильев, 1980). Для определения параметров $\alpha_1 = \alpha_z, \alpha_2 = \beta_z, \alpha_3 = \alpha_k, \alpha_4 = \beta_k$ вводится следующая сопряженная задача (Абасов и др., 2004; Абасов и др., 1990; Васильев, 1980):

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Psi_1}{\partial t} &= \frac{1}{\Delta} \left\{ D_{\rho_k} \left[-\nabla(A\nabla\psi_1) - \nabla(C\nabla\psi_2) + \nabla\psi_1 A_p \nabla p + \right. \right. \\ & \left. \left. + \nabla\Psi_2 C \nabla p - 2 \sum_{j=1}^n (p(x_j, y_j, t) - \right. \right. \end{aligned}$$

$$\left. \left. - p_{фак.}(x_j, y_j, t) \right] - D_p \left[\nabla\Psi_1 A_{\rho_k} \nabla p + \nabla\Psi_2 C_{\rho_k} \nabla p \right] \right\}, \quad (25)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Psi_2}{\partial t} &= \frac{1}{\Delta} \left\{ B_p \left[\nabla\psi_1 A_{\rho_k} \nabla p + \nabla\psi_2 C_{\rho_k} \nabla p \right] - \right. \\ & \left. - B \left[-\nabla(A\nabla\psi_1) - \nabla(C\nabla\psi_2) + \nabla\psi_1 A_p \nabla p + \right. \right. \\ & \left. \left. + \nabla\psi_2 C_p \nabla p - 2 \sum_{j=1}^n (p(x_j, y_j, t) - p_{фак.}(x_j, y_j, t)) \right] \right\}, \quad (26) \end{aligned}$$

$$(x, y) \in D, \quad t \in (0, T),$$

$$\Psi_1(x, y, T) = 0, \quad \Psi_2(x, y, T) = 0, \quad (x, y) \in D, \quad (27)$$

$$\frac{\partial \Psi_1(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \quad \frac{\partial \Psi_2(x, y, t)}{\partial n} \Big|_{\Omega} = 0, \quad (x, y) \in \Omega, \quad t \in (0, T). \quad (28)$$

С помощью решений исходной (20)-(24) и сопряженной задач (25)-(28) определяются следующие выражения функциональных производных:

$$\frac{\partial J}{\partial \alpha} = \left(\frac{\partial J}{\partial \alpha_1}, \dots, \frac{\partial J}{\partial \alpha_4} \right),$$

$$\frac{\partial J}{\partial \alpha_i} = \int_0^T \int_D \left[\Psi_1 \nabla(A_{\alpha_i} \nabla p) + \Psi_2 \nabla(C_{\alpha_i} \nabla p) \right] dx dy dt +$$

$$+ 2\varepsilon \alpha_i, \quad i = \overline{1, 4}.$$

Полученные выражения функциональных производных используются в процедуре метода минимизации невязки (19).

Оптимальные значения параметров $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \alpha_4$ аналогично первому случаю определяются следующей итерационной формулой:

$$\alpha_i^{k+1} = \alpha_i^k - \lambda_k \frac{\partial J(\alpha_1^k, \dots, \alpha_4^k)}{\partial \alpha_i}, \quad i = \overline{1, 2, 3, 4}. \quad (29)$$

Таким образом, алгоритм решения обратной задачи ФОФП состоит в следующем.

- задаваясь первыми приближениями коэффициентов α_l и β_l , решаем прямую задачу (20)-(24) методом конечных разностей на отрезке времени известной истории разработки залежи $[0, T]$ и определяем расчетное распределение пластового давления и конденса-

тонасыщенности в залежи на разных временных слоях;

- оптимизируемые параметры в итерациях определяются по формулам (29);

- итерационная процедура уточнения параметров продолжается до тех пор, пока разница значений функционала на двух соседних итерациях не станет меньше заданной погрешности вычислений (Васильев, 1980).

Алгоритм идентификации ФОФП апробирован в V блоке VII горизонта газоконденсатного месторождения Булла-дениз. Схема залежи показана на рис.4. Рассматриваемый блок имеет приблизительно прямоугольную форму с размерами $3.5 \times 3.2 \text{ км}^2$. Он изолирован с трех сторон нарушениями, а с севера водным контуром и разрабатывался 10 скважинами, начиная с 1975 года (Süleymanov və b., 2000). В эксплуатации находились в последнее время 3 скважины (№ 39, 46, 73).

Сведения о среднесуточных дебитах скважин по конденсату и газу в процессе разработки приведены в табл.1 и 2. Исходные данные пласта следующие: мощность пласта – 50м, пористость – 0.167, проницаемость – 0.045 мкм^2 .

В качестве первого приближения при решении задачи использованы следующие значения коэффициентов в ФОФП: $\alpha_z = 2$; $\beta_z = 2.5$; $\alpha_k = 1$; $\beta_k = 0.5$; Для получения уточненных значений $\alpha_z = 0.87$, $\beta_z = 3$, $\alpha_k = 0.85$, $\beta_k = 2$; с заданной точностью потребовалось восемь итераций (рис.5). В результате определена ФОФП для гидродинамической модели в принятой постановке (рис.6). При этом расчетные и фактические значения давлений в скважине сопоставимы при $J = 0.000345$.

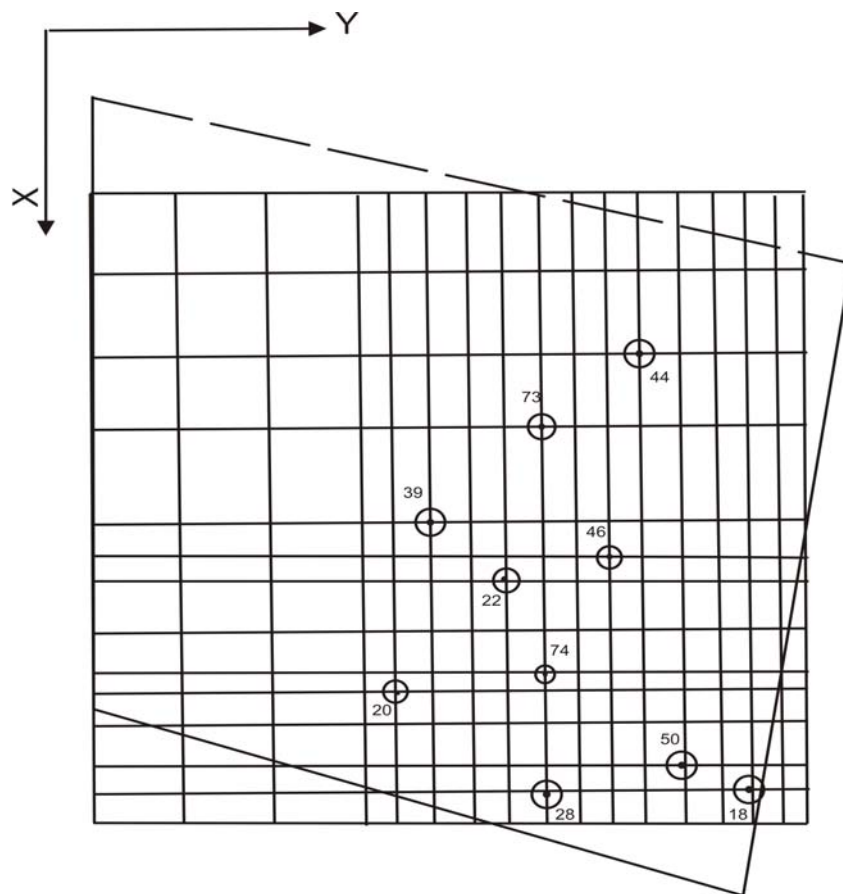


Рис. 4. Схема залежи и расположения скважин

Таблица 1

Среднесуточный дебит газа по скважинам (тыс. м³/сут) для V блока VII горизонта
месторождения Булла-дениз

Годы	Скв.									
	18	20	22	28	39	44	46	50	73	74
1975	976,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	-	867,2	1326,8	1257,0	-	-	-	-	-	-
77	-	975,3	245,1	1227,9	-	-	-	-	-	-
78	-	902,4	213,2	1375,4	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	1272,6	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	1181,6	867,0	-	1016,5	-	-	-
81	-	300,0	-	1123,3	829,0	702,7	916,3	-	-	-
82	-	300,0	-	955,5	747,0	846,4	766,9	714,4	-	-
83	-	224,7	-	-	673,7	807,9	694,2	570,6	-	-
84	-	150,4	-	-	639,0	697,0	603,7	556,0	-	-
85	-	108,1	-	-	553,7	758,9	571,0	510,5	-	-
86	-	83,2	-	-	419,3	568,2	512,5	432,0	-	-
87	-	-	-	-	311,7	-	380,0	317,0	269,6	-
88	-	39,4	-	-	303,3	-	386,8	279,0	270,2	-
89	-	-	-	-	288,5	-	386,9	192,5	265,2	-
1990	-	-	-	-	260,0	-	365,4	131,5	246,8	-
91	-	-	-	-	255,6	-	339,4	95,0	190,3	111,64
92	-	-	-	-	212,2	-	319,6	68,0	145,7	49,92
93	-	-	-	-	200,0	-	253,0	134,0	147,5	32,29
94	-	-	-	-	147,4	-	203,0	-	141,9	-
95	-	-	-	-	111,6	-	210,4	-	168,9	-
96	-	-	-	-	100,5	-	200,4	-	148,6	-
97	-	-	-	-	95,6	-	187,6	-	132,5	-
98	-	-	-	-	88,5	-	165,8	-	125,0	-
99	-	-	-	-	78,0	-	160,0	-	120,5	-
2000	-	-	-	-	70,0	-	155,0	-	120,0	-

Таблица 2

Среднесуточный дебит конденсата по скважинам (т/сут) для
V блока VII горизонта месторождения Булла-дениз

Годы	Скв.									
	18	20	22	28	39	44	46	50	73	74
1975	301,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	-	288,0	477,0	414,7	-	-	-	-	-	-
77	-	294,7	76,0	378,3	-	-	-	-	-	-
78	-	259,0	28,0	367,6	-	-	-	-	-	-
79	-	-	-	342,7	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	314,0	225,0	-	264,5	-	-	-
81	-	-	-	217,0	197,4	178,4	226,2	-	-	-
82	-	60,0	-	146,6	158,0	201,0	176,1	126,4	-	-
83	-	60,0	-	-	131,3	167,3	144,2	104,6	-	-
84	-	35,0	-	-	92,5	109,4	99,7	73,8	-	-
85	-	25,0	-	-	65,3	81,4	73,0	60,6	-	-
86	-	16,0	-	-	43,4	65,0	57,0	44,4	-	-
87	-	9,3	-	-	30,2	-	37,5	32,0	25,6	-
88	-	4,0	-	-	24,4	-	31,3	24,8	23,0	-
89	-	-	-	-	21,4	-	24,3	11,7	19,8	-
1990	-	-	-	-	18,0	-	19,7	6,9	16,5	-
91	-	-	-	-	15,2	-	16,5	6,4	12,8	8,0
92	-	-	-	-	15,0	-	19,0	6,6	9,0	4,6
93	-	-	-	-	11,3	-	13,6	10,2	7,3	3,9
94	-	-	-	-	8,9	-	13,8	9,8	7,7	-
95	-	-	-	-	8,5	-	12,0	5,4	8,7	-
96	-	-	-	-	8,0	-	11,5	-	8,3	-
97	-	-	-	-	7,5	-	11,0	-	7,8	-
98	-	-	-	-	7,2	-	10,5	-	7,2	-
99	-	-	-	-	7,0	-	10,0	-	6,7	-
2000	-	-	-	-	6,5	-	10,0	-	6,2	-

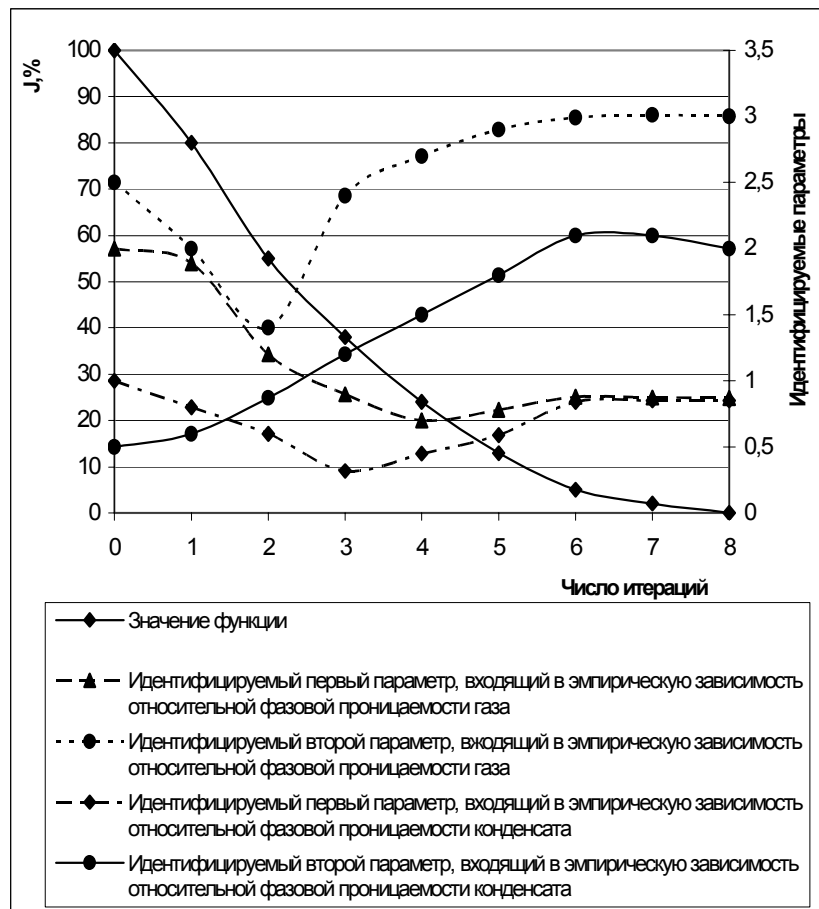


Рис. 5. Зависимость изменения невязки от итерационного процесса при определении точного значения параметра $\alpha_2, \beta_2, \alpha_k, \beta_k$.

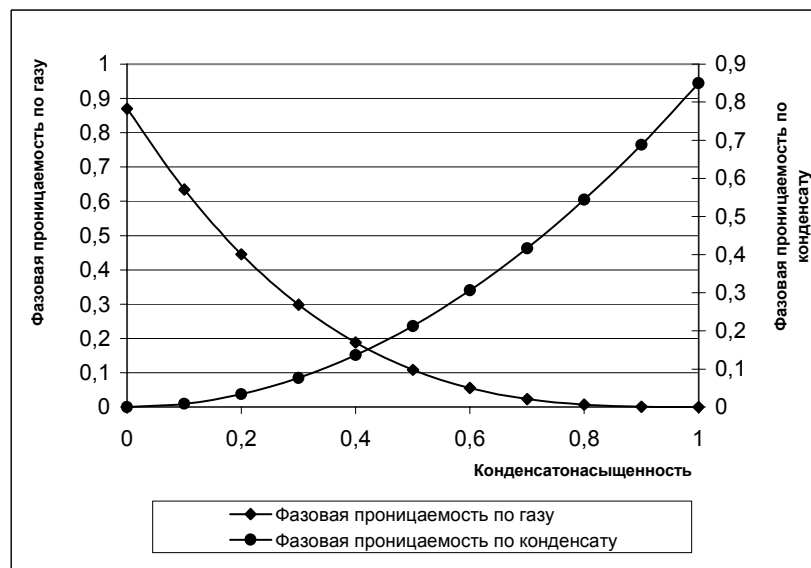


Рис. 6. Кривые фазовых проницаемостей

Заклучение

Предложен подход адаптации гидродинамической модели газоконденсатной залежи к реальным условиям с использованием промысловых данных и своеобразного критерия качества, обеспечивающих повышение точности прогнозных расчетов. Для иллюстрации рассмотрены два конкретных случая.

ЛИТЕРАТУРА

- АБАСОВ, М.Т., ГАСАНОВ, Ф.Г. 1963. К расчетам разработки газоконденсатнонефтяных месторождений. *АНХ*, 10, 21-23.
- АБАСОВ, М.Т., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., МАМЕДОВ, А.М. 2007. Об идентификации гидродинамической модели многофазной фильтрации флюидов в многопластовой системе. *Изв.НАНА. Науки о Земле*, 3, 26-37.
- АБАСОВ, М.Т., ДЖАЛАЛОВ, Г.И., КУЛИЕВ, Г.Ф., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А. 2004. Идентификация функции относительных фазовых проницаемостей при фильтрации газоконденсатной смеси. *Изв.НАНА. Науки о Земле*, 2, 78-81.
- АБАСОВ, М.Т., ИБРАГИМОВ, Т.М., МАМИЕВ, В.С., ДЖАЛАЛОВ, Г.И. 2000. Об адаптации гидродинамических моделей углеводородных залежей по данным истории их разработки. *Изв. АН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 3-5.
- АБАСОВ, М.Т., ОРУДЖАЛИЕВ, Ф.Г. 1989. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. Недра. Москва. 262.
- АБАСОВ, М.Т., ПАЛАТНИК, Б.М., ЗАКИРОВ, И.С. 1990. Идентификация функции относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации. *Докл. АН СССР*, 312, 4, 930-933.
- АЗИЗ, Х., СЕТТАРИ, Э. 1982. Математическое моделирование пластовых систем. Недра. Москва. 407.
- БУЛЫГИН, В.Я., БУЛЫГИН, Д.В. 1990. Имитация разработки залежей нефти. Недра. Москва. 224.
- ВАСИЛЬЕВ, Ф.П. 1980. Численные методы решения экстремальных задач. Наука. Москва. 518.
- ДОБРЫНИН, В.М., КОВАЛЕВ, А.Г., КУЗНЕЦОВ, А.Г. и др. 1988. Фазовые проницаемости коллекторов нефти и газа. *Обзорная информация ВНИИОЭНГ, серия «Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений»*. Москва. 55.
- ГОРБУНОВ, А.Т. 1981. Разработка аномальных нефтяных месторождений. Недра. Москва. 237.
- ЗАКИРОВ, С.Н. 1998. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Струна. Москва. 628.
- ФЕЙЗУЛЛАЕВ, Х.А., РЗАЕВА, В.Г. 2001. Адаптация гидродинамической модели по данным истории разработки газоконденсатной залежи *Изв. НАН Азербайджана. Науки о Земле*, 2, 19-21.
- SÜLEYMANOV, Ş.A., ORUCOV, B.Z. və b. 2000. «Bulladöniz» qazkondensat yatağının geologiyası, kəşfiyyatı və işlənilməsi məsələləri: *Ekologiya*, Bakı.