

ФИЗИКА

© А.Б. ШАБАРОВ

*Тюменский государственный университет
kaf_mms@utmn.ru*

УДК 622.276

ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И МЕТОД РАСЧЕТА ТЕЧЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ В ПЛАСТЕ

PHYSICAL-MATHEMATICAL MODEL AND FLOW METHOD OF GAS-CONDENSATE MIXTURE IN RESERVOIR

АННОТАЦИЯ. Разработана физико-математическая модель радиального течения газоконденсатной смеси (ГКС) в пласте, учитывающая изменения по времени и пространственной координате давления, компонентного и фазового состава, скорости фильтрации газовой и конденсатной фазы.

Процесс фильтрации ГКС с фазовыми переходами и изменением компонентного состава по радиусу из-за различия фазовых проницаемостей газа и конденсата рассмотрен по схеме «расщепление по физическим процессам». Изменение приведенной плотности компонент и фаз происходит в двух последовательных процессах — массообмен при неравновесной двухфазной фильтрации и установление термодинамического равновесия в компонентах между газовой и конденсатной фазами. Используется единое кубическое уравнение состояния и равенство летучестей компонентов в жидкой и газовой фазах. Рассмотрены нестационарный и квазистационарный подходы к расчету давления в пласте.

Приведен алгоритм расчета изменения компонентного и фазового состава ГКС в газоконденсатном пласте. Отмечено, что разработанные физико-математическая модель и алгоритм расчета, реализованные в виде компьютерной программы, могут быть использованы для решения ряда прямых и обратных задач подземной гидрогазодинамики, в частности, для: прогнозирования добычи газа и конденсата; идентификации параметров пласта; расчета и прогнозирования изменения во времени и радиусу концентрации компонентов и фаз в пласте; построения аппроксимационной зависимости дебита, КГФ компонентного состава газоконденсатной смеси от депрессии; оптимизации забойных давлений и дебитов скважин по технико-экономическим критериям.

SUMMARY. A physical-mathematical model of radial flow of gas-condensate mixture (GCM) in a reservoir has been developed, taking into account change in time and space of component composition, pressure, filtration speed of gas and condensate phase. The filtration process of GSM with phase transitions and changes along the radius due to the difference in phase permeability of gas and condensate

is studied by "fusion by physical processes" scheme. Change of the rendered density of components and phases takes place in two subsequent processes-mass exchange with two phase filtration and thermodynamic equilibrium in components between gas and condensate phases. One cubic equation of state and equilibrium of chemical potentials of components in liquid and gas phases are used. Stationary and quasi-stationary approaches to calculation of pressure in a reservoir are considered. The calculation algorithm of component and phase composition change of GSM in gas-condensate reservoir is provided. The developed model and algorithm can be employed for direct and reversed task solution of subsurface hydrogas dynamics, in particular for: gas and condensate production forecasting; reservoir parameter identification; calculation and forecasting of change in time and radius of the components and phases concentration in a reservoir; approximation model design of flow rates and composition dependency from depression; optimization of bottom-hole pressures and well flow rates according to the technical and economic criteria.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА. Газоконденсатная смесь, физико-математическая модель течения, фазовые переходы, единое уравнение состояния, фазовое равновесие, алгоритм расчета, аппроксимационная модель пласта.

KEY WORDS. Gas-condensate mixture, physical-mathematical model of flow, phase transition, unital equation of state, estimation algorithm, reservoir approximation model.

Введение. Одной из наиболее актуальных проблем разработки и эксплуатации газоконденсатных месторождений является создание экспертно-компьютерной диагностической системы — «интеллектуального месторождения» (ИМ). Концепция ИМ предусматривает создание физико-математических моделей, алгоритмов и программного комплекса, позволяющих определять параметры газоконденсатных смесей (ГКС) в природно-технической системе «газоконденсатный пласт (ГКП) — скважины (С) — устьевые устройства (УУ) — сеть трубопроводов (СТ) — узел комплексной подготовки газа (УКПГ) — дожимная компрессорная станция (ДКС)». Алгоритмический комплекс ИМ может включать в себя сочетание математических моделей разных уровней: нулевого уровня (алгебраические модели) — для описания, обобщенных опытных данных о коэффициентах потерь давления и тепломассопереноса [1-5 и др.], параметров термодинамического состояния и фазового равновесия [6-10], второго и третьего уровня — 2D и 3D полных, замкнутых дифференциальных моделей для детального описания течения в пласте, устьевом устройстве и элементах ДКС [1-5 и др.].

В основу физико-математического моделирования процессов в системе «ГКП-С-УУ-СТ-УКПГ-ДКС» в рамках концепции ИМ должны быть положены модели первого уровня, основанные на системе уравнений квазиодномерного течения [3]. Эти модели описывают основные законы природы — сохранение массы, импульса и полной энтальпии в форме обыкновенных дифференциальных первого порядка с одной определяющей переменной, и известными условиями при входе в каждый элемент. Вместе с тем влияние на решение других независимых переменных учитывается приближенно с применением операций осреднения и обобщенных опытных данных [3 и др.].

Такой подход позволяет создавать быстровычисляемые алгоритмы для моделирования отдельных элементов системы «ГКП, С, УУ, СТ, УКПГ, ДКС», формирует единую платформу для программного комплекса и системы в целом, что позволяет решать задачи идентификации на основе натурных опытных

данных, проводить оптимизацию технологических режимов элементов и решать задачи комплексного оптимального управления месторождениями, включая крупные нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения.

Цель работы — разработка квазиодномерной, квазистационарной модели и алгоритма расчета параметров подсистемы «газоконденсатный пласт», основанных на законах радиального фильтрационного двухфазного течения и учитывающих изменение концентрации фаз и компонентов ГКС, пластового и забойного давления

Модель радиального течения газоконденсатной смеси в пласте.

При течении газоконденсатной смеси (ГКС) в пласте примем следующие допущения:

1. Течение радиальное в направлении \vec{r} , перпендикулярном оси скважины (рис. 1); изменение параметров в направлении оси z в пласте мало, то есть параметры осреднены по оси z в пласте в пределах слоя $h = h(r)$. В плоскости $(r\varphi)$ цилиндрической системы координат $(r\varphi z)$ могут быть выделены секторы с углом, в пределах которых параметры осреднены по угловой координате и изменяются по радиусу. На каждом временном интервале $(t^{(n)}, t^{(n+1)} = t^{(n)} + \Delta t)$ давление зависит от r и не изменяется по времени $P = P(r)$, что соответствует методу последовательной смены стационарных состояний [2]. Изменение давления происходит в моменты времени $t^{(n+1)} = t^{(1)} + k_t \Delta t$, где $k_t = \overline{1, N_{kt}}$. Изменение плотности компонент и фаз происходит в двух последовательных процессах: первый — массообмен, при двухфазной неравновесной фильтрации и второй — установление термодинамического равновесия в компонентах между газовой и конденсатной фазами, при выравнивании химических потенциалов.

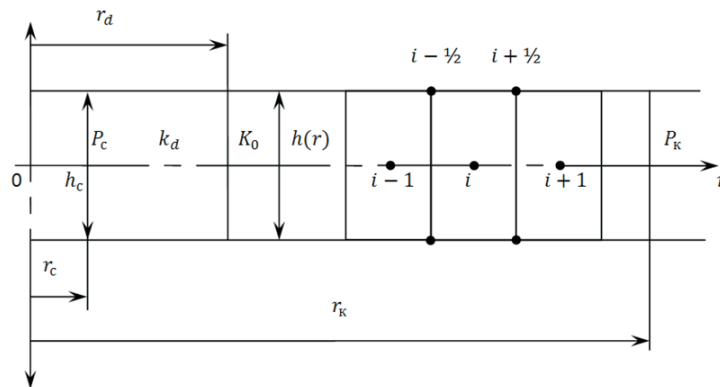


Рис. 1. Схема расчетной области в пласте. Обозначения: r_c , r_d , r_k — радиусы (соответственно) скважины, призабойной зоны, контура питания.

2. Абсолютная проницаемость $k = k(r)$ неоднородна в пласте. Для определенности примем: в области $r_d + \Delta r \leq r \leq r_k$, $k = k_0$; в области $r_c \leq r \leq r_d - \Delta r$

$k = k_d = \bar{k}_d k_0$, где $\bar{k}_d = \frac{1}{1 + \frac{S_K}{\ln \frac{r_d}{r_c}}}$, $S_K = \left(\frac{k_0}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_d}{r_c}$ — скин-фактор;

в области $r_d - \Delta r \leq r \leq r_d + \Delta r$: $k = k_d + (k_0 - k_d)(3\bar{r}^2 - 2\bar{r}^2)$, где $\bar{r} = \frac{r - (r_d - \Delta r)}{2\Delta r}$, $\Delta r \cong \varepsilon(r_d - r_c)$; $0 < \varepsilon \leq 1$.

3. Задан начальный компонентный состав смеси $z_k^{(1)} = z_k^{(1)}(r, t)$, $k = 1, 2, \dots, N_k$, где $z_k^{(1)} = z_{lk}^{(1)} + z_{gk}^{(1)}$. Жидкая и газовая фазы компонентов ГК смеси в начале и в конце каждого временного интервала Δt находятся в термодинамическом равновесии.

4. Плотность ГКС ρ , плотности газовой ρ_{gk} и конденсатной ρ_{lk} фаз компонент $K = \overline{1, N_K}$ определяются единым кубическим уравнением состояния Брусилковского:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a\alpha}{(V + c)(V + d)} \quad (1)$$

и уравнением равенства летучести компонентов в жидкой и газовой фазах [6-10]

$$\ln f_{k,e}(p, T, Z_k) = \ln f_{k,g}(p, T, Z_k) \quad (2)$$

Как альтернативные уравнения состояния могут применяться уравнения Ли-Кеслера, Редлиха-Квонга, Соава с коэффициентами Грабоски и Дауберта, Пенга-Робинсона [6].

Процесс фильтрации ГКС с фазовыми переходами и изменением компонентного состава по радиусу из-за различия фазовых проницаемостей газа и конденсата рассматриваем по следующей схеме «расщепления по физическим процессам». Изменение плотности компонент и фаз происходит в двух последовательных процессах: первый — массообмен при двухфазной неравновесной фильтрации, и второй — установление (возможно, с запаздыванием) термодинамического равновесия в компонентах между газовой и конденсатной фазами при выравнивании химических потенциалов.

5. Известны давления на забое при $r = r_c$, $P = P_c = P_3$ и на контуре питания при $r = r_c$, $P = P_k$. При этом давление на забое $P_c = P_3(t)$ может уточняться в рамках модели системы «ГКП-С-УУ-СТ-УКПТ-ДКС», а давление $P_k(t)$ может определяться из уравнения материального баланса или с использованием метода нейронных сетей.

6. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) по газу и по конденсату — известные функции от конденсатонасыщенности в каждом сечении r :

$$\bar{f}_g = \bar{f}_g(S_l(P(r), T)), \bar{f}_l = \bar{f}_l(S_l(P(r), T)), \quad (3)$$

где $S_l = \frac{V_l}{V_l + V_g}$, $S_g = 1 - S_l$ — доли объема порового пространства, занятые конденсатом и газом. Простейшей аппроксимацией кривых ОФП (рис. 2) для газоконденсатной смеси являются зависимости: $\bar{f}_g = \bar{f}_g^* \bar{x}^{n_g}$, $\bar{f}_l = \bar{f}_l^* (1 - \bar{x})^{n_l}$, где $\bar{x} = \frac{S_g - S_*}{S^* - S_*}$. Более детальные зависимости ОФП, основанные не сетевой гидродинамической модели двухфазного течения в керне, разработаны в ТюмГУ и в ООО «ТННЦ» [11].

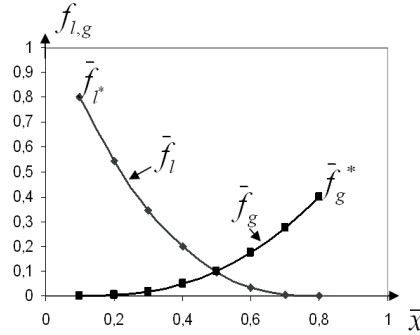


Рис. 2. Схема кривых ОФП газоконденсатной смеси.

7. Динамические вязкости газа и конденсата — известные функции от давления и температуры $\mu_g = \mu_g(P(r), T)$, $\mu_l = \mu_l(P(r), T)$.

Расчетная система уравнений, при известных функциональных зависимостях и известных параметрах, включает в себя для каждого сектора $\Delta\varphi_j$:

— Уравнения неразрывности для газовой (g) и конденсатной (l) фазы ГКС:

$$\frac{\partial(\rho_g m)}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh \rho_g^{(0)} w_{gr}) = J_{lg} m \quad (4)$$

$$\frac{\partial(\rho_l m)}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh \rho_l^{(0)} w_{lr}) = -J_{lg} m \quad (5)$$

где w_g , w_l — фильтрационные скорости газа и конденсата, $J_{gl} \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3 \text{с}} \right]$ — интенсивность фазового перехода (конденсации или испарения).

— Уравнение неразрывности для компонент $K = 1, N_K - 1$ ГКС

$$\frac{\partial(\rho_{kg} m)}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh \rho_{kg}^{(0)} w_g) = J_{klg} m \quad (6)$$

$$\frac{\partial(\rho_{lk} m)}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} (rh \rho_{kl}^{(0)} w_l) = -J_{klg} m \quad (7)$$

— Обобщенное уравнение Дарси для фаз:

$$w_{gr} = - \frac{k_0 \bar{f}_g}{\mu_g} \frac{dP}{dr} \quad (8)$$

$$w_{lr} = - \frac{k_0 \bar{f}_l}{\mu_l} \frac{dP}{dr} \quad (9)$$

Складывая почленно уравнения (4) и (5), с учетом (8) и (9), получают:

$$\frac{\partial(\rho m)}{\partial t} + \frac{1}{rh} \frac{d}{dr} \left(rh K_0 \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right) \frac{dp}{dr} \right) = 0 \quad (10)$$

Для квазистационарного течения:

$$\frac{\partial(\rho m)}{\partial t} = 0$$

и, следовательно,

$$\frac{d}{dr} \left(rhK_0 \left(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g} \right) \frac{dp}{dr} \right) = 0. \quad (11)$$

Интеграл этого уравнения имеет вид $\left(rh \frac{\rho_l^{(0)} k \bar{f}_l}{\mu_l} + rh \frac{\rho_g^{(0)} k \bar{f}_g}{\mu_g} \right) \frac{dP}{dr} = C_1$, откуда

$$\frac{dP}{dr} = \frac{C_1}{rhf(r)}, \quad (12)$$

где $f(r) = \frac{\rho_l^{(0)} k \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} k \bar{f}_g}{\mu_g}$.

Интегрируя (12) в пределах от r_c до r , получим:

$$P = C_1 \int_{r_c}^r \frac{dr}{rhf(r)} + C_2 \quad (13)$$

Константы C_1 и C_2 в (13), определяются из граничных условий при известных давлениях на забое и контуре питания:

$$r = r_c, P = P_c = C_2; r = r_k, C_1 \int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{rhf(r)} + C_2 = P_k, \quad (14)$$

откуда:

$$C_1 = \frac{P_k - P_c}{\int_{r_c}^{r_k} \frac{dr}{rhf(r)}} = \frac{P_k - P_c}{\int_{r_c}^{r_k} \frac{\mu_l \mu_g dr}{rh(\rho_l^{(0)} k \bar{f}_l \mu_g + \rho_g^{(0)} k \bar{f}_g \mu_l)}} \quad (15)$$

Дебиты по конденсату и газу определяются с учетом (8), (9), (12), (15):

$$G_l = 2\pi \left(\frac{\rho_l^{(0)} k \bar{f}_l}{\mu_l} \right)_{r_c} \frac{C_1}{f(r_c)}, \quad (16)$$

$$G_g = 2\pi \left(\frac{\rho_g^{(0)} k \bar{f}_g}{\mu_g} \right)_{r_c} \frac{C_1}{f(r_c)}. \quad (17)$$

При разбиении области течения на секторы $\Delta\phi_j$ расходы G_l и G_g суммируются по j от 1 до N_j . В частном случае — фильтрации однофазной несжимаемой жидкости — конденсата $G_g = 0, G = G_l; \bar{f}_l = 1, 0$; при $f(r) = \frac{\rho k}{\mu} = \text{const}, h(r) = h_c$:

$$G = \frac{2\pi h_c \rho k (P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}$$

Выражение для объемного расхода в рассматриваемом частном случае совпадает с формулой Дюпюи [2]:

$$Q = \frac{G}{\rho_l} = \frac{2\pi h_c k (P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}.$$

При этом изменение давления по радиусу описывается известной формулой:

$$P = P_c + \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}} (P_k - P_c)$$

Для учета нестационарности уравнение (10) заменяется конечно-разностным аналогом по неявной для давления схеме [2 и др.]:

$$a_i \frac{p_i^{(n+1)} - p_i^{(n)}}{\Delta t} = b_{i+\frac{1}{2}} \frac{p_{i+1}^{(n+1)} - p_i^{(n+1)}}{r_i h_i \Delta r^2} - b_{i-\frac{1}{2}} \frac{p_i^{(n+1)} - p_{i-1}^{(n+1)}}{r_i h_i \Delta r^2} \quad (18)$$

где $a_i = m_i \frac{\Delta \rho_0}{\bar{p}_i^{(n+1)} - p_i^{(n)}}$, $\bar{p}_i^{(n+1)} = p(\rho_i^{(n)} + \Delta p, T)$ — определяются по уравнению состояния ГКС (1); $b = rhK(\frac{\rho_l^{(0)} \bar{f}_l}{\mu_l} + \frac{\rho_g^{(0)} \bar{f}_g}{\mu_g})$ — вычисляются в точках $i + \frac{1}{2}$ и $i - \frac{1}{2}$.

Уравнение (18) при известных значениях давлений P_c и P_k решается стандартным «методом прогонки».

Алгоритм расчета состава и параметров ГКС.

Расчет изменения по времени t и координате r параметров ГКС $(\rho_{kl}, \rho_{kg}, w_l, w_g)$ (основывается на приведенных выше уравнениях неразрывности (4-7), уравнениях Дарси (8, 9), уравнениях для давления (13) или (10), замыкающих соотношениях, условиях на скважине и контуре питания и включает в себя следующие основные этапы. Расчет проводится для последовательных интервалов времени $(t^{(n)}, t^{(n+1)})$ начиная с $t = t^{(1)}$ до $t = T$.

Блок 1. Расчет распределения давления $P = P(r)$ в моменты времени $t^{(n)}$ и $t^{(n+1)}$ для заданного компонентного состава ГКС.

1. Задание исходных данных.

Входными параметрами для расчета являются $r_c, r_d, r_k, h(r), S_k, T, k_0, S_*, S^*, n_l, n_g, Z_k^{(1)}(r), P_c(t), P_k(t)$, коэффициенты уравнений состояния и равновесия фаз.

2. Задается число интервалов m разбиения отрезка $r_k - r_c$, так что:

$$\bar{r} = \frac{\ln r_i + 1}{\ln r_i} > 1, \bar{r}^m = \left(\frac{\ln r_k}{\ln r_i} \right)^m; \bar{r} = \sqrt[m]{\frac{\ln r_k}{\ln r_c}};$$

$$\ln r_{i+1} = \bar{r} \ln r_i; r_{i+1} = \exp(\bar{r} \ln r_i),$$

где $i = 1, 2, \dots, m - 1$, $r_1 = r_c$, $r_m = r_k$

3. По формуле (18) вычисляется распределение по радиусу давления смеси в первом приближении:

$$P_i = P_c + \frac{\ln \frac{r_i}{r_c}}{\ln \frac{r_k}{r_c}} (P_k - P_c), i = 2, 3, m - 1, (P_m = P_k).$$

4. Оцениваются расходы и КГФ в первом приближении:

$$G_{l_0} = 2\pi h_c \frac{\rho_l^{(0)} k_{l_0} (P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}; G_{g_0} = 2\pi h_c \frac{\rho_g^{(0)} k_{g_0} (P_k - P_c)}{\mu \ln \frac{r_k}{r_c}}; (КГФ)_{G_0} = \frac{G_{l_0}}{G_{g_0}}.$$

5. В первом приближении принимается при $n = 1$ $G_l^{(1)} = G_{l_0}$; $G_g^{(1)} = G_{g_0}$. Расчет по этапам (6-13) проводится итерациями для $i = 2, \dots, (m - 1)$ на разных радиусах, на расчетных временных интервалах ($t^{(n)}$, $t^{(n+1)}$).

6. По кубическому уравнению состояния и условиям термодинамического равновесия жидкой и газовой фаз находим $\rho_{gi}^{(0)}, \rho_{li}^{(0)}, \rho_{gi}, \rho_{li}, S_{li}$.

7. Вычисляются коэффициенты вязкости $\mu_{li} = \mu_{li}(T)$, $\mu_{gi} = \mu_{gi}(T)$.

8. По аппроксимационным кривым ОФП по S_{li} находим относительные фазовые проницаемости на разных радиусах $\bar{f}_{li} = \bar{f}_{li}(S_{li})$, $\bar{f}_{gi} = \bar{f}_{gi}(S_{li})$.

9. Вычисляется численно определенный интеграл

$$J = \int_{r_c}^{r_k} \frac{\mu_l \mu_g dr}{r h (\rho_l^{(0)} k \bar{f}_{li} \mu_g + \rho_g^{(0)} k \bar{f}_{gi} \mu_l)} \text{ и константа } C_1 = \frac{(P_k - P_c)}{J};$$

10. Уточняется распределение давления по формуле:

$$P_i = P_c + \frac{\int_{r_c}^{r_i} r f(r) dr}{\int_{r_c}^{r_k} r f(r) dr} (P_k - P_c), \text{ где } i = 2, 3, \dots, m - 1.$$

11. Вычисляется дебит конденсата для принятого компонентного состава ГКС:

$$G_l^{(n+1)} = 2\pi \left(\frac{\rho_l^{(0)} k \bar{f}_{li}}{\mu_l} \right)_{r_c} \frac{(P_k - P_c)}{J f(r_c)};$$

12. Вычисляется дебит газа для принятого компонентного состава ГКС:

$$G_g^{(n+1)} = 2\pi \left(\frac{\rho_g^{(0)} k \bar{f}_{gi}}{\mu_g} \right)_{r_c} \frac{(P_k - P_c)}{J f(r_c)};$$

13. Если $\frac{|G_l^{(n'+1)} - G_l^{(n')}|}{G_l^{(1)}} > \varepsilon_l$ или $\frac{|G_g^{(n'+1)} - G_g^{(n')}|}{G_g^{(1)}} > \varepsilon_g$, где $n' = 1, 2, \dots, n$ —

номер итерации, то расчет повторяется по этапам 6-13.

Блок 2. Расчет изменения во времени давления на забое и контуре питания.

14. Вычисление изменения пластового давления P_k со временем по уравнениям материального баланса [2].

15. Вычисление изменения забойного давления P_c по времени по комплексной модели «ГКП-С-УУ-СТ-УКПГ-ДКС».

Блок 3. Расчет изменения компонентного состава ГКС, дебита и конденсатогазового фактора.

16. По обобщенному уравнению Дарси вычисляются скорости фильтрации жидкой и газовой фаз, с учетом $w = -w_r > 0$:

$$w_{li+\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{K_0 \bar{f}_l}{\mu_l} \frac{P_{i+1} - P_i}{r_{i+1} - r_i}, \quad w_{li-\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{K_0 \bar{f}_l}{\mu_l} \frac{P_i - P_{i-1}}{r_i - r_{i-1}}$$

$$w_{gi+\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{K_0 \bar{f}_g}{\mu_g} \frac{P_{i+1} - P_i}{r_{i+1} - r_i}, \quad w_{gi-\frac{1}{2}}^{(n)} = \frac{K_0 \bar{f}_g}{\mu_g} \frac{P_i - P_{i-1}}{r_i - r_{i-1}}$$

17. Вычисление истинной плотности газовой и конденсатной фазы $\rho_{gi}^{(0)}, \rho_{li}^{(0)}$ проводятся по уравнениям состояния [6 и др.] при $P_i = P_i^{(n)}$ и $P_i = P_i^{(n+1)}$.

18. Расходы конденсата и газа компонентов $\kappa = 1, 2, \dots, N_k$ через сечения $F_{i+\frac{1}{2}} = 2\pi r_{i+\frac{1}{2}} h_{i+\frac{1}{2}}$ и $F_{i-\frac{1}{2}} = 2\pi r_{i-\frac{1}{2}} h_{i-\frac{1}{2}}$:

$$G_{kli-\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{li-\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i-\frac{1}{2}} \rho_{kli}^{(0)}, \quad G_{kli+\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{li+\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i+\frac{1}{2}} \rho_{kli}^{(0)(n)};$$

$$G_{kgi-\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{gi-\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i-\frac{1}{2}} \rho_{kgi}^{(0)}, \quad G_{kgi+\frac{1}{2}}^{(n)} = w_{gi+\frac{1}{2}}^{(n)} F_{i+\frac{1}{2}} \rho_{kgi}^{(0)(n)}$$

через сечение $i - \frac{1}{2}$.

19. Изменение массы компонентов в слое в течение промежутка времени за счет фильтрационного движения

$$\Delta m_{kli}^{(n)} = \left(G_{kli+\frac{1}{2}}^{(n)} - G_{kli-\frac{1}{2}}^{(n)} \right) \Delta t$$

$$\Delta m_{kgi}^{(n)} = \left(G_{kgi+\frac{1}{2}}^{(n)} - G_{kgi-\frac{1}{2}}^{(n)} \right) \Delta t.$$

20. Вычисления массы $m_{kli}^{(n+1)}, m_{kgi}^{(n+1)}, m_{li}^{(n+1)}, m_{gi}^{(n+1)}$: в результате фильтрационного движения

$$\tilde{m}_{kli}^{(n+1)} = m_{kli}^{(n)} - \Delta m_{kli}^{(n)}, \quad \tilde{m}_{kgi}^{(n+1)} = m_{kgi}^{(n)} - \Delta m_{kgi}^{(n)};$$

$$m_{ki}^{(n+1)} = m_{kli}^{(n+1)} + m_{kgi}^{(n+1)}, \quad m_{li}^{(n+1)} = \sum_{k=1}^{N_k} m_{kli},$$

$$m_{gi}^{(n+1)} = \sum_{k=1}^{N_k} m_{kgi}.$$

21. Вычисление приведенных плотностей компонентов фаз в результате фильтрационного движения

$$\tilde{\rho}_{kli}^{(n+1)} = \frac{m_{li}^{(n+1)}}{V_i m_i}, \tilde{\rho}_{kgi}^{(n+1)} = \frac{m_{gi}^{(n+1)}}{V_i m_i}; \rho_{ki}^{(n+1)} = \rho_{kli}^{(n+1)} + \rho_{kgi}^{(n+1)}$$

$$\rho_{li}^{(n+1)} = \frac{m_{li}^{(n+1)}}{V_i m_i}, \rho_{gi}^{(n+1)} = \frac{m_{gi}^{(n+1)}}{V_i m_i}; \rho_i^{(n+1)} = \rho_{li}^{(n+1)} + \rho_{gi}^{(n+1)};$$

22. Вычисление насыщенностей по газовой и конденсатной фазам

$$V_{li}^{(n+1)} = \frac{m_{li}^{(n+1)}}{\rho_{li}^{(0)}(n+1)}, V_{gi}^{(n+1)} = \frac{m_{gi}^{(n+1)}}{\rho_{gi}^{(0)}(n+1)};$$

$$S_g^{(n+1)} = \frac{V_{gi}^{(n+1)}}{V_i m}, S_l^{(n+1)} = \frac{V_{li}^{(n+1)}}{V_i m}$$

Молярные доли компонент в момент времени $t^{(n+1)}$ $z_{ki}^{(n+1)} = \frac{m_{ki}^{(n+1)}/\mu_k}{\sum_{k=1}^{N_k} m_{ki}^{(n+1)}/\mu_k}$

23. Вычисление по уравнению состояния и равновесия плотностей компонент ГКС в жидкой и газовой фазах в результате установления термодинамического равновесия в момент $t^{(n+1)}$: $\rho_{kli}^{(n+1)} = \rho_{kli}(\rho_i^{(n+1)}, T, z_{ki}^{(n+1)})$

$$\rho_{kgi}^{(n+1)} = \rho_{kgi}(\rho_i^{(n+1)}, T, z_{ki}^{(n+1)})$$

24. Интенсивность фазовых переходов $I_{kgli} = \frac{\rho_{kli}^{(n+1)} - \tilde{\rho}_{kli}^{(n+1)}}{\Delta t}$

25. Дебиты по конденсату и газу (по п. 18)

$$G_l^{(n+1)} = 2\pi r_c h_c (\rho_l^{(0)} w_l) \Big|_{r=r_c}^{(n+1)}$$

$$G_g^{(n+1)} = 2\pi r_c h_c (\rho_g^{(0)} w_g) \Big|_{r=r_c}^{(n+1)}$$

26. Конденсатно-газовый фактор (массовый)

$$(\text{КГФ})_G^{(n+1)} = \frac{G_l^{(n+1)}}{G_g^{(n+1)}};$$

$$(\text{КГФ})_Q^{(n+1)} = \frac{G_l \rho_g^{(0)}}{G_g \rho_l^{(0)}} \Big|^{(n+1)}$$

Заклучение.

1. Предложены и разработаны физико-математическая модель и расчетный алгоритм определения изменения по времени и в зависимости от расстояния до скважины компонентного состава газоконденсатной смеси в пласте.

2. Приведено решение в квадратурах, определяющее в квазистационарном приближении изменение по радиусу давления газоконденсатной смеси в пласте и дебиты по газу и конденсату при радиальном течении с учетом компонентного состава и влияния относительных фазовых проницаемостей.

3. Использование разработанной гидродинамической модели позволяет ставить и решать целый ряд обратных и прямых задач по определению параметров, необходимых для детального расчета, мониторинга и оптимального автоматизированного планирования технологических режимов газоконденсатных скважин. К числу таких задач относятся следующие:

3.1. Прогнозирование добычи конденсата и газа а также компонентного состава ГКС при использовании прогнозных значений забойного и контурного давления.

3.2. Определение значений коэффициента абсолютной проницаемости k_0 , скин фактора S_k , радиуса пониженной проницаемости пласта r_d , параметров ОФП \bar{f}_{l*} , \bar{f}_{g*} , n_l , n_g и пластового давления P_k , которые обеспечивают минимум невязки в области рассчитываемой скважины газоконденсатного месторождения:

$$I_1(k_0, S_k, r_d, n_l, n_g, P_k) = \alpha_{1p}(P_c - P_{c\phi}^2)^2 + \alpha_{1g}(G_l - G_{lp}^2)^2 + \alpha_{2g}(G_g - G_{g\phi}^2)^2 \rightarrow \min.$$

3.3 Определение и прогнозирование изменения концентрации компонентов газоконденсатной смеси $z_k = z_k(r, t)$ в пласте в различные периоды эксплуатации газоконденсатных скважин при известных начальных концентрациях $z_k^{(1)} = z_{k0}^{(1)}$.

3.4. Построение аппроксимационной модели зависимости дебита и КГФ газоконденсатной смеси от давления на контуре питания и на забое скважины для использования при моделировании системы «ГКП-С-УУ-СТ-УКПП-ДКС».

3.5. Оптимизация забойных давлений на скважинах и дебитов (за счет изменения диаметров штуцеров d_j ($j=1, NW$), где NW — число скважин, обеспечивающих максимальный индекс доходности $I_d(d_j)$ за расчетный период эксплуатации объекта с учетом ограничений $P_{штj} < P_{штjmax}$ $|P_{сб} - P_{сб0}| < \varepsilon_p$ при использовании расчетной модели системы «ГКП-С-УУ-СТ-УКПП-ДКС».

3.6. Построение динамической модели газоконденсатного месторождения в целом $G_g = G_g(d_{шти}(t), P_{пл}(t), P_{сб}(t), Z_{ki}(t))$, $G_l = G_l(d_{шти}(t), P_{пл}(t), P_{сб}(t), Z_{ki}(t))$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Часть 1, 2. М.: Наука, 1987.
2. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993.
3. Шабаров А.Б. Гидрогазодинамика. Тюмень: Изд-во ТюмГУ, 2013.
4. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1989.
5. Баренблат Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984.

6. Григорьев Б.А., Герасимов А.А., Ланчаков Г.А. Теплофизические свойства и фазовые равновесия газовых конденсатов и их фракций. М.: ИД МЭИ, 2007.
7. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке нефти и газа. М.: Грааль, 2002.
8. Козлов А.Д. и др. Расчет фазового равновесия многокомпонентных углеводородных смесей в диапазоне температур 100 .. 450 К при давлениях до 30 МПа. М., 2004.
9. Peng, D.-V., Robinson, D.B. A new two constant equation of state // Ind. Eng. Chem. Fundament. 1976. Vol. 15. Pp. 59-64.
10. Redlich, O., Kwong, J.N.S. On the thermodynamics of solutions. V: An equation of state. Fugacities of gaseous solutions // Chem. Review. 1949. Vol. 44 № 1. Pp. 233-244.
11. Алтунин А.Е., Соколов С.В., Степанов С.В., Черемисин Н.А., Шабаров А.Б. Расчетный метод получения относительных фазовых проницаемостей на основе решения обобщенных уравнений Бернулли для системы поровых каналов // Нефтепромысловое дело. 2013. № 8. С. 40-46.

REFERENCES

1. Nigmatulin, R.I. *Dinamika mnogofaznykh sred. Chast' 1, 2* [Dynamics of multiphase systems. Part 1. Part 2]. Moscow: Nauka, 1987. (in Russian).
2. Basniev, K.S., Kochina, I.N., Maksimov, V.M. *Podzemnaia gidromekhanika* [Reservoir hydromechanics]. Moscow: Nedra, 1993. (in Russian).
3. Shabarov, A.B. *Gidrogazodinamika* [Fluid and gas dynamics]. Tyumen, 2013. (in Russian).
4. Zakirov, S.N. *Teoriia i proektirovanie razrabotki gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii* [Theory and production engineering of gas and gas-condensate fields]. Moscow: Nedra, 1989. (in Russian).
5. Barenblatt, G.I., Entov, V.M., Ryzhik, V.M. *Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnykh plastakh* [Fluid and gas flows in nature reservoirs]. Moscow: Nauka, 1987. (in Russian).
6. Grigor'ev, B.A., Gerasimov, A.A., Lanchakov, G.A. *Teplofizicheskie svoystva i fazovye ravnovesiia gazovykh kondensatov i ikh fraktsii* [Thermophysical properties and phase equilibrium of gas condensates]. Moscow, 2007. (in Russian).
7. Brusilovskii, A.I. *Fazovye prevrashcheniia pri razrabotke nefti i gaza* [Phase transitions at oil and gas development]. Moscow, 2002. (in Russian).
8. Kozlov, A.D. et al. *Raschet fazovogo ravnovesiia mnogokomponentnykh uglevodorodnykh smesei v diapazone temperatur 100 .. 450 K pri davleniiakh do 30 MPa* [Calculation of phase equilibrium of multicomponent hydrocarbon mixture at temperatures 100..450 K and pressures up to 30 MPa]. Moscow, 2004. (in Russian).
9. Peng, D.-V., Robinson, D.B. A new two constant equation of state. *Ind. Eng. Chem. Fundament.* 1976. Vol. 15. Pp. 59-64.
10. Redlich, O., Kwong, J.N.S. On the thermodynamics of solutions. V: An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. *Chem. Review.* 1949. Vol. 44 № 1. Pp. 233-244.
11. Altunin, A.E., Sokolov, S.V., Stepanov, S.V., Cheremisin, N.A., Shabarov, A.B. Calculation method of receiving relative phase permeability based on solution of Bernoulli generalized equations for a system of porous channels. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Engineering.* 2013. № 8. Pp. 40-46. (in Russian).

Автор публикации

Шабаров Александр Борисович — заведующий кафедрой механики многофазных систем Института физики и химии Тюменского государственного университета, доктор технических наук, профессор

Author of the publication

Alexander B. Shabarov — Dr. Sci. (Techn.), Professor, Head of the Department of Multiphase Systems Mechanics, Institute of Physics and Chemistry, Tyumen State University