

УДК 532.546

## ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗА В НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРЕ С ТРЕЩИНОЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

А. Я. Давлетбаев, З. С. Мухаметова\*

Башкирский государственный университет, 450074 Уфа, Россия

\* Уфимский государственный нефтяной технический университет, 450000 Уфа, Россия

E-mails: DavletbaevAY@rambler.ru, muchametovaz@mail.ru

Представлены результаты моделирования фильтрации “сухого” газа в низкопроницаемом газовом пласте со скважиной с трещиной гидроразрыва пласта. Предполагается, что фильтрация газа в низкопроницаемом продуктивном пласте и в трещине конечной проводимости происходит по линейному закону Дарси. Для учета зависимости РVT-свойств газа от давления, а также их влияния на коэффициенты пьезопроводности пласта и трещины использовалось уравнение Пенга — Робинсона. С использованием численного моделирования исследовано влияние проводимости трещины и проницаемости пласта на распределение давления и параметры газа в системе трещина — пласт, а также на изменение давления и величины притока газа в скважину при изучении газодинамических процессов в скважине.

Ключевые слова: фильтрация газа, трещина, гидравлический разрыв пласта, низкопроницаемый коллектор, газодинамические исследования скважин.

DOI: 10.15372/PMTF20190106

**Введение.** При разработке низкопроницаемых газовых пластов для увеличения продуктивности скважин и интенсификации притока газа в них, как правило, применяется технология гидравлического разрыва пласта [1–5]. В процессе эксплуатации газовых скважин периодически возникает необходимость уточнения фильтрационных коэффициентов и текущего пластового давления [1, 6]. Для оценки указанных параметров проводятся исследования газодинамических процессов в скважинах с использованием изохронного метода и метода противодействия [1, 6, 7].

При газодинамических исследованиях с использованием метода противодействия скважина эксплуатируется в нескольких режимах при различных значениях притока и (или) разности давлений в скважине и пласте. Этот метод используется для прогнозов величины притока при различных значениях давления в скважине (противодействия на пласт). Исследования с помощью изохронного метода также проводятся в нескольких режимах до достижения установившегося режима притока. При этом по окончании каждого режима контролируется выполнение условия восстановления давления в остановленной скважине.

При проведении с использованием указанных методов [7] исследований газодинамических процессов в скважинах в низкопроницаемых коллекторах установившийся режим

---

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках государственной поддержки Казанского (Приволжского) федерального университета в целях повышения его конкурентоспособности среди мировых научно-образовательных центров.

притока в скважине достигается не всегда, а давление в период остановки скважины может не восстановиться до значения давления на границе пласта [8, 9]. Для планирования газодинамических исследований и интерпретации их результатов, а также для расчета величин притока в скважинах необходимо изучать фильтрацию газа в низкопроницаемых коллекторах, разрабатываемых с применением технологии гидравлического разрыва пласта [4, 5, 8, 9].

В настоящей работе выполнено моделирование фильтрации газа в низкопроницаемом пласте с трещиной гидроразрыва пласта. С помощью изохронного метода исследовано изменение давления и величины притока газа в скважине, проанализированы распределения давления, псевдодавления и параметров газа в системе трещина — пласт. При этом учитывается, что вязкость газа и коэффициент пьезопроводности в пласте и трещине не являются постоянными величинами и зависят от давления.

**1. Уравнение состояния газа.** При моделировании процесса добычи газа необходимо учитывать зависимость параметров газа от параметров, изменяющихся в процессе разработки газовых пластов. Для этого используется уравнение состояния Пенга — Робинсона

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b) + b(V - b)}. \quad (1.1)$$

Коэффициенты уравнения Пенга — Робинсона для чистых веществ рассчитываются по формулам

$$a_i = a_{ci}\varphi_i(T), \quad a_{ci} = 0,457\,235R^2T_{ci}^2/P_{ci}, \quad b_i = 0,077\,796RT_{ci}/P_{ci}$$

( $T_{ci}$ ,  $P_{ci}$  — критические температура и давление газа;  $i$  — номер компонента). Выражение для температурной поправки  $\varphi_i(T)$  имеет вид

$$\varphi_i(T) = (1 + \psi_i(1 - \sqrt{T/T_{ci}}))^2,$$

выражение для параметра  $\psi_i$  в случае чистых веществ —

$$\psi_i = 0,374\,64 + 1,5422\omega_i - 0,269\,92\omega_i^2$$

( $\omega_i$  — ацентрический фактор вещества (для метана  $\omega_1 = 0,013$ , для этана  $\omega_2 = 0,108$ )).

В случае многокомпонентной смеси коэффициенты уравнения Пенга — Робинсона вычисляются следующим образом:

$$a = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \zeta_i \zeta_j (1 - C_{ij})(a_i a_j)^{0,5}, \quad b = \sum_{i=1}^N \zeta_i b_i.$$

Здесь  $N$  — общее число компонентов смеси;  $\zeta_i$  — молярная доля  $i$ -го компонента в газовой ( $\zeta_i \equiv y_i$ ) или жидкой ( $\zeta_i \equiv x_i$ ) смеси;  $C_{ij}$  — коэффициент парного взаимодействия компонентов смеси. Для уравнения Пенга — Робинсона данные коэффициенты являются константами, матрица этих коэффициентов симметрична, т. е.  $C_{ij} = C_{ji}$  ( $C_{ij} = 0,005$  при  $i \neq j$ ,  $C_{ij} = 0$  при  $i = j$ ).

Уравнение Пенга — Робинсона используется для определения коэффициента сжимаемости газа  $z$  (рис. 1, а). Подставляя в (1.1) величину

$$z = \frac{PV}{RT},$$

получаем кубическое уравнение относительно  $z$

$$z^3 - (1 - B)z^2 + (A - 2B - 3B^2)z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (1.2)$$

где  $A = aP/(R^2T^2)$ ;  $B = bP/(RT)$ ;  $T$  — температура, К;  $R$  — универсальная газовая постоянная.

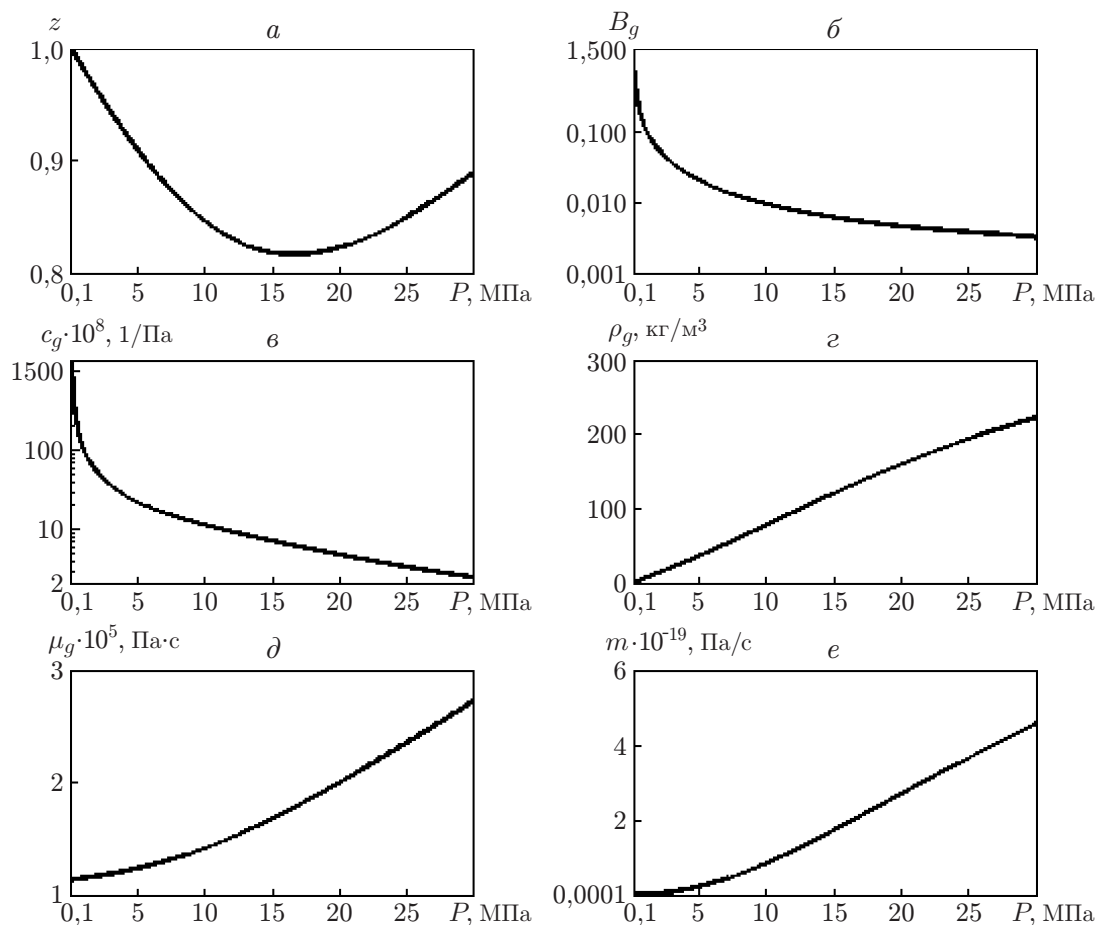


Рис. 1. Зависимости сверхсжимаемости (а), объемного коэффициента (б), сжимаемости (в), плотности (г), вязкости (д) газа, псевдадавления (е) от давления

Для определения  $z$  находим в уравнении (1.2) наибольший положительный корень [10, 11]. С использованием известного коэффициента сверхсжимаемости  $z$  можно определить другие параметры газа: объемный коэффициент газа (рис. 1, б)

$$B_g = \frac{z P_{SC} T}{P T_{SC}}$$

( $P_{SC}$ ,  $T_{SC}$  — давление и температура при стандартных условиях), сжимаемость газа (рис. 1, в)

$$c_g = -\frac{1}{B_g} \frac{dB_g}{dP} = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dP},$$

плотность природного газа (рис. 1, г)

$$\rho_g = \rho_{gSC} \frac{P z_{SC} T_{SC}}{z P_{SC} T}$$

( $\rho_{gSC}$  — плотность газа при атмосферном давлении, температуре, равной 20 °C,  $z_{gSC} \approx 1$  (для метана  $\rho_{gSC1} = M_1/24,05 = 0,667$  кг/м<sup>3</sup>, для этана  $\rho_{gSC2} = M_2/24,05 = 1,250$  кг/м<sup>3</sup>)).

При больших значениях давления ( $P > 5$  МПа) вязкость газа (рис. 1, д) можно вычислить по соотношению

$$(\mu_g - \mu_{gSC})\varepsilon = 9,77 \cdot 10^{-5} (\exp(1,415\rho_{gpr}) - \exp(-3,046\rho_{gpr}^{1,684})),$$

где  $\mu_g, \mu_{gSC}$  — вязкость газа при давлениях  $P, P_{SC}$  и заданной температуре  $T$ :

$$\mu_{gSC} = \begin{cases} 34 \cdot 10^{-5} \varepsilon^{-1} T_{pr}^{8/9}, & T_{pr} < 1,5, \\ 166,8 \cdot 10^{-5} \varepsilon^{-1} (0,1338 T_{pr} - 0,0932)^{5/9}, & T_{pr} \geq 1,5, \end{cases}$$

$\varepsilon = T_c^{1/6} / [M^{1/2} (P_c/10^5)^{2/3}]$ ;  $T_{pr}, \rho_{gpr}$  — приведенные температура и плотность газа.

Приведенными параметрами будем считать безразмерные величины, которые показывают, во сколько раз реальные параметры состояния газа (давление, температура, плотность, коэффициент сжимаемости) отличаются от критических параметров:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_c}, \quad T_{pr} = \frac{T}{T_c}, \quad \rho_{gpr} = \frac{\rho_g}{\rho_{gc}}, \quad z_{pr} = \frac{z}{z_c}.$$

Здесь  $P_c, T_c, \rho_{gc}$  — псевдокритические давление, температура, плотность газа, рассчитываемые по правилу Кэя:

$$P_c = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci}, \quad T_c = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci}, \quad \rho_{gc} = \sum_{i=1}^n y_i \rho_{gci},$$

$P_{ci}, T_{ci}, \rho_{gci}$  — критические давление, температура, плотность  $i$ -го компонента газа (для метана  $P_{c1} = 4,60$  МПа, для этана  $P_{c2} = 4,87$  МПа).

**2. Уравнения фильтрации газа в системе трещина — пласт.** Распределение давления в трещине гидроразрыва пласта (область  $0 \leq x \leq x_f, 0 \leq y \leq w_f/2$ ) описывается уравнением

$$\phi_f c_{ft} \frac{P_f}{\mu_g z} \frac{\partial P_f}{\partial t} = \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{P_f}{\mu_g z} \frac{\partial P_f}{\partial x} \right) + \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{P_f}{\mu_g z} \frac{\partial P_f}{\partial y} \right), \quad (2.1)$$

где  $w_f, x_f$  — величина раскрытия и полудлина трещины;  $\phi_f, \phi_m, k_f, k_m$  — пористости и проницаемости трещины и пласта;  $c_{ft} = s_g c_g + s_w c_w + c_f, c_{mt} = s_g c_g + s_w c_w + c_m$  — общая сжимаемость системы в трещине и пласте;  $\mu_g$  — вязкость газа;  $P_f, P_m$  — давления в трещине и пласте; индекс  $f$  соответствует трещине,  $m$  — продуктивному пласту. Результаты численных расчетов показывают, что в продуктивном пласте значения числа Рейнольдса и скорости фильтрации газа не превышают критических значений [12, 13]. В трещине гидроразрыва эти условия не выполняются, поэтому необходимо использовать закон фильтрации Форхгеймера. Однако при интерпретации результатов исследований газовых скважин с помощью изохронного метода в работе [8] показано, что в низкопроницаемых пластах в вертикальной скважине с трещиной гидроразрыва нелинейная фильтрация газа отсутствует, поэтому ее влиянием в отдельных случаях можно пренебречь. В настоящей работе полагается, что фильтрация газа в трещине и продуктивном пласте подчиняется линейному закону Дарси.

Распределение давления в продуктивном пласте описывается уравнением пьезопроводности (области  $0 \leq x \leq x_f, w_f/2 \leq y \leq L_y$  и  $x_f \leq x \leq L_x, 0 \leq y \leq L_y$ )

$$\phi_m c_{mt} \frac{P_m}{\mu_g z} \frac{\partial P_m}{\partial t} = \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{P_m}{\mu_g z} \frac{\partial P_m}{\partial x} \right) + \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{P_m}{\mu_g z} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right). \quad (2.2)$$

Начальные и граничные условия в продуктивном пласте имеют вид

$$P_m|_{t=0} = P_f|_{t=0} = P_0, \quad P_m|_{x=L_x} = P_m|_{y=L_y} = P_0. \quad (2.3)$$

Уравнения (2.1), (2.2) необходимо дополнить условиями непрерывности фильтрационных потоков и давлений на торце трещины:

$$\frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=x_f} = \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{x=x_f}, \quad P_f|_{x=x_f} = P_m|_{x=x_f}$$

и на боковой поверхности трещины:

$$\frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial P_f}{\partial y} \Big|_{y=w_f/2} = \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial P_m}{\partial y} \Big|_{y=w_f/2}, \quad P_f \Big|_{y=w_f/2} = P_m \Big|_{y=w_f/2}. \quad (2.4)$$

На оси  $Ox$  задается условие симметрии течения в системе трещина — пласт:

$$\frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{y=0} = \frac{\partial P_m}{\partial x} \Big|_{y=0} = 0. \quad (2.5)$$

Величина притока газа через поверхность скважины  $S_w = 2\pi hr_w$  существенно меньше, чем через сечение трещины  $S_f = 2hw_f$ , поэтому величину притока газа в скважину можно рассчитать по выражению

$$\frac{w_f}{2} \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial P_f}{\partial x} \Big|_{x=w_f/2} = \frac{Q_g}{4h}, \quad (2.6)$$

где  $h$  — высота продуктивного пласта, которая полагается равной высоте трещины  $h_f$ ;  $Q_g$  — дебит газа в скважине в пластовых условиях. На практике принято использовать дебит газа в стандартных условиях  $Q_{gSC}$ . Соотношение между  $Q_g$  и  $Q_{gSC}$  имеет вид [14]

$$Q_g = Q_{gSC} \frac{P_{SC}}{P} \frac{zT}{T_{SC}},$$

где  $P, T$  — давление и температура в пласте;  $P_{SC}, T_{SC}$  — давление и температура в стандартных условиях.

В остановленной скважине величина притока газа  $Q_g = 0$ , в период работы в скважине поддерживается постоянное давление

$$P_f \Big|_{x=0} = P_{wf}. \quad (2.7)$$

Заметим, что величина раскрытия трещины  $w_f$  значительно меньше длины  $x_f$  и высоты  $h_f$  трещины. В уравнении (2.1) значения градиентов давления  $\partial P_f / \partial y$  в трещине существенно меньше значений градиентов давления  $\partial P_f / \partial x$  вдоль трещины. Следовательно, уравнение (2.1) можно упростить путем ввода давления, осредненного по величине раскрытия трещины:

$$\bar{P}_f = \frac{2}{w_f} \int_0^{w_f/2} P_f dy,$$

и далее рассматривать одномерный поток газа вдоль направления роста трещины по оси  $x$  [15]:

$$\phi_f c_{ft} \frac{\bar{P}_f}{\mu_g z} \frac{\partial \bar{P}_f}{\partial t} = \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\bar{P}_f}{\mu_g z} \frac{\partial \bar{P}_f}{\partial x} \right) + \frac{k_f}{\mu_g} \frac{2}{w_f} \left[ \left( \frac{\bar{P}_f}{\mu_g z} \frac{\partial \bar{P}_f}{\partial y} \right) \Big|_{y=w_f/2} - \left( \frac{\bar{P}_f}{\mu_g z} \frac{\partial \bar{P}_f}{\partial y} \right) \Big|_{y=0} \right]. \quad (2.8)$$

Подстановка условий (2.4), (2.5) в уравнение (2.8) приводит к его упрощению. В результате получаем (черта над символом опускается)

$$\phi_f c_{ft} \frac{P_f}{\mu_g z} \frac{\partial P_f}{\partial t} = \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{P_f}{\mu_g z} \frac{\partial P_f}{\partial x} \right) + \frac{2}{w_f} \frac{k_m}{\mu_g} \left( \frac{P_m}{\mu_g z} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right) \Big|_{y=w_f/2}. \quad (2.9)$$

Поскольку приток газа из пласта в трещину осуществляется через боковые поверхности, величина  $q_p$  в (2.1) определяется из выражения

$$q_p = 2h \left( \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial P_m}{\partial y} \right) \Big|_{y=w_f/2} \quad (2.10)$$

и представляет собой интенсивность притока газа из пласта в трещину через единицу ее длины. Тогда уравнение (2.9) принимает вид

$$\phi_f c_{ft} \frac{P_f}{\mu_g z} \frac{\partial P_f}{\partial t} = \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{P_f}{\mu_g z} \frac{\partial P_f}{\partial x} \right) + \frac{P_m}{\mu_g z} \frac{q_p}{w_f h}. \quad (2.11)$$

Сжимаемость, вязкость и другие параметры газа в значительной мере зависят от давления. Нелинейное дифференциальное уравнение для фильтрации газа (2.11) принято линеаризовать путем введения функции псевдодавления реального газа [16]:

$$m(P) = \int_{P_{SC}}^P \frac{P}{\mu_g z} dP.$$

Выразим частную производную от функции  $m(P)$  по времени и координате:

$$\frac{\partial m(P)}{\partial x} = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial x} = \frac{P}{\mu_g z} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad \frac{\partial m(P)}{\partial t} = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{P}{\mu_g z} \frac{\partial P}{\partial t}. \quad (2.12)$$

С учетом (2.12) уравнения для распределения давления газа в трещине (2.11) и продуктивном пласте (2.2) принимают вид

$$\begin{aligned} \phi_f c_{ft} \frac{\partial m(P_f)}{\partial t} &= \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial m(P_f)}{\partial x} \right) + \frac{q_m}{w_f h}, \\ \phi_m c_{mt} \frac{\partial m(P_m)}{\partial t} &= \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{\partial m(P_m)}{\partial x} \right) + \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{\partial m(P_m)}{\partial y} \right). \end{aligned} \quad (2.13)$$

Выражение для величины притока газа через боковую поверхность трещины (2.10) записывается в виде

$$q_m = 2h \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial m(P_m)}{\partial y} \Big|_{y=w_f/2}. \quad (2.14)$$

Отношение градиента давления к градиенту псевдодавления с учетом (2.12) принимает вид

$$\frac{\partial P}{\partial x} = \frac{\mu_g z}{P} \frac{\partial m(P)}{\partial x}. \quad (2.15)$$

С учетом (2.15), (2.6) выражение для расчета добычи газа в скважине запишем следующим образом:

$$\frac{w_f}{2} \frac{k_f}{\mu_g} \frac{P_f}{P_f} \frac{\partial m(P_f)}{\partial x} \Big|_{x=w_f/2} = \frac{1}{4h} \frac{P_{SC}}{P} \frac{zT}{T_{SC}} Q_{gSC}. \quad (2.16)$$

Из выражения (2.3) для краевых условий в начальный момент времени и на границе пласта получаем

$$\begin{aligned} m(P_f) \Big|_{t=0} &= m(P_0), & m(P_m) \Big|_{t=0} &= m(P_0), \\ m(P_m) \Big|_{x=L_x} &= m(P_0), & m(P_m) \Big|_{y=L_y} &= m(P_0). \end{aligned} \quad (2.17)$$

Условия непрерывности давлений и потока газа через торцы трещины запишем в виде

$$m(P_f) \Big|_{x=x_f} = m(P_m) \Big|_{x=x_f}, \quad \frac{k_f}{\mu_g} \frac{\partial m(P_f)}{\partial x} \Big|_{x=x_f} = \frac{k_m}{\mu_g} \frac{\partial m(P_m)}{\partial x} \Big|_{x=x_f}, \quad (2.18)$$

условие симметрии течения в системе трещина — пласт на оси  $Ox$  — в виде

$$\left. \frac{\partial m(P_f)}{\partial x} \right|_{y=0} = \left. \frac{\partial m(P_m)}{\partial x} \right|_{y=0} = 0, \quad (2.19)$$

условия (2.7) для постоянного давления в скважине — в виде

$$m(P_f) \Big|_{x=0} = m(P_wf). \quad (2.20)$$

В случае принятия допущения о постоянстве коэффициентов пьезопроводности в продуктивном пласте  $\varkappa_m = k_m / (\phi_m \mu_g c_{mt})$  и в трещине  $\varkappa_f = k_f / (\phi_f \mu_g c_{ft})$  уравнения (2.13) становятся линеаризованными уравнениями пьезопроводности с переменной псевдодавления  $m(P)$ . При незначительном изменении давления коэффициенты пьезопроводности при фильтрации газа полагаются постоянными, следовательно, уравнения (2.13) имеют аналитическое решение. Однако вязкость и сжимаемость газа, входящие в коэффициенты пьезопроводности пласта  $k_m / (\phi_m \mu_g c_{mt}) = k_m / (\phi_m \mu_g (s_g c_g + s_w c_w + c_m))$  и трещины  $k_f / (\phi_f \mu_g c_{ft}) = k_f / (\phi_f \mu_g (s_g c_g + s_w c_w + c_f))$ , зависят от давления и не всегда могут полагаться постоянными величинами. При добыче газа из высокопроницаемых пластов с малыми перепадами давления (менее 0,5 МПа) между скважиной и пластом изменение коэффициента пьезопроводности пласта не превышает 2 %. В этом случае коэффициент пьезопроводности можно полагать постоянной величиной. Однако в низкопроницаемых коллекторах перепады давления между скважиной и пластом могут быть более значительными [4, 5, 8, 9]. Так, при разности давлений 3,5 МПа изменение коэффициента пьезопроводности достигает 12 %, при 5 МПа — 18 %, при 10 МПа — 48 %, при 15 МПа — почти 100 %. Поэтому изменением коэффициентов пьезопроводности в низкопроницаемых газовых пластах нельзя пренебрегать и использование аналитического решения может привести к значительным ошибкам в расчетах. Численное решение уравнений (2.13) позволяет учитывать зависимость коэффициентов пьезопроводности от давления.

Уравнения (2.13), (2.14) с краевыми условиями (2.16)–(2.20) решались с помощью конечно-разностного метода и итерационной схемы Ньютона [17]. При решении также использовалась неравномерная сетка, сгущающаяся в направлениях берегов трещины. При этом размеры ячеек в трещине равны величине раскрытия трещины. По мере удаления от границы трещина — пласт размеры ячеек увеличиваются в геометрической прогрессии. Для проверки сеточной сходимости выполнялись численные расчеты с различным количеством ячеек ( $40 \times 40$ ,  $60 \times 60$ ,  $80 \times 80$ ,  $100 \times 100$ ). Рассматривался случай постоянного забойного давления в скважине с трещиной конечной проводимости. В скважине моделировалось изменение величины притока. Результаты численных расчетов с различным количеством ячеек ( $40 \times 40$ ,  $60 \times 60$ ,  $80 \times 80$ ) сравнивались с результатами расчетов для базового варианта с количеством ячеек  $100 \times 100$ . Так, при  $t = 200$  сут при использовании сеток с количеством ячеек  $40 \times 40$  и  $100 \times 100$  (базовый вариант) разность величин притока составила приблизительно 2,83 %,  $60 \times 60$  и  $100 \times 100$  — 2,73 %,  $80 \times 80$  и  $100 \times 100$  — 1,55 %. В дальнейшем использовалась численная сетка с количеством ячеек  $80 \times 80$ . Также результаты численного моделирования сравнивались с точным аналитическим решением задачи для величины притока к трещине конечной проводимости при постоянных PVT-свойствах флюида в трещине и пласте [18]. При билинейном режиме притока в системе трещина — пласт разность значений, полученных аналитически и численно для сетки с количеством ячеек  $80 \times 80$ , составила  $1,32 \div 1,52$  %.

**3. Анализ результатов моделирования.** Результаты моделирования фильтрации газа в системе трещина — пласт представлены на рис. 2–5. На рис. 2 приведены распределения давления, плотности, сжимаемости, вязкости, сверхсжимаемости газа, псевдодавления вдоль трещины при  $x_f = 50$  м,  $k_f = 10^{-10}$  м<sup>2</sup> и значениях проницаемости пласта

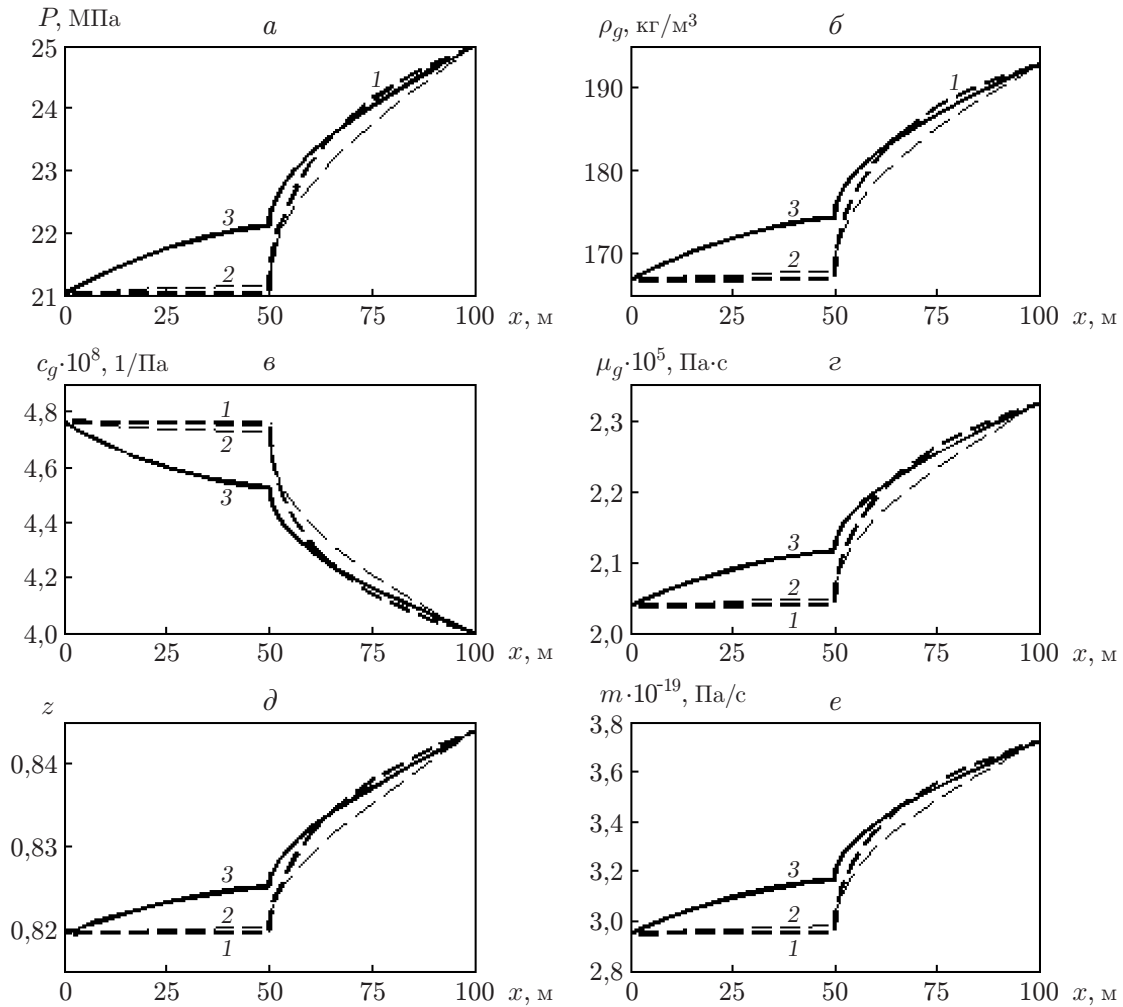


Рис. 2. Распределения давления (а), плотности (б), сжимаемости (в), вязкости (г), сверхсжимаемости (д) газа, псевдодавления (е) вдоль трещины при  $x_f = 50$  м,  $k_f = 10^{-10}$  м<sup>2</sup>,  $P_0 - P_{wf} = 4$  МПа,  $t = 30$  сут и различных значениях проницаемости и безразмерной проводимости пласта:

1 —  $k_m = 10^{-16}$  м<sup>2</sup>,  $C_{fD} = 100$ ; 2 —  $k_m = 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $C_{fD} = 10$ ; 3 —  $k_m = 10^{-14}$  м<sup>2</sup>,  $C_{fD} = 1$

$k_m = 10^{-16}$ ,  $10^{-15}$ ,  $10^{-14}$  м<sup>2</sup>. Видно, что при проницаемости пласта  $k_m = 10^{-16}$  м<sup>2</sup> и безразмерной проводимости трещины  $C_{fD} = k_f w_f / (k_m x_f) = 100$  (кривая 1 на рис. 2, а) давления в скважине и на торце трещины практически не различаются. Соответственно, плотность, сжимаемость, вязкость, сверхсжимаемость газа и псевдодавление вдоль трещины (кривая 1 на рис. 2, б–е) также принимают одинаковые значения. При  $k_m = 10^{-15}$  м<sup>2</sup>,  $C_{fD} = 10$  (кривая 2 на рис. 2, а) разность давлений в скважине и на торце трещины составляет приблизительно 0,16 МПа, при  $k_m = 10^{-14}$  м<sup>2</sup>,  $C_{fD} = 1$  (кривая 3 на рис. 2, а) разность давлений достигает 1,14 МПа. Градиенты давления в продуктивном пласте выше, соответственно, свойства газа в интервале от торца трещины до границ пласта изменяются более существенно.

На рис. 3 приведены результаты численного моделирования газодинамических процессов в скважине с помощью изохронного метода в пяти режимах добычи при различных значениях давления в скважине. После окончания каждого режима добычи с постоянным



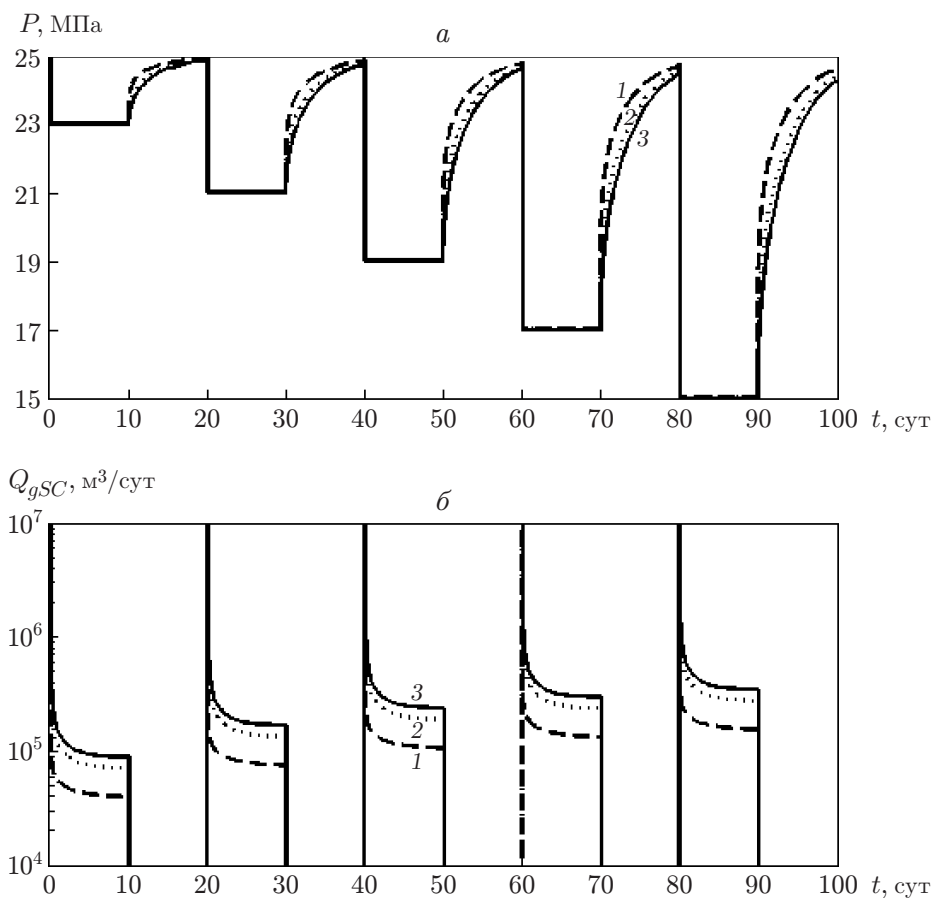


Рис. 3. Зависимости забойного давления (*а*) и величины притока газа в устье скважины (*б*) от времени при  $x_f = 50$  м,  $k_m = 10^{-15}$  м<sup>2</sup> и различных значениях проницаемости трещины:

1 —  $k_f = 10^{-12}$  м<sup>2</sup>, 2 —  $k_f = 10^{-11}$  м<sup>2</sup>, 3 —  $k_f = 10^{-9}$  м<sup>2</sup>

давлением отбора моделируется остановка скважины с нулевым значением притока в нее  $Q_{gSC} = 0$ . Все этапы добычи и остановки скважины имеют одинаковую длительность.

Моделирование выполнено при значениях проницаемости трещины  $k_f = 10^{-12}$ ,  $10^{-11}$ ,  $10^{-9}$  м<sup>2</sup> (кривые 1–3 соответственно на рис. 3). Видно, что чем больше проницаемость трещины, тем больше различие величины давления в конце этапа остановки и первоначального пластового давления. При указанных значениях проницаемости трещины давление в скважине после последней остановки отличается от начального давления приблизительно на 24,62; 24,42; 24,31 МПа соответственно, т. е. давление в остановленной скважине недовосстановилось приблизительно на 3,8; 5,8; 6,9 % вследствие перепада давлений между скважиной и пластом. В конце режима с минимальным давлением в скважине  $P = 15$  МПа при проницаемости трещины  $k_f = 10^{-12}$  м<sup>2</sup> (кривая 1 на рис. 3,б) величина притока в скважину достигает значения  $Q_{gSC} \approx 1,535 \cdot 10^5$  м<sup>3</sup>/сут, при  $k_f = 10^{-11}$  м<sup>2</sup> (кривая 2 на рис. 3,б) —  $Q_{gSC} \approx 2,731 \cdot 10^5$  м<sup>3</sup>/сут, при  $k_f = 10^{-9}$  м<sup>2</sup> (кривая 3 на рис. 3,б) —  $Q_{gSC} \approx 3,455 \cdot 10^5$  м<sup>3</sup>/сут.

Технология проведения исследования с помощью изохронного метода требует восстановления давления на этапах остановки в скважине до значения пластового давления. Результаты моделирования показывают, что в низкопроницаемых коллекторах ( $k_m \leq 10^{-15}$  м<sup>2</sup>) это условие может быть выполнено при больших значениях времени и

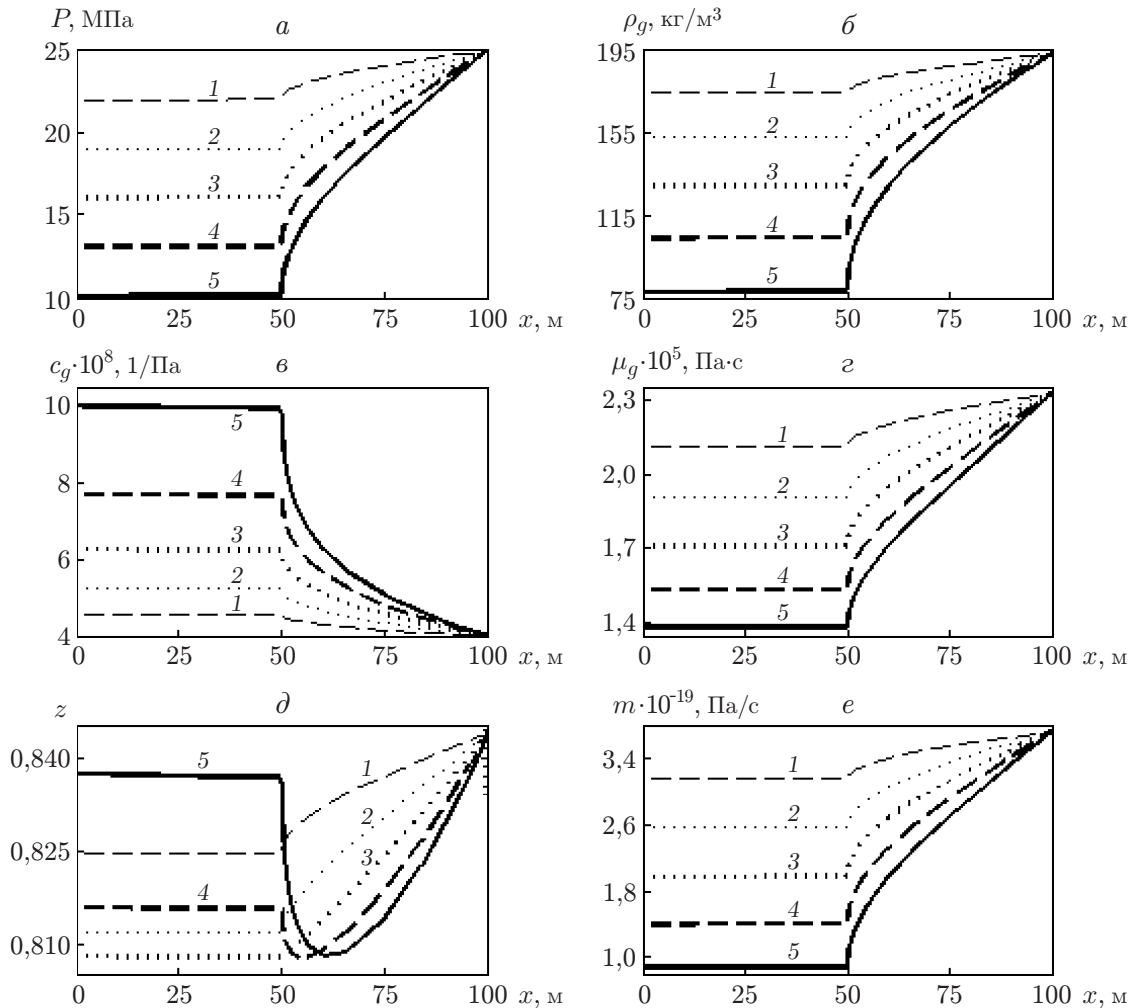


Рис. 4. Распределения давления (*a*), плотности (*б*), сжимаемости (*в*), вязкости (*г*), сверхсжимаемости (*д*) газа, псевдодавления (*е*) вдоль трещины при  $k_m = 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $x_f = 50 \text{ м}$ ,  $k_f = 10^{-10} \text{ м}^2$  и различных режимах работы скважины: 1 —  $P_{wf} = 22 \text{ МПа}$ ,  $t = 10 \text{ сут}$ ; 2 —  $P_{wf} = 19 \text{ МПа}$ ,  $t = 30 \text{ сут}$ ; 3 —  $P_{wf} = 16 \text{ МПа}$ ,  $t = 50 \text{ сут}$ ; 4 —  $P_{wf} = 13 \text{ МПа}$ ,  $t = 70 \text{ сут}$ ; 5 —  $P_{wf} = 10 \text{ МПа}$ ,  $t = 90 \text{ сут}$

на практике не всегда может быть реализовано. Поэтому при планировании газодинамических исследований в коллекторах с проницаемостью пласта  $k_m \leq 10^{-15} \text{ м}^2$  необходимо увеличивать длительность этапов остановки до тех пор, пока давление в скважине не достигнет значения текущего (начального) пластового давления, и (или) учитывать этот фактор при анализе результатов исследований скважин.

На рис. 4, 5 приведены распределения давления, плотности, сжимаемости, вязкости, сверхсжимаемости газа и псевдодавления вдоль и поперек трещины в конце каждого из пяти режимов отбора. Видно, что профили давления, псевдодавления и параметров газа вдоль трещины практически одинаковые. При этом все параметры существенно меняются от границы трещина — пласт к границе пласта. Распределения плотности, сжимаемости, вязкости газа имеют монотонный характер и совпадают с распределениями давления и псевдодавления вдоль трещины. Распределения сверхсжимаемости газа вдоль трещины при режимах с давлением в скважине, равным 10 и 13 МПа, также имеют нелинейный характер. Это обусловлено тем, что кривая сверхсжимаемости газа при давлениях

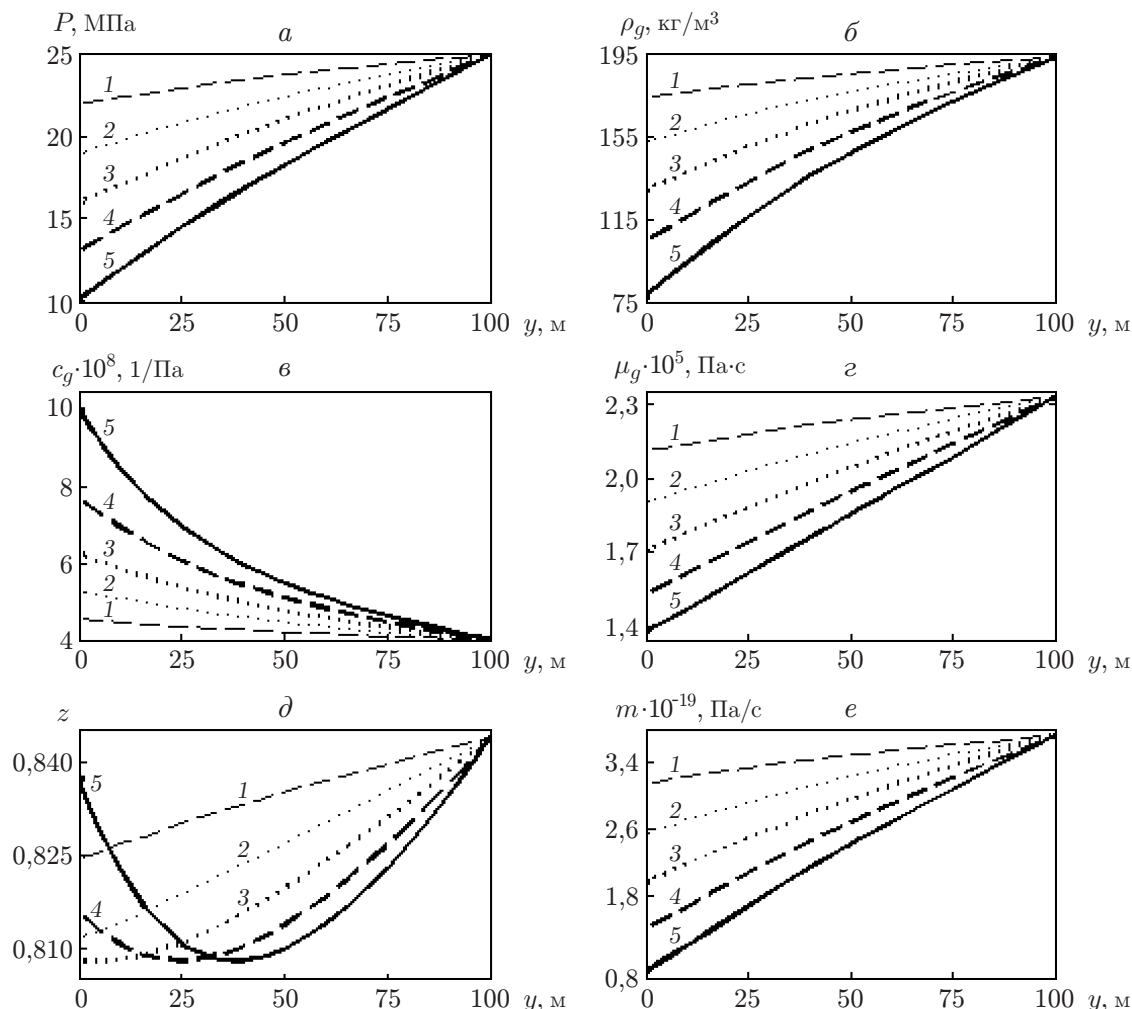


Рис. 5. Распределения давления (а), плотности (б), сжимаемости (в), вязкости (г), сверхсжимаемости (д) газа, псевдодавления (е) поперек трещины при  $k_m = 10^{-15} \text{ м}^2$ ,  $x_f = 50 \text{ м}$ ,  $k_f = 10^{-10} \text{ м}^2$  и различных режимах работы скважины: 1 —  $P_{wf} = 22 \text{ МПа}$ ,  $t = 10 \text{ сут}$ ; 2 —  $P_{wf} = 19 \text{ МПа}$ ,  $t = 30 \text{ сут}$ ; 3 —  $P_{wf} = 16 \text{ МПа}$ ,  $t = 50 \text{ сут}$ ; 4 —  $P_{wf} = 13 \text{ МПа}$ ,  $t = 70 \text{ сут}$ ; 5 —  $P_{wf} = 10 \text{ МПа}$ ,  $t = 90 \text{ сут}$

$P = 15 \div 17 \text{ МПа}$  имеет минимум, т. е. при  $P > 17 \text{ МПа}$  с увеличением давления этот параметр возрастает, а при  $P < 15 \text{ МПа}$  — уменьшается (см. рис. 1,а).

При эксплуатации скважин со значительными перепадами давления в пласте недопустимо использование упрощений функции псевдодавления и (или) предположений об одинаковых значениях вязкости, сверхсжимаемости и других параметров газа, так как это может привести к значительным ошибкам при определении фильтрационных коэффициентов на основе результатов исследований газодинамических процессов в скважине и при планировании величин притока в газовых скважинах [8, 9, 19–21].

**Закключение.** В работе показано, что при безразмерной проводимости трещины  $C_{fD} > 10$  изменением параметров газа вдоль трещины можно пренебречь и использовать их постоянные значения. Поскольку изменение параметров газа в пласте существенное и может иметь немонотонный характер, необходимо использовать функцию псевдодавления и учитывать зависимости параметров газа от давления за пределами трещины. Установлено, что в низкопроницаемых газовых пластах ( $k_m \leq 10^{-15} \text{ м}^2$ ) для восстановления дав-

ления после завершения работы скважины до величины текущего (начального) пластового давления длительность остановки скважины должна составлять более 10 сут. Чем больше безразмерная проводимость трещины, тем больше разность давления в конце периода остановки скважины и пластового давления.

Полученные результаты моделирования необходимо учитывать при проведении исследований газодинамических процессов в скважинах, расчетах величин притока в скважинах с трещинами гидроразрыва пласта в низкопроницаемых коллекторах, а также при интерпретации полученных результатов.

Авторы выражают благодарность И. Л. Хабибуллину за ценные замечания и обсуждение результатов.

### ЛИТЕРАТУРА

1. Lee J. Gas reservoir engineering / J. Lee, R. A. Wattenbarger. Richardson: Soc. Petrol. Engrs, 1996.
2. Каневская Р. Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1999.
3. Гусаков В. Н., Сингизова В. Х., Макатров А. К., Телин А. Г. Исследование керна туронской газовой залежи для подбора оптимальных технологических жидкостей // Oil Gas J. 2014. № 8. С. 48–51.
4. Лознюк О. А., Суртаев В. Н., Шайбаков Р. А. и др. Разработка технологии освоения газовых залежей в туронских низкопроницаемых коллекторах // Нефт. хоз-во. 2015. № 11. С. 46–51.
5. Киселев А. Н., Бучинский С. В., Юшков А. Ю. и др. Опытнo-промышленная разработка туронской газовой залежи Харампурского месторождения // Науч.-техн. вестн. НК "Роснефть". 2015. № 3, вып. 40. С. 46–49.
6. Зотов Г. А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Г. А. Зотов, З. С. Алиев. М.: Недра, 1980.
7. Давлетбаев А. Я., Исламов Р. Р., Иващенко Д. С. Особенности построения индикаторных диаграмм при газодинамических исследованиях скважин, проведенных ускоренными методами // Нефт. хоз-во. 2015. № 11. С. 36–40.
8. Давлетбаев А. Я., Жилко Е. Ю., Исламов Р. Р. и др. Особенности проведения исследований скважин в низкопроницаемых коллекторах // OnePetro. 2015. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/176704-MS>.
9. Ишкин Д. З., Нуриев Р. И., Давлетбаев А. Я. и др. Комбинирование анализа добычи и недослеженных ГДИС методом КВД в условиях низкопроницаемых пластов для газовых скважин // OnePetro. 2016. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/181974-MS>.
10. Калиновский Ю. В. Модификация кубических уравнений состояния Пенга — Робинсона и Брусилковского для описания поведения воды и метанола / Ю. В. Калиновский, А. И. Пономарев. Уфа: Изд-во Уфим. гос. нефт. техн. ун-та, 2006.
11. Брусилковский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002.
12. Басниев К. С. Подземная гидромеханика: Учеб. для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимова. М.: Недра, 1993.
13. Карнаузов М. Л. Современные методы гидродинамических исследований скважин: Справ. инженера по исслед. скважин / М. Л. Карнаузов, Е. М. Пьянкова. М.: Инфра-Инженерия, 2010.

14. **Stewart G.** Well test design and analysis. Tulsa: PennWell Books, 2011.
15. **Хабибуллин И. Л., Хисамов А. А.** Моделирование нестационарной фильтрации вокруг скважины с вертикальной трещиной гидроразрыва // Вестн. Башк. гос. ун-та. 2017. Т. 22, № 2. С. 309–313.
16. **Al-Hussainy R., Ramey H. J., Crawford P. B.** The flow of real gases through porous media // J. Petrol. Technol. 1966. V. 18, iss. 5. P. 624–636.
17. **Азиз Х.** Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. М.: Недра, 1982.
18. **Cinco-Ley H., Samaniego V. F.** Transient pressure analysis for fractured wells // J. Petrol. Technol. 1981. V. 33, iss. 9. P. 1749–1766.
19. **Morgan M. D.** Forecasting tight gas well production with a material balance constraint // OnePetro. 2010. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/137825-MS>.
20. **Anderson D. M., Nobakht M., Moghadam S., Mattar L.** Analysis of production data from fractured shale gas wells // OnePetro. 2010. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/131787-MS>.
21. **Medeiros F., Ozkan E., Kazemi H.** Productivity and drainage area of fractured horizontal wells in tight gas reservoirs // OnePetro. 2007. [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <https://doi.org/10.2118/108110-MS>.

*Поступила в редакцию 13/II 2018 г.,  
после доработки — 7/VIII 2018 г.  
Принята к публикации 3/IX 2018 г.*

---