

УДК 532.546

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А. А. Кашеваров

Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, 630090 Новосибирск
E-mail: kash@hydro.nsc.ru

Рассмотрена двумерная гидравлическая модель, описывающая приток газа или нефти к горизонтальной скважине с гидроразрывами и позволяющая учесть геометрию резервуара и флюидообмен между пластом и скважиной. Предложен вычислительный алгоритм и проведены расчеты для газового и нефтяного резервуаров. Сравнение полученных результатов с решениями соответствующих задач в трехмерной постановке показало, что расчеты по приближенной гидравлической модели являются достаточно точными.

Ключевые слова: газ, нефть, резервуар, скважина, гидроразрыв, гидравлическая модель.

1. Моделирование течения флюида в пласте и скважине. Излагается гидравлическая двумерная модель, позволяющая учесть особенности плановой фильтрации и взаимодействие течений в пласте и скважине.

1.1. *Постановка задачи.* При разработке нефтяных и газовых месторождений используются гидроразрывы пласта (ГРП), позволяющие увеличить приток пластовых флюидов в скважину. В этом случае моделирование течения пластового флюида и изменения пластового давления в резервуаре является сложной трехмерной задачей, решение которой требует большого объема вычислений. При проектировании эксплуатационных скважин необходимо проведение многовариантных оценочных расчетов, позволяющих оптимизировать размещение скважин и гидроразрывов. Это требует разработки быстрых и достаточно точных вычислительных алгоритмов, адекватно описывающих процесс откачки и изменение состояния резервуара.

Применение простейших аналитических решений не позволяет учесть геометрию области течения и выявить гидродинамические особенности притока флюидов к скважине с ГРП. Альтернативным подходом является использование гидравлических двумерных моделей, описывающих изменение осредненного по глубине пласта давления [1, 2]. Гидравлическая модель позволяет учесть особенности плановой фильтрации и взаимодействие течений в пласте и скважине. В этом случае уравнение однофазной фильтрации пластового флюида записывается в виде

$$\Lambda(P) \equiv \frac{\partial(m\rho L_z)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho L_z \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left(\rho L_z \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y} \right) = 0, \quad (x, y) \in \Omega \setminus \Gamma, \quad (1)$$

где $P = L_z^{-1} \int_0^{L_z} p dz$ — осредненное по глубине давление в пласте; L_z — мощность пласта;

ρ — плотность флюида; m — пористость; $\Gamma = \bigcup_{i=0}^N \Gamma_i$ — внутренние границы области моделирования Ω , соответствующие горизонтальной скважине ($i = 0$) и гидроразрывам ($0 < i \leq N$). Для упрощения влиянием сил гравитации на течение пластовых флюидов пренебрегается.

В рамках гидравлического приближения взаимодействие фильтрационного потока с горизонтальной скважиной моделируется граничным условием третьего рода

$$q_0 = \left(\rho \bar{M} \frac{\partial P}{\partial n} \right)_{\Gamma_0} = \rho \alpha_0 (P - U) \Big|_{\Gamma_0}. \quad (2)$$

Здесь q_0 — удельный приток нефти или газа в скважину; U — давление в скважине; $\bar{M} = kL_z/\mu$ — проводимость пласта; \mathbf{n} — внутренняя нормаль к границе. Параметр α_0 позволяет учесть несовершенство вскрытия пласта горизонтальной скважиной.

Для определения параметра несовершенства вскрытия пласта используем формулы расчета трубчатого дренажа, заглубленного под кровлю однородного пласта. Из решения задачи для скважины в полосе с непроницаемыми границами следует формула для параметра α_0 [3]

$$\alpha_0 = \frac{k_{\Phi}}{0,366 \lg (L_z / \{ \pi R_c \sin [\pi(L_z - Z_c) / L_z] \})}, \quad (3)$$

где R_c — радиус дрены (скважины); k_{Φ} — коэффициент фильтрации грунта; Z_c — координата центра скважины по оси z .

Граничное условие (2) описывает также взаимодействие течения в скважине с фильтрационным потоком в многослойных пластах. Для этого общего случая формулы расчета параметра несовершенства α_0 приведены в работе [4].

Гидроразрывам Γ_j ($j > 0$) соответствуют щели шириной d_j , которые моделируются отрезками внутренней границы, отходящими под прямым углом от линии Γ_0 , моделирующей горизонтальную скважину. Высота щели h_j равна или меньше мощности пласта L_z . В первом случае на внутренней границе задается граничное условие первого рода — равенство давлений на гидроразрыве и в пласте: $P \Big|_{\Gamma_j} = P$. Во втором случае несовершенство вскрытия пласта гидроразрывом может быть учтено граничным условием третьего рода, аналогичным (2).

Течение флюида в скважине и гидроразрывах описывается уравнением

$$\Phi(U) \equiv \frac{\partial(\omega_j \rho)}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial s} \left(\rho \Psi_j(s) \frac{\partial U}{\partial s} \right) = \rho q_j, \quad 0 < s < L_j, \quad j = \overline{0, N}. \quad (4)$$

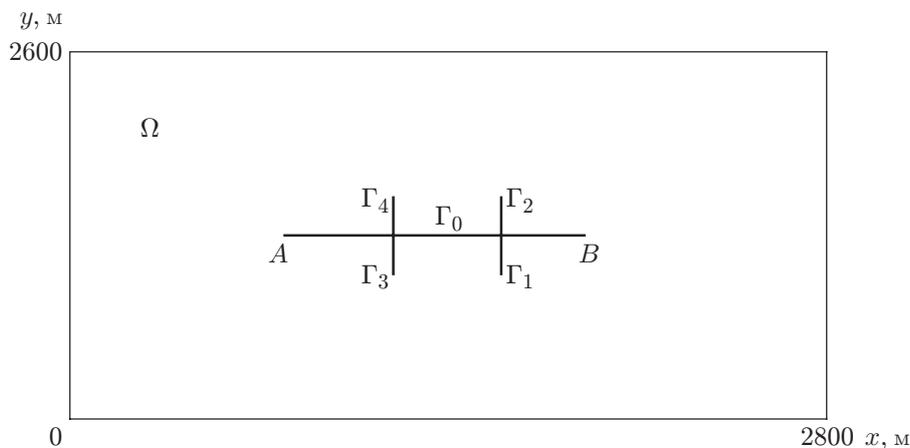
Здесь функция $\Psi_j(s)$ — модуль расхода, учитывающий проводимости скважины и гидроразрывов; s — координата вдоль скважины; L_j — длина скважины или ГРП. Функция модуля расхода для скважины может быть задана в виде $\Psi_0(s) = \gamma_c \pi R_c^4 / (8\mu)$; $0 < \gamma_c \leq 1$ — относительная проводимость скважины, учитывающая дополнительное сопротивление ее стенок. Для скважины уравнение (4) является следствием закона Гагена — Пуазейля и уравнения неразрывности.

Течение в трещине моделируется с использованием формулы Буссинеска [2]

$$v = -\gamma(s) \frac{d^2}{12\mu} \frac{\partial U}{\partial s},$$

где v — средняя по сечению скорость течения; d — ширина трещины; γ — коэффициент, характеризующий проницаемость трещины. В этом случае модуль расхода в уравнении (4) определяется по формуле

$$\Psi_j(s) = \gamma(s) \frac{h_j d^3}{12\mu} \frac{\partial U}{\partial s},$$

Рис. 1. Область моделирования Ω

где h_j — высота гидроразрыва ($0 < h \leq L_z$); $\omega_j(s, P) = d(s, P)h_j$ ($j > 0$) — площадь поперечного сечения трещины.

В дальнейшем при моделировании нефтяного резервуара будем пренебрегать сжимаемостью жидкой фазы ($\rho = \text{const}$), но учитывать сжимаемость скелета, считая, что пористость линейно зависит от давления: $m = m_0(1 + \varepsilon(P - P_0))$.

В случае газового месторождения, наоборот, будем пренебрегать сжимаемостью скелета ($m = \text{const}$), которая мала по сравнению со сжимаемостью флюида. В общем случае сжимаемость реального газа учитывается формулой $\rho = p/(\bar{z}RT)$ [5], где \bar{z} — коэффициент сжимаемости; R — универсальная газовая постоянная; T — температура. Для упрощения будем использовать приближенное уравнение $\rho = (\rho_1/P_1)P$, где $\rho_1 = 78 \text{ кг/м}^3$ — плотность при давлении $P_1 = 100 \text{ атм}$ ($\bar{z} = \bar{z}_1 = \text{const}$).

С использованием гидравлической модели (1)–(4) решены модельные задачи для нефтяного и газового резервуаров. Целью численных экспериментов являлась оценка точности расчетов по предложенной двумерной гидравлической модели по сравнению с решением задачи в трехмерной гидродинамической постановке. Область моделирования (рис. 1) представляла собой прямоугольник с внутренней границей Γ_0 , соответствующей горизонтальной скважине ($[AB] = \{(x, y): 800 \text{ м} \leq x \leq 1900 \text{ м}, y = Y_c\}$). Размеры области в направлениях пространственных координат x и y равны $L_x = 2800 \text{ м}$, $L_y = 2600 \text{ м}$, мощность пласта L_z в различных вариантах задавалась равной 10 или 20 м. Внутренние границы Γ_j ($0 < j \leq 4$) соответствовали гидроразрывам. Радиус скважины и ширина гидроразрывов постоянны: $R_c = 0,1 \text{ м}$, $d = 0,01 \text{ м}$.

Для замыкания задачи взаимодействия течений в пласте и скважине необходимо задать граничные условия в скважине и на ГРП. Для скважины необходимо задать условия, определяющие условия откачки. В точке A задавалось давление $P_c = 100 \text{ атм}$, меньшее по сравнению с начальным пластовым давлением $P_0 = 200 \text{ атм}$. В точке B для скважины и в начальных точках гидроразрывов задавался нулевой поток. В точках соединения гидроразрывов и скважины ($\Gamma_0 \cap \Gamma_j$) задавалось по два граничных условия: 1) равенство давлений; 2) равенство нулю суммарного притока в точку слияния гидроразрыва и скважины.

На границе области моделирования $\partial\Omega$ рассматривалось два варианта условий: 1) условия второго рода (нулевой поток); 2) условия первого рода (равенство давления на границе и начального пластового давления P_0).

1.2. *Вычислительный алгоритм.* Для упрощения вычислительного алгоритма на гидроразрывах заменим граничное условие первого рода на условие третьего рода

$$q_j = \left(\rho \bar{M} \frac{\partial P}{\partial n} \right)_{\Gamma_j} = \rho \alpha_j (P - U)|_{\Gamma_j}, \quad j > 0.$$

В этом случае при достаточно больших значениях параметра α_j условие равенства давлений на гидроразрывах и в пласте выполняется с большой точностью [6]. В расчетах использовалось значение $\alpha_j = 100$ м/сут, при этом различие расчетных значений давления в пласте и на ГРП во всех вариантах не превышало 10^{-3} атм.

Для расчета задачи взаимосвязанного течения в пласте и скважине использовался итерационный процесс [6], расщепляющий исходную задачу на две подзадачи, решаемые последовательно:

1) моделирование течения пластовых флюидов:

$$\begin{aligned} \Lambda(P^k) &= 0, & (x, y) \in \Omega \setminus \Gamma, \\ q_j^k &= \left(\rho^k \bar{M} \frac{\partial P^k}{\partial n} \right)_{\Gamma_j} = \rho^k \alpha_j (P^k - U^{k-1})|_{\Gamma_j}; \end{aligned}$$

2) моделирование течения в скважине с гидроразрывами:

$$\Phi(U^k) = \rho^k \alpha_j (P^k - U^k)|_{\Gamma_j}, \quad 0 < s < L_j, \quad j = \overline{0, N}.$$

Численные расчеты выполнялись с использованием неявных конечно-разностных схем и итерационного метода переменных направлений [7]. Прямоугольная область моделирования ($L_x = 2800$ м, $L_y = 2600$ м) разбивалась равномерной разностной сеткой с числом узлов 41×29 .

2. Моделирование разработки нефтяного резервуара. Для нефтяного резервуара были проведены расчеты при различных значениях мощности пласта L_z и различных положениях горизонтальной скважины (варьировались ее координата Y_c по оси OY и расстояние по вертикали от центра скважины до подошвы пласта Z_c). Проницаемость пород задавалась равной $k = 10$ мД ($1 \text{ мД} \approx 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), пористость $m_0 = 0,1$, коэффициент упругости $\varepsilon = 10^{-4} \text{ атм}^{-1}$, вязкость нефти $\mu = 1 \text{ сП} \approx 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$.

2.1. *Горизонтальная скважина без гидроразрывов.* Рассмотрим наиболее простой случай, когда откачка нефти производится только с помощью горизонтальной скважины Γ_0 без гидроразрывов. На границе области моделирования задавался нулевой поток.

Рассматривались четыре варианта данных:

- 1) $L_z = 10$ м, $Z_c = 5$ м, $Y_c = 1300$ м, $\alpha_0 = 0,193$ м/сут;
- 2) $L_z = 20$ м, $Z_c = 10$ м, $Y_c = 1300$ м, $\alpha_0 = 0,155$ м/сут;
- 3) $L_z = 20$ м, $Z_c = 5$ м, $Y_c = 1300$ м, $\alpha_0 = 0,218$ м/сут;
- 4) $L_z = 10$ м, $Z_c = 5$ м, $Y_c = 780$ м, $\alpha_0 = 0,193$ м/сут.

Зависимость расхода откачиваемой нефти от проводимости горизонтальной скважины является существенно нелинейной. На рис. 2 (вариант данных 2) приведена зависимость объема откачиваемой нефти от времени при различных значениях модуля расхода Ψ_0 . При $\Psi_0 > 10^5 \text{ м}^3/\text{сут}$ происходит стабилизация скорости откачки, т. е. увеличение значения параметра практически не приводит к увеличению расхода.

Упругие запасы резервуара определяются формулой $V_z = \varepsilon m L_x L_y L_z (P_0 - P_c)$. Для вариантов 1, 4 $V_z = 72 800$, для вариантов 2, 3 $V_z = 145 600$. Для всех вариантов данных ($\Psi_0 \geq 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}$) к моменту времени $t = 1000$ сут из резервуара откачаны практически все упругие запасы пластовой нефти. Давление по всей площади резервуара выравнивалось и становилось близким к значению давления откачки $P_c = 100$ атм. Значения объемов откачанной нефти несколько меньше упругих запасов.

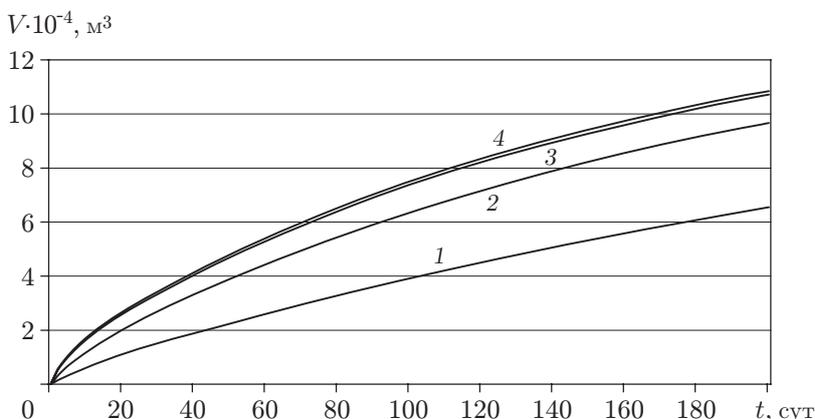


Рис. 2. Зависимость объема откачиваемой нефти от времени при различных значениях модуля расхода скважины Ψ_0 :

1 — $\Psi_0 = 10^3$ м³/сут, 2 — $\Psi_0 = 10^4$ м³/сут, 3 — $\Psi_0 = 10^5$ м³/сут, 4 — $\Psi_0 = 10^6$ м³/сут

Таблица 1

Объемы откачанной нефти V (м³)

t , сут	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
	ДМ*	ТМ**	ДМ	ТМ	ДМ	ТМ	ДМ	ТМ
50	25 046	24 721	43 440	43 116	42 681	42 971	23 651	24 120
100	38 739	38 430	69 187	69 096	68 005	68 912	35 312	35 189
150	48 382	48 181	88 132	88 353	86 626	88 160	43 485	44 659
200	55 210	55 159	102 175	102 733	100 418	102 547	49 621	50 950
1000	72 621	72 702	144 994	145 231	144 656	145 152	72 190	72 380

* ДМ — двумерная модель.

** ТМ — трехмерная модель.

На начальном этапе ($t < 200$ сут) отношение объемов откачанной нефти $\delta = V_2/V_1$ для вариантов 2 и 1 меньше отношения проводимостей пластов $M_2/M_1 = 2$, что обусловлено наличием зависимости расхода откачиваемой нефти от степени несовершенства вскрытия пласта скважиной (параметр несовершенства α_0 для варианта 2 меньше, чем для варианта 1).

Следует отметить, что асимметричность расположения скважины относительно центра резервуара оказывает незначительное влияние на расходные характеристики (варианты 3, 4).

2.2. *Горизонтальная скважина с гидроразрывами.* Рассмотрим случай, когда в горизонтальной скважине Γ_0 имеется четыре гидроразрыва γ_j ($0 < j \leq 4$) (см. рис. 1). Гидроразрывы вскрывают пласт на всю его мощность $h_j = L_z$. Длины первого, третьего и четвертого гидроразрывов равны 260 м, длина второго гидроразрыва составляет 305 м, модули расхода равны $\Psi_1 = \Psi_2 = 4 \cdot 10^3$ м³/сут, $\Psi_3 = \Psi_4 = 2 \cdot 10^3$ м³/сут. Значения параметров L_z, Z_c, Y_c, α_0 в четырех рассмотренных вариантах данных совпадают со значениями этих параметров в вариантах данных, приведенных в подп. 2.1. На границе области моделирования задавался нулевой поток.

В табл. 1 приведены значения объема откачанной нефти V , рассчитанные по двумерной гидравлической модели и трехмерной гидродинамической модели для вариантов данных 1–4 ($\Psi_0 = 10^4$ м³/сут).

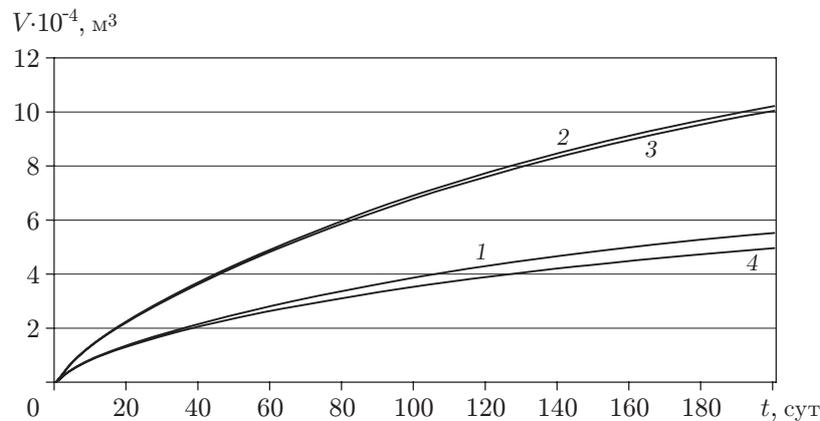


Рис. 3. Зависимость объема откачанной нефти от времени для различных вариантов данных:

1 — вариант 1, 2 — вариант 2, 3 — вариант 3, 4 — вариант 4

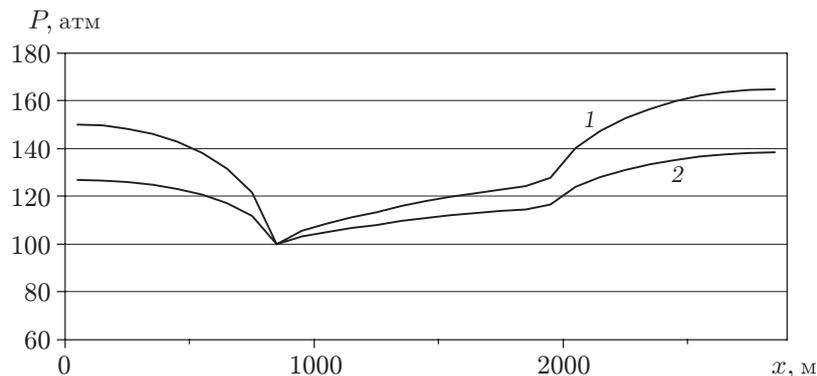


Рис. 4. Распределение давления по сечению $y = Y_c$ при $\Psi_1 = \Psi_2 = 4 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\Psi_3 = \Psi_4 = 2 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{сут}$ в различные моменты времени:

1 — $t = 100$ сут, 2 — $t = 200$ сут

На рис. 3 для вариантов данных 1–4 приведена зависимость объема откачанной нефти от времени ($\Psi_0 = 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}$). Для задачи с вариантом данных 2 на рис. 4 приведено распределение давления в пласте по сечению $y = Y_c$.

Смещение горизонтальной скважины в области моделирования (вариант 3) приводит к существенному изменению распределения давления, при этом картина течения пластового флюида становится асимметричной. Однако уменьшение расхода откачиваемой нефти незначительно по сравнению с вариантом 2.

Увеличение проводимости скважины и гидроразрывов приводит к существенному уменьшению перепадов давлений по их длине. На рис. 5 представлены распределения давления по сечению $y = Y_c$ для задачи с увеличенными в 10 раз значениями модулей расходов скважины и ГРП ($\Psi_0 = 10^5 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\Psi_1 = \Psi_2 = 4 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\Psi_3 = \Psi_4 = 2 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}$). При этом увеличение объемов откачиваемой нефти происходит в основном на начальном этапе. Для вариантов 1, 2 к моменту времени $t = 50$ сут объем откачанной нефти увеличивается на 19 и 34 % соответственно, а к моменту времени $t = 200$ сут — на 9 и 17 %.

Наличие ГРП приводит к существенному увеличению расхода откачиваемой нефти на начальном этапе. После того как воронка депрессии сформировалась, расходы для вариантов 1, 2 (скважина с ГРП и без них) различаются незначительно. Это вызвано тем,

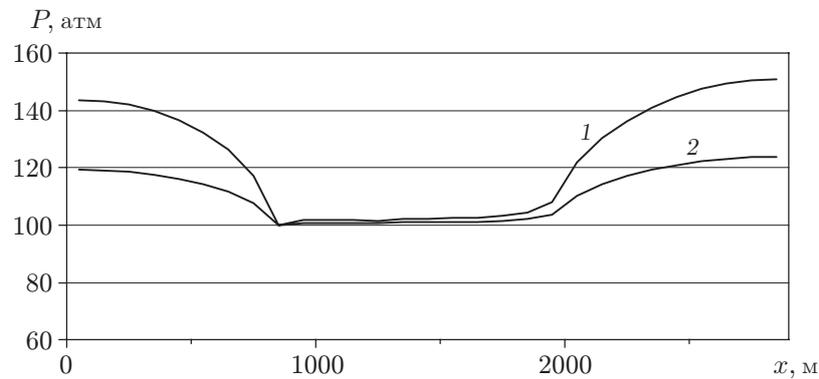


Рис. 5. Распределение давления по сечению $y = Y_c$ при $\Psi_1 = \Psi_2 = 4 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\Psi_3 = \Psi_4 = 2 \cdot 10^4 \text{ м}^3/\text{сут}$ в различные моменты времени:
1 — $t = 100$ сут, 2 — $t = 200$ сут

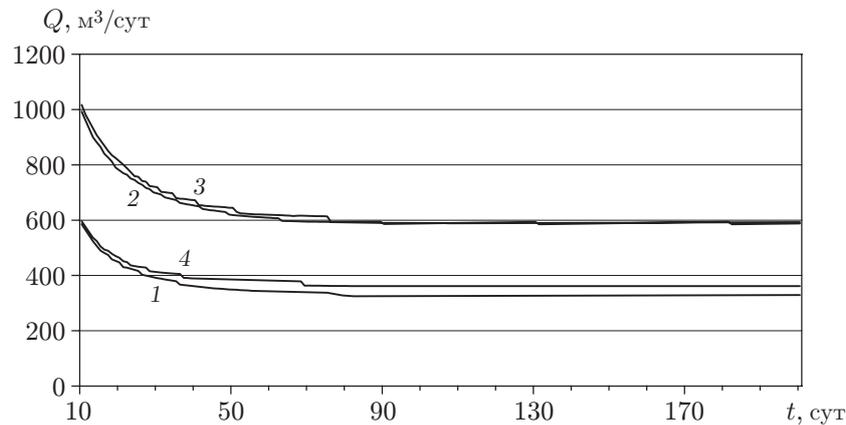


Рис. 6. Зависимость расхода откачиваемой нефти от времени для различных вариантов данных:
1 — вариант 1, 2 — вариант 2, 3 — вариант 3, 4 — вариант 4

что при относительно малой длине гидроразрывов (265 и 325 м) размер воронки депрессии незначительно превышает размеры воронки вблизи скважины без ГРП.

Сравнение результатов расчетов по двумерной и трехмерной моделям показало, что приближенная гидравлическая модель достаточно точна (см. табл. 1). Расчетные значения объемов откачанной нефти и распределение давления в резервуаре для обоих вариантов практически совпадают.

2.3. Задача с граничным условием первого рода. Для вариантов данных 1–4 проведены расчеты с граничным условием первого рода $P|_{\partial\Omega} = P_0 = 200$ атм. На рис. 6 приведена зависимость расхода откачиваемой нефти от времени для вариантов данных 1–4. Для задачи с вариантом данных 2 на рис. 7 приведены распределения давления по сечению $y = Y_c$.

Решение задачи с граничным условием первого рода за достаточно малый промежуток времени выходит на стационарный режим. Следует отметить, что наличие гидроразрывов приводит к возникновению немонотонной зависимости расхода откачиваемой нефти от времени. В момент времени 100 сут значения расходов меньше, чем в момент времени $t = 200$ сут. Вероятно, это обусловлено сложным характером течения флюидов в начальный момент времени и динамикой расширения воронки депрессии вблизи скважины.

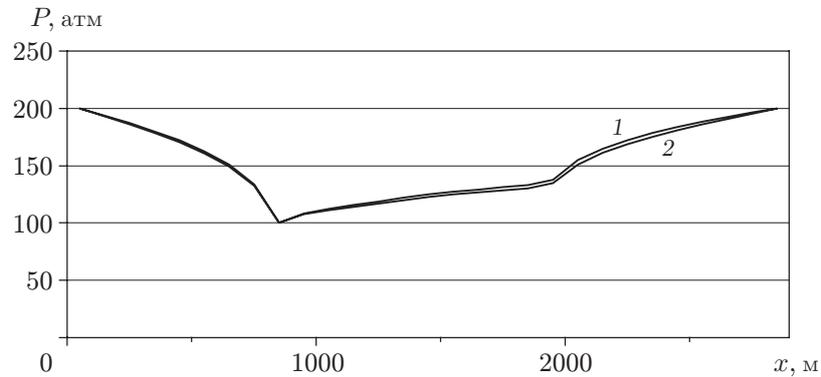


Рис. 7. Распределение давления по сечению $y = Y_c$ в различные моменты времени в задаче откачки нефти:

1 — $t = 100$ сут, 2 — $t = 200$ сут

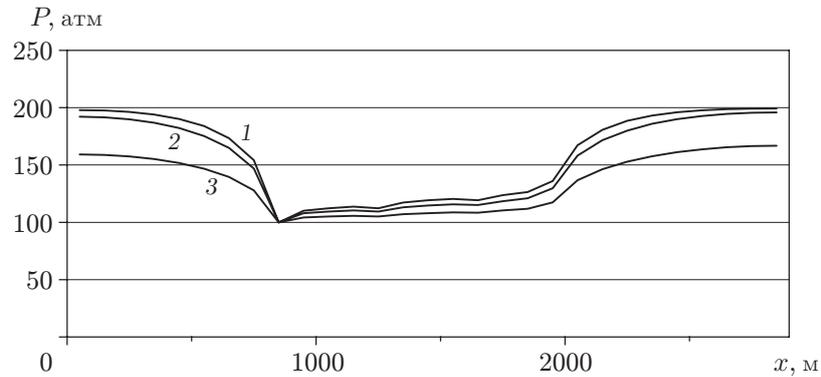


Рис. 8. Распределение давления по сечению $y = Y_c$ в различные моменты времени в задаче откачки газа:

1 — $t = 100$ сут, 2 — $t = 200$ сут, 3 — $t = 1000$ сут

3. Моделирование разработки газового резервуара. При численной реализации модели газового резервуара (1)–(4) использовался итерационный алгоритм, позволяющий свести нелинейную задачу к последовательности линейных задач относительно функции $u = P^2$. Расчеты проводились для резервуара, содержащегося в породах со следующими характеристиками: проницаемость пород пласта $k = 1$ мД, пористость $m = m_0 = 0,1$, коэффициент упругости $\varepsilon = 0$. Вязкость газа задавалась равной $\mu = 0,02$ сП. Геометрия области моделирования совпадала с предыдущим вариантом задачи для нефтяного резервуара. Модуль расхода горизонтальной скважины равен $\Psi_0 = 10^5$ м³/сут, а гидроразрывов — $\Psi_1 = \Psi_2 = 4 \cdot 10^3$ м³/сут, $\Psi_3 = \Psi_4 = 2 \cdot 10^3$ м³/сут.

3.1. *Задача с граничным условием второго рода.* На границе области моделирования задавался нулевой поток. Рассматривались два варианта данных:

- 1) $L_z = 10$ м, $Z_c = 5$ м, $Y_c = 1300$ м, $\alpha_0 = 0,957$ м/сут;
- 2) $L_z = 20$ м, $Z_c = 10$ м, $Y_c = 1300$ м, $\alpha_0 = 0,773$ м/сут.

Расчеты выполнены для задачи откачки газа из резервуара для случая горизонтальной скважины с гидроразрывами и без них.

Для задачи с вариантом данных 2 (скважина с ГРП) на рис. 8 представлены распределения давления по сечению $y = Y_c$ в различные моменты времени. В табл. 2 приведены значения массы откачанного газа для скважины без ГРП и с ГРП.

Таблица 2

Значения массы откачанного газа M (т) для скважины без ГРП и с ГРП

t , сут	Вариант 1		Вариант 2	
	Без ГРП	С ГРП	Без ГРП	С ГРП
50	34 689	46 721	60 687	77 099
100	53 055	68 877	95 549	118 552
150	68 285	86 432	125 210	151 901
200	81 873	101 791	150 726	181 207
500	148 108	174 926	279 555	321 863
1000	231 533	264 021	440 899	494 700
2000	344 332	378 181	664 233	722 747

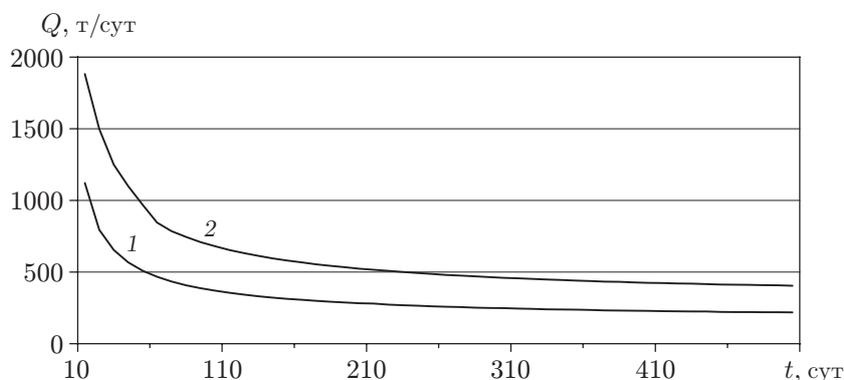


Рис. 9. Зависимость массового расхода откачиваемого газа от времени для различных вариантов данных:
1 — вариант 1, 2 — вариант 2

Особенностью распределения давления в газовом резервуаре является формирование воронки депрессии с большим градиентом по сравнению с градиентом давления в нефтяном резервуаре. Анализ результатов расчетов показывает, что при разработке газового резервуара относительное увеличение расхода при наличии ГРП по сравнению с откачкой из скважины без ГРП существенно больше, чем увеличение расхода при разработке нефтяного резервуара.

Максимальная масса газа, откачанного из резервуара, определяется по формуле

$$M = m_0 L_x L_y L_z \left(\rho|_{t=0} - \lim_{t \rightarrow \infty} \rho \right), \quad \lim_{t \rightarrow \infty} P = P_*,$$

где $P_* = 100$ атм. Для варианта данных 1 $M = 5,6784 \cdot 10^5$ т, для варианта 2 $M = 11,3568 \cdot 10^5$ т. Согласно результатам расчетов для вариантов данных 1, 2 к моменту времени $t = 10\,000$ сут в задаче без ГРП $M = 5,534 \cdot 10^5$; $11,006 \cdot 10^5$ т соответственно, в задаче с ГРП $M = 5,597 \cdot 10^5$; $11,137 \cdot 10^5$ т соответственно. Таким образом, к моменту времени $t = 10^4$ сут практически все запасы газа из резервуара откачаны.

3.2. *Задача с граничным условием первого рода.* Выполнены расчеты задачи откачки газа с граничным условием первого рода $P|_{\partial\Omega} = P_0 = 200$ атм. Остальные параметры те же, что и в задаче, рассмотренной в подп. 3.1. На рис. 9 приведена зависимость массового расхода откачиваемого газа от времени для вариантов данных 1, 2. В отличие от нефтяного резервуара выход на стационарный режим происходит в течение более длительного периода времени. Однако значения массовых расходов для обоих вариантов данных начиная с момента времени $t = 1000$ сут меняются незначительно. В момент времени $t = 1000$ сут

для варианта 1 расход равен $Q = 204,6$ т/сут, для варианта 2 $Q = 376,5$ т/сут; в момент времени $t = 10\,000$ сут для варианта 1 $Q = 198$ т/сут, для варианта 2 $Q = 372$ т/сут.

Заключение. Предложенная гидравлическая модель, учитывающая геометрию резервуара, достаточно точно описывает приток пластовых флюидов к скважине с гидроразрывами. Сравнение результатов расчетов, выполненных по двумерной и трехмерной моделям, показало, что приближенная гидравлическая модель является достаточно точной. Расчетные значения объемов откачанной нефти и распределение давления в резервуаре для обоих вариантов постановки задачи совпадают с погрешностью $1 \div 2$ %. Высокая скорость вычислительного алгоритма позволяет проводить многовариантные расчеты и оптимизировать размещение эксплуатационных скважин и гидроразрывов в резервуаре.

Выполненные численные эксперименты показали, что зависимость расхода откачиваемой нефти от проводимостей скважины и гидроразрывов является существенно нелинейной. Увеличение проводимости приводит к значительному уменьшению перепадов давлений по их длине и увеличению расхода откачиваемых флюидов, особенно на начальном этапе. При достаточно больших значениях проводимости происходит стабилизация скорости откачки.

Наличие ГРП обуславливает существенное увеличение расхода откачиваемой нефти на начальном этапе. После того как воронка депрессии сформировалась, расходы для вариантов задачи с ГРП и без ГРП различаются незначительно. Особенностью распределения давления в газовом резервуаре является формирование воронки депрессии с большим градиентом по сравнению с градиентом давления в нефтяном резервуаре. При этом в случае газовых резервуаров влияние ГРП на увеличение откачиваемых расходов больше, чем в случае нефтяных резервуаров.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Полубаринова-Кочина П. Я.** Теория движения грунтовых вод. М.: Наука, 1977.
2. **Басниев К. С.** Подземная гидравлика / К. С. Басниев, А. М. Власов, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. М.: Недра, 1986.
3. **Бочеввер Ф. М.** Основы гидрогеологических расчетов / Ф. М. Бочеввер, И. В. Гармонов, А. В. Лебедев, В. М. Шестаков. М.: Недра, 1969.
4. **Шестаков В. М.** Теоретические основы подпора водопонижения и дренажа. М.: Изд-во Моск. ун-та, 1965.
5. **Мирзаджанзаде А. Х.** Физика нефтяного и газового пласта / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, А. Г. Ковалев. М.: Недра, 1992.
6. **Антонцев С. Н.** Системное математическое моделирование процессов водообмена / С. Н. Антонцев, Г. П. Епихов, А. А. Кашеваров. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1986.
7. **Самарский А. А.** Теория разностных схем. М.: Наука, 1977.

Поступила в редакцию 5/Х 2009 г.