

© А.А. КАЗАКОВ, И.Г. СОЛОВЬЕВ

kazakov-a-a@yandex.ru, solovyev@ikz.ru

УДК 681.5:622.276

### **ДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ КОНУСА ОБВОДНЕНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ**

**АННОТАЦИЯ.** Описана новая форма представления моделей притока пластового флюида к скважине, осложненного явлением образования конуса подошвенной воды. Основой притока выступает радиальная схема фильтрации. Модель способствует развитию технологий эксплуатации скважин с использованием систем реального времени.

**SUMMARY.** The new view of vertical well inflow models complicated by the water coning is offered. The inflow model is based on the radial filtration scheme. The model has low dimension, reliably reproduces transients dynamics in a wide range of input and perturbation of boundary conditions, is being intended for development of well exploitation technologies with use of real time systems.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА.** Конусообразование подошвенной воды, системы эксплуатации, реальное время.

**KEY WORDS.** Water coning, well exploitation technology, real time.

Совершенствование технологий эксплуатации скважин с использованием систем реального времени предполагает, в числе прочего, развитие математического обеспечения [1-3]. Необходимым является поиск новых форм представлений моделей притока пластового флюида к скважине [4], осложненного, в частности, явлением образования конуса подошвенной воды [5].

Разработка моделей, помимо надежного воспроизведения динамики переходных процессов в широком диапазоне входных воздействий и вариаций краевых состояний, должна предполагать возможность решения обратной задачи — идентификации параметров объекта, что обусловлено функциями систем эксплуатации (наблюдение, оптимальное управление, прогноз) [6], [7]. Представленная модель, отвечая заявленным требованиям, призвана внести вклад в реализацию систем эксплуатации скважин в реальном времени.

Геометрическая схема модели образована конечномерной аппроксимацией области притока (призабойной зоны)  $m$  цилиндрических колец по горизонтали и  $n$  слоев по вертикали. Увеличение числа элементов соответствует повышению детальности картины осреднения, но с некоторого момента получение на основе модели алгоритма идентификации будет затруднено, поэтому для применения в различных задачах целесообразно использовать свою оптимальную степень детальности (рис. 1).

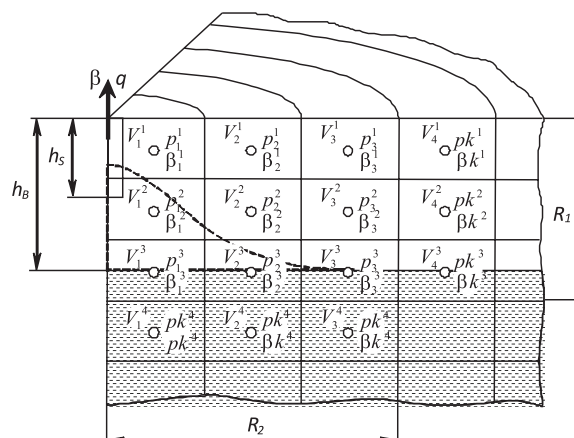
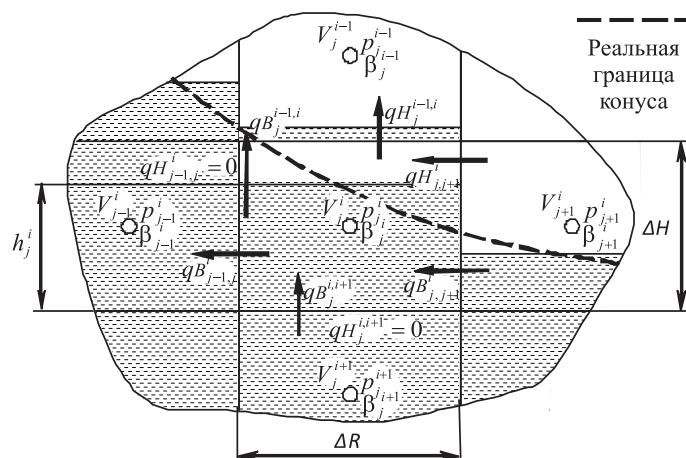


Рис. 1. Цилиндрическая схема пространственного осреднения участка залежи

Каждая выделенная зона осреднения обладает объемом вмещающих пустот (пористость среды  $m_p$ ) и описывается переменными состояния \* по давлению и водонасыщенности. Так, элементу схемы  $j$ -е кольцо на  $i$ -м слое (рис. 2) соответствуют:  $V_j^i$ ,  $p_j^i$ ,  $\beta_j^{i**}$ , где  $\beta_j^i$  — как качественная характеристика флюида — может быть оценена через средний удельный вес жидкости в зоне  $\gamma_j^i$  по формуле:

$$\beta_j^i = (\gamma_j^i - \gamma_H) / (\gamma_H - \gamma_B),$$

где  $\gamma_H$  и  $\gamma_B$  — удельные веса нефти и воды. В то же время, задаваясь строго горизонтальным положением уровня водонефтяного контакта в ячейках, показатели водонасыщенности могут быть пересчитаны в величины уровня воды в зонах осреднения:  $h_j^i = \beta_j^i \Delta H$ .

Рис. 2. Увеличение схемы пространственного осреднения (элемент  $j$ -ое кольцо  $i$ -ого слоя)

\* Зависимость значений переменных состояния от времени подразумевается «по умолчанию».

\*\* Далее использование индексов будет подразумеваться в соответствии с рис. 2 ( $i=1 \dots n$ ,  $j=1 \dots m$ ).

Состояние краевых зон характеризуется равновесным состоянием невозмущенного коллектора:  $pk=p_{пл}$  (пластовое давление) — для верхней ячейки, и

$$pk^i=pk^{i-1}+\Delta p_H+(\beta k^i+\beta k^{i-1})\Delta p_0$$

где  $\Delta p_0=(\gamma_B-\gamma_H)\Delta H/2$ ,  $\Delta p_H=\gamma_H\Delta H$  — для остальных краевых ячеек.

При описании процессов фильтрации перетоки флюида между соседними ячейками возможно разложить на сумму отдельных перетоков по каждому флюиду (в наше случае — нефти и воде):

$$q_{j-1,j}^i=qH_{j-1,j}^i+qB_{j-1,j}^i, \quad q_j^{i-1,i}=qH_j^{i-1,i}+qB_j^{i-1,i}.$$

Мерой, определяющей долевое участие фильтрации того или иного флюида в формировании общего перетока, могут служить величины водонасыщенностей соответствующих зон. Для вертикальных перетоков, ввиду сложной реальной формы конуса и того факта, что фильтрация воды в верхние слои начинается задолго до полного заполнения самой зоны водой (аналогично можно говорить о процессе опорожнения ячеек при опускании конуса), в качестве долей перетока по воде предлагается использовать нелинейные функции (рис. 3) вида\*:

$$v_1(\beta_j^i)=(\beta_j^i-\beta_0^i)_+/(1-\beta_0^i), \quad v_2(\beta_j^i)=1-(1-\beta_0^i-\beta_j^i)_+/(1-\beta_0^i), \quad (1)$$

где  $\beta_0^i$  — настроечный параметр — предельная водонасыщенность зоны, при которой еще не происходит «прорыва» воды в верхние слои.

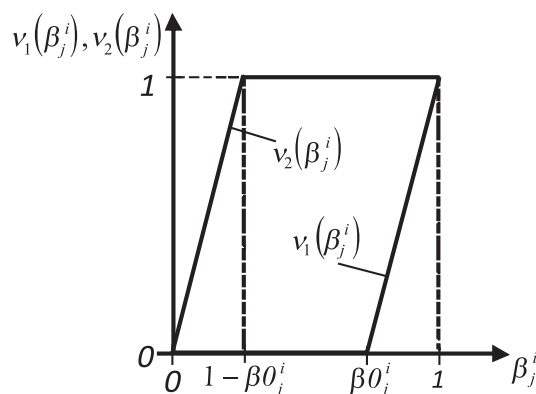


Рис. 3. Кусочно-линейные функции  $v_1(\beta_j^i)$  и  $v_2(\beta_j^i)$

С учетом вышесказанного, в рамках линейной фильтрации и с учетом вертикальных гидростатических составляющих веса флюида величины перетоков будут определяться выражениями:

\*  $x(t)_+=\{x(t), \text{ если } x(t) > 0\} \cup \{0, \text{ если } x(t) \leq 0\}, \quad x(t)_- = x(t) - x(t)_+$

$$\begin{aligned}
qB_{j-1,j}^i &= \beta_j^i w_{j-1,j}^i (p_j^i - p_{j-1}^i + (\beta_j^i - \beta_{j-1}^i) \Delta p_0)_+ + \beta_{j-1}^i w_{j-1,j}^i (p_j^i - p_{j-1}^i + (\beta_j^i - \beta_{j-1}^i) \Delta p_0)_-; \\
q_{j-1,j}^i &= w_{j-1,j}^i (p_j^i - p_{j-1}^i) + w_{j-1,j}^i (\beta_j^i - \beta_{j-1}^i) \Delta p_0 (\beta_j^i + \beta_{j-1}^i - 1); \\
qB_j^{i-1,i} &= v_1 (\beta_j^i) w_j^{i-1,i} (p_j^i - p_j^{i-1} - (\beta_j^i + \beta_j^{i-1}) \Delta p_0 - \Delta p_H)_+ + \\
&\quad + v_2 (\beta_j^{i-1}) w_j^{i-1,i} (p_j^i - p_j^{i-1} - (\beta_j^i + \beta_j^{i-1}) \Delta p_0 - \Delta p_H)_-; \\
q_j^{i-1,i} &= w_j^{i-1,i} (p_j^i - p_j^{i-1} - (\beta_j^i + \beta_j^{i-1}) \Delta p_0 - \Delta p_H).
\end{aligned} \tag{2}$$

здесь  $w_{j-1,j}^i$  и  $w_j^{i-1,i}$  — межзонные гидропроводности переходов.

Ввиду существенной разницы в темпах процессов гидродинамики и массопереноса [8] и за отсутствием необходимости первыми можно пренебречь, тогда уравнение пьезопроводности вырождается в следующий вид:

$$q_{j-1,j}^i + q_{j,j+1}^i + q_j^{i-1,i} + q_j^{i,i+1} = 0. \tag{3}$$

На основе уравнения баланса объемов можно определить динамику водонасыщенностей в зонах осреднения:

$$V_j^i \dot{\beta}_j^i = qB_{j-1,j}^i + qB_{j,j+1}^i + qB_j^{i-1,i} + qB_j^{i,i+1}. \tag{4}$$

В соответствии с геометрической схемой скважина располагается в центральном 1-ом столбце вертикальных ячеек (объемы  $V_1^i$ ) и погружена вертикально в пласт на глубину  $h_s$ , что позволяет установить величины отборов из прилегающих к скважине ячеек:

$$q^i = k^i q, \quad k^i = \frac{[1 + (h_s / \Delta H - i)]_+}{h_s / \Delta H} \tag{5}$$

с обводненностями флюида равными  $\beta_1^i$  соответственно.

Таким образом, уравнения (1)-(4) составляют основу модели притока к скважине, осложненного конусообразованием подошвенной воды. Выходные переменные модели — объемный расход скважины  $q$  и обводненность продукции  $\beta$  — доступны для измерения на устье скважины, могут служить исходными данными для идентификации параметров притока по алгоритму, разработанному на основе данной модели. Уравнение (5) позволяет учесть несовершенство вскрытия скважины, при этом дебит скважины и обводненность продукции будут иметь значения:

$$q = \sum_{i=1}^n q^i, \quad \beta = \sum_{i=1}^n k^i \beta_1^i. \tag{6}$$

Вычислительный эксперимент образования конуса обводнения скважины с участием представленной модели проводился по исходным данным из табл. 1 в соответствии с алгоритмом расчета, представленным на рис. 4. Шаг интегрирования принимался равным  $\Delta t = 0,5$  сут.

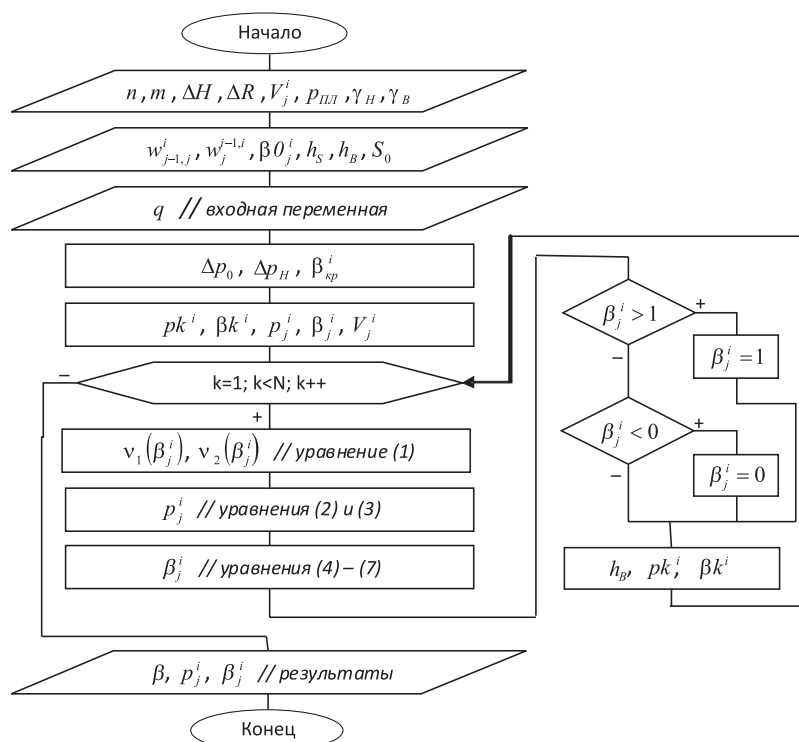


Рис. 4. Алгоритм расчета

Таблица 1

## Исходные данные вычислительного эксперимента

$n$	$m$	$R_1$	$R_2$	$m_{\Pi}$	$V_1^i$	$V_2^i$	$V_3^i$	$P_{\Pi\Pi}$	$\gamma_H$	$\gamma_B$	
—	—	м	м	—	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	МПа	Н/м <sup>3</sup>	Н/м <sup>3</sup>	
3	3	30	30	0,2	628,3	1884,9	3141,6	20	0,8·10 <sup>-2</sup>	1,2·10 <sup>-2</sup>	
$w_{1,2}^i$	$w_{2,3}^i$	$w_{3,4}^i$	$w_{j,2}^{1,2}$	$w_{j,3}^{2,3}$	$w_{j,4}^{3,4}$	$\beta 0_1^i$	$\beta 0_2^i$	$\beta 0_3^i$	$h_s$	$h_B$	$S_0$
м <sup>3</sup> /(сут·МПа)			м <sup>3</sup> /(сут·МПа)			—	—	—	м	м	м <sup>2</sup>
33,93	67,86	101,79	16,96	50,89	84,82	0,6	0,75	0,9	2	25	2175

Нестационарность краевых условий была смоделирована путем поднятия уровня воды в пласте по мере выработки нефтяного участка, что отражается уравнением:

$$-S_0 \dot{h}_B = q_H, \quad (7)$$

где  $q_H = q(1 - \beta)$  — суммарный расход добычи нефти.

Некоторые наиболее существенные результаты проведенного эксперимента представлены на рис. 5, соответствуют ожиданиям. Для случаев 1 и 2 величина вскрытия скважиной пласта использовалась:  $h_s = 2$  и  $30$  м соответственно — что привело к различной динамике выработки участка при слегка заметном отличии

дебита нефти ( $q_H(\text{№1}) - q_H(\text{№2}) \approx 0,04 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) на конец рассматриваемого периода разработки. В случае 3 на конец 2-го года эксплуатации, по достижении обводненности продукции скважины порядка 75%, работа скважины была приостановлена на 3 года (опускание вершины конуса составило  $\approx 2 \text{ м}$ ). После повторного пуска скважины первоначальный выигрыш за счет снижения обводненности продукции уменьшился по прошествии последующих нескольких лет (на конец рассматриваемого периода разработки практически не заметен).

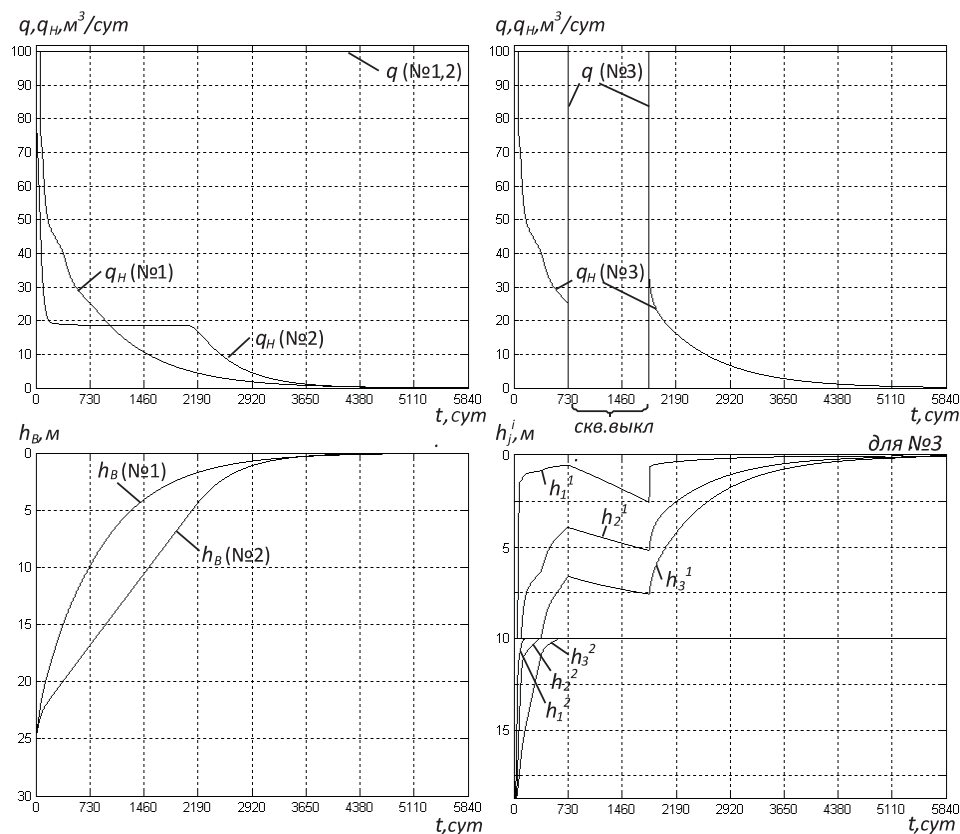


Рис. 5. Результаты вычислительного эксперимента

Площадь, ограниченная графиком расхода, говорит о величине добытого флюида за определенный период времени. Так, нетрудно заметить, что большая часть усилий по добыче нефти приходится на затраты по подъему балластной воды (особенно на конечных этапах). С целью максимизации эффективности добычи есть смысл рационально обосновывать режимы эксплуатации скважины. Перспективной в этом направлении авторам видится реализация систем эксплуатации скважинами с обратной связью в реальном времени. Представленная модель предполагает отражение в развитии этих идей.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Glandt, C.A. Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review // SPE Journal. 2005. paper SPE 81107.
2. Saputelli, L., Nikolaou, M., Economides, M.J. Real-time reservoir management: A multiscale adaptive optimization and control approach // Computational Geosciences. Springer. 2006. №10. С. 61-96.
3. Going, W.S., Thigpen, B.L., Chok, P.M. и др. Intelligent-Well Technology: Are we Ready for Closed-Loop Control? // SPE Journal. 2007. paper 99834.
4. Соловьев И.Г. Концептуальные основы и системные принципы управления гибкими автоматизированными технологиями нефтедобычи // Изв. вузов. Нефть и газ. 2004. № 5. С. 62-69.
5. Телков А.П., Грачев С.И., Дубков И.Б. и др. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. Тюмень: ООО НИПИКБС-Т, 2001. 482 с.
6. Растринин Л.А. Современные принципы управления сложными объектами. М.: Сов. радио, 1980. 232 с.
7. Афанасьев В.Н. Динамические системы управления с неполной информацией: Алгоритмическое конструирование. М.: КомКнига, 2007. 216 с.
8. Соловьев И.Г., Казаков А.А. Конечномерная аппроксимация гидродинамики радиального притока к скважине с подошвенной водой // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. № 8. С. 20-24.