

# АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

А. А. Казаков, И. Г. Соловьев

## МОДЕЛЬ ДИНАМИКИ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

*Предложена модель процесса конусообразования подошвенной воды в нефтяной скважине в динамике, ориентированная на решение вопросов идентификации параметров притоков и оптимального управления (в реальном времени). В основу модели положена грубая схема пространственного осреднения параметров и состояния участка залежи, использован ряд нелинейностей.*

**Модель притока, подошвенная вода, конусообразование, гидродинамика, массоперенос, нелинейность, алгоритм, давление, удельный вес, время прорыва.**

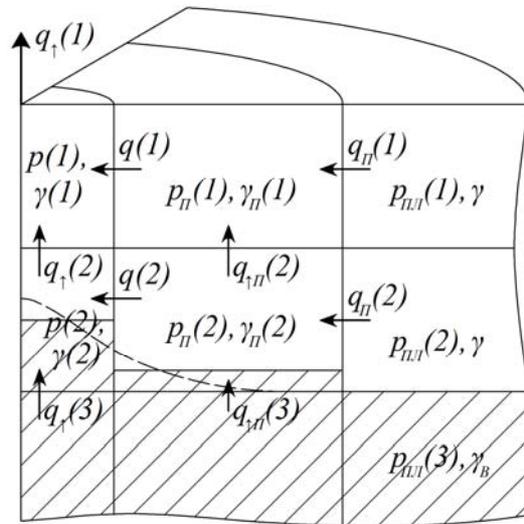
Рассматриваемый в статье процесс конусообразования подошвенной воды описан в литературе [1–3]: рассмотрены различные модели притока (плоскорадиальный, сферический и т. д.), фильтрации и пр., имеются предложения по решению проблемы прорыва воды конуса в скважину [4, 5]. Следует отметить, что при всей своей ресурсоемкости высоких результатов они с большой долей вероятности достигнуть не позволяют.

Анализ публикаций последних лет показывает все возрастающую популярность идеи использования новых подходов в нефтегазовой разработке, а именно адаптивных технологий нефтедобычи (АТН) [2, 6–8]. АТН позволяют существенно повысить эффективность и результативность систем разработки, о которых становится возможным вести речь как о системах управления объектами с обратной связью в реальном времени и которые могут успешно применяться даже на месторождениях с нерентабельными прочими методами разработкой [7, 9].

Основным средством АТН выступают информационно-вычислительные ресурсы с соответствующим алгоритмико-программным комплексом. Относительно последнего на практике возникают некоторые трудности. Дело в том, что объекты нефтедобычи имеют достаточно сложную структуру с большим числом неизвестных параметров, что не позволяет использовать стандартные подходы теории управления. Поэтому предлагается [10, 11] выстроить иерархию задач управления и использовать для каждого конкретного случая одну или несколько моделей приемлемого вида.

С учетом вышесказанного в рамках АТН была поставлена задача оптимальной эксплуатации скважины с подошвенной водой. Первым и очень важным шагом в ее решении является составление модели (притока), отвечающей требованиям АТН (отражение процесса в динамике, достаточная точность, возможность управления), чему и посвящена данная статья.

Рассматриваемая далее модель динамики конусообразования и возможного прорыва подошвенной влаги к эксплуатационной скважине основана на сравнительно грубой схеме пространственного осреднения параметров и состояния участка залежи вблизи скважины (рис. 1).



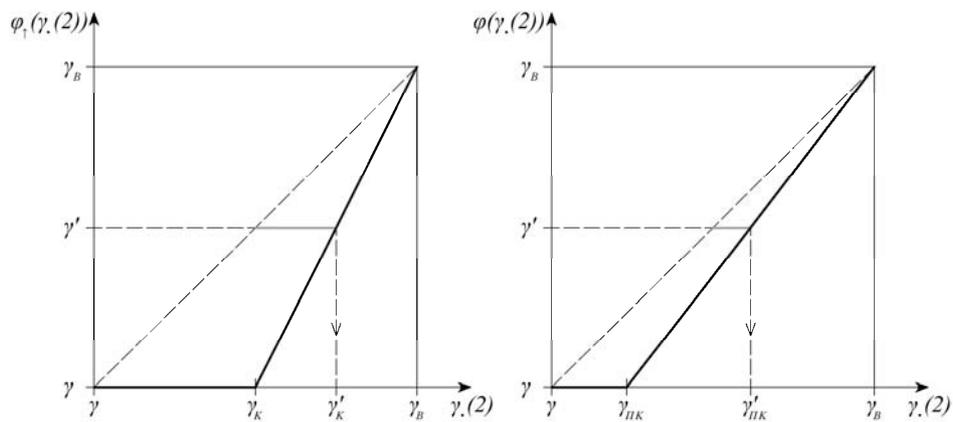
**Рис. 1.** Цилиндрическая схема пространственного осреднения участка залежи с подошвенной водой

Согласно рис. 1, нефтяная часть коллектора разделена на два уровня: верхний, вскрытый скважиной, и нижний, примыкающий к третьему уровню подошвенной воды. В радиальном направлении выделяются прискважинная и примыкающая к ней призабойная зоны. Внешнее окаймление характеризуется равновесным состоянием невозмущенного коллектора со среднеуровневыми давлениями и количественным составом флюида:  $p_{пл}(1) = p_{пл}$  и  $p_{пл}(2) = p_{пл} + \gamma \Delta H$  — среднепластовое давление первого и второго нефтеносного уровня соответственно и  $p_{пл}(3) = p_{пл}(2) + 0,5 \Delta H (\gamma + \gamma_B)$  — среднепластовое давление слоя подошвенной воды. Качества флюида будем оценивать его удельным весом:  $\gamma$  — для нефтеносных зон окаймления и  $\gamma_B$  — для подошвенной воды.

В рамках введенной цилиндрической схемы осреднения будем выделять объемы вмещающих пустот и соответствующие им переменные состояния флюида по давлению и качеству. Емкостям  $V(1)$ ,  $V(2)$ ,  $V_n(1)$  и  $V_n(2)$  будут соответствовать пары:  $p(1)$ ,  $\gamma(1)$ ;  $p(2)$ ,  $\gamma(2)$ ;  $p_n(1)$ ,  $\gamma_n(1)$  и  $p_n(2)$ ,  $\gamma_n(2)$ .

С началом отбора жидкости  $q_{\uparrow}(1)$  и снижения давления  $p(1)$  в емкости  $V(1)$  возникает пространственная квазирадиальная циркуляция флюида в забой скважины. В рамках принятой схемы осреднения линейная фильтрация по горизонталям описывается соотношениями вида

$$\begin{aligned}
 q(1) &= W(1)(p_n(1) - p(1)), \\
 q_n(1) &= W_n(1)(p_{пл}(1) - p_n(1)), \\
 q(2) &= v(\gamma(2), \gamma_n(2))W(2)(p_n(2) - p(2)), \\
 q_n(2) &= v(\gamma_n(2), \gamma)W_n(2)(p_{пл}(2) - p_n(2)).
 \end{aligned}
 \tag{1}$$



**Рис. 2.** Нелинейные по качеству флюида межзонные перетоки

Здесь  $W_{\bullet}(\bullet)^*$  — межзонные гидропроводности горизонтальных переходов, а  $v(\gamma_{\bullet}(2), \gamma_{\bullet}(\bullet))$  — открытые доли границ переходов, незанятые перекрытием подъема подошвенной воды, до начала ее циркуляции.

С учетом конической структуры профиля подтягивания воды, реальный приток подошвенной влаги в верхний горизонт начинается задолго до полного замещения объема  $V(2)$  водой, когда достигается равенство  $\gamma(2) = \gamma_B$ , что отражает упрощенная графика поршневого замещения на рис. 1. Пусть  $\gamma_K$  — критическая точка качества флюида в объеме  $V(2)$ , выше которой ( $\gamma(2) > \gamma_K$ ) начинается переток воды в зону отбора  $V(1)$ . Соответствующий уровень качества в сопредельной зоне объема  $V_{II}(2)$  обозначим  $\gamma_{ПК}$ . Специфика фильтрации двухкомпонентного флюида рассматриваемой схемы притока в том, что до условия  $\gamma(2) = \gamma_K$  циркулирует лишь «чистая» нефть и изменяется профиль (граница подтягивания) подошвенной воды. С достижением пика конуса границы верхнего горизонта начинается циркуляция подошвенной влаги, как снизу вверх, так и из зоны  $V_{II}(2)$  в  $V(2)$  по горизонтали, что позволяет установить количественный вид долевой функции. Параметр  $v_B$  учитывает изменение гидропроводности по воде в сравнении с нефтью (чаще  $v_B > 1$ ). В приведенном выражении второе слагаемое характеризует уменьшение границы перетока для нефти, третье — возникновение и расширение окна перетока по воде.

$$v(\gamma_{\bullet}(2), \gamma_{\bullet}(\bullet)) = 1 - \frac{\gamma_{\bullet}(2) - \gamma}{\gamma_B - \gamma} + v_B \left( \frac{\gamma_{\bullet}(\bullet) - \gamma_{ПК}}{\gamma_B - \gamma_{ПК}} \right)_+ \quad (2)$$

Модель вертикальной фильтрации строится с учетом межзонной гидростатики:

\* ) Позиционированный символ «•» (точка — например,  $W_{\bullet}(\bullet)$ ) означает любой использованный ранее символ на этой позиции.

$$\begin{aligned}
q_{\uparrow}(2) &= v_{\uparrow}(\gamma(2))W_{\uparrow}(2)(p(2) - p(1) - 0,5\Delta H(\gamma(1) + \gamma(2))), \\
q_{\uparrow\Pi}(2) &= v_{\uparrow}(\gamma_{\Pi}(2))W_{\uparrow\Pi}(2)(p_{\Pi}(2) - p_{\Pi}(1) - 0,5\Delta H(\gamma_{\Pi}(1) + \gamma_{\Pi}(2))), \\
q_{\uparrow}(3) &= W_{\uparrow}(3)(p_{\Pi\Pi}(3) - p(2) - 0,5\Delta H(\gamma(2) + \gamma_B)), \\
q_{\uparrow\Pi}(3) &= W_{\uparrow\Pi}(3)(p_{\Pi\Pi}(3) - p_{\Pi}(2) - 0,5\Delta H(\gamma_{\Pi}(2) + \gamma_B)).
\end{aligned} \tag{3}$$

Здесь функция  $v_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2))$  характеризует повышенную гидропроводность по воде при прорыве последней:

$$v_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2)) = 1 + v_{\uparrow B} \left( \frac{\gamma_{\bullet}(2) - \gamma_K}{\gamma_B - \gamma_K} \right)_+ \tag{4}$$

С учетом упругоэластических свойств вмещающих пород гидродинамика системы может быть описана уравнениями вида

$$\begin{cases}
\tau(1)\dot{p}(1) = -q_{\uparrow}(1) + q(1) + q_{\uparrow}(2), \\
\tau(2)\dot{p}(2) = -q_{\uparrow}(2) + q(2) + q_{\uparrow}(3), \\
\tau_{\Pi}(1)\dot{p}_{\Pi}(1) = -q(1) + q_{\Pi}(1) + q_{\uparrow\Pi}(2), \\
\tau_{\Pi}(2)\dot{p}_{\Pi}(2) = -q(2) - q_{\uparrow\Pi}(2) + q_{\Pi}(2) + q_{\uparrow\Pi}(3),
\end{cases} \tag{5}$$

где  $\tau_{\bullet}(\bullet) = \beta_{\Pi}V_{\bullet}(\bullet)$ ,  $\beta_{\Pi}$  — коэффициент гидроупругости.

Динамика баланса масс в выделенных упругих зонах коллектора

$$\begin{aligned}
M(1) &= V(1)(1 + \beta_{\Pi}(p(1) - p_{\Pi\Pi}))\gamma(1), \\
M_{\Pi}(1) &= V_{\Pi}(1)(1 + \beta_{\Pi}(p_{\Pi}(1) - p_{\Pi\Pi}))\gamma_{\Pi}(1), \\
M(2) &= V(2)(1 + \beta_{\Pi}(p(2) - p_{\Pi\Pi}(2)))\gamma(2), \\
M_{\Pi}(2) &= V_{\Pi}(2)(1 + \beta_{\Pi}(p_{\Pi}(2) - p_{\Pi\Pi}(2)))\gamma_{\Pi}(2)
\end{aligned} \tag{6}$$

подчиняется системе уравнений, основанной на балансах объемов (5), и имеет вид<sup>\*)</sup>

$$\begin{cases}
\dot{M}(1) = -q_{\uparrow}(1)\gamma(1) + q(1)\gamma_{\Pi}(1) + q_{\uparrow}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma(2)), \\
\dot{M}(2) = -q_{\uparrow}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma(2)) + q(2)\varphi(\gamma_{\Pi}(2)) + q_{\uparrow}(3)\gamma_B, \\
\dot{M}_{\Pi}(1) = -q(1)\gamma_{\Pi}(1) + q_{\Pi}(1)\gamma + q_{\uparrow\Pi}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma_{\Pi}(2)), \\
\dot{M}_{\Pi}(2) = -q(2)\varphi(\gamma_{\Pi}(2)) - q_{\uparrow\Pi}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma_{\Pi}(2)) + q_{\Pi}(2)\gamma + q_{\uparrow\Pi}(3)\gamma_B,
\end{cases} \tag{7}$$

где графики функций  $\varphi_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2))$  и  $\varphi(\gamma_{\bullet}(2))$ , представленные на рис. 2, соответствуют введенной выше логике начала вертикальной и горизонтальной циркуляции подошвенной воды.

Из графиков следует, что конус подошвенной влаги теряет устойчивость (быстро прорывается), если радиальные притоки прогрессивно обводняются, т. е.  $\gamma' \rightarrow \gamma_B$ . Диапазоны квазиустойчивой циркуляции радиального флюида  $\gamma(2) \in (\gamma, \gamma_K]$  и  $\gamma_{\Pi}(2) \in (\gamma, \gamma_{\Pi K}]$  сокращаются, что свидетельствует о сужении области устойчивого существования конуса. Количественный вид функций:

$$\varphi_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2)) = \gamma + \frac{\gamma_B - \gamma}{\gamma_B - \gamma_K}(\gamma_{\bullet}(2) - \gamma_K), \quad \varphi(\gamma_{\bullet}(2)) = \gamma + \frac{\gamma_B - \gamma}{\gamma_B - \gamma_{\Pi K}}(\gamma_{\bullet}(2) - \gamma_{\Pi K}). \tag{8}$$

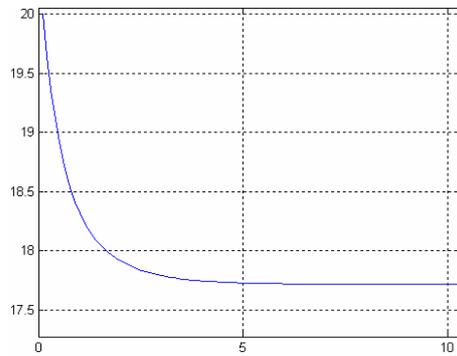
<sup>\*)</sup> Размерность приведенных переменных  $M$  в соответствии с (6) и (7) исчисляется в ньютонах.

Вычислительный анализ динамики конусообразования и прорыва подошвенной воды осуществлялся для участка залежи с характеристиками из табл. 1 по алгоритму, представленному в табл. 2. Шаг интегрирования принимался равным  $\Delta t = 0,02$  сут.

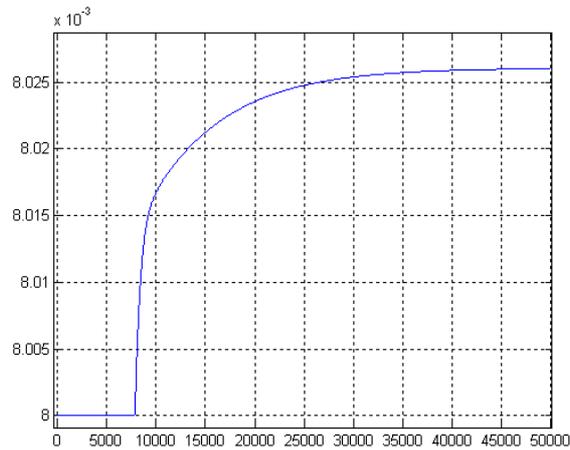
Таблица 1

**Исходные данные<sup>\*)</sup>**

| $p_{пл}$     | $\Delta H$     | $\gamma$            | $\gamma_B$             | $\gamma_K$             | $\gamma_{ПК}$                 | $v_B$                        | $v_{\uparrow B}$       |
|--------------|----------------|---------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|------------------------------|------------------------|
| МПа          | м              | Н/м <sup>3</sup>    | Н/м <sup>3</sup>       | Н/м <sup>3</sup>       | Н/м <sup>3</sup>              | —                            | —                      |
| 20           | 20             | $0,8 \cdot 10^{-2}$ | $1,2 \cdot 10^{-2}$    | $10^{-2}$              | $\approx 0,825 \cdot 10^{-2}$ | 1                            | 1                      |
| $\beta_{пл}$ | $V(\bullet)$   | $V_{пл}(\bullet)$   | $W(\bullet)$           | $W_{пл}(\bullet)$      | $W_{\uparrow}(\bullet)$       | $W_{\uparrow_{пл}}(\bullet)$ |                        |
| 1/Па         | м <sup>3</sup> | м <sup>3</sup>      | м <sup>3</sup> /(Па·с) | м <sup>3</sup> /(Па·с) | м <sup>3</sup> /(Па·с)        | м <sup>3</sup> /(Па·с)       | м <sup>3</sup> /(Па·с) |
| 0,0065       | 4019           | 35231               | 50                     | 250                    | 2                             | 10                           |                        |



**Рис. 3.** Изменение давления в прискважинной зоне верхнего уровня  $p(t)$



**Рис. 4.** Изменение удельного веса флюида прискважинной зоны верхнего уровня  $\gamma(t)$

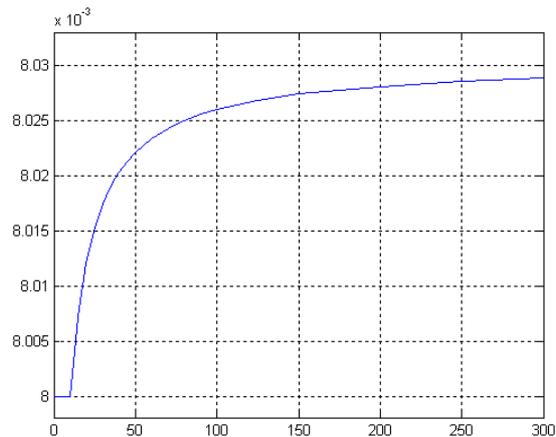
<sup>\*)</sup> Точное значение переменной  $\gamma_{ПК}$  можно получить в момент выполнения равенства  $\gamma(2) = \gamma_K$ .

## Алгоритм расчета

|    |   |
|----|---|
| 1  | Начало  |
| 2  | Ввод исходных данных (табл. 1):<br>$p_{пл}, \Delta H, \gamma, \gamma_B, \gamma_K, \gamma_{ПК}, v_B, v_{\uparrow B}, \beta_{II}, V(1)=V(2), V_{II}(1)=V_{II}(2),$<br>$W(1)=W(2), W_{II}(1)=W_{II}(2), W_{\uparrow}(1)=W_{\uparrow}(2), W_{\uparrow II}(1)=W_{\uparrow II}(2)$                    |
| 3  | Задание значения варьируемой переменной: $q_{\uparrow}(1, k)$   |
| 4  | Расчет и задание краевых и начальных условий (в том числе по уравнениям (6)):<br>$p(1)=p_{II}(1)=p_{пл}, p(2)=p_{II}(2)=p_{пл}+\gamma\Delta H, p_{II}(3)=p_{II}(2)+0,5\Delta H(\gamma+\gamma_B),$<br>$\gamma(1)=\gamma(2)=\gamma_{II}(1)=\gamma_{II}(2)=\gamma, M(1)=M_{II}(1), M(2)=M_{II}(2)$ |
| 5  | Расчет (статических) параметров:<br>$\tau(1)=\beta_{II}V(1), \tau(2)=\tau(1), \tau_{II}(1)=\tau_{II}(2)=\beta_{II}V_{II}(1)$  |
| 6  | $k := k + 1$  |
| 7  | Вычисление по уравнениям (2), (4) и (8) значений функций:<br>$v(\gamma_{\bullet}(2), \gamma_{\bullet}(\bullet)), v_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2)), \varphi_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2)), \varphi(\gamma_{\bullet}(2))$  |
| 8  | Вычисление по уравнениям (1) и (3) величин текущих перетоков:<br>$q(1), q_{II}(1), q(2), q_{II}(2), q_{\uparrow}(1), q_{\uparrow II}(1), q_{\uparrow}(2), q_{\uparrow II}(2)$   |
| 9  | Вычисление по уравнениям (5) величин устанавливаемых давлений:<br>$p(1), p_{II}(1), p(2), p_{II}(2)$  |
| 10 | Вычисление по уравнениям (7) и (6) величин устанавливаемых масс и удельных весов флюида:<br>$M(1), M_{II}(1), M(2), M_{II}(2), \gamma(1), \gamma_{II}(1), \gamma(2), \gamma_{II}(2)$  |
| 11 | Переход на шаг 6  |
| 12 | Вывод результата  |
| 13 | Конец   |

Результаты моделирования системы с дебитом скважины  $100 \text{ м}^3/\text{сут.}$  представлены на рис. 3 и 4. Заметна ожидаемая значительная разница в динамике процессов установления давлений и массопереноса (первая более «быстрая»). Детальный анализ показывает, что, с целью моделирования процесса массопереноса, а именно сроков прорыва воды и предельных величин обводненности (по рис. 4:  $T_{кр} = 7808 \text{ сут.}$ ,  $\gamma_{ycm}(1) = 8.026 \cdot 10^{-3} \text{ Н/м}^3$ ), динамикой давлений можно пренебречь (т. е. моделировать их в статике).

Далее для тех же условий была проведена серия расчетов и построена зависимость конечной обводненности (той же) зоны от величины дебита (рис. 5). Из графика видно, что прорыв воды наступает при дебите около  $15 \text{ м}^3/\text{сут.}$  и выше. Последующий анализ также показал: дальнейшее повышение дебита вызывает, в числе прочего, уменьшение сроков прорыва конуса. Это дает основания полагать, что при эксплуатации нефтяных скважин с подошвенной водой есть возможность назначения таких дебитов (или режимов эксплуатации), при которых бы обеспечивался, например, максимум величины добытой нефти (другими/дополнительными критериями могут быть: минимизация величины добытой воды, экономический и т. д.).



**Рис. 5.** Зависимость удельного веса флюида прискважинной зоны верхнего уровня от дебита скважины

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. — М.: Ижевск: Ин-т компьютерных исследований, 2004. — 628 с.
2. Лысенко В. Д., Грайфер В. И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. — 607 с.
3. Телков А. П., Грачев С. И., Дубков И. Б., Краснова Т. Л., Сохошко С. К. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. — Тюмень: ООО НИПИКБС-Т, 2001. — 482 с.
4. Нифонтов Ю. А., Клещенко И. И., Телков А. П. и др. Ремонт нефтяных и газовых скважин: Справочник. — СПб.: НПО «Профессионал», 2005. — 1462 с.
5. Северов Я. А. Повышение эффективности разработки месторождений углеводородов при наличии явлений конусообразования: Дис. ... канд. техн. наук. — М., 2006. — 157 с.
6. Кульчицкий В. В. Скважина как элемент интеллектуальной системы управления разработкой месторождений углеводородов // Нефтяное хоз-во. — 2002. — № 2.
7. Соловьев И. Г. Концептуальные основы и системные принципы управления гибкими автоматизированными технологиями нефтедобычи // Изв. вузов: Нефть и газ. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2004. — № 5. — С. 62–69.
8. Going W. S., Thgpen B. L., Chok P. M., Anderson A. B., Vachon G. P. Intelligent — Well Technology: Are we Ready for Closed-Loop Control? // Paper SPE 99834. — 2008.
9. Saputelli L., Nikolaou M. and Economides M. J. Real-time reservoir management: A multiscale adaptive optimization and control approach // Computational Geosciences. — 2006. — № 10. — P. 61–96.
10. Соловьев И. Г. Иерархия адаптивных технологий нефтедобычи реального времени // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2008. — № 2.
11. Glandt C. A. Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review // SPE Journ. — 2005. — 12. — P. 281–288. — (Paper SPE 81107).

A. A. Kazakov, I. G. Solovyov

#### MODEL OF DYNAMICS REGARDING CONING OF BOTTOM WATER IN OIL WELL

*The article suggests a model reflecting coning of bottom water in oil well under dynamics and oriented to solve questions of indentifying influx characteristics as well as optimal*

*control (in real time). The model is based on a rough scheme of spatial averaging characteristics and states of reservoir region, using certain non-linearities.*

***Influx model, bottom water, coning, hydrodynamics, mass transfer, non-linearity, algorithm, pressure, specific gravity, breakthrough time.***