

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).

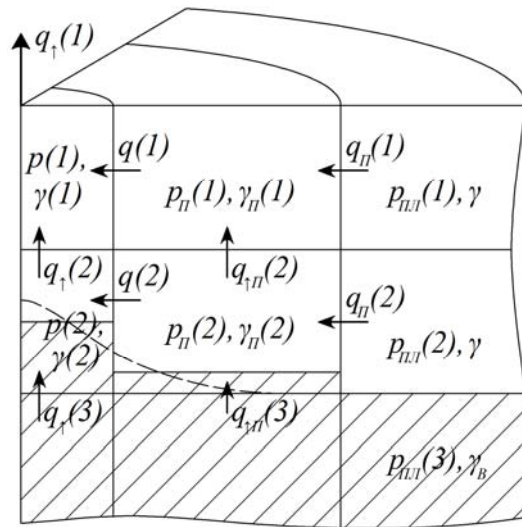


Рис. 1. Цилиндрическая схема пространственного осреднения участка залежи с подошвенной водой

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: γ — для нефтеносных зон окаймления и γ_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

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

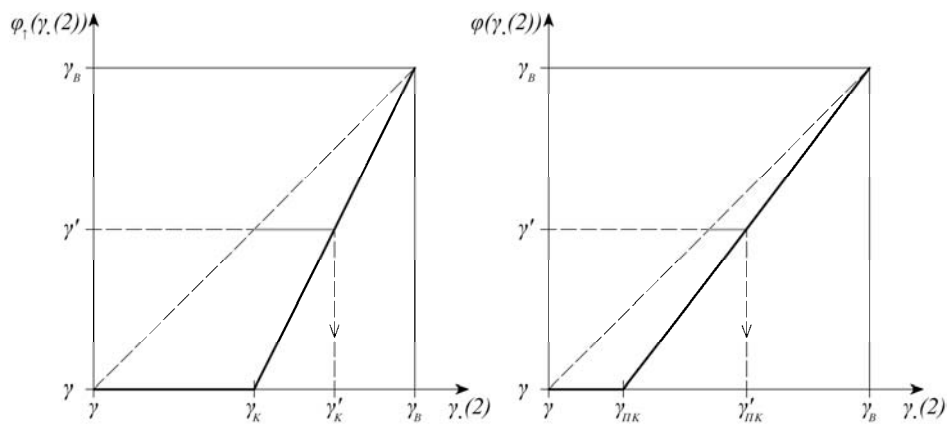


Рис. 2. Нелинейные по качеству флюида межзонные перетоки

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 γ_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.

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

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

$$\begin{cases}
\tau(1)\dot{p}(1) = -q_{\uparrow}(1) + q(1) + q_{\uparrow}(2), \\
\tau(2)\dot{p}(2) = -q_{\uparrow}(2) + q(2) + q_{\uparrow}(3), \\
\tau_n(1)\dot{p}_n(1) = -q(1) + q_n(1) + q_{\uparrow n}(2), \\
\tau_n(2)\dot{p}_n(2) = -q(2) - q_{\uparrow n}(2) + q_n(2) + q_{\uparrow n}(3),
\end{cases} \tag{5}$$

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

Динамика баланса масс в выделенных упругих зонах коллектора

$$\begin{aligned}
M(1) &= V(1)(1 + \beta_n(p(1) - p_{пл}))\gamma(1), \\
M_n(1) &= V_n(1)(1 + \beta_n(p_n(1) - p_{пл}))\gamma_n(1), \\
M(2) &= V(2)(1 + \beta_n(p(2) - p_{пл}(2)))\gamma(2), \\
M_n(2) &= V_n(2)(1 + \beta_n(p_n(2) - p_{пл}(2)))\gamma_n(2)
\end{aligned} \tag{6}$$

подчиняется системе уравнений, основанной на балансах объемов (5), и имеет вид^{*)}

$$\begin{cases}
\dot{M}(1) = -q_{\uparrow}(1)\gamma(1) + q(1)\gamma_n(1) + q_{\uparrow}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma(2)), \\
\dot{M}(2) = -q_{\uparrow}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma(2)) + q(2)\varphi(\gamma_n(2)) + q_{\uparrow}(3)\gamma_B, \\
\dot{M}_n(1) = -q(1)\gamma_n(1) + q_n(1)\gamma + q_{\uparrow n}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma_n(2)), \\
\dot{M}_n(2) = -q(2)\varphi(\gamma_n(2)) - q_{\uparrow n}(2)\varphi_{\uparrow}(\gamma_n(2)) + q_n(2)\gamma + q_{\uparrow n}(3)\gamma_B,
\end{cases} \tag{7}$$

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 $\gamma_n(2) \in (\gamma, \gamma_{ПК}]$ сокращаются, что свидетельствует о сужении области устойчивого существования конуса. Количественный вид функций:

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

^{*)} 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^{*)}

$p_{пл}$	ΔH	γ	γ_B	γ_K	$\gamma_{ПК}$	v_B	$v_{\uparrow B}$
МПа	м	Н/м ³	Н/м ³	Н/м ³	Н/м ³	—	—
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 ³	м ³	м ³ /(Па·с)	м ³ /(Па·с)	м ³ /(Па·с)	м ³ /(Па·с)	м ³ /(Па·с)
0,0065	4019	35231	50	250	2	10	

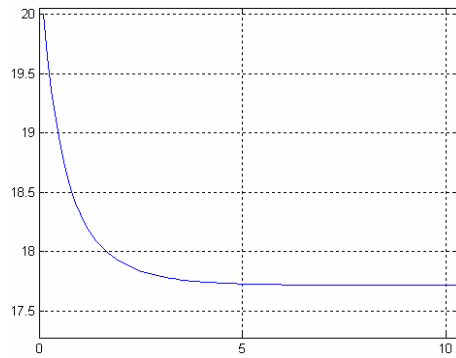


Рис. 3. Изменение давления в прискважинной зоне верхнего уровня $p(t)$

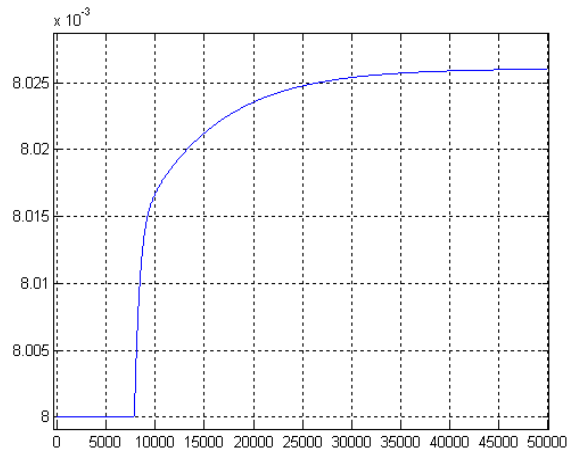


Рис. 4. Изменение удельного веса флюида прискважинной зоны верхнего уровня $\gamma(t)$

^{*)} 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): $p_{пл}, \Delta H, \gamma, \gamma_B, \gamma_K, \gamma_{ПК}, v_B, v_{\uparrow B}, \beta_{II}, V(1)=V(2), V_{II}(1)=V_{II}(2),$ $W(1)=W(2), W_{II}(1)=W_{II}(2), W_{\uparrow}(1)=W_{\uparrow}(2), W_{\uparrow II}(1)=W_{\uparrow II}(2)$
3	Задание значения варьируемой переменной: $q_{\uparrow}(1, k)$
4	Расчет и задание краевых и начальных условий (в том числе по уравнениям (6)): $p(1)=p_{II}(1)=p_{пл}, p(2)=p_{II}(2)=p_{пл}+\gamma\Delta H, p_{II}(3)=p_{II}(2)+0,5\Delta H(\gamma+\gamma_B),$ $\gamma(1)=\gamma(2)=\gamma_{II}(1)=\gamma_{II}(2)=\gamma, M(1)=M_{II}(1), M(2)=M_{II}(2)$
5	Расчет (статических) параметров: $\tau(1)=\beta_{II}V(1), \tau(2)=\tau(1), \tau_{II}(1)=\tau_{II}(2)=\beta_{II}V_{II}(1)$
6	$k := k + 1$
7	Вычисление по уравнениям (2), (4) и (8) значений функций: $v(\gamma_{\bullet}(2), \gamma_{\bullet}(\bullet)), v_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2)), \varphi_{\uparrow}(\gamma_{\bullet}(2)), \varphi(\gamma_{\bullet}(2))$
8	Вычисление по уравнениям (1) и (3) величин текущих перетоков: $q(1), q_{II}(1), q(2), q_{II}(2), q_{\uparrow}(1), q_{\uparrow II}(1), q_{\uparrow}(2), q_{\uparrow II}(2)$
9	Вычисление по уравнениям (5) величин устанавливаемых давлений: $p(1), p_{II}(1), p(2), p_{II}(2)$
10	Вычисление по уравнениям (7) и (6) величин устанавливаемых масс и удельных весов флюида: $M(1), M_{II}(1), M(2), M_{II}(2), \gamma(1), \gamma_{II}(1), \gamma(2), \gamma_{II}(2)$
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.).

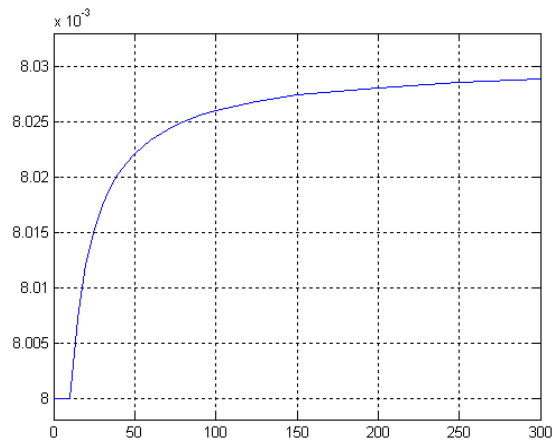


Рис. 5. Зависимость удельного веса флюида прискважинной зоны верхнего уровня от дебита скважины

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.