

А.А. Казаков

## РЕГУЛИРОВКА ОТБОРОВ ДЛЯ СКВАЖИН С ПОДОШВЕННОЙ ВОДОЙ

Описана динамическая модель замещения нефти локальной зоны коллектора подошвенной водой в условиях конусообразования с использованием модели подъемника (с электронасосом). Учтены особенности конструкций скважин, типоразмер насоса, различные режимы эксплуатации. Рассмотрены показатели качества и критерии оптимальности задач выбора рационального варианта заканчивания скважин, подбора насосного оборудования и назначения режимов эксплуатации.

**Нефтяная скважина, насос, конусообразование, подошвенная вода, динамическая модель, анизотропия, гидропроводность, коэффициент нефтеизвлечения, система эксплуатации, реальное время.**

В связи с успехами в применении технологий многостволового наклонно-направленного бурения и обустройства скважин системами глубинной автоматики изменяются подходы к целям и алгоритмам регулирования притоками по данным оперативного контроля глубинных переменных состояния забоя и прискважинных зон [1, 3, 4, 8]. Разработка методик конструирования систем оперативного регулирования требует создания адекватных гидродинамических моделей, отвечающих темповости исполнительных механизмов, а также более строгому, формальному, определению целей регулирования.

Особую группу образуют задачи управления притоками для скважин с явными проявлениями конусов подошвенной воды. Рассмотренная ниже задача анализа динамики разработки локальной водоплавающей зоны коллектора, приуроченной к единичной вертикальной скважине, обустроенной частотно-регулируемым погружным электронасосом (классическая схема выработки линзы), наглядно иллюстрирует эффективность конструктивных решений по уровню вскрытия продуктивной зоны коллектора в условиях регулируемой производительности насоса.

Развивая результаты работ [6, 7], дополним геометрическую схему локальной водоплавающей зоны коллектора мощностью  $H_k$  с начальным уровнем зеркала воды  $H(0)$ , вскрытого на интервале  $L$  вертикальной скважиной, обустроенной погружным электронасосом (рис. 1). В рамках введенных обозначений динамика конусообразования и жесткого водонапорного замещения подошвенной водой описывается системой уравнений<sup>1)</sup>:

$$\begin{cases} W_M D\beta_2 = (\beta_2^+ - 1_W \beta_2) q_{k+} + q_{k-}, \\ \tau_H Dv = -q_H, \end{cases} \quad (1)$$

<sup>1)</sup>  $D := d/dt$  — оператор дифференцирования по времени;

$x(t)_+ = \{x(t), \text{если } x(t) > 0; x(t) = 0, \text{если } x(t) \leq 0\}$  — положительная часть графика  $x(t)$ .

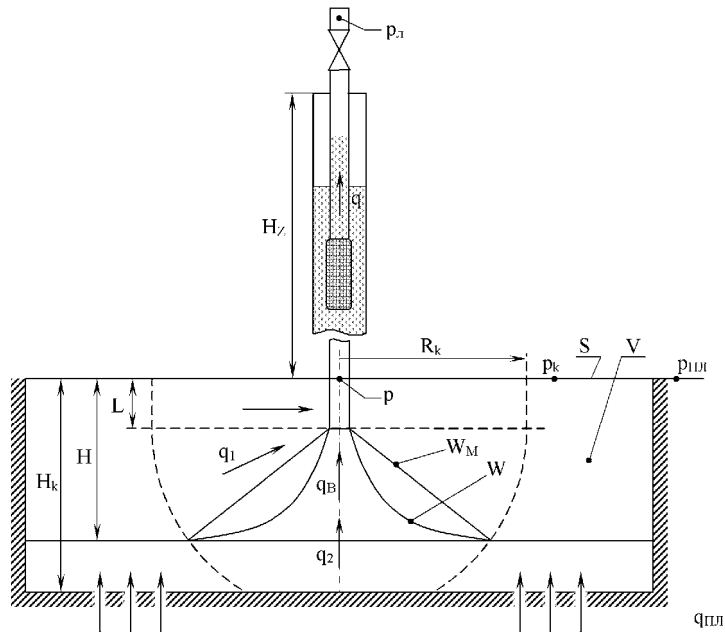


Рис. 1. Геометрическая схема водоплавающей зоны коллектора

где  $\beta_2 = W/W_M^{**})$  — относительный объем заполнения конуса подошвенной водой с предельным размером  $W_M = \frac{m}{3} \pi R_k^3 v (1 - v^2)$ ;

$v = 1 - \left(1 - \frac{H - L}{R_k}\right)_+$  — относительный уровень замещения от основания

коллектора  $v = v_k = \min\left\{\frac{H_k - L}{R_k}, 1\right\}$  до кровли  $v = -v_L = -L/R_k$ ;

$\beta_2^+$  — предельный объем заполнения, определяемый соотношением

$$\beta_2^+ = \Delta p_L / (k_0 v_+ + \Delta p_L), \quad k_0 = R_k (\gamma_B - \gamma_H) (1 - \beta_\Pi) / \beta_\Pi,$$

где  $\Delta p_L = p_k - p - r_L L q$  — потенциал депрессии, приведенный к уровню кровли и уменьшенный на величину потерь на трение  $r_L L q$  на интервале вскрытия  $L$ , с характеристикой удельного сопротивления  $r_L$ ;  $p$  — давление в забое;  $p_k$  — давление на контуре питания на расстоянии  $R_k$ ;  $1_W$  — индикатор касания вершины конуса забоя на уровне вскрытия определяется условиями

$$1_W = \begin{cases} 1, & \text{если } \beta_2 > \beta_\Pi, \\ 0, & \text{иначе,} \end{cases}$$

здесь  $\beta_\Pi$  — настроечный параметр относительного заполнения при достижении вершины конуса забоя скважины;  $\gamma_B, \gamma_H$  — удельные веса воды и нефти,

<sup>\*\*)</sup> Зависимость значений переменных состояния от времени подразумевается «по умолчанию».

$\tau_H = mR_k S$  — объемная характеристика вмещающих пустот извлекаемых запасов нефти;  $S$  — площадь участка;  $m$  — пористость;  $\beta_2^+ q_{k+}$  — объемный приток воды в конус;  $1_H \beta_2 q_{k+}$  — объемный отток воды из вершины конуса, где

$$q_k = (1 + \eta_B \beta_2) w_{\Phi_2}^+ (\Delta p_L - \Delta p_0 v_+ (1 - (1 - \beta_2 / \beta_{\Pi})_+)), \quad \Delta p_0 = R_k (\gamma_B - \gamma_H) \quad (2)$$

— радиально-сферическая составляющая вертикального притока с повышающим множителем  $(1 + \eta_B \beta_2)$  фазной проницаемости воды, гидростатическим противодавлением  $\Delta p_0 v_+ (1 - (1 - \beta_2 / \beta_{\Pi})_+)$  и секторной гидропроводностью

$$w_{\Phi_2}^+ = w_{\Phi} - \left( \alpha_{\Gamma} v_+ + \frac{1}{2} (\alpha_B - \alpha_{\Gamma}) v_+^2 \right),$$

в которой  $w_{\Phi} = \alpha_{\Gamma} v_k + \frac{1}{2} (\alpha_B - \alpha_{\Gamma}) v_k^2$  — радиально-сферическая составляющая суммарной гидропроводности усеченной сферы ( $H_k - L < R_k$ ), учитывающая анизотропию проницаемостей по вертикали  $\alpha_B$  и горизонтали  $\alpha_{\Gamma}$ .

Суммарный приток в скважину образуется долями нефти и воды

$$q = q_H + q_B; \quad (3)$$

каждая доля имеет составляющие плоско-радиального и радиально-сферического притоков так, что

$$\begin{cases} q_H = \eta \alpha_{\Gamma} (v_L + v_-) (\Delta p_L + 0.5 r_L L q) + (w_{\Phi} - w_{\Phi_2}^+ \beta_2) \Delta p_L, \\ q_B = 1_H \beta_2 q_{k+} - (1 + \eta_B) \eta \alpha_{\Gamma} v_- (\Delta p_L + 0.5 r_L L q), \end{cases} \quad (4)$$

где  $\eta$  — настроечный коэффициент отношения эффективности притоков по плоско-радиальной и сферической схемам [2] (потери на трение в долях плоско-радиального притока по сравнению со сферическим сокращены вдвое, что соответствует  $\Delta p_L + 0.5 r_L L q = \Delta p - 0.5 r_L L q$ , где  $\Delta p = p_k - p$  — депрессия, приведенная к уровню кровли коллектора).

Пренебрегая гидродинамикой притока, связь между депрессией и расходом скважины устанавливаем уравнением «насос — нагрузка» [5]

$$\Delta p_L = \Delta p_k - \gamma_1 H_z - (\gamma_1 r_{\Pi} + r_L L) q - \gamma_1 \lambda_1(i) q v_w + \gamma_1 \lambda_0(i) v_w^2, \quad (5)$$

где напорная характеристика насоса (рис. 2) задается ломаной

$$\Delta h_N = v_w^2 \lambda_0(i) - v_w \lambda_1(i) q, \quad (6)$$

$$i = \begin{cases} 1, & \text{если } q \in v_w [q(2), q(1)] \\ 2, & \text{если } q \in v_w [q(3), q(2)] \\ 3, & \text{если } q \in v_w [0, q(3)] \end{cases}$$

с координатами точек сопряжения  $q(1) = \lambda_0(1) / \lambda_1(1)$ ,  $q(i) = (\lambda_0(i) - \lambda_0(i-1)) /$

$(\lambda_1(i) - \lambda_1(i-1))$ ,  $i \in \{2, 3\}$ ,  $v_w = \frac{w}{w_H}$  — относительная частота вращения вала

двигателя ( $w_H$  — номинальная скорость вращения),  $\gamma_1 = (1 - \beta) \gamma_H + \beta \gamma_B$  — удельный вес жидкости в подъемнике,  $\beta = q_B / q$  — обводненность,  $r_{\Pi}$  — па-

параметр гидросопротивления подъемника,  $H_z$  — глубина кровли по вертикали,  $\Delta p_k = p_k - p_l$ ,  $p_l$  — давление в нефтесборной линии.

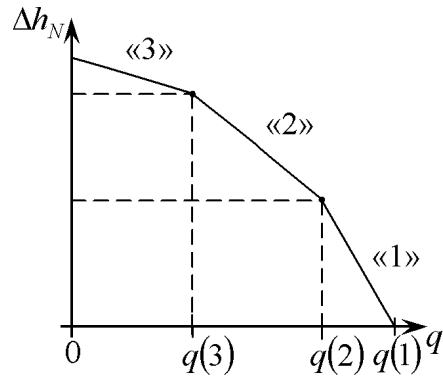


Рис. 2. Напорная характеристика насоса

Блок-схема скважинной системы (рис. 3) образуется моделью замещения  $P_1$  (уравнения 1–4) и подъемника  $P_2$  (уравнения 5, 6).

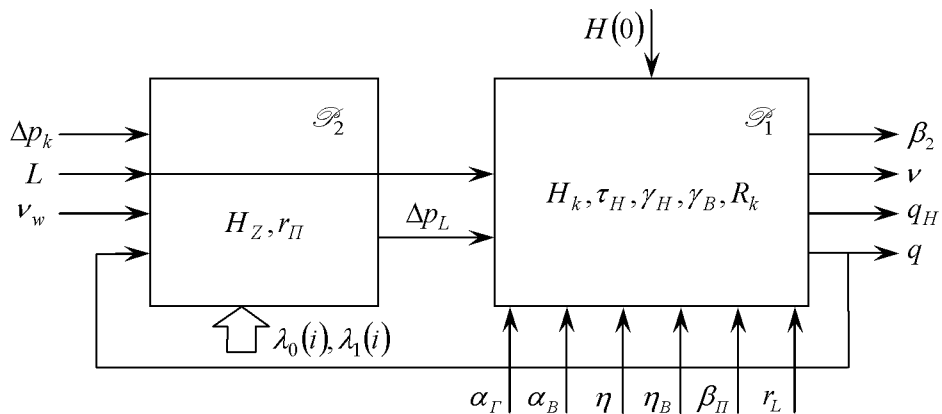


Рис. 3. Блок-схема скважинной системы

Введем интегральные показатели эксплуатации:

1. Период рентабельной эксплуатации  $T_1$  в условиях прогрессирующей обводненности определяется равенством

$$c_H q_H(T_1) = c_3 (q_H(T_1) + q_B(T_1)), \quad (7)$$

где  $c_H$  — цена продажи нефти;  $c_3$  — эксплуатационные затраты, приведенные к единице объема добытой жидкости.

2. Суммарный объем добычи нефти за период  $T_1$

$$Q_H(T_1) = \int_0^{T_1} q_H(t) dt$$

и связанный с ним коэффициент нефтеизвлечения

$$\text{КИН}(T_1) = Q_H(T_1)/V_H, \quad V_H = mSH(0), \quad (8)$$

где  $V_H$  — объем извлекаемых запасов участка.

3. Объем добытой попутной воды и соответствующий показатель кратности прокачки

$$Q_B(T_1) = \int_0^{T_1} q_B(t) dt, \quad \text{КПВ}(T_1) = Q_B(T_1)/V_H. \quad (9)$$

4. Суммарная прибыль от эксплуатации участка

$$J_1(T_1) = c_H Q_H(T_1) - c_3 (Q_H(T_1) + Q_B(T_1)). \quad (10)$$

В современных регламентах разработки большое внимание приобретает фактор интенсивности выработки. Если параметр  $c_T$  — коэффициент штрафа за длительное время разработки, то новое значение периода рентабельной эксплуатации  $T_2$  оценивается условием

$$c_H q_H(T_2) = c_3 (q_H(T_2) + q_B(T_2)) + c_T, \quad (11)$$

интегральные показатели эксплуатации (8) и (9) пересчитываются на сокращенный интервал интегрирования:  $\text{КИН}(T_2)$ ,  $\text{КПВ}(T_2)$ , а вновь введенный показатель эффективности оценивается по выражению

$$J_2(T_2) = c_H Q_H(T_2) - c_3 (Q_H(T_2) + Q_B(T_2)) - c_T T_2. \quad (12)$$

Результаты вычислительных экспериментов по разработке участка с параметрами моделей притока  $P_1$  и подъемника  $P_2$  из табл. (начальный уровень воды в пласте  $H(0) = 22,5$  м) представлены на рис. 4. При подсчете критерия  $J_1$  стоимость нефти принималась равной  $c_H = 5000$  руб./т, стоимость затрат на подъем 1 т жидкости  $c_3 = 500$  руб./т, штраф  $c_T = 15000$  руб./т.

#### Исходные данные вычислительного эксперимента

| $p_k$ | $H_k$ | $S$                 | $m$ | $\gamma_H$          | $\gamma_B$          |
|-------|-------|---------------------|-----|---------------------|---------------------|
| МПа   | м     | м <sup>2</sup>      | —   | Н/м <sup>3</sup>    | Н/м <sup>3</sup>    |
| 20    | 30    | $1,0875 \cdot 10^4$ | 0,2 | $0,8 \cdot 10^{-2}$ | $1,2 \cdot 10^{-2}$ |

| $\alpha_\Gamma$           | $\alpha_B$                | $r_L$                    | $\eta$ | $\eta_B$ | $\beta_\Pi$ | $R_k$ |
|---------------------------|---------------------------|--------------------------|--------|----------|-------------|-------|
| м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | м <sup>3</sup> /(сут·МПа) | (сут·МПа)/м <sup>4</sup> | —      | —        | —           | м     |
| 4                         | 0,5                       | $6,67 \cdot 10^{-4}$     | 5      | 2        | 0,3         | 40    |

| $H_Z$ | $p_\Pi$ | $\lambda_0(1)$ | $\lambda_1(1)$     | $\lambda_0(2)$ | $\lambda_1(2)$     | $\lambda_0(3)$ | $\lambda_1(3)$     | $r_\Pi$     | $v_w$ |
|-------|---------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|-------------|-------|
| м     | МПа     | м              | сут/м <sup>2</sup> | м              | сут/м <sup>2</sup> | м              | сут/м <sup>2</sup> | (сут·МПа)/Н | —     |
| 2500  | 0,5     | 9348,0         | 46,75              | 2935,5         | 9,35               | 2280,0         | 1,87               | 1,5789      | 1,0   |

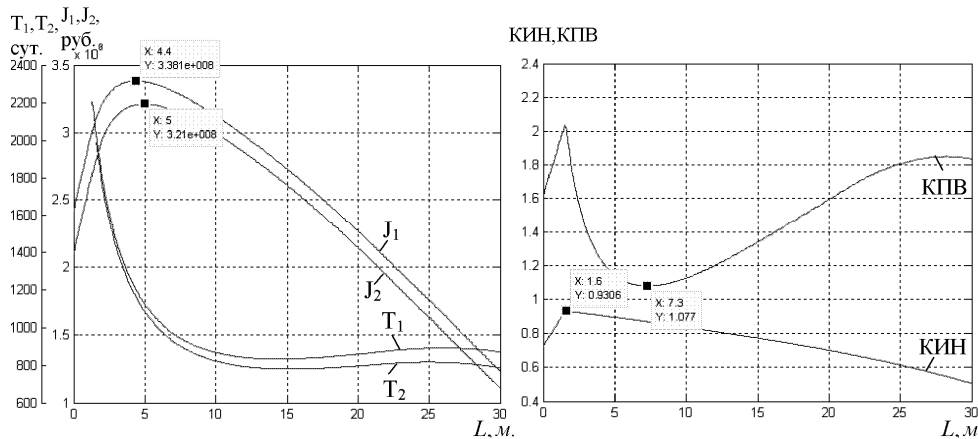


Рис. 4. Графическое представление результатов вычислительного эксперимента

Результаты моделирования соответствуют ожиданиям, модель воспроизводит основные качественно-количественные характеристики разработки коллекторов, осложненных конусообразованием подошвенной воды, позволяя учесть анизотропию фильтрационных свойств пласта, повышенную фазовую проницаемость воды по сравнению с нефтью, а также различие конструкций скважин (величину вскрытия) и режимов эксплуатации (величину депрессии). Одно из полезных применений модель может найти в задачах выбора рационального варианта заканчивания скважины и назначения (в том числе в зависимости от первого) режимов эксплуатации.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Конопжински М., Аджайи А. Оптимизация поведения коллектора с помощью скважинных технических средств с развитыми логико-информационными возможностями // Нефтегаз. технологии. 2004. № 5. С. 8–13.
2. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исследований, 2004. 628 с.
3. Решения и развитие интеллектуальной технологии мониторинга и управления механизированным фондом скважин / В.В. Жильцов, А.В. Дударев, В.П. Демидов и др. // Нефт. хоз-во. 2006. № 10. С. 12–14.
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. Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Фомин В.В. Технология адаптивного наблюдения глубинных состояний гидродинамики нефтяных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2007. № 8. С. 30–34.
6. 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.
7. Соловьев И.Г., Казаков А.А. Анализ динамики выработки локальной водоплавающей зоны коллектора // Изв. вузов. Нефть и газ. 2011. № 2.
8. Going W. S., Thigpen B. L., Chok P. M. et al. Intelligent-Well Technology: Are we Ready for Closed-Loop Control? // SPE Journ. 2007. Paper 99834.

A.A. Kazakov

**SAMPLING CONTROL FOR WELLS WITH BOTTOM WATER**

*The article describes dynamic model of substituting oil in local zone of reservoir with bottom water under coning, using hoist model (with electric pump). The model considers construction details of wells as well as pump dimension type, supporting different production conditions. Subject to consideration being quality performances and optimality criteria regarding choice of efficient variant for completion of wells, as well as choice of pump equipment and assignment of production conditions.*

***Oil well, pump, coning, bottom water, dynamic model, anisotropy, water permeability, coefficient of oil recovery, production system, real time.***