

## Численное моделирование многофазных течений в сопряжённой системе «пласт-скважина-УЭЦН»

Р.М. Ситдииков<sup>1,2</sup>, Д.Д. Филиппов<sup>1,2</sup>, Д.А. Митрушкин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Московский физико-технический институт (государственный университет)

<sup>2</sup>Инжиниринговый центр МФТИ по трудноизвлекаемым полезным ископаемым

В работе рассматривается нестационарное трёхфазное (нефть/газ/вода) течение флюидов в совместной системе «пласт-скважина-УЭЦН» для моделирования процесса работы скважины. Данная система состоит из эксплуатационной колонны, погружной установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), расположенной в межтрубном пространстве скважины, насосно-компрессорных труб (НКТ) и пласта.

Физико-математическая модель одномерного неизотермического течения в скважине основана на дифференциальных уравнениях для законов сохранения массы, импульса и энергии применительно к многофазной среде в приближении модели «чёрной нелетучей» нефти (Black Oil model) [1, 2]. Закон сохранения импульса записывается применительно к многофазной смеси, уравнения связи для скоростей фаз определяются согласно модели потока дрейфа [3, 4]. Для учёта притока флюидов из пласта в скважину рассматривается изотермическая фильтрация в трёхмерном пласте с учётом гравитационных сил. Физико-математическая модель работы ЭЦН основана на применении напорной характеристики насоса для определения дебита ЭЦН при заданных давлениях на входе и выходе насоса. Также для оценки температурного режима скважины и УЭЦН используются зависимости потребляемой мощности и КПД от дебита насоса. Полученная модель замыкается уравнениями баланса насыщенностей и начально-краевыми условиями, соответствующими конкретной задаче. В качестве начальных условий выбирается гидростатически равновесное состояние в системе «пласт-скважина». На устье скважины и на контуре питания пласта задаются граничные условия в виде постоянного давления и непроницаемой стенки соответственно.

Далее представлены законы сохранения массы нефтяной, водной и газовой компоненты в межтрубном пространстве и НКТ:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_o}{B_o} \right) + \frac{\partial}{\partial s} \left( \frac{S_o v_o}{B_o} \right) = Q_o^{res} - Q_o^{pump}, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_w}{B_w} \right) + \frac{\partial}{\partial s} \left( \frac{S_w v_w}{B_w} \right) = Q_w^{res} - Q_w^{pump}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o} \right) + \frac{\partial}{\partial s} \left( \frac{S_g v_g}{B_g} + \frac{S_o R_s v_o}{B_o} \right) = Q_g^{res} - Q_g^{pump}, \quad (3)$$

где  $S_\alpha$  – объёмная доля фазы  $\alpha$  в многофазном потоке,  $B_\alpha$  – объёмный фактор фазы  $\alpha$ ,  $v_\alpha$  – скорость фазы  $\alpha$ ,  $R_s$  – растворимость газа в нефти,  $Q_\beta^{res}$ ,  $Q_\beta^{pump}$  – интенсивность массовых источников компоненты  $\beta$ , характеризующих гидродинамическую связь скважины с пластом и УЭЦН соответственно.

Законы сохранения импульса и энергии для многофазной смеси представляются в следующем виде

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \sum_\alpha (S_\alpha \rho_\alpha v_\alpha) + \frac{\partial}{\partial s} \sum_\alpha (S_\alpha \rho_\alpha v_\alpha^2) = \\ & = -\frac{\partial P}{\partial s} - \rho_m g \sin \theta - \frac{f}{2d} \rho_m v_m |v_m|, \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \sum_\alpha S_\alpha \rho_\alpha e_\alpha + \frac{\partial}{\partial s} \sum_\alpha S_\alpha \rho_\alpha v_\alpha \left( h_\alpha + \frac{1}{2} v_\alpha^2 \right) = \\ & = -g \sin \theta \sum_\alpha S_\alpha \rho_\alpha v_\alpha + E, \end{aligned} \quad (6)$$

здесь  $P$  – давление в многофазной смеси,  $\rho_\alpha$  – плотность фазы  $\alpha$ ,  $f$  – коэффициент трения,  $g$  – ускорение свободного падения,  $d$  – диаметр трубы,  $\theta$  – угол отклонения оси трубы от горизонтали,  $\rho_m, v_m$  – плотность и скорость многофазной смеси,  $e_\alpha = u_\alpha + \frac{1}{2}v_\alpha^2$  – полная энергия фазы  $\alpha$ ,  $u_\alpha$  – внутренняя энергия фазы  $\alpha$ ,  $h_\alpha$  – энтальпия фазы  $\alpha$ ,  $E$  – интенсивность тепловых источников, характеризующих внешний приток тепла в скважину и теплообмен флюидов с элементами внутрискважинного оборудования.

Для замыкания полученной системы используются уравнения, представленные в работе [5], описывающие связь скоростей фаз в рамках модели потока дрейфа в трёхфазной постановке.

Рассмотренные уравнения дискретизируются методом конечных объёмов, а для аппроксимации потоков на гранях расчётных ячеек применяется противопотоковая схема первого порядка точности. Для совместного решения системы уравнений строится полностью неявная численная схема, линеаризованная методом Ньютона. Далее система линейных алгебраических уравнений решается стабилизированным методом бисопряжённых градиентов с использованием неполного блочного разложения с нулевым заполнением в качестве предобуславливателя.

Вывод скважины на режим является сложным технологическим процессом и определение его параметров имеет высокую практическую значимость. Так в работе проведён тестовый расчёт по моделированию вывода скважины на режим при периодическом включении ЭЦН (см. Рис. 1).

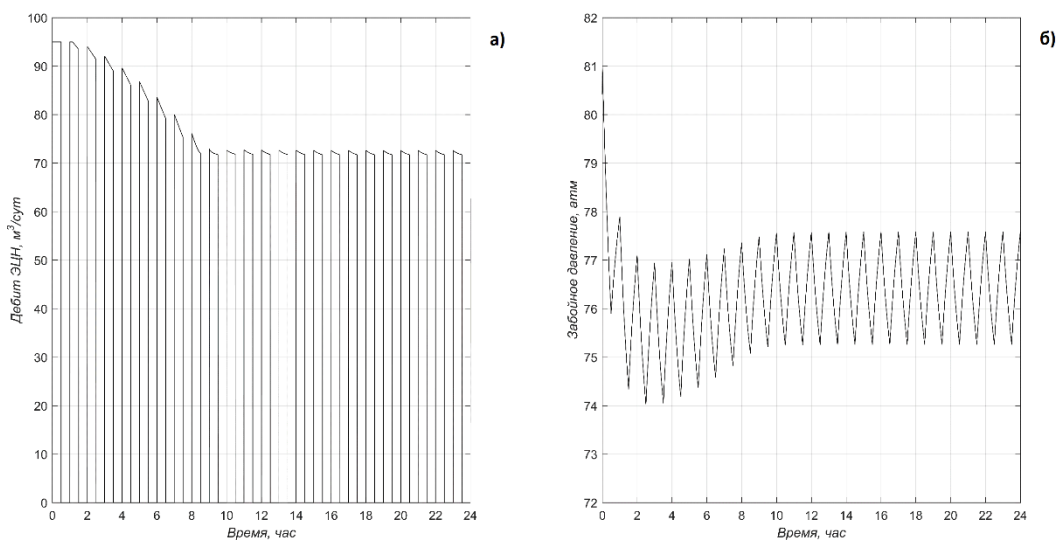


Рис. 1. Графики зависимости дебита ЭЦН и забойного давления от времени

На рис. 1 можно наблюдать выход скважины ПКВ на режим приблизительно через 12 часов после запуска скважины. По результатам расчёта можно также оценить такие динамические параметры при эксплуатации скважины, как дебит ЭЦН и забойное давление, необходимые для дальнейшего прогнозирования работы скважины.

### Литература

1. Нугматулин П.И. Динамика многофазных сред. Т.1, 2. М.: Наука, 1987. 464 с.
2. Chen Z. Reservoir Simulation. Mathematical Techniques in Oil Recovery. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2007.
3. Shi H., Holmes J., Diaz L., Durlofsky L.J., Aziz K. Drift-flux parameters for three-phase steady-state flow in wellbores // SPE Journal, V. 10(2), 2005. P. 130-137.
4. Shi H., Holmes J., Durlofsky L.J., Aziz K., Diaz L., Alkaya B., Oddie G. Drift-flux modeling of two-phase flow in wellbores // SPE Journal, V. 10(1), 2005. P. 24-33.
5. Livescu S. et al. Application of a new fully coupled thermal multiphase wellbore flow model. SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 20-23 April 2008.