

Применение методов математического моделирования при контроле и оптимизации нестационарного режима работы нефтяной скважины¹

Топольников А.С.

Институт механики им. Р.Р.Мавлютова УНЦ РАН, Уфа

В работе представлены результаты моделирования периодического режима нефтяной скважины с целью контроля и оптимизации режима ее работы. Для описания нестационарного течения в пласте используется модель плоско-радиальной фильтрации. Течение многофазного потока в элементах скважины (обсадная колонна, колонна насосно-компрессорных труб, затрубное пространство) описывается одномерной системой уравнений Навье–Стокса. Работа насоса моделируется посредством задания его расходно-напорной характеристики. Для оценки характерного времени протекания процессов в скважине и пласте приводится решение модельной задачи для цилиндрической трубы. На примерах показано решение задачи по оптимизации периодического режима нефтяных скважин. Представлено сравнение с данными промысловых замеров.

Ключевые слова: многофазное течение, массообмен, нефтедобыча

1. Введение

Тенденция последних лет в нефтедобыче такова, что в разработку вовлекается все больше месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в частности, нефтяные залежи с низкой и сверхнизкой проницаемостью пласта. Для малодебитных скважин, добыча на которых осуществляется на глубинах 2000 м и более, практически безальтернативной технологией подъема продукции скважин на поверхность является использование установок электроцентробежных насосов, работающих в режиме попеременной откачки и накопления. Поскольку низкий приток из пласта не обеспечивает устойчивую работу насоса в непрерывном режиме из-за снижения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины ниже критического, насос периодически отключается, чтобы за время накопления этот уровень вырос до приемлемой величины. Задача оптимизации периодического режима работы скважины состоит в том, чтобы найти оптимальные длительности периодов откачки и накопления.

В настоящее время станции управления насосами, которые осуществляют контроль и управление его работой, позволяют регулировать производительность насоса и задавать периоды его автоматического включения и отключения. Однако, заложенные в них алгоритмы плохо адаптированы к изменению условий эксплуатации скважины, в частности, к изменению притока из пласта. В этом смысле актуальными являются разработка и реализация математических моделей для описания нестационарных процессов в нефтяной скважине с тем, чтобы использовать их для мониторинга и управления режимом работы скважины в периодическом режиме. Кроме этого следует отметить, что на практике зачастую невозможно проводить оперативные и точные замеры некоторых параметров скважины, таких, например, как дебит. В этом случае моделирование позволяет заменить замеры значения параметров расчетными.

Приведенная в настоящей работе математическая модель для описания течения в пласте и скважины основана на известных одномерных одно- и двухфазных нестационарных моделях [1–4]. В случае описания течения в скважине она учитывает разность скоростей газа и жидкости, массообмен, связанный с выделением свободного газа из

¹Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 14-01-97014-р_поволжье_а).

нефти, а также характер течения (ламинарный–турбулентный, пузырьковый–снарядный). Нестационарные процессы в насосе не рассматриваются, расход жидкости в насосе и перепад давлений однозначно связаны через его расходно-напорную характеристику, которая задается.

Математическая модель позволяет проводить расчеты при заданных длительностях откачки и накопления, а также используется при решении обратной задачи, если требуется оптимизировать режим работы скважины с точки зрения достижения максимально возможного дебита. В этом случае дополнительно вводятся ограничения на длительность одного цикла откачки/накопления, разности давлений на приеме насоса, максимального динамического уровня в затрубном пространстве скважины и другие.

В работе приводится решение модельной задачи для цилиндрической трубы, позволяющей оценить характерное время динамических процессов, происходящих в нефтяной скважине. На примере расчета периодического режима скважин в промышленных условиях показано, что модель адекватно описывает происходящие в них физические процессы. Приводятся результаты оптимизации, показывающие, что на скважинах может быть обеспечен ощутимый прирост нефти.

2. Описание математической модели

В работе [5] представлена математическая модель для описания нестационарного течения многофазного потока в пласте и стволе скважины. В настоящей работе будем использовать ее упрощенную форму.

Для моделирования нестационарного течения жидкости в пласте рассмотрим плоско-радиальную модель однофазной фильтрации, которая предполагает однородное по высоте перфорации распределение давления в пласте от переменного давления на забое p_{wf} до постоянного давления на контуре питания p_c . Для определения распределения давления в пласте в каждый момент времени решается уравнение пьезопроводности, которое имеет вид:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = k \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right). \quad (1)$$

Здесь $p = p(r, t)$ — давление; $r_{wf} \leq r \leq r_c$, k — коэффициент пьезопроводности ($\text{м}^2/\text{с}$).

Градиент давления при $r = r_{wf}$ позволяет определить приток жидкости из пласта по формуле:

$$Q = -\pi r_{wf} m h B k \left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=r_{wf}},$$

где m — пористость; h — мощность пласта (м); B — коэффициент сжимаемости жидкости (Па^{-1}).

Для описания течения газожидкостной смеси в обсадной колонне, насосно-компрессорных трубах (НКТ) и затрубном пространстве по отдельности используется система дифференциальных уравнений в частных производных [5], записанная с учетом разности скоростей жидкости и газа и равенства скоростей воды и нефти:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\alpha_g \rho_g) + \frac{\partial}{\partial x} (\alpha_g \rho_g u_g) = \Gamma_{og}, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} ((1 - \alpha_g) \rho_l) + \frac{\partial}{\partial x} ((1 - \alpha_g) \rho_l u_l) = -\Gamma_{go}, \quad (3)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_g \rho_g u_g + (1 - \alpha_g) \rho_l u_l) \\ & + \frac{\partial}{\partial x} (\alpha_g \rho_g u_g^2 + (1 - \alpha_g) \rho_l u_l^2) = \\ & = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\tau S}{A} - (\alpha_g \rho_g + (1 - \alpha_g) \rho_l) g \cos \theta, \\ & \rho c_v \left(\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + q. \end{aligned} \quad (4)$$

Здесь α_g — объемное содержание газа в смеси; ρ_g , $\rho_l = n \rho_w + (1 - n) \rho_o$, $\rho = \alpha_g \rho_g + (1 - \alpha_g) \rho_l$, ρ_o , ρ_w — плотности газа, жидкости, смеси, нефти и воды соответственно ($\text{кг}/\text{м}^3$); n — объемная доля воды в жидкости; u_g , u_l и $u = \alpha_g u_g + (1 - \alpha_g) u_l$ — скорости газа, жидкости и смеси соответственно ($\text{м}/\text{с}$); Γ_{og} и $\Gamma_{go} = -\Gamma_{og}$ — массовый приток за счет фазовых превращений в системе газ–нефть ($\text{кг}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$); τ — касательное напряжение на стенке трубы (Па); $S = \pi d_{cas}^2/4$, $S = \pi(0.85 \cdot d_{tub})^2/4$ и $S = \pi(d_{cas}^2 - d_{tub}^2)$ — площадь сечения обсадной колонны с внутренним диаметром d_{cas} , колонны НКТ с внешним диаметром d_{tub} и внутренним диаметром $0.85 d_{tub}$ и кольцевого пространства между обсадной колонной и НКТ (м^2); $A = \pi d_{cas}$, $A = 0.85 \pi d_{tub}$ и $A = \pi(d_{tub} + d_{cas})$ — их периметры (м); θ — угол наклона скважины к вертикали; T — температура (К); $c_v = \alpha_g c_{vg} + (1 - \alpha_g)(n c_{vw} + (1 - n) c_{vo})$ — удельная теплоемкость смеси ($\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$); $\lambda = \alpha_g \lambda_{vg} + (1 - \alpha_g)(n \lambda_{vw} + (1 - n) \lambda_{vo})$ — коэффициент теплопроводности смеси ($\text{Дж}/(\text{м} \cdot \text{с} \cdot \text{К})$); q — приток тепла за счет теплообмена со стенкой трубы ($\text{Дж}/(\text{м}^3 \cdot \text{с})$).

В модели принимается, что нефть и вода движутся с одинаковой скоростью ($u_w = u_o = u_l$), а относительное движение жидкости и газа задается уравнениями дрейфа с учетом режима течения (ламинарный–турбулентный, пузырьковый–снарядный). Зависимости плотностей и термодинамических параметров газа, воды и нефти от давления и температуры задается с помощью эмпирических корреляций [6].

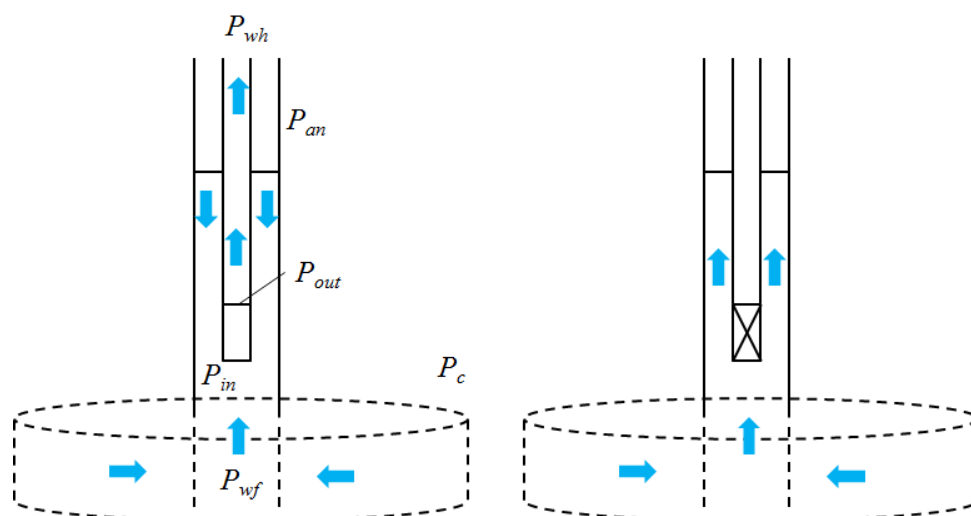


Рис. 1. Направление движения газожидкостной смеси в скважине при работающем (слева) и остановленном насосе (справа)

Работа насоса моделируется с помощью его расходно-напорной характеристики, которая представляет собой зависимость расхода смеси в насосе Q_{pump} от перепада давления на выкиде и приеме насоса $p_{out} - p_{in}$. При этом максимальный расход насос обеспечивает при нулевом напоре, а максимальному напору соответствует нулевой расход.

Предполагается, что в начальный момент времени движение жидкости в пласте и скважине отсутствует, забойное давление p_{wf} равно давлению на контуре питания p_c , перепад давлений в насосе равен нулю $p_{in} = p_{out}$, а уровни жидкости в НКТ и затрубном пространстве определяются решением уравнений (1)–(5) при условии $\partial/\partial t = 0$ (см. рис. 1). При этом в качестве граничных условий задаются постоянные давления и температуры на контуре питания, устье скважины и в затрубном пространстве.

Решение системы дифференциальных уравнений (1)–(5) ищется численно с помощью неявной схемы 1-го порядка аппроксимации, основанной на применении метода контрольного объема.

3. Результаты моделирования

Для иллюстрации временной разномасштабности процессов, происходящих в скважине, рассмотрим модельную задачу с вертикальной цилиндрической трубой. Предположим, что труба диаметром 10 см и длиной 2000 м в начальный момент времени заполнена водой, через которую барботируется газ с объемной долей 10% на нижнем конце трубы. На выходном конце трубы поддерживается постоянное давление равное 10 атм. В начальный момент времени скачком увеличивается расход во-

ды до величины $100 \text{ м}^3/\text{сут}$, после чего снизу вверх начинает распространяться волна давления.

С точки зрения описания процесса установления стационарного течения газожидкостной смеси в трубе можно выделить три стадии (см. рис. 2). Первая стадия характеризуется распространением волны давления в трубе со скоростью звука, которая для данной задачи в среднем оценивается в $200\text{--}300 \text{ м/с}$ и заканчивается спустя $8\text{--}10$ секунд после начала расчета. Далее происходит установление профиля скорости жидкости в трубе, эта стадия длится примерно 10 минут. Наконец, последняя стадия характеризуется временем выхода расхода жидкости на конце трубы на постоянную величину, которое оценивается в $3\text{--}4$ часа после начального возмущения. Применительно к расчету периодического режима работы нефтяной скважины, который характеризуется временами откачки и накопления величиной от нескольких минут до нескольких часов, это означает, что даже при установлении квазистационарного распределения давления в скважине течение газожидкостной смеси будет всегда нестационарным.

Перейдем теперь к моделированию периодического режима скважины. В начальный момент времени при включении насоса происходит приток смеси на прием насоса и подъем жидкости в НКТ. При этом постепенно снижается давление на приеме и забойное давление, и жидкость начинает притекать из пласта. Одновременно с этим происходит снижение уровня жидкости в затрубном пространстве. Постепенно уровень жидкости в НКТ достигает устья скважины, перепад давлений в насосе

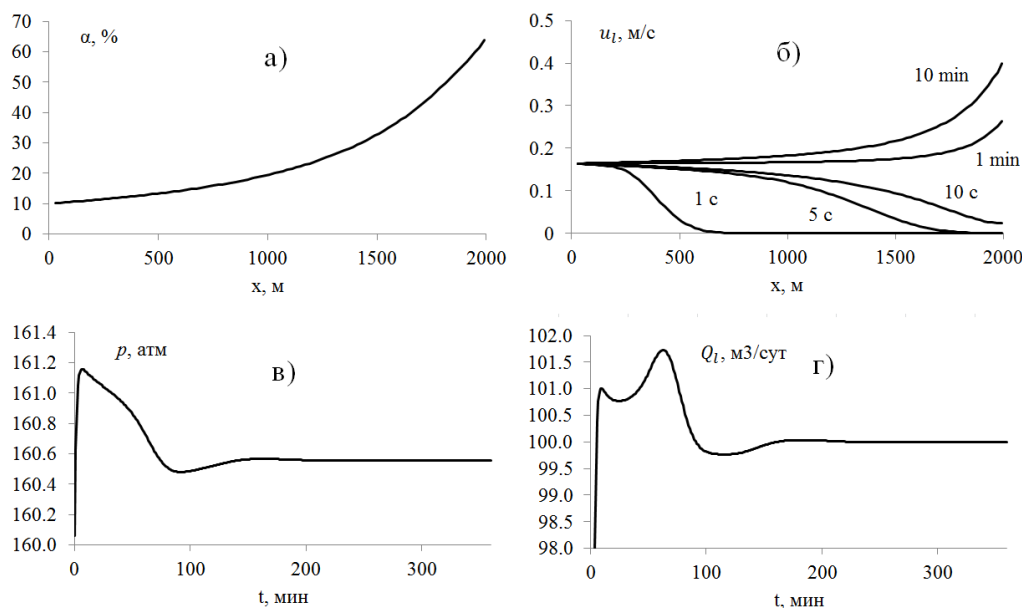


Рис. 2. Пространственные и временные распределения объемной доли газа (а), скорости жидкости (б), давления на входе в трубу (в) и расхода жидкости на выходе трубы (г) при скачкообразном изменении притока

растет, а расход смеси через насос и дебит жидкости на устье уменьшаются.

С течением времени возможны две ситуации. Если приток из пласта является достаточным для того чтобы компенсировать расход жидкости через насос, то постепенно в скважине устанавливается динамическое равновесие, когда массовый приток жидкости из пласта равен массовому расходу смеси на устье скважины. В этом случае уровень жидкости в затрубном пространстве скважины постоянный.

Однако, довольно часто возникает ситуация, когда производительность насоса превышает приток из пласта. В этом случае динамический уровень в затрубном пространстве достигает приема насоса раньше, чем скважина выходит на установившийся режим. На практике в таких случаях прибегают к чередованию режимов откачки и накопления, переводя скважину в периодический режим эксплуатации.

Для примера на рис. 3 показаны графики изменения давления на приеме насоса с номинальной подачей 35 м³/сут, дебита жидкости и притока из пласта для скважины в течение одного цикла откачки/накопления, которая эксплуатируется в режиме: откачка 120 минут, накопление 240 минут, с замерным среднесуточным дебитом 22 м³/сут. Скважина имеет следующие параметры: глубина до интервала перфорации 2736 м, диаметр обсадной колонны 129 мм, средний угол наклона к вертикали 19°, глубина спуска насоса 2620 м, диа-

метр НКТ 73 мм, давление на контуре питания 260 атм, пластовая температура 93°C, радиус контура питания 250 м, пористость 0.2, мощность пласта 5 м, вязкость жидкости в пластовых условиях $1.15 \cdot 10^{-3}$ Па·с, сжимаемость жидкости $4 \cdot 10^{-10}$ Па, объемная доля воды 5%, газосодержание нефти в пластовых условиях 66 м³/м³, устьевое давление 20 атм, затрубное давление 22 атм.

В результате моделирования получилось удовлетворительное согласование с замерными данными по давлению на приеме насоса. В соответствии с проведенными замерами на скважине величина p_{in} изменяется в интервале от 86 до 125 атм, по модели — от 89 до 124 атм. При этом средний дебит жидкости практически совпадает с замерным — 21.9 м³/сут.

Следует отметить, что в промышленных условиях погрешность замеров дебита стандартными АГЗУ на скважинах, работающих в периодическом режиме, достигает 50%. Это связано с инструментальной погрешностью, низкой дискретностью замеров, невозможностью точно подобрать временной интервал проведения замера, изменениями режима работы скважины. Моделирование позволяет не только рассчитать средний дебит скважины за один период откачки/накопления, но и определить мгновенный дебит жидкости в поверхностных условиях.

Для данной скважины было проведено моделирование оптимизации режима работы. В качестве критерия было выбрано условие сохране-

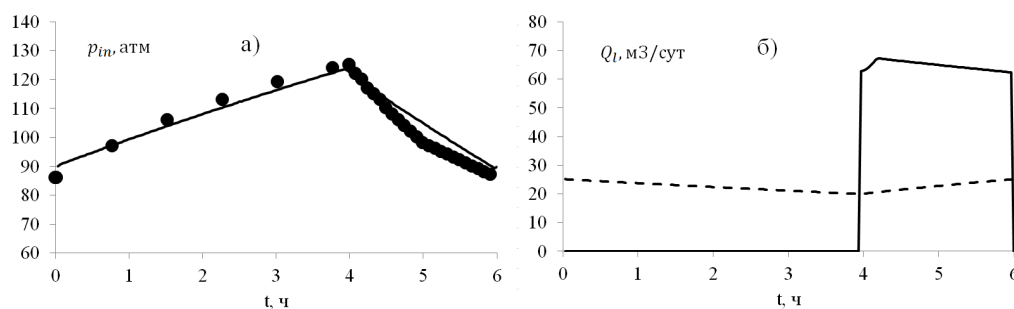


Рис. 3. Замерное (точки) и расчетное (линия) давления на приеме насоса (а), дебит жидкости (сплошная линия) и приток из пласта (штриховая линия, б) в течение одного периода откачки/накопления для скважины, работающей в неоптимальном периодическом режиме

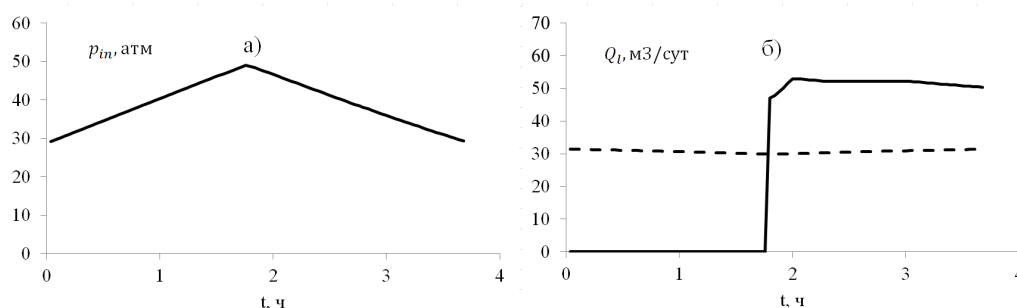


Рис. 4. То же, что и на рис. 3, после оптимизации

ния длительности откачки 120 мин и варьирование длительности накопления таким образом, чтобы в конце цикла откачки обеспечить снижение уровня жидкости в затрубном пространстве скважины до 100 м от приема насоса. Результаты оптимизации приведены на рис. 4. Благодаря сокращению длительности накопления до 103 минут среднее давление на приеме насоса снизилось до 39 атм, а дебит вырос до $26.8 \text{ м}^3/\text{сут}$, в том числе по нефти с 18 до $22 \text{ т}/\text{сут}$.

На рис. 5 представлены результаты моделирования текущего режима эксплуатации нефтяной скважины с неисправным обратным клапаном. Обратный клапан устанавливается в НКТ над насосом и служит для предотвращения слива жидкости при остановке насоса. Если обратный клапан неисправен, то в цикле накопления жидкость сливается через насос из НКТ обратно в скважину до тех пор, пока давление на выкиде насоса не сравняется с давлением на приеме. Только после этого насос может быть снова запущен в работу.

Моделирование проводилось при следующих параметрах задачи: номинальная подача насоса — $80 \text{ м}^3/\text{сут}$, длительность откачки 90 мин, накопления — 180 мин, дебит $13 \text{ м}^3/\text{сут}$, глубина скважины 2632 м, диаметр обсадной колонны 127 мм, средний угол наклона к вертикали 8° , глубина спус-

ка насоса 2447 м, диаметр НКТ 73 мм, давление на контуре питания 275 атм, пластовая температура 93°C , радиус контура питания 250 м, пористость 0.2, мощность пласта 4 м, вязкость жидкости в пластовых условиях $1.56 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$, сжимаемость жидкости $4 \cdot 10^{-10} \text{ Па}$, объемная доля воды 6%, газосодержание нефти в пластовых условиях $62 \text{ м}^3/\text{м}^3$, устьевое давление 17 атм, затрубное давление 18 атм. Неисправность обратного клапана моделировалась заданием фиксированной скорости снижения давления на выкиде насоса при неработающем насосе.

Как показало сравнение расчетного и замерного давлений на приеме насоса, математическая модель качественно верно описывает динамику поведения скважины при неисправном обратном клапане, выделяя характерный перелом на графике давления, вызванный окончанием слива жидкости из НКТ. При этом расчетное значение дебита жидкости $10.5 \text{ м}^3/\text{сут}$ получилось меньше замерного, так же, как и амплитуда давлений. Отличия, наиболее вероятно, обусловлены тем, что в модели достаточно сложно рассчитать скорость слива жидкости из НКТ, не зная степени негерметичности обратного клапана.

Моделирование оптимизации режима работы скважины проводилось при условии, что после про-

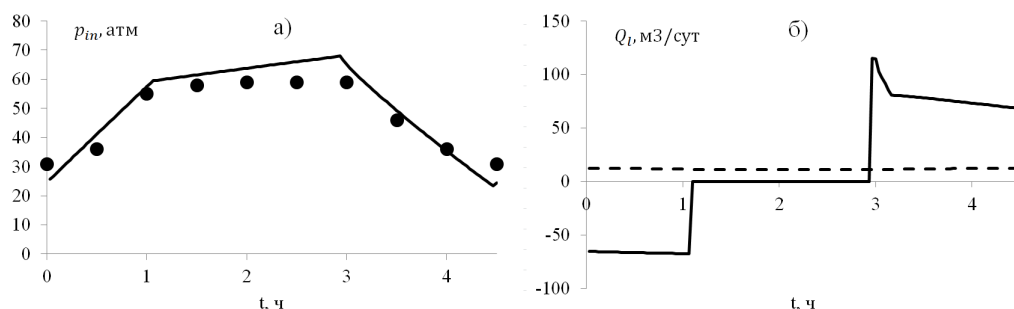


Рис. 5. Замерное (точки) и расчетное (линия) давления на приеме насоса (а), дебит жидкости (сплошная линия) и приток из пласта (штриховая линия, б) в течение одного периода откачки/накопления для скважины, работающей с неисправным обратным клапаном

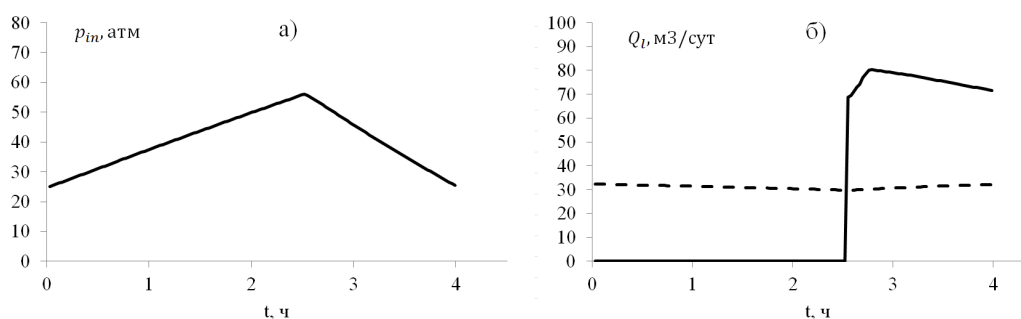


Рис. 6. То же, что и на рис. 5, после замены обратного клапана и оптимизации

ведения ремонта на ней, обратный клапан будет исправен. Тогда, при условии сохранения длительности откачки и ограничения на минимально допустимый уровень жидкости в затрубном пространстве скважины, получается, что дебит жидкости на скважине может быть увеличен до $28 \text{ м}^3/\text{сут}$, а дебит нефти с 8.5 до $23 \text{ т}/\text{сут}$. При этом длительность накопления составит 149 мин (см. рис. 6).

4. Заключение

Представленные в настоящей работы результаты позволяют сделать следующие важные выводы:

1) Специфика течения водонефтяной смеси в нефтедобывающей скважине такова, что, благодаря протяженным расстояниям, которые она преодолевает прежде, чем попасть на поверхность, и многофазным эффектам, связанным с тепло- и массопереносом, установление стационарного режима потока происходит только через несколько часов после изменения граничных условий. Применительно к скважинам, работающим в режиме периодического включения и выключения насоса, это означает, что многофазный поток в них всегда является неустановившимся.

2) С точки зрения описания нестационарных процессов в скважине математическое моделирование является хорошим инструментом мониторинга

актуального режима работы скважины и его оптимизации. В отсутствии инструментальных замеров промысловых параметров моделирование позволяет восстановить их расчетным методом.

Список литературы

- [1] Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. М.: Недра, 1993. 416 с.
- [2] Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. Т. 1. М.: Наука. 1987. 464 с.
- [3] Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения. М.: Мир. 1972. 440 с.
- [4] Drew D.A. Mathematical modeling of two-phase flow // Annular Review of Fluid Mechanics. 1983. Vol. 15. P. 261–291.
- [5] Топольников А.С., Болотнова Р.Х., Бузина В.А., Агишева У.О. Математическое моделирование динамических процессов в нефтедобывающей скважине // Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского. 2014. № 4 (54). С. 112–119.
- [6] Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва–Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2006. 384 с.

Application of Mathematical Modeling during Monitoring and Optimization of Non-Stationary Regime of Oil Well

Topolnikov A.S.

Mavlyutov Institute of Mechanics, Ufa

The paper presents results of modeling of periodical regime of oil well for the purpose of monitoring and optimization of its operation. To describe non-stationary flow in the reservoir a planar-radial model of filtration is employed. The flow of multiphase flux in the well elements (casing, tubing, annulus) is described by 1D Navier-Stokes equations. The pump work is modelled by specification of its rate-head curve. To estimate the typical time duration of the processes in the well and in the reservoir a solution of a model problem for cylindrical tube is given. Through the examples a solution of a problem of optimization of periodical regime of oil wells is demonstrated. The comparison with field measurements is presented.

Keywords: multiphase flow, mass transfer, oil recovery

