

Обоснование применения квазистационарной модели при описании периодического режима работы скважины¹

Топольников А.С.

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

В работе приводится обоснование применения квазистационарной модели течения газожидкостного потока при описании периодического режима эксплуатации нефтяной скважины. Показано, что данное упрощение практически не влияет на точность решения, но при этом позволяет существенно экономить вычислительное время. С учетом специфики рассматриваемой задачи переход от нестационарной модели описания среды к квазистационарной многократно повышает скорость вычислений, что является необходимым условием для проведения оптимизационных расчетов.

Ключевые слова: многофазное течение, массообмен, нефтедобыча

1. Введение

Особенностью периодического режима работы нефтяной скважины является чередование интервалов откачки (когда пластовая жидкость отбирается насосом из обсадной колонны и затрубного пространства и переправляется в колонну насосно-компрессорных труб) и накопления (когда электроцентробежный насос (ЭЦН) выключается и происходит постепенное выравнивание давлений на его приеме и выкиде). Моделирование такого процесса должно строиться с учетом нестационарного поведения параметров среды во времени, а течение многофазного потока в трубных элементах скважины (обсадная колонна, затрубное пространство, насосно-компрессорные трубы (НКТ)) описывается системой дифференциальных уравнений в частных производных Навье–Стокса [1–3]. На практике, однако, применение такого подхода сопряжено со значительными вычислительными затратами, поскольку для сохранения устойчивости численной схемы должно выполняться ограничение на шаг по времени независимо от того, какая используется численная схема: явная или неявная. В первом слу-

чае шаг по времени будет обратно пропорционален максимальной скорости распространения возмущений (условие Куранта–Фридрихса–Леви), а во втором — скорости среды, но при этом из-за неясности и нелинейности расчетной схемы потребуются обеспечить сходимость решения во всех пространственных точках на каждом шаге по времени с помощью одного из итерационных алгоритмов.

Практика показывает, что для интервалов откачки и накопления порядка 1 часа выход на повторяющееся периодическое решение происходит спустя несколько суток после запуска скважины в работу. Если же стоит задача оптимизации режима работы скважины, то есть подборе оптимальных с точки зрения дебита интервалов откачки и накопления, то продолжительность расчетов возрастает многократно. Таким образом, применение полностью нестационарной модели многофазного потока в скважине в задачах оптимизации периодического режима работы будет приводить к большим затратам времени вычислений.

Выходом из сложившейся ситуации представляется использование квазистационарной модели течения среды в скважине. Ее отличие от полностью нестационарной модели состоит в том, что на каждом расчетном шаге распределение параметров в скважине строится в приближении мгновенного

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

установления стационарного течения среды. В настоящей работе анализируется влияние нестационарных эффектов на распределение параметров течения многофазного потока в трубе. Показано, что при решении практических задач по определению периодического режима работы нефтяной скважины решения, полученные с помощью двух моделей: полностью нестационарной и квазистационарной, практически не отличаются.

2. Описание нестационарной модели течения многофазного потока в трубе

Принятая в настоящем разделе модель является упрощением математической модели, которая использовалась в работах [4, 5]. Для моделирования нестационарного течения многофазного потока в трубе примем следующие допущения:

- течение является одномерным и изотермическим;
- жидкость, состоящая из смеси воды и нефти, является несжимаемой, при этом скорости воды и нефти не различаются;
- плотность газа прямо пропорциональна давлению;
- относительная скорость движения газа в смеси постоянна;
- сила трения в трубе пропорциональна квадрату скорости с постоянным коэффициентом трения;
- массообмен между фазами отсутствует.

Следует отметить, что данные упрощения являются достаточно сильными приближениями течения газожидкостного потока в скважине, однако для целей настоящей работы — сравнения нестационарной и квазистационарной моделей — это не является критическим препятствием, поскольку качественное поведение параметров среды (пространственные распределения давления, скорости, объемного газосодержания) они описывают вполне адекватно.

С учетом описанных выше предположений система уравнений движения смеси будет выглядеть следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha \rho_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha \rho_g u_g) = 0, \quad (1)$$

$$-\frac{\partial \alpha}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}((1 - \alpha_g)u_l) = 0, \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t}(\alpha \rho_g u_g + (1 - \alpha)\rho_l u_l) + \\ & + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha \rho_g u_g^2 + (1 - \alpha)\rho_l u_l^2) = \\ & = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\tau S}{A} - (\alpha \rho_g + (1 - \alpha)\rho_l)g \cos \theta, \end{aligned} \quad (3)$$

где t — время; x — пространственная координата; α — объемное содержание газа в сечении трубы; ρ_l — плотность жидкости;

$$\rho_g = Bp, \quad B = \text{const}, \quad (4)$$

— плотность газа; p — давление; u_g и u_l — скорости газа и жидкости соответственно, связанные равенствами:

$$u_g = u + u_\infty, \quad (5)$$

$$u = \alpha u_g + (1 - \alpha)u_l, \quad u_\infty = \text{const};$$

g — ускорение свободного падения; θ — угол наклона скважины к вертикали;

$$\tau = \frac{1}{2} f \rho u^2, \quad (6)$$

$$\rho = \alpha \rho_g + (1 - \alpha)\rho_l, \quad f = \text{const};$$

S и A — периметр и площадь сечения трубы соответственно. При этом для круглой трубы справедливо равенство:

$$S = \frac{\pi d^2}{4}, \quad A = \pi d,$$

где d — ее диаметр, а для кольцевого канала

$$S = \frac{\pi(d_{\text{cas}}^2 - d_{\text{tub}}^2)}{4}, \quad A = \pi(d_2 - d_1),$$

где d_1 и d_2 — внутренний и внешний диаметры кольца.

Система уравнений (1)–(6) решается со следующими начальными и граничными условиями:

$$\begin{aligned} u_l(x, 0) &= 0, \quad \alpha(x, 0) = \alpha^0(x), \\ p(x, 0) &= p^0(x), \quad 0 \leq x \leq L, \end{aligned} \quad (7)$$

где $\alpha_g^0(x)$ и $p^0(x)$ — начальные распределения объемного содержания фаз и давления, которые находятся из решения системы (1)–(6) при условии $\frac{\partial}{\partial t} = 0$;

$$\begin{aligned} u_l(0, t) &= u_l^*(t), \quad \alpha(0, t) = \alpha^*(t), \\ p(L, t) &= p^*(t). \end{aligned} \quad (8)$$

То обстоятельство, что два граничных условия из трех ставятся на входе в трубу, а одно — на ее выходе, связано с направлением распространения характеристик системы уравнений (1)–(3).

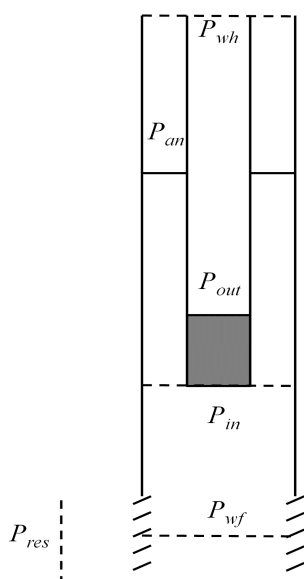


Рис. 1. Расчетная схема скважины

3. Описание нестационарной модели течения многофазного потока в скважине

Рассмотрим нестационарное течение многофазного потока в скважине (см. рис. 1). Оно в себя включает восходящее течение в обсадной колонне от интервала перфорации с забойным давлением P_{wf} до приема насоса с давлением P_{in} и далее через электроцентробежный насос по колонне насосно-компрессорных труб от выкида насоса (P_{out}) до устья скважины (P_{wh}). При этом, в отличие от [4,5], для упрощения течение среды в пласте будем считать однофазным, подчиняющимся закону Дарси. Поскольку рассматривается периодический режим работы насоса с последовательными периодами откачки и накопления, то возможны также перетоки смеси в затрубное пространство скважины с давлением над уровнем жидкости P_{an} или из него.

Расчет течения нестационарного многофазного потока в скважине при периодическом режиме эксплуатации осуществляется пошагово. Предположим, что для момента времени t_n известны все распределения параметров. Ниже приведен алгоритм расчета:

1) Для нового временного шага $t_{n+1} = t_n + \Delta t$ по известным значениям давлений на приеме P_{in} и выкиде насоса P_{out} рассчитывается расход газожидкостной смеси через насос Q_{pump} . Для расчета используется заданная расходно-напорная характеристика ЭЦН (см. рис. 2), при этом напор насоса

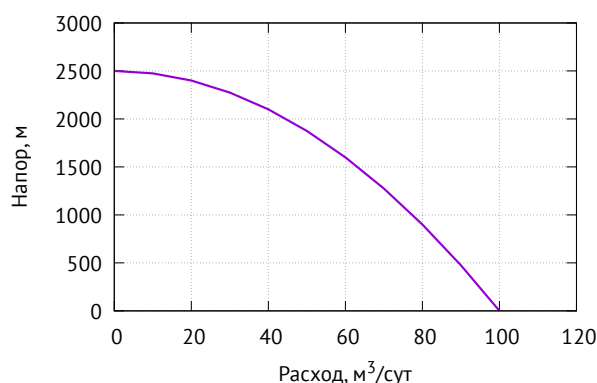


Рис. 2. Расходно-напорная характеристика ЭЦН

рассчитывается как:

$$H = \frac{P_{out} - P_{in}}{\rho g}.$$

С учетом известного значения Q_{pump} рассчитываются скорость и расход жидкости в обсадной колонне перед насосом и в НКТ после насоса в предположении, что поток газожидкостной смеси в ЭЦН является гомогенным, а вне его учитывается проскальзывание фаз по формулам:

$$Q_{ltub\ i} = (1 - \beta_{tub\ i}) Q_{pump},$$

$$u_{ltub\ i} = \frac{4Q_{pump}}{\pi d_j^2 (1 - \alpha_{tub\ i})}.$$

Здесь индекс i принимает значения «in» и «out» для параметров на входе и выкиде насоса; $d_j = d_{cas}$ перед насосом и $d_j = d'_{tub}$ — внутренний диаметр НКТ — после насоса; β — доля газа без учета эффекта проскальзывания:

$$\beta = \frac{\alpha u_g}{\alpha u_g + (1 - \alpha) u_l}.$$

При этом значения объемной концентрации газа α берутся с предыдущего временного шага.

2) Приток жидкости из пласта определяется из закона Дарси по формуле:

$$Q_{l\ cas\ in} = K_{prod} (P_{res} - P_{wf}),$$

где P_{res} и K_{prod} — фиксированные пластовое давление и коэффициент продуктивности пласта.

3) Определяется новое положение динамического уровня H_{dyn} в открытом затрубном пространстве скважины. Для этого система уравнений (1)–(3) решается в подвижной системе координат при $0 \leq r \leq L(t)$, где

$$L(t) = H_{tub} - H_{dyn}(t)$$

— погружение под уровень, равное расстоянию от уровня жидкости в затрубе до приема насоса. В качестве граничных условий для системы уравнений (1)–(3) используются объемное газосодержание $\alpha_{\text{an in}} = \alpha_{\text{tub in}}$ и скорость жидкости на уровне приема насоса

$$u_{\text{lan in}} = \frac{4Q_{\text{lan in}}}{\pi(d_{\text{cas}}^2 - d_{\text{tub}}^2)},$$

где

$$Q_{\text{lan in}} = Q_{\text{lcas out}} - Q_{\text{ltub in}},$$

и постоянное давление газа в затрубном пространстве P_{an} . Скорость изменения динамического уровня определяется из условия сохранения массы жидкости в затрубном пространстве скважины следующим образом:

$$\frac{\partial L}{\partial t} = \left(\int_0^t (1 - \alpha_{\text{an in}}) u_{\text{lan in}} dt - \int_0^L (\alpha(x, t) - \alpha(x, 0)) dx \right) / \int_0^L (1 - \alpha(x, t)) dx. \quad (9)$$

Одновременно с расчетом динамического уровня по формуле

$$H_{\text{dyn}}^{n+1} = H_{\text{dyn}}^{n+1} - \frac{\partial L}{\partial t} \Delta t$$

определяется новое значение давления на приеме P_{in} , которое ему соответствует.

4) По известному давлению на приеме P_{in} рассчитывается давление на забое скважины P_{wf} по формулам (1)–(3) для течения многофазного потока в обсадной колонне.

5) Наконец, по фиксированному устьевому давлению P_{wh} вычисляется давление на выкиде насоса P_{out} из решения системы уравнений (1)–(3) для насосно-компрессорных труб.

Начальное распределение параметров в стволе скважины определяется из стационарного решения системы уравнений (1)–(3) при условии равенства забойного и пластового давлений, а также нулевой скорости жидкости для всех элементов скважины. При этом уровень жидкости в колонне НКТ обычно не доходит до устья скважины, поэтому в первое время после запуска скважины в работу при выполнении шага 5 алгоритма расчета уровень жидкости в НКТ вычисляется по аналогии с динамическим уровнем в подвижной системе координат.

4. Описание стационарной модели течения многофазного потока в трубе и квазистационарной модели течения в скважине

Стационарная модель течения многофазного потока в трубе описывает распределение параметров среды в трубе при фиксированных граничных условиях для бесконечного времени расчета. Математически это означает, что в уравнениях (1)–(3) зануляются слагаемые, содержащие производные по времени.

Квазистационарная модель течения многофазного потока в скважине использует тот же самый алгоритм расчета, что и нестационарная модель, но вместо решения уравнений (1)–(3) в обсадной колонне, затрубном пространстве и в колонне НКТ используются уравнения стационарного потока.

5. Результаты расчета в трубе

Для оценки времени распространения динамических процессов в элементах скважины рассмотрим модельную задачу о распространении возмущения в круглой трубе. Пусть имеется вертикальная труба длиной 2000 м и диаметром 0,1 м. Предполагается, что жидкость в трубе покоится, а газ с объемным содержанием 10% на входе в трубу барботируется через неподвижную жидкость. На выходе трубы поддерживается постоянное давление 10 атм. Остальные параметры задачи следующие: $\rho_l = 930 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{g0} = 1 \text{ кг/м}^3$; $f = 0,1$; $u_{\infty} = 0,2 \text{ м/с}$. В начальный момент времени задается скачок расхода жидкости на входе в трубу равный $100 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Задача решалась численно. Для численного интегрирования системы уравнений (1)–(3) использовался метод конечного объема [6], уравнение (9) решалось конечно-разностным методом. Численное решение строилось на равномерной пространственной сетке, состоящей из 100 ячеек. Шаг по времени выбирался равным 5 сек, за исключением начального интервала времени, где он брался равным 0,2 сек для того чтобы проследить распространение волны сжатия.

На рис. 3 приведены пространственные распределения скорости жидкости и газа в различные моменты времени после начала расчета. Как следует из графиков, от входного участка трубы по ее длине распространяется волна сжатия, которая достигает конца трубы примерно через 10 сек. При этом скорость распространения волны в процессе ее движения постепенно уменьшается, что связано с увеличением объемной доли газа вдоль трубы от 10% на входе в трубу до 62% на выходе из трубы.

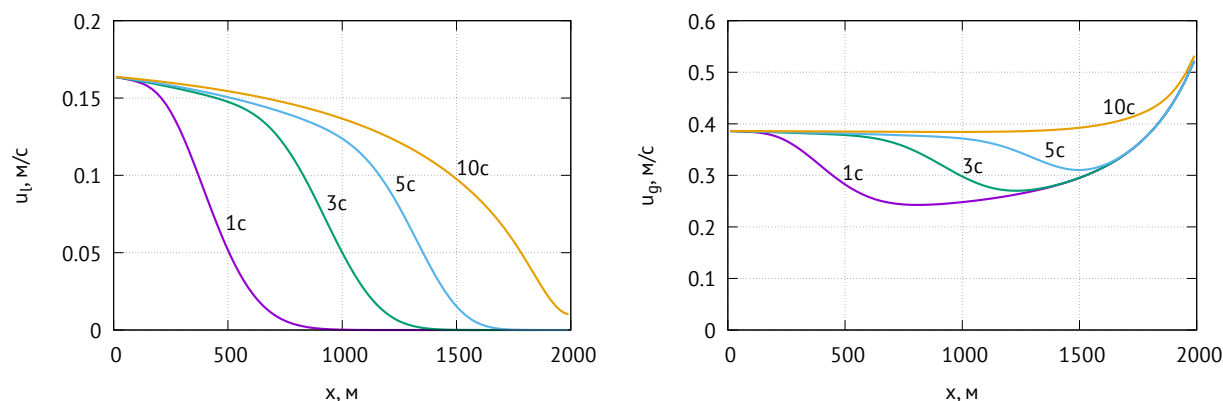


Рис. 3. Распределения скорости жидкости (слева) и газа (справа) в различные моменты времени после начала притока

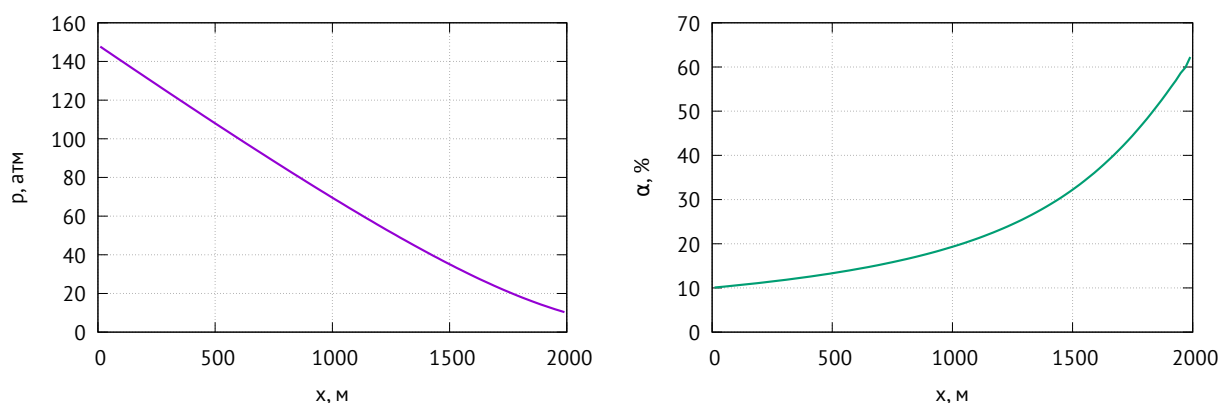


Рис. 4. Распределения давления (слева) и объемного содержания газа (справа), соответствующие рис. 3

Следует отметить, что в масштабе трубы волна на графиках давления и объемного содержания газа практически незаметна (см. рис. 4).

По прошествии первых 10 секунд, когда фронт волны сжатия достигает конца трубы, наступает период установления профиля скорости. Его можно связать со скоростью звука в газожидкостной смеси, которая в среднем составляет порядка 200 м/с. На рис. 5 показаны распределения скорости жидкости и газа в течение последующих 10 минут. Этот период времени можно считать характерным для установления постоянного расхода жидкости на выходе из трубы (см. рис. 6). Однако при этом нельзя сказать, что режим течения установился. Вторая характерная скорость, присутствующая в задаче — это скорость движения среды, которая имеет порядок 0,2 м/с. Возмущение, распространяющееся с такой скоростью, должно достигнуть конца трубы спустя 2–3 часа после начала возмущения. Именно об этом говорит поведение графиков давления и дебита жидкости, полученных для более позднего периода времени (см. рис. 7).

Таким образом, с точки зрения описания процесса установления стационарного течения газожидкостной смеси в трубе можно выделить три стадии. Первая стадия характеризуется распространением волны давления в трубе со скоростью звука. Далее происходит установление профиля скорости жидкости в трубе, эта стадия длится примерно 10 минут. Наконец, последняя стадия отличается временем выхода расхода жидкости на конце трубы на постоянную величину, которое оценивается в 2–3 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. Но остается открытым вопрос: насколько велика будет погрешность расчета, если пренебречь нестационарными эффектами в элементах скважины.

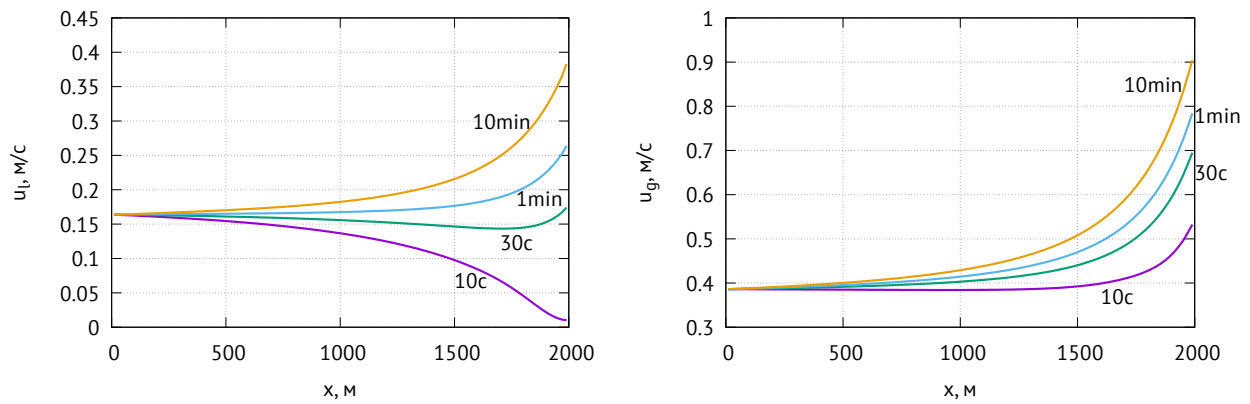


Рис. 5. Распределения скорости жидкости (слева) и газа (справа) в различные моменты времени после начала притока

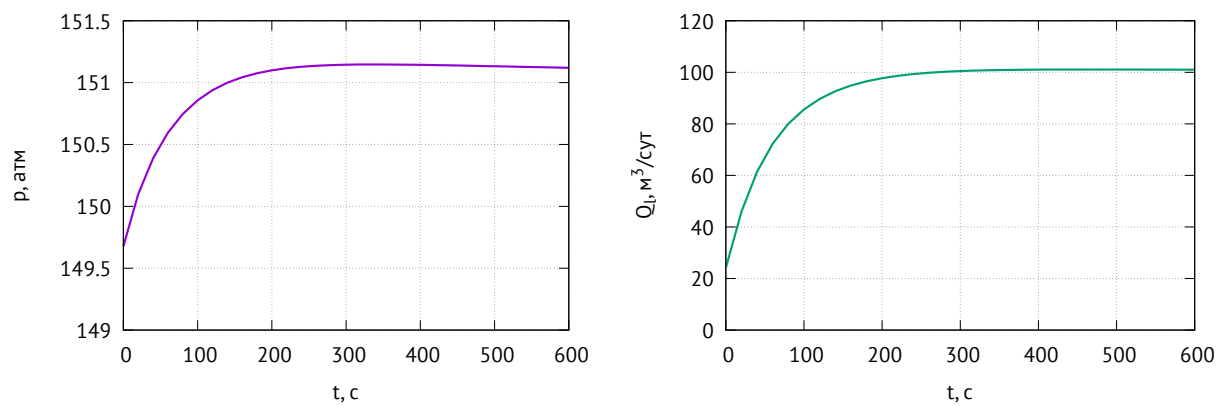


Рис. 6. Зависимость давления (слева) на входе и расхода жидкости (справа) на выходе из трубы от времени в течение первых 10 минут расчета

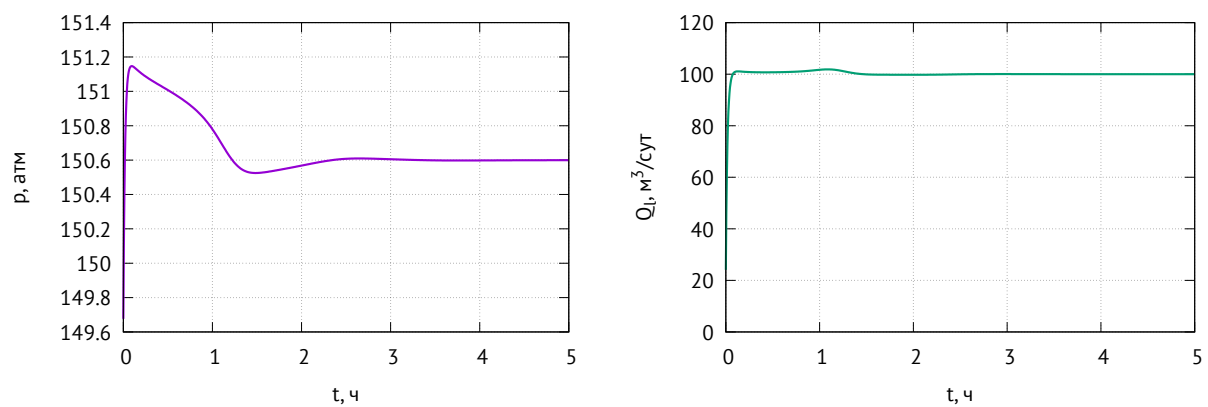


Рис. 7. Зависимость давления (слева) на входе и расхода жидкости (справа) на выходе из трубы от времени в течение первых 5 часов расчета

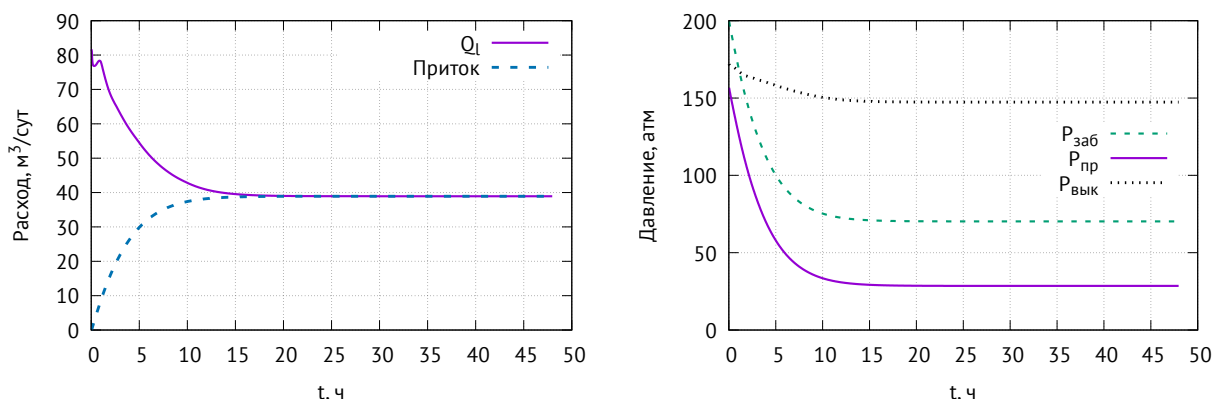


Рис. 8. Зависимость основных параметров задачи (дебит, приток из пласта, давления на забое, на приеме и выкиде ЭЦН) от времени в течение первых двух суток работы скважины

6. Результаты расчета в скважине

Для начала рассмотрим процесс установления распределения параметров в скважине, которая работает в постоянном режиме. В качестве параметров задачи выберем следующие:

- параметры пласта: $K_{\text{prod}} = 0,3 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$; $P_{\text{res}} = 200 \text{ атм}$;
- параметры среды: $\rho_l = 930 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_{g0} = 1 \text{ кг}/\text{м}^3$; $f = 0,1$; $u_{\infty} = 0,2 \text{ м}/\text{с}$; $\mu_l = 1,15 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$; $\alpha = 5 \%$;
- параметры скважины: глубина скважины до интервала перфорации 2500 м; $\theta = 0$; $d_{\text{cas}} = 130 \text{ мм}$; $H_{\text{tub}} = 2000 \text{ м}$; $d_{\text{tub}} = 73 \text{ мм}$; $d'_{\text{tub}} = 62 \text{ мм}$; $P_{\text{wh}} = P_{\text{an}} = 10 \text{ атм}$.

Решение задачи строилось на пространственной сетке, состоящей из 25 ячеек (5 ячеек для расчета обсадной колонны, 20 ячеек для расчета НКТ). Шаг по времени выбирался равным 2 минутам.

На рис. 8 представлены графики распределения основных параметров задачи во времени в течение первых двух суток работы скважины. В момент запуска скважины в работу напор ЭЦН равен нулю, поэтому в соответствии со своей расходно-напорной характеристикой он обеспечивает максимальный расход смеси в насосе ($100 \text{ м}^3/\text{сут}$), который приводит к скачку дебита на устье скважины (после того, как уровень жидкости в НКТ достигнет устья). Со временем уровень жидкости в затрубье снижается, напор насоса увеличивается и уменьшается дебит смеси через насос. В свою очередь приток из пласта постепенно растет и наступает момент, когда жидкость в насос поступает исключительно из обсадной колонны. Как следует из рис. 8, приток из пласта и дебит становятся одинаковыми примерно через 15 часов после запуска скважины

в работу. Согласно расчетам за последние 20 часов, предшествующие остановке скважины, динамический уровень в затрубном пространстве изменился менее, чем на 1 м. На момент остановки скважины ее дебит равен $38,9 \text{ м}^3/\text{сут}$; $P_{\text{wf}} = 70 \text{ атм}$; $P_{\text{in}} = 29 \text{ атм}$; $P_{\text{out}} = 147 \text{ атм}$; $H_d = 1752 \text{ м}$.

На рис. 9 представлены пространственные распределения параметров скважины в обсадной колонне, затрубье и колонне НКТ на момент остановки скважины (через двое суток после запуска насоса). Как следует из графиков, из-за снижения давления в стволе скважины от забоя до устья, происходит увеличение объемной доли газа, которая на устье достигает 65%. При этом соответственно растут и скорости жидкости и газа.

Как следует из вышеприведенных графиков, в масштабе времени решения задачи динамические процессы в скважине, связанные с распространением волн давления отсутствуют. Как уже было показано ранее, характерное время установления профиля давления составляет несколько секунд. При этом влияние нестационарных эффектов, обусловленных ростом уровня жидкости в НКТ, можно проследить на начальном этапе работы скважины. На рис. 10 показаны графики изменения дебита, притока и давлений в течение первых 60 минут работы скважины.

Дебит скважины и время выхода скважины на установившийся режим в основном зависят от параметров пласта и насоса скважины. Для примера на рис. 11 показаны графики изменения дебита и притока для скважины, у которой шкала дебита в расходно-напорной характеристике сжата в два раза. По прошествии двух суток дебит скважины равен $26,6 \text{ м}^3/\text{сут}$; $P_{\text{wf}} = 111 \text{ атм}$; $P_{\text{in}} = 69 \text{ атм}$; $P_{\text{out}} = 157 \text{ атм}$; $H_d = 1206 \text{ м}$.

Перейдем теперь к рассмотрению периодиче-

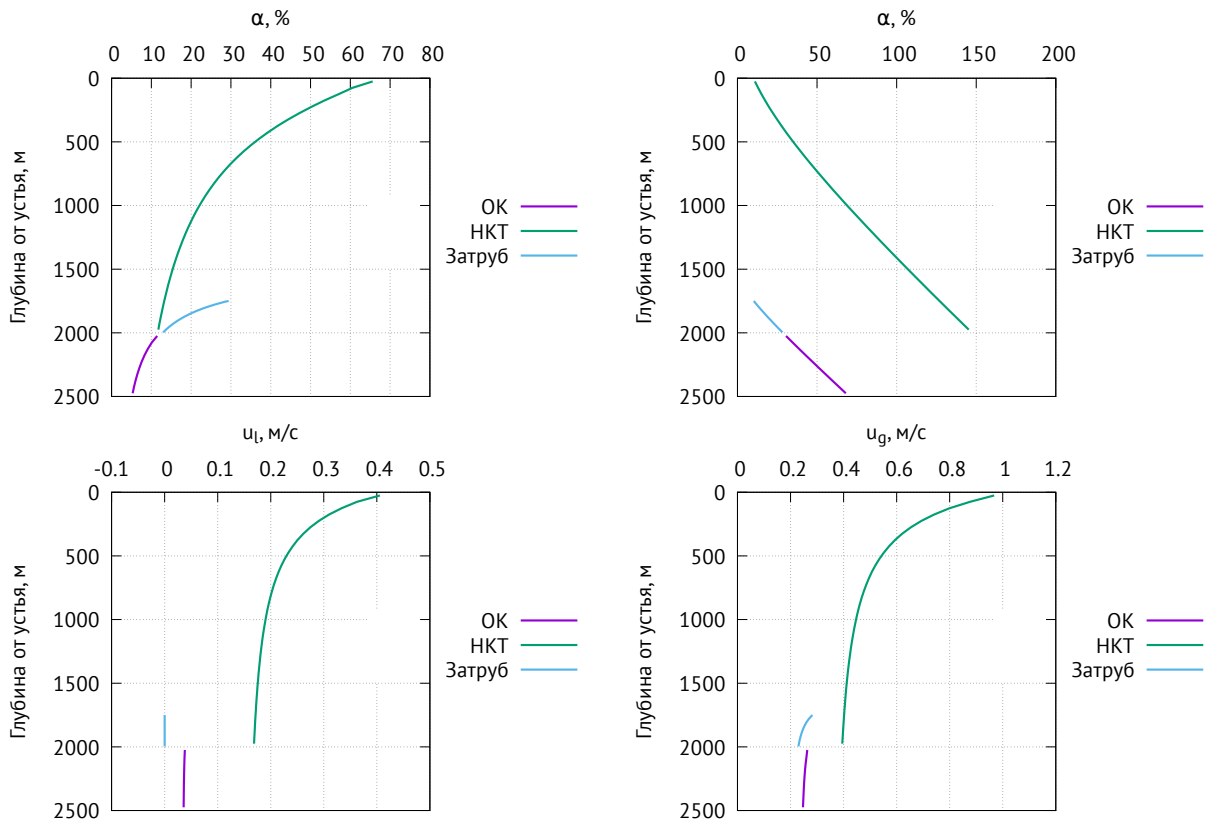


Рис. 9. Зависимость основных параметров задачи (дебит, приток из пласта, давления на забое, на приеме и выкиде ЭЦН) в обсадной колонне (ОК), затрубном пространстве и НКТ от времени в течение первых двух суток работы скважины

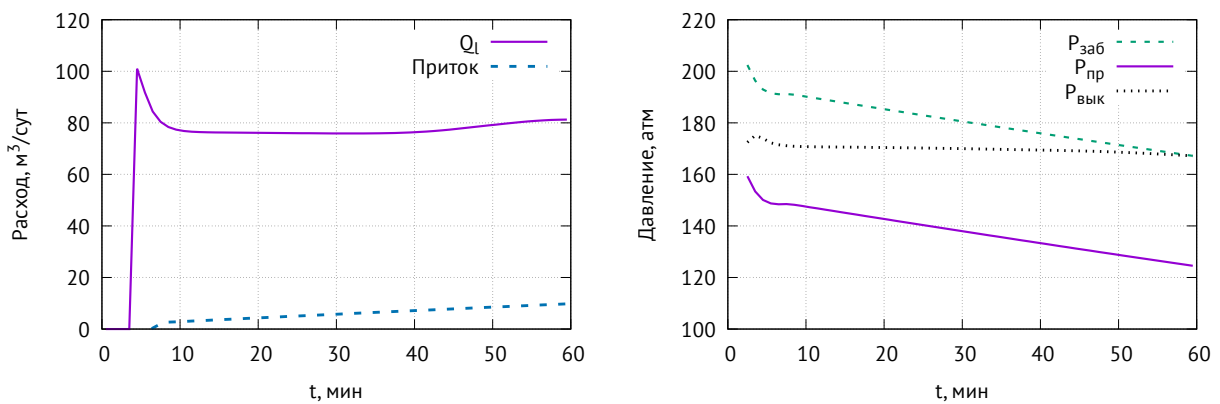


Рис. 10. Зависимость основных параметров задачи (дебит, приток из пласта, давления на забое, на приеме и выкиде ЭЦН) от времени в течение первых 60 минут работы скважины.

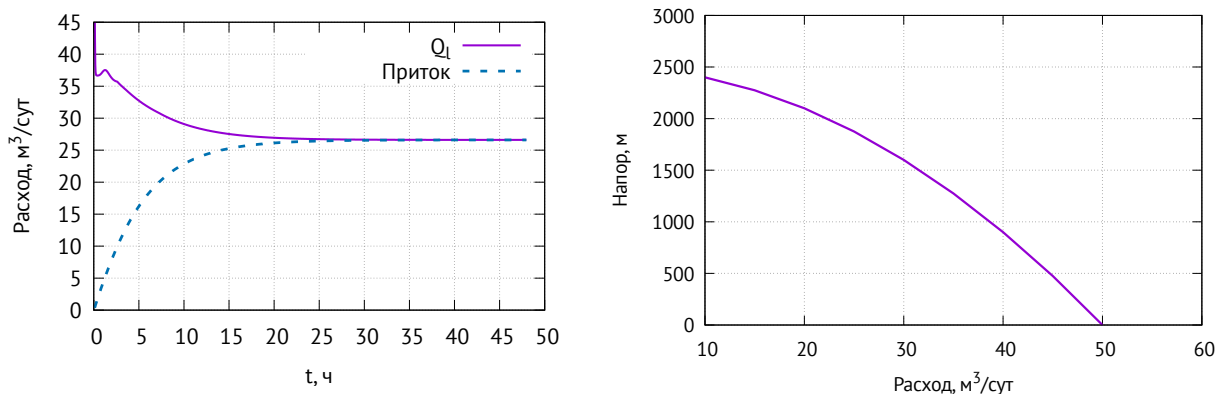


Рис. 11. Зависимость дебита и притока из пласта от времени в течение первых двух суток работы скважины, оснащенной насосом меньшей производительности

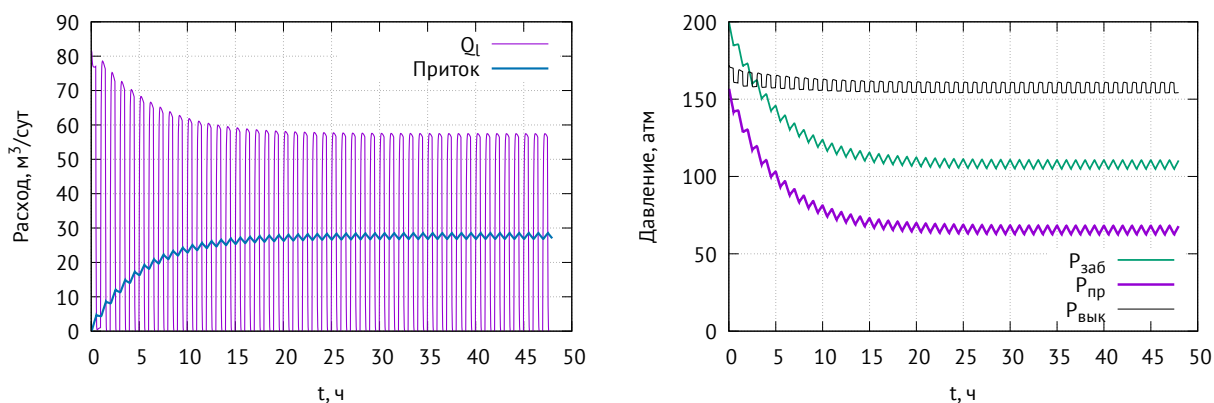


Рис. 12. Зависимость основных параметров задачи (дебит, приток из пласта, давления на забое, на приеме и выкиде ЭЦН) от времени в течение первых двух суток работы скважины в периодическом режиме

ского режима работы скважины. Для этого в условиях предыдущей задачи, предположим, что насос работает не постоянно, а периодически с интервалами 30 минут — откачка, 30 минут — накопление. На рис. 12 и 13 представлены графики изменения основных параметров задачи для скважины, работающей в периодическом режиме, полученные для нестационарной модели течения многофазного потока. Как видно из графиков, дебит скважины, который на конец вторых суток расчета равен $27,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, меняется от $57,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ во время работы ЭЦН до $-0,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ во время остановки насоса (из-за перекрытия обратного клапана, предотвращающего слив жидкости из НКТ, происходит «усадка» столба жидкости в насосно-компрессорных трубах и переток части жидкости с устья обратно в скважину). При этом приток жидкости из пласта изменяется в пределах от $26,8$ до $28,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На момент окончания расчета скважина имеет следующие значения параметров: дебит и

приток, усредненные по одному циклу откачки/накопления, равны $27,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, среднее забойное давление — 108 атм, давление на приеме — 65 атм, изменяется от 63 до 68 атм в течение одного цикла, давление на выкиде насоса — 157 атм, динамический уровень равен 1261 м, погружение под динамический уровень изменяется в интервале от 704 до 772 м. Теперь аналогичный расчет проведем с помощью квазистационарной модели. При тех же самых исходных параметрах результат вычислений на конец вторых суток получается следующим: дебит жидкости/приток — $27,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, среднее забойное давление 108 атм, давление на приеме — 65 атм (минимальное значение — 62 атм, максимальное значение — 69 атм), давление на выкиде насоса — 159 атм, динамический уровень — 1259 м, погружение под динамический уровень изменяется в интервале от 706 до 775 м. Результаты расчета для последних пяти циклов представлены на рис. 14, сравнительные результаты для одного цикла показаны на рис. 15.

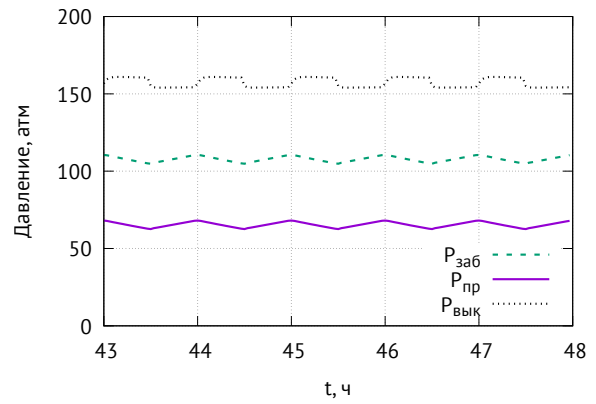
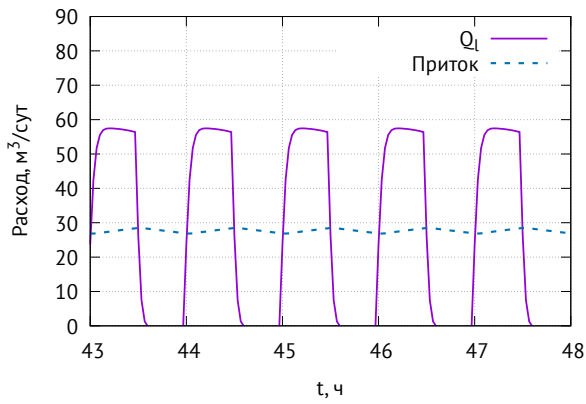


Рис. 13. То же, что и на рис. 12, но для последних 5-ти циклов откачки/накопления

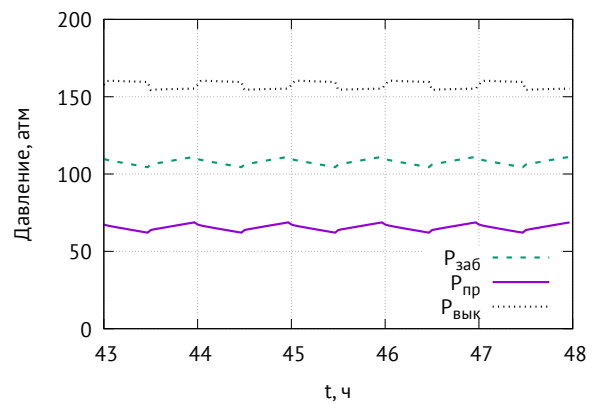
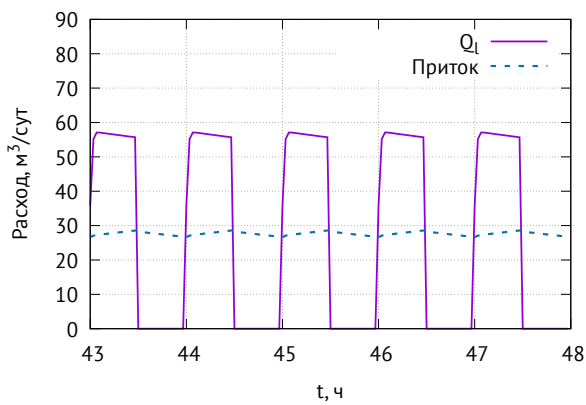


Рис. 14. То же, что и на рис. 13, но для квазистационарной модели

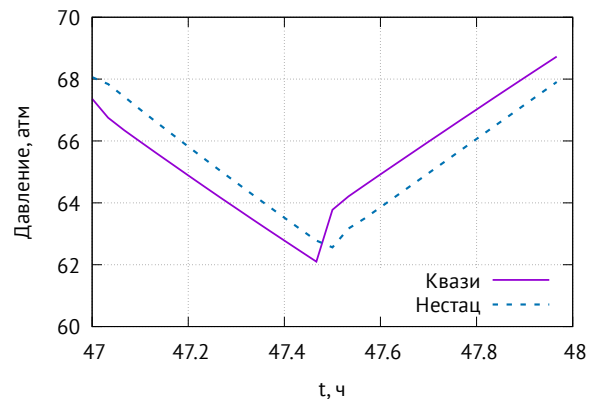
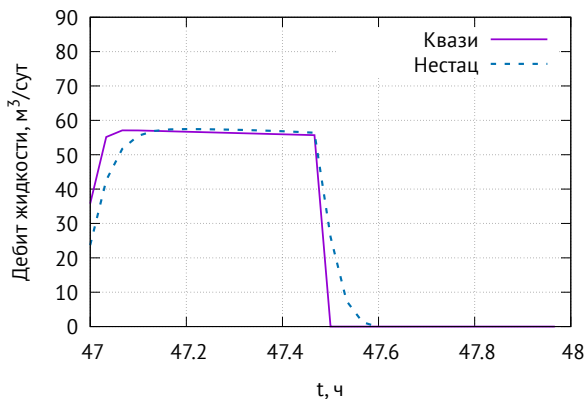


Рис. 15. Сравнение распределений, полученных по двум моделям

Как следует из полученных результатов, квазистационарная модель дает погрешность порядка 1% по расчету всех обозначенных выше параметров по сравнению с нестационарной моделью. Разница между решениями хорошо видна из графиков изменения дебита на рис. 15: для нестационарной модели изменение дебита более плавное. Можно говорить о том, что учет нестационарного течения в элементах скважины оказывает демпфирующее действие на решение, сглаживая углы, характерные для квазистационарной модели.

7. Заключение

Таким образом, на конкретных примерах показано, что влияние нестационарных эффектов при течении многофазного потока в трубах применительно к решению задачи о периодической эксплуатации нефтяной скважины с помощью электроцентробежного насоса минимально и нестационарная модель скважины в этих задачах без потери точности решения может быть замещена квазистационарной. С практической точки зрения это означает, что в задачах о моделировании нестационарных процессов в нефтяной скважине можно перейти от решения систем дифференциальных уравнений в частных производных к упрощенным корреляциям типа Беггса–Брилла или Ансари [7] для расчета перепада давления в трубах с использованием явных численных методов. Это позволит многократно повысить скорость вычислений, что является необходимым условием для проведения оптимизационных расчетов.

Список литературы

- [1] Drew D.A. Mathematical modeling of two-phase flow // *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1983. Vol. 15. P. 261–291.
- [2] Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores // *SPE Prod. & Fac.* 1994. Vol. 5. P. 143–151.
- [3] Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Ильясов А.М., Урманчиев С.Ф. Численное моделирование дисперсных течений в нефтедобывающей скважине // *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. 2008. № 1. С. 24–28.
- [4] 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.
- [5] Топольников А.С. Применение методов математического моделирования при контроле и оптимизации нестационарного режима работы нефтяной скважины // *Труды Института механики им. Р.Р. Мавлетова Уфимского научного центра РАН*. 2016. Т. 11, № 1. С. 53–59.
- [6] Патанкар С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. М.: Наука. 1984. 154 с.
- [7] Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий. 2006. 384 с.

Argumentation of Application of Quasi-Stationary Model to Describe the Periodic Regime of Oil Well

Topolnikov A.S.

Mavlyutov Institute of Mechanics, Ufa

In the paper the argumentation of application of quasi-stationary model of gas-liquid flow is presented to describe periodic regime of oil well operating. It is shown that this simplification actually does not affect the solution accuracy, but allows to essentially diminish the calculating time. In view of the considered problem specification the transition from non-stationary model of media to the quasi-stationary model greatly increases the computational speed, which is the necessary condition for execution the optimization calculations.

Keywords: multiphase flow, mass transfer, oil recovery

