

УДК 519.6

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА ПРИ ДВИЖЕНИИ ГАЗОВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ В КАНАЛАХ ЦЕНТРОБЕЖНОГО ЭЛЕКТРОНАСОСА

В. М. Конюхов, И. В. Конюхов
(КФУ, г. Казань)

Построена математическая модель переходных термогидродинамических процессов в погружном многоступенчатом электроцентробежном насосе при замещении воды трехфазной смесью на этапе вывода нефтяной добывающей скважины на эксплуатационный режим. Разработаны численная модель и соответствующий программный комплекс. На основе вычислительных экспериментов изучены особенности замещения воды водонефтегазовой смесью в каналах насосного узла и изменение рабочих характеристик ступеней насоса.

Ключевые слова: численное моделирование, переходные процессы, тепломассоперенос, многофазные потоки, электроцентробежный насос.

Введение

Вывод нефтяной скважины, оборудованной погружной установкой многоступенчатого электроцентробежного насоса (УЭЦН), на рабочий установившийся режим после ремонта подземного оборудования сопровождается взаимосвязанными переходными нестационарными процессами тепломассопереноса, происходящими в пласте, трубах скважины, кольцевом затрубном пространстве и каналах электроцентробежного насоса (ЭЦН) [1]. После включения двигателя насос начинает откачивать из лифтовых труб воду, которую закачивают в скважину с целью ее глушения перед проведением ремонтных работ. По мере снижения уровня воды в затрубном пространстве происходит увеличение депрессии на забое скважины и интенсификация притока водонефтяной смеси из пласта. Двухфазная смесь постепенно вытесняет воду в обсадной колонне (ОК) скважины на участке ниже координаты $z_{вх}$ подвески УЭЦН (рис. 1). При давлении ниже давления насыщения нефти газом в данной области из нефтяной фазы начинает выделяться свободный газ, растворенный в ней в пластовых условиях, и образуется трехфазная водонефтегазовая смесь, движущаяся вверх вдоль ствола ОК к приему УЭЦН. Насос работает на воде до тех пор, пока смесь не достигнет точки $z_{вх}$ входа в насосный узел (см. рис. 1). После этого в ступенях ЭЦН начинается замещение воды смесью: нижние ступени насоса перекачивают трехфазную смесь, а верхние продолжают работать на однофазной жидкости (воде). При наличии газосепаратора (ГС) в составе УЭЦН часть свободного газа может отводиться в затрубное пространство и не попадает на вход насосного узла.

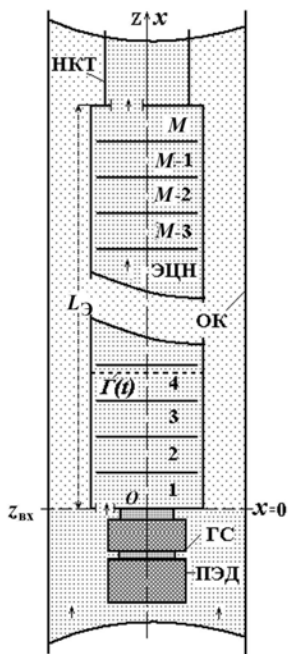


Рис. 1. Участок нефтяной скважины, оборудованной УЭЦН

Подвижная граница Γ раздела между областями многофазного и водяного потоков перемещается вдоль ступеней насосного узла к выходу из ЭЦН в насосно-компрессорные трубы (НКТ). При этом рабочие характеристики нижних ступеней ЭЦН (напор, КПД, подача), перекачивающих водонефтегазовую смесь, значительно снижаются, а сила тока и мощность на валу погружного электродвигателя (ПЭД) установки возрастают. В результате может произойти перегрев ПЭД и его выход из строя. Поэтому для контроля эксплуатационных параметров УЭЦН используются наземные станции управления (СУ), в контроллерах которых устанавливаются допустимые временные интервалы работы двигателя в различных экстремальных аварийных режимах. При возникновении аварийной ситуации контроллер начинает временной отсчет, по истечении которого срабатывает защитное отключение ПЭД, если за это время он не возвращается в нормальный режим работы. После отключения УЭЦН срабатывает обратный клапан, предотвращающий обратное течение воды из НКТ через насос в кольцевое пространство скважины, в котором начинается повышение уровня жидкости за счет ее притока из пласта в скважину. Восстановление уровня происходит на фоне увеличения забойного давления, а также давления на приеме УЭЦН. Данный этап сопровождается понижением температуры ПЭД, так как смесь, движущаяся из ОК в затрубное пространство, обтекает двигатель и постепенно охлаждает его. Продолжительность этапа отключения устанавливается в контроллере СУ. По завершении отсчета контроллером временного интервала простоя УЭЦН происходит автоматическое включение ПЭД и продолжение вывода скважины на рабочий режим. Особенностью следующего этапа является постепенное замещение водяного столба в НКТ смесью, поступающей на вход НКТ из насоса.

Поскольку временные ограничения (защитные уставки) контроллера СУ по продолжительности сопоставимы с характерными временами переходных процессов при замещении воды смесью в ЭЦН, это следует учитывать при расчете процессов вывода скважины на рабочий режим. В данной работе основное внимание уделяется численному моделированию переходных термогидродинамических процессов в одном из элементов системы *пласт—скважина—УЭЦН*, а именно в каналах насосного узла.

Математическое описание

Направим координатную ось Ox вертикально вверх вдоль оси Oz скважины, а ее начало поместим на входе в первую ступень ЭЦН (см. рис. 1). Определим относительное положение потока в насосном узле координатой x , $0 \leq x \leq L_{\text{Э}}$, где $L_{\text{Э}} = l_c M$ — длина пакета ступеней, l_c — длина отдельной ступени, M — общее число ступеней в насосном узле. Пусть x и $x + \Delta x$ — соответственно координаты приема и выкида некоторой ступени, $\Delta x = l_c$. Трехфазная смесь, движущаяся вдоль насосного узла, сильно диспергирована [2] из-за огромной скорости вращения лопаток ступени (~ 50 об/с). Это позволяет считать равными истинное φ_i и объемное β_i содержания i -й фазы: $\varphi_i \equiv \beta_i$ ($i = 1, 2, 3$), а также скорости фаз и смеси: $w_i = w$. Здесь и в дальнейшем нижний индекс $i = 1, 2, 3$ служит для обозначения параметров нефтяной, газовой и водяной фазы соответственно. Пренебрегая капиллярными эффектами на границах раздела непрерывной и дисперсных фаз, положим $p_1 \equiv p_2 \equiv p_3 \equiv P$. Введем обозначения

$$\Delta_{\tau} [Y] = Y(\tilde{x}, \tau + \Delta\tau) - Y(\tilde{x}, \tau); \quad \Delta_x [Y] = Y(x, \tau) - Y(x + \Delta x, \tau)$$

и запишем соотношения, выражающие балансы масс нефтяной, газовой и водяной фаз в произвольной ступени ЭЦН:

$$\begin{aligned} \Delta_{\tau} [\rho_1 \varphi_1] V_c &= \Delta_x [\rho_1 \varphi_1 w] f_{\text{Э}} \Delta\tau - J(\tau, \tilde{x}) \Delta\tau V_c; \\ \Delta_{\tau} [\rho_2 \varphi_2] V_c &= \Delta_x [\rho_2 \varphi_2 w] f_{\text{Э}} \Delta\tau + J(\tau, \tilde{x}) \Delta\tau V_c; \\ \Delta_{\tau} [\rho_3 \varphi_3] V_c &= \Delta_x [\rho_3 \varphi_3 w] f_{\text{Э}} \Delta\tau. \end{aligned}$$

Здесь $\tilde{x} \in [x, x + \Delta x]$; J — массовая скорость перехода газа из свободного состояния в раствор нефти и газа при повышении давления до давления насыщения $P_{\text{н}}$; ρ_i — плотность i -й фазы; $\varphi_1 + \varphi_2 + \varphi_3 = 1$; $V_c = f_{\text{Э}} \Delta x = f_{\text{Э}} l_c$ — объем области проточных каналов ступени ЭЦН, где $f_{\text{Э}} = \pi r_{\text{Э}}^2$, $r_{\text{Э}}$ —

эффективный радиус каналов. Нетрудно видеть, что $\frac{\Delta\tau[Y]}{\Delta\tau} \rightarrow \frac{\partial Y}{\partial\tau}$, когда $\Delta\tau \rightarrow 0$. При больших значениях $L_{\text{Э}}$ величина Δx имеет малые значения, так что разностные отношения $\frac{\Delta x[Y]}{\Delta x}$ в правых частях балансовых соотношений можно заменить производными $\frac{\Delta x[Y]}{\Delta x} \approx \frac{\partial Y}{\partial x}$. В итоге получим дифференциальные уравнения неразрывности фаз:

$$\frac{\partial(\rho_1\varphi_1)}{\partial\tau} + \frac{\partial(\rho_1\varphi_1 w)}{\partial x} = -J; \quad \frac{\partial(\rho_2\varphi_2)}{\partial\tau} + \frac{\partial(\rho_2\varphi_2 w)}{\partial x} = J; \quad \frac{\partial(\rho_3\varphi_3)}{\partial\tau} + \frac{\partial(\rho_3\varphi_3 w)}{\partial x} = 0, \quad (1)$$

в которых переменная x связана с безразмерной переменной $\xi = x/L_{\text{Э}}$, выражающей долю ступеней насосного узла, пройденных потоком. Уравнения (1) по своей форме идентичны общепринятым уравнениям неразрывности при течении газожидкостных смесей [3–6].

Соотношение, описывающее массообменные процессы между нефтяной и газовой фазами и определяющее величину J в уравнениях (1), может быть получено аналогично [5, 6] и имеет вид

$$J = \frac{\rho_1(1 - \varphi_2 - \varphi_3)}{1 - C_{\text{н}}F} \left(\frac{\partial(C_{\text{н}}F)}{\partial\tau} + w \frac{\partial(C_{\text{н}}F)}{\partial x} \right), \quad \varphi_2 > 0, \quad (2)$$

где

$$F(P, T) = F^*(P) + \delta_F^*(P)(T - T^*);$$

$$F^*(P) = \begin{cases} 1 - \sqrt[3]{\frac{P}{P_{\text{н}}}}, & P < P_{\text{н}}; \\ 0, & P \geq P_{\text{н}}; \end{cases} \quad \delta_F^*(P) = \begin{cases} 0,007 \frac{P}{P_{\text{н}}} \left(1 - \frac{P}{P_{\text{н}}}\right) e^{-1,556P/P_{\text{н}}}, & P < P_{\text{н}}; \\ 0, & P \geq P_{\text{н}}; \end{cases}$$

$$C_{\text{н}} = \frac{\rho_2^0 V_0(T)}{\rho_{1\text{пл}}}, \quad V_0(T) = \frac{V_{\text{г}}(T)}{F(P_0, T)}, \quad V_{\text{г}} = V_{\text{г}}^0 [1 + b_{\text{г}}(T - T_0)]; \quad P_{\text{н}} = P_{\text{н}}^0 + b_{\text{Т}}(T - T_0).$$

Здесь F — обобщенный коэффициент растворимости газа в нефти при давлении P и температуре T ; F^* и δ_F^* — коэффициент растворимости и угловой коэффициент при некотором характерном значении температуры T^* и соответствующем давлении насыщения $P_{\text{н}}^*$; $C_{\text{н}}$ — массовая концентрация газа, растворенного в нефтяной фазе в пластовых условиях; V_0 — нормальный объем газа, выделяющийся из нефтяной фазы при $P = 0$; ρ_2^0 — плотность газа при нормальных условиях ($P^0 = 0,1013$ МПа; $T^0 = 273,15$ К); $\rho_{1\text{пл}}$ — плотность нефти при пластовых условиях; $V_{\text{г}}$ и $V_{\text{г}}^0$ — газовый фактор пластовой нефти при $P = P^0$ и температуре T и T^0 соответственно; $P_{\text{н}}^0$ — давление насыщения при $T = T^0$; $b_{\text{г}}$, $b_{\text{Т}}$ — коэффициенты.

Отметим, что формула (2) получена в предположении равновесности массообменных процессов в смеси при ее движении в каналах ЭЦН, поскольку влияние эффекта неравновесности на гидродинамические характеристики насосов, перекачивающих реальные промышленные смеси, составляет (по оценкам [7]) всего лишь несколько процентов.

Приращение давления на участке $[x, x + \Delta x]$ равно $\Delta_x[P] = g\rho\Delta H$, где ΔH — напор, развиваемый ступенью; ρ — средняя по сечению $f_{\text{Э}}$ плотность смеси; g — ускорение свободного падения. Отсюда получим дифференциальное уравнение [5, 6], выполняющее в рассматриваемом случае роль закона сохранения количества движения смеси:

$$l_c \frac{\partial P}{\partial x} = g\rho\Delta H. \quad (3)$$

Уравнение сохранения энергии учитывает ее изменение за счет эффектов сжимаемости, фазовых переходов и нагрева трехфазной смеси при течении в каналах ЭЦН:

$$\sum_{i=1}^3 \rho_i \varphi_i C_{P_i} \frac{dT}{d\tau} = T \sum_{i=1}^3 \alpha_{P_i \varphi_i} \frac{dP}{d\tau} - JL + \frac{Q}{f_{\text{Э}}} \frac{1 - \eta}{\eta} \frac{\partial P}{\partial x}. \quad (4)$$

Здесь α_{Pi} , α_{Ti} , C_{Pi} — коэффициенты теплового расширения, объемной упругости, удельной изобарной теплоемкости i -й фазы в потоке; L — скрытая теплота фазовых переходов; $\eta = g\rho\Delta H Q/\Delta N$, $Q = G/\rho$ и ΔN — соответственно КПД, объемный расход смеси и потребляемая мощность, характеризующие работу отдельной ступени насосного узла; $\frac{d}{d\tau} = \frac{\partial}{\partial\tau} + w\frac{\partial}{\partial x}$ — субстанциональная производная. По своей структуре уравнение (4) аналогично соответствующему уравнению энергии водонефтегазового потока в лифтовых трубах скважины.

Отметим также, что нестационарная модель (1)–(4) обобщает уравнения стационарного теплопереноса [5, 6], происходящего в каналах ЭЦН при движении многофазных потоков, и дополняется соотношениями для расчета параметров фаз и смеси:

$$\begin{aligned} \rho_1 &= \frac{\rho_{1\text{пл}}\rho_{1\text{дег}}(1 - C_{\text{н}}F)[1 - \alpha_{P1}(T - T_{\text{пл}}) + \alpha_{T1}(P - P_{\text{пл}})]}{\rho_{1\text{дег}}(1 - F) + \rho_{1\text{пл}}F(1 - C_{\text{н}})[1 - \alpha_{P1}(T - T_0) + \alpha_{T1}(P_0 - P_{\text{пл}})]}; & \rho_2 &= \frac{P}{gZ_{\text{г}}RT}; \\ \rho_3 &= \rho_{3\text{пл}}[1 - \alpha_{P3}(T - T_{\text{пл}}) + \alpha_{T3}(P - P_{\text{пл}})]; & \rho &= \rho_1 + \varphi_2(\rho_2 - \rho_1) + \varphi_3(\rho_3 - \rho_1); \\ w &= \frac{G}{f_{\text{э}}\rho}; & \varphi_2 &= \frac{G_2\rho_1\rho_3}{\rho_3[\rho_1G_2 + \rho_2(G - G_2)] + G_3\rho_2(\rho_1 - \rho_3)}; & \varphi_3 &= \frac{G_3[\rho_1(1 - \varphi_2) + \rho_2\varphi_2]}{\rho_3(G - G_3) + \rho_1G_3}, \end{aligned} \quad (5)$$

где R — универсальная газовая постоянная; $Z_{\text{г}}$ — коэффициент сверхсжимаемости реального газа; $P_{\text{пл}}$ и $T_{\text{пл}}$ — пластовые давление и температура; $\rho_{1\text{пл}}$ и $\rho_{1\text{дег}}$ — соответственно плотность нефти в пластовых условиях ($P = P_{\text{пл}}$, $T = T_{\text{пл}}$) и дегазированной нефти в нормальных условиях; $\rho_{3\text{пл}}$ — плотность воды в пластовых условиях; $G_i = f_{\text{э}}\rho_i\varphi_i w$ и $G = G_1 + G_2 + G_3$ — массовые расходы i -й фазы и трехфазной смеси.

Для определения параметров ΔH , η , ΔN при работе ступени ЭЦН на неоднородной смеси воспользуемся расчетными формулами, полученными на основе модификации методики П. Д. Ляпкина [8]. Можно показать, что в диапазоне относительных подач ступени на воде $0,5 \leq q_{\text{в}} = Q_{\text{в}}/Q_{\text{в}}^* \leq 1,3$ как для ламинарного, так и для турбулентного режима течения напор ΔH ступени при перекачке смеси расходом Q и эффективной вязкостью μ вычисляется с погрешностью $1 \div 2\%$ по следующим формулам:

$$\begin{aligned} \Delta H &= K_{\text{H}}\Delta H_{\text{в}}(Q_{\text{в}}), & Q_{\text{в}} &= \frac{Q}{K_{\text{Q}}}, & K_{\text{Q}} &= K_{\text{H}} = \frac{Q(\text{Re} - 200)}{Q\text{Re} - 50Q_{\text{в}}^*}, & \text{Re} &= f(n_{\text{S}}) \frac{Q_{\text{в}}^*}{\nu} \sqrt[3]{\frac{\omega}{Q_{\text{в}}^*}}, \\ \nu &= \frac{\mu}{\rho}, & f(n_{\text{S}}) &= \left(4,3 + 0,816n_{\text{S}}^{0,274}\right) n_{\text{S}}^{-0,575}, & n_{\text{S}} &= 193\omega(Q_{\text{в}}^*)^{0,5} (g\Delta H_{\text{в}}^*)^{-0,75}. \end{aligned} \quad (6)$$

Здесь и в дальнейшем $Q_{\text{в}}^*$, $\Delta H_{\text{в}}^*$, $\eta_{\text{в}}^*$ — паспортные значения подачи, напора и КПД при работе ступени ЭЦН в оптимальном режиме на воде; $Q_{\text{в}}$, $\Delta H_{\text{в}}$, $\eta_{\text{в}}$ — аналогичные характеристики при $q_{\text{в}} \neq 1$, определяемые по паспортной кривой *напор–подача* ступени; n_{S} — коэффициент быстроходности ступени; ω — угловая скорость вращения вала насоса (ротора электродвигателя); ν — коэффициент эффективной кинематической вязкости смеси. Величина μ зависит от концентрации дисперсных фаз в потоке и определяется по формулам [5, 6] с учетом эффекта инверсии фаз.

Мощность ΔN , потребляемую ступенью ЭЦН, и КПД ступени η при перекачке эмульсии в диапазоне $0,5 \leq q_{\text{в}} \leq 1,3$ определим соотношениями [8]

$$\begin{aligned} \Delta N &= \Delta N_{\text{в}}(Q_{\text{в}}) \frac{\rho}{\rho_3} \frac{K_{\text{Q}}^2}{K_{\eta}}; & \eta &= K_{\eta}\eta_{\text{в}}; & K_{\eta} &= \min(1, \min(K_{\eta,\text{л}}, K_{\eta,\text{т}})), \\ K_{\eta,\text{т}} &= 0,274 \lg \text{Re}_{\text{э}} - 0,06 - 0,14q_{\text{в}}, & K_{\eta,\text{л}} &= 0,485 \lg \text{Re}_{\text{э}} - 0,63 - 0,26q_{\text{в}}, & \text{Re}_{\text{э}} &= K_{\text{Q}}\text{Re}q_{\text{в}}, \end{aligned} \quad (7)$$

где $K_{\eta,\text{л}}$, $K_{\eta,\text{т}}$ — относительный КПД ступени при ламинарном и турбулентном режимах течения смеси; $\text{Re}_{\text{э}}$ — число Рейнольдса, введенное П. Д. Ляпковым. Зависимости $\Delta N_{\text{в}}(Q_{\text{в}})$ и $\Delta H_{\text{в}}(Q_{\text{в}})$ задаются как табличные функции подачи $Q_{\text{в}}$.

Для пересчета характеристик ступени с воды на неоднородную смесь в диапазонах $0 \leq q_{\text{в}} < 0,5$ и $1,3 < q_{\text{в}} \leq q_{\text{в max}}$ построены зависимости, аналогичные (6), (7), где $q_{\text{в max}}$ — относительная максимальная подача ступени на воде, при которой напор $\Delta H_{\text{в}}$ равен нулю.

Как частные случаи модель (1)–(7) включает в себя уравнения водяного, нефтяного, газонефтяного и водонефтяного потоков. Так, течение воды при $\Gamma(\tau) < x \leq L_{\text{Э}}$, $\tau > 0$, описывается уравнениями (1)–(4) при $\varphi_1 = \varphi_2 = 0$, $\varphi_3 = 1$:

$$\frac{\partial \rho_3}{\partial \tau} + \frac{\partial(\rho_3 w)}{\partial x} = 0; \quad l_c \frac{\partial P}{\partial x} = g \rho_3 \Delta H; \quad \rho_3 C_{P3} \frac{dT}{d\tau} = T \alpha_{P3} \frac{dP}{d\tau} + \frac{Q}{f_{\text{Э}}} \frac{1 - \eta}{\eta} \frac{\partial P}{\partial x}.$$

Граничные условия на входе в первую ступень ЭЦН при $x = 0$ задают давление, температуру и состав трехфазной смеси:

$$P|_{x=0} = P_{\text{вх}}(\tau); \quad T|_{x=0} = T_{\text{вх}}(\tau); \quad G|_{x=0} = G_{\text{вх}}(\tau); \quad G_2|_{x=0} = G_{2\text{вх}}(\tau); \quad G_3|_{x=0} = G_{3\text{вх}}(\tau);$$

$$T_{\text{вх}} = T_{\Pi} + \frac{N_{\text{д}} - N_{\text{Э}} - V_{\text{к}} \sum_{i=1}^3 \rho_i \varphi_i C_{Pi}^* \frac{\partial T}{\partial \tau}}{\sum_{i=1}^3 G_i C_{Pi}^*},$$

где T_{Π} — температура смеси в скважине на приеме установки (на нижнем торце ПЭД); $N_{\text{д}}$ — мощность, потребляемая ПЭД; $N_{\text{Э}}$ — суммарная мощность, потребляемая всем пакетом ступеней ЭЦН (мощность на валу ПЭД); $V_{\text{к}} = \pi L_{\text{д}} (r_o^2 - r_{\text{д}}^2)$ — объем кольцевого зазора между внутренней поверхностью ОК и внешней поверхностью двигателя радиусами r_o и $r_{\text{д}}$, $L_{\text{д}}$ — его длина; $C_{P1}^* = C_{P1} - \frac{L \partial [\ln(1 - C_{\text{н}} F)]}{\partial T}$; $C_{P2}^* \equiv C_{P2}$; $C_{P3}^* \equiv C_{P3}$.

На границе $\Gamma(\tau)$, перемещающейся вдоль насосного узла со скоростью $\frac{d\Gamma}{d\tau} = w_{\Gamma}$, условия сопряжения $P|_{\Gamma+0} = P|_{\Gamma-0}$; $T|_{\Gamma+0} = T|_{\Gamma-0}$; $\rho^-(w^- - w_{\Gamma}) = \rho_3^+(w^+ - w_{\Gamma})$ связывают решения уравнений в областях трехфазного и однофазного течений.

В начальный момент времени $\tau = 0$ все ступени насоса при $0 \leq x \leq L_{\text{Э}}$ работают на воде, т. е.

$$P|_{t=0} = P_{\text{ст}}(x); \quad T|_{t=0} = T_{\text{ст}}(x); \quad \Gamma|_{t=0} = 0;$$

$$G_1|_{t=0} = 0; \quad G_2|_{t=0} = 0; \quad G_3|_{t=0} = 0 = G_{3\text{ст}}(x) = G_{\text{ст}}(x).$$

Функции $P_{\text{ст}}(x)$, $T_{\text{ст}}(x)$ и $G_{3\text{ст}}(x)$ определяются из решения системы квазистационарных уравнений, которые являются частным случаем уравнений (1)–(4), если в них пренебречь инерционными членами и положить $\varphi_1 = 0$, $\varphi_2 = 0$, $\varphi_3 = 1$.

Возможность изменения режима работы УЭЦН с помощью наземной СУ (например, типа "ЭЛЕКТОН") требует учета зависимости параметров работы ЭЦН и мощности $N_{\text{д}}$, потребляемой ПЭД, от частоты [1]:

$$Q_{\text{в}}^* = \overline{Q}_{\text{в}}^* \frac{\omega}{\omega_{\text{н}}}; \quad \Delta H_{\text{в}}^* = \Delta \overline{H}_{\text{в}}^* \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{н}}} \right)^2; \quad \Delta N_{\text{в}}^* = \overline{N}_{\text{в}}^* \left(\frac{\omega}{\omega_{\text{н}}} \right)^3; \quad N_{\text{д}} = \overline{N}_{\text{д}} \frac{\omega}{\omega_{\text{н}}},$$

где $\overline{Q}_{\text{в}}^*$, $\Delta \overline{H}_{\text{в}}^*$, $\Delta \overline{N}_{\text{в}}^*$ и $\overline{N}_{\text{д}}$ — характеристики ступени и двигателя установки при номинальной угловой скорости вращения вала ПЭД ($\omega_{\text{н}} = 50 \text{ Гц}$), а $Q_{\text{в}}^*$, $\Delta H_{\text{в}}^*$, $\Delta N_{\text{в}}^*$ и $N_{\text{д}}$ — при $\omega \neq \omega_{\text{н}}$.

О численной модели

Введем равномерное сеточное разбиение $D_h = \{(x_i, t_j), i = \overline{0, N_x}, j = \overline{0, 1, \dots}\}$, $x_i = ih_x$, $h_x = L_{\text{Э}}/N_x$, $t_j = jh_{\tau}$ исходной области $D = \{(x, \tau), 0 \leq x \leq L_{\text{Э}}, \tau \geq 0\}$ с шагами h_x и h_{τ} . Преобразуем уравнения неразрывности газа, воды и смеси к форме уравнений переноса:

$$\frac{\partial G}{\partial \tau} + w \frac{\partial G}{\partial x} = f_{\text{Э}} \rho \frac{\partial w}{\partial \tau}; \quad \frac{\partial G_3}{\partial \tau} + w \frac{\partial G_3}{\partial x} = f_{\text{Э}} \rho_3 \varphi_3 \frac{\partial w}{\partial \tau}; \quad \frac{\partial G_2}{\partial \tau} + w \frac{\partial G_2}{\partial x} = f_{\text{Э}} \left(\rho_2 \varphi_2 \frac{\partial w}{\partial \tau} + Jw \right)$$

и запишем неявную разностную схему, аппроксимирующую *против потока* [9] исходные уравнения задачи:

$$\begin{aligned} G_{\tau,i}^j + w_i^{j+1} G_{\bar{x},i}^{j+1} &= f \Delta \rho_i^{j+1} w_{\tau,i}^j; & G_{3\tau,i}^j + w_i^{j+1} G_{3\bar{x},i}^{j+1} &= f \Delta \rho_{3i}^{j+1} \varphi_{3i}^{j+1} w_{\tau,i}^j; \\ G_{2\tau,i}^j + w_i^{j+1} G_{2\bar{x},i}^{j+1} &= f \Delta \rho_{2i}^{j+1} \varphi_{2i}^{j+1} w_{\tau,i}^j + J_i^{j+1} w_i^{j+1}; & P_i^{j+1} &= P_{i-1}^{j+1} + \frac{h_x g \rho_i^{j+1} \Delta H_i^{j+1}}{l_c}; \\ J_i^{j+1} &= \left(\frac{\rho_1 (1 - \varphi_2 - \varphi_3)}{1 - C_H F} \right)_i^{j+1} \left[(C_H F)_{\tau,i}^j + w_i^{j+1} (C_H F)_{\bar{x},i}^{j+1} \right]; \\ \sum_{k=1}^3 (\rho_k \varphi_k C_{Pk})_i^{j+1} T_{\tau,i}^j + f \Delta^{-1} \sum_{k=1}^3 (G_k C_{Pk})_i^{j+1} T_{\bar{x},i}^{j+1} &= \\ &= \left(T \sum_{k=1}^3 \alpha_{Pk} \varphi_k \right)_i^{j+1} P_{\tau,i}^j + V_c^{-1} \left(T \sum_{i=1}^3 \frac{G_k \alpha_{Pk}}{\rho_k} + \frac{1 - \eta}{\eta} \right)_i^{j+1} g (\rho Q \Delta H)_i^{j+1} - J_i^{j+1} L, \end{aligned}$$

где $y_{\bar{x},i} = (y_i - y_{i-1})/h_x$, $y_{\tau}^j = (y^{j+1} - y^j)/h_{\tau}$. Полученная система нелинейных алгебраических уравнений решается итерационным методом на каждом пространственном шаге сетки. При этом для устойчивости решения уравнения энергии необходимо использовать дробление временного слоя (~ 10 дополнительных временных слоев). Численная и алгоритмическая модели реализованы в программном комплексе, позволяющем проводить многовариантные расчеты наряду с визуализацией результатов расчетов в ходе решения задачи.

Результаты вычислительных экспериментов

Для демонстрации процесса замещения воды смесью рассмотрим пример, в котором насосная установка включает в себя насосный узел из $M = 240$ ступеней ЭЦНМИК5-600 ($l_c = 7$ см, $V_c = 163$ см³) и погружной электродвигатель ПЭД33-108. Оптимальные параметры работы ступени на воде: $\bar{Q}_B^* = 700$ м³/сут; $\Delta \bar{H}_B^* = 4,77$ м; $\bar{\eta}_B^* = 69,8$ %. Номинальные характеристики ПЭД33-108: $\bar{N}_D^* = 33$ кВт; $\bar{\eta}_D^* = 72$ %. Параметры фаз задаются так, чтобы они в среднем отражали свойства нефти, пластовой воды и попутного газа Ромашкинского месторождения Республики Татарстан: $\rho_{пл} = 806$, $\rho_{дег} = 880$, $\rho_2^0 = 0,716$, $\rho_{пл} = 1000$ [кг/м³]; $\mu_{пл} = 36$, $\mu_{3пл} = 1,6$, $\mu_{дег} = 62$ [мПа·с]; $\alpha_{P1} = 9 \cdot 10^{-3}$, $\alpha_{P2} = \zeta_{P2} + 1/T$, $\zeta_{P2} = \left(\frac{\partial Z_{\Gamma}}{\partial T} \right)_P / Z_{\Gamma} = 8 \cdot 10^{-4}$, $\alpha_{P3} = 4 \cdot 10^{-3}$ [°C⁻¹]; $\alpha_{T1} = 10^{-3}$, $\alpha_{T2} = \xi_T - 1/P$, $\xi_T = \left(\frac{\partial Z_{\Gamma}}{\partial P} \right)_T / Z_{\Gamma} = 3,5 \cdot 10^{-4}$, $\alpha_{T3} = 8 \cdot 10^{-4}$ [МПа⁻¹]; $C_{P1} = 1,88$, $C_{P2} = 2,7$, $C_{P3} = 4,15$ [кДж/(кг·°C)]; $L = 167,5$ кДж/кг; $Z_{\Gamma} = 0,94$; $V_{\Gamma}^0 = 40$ м³/м³; $P_H^0 = 10$ МПа. Вязкость воды в каналах ЭЦН считается постоянной: $\mu_3 \approx \mu_{3пл}$. Вязкость μ_1 нефти вычислялась по формуле $\mu_1(P, T) = \mu_{1н} (\mu_1^0 / \mu_{1н})^F$, где $\mu_{1н}$ и μ_1^0 — ее значения при $P = P_H$ и $P = 0$ соответственно, F — коэффициент растворимости. Пластовые давление и температура равны $P_{пл} = 16$ МПа и $T_{пл} = 40$ °C.

Рассмотрим сначала ситуацию, когда на входе в насосный узел при $\tau > 0$ заданы постоянные граничные условия: давление $P^0(\tau) = 4$ МПа; температура $T^0(\tau) = 30$ °C; расход $G^0(\tau) = 5,56$ кг/с; водосодержание $\varphi_3^0(\tau) = 30$ %.

В начальный момент времени $\tau = 0$ ЭЦН работает на воде. Распределения функций $P_{ст}(x)$, $T_{ст}(x)$, $\varphi_{3,ст}(x)$ до начала поступления смеси при $G_{3,ст}(x) = G_{ст}(x) = 5,56$ кг/с, $G_{2,ст}(x) = 0$, $G_{1,ст}(x) = 0$ изображены на рис. 2 сплошными линиями. На этом же рисунке показана динамика изменения давления, температуры, газосодержания и водонасыщенности по длине насосного узла на пять моментов времени: $\tau = 0; 2,6; 4,5; 6,6; 8,9$ с. В данном примере продолжительность процесса вытеснения составляет около 9 секунд. Для удобства на рис. 2 наряду с координатой x приведены соответствующие номера ступеней m .

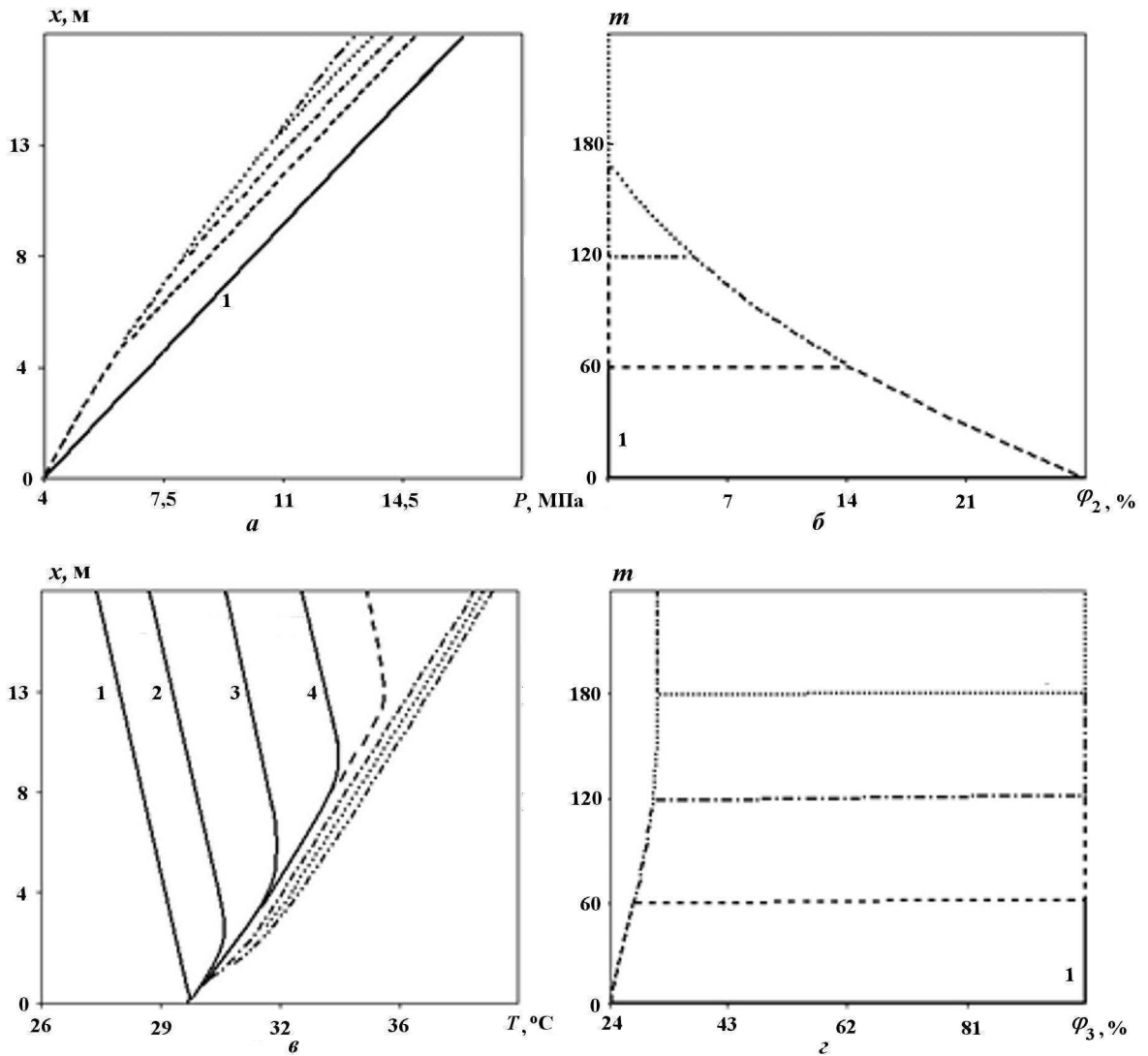


Рис. 2. Распределения давления P (а), газосодержания φ_2 (б), температуры T (в) и водосодержания φ_3 (з) по длине насосного узла на различные моменты времени: 1 — $\tau = 0$; 2 — $\tau = 0,55$ с; 3 — $\tau = 1,25$ с; 4 — $\tau = 1,1$ с; — — — — $\tau = 2,6$ с; — · — — $\tau = 4,5$ с; · · · — $\tau = 6,6$ с; — · · — — $\tau = 8,9$ с

По мере продвижения трехфазной смеси происходит снижение перепада давления, развиваемого насосом, и увеличение температуры в каналах ЭЦН (см. рис. 2, а, в). Это обусловлено тем, что вязкость трехфазной смеси значительно превышает вязкость воды, из-за чего происходит ухудшение работы отдельных ступеней — уменьшение напора $H_{\text{Э}}$, КПД $\eta_{\text{Э}}$ и рост интегральной мощности $N_{\text{Э}}$ насосного узла. В результате температура продукции в насосе возрастает. Кривые 2—4 на рис. 2, в, соответствующие дополнительным моментам времени $\tau = 0,55; 1,25; 2,1$, иллюстрируют нелинейный характер температурной зависимости, обусловленный наличием областей однофазного и трехфазного течений, в которых теплофизические свойства продукции различны. Этим объясняется наличие излома на кривых $T(\tau, x)$. Наиболее интенсивный прогрев имеет место в ступенях, перекачивающих вязкую смесь. К моменту завершения замещения воды смесью зависимость $T(x)$ становится практически линейной.

Положения границы Γ раздела между областями однофазного и трехфазного течений в различные моменты времени видны на графиках распределений всех представленных на рис. 2 функций.

По мере продвижения водонефтегазового потока увеличивается доля ступеней, функционирующих в неблагоприятных условиях, характеризующихся вредным влиянием газа [10] и существенным различием вязкостей и плотностей смеси и воды. Однако с ростом давления в насосном узле происходит снижение газонасыщенности из-за сжатия и растворения газа в нефтяной фазе и, следовательно, снижение влияния данного фактора на работу ступеней. Полное растворение газа происходит при $m \approx 170$.

Следует отметить, что в окрестности границы Γ образуется узкая зона, в которой водонасыщенность изменяется от ее значения в трехфазном потоке ($24 \div 30\%$) до 100% . В этой зоне проявляется эффект инверсии фаз: при $\varphi_3 < 50\%$ несущей фазой является нефть, а при $\varphi_3 \geq 50\%$ — вода. В результате эффективная вязкость μ в этой области меняется скачком.

Рис. 3 демонстрирует изменение интегральных характеристик работы ЭЦН в процессе замещения воды смесью. На рис. 3, а маркеры (рабочие точки) соответствуют значениям мощности $N_{\text{Э}}$, КПД $\eta_{\text{Э}}$ и напора $H_{\text{Э}}$ насосного узла при изменяющихся условиях его работы, когда часть ступеней со стороны входа перекачивает смесь, а остальные ступени — воду. Область, которая соответствует характеристикам установившегося режима работы насоса в окрестности оптимальных подач $0,7Q^* \leq Q \leq 1,3Q^*$, показана на рисунке заштрихованной полосой.

Отметим, что интегральные характеристики насоса $N_{\text{Э}} = N_{\text{вх}}(Q_{\text{вх}})$, $\eta_{\text{Э}} = \eta_{\text{Э}}(Q_{\text{вх}})$, $H_{\text{Э}} = H_{\text{Э}}(Q_{\text{вх}})$ построены для стационарного режима работы ЭЦН при тех же самых условиях на входе. По мере продвижения водонефтегазовой смеси вдоль ступеней ЭЦН рабочие точки постепенно приближаются к этим кривым. После завершения переходного процесса — замещения воды смесью — электронасос ЭЦНМИК5А-600-1150 выходит именно на такой режим работы (см. рис. 3, а). Количественное изменение интегральных характеристик во времени иллюстрирует рис. 3, б. Нетрудно видеть, что за время переходного процесса приращение давления $P_{\text{Э}}$, развиваемого насосом, снижается почти на 40 атмосфер, а его КПД $\eta_{\text{Э}}$ падает более чем на 10% .

Рассмотрим теперь случай, когда на входе в насосный узел при $\tau > 0$ температура, как и в предыдущем примере, постоянна: $T|_{x=0} = T_{\text{вх}} = 30^\circ\text{C}$, а для давления, расхода и водосодержания заданы периодические граничные условия:

$$P|_{x=0} = P_{\text{вх}} + A_P \sin(\Omega\tau); \quad G|_{x=0} = G_{\text{вх}} + A_G \sin(\Omega\tau); \quad \varphi_3|_{x=0} = \max(0, \varphi_{3\text{вх}} + A_{\varphi_3} \sin(\Omega\tau)),$$

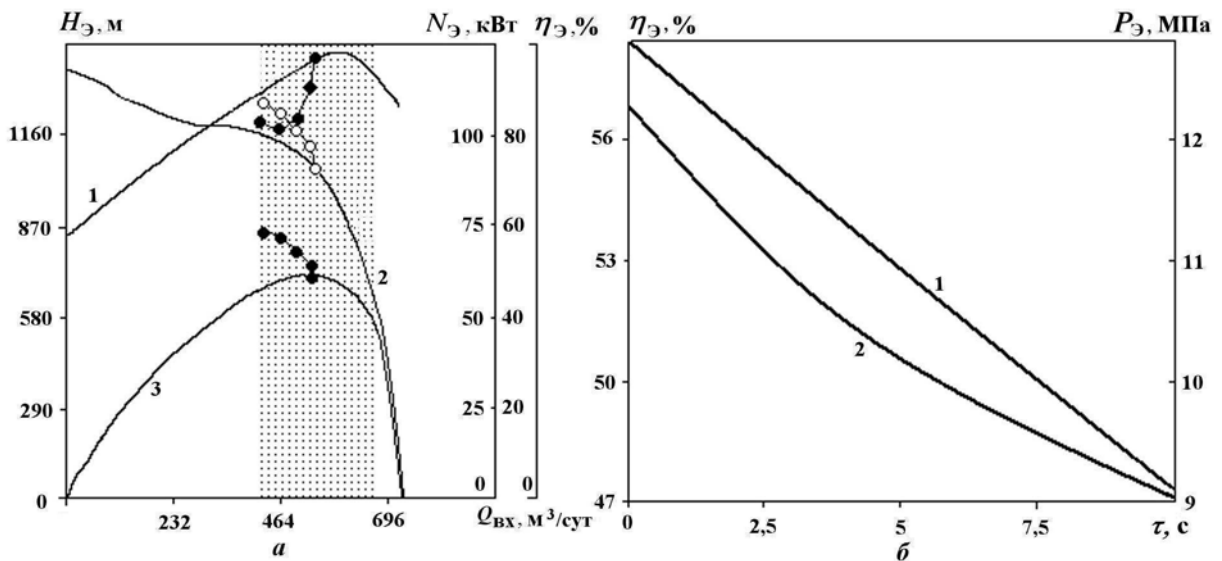


Рис. 3. Изменение режима работы ЭЦН при замещении воды смесью: а — суммарные мощность $N_{\text{Э}}$ (1), напор $H_{\text{Э}}$ (2) и КПД $\eta_{\text{Э}}$ (3) при $\tau = 0; 2,6; 4,5; 6,6; 8,9$ с; б — временные зависимости приращения давления $P_{\text{Э}}$ (1), развиваемого ЭЦН, и КПД $\eta_{\text{Э}}$ (2)

где Ω , A_P , A_G и A_{φ_3} — соответственно частота и амплитуды колебания давления, массового расхода и водонасыщенности.

На рис. 4 представлены результаты расчетов для варианта замещения воды смесью при $P_{\text{вх}} = 4$ МПа, $G_{\text{вх}} = 5,56$ кг/с, $\varphi_{3\text{вх}} = 30\%$, $A_P = -1$, $A_G = 0,04$, $A_{\varphi_3} = 40\%$, $\Omega = 1$. Эти параметры подобраны таким образом, чтобы не происходило срыва подачи насосом при наименьшем значении давления $P|_{x=0} = 3$ МПа, когда газосодержание $\varphi_2|_{x=0}$ на входе в ЭЦН и соответственно объемный расход $G|_{x=0}$ смеси максимальны. Водонасыщенность $\varphi_3|_{x=0}$ изменяется от 0 до 70% и задается таким образом, что в течение некоторого времени в насос поступает газонефтяная смесь, т. е. $\varphi_3|_{x=0} = 0$.

Как показал анализ результатов расчетов, процесс замещения воды смесью носит более сложный, волнообразный характер. С увеличением давления $P|_{x=0}$ протяженность области газожидкостного течения сокращается, а при уменьшении $P|_{x=0}$ — увеличивается, так что в насосном узле возникает подвижная граница раздела между областями газожидкостного и жидкостного течений. Изменение газосодержания по длине насоса влечет за собой и изменение характера водонасыщенности. Временные зависимости интегрального КПД $\eta_{\text{Э}}$ насоса и развиваемого им приращения давления $P_{\text{Э}}$ отличаются от соответствующих характеристик процесса при постоянных граничных условиях, а полное замещение воды смесью более длительное (~ 15 с). После его завершения насос выходит на периодический режим работы (см. рис. 4). При этом на каждом периоде функции $P_{\text{Э}}$ и $\eta_{\text{Э}}$ имеют различное количество локальных экстремумов.

Аналогичные расчеты были проведены для других типов ступеней и при различных значениях граничных функций на входе в ЭЦН. На основе анализа их результатов сделаны следующие выводы:

1. Время замещения воды трехфазной смесью определяется конструктивными параметрами ступеней насосного узла, их количеством, расходом трехфазной смеси, ее составом и свойствами ее фаз (вязкостью, плотностью, давлением насыщения нефти газом и т. д.). Эти характеристики определяют также степень нагрева смеси в каналах ЭЦН.
2. Этап замещения воды смесью при периодическом характере граничных функций сопровождается перераспределением газо- и водонасыщенности по ступеням ЭЦН. По сравнению с постоянными граничными условиями полное замещение воды смесью происходит за больший промежуток времени.
3. Во время переходного процесса мощность, потребляемая ЭЦН и равная полезной мощности на валу ПЭД, непрерывно меняется, причем двигатель работает с повышенной нагрузкой. При контроле работы УЭЦН с помощью наземной СУ задаваемые в ее контроллере допустимые временные интервалы эксплуатации ПЭД в экстремальных режимах, по истечении которых срабатывает отключение двигателя, сравнимы с продолжительностью процесса замещения воды смесью. Это следует учитывать при моделировании процесса вывода скважины, оборудованной ЭЦН, на рабочий режим.

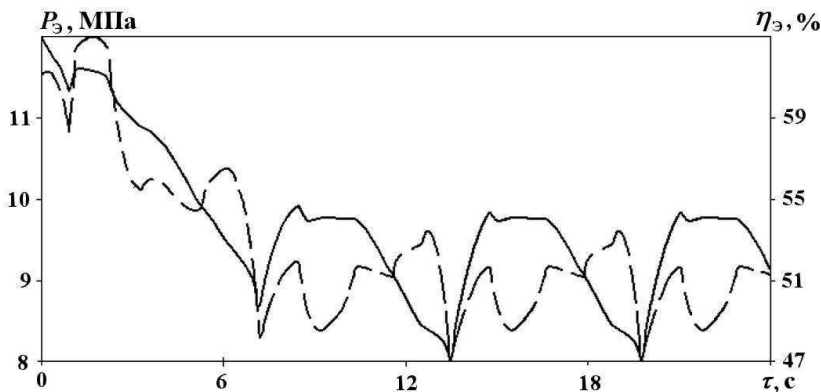


Рис. 4. Динамика изменения давления $P_{\text{Э}}$ (—), развиваемого насосом, и КПД $\eta_{\text{Э}}$ (---) при периодических граничных условиях на входе в ЭЦН ($x = 0$)

Список литературы

1. Технологический регламент ОАО "САМАРАНЕФТЕГАЗ" по эксплуатации УЭЦН. Версия 4.0. Самара, 2007.
2. *Ляпков П. Д., Игревский В. И., Станчу И.* О дисперсности двухфазных сред в рабочих органах погружных центробежных насосов. М., 1975. Деп. во ВНИИОЭНГ 10.06.76, № 245—75.
3. *Нигматулин Р. И.* Динамика многофазных сред. Ч. I. М.: Наука, 1987.
4. *Пудовкин М. А., Саламатин А. Н., Чугунов В. А.* Температурные процессы в действующих скважинах. Казань: Изд-во КГУ, 1977.
5. *Саламатин А. Н.* Математические модели дисперсных потоков. Казань: Изд-во КГУ, 1987.
6. *Конюхов В. М.* Дисперсные потоки в нефтяных скважинах. Казань: Изд-во КГУ, 1990.
7. *Ляпков П. Д., Игревский В. И.* О массообмене в погружном центробежном насосе // Нефтепромышленное дело. 1976. № 2. С. 3—7.
8. *Ляпков П. Д.* Подбор установки погружного центробежного насоса // Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Под ред. Ш. К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. С. 237—293.
9. *Самарский А. А.* Теория разностных схем. М.: Наука, 1989.
10. *Ляпков П. Д., Игревский В. И., Дроздов А. Н.* Исследование работы погружного центробежного насоса на смеси вода-газ // Нефтепромышленное дело. 1982. №4. С. 19—21.

Статья поступила в редакцию 14.12.11.
