

УДК 622.279:681.5
DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4109

Гидродинамика переходных процессов в скважине, обустроенной электроцентробежным насосом

И.Г. Соловьев[✉], О.И. Лапик, Д.А. Говорков

Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

[✉] igsolovyev123@gmail.com

Аннотация

Актуальность исследования связана с проблемой роста эффективности алгоритмов контроля и управления динамическими режимами работы скважин, обустроенных электроцентробежными насосами с регулируемой подачей. Полученный результат обобщает и развивает ранее опубликованное решение по конструкции динамической модели скважины посредством перехода от линеаризованных корреляций к квадратичным связям между состояниями в ключевых точках подъёмника, адекватно отражающих наблюдаемые формы поведения в переходных и равновесных режимах эксплуатации на полных пуско-остановочных диапазонах регулирования. **Цель:** обновлённое описание комплексной квадратичной барометрической модели скважины типа «пласт–подъёмник–электронасос–устье», ориентированной на задачи автоматизированного контроля и регулирования в режиме реального времени. **Объекты:** скважина с частотно-регулируемым электроцентробежным насосом. **Методы:** материального баланса, гидроупругой фильтрации, гидростатики, квадратичной кинетики потерь на трение, численного моделирования дифференциальных уравнений, конечномерное описание комплексной гидродинамики скважины с учетом потенциальных и кинетических потерь напора в подъёмнике. **Результаты и выводы:** 1. Обновленное математическое описание гидродинамики скважины с электроцентробежным насосом создаёт основу: а) более надёжного решения обратных задач параметрического сопровождения модели по данным промышленного контроля, б) уточнённого оценивания регулировочного потенциала, прогнозируя динамику возможного выхода системы за границы функциональной устойчивости, в) технологий численно-аналитического конструирования оптимальных решений при выборе параметров устройств и законов оперативного регулирования, г) синтеза динамических наблюдателей расширенного вектора состояний, работающих синхронно с динамикой контроля устьевых и глубинных давлений. 2. Результаты вычислительного анализа демонстрируют сложную, несовпадающую по графике картину поведения притока и подачи насоса при смене частоты и давления на устье, воспроизводя наблюдаемый эффект разнотемповости переходных процессов при пусках и остановках и объясняя возможную нестабильность подачи при резком снижении частоты. Оценки расхождения решений для квадратичной модели и линеаризованного прототипа свидетельствуют о росте ошибок линеаризованного анализа при сильных отклонениях режимов работы от расчётно-равновесных состояний. 3. Доставляемые обновлённой моделью уточнения на динамически возмущённых режимах эксплуатации важны для повышения надёжности работы систем оперативного регулирования и параметрического оценивания по данным контроля режимных состояний.

Ключевые слова: Гидродинамика притока, подъёмник, электроцентробежный насос, модель, гидростатические потери напора, частотное регулирование, осложняющие факторы, переходный процесс.

Для цитирования: Соловьев И.Г., Лапик О.И., Говорков Д.А. Гидродинамика переходных процессов в скважине, обустроенной электроцентробежным насосом // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 50–60. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4109

UDC 622.279:681.5

DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4109

Hydrodynamics of transient processes in a well with an electric submersible pump

I.G. Solovyev[✉], O.I. Lapik, D.A. Govorkov

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

[✉] igsolovyev123@gmail.com

Abstract

The relevance. The problem of increase in efficiency of algorithms for monitoring and controlling the dynamic operation modes of wells equipped with an electric submersible pump with adjustable supply. The result summarizes and develops the previously published solution on the design of a dynamic well model, through the transition from linearized correlations to quadratic relationships between states at key points of a lift. These points properly reflect the observed forms of behavior in transient and equilibrium operating modes at full start-stop control ranges. **The main aim.** Updated description of a comprehensive quadratic barometric model of the «reservoir–lift–electric pump–well head» type well, focused on the tasks of automatic control and regulation in real time. **Objects.** Wells with frequency-regulated submersible pump. **Methods.** Material balance, percolation, hydrostatics, quadratic kinetics of friction losses, numerical modeling of differential equations, finite-dimensional description of the complex hydrodynamics of the well, taking into account the potential and kinetic head losses in the lift. **Results:** (1) Updated mathematical description of the hydrodynamics of the well with an electric submersible pump creates the basis for: a) more reliable solution of inverse problems of parametric model support according to the data of field control, b) refined assessment of the adjustment potential, predicting the dynamics of a possible system output beyond the boundaries of functional stability, c) technologies of numerical and analytical design of optimal solutions when selecting the parameters of arrangement and laws of operational regulation, d) synthesis of dynamic observers of an extended state vector synchronously operating with the dynamics of controlling well-head and deep pressure. (2) The results of the computational analysis demonstrate a complex behavior that does not match the graph of the inflow and pump supply, when changing the frequency and wellhead pressure. This explains the observed effect of the multi-tempoity of transient processes during starts and stops and possible instability of the supply with a sharp decrease in frequency. (3) Estimates of discrepancy between the solutions for a quadratic model and a linearized prototype indicate an increase in errors of linearized analysis with strong deviations of operating modes from the equilibrium-calculated states. The refinements in dynamically disturbed operating modes delivered by the updated model are important for improving the reliability of operational control systems and parametric estimation for data control mode states.

Keywords: Inflow hydrodynamics, lift, electric submersible pump, model, hydrodynamic pressure loss, frequency control, complicating factors, transient process.

For citation: Solovyev I.G., Lapik O.I., Govorkov D.A. Hydrodynamics of transient processes in a well with an electric submersible pump. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 50–60. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4109

Введение

Современные средства обустройства скважин глубиной и устьевой телеметрии [1, 2] с частотно регулируемым электроцентробежным насосом (ЭЦН) [3] создают реальную основу для построения автономных энергетически эффективных и надёжных систем управления технологиями нефтедобычи [4–6]. В основе конструирования новых оптимальных решений лежит комплексная математическая модель скважины, устанавливающая связь между параметрическими настройками системы, входными управляющими воздействиями и выходными режимными состояниями. Среди множества моделей и инструментальных средств моделирова-

ния подавляющее число – это модели равновесных состояний, которые воспроизводят входо-выходные связи, игнорируя кривые переходных процессов [7–10]. Это связано с традиционной практикой применения моделей в задачах выбора технологического режима и параметров обустройства скважин на длительный период работы ЭЦН до отказа [11].

Анализ переходных режимов есть базовая технология оценки ключевых параметров притока для управления процессом разработки [12–14] и упомянутых задач обустройства. Иначе говоря, рассматриваемая комплексная гидродинамическая модель является, прежде всего, основой для задач ак-

туального сопровождения дрейфующих параметров скважины методами параметрической идентификации в условиях реальной эксплуатации [15]. Однако наличие инструментов оперативного регулирования подачи расширяет круг вопросов управления с контролем переходных режимов. В отличие от методов анализа динамики притока в гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС) [16, 17], рассматриваемая барометрическая модель одновременно учитывает взаимовлияние динамики притока и подъёмника как в пуско-остановочных режимах, так и при любых допустимых вариациях частоты.

Предложенный результат развивает и обобщает полученные ранее решения [18] на основе перехода от линейных корреляций к «классической» квадратичной гидродинамике связей [19], точнее описывающих кинетику потери напора в сегментах конструкции подъёмника на полных «пуско-остановочных» вариациях состояний системы. Переход к квадратичной гидродинамике делает целесообразным введение универсальной квадратичной аппроксимации напорной характеристики насоса и более общей квадратичной модели притока [20]. В отличие от [18], важное уточнение нового описания – учёт функции объёмного коэффициента нефти с дополнительной настройкой коэффициентов разгазирования, что корректирует оценки удельного веса жидкой фазы потока, неодинаковые для «низа» и «верха» подъёмника, которые, в свою очередь, зависят от изменчивости барометрических режимов эксплуатации скважины.

Действие осложняющих факторов, учитываемое ранее [21] дрейфами параметров износа, засорения рабочей зоны насоса, ростом гидросопротивления насосно-компрессорной трубы (НКТ) из-за осадконакоплений, в новом описании дополняется учётом вязкости газожидкостной смеси (ГЖС), снижающей объем подачи вследствие роста момента сопротивления на валу двигателя.

Несмотря на предпринятые уточнения и «квадратичные осложнения» алгоритмическая и вычислительная реализации новой модели заметно не усложняется, что позволяет применять новые решения в технологиях замкнутого регулирования [22–24] и наблюдения [25–27] в режиме реального времени.

Гидродинамическая модель

Функциональная схема приведённой к вертикали конструируемой модели скважины, изображённая на рис. 1, определяет основные параметры и входо-выходные (режимные) состояния системы.

Параметры призабойной зоны (ПЗ):

- $\langle p_R, H_R, r(1), r(2) \rangle$ – давление на контуре питания [МПа]; глубина забоя [м]; гидросопротивления

переходов «ПЗ–забой» и «пласт–ПЗ», соответственно $[м^3/(МПа \cdot сут.)]$.

Параметры обустройства:

- $\langle H_N, q^0, h^0 \rangle$ – глубина подвески [м]; номинал производительности $[м^3/сут.]$ и напора [м] выбранного типоразмера ЭЦН.

Гидросопротивления сегментов конструкции:

- $\langle r_K, r_N, r_T \rangle = \langle \rho_K(H_R - H_N), \rho_N H_N, \rho_T H_N \rangle$, включая низ обсадной колоны, НКТ, затрубье от подвески до устья, где $\langle \rho_K, \rho_N, \rho_T \rangle$ – соответствующие им удельные гидросопротивления $[сут.^2/м^6]$.

Учёт действий осложняющих факторов:

- $r_S(t)$ – дополнительное гидросопротивление подъёмника вследствие осадконакоплений $[сут.^2/м^5]$; $v_q(t), v_h(t) \leq 1$ – мультипликаторы снижения номинала по производительности и напору вследствие засорения и абразивного износа [ед.].

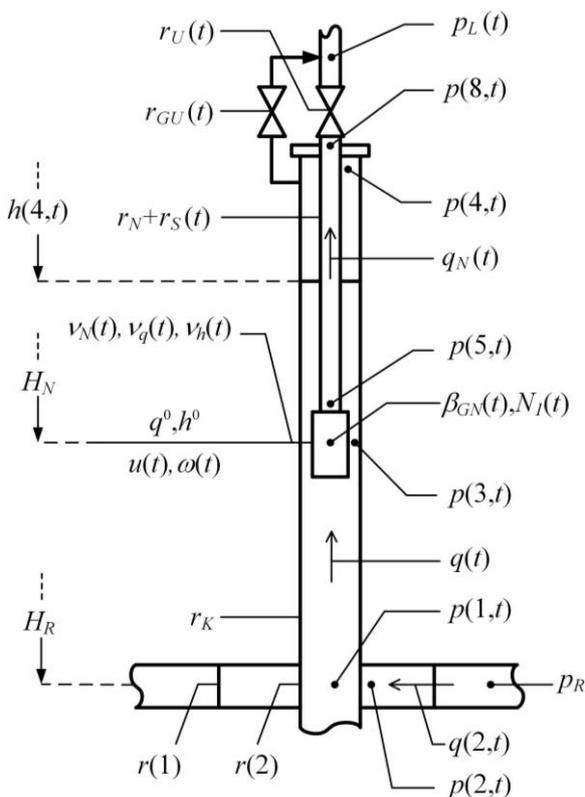


Рис. 1. Функциональная схема нефтяной скважины с ЭЦН
Fig. 1. Functional chart of an oil well with an electric submersible pump (ESP)

Функциональный множитель деформации мощностной характеристики насоса вследствие износа, засорения и изменения вязкости ГЖС представлен в виде:

$$v_N(t) = 1 + \alpha_{N1}(1 - v_q(t)) + \alpha_{N2} \left(\frac{\mu_C(t)}{\mu_{C0}} - 1 \right) - \alpha_{N3}(1 - v_h(t)), \quad (1)$$

где отношение $\mu_C(t)/\mu_{C0}$ учитывает отличие реальной вязкости потока от расчётно-номинального уровня [28]; $\alpha_{N1}, \alpha_{N2}, \alpha_{N3}$ – настроечные параметры чувствительности кривой мощности потребления к уровню действия осложняющих факторов [ед.].

Управляющие воздействия (входы):

- $u(t)=\{1,0\}$ – командный сигнал управления типа {пуск, останов}; $\omega(t) \in [0,3;1,3]$ – регулируемая относительная частота питающего напряжения [ед.]; $\langle r_U(t), r_{GU}(t) \rangle$ – гидросопротивления устьевого штуцера и перепускного клапана [сут.²/м⁵].

К числу управляющих воздействий также следует отнести параметры обустройства, подбираемые при замене отказавшего оборудования.

Регулируемые режимные состояния системы (выходы):

- $\langle p(2,t), p(1,t), p(3,t), p(4,t), p(5,t), p(8,t) \rangle$ – давления в ключевых точках подъёмника, включая давление в ПЗ, на забое, у приёма, газа в затрубном пространстве, на выкиде насоса, на выходе НКТ соответственно [МПа]; $\langle q(t), q_N(t) \rangle$ – объёмный приток в забой и расход жидкой фазы в НКТ (подача) в нормальных термобарических условиях (НТБ) [м³/сут.]; $H(4,t)$ – динамический уровень раздела фаз в затрубье [м].

Основные расчетные соотношения

Комплексная модель скважины объединяет:

- линейную динамическую модель притока в ПЗ:

$$\tau(2) \frac{d}{dt} p(2,t) = q(2,t) - q(t),$$

или

$$T(2) \frac{d}{dt} p(2,t) = p_R - p(2,t) - r(2)q(t),$$

где $q(2,t)$ – объёмный приток в ПЗ [м³/сут.]; $\tau(2)$ – объёмная гидроупругость ПЗ [(МПа·сут.²)/м³] [28]; $T(2) = \tau(2)r(2)$ – постоянная времени ПЗ [сут.].

- квадратичную модель притока в забой:

$$p(2,t) - p(1,t) = r(1)q(t) + cY_G(t)q(t)^2, \quad (2)$$

где $Y_G(t) = (1 - \beta(t))\chi_G p_0 G$ – весовая доля растворённого газа в нефти [МПа/м]; $\chi_G p_0$ – удельный вес газа в НТБ [МПа/м] при атмосферном давлении $p_0 \approx 0,1$ [МПа]; G – газовый фактор нефти [м³/м³] [29, 30]; $\beta(t)$ – объёмная доля воды (обводнённость) в потоке [ед.]; c – параметрическая настройка квадратичной модели [сут.²/м⁵].

- модель нижнего сегмента колонны (потери напора в интервале $[H_N, H_R]$):

$$p(3,t) = p(1,t) - \frac{\gamma(t)}{b_\beta(3,t)} (H_R - H_N + r_K q(t)^2), \quad (3)$$

где $\gamma(t) = (1 - \beta(t))\gamma_O + \beta(t)\gamma_W$ – удельный вес жидкости, приведённый к НТБ, образованный долями удельных весов нефти – γ_O и воды – γ_W [МПа/м].

Если $b_O = 1 + \alpha_b G$ – объёмный коэффициент нефти в условиях пласта [ед.], когда выполнено $p_R > p_{GO}$, где p_{GO} – давление насыщения [МПа] [29, 30], тогда объёмный коэффициент жидкой фазы в условиях давления $p(3,t)$ будем оценивать выражением:

$$b_\beta(3,t) = 1 + (1 - \beta(t))\alpha_b G (1 - \alpha_G(3)\varphi_G(p(3,t))), \quad (4)$$

где $\varphi_G(p(3,t)) = \left(\frac{p_{GO} - p(3,t)}{p_{GO} - p_0} \right)_+$ – линейная аппроксимация функции потенциала разгазирования в условиях давления $p(3,t)$, а $\alpha_G(3)$ – настроечный коэффициент [ед.].

• потери напора в линии НКТ:

$$p(5,t) = p(8,t) + \frac{\gamma(t)}{b_\beta(8,t)} (H_N + (r_N + r_S(t))q_N(t)^2) \quad (5)$$

и на устьевом штуцере:

$$p(8,t) = p_L(t) + r_U(t) \frac{\gamma(t)}{b_{\beta L}(t)} q_N(t)^2, \quad (6)$$

где объёмные коэффициенты жидкости в условиях близких давлений: $p(4,t) \approx p(8,t) \approx p_L(t)$, подобно (6), далее будут упрощенно оцениваться по выражению:

$$b_\beta(4,t) \approx b_\beta(8,t) \approx b_{\beta L}(t) = 1 + (1 - \beta(t))\alpha_b G (1 - \varphi_G(p_L(t))), \quad (7)$$

в котором $p_L(t)$ – контролируемое противодействие нефтесборного коллектора [МПа].

- в условиях (7), модели динамики уровня и давления в затрубном пространстве с площадью проходного сечения S_T [м²], обусловленных работой газосепаратора на входе центробежного насоса, вводятся соотношениями:

$$S_T \frac{d}{dt} H(4,t) = b_{\beta L}(t) (q_N(t) - q(t)),$$

$$p(4,t) = p_L(t) + r_{GU} u(t) \omega(t) a_{GU} (p_{GO} - p(3,t))_+^2 q(t)^2, \quad (8)$$

где $a_{GU} = \frac{1}{\chi_G p_L(t)} \left(\frac{k_S Y_G(t) \alpha_G(3)}{p_{GO} - p_0} \right)^2$, $k_S \approx 0,7$ – ко-

эффициент сепарации [ед.], а $\chi_G p_L(t)$ – удельный вес газа [МПа/м] в условиях $p_L(t)$.

- модель частотно-регулируемого ЭЦН описывается графиками аппроксимации: напорной характеристики в условиях давления $p(3,t)$:

$$p(5,t) - p(3,t) = \frac{\gamma(t)}{b_\beta(3,t)} \times \left[u(t)v_h(t)h^0 \left(\omega(t)^2 \lambda_0 - \omega(t)\lambda_1 \frac{q_N(t)}{v_q(t)q^0} - \lambda_2 \left(\frac{q_N(t)}{v_q(t)q^0} \right)^2 + (1-u(t))r_p(q_N(t))^2 \right) \right] \quad (9)$$

и мощности потребления в условиях $p(3,t)$ и уровня деформации $v_N(t)$ (1):

$$N_1(t) = \frac{u(t)\gamma(t)v_N(t)q^0h^0}{b_\beta(3,t)\eta_N(\omega(t))} \times \left(\omega(t)^3 \lambda_3 + \omega(t)^2 \lambda_4 \frac{q_N(t)}{v_q(t)q^0} + \omega(t)\lambda_5 \left(\frac{q_N(t)}{v_q(t)q^0} \right)^2 + \lambda_6 \left(\frac{q_N(t)}{v_q(t)q^0} \right)^3 \right)$$

Здесь $\langle v_q(t)q^0, v_h(t)h^0 \rangle$ – возмущённые состояния номинальных параметров выбранного типоразмера центробежного насоса по производительности и напору, приобретённые вследствие засорения и абразивного износа за длительный период работы, r_p – гидросопротивление запорного клапана противоток на выкиде насоса [сут.²/м⁵] (в исправном состоянии выполнено: $r_p \approx \infty$), $\langle \lambda_0, \lambda_1, \lambda_2 \rangle$ – параметры квадратичной аппроксимации нормированной напорной характеристики ЭЦН [ед.], $\eta_N(\omega(t))$ – функция КПД насоса, учитывающая вариацию частоты [ед.], $\langle \lambda_3, \lambda_4, \lambda_5, \lambda_6 \rangle$ – параметры кубической аппроксимации нормированной мощностной характеристики ЭЦН [ед.].

Если номинал потребляемой насосом мощности при перекачке жидкости с удельным весом $\gamma(t)$ оценивается выражением $N_1^0 = \gamma(t)q^0h^0/\eta_N^0$, где η_N^0 – номинальное значение КПД насоса, то в условиях осложнений номинал потребления изменяется – $v_N(t)N_1^0$, равно как и КПД системы на смещённых частотах [31]:

$$\begin{cases} \eta_N(\omega(t)) = \eta_N^0 / (1 + \Delta\eta_N(\omega(t))); \\ \Delta\eta_N(\omega(t)) = \alpha_{\eta_L}(\omega_{\eta_L} - \omega(t))_+ + \alpha_{\eta_R}(\omega(t) - \omega_{\eta_R})_+, \end{cases}$$

где $\omega \in [\omega_{\eta_R}, \omega_{\eta_L}] \subset [0,96; 1,04]$, $\alpha_{\eta_R}, \alpha_{\eta_L}$ – настроечные параметры функции снижения КПД на смещённых частотах [ед.].

Ограничения

Управление режимами эксплуатации с использованием барометрической модели во многом свя-

зано с контролем границ ограничений переменных состояний по газовому фактору. Следуя [32], введём два ограничения:

- $\beta_{GN}(t) \leq \beta_G^{LIM}$ – предельно допустимая объёмная доза свободного газа у первой ступени насоса;
- $h(4,t) = H_N - H(4,t) \geq h^{LIM}$ – минимально необходимый уровень столба жидкой фазы над приёмом насоса.

Нарушение данных условий переводит систему в предаварийное состояние срыва подачи (СП).

Если объёмную долю газа у приёма насоса оценивать по выражению [30]:

$$\beta_G(3,t) = \frac{q_G(3,t)}{q(t) + q_G(3,t)} = \frac{\mu_R(3,t)(p_{GO} - p(3,t))_+}{p(3,t) + \mu_R(3,t)(p_{GO} - p(3,t))_+},$$

где $\mu_R(3,t) = (1 - \beta(t))G \frac{\alpha_G(3)p_0}{p_{GO} - p_0}$,

то соответствующая доля у первой ступени после работы газо-сепаратора будет оцениваться по выражению:

$$\beta_{GN}(t) = \frac{\mu_{RS}(t)(p_{GO} - p(3,t))_+}{p(3,t) + \mu_{RS}(t)(p_{GO} - p(3,t))_+},$$

где $\mu_{RS}(t) = (1 - k_S u(t) \sqrt{\omega(t)}) \mu_R(3,t)$.

Ограничение по свободному газу проще контролировать через давление у приёма $p(3,t)$ по условию:

$$p(3,t) \geq p_G(3) = \frac{\mu_{RS}(t)}{\mu_{RS}(t) + \alpha_\beta} p_{GO},$$

где $\alpha_\beta = \frac{\beta_G^{LIM}}{1 - \beta_G^{LIM}}$ – настроечный параметр, зависящий от предельной доли газа на первой ступени ЭЦН [ед.].

В случае измерения пары $\langle p(3,t), p(4,t) \rangle$ контроль динамического уровня над приёмом, с учётом (7), удобнее осуществлять по условию:

$$h(4,t) = \frac{b_{\beta_L}(t)}{\gamma(t)} (p(3,t) - p(4,t)) \geq h^{LIM}.$$

Вычислительный анализ

Представленные ниже графики переходных процессов переменных состояний есть результаты вычислительного анализа работы не фонтанирующей скважины с параметрами и режимами, характерными для скважин Среднего Приобья. Параметрические настройки линеаризованного аналога модели (подробнее в [18]), совмещённого с квадра-

точной в точке номинала по состояниям (2)–(9), указаны в таблице. Возмущения, связанные с возможным действием осложняющих факторов, при моделировании не учитывались.

На рис. 2 отражена динамика состояний в пуско-остановочных режимах работы и в условиях

«аварийного» сброса давления на устье ($p_L(t) \rightarrow p_0$). На рис. 3 приведены графики реакции систем на пробные частотные возмущения. Квадратичная модель – сплошные линии, линеаризованный аналог – пунктирные. Детализация зон сравнительного анализа вынесена и увеличена.

Таблица. Параметрические настройки моделей

Table. Parameters of the models

Параметры модели скважины/Well model parameters							
Параметр/Parameter	H_R	H_N	p_R	q	p_L	β	G
Значение/Value	3000	2600	23,8	80	1,5	0,28	200
Ед. измерения/Units	м/м	м/м	МПа/МПа	м ³ /сут./m ³ /day	МПа/МПа	ед./units	м ³ /м ³ /m ³ /m ³
Параметр/Parameter	γ_w	γ_0	p_{c0}	χ_G	b_0	$\alpha_G(3)$	S_T
Значение/Value	0,0105	0,0068	19,04	$0,8 \cdot 10^{-4}$	1,28	0,3	0,0012
Ед. измерения/Units	МПа/м/МПа/м		МПа/МПа	м ⁻¹ /м ⁻¹	ед./units		м ² /м ²
Параметры модели ЭЦН/ESP model parameters							
Параметр/Parameter	q^0	h^0	λ_0	λ_1	λ_2	h^{LIM}	β_G^{LIM}
Значение/Value	80	2063	1,7	0,28	0,42	100	0,25
Ед. измерения/Units	м ³ /сут./m ³ /day	м/м	ед./units			м/м	ед./units
Настройки параметров гидросопротивления сегментов квадратичной модели Segment hydraulic resistance settings of the quadratic model							
Параметр/Parameter	$r(1)$	$r(2)$	r_K	r_N	r_U	r_{GU}	c
Значение/Value	0,075	0,0304	0,002	0,026	0,018	0,0195	0,35
Ед. измерения/Units	м ³ /(МПа·сут.)/m ³ /(MPa·day)			сут. ² /м ⁵ /day ² /m ⁵			
Настройки параметров гидросопротивления сегментов линейной модели Segment hydraulic resistance settings of the linear model							
Параметр/Parameter	$r(1)$	$r(2)$	r_K	r_N	r_U	r_{GU}	
Значение/Value	0,1076	0,0304	0,16	2,08	1,5	3	
Ед. измерения/Units	м ³ /(МПа·сут.)/m ³ /(MPa·day)			сут/м ² /day/m ²			
Настройки параметров динамического блока/Parameters of dynamic block							
Параметр/Parameter	$T(2)$		Δt			t_F	
Значение/Value	0,3		0,0006			1,8	
Ед. измерения/Units	сут./day						

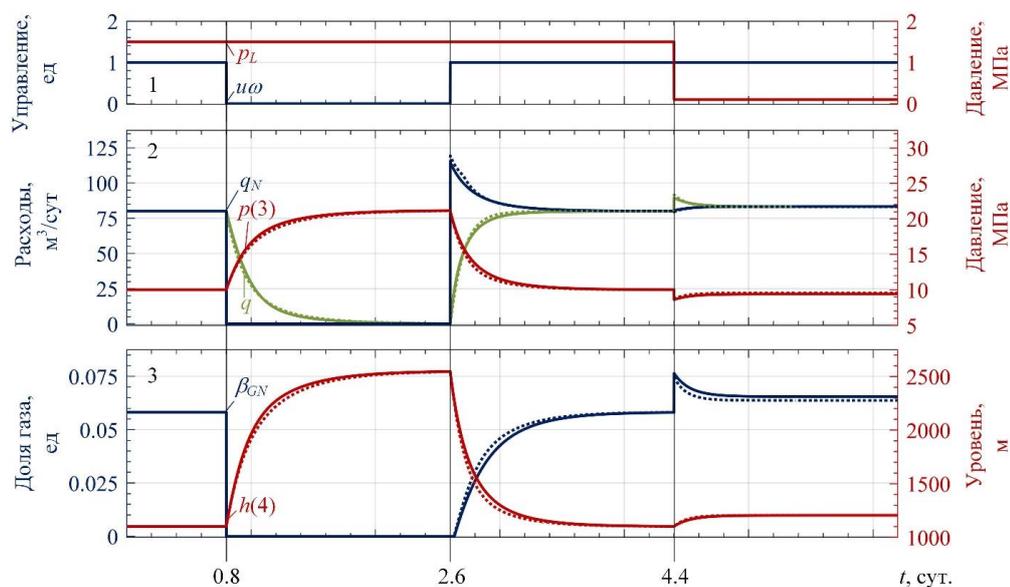


Рис. 2. Графики динамики переходных процессов в пуско-остановочных режимах работы
Fig. 2. Graphs of the dynamics of transient processes in start-stop operation modes

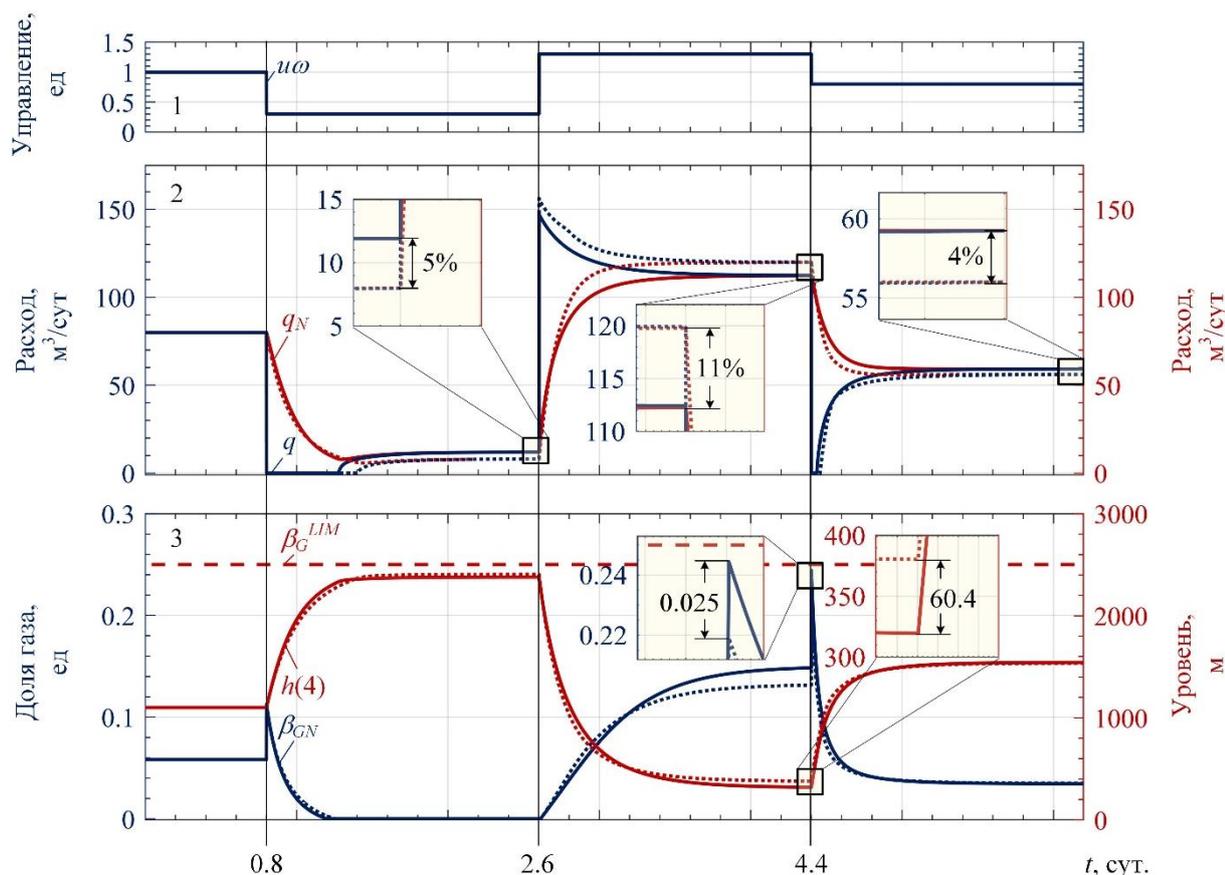


Рис. 3. Графики реакции систем на пробные частотные возмущения
Fig. 3. Graphs of the reaction of systems to frequency disturbances

Основные результаты вычислительного анализа, следующие из графиков:

1. Обе модели в пуско-остановочных режимах демонстрируют сходную динамику поведения, с небольшими различиями после моментов скачкообразных возмущений ($t=2,6$ – повторный пуск, $t=4,4$ – разгерметизация устья). Идентичность поведения в равновесных состояниях легко объясняется условиями настройки (совпадения) прототипа в точке номинала, когда $u(t) \cdot \omega(t)=1$, и отсутствием подачи $q_N(0)=0$ при $u(t) \cdot \omega(t)=1$, когда кинетические потери, а следовательно, и их отличия, обнуляются.
2. Различия равновесных и динамических состояний более заметны при частотных возмущениях (рис. 3, 1). Анализ графиков свидетельствует об увеличении расхождений кривых состояний с отдалением от номинала $\omega(t)=1$.

Так, при снижении частоты в момент $t=0,8$ до значения $\omega(t)=0,3$ подача по НКТ при резком снижении напора насоса обнуляется, а спадающий приток идёт на заполнение затрубного пространства. Подача возобновляется с подъёмом подпора на забое и давления у приёма до уровня $p(3,t)=19,52$ в момент $t=1,27$ (в случае линейного

прототипа $p(3,t)=19,76$ при $t=1,39$). Проценты расхождений объёмов подач (рис. 3, 2), отнесённые к уровню номинала, для квадратичной модели и линейного прототипа в равновесных состояниях при $\omega \in \{0,3; 1,3; 0,8\}$ составляют: $\delta q_N \in \{5; 11; 4\}$ %. Расхождение расчёта по состояниям равновесных уровней, например $\Delta h(4,t)=60,4$ м при $t=4,4$ (рис. 3, 3), может быть критичным по критерию срыва подачи.

Обращают на себя внимания два обстоятельства:

- импульсный всплеск объёмной доли газа на первой ступени (рис. 3, 3) при резком снижении частоты с $\omega(t)=1,3$ до $\omega(t)=0,8$ в момент времени $t=4,4$, что объясняется снижением эффективности работы газо-сепаратора при переходе на пониженные частоты с одновременным сохранением изначально высокой доли газа у приёма, обусловленной предыдущим режимом работы с $\omega(t)=1,3$. Импульс газа с ростом забойного давления быстро спадает и переходит к более низкому равновесному состоянию $\beta_{GN}(t) \rightarrow 0,035$;
- «альтернативная» гидродинамика подачи $q_N(t)$ и притока $q(t)$ в условиях скачкообразных смен частот (рис. 3, 2) $t_i \in \{0,8; 2,8\}$ и при «сбросе» давления на устье $p_L(t) \rightarrow p_0 \approx 0,1$ МПа (рис. 2) в

момент $t=4,4$ схожа на графике, но противоположна по сути.

При скачкообразном росте частоты нагрузка на насос $p(5,t)-p(3,t)$ не успевает измениться, а скачкообразное смещение графика напорной характеристики адекватно изменяет подачу с «быстрым» забором жидкости из затруба и соответствующим снижением уровня над приёмом насоса $h(4,t)$.

При сбросе давления на устье возникает скачкообразный рост притока, адекватный снижению забойного давления. Подача насоса в этот момент и его напорная характеристика остаются неизменными, и весь добавочный приток пополняет уровень затрубного пространства с постепенным переходом системы к новому равновесному состоянию с плавным увеличением подачи.

Выводы

1. Обновлённое описание гидродинамики скважины [19] точнее и детальнее отражает логически связанную картину поведения системы как в равновесных, так и в переходных режимах при отработке частотно управляемых воздействий.
2. Комплексное взаимодействие режимных состояний и процессов на забое, в подъёмнике, насосе и на устье, фиксируемое данными контроля устьевого и глубинной телеметрии, создает основу для построения более надёжных алгоритмов замкнутого управления и оценивания дрейфующих параметров модели в режиме реального времени без остановки ЭЦН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A review of downhole wireless technologies and improvements / B. Bouldin, A. Al-Shmakhy, A.K. Bazuhair, M.H., Alzaabi J.A. Fellinghaug // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – UAE, 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/207466-MS> (дата обращения 28.01.2023).
2. System engineering recommendations to improve intelligent completions / R. Nelson, E. Handley, J. Joubran, R. Musayev, D. Patel // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – USA, 2022. URL: <https://doi.org/10.2118/209965-MS> (дата обращения 01.02.2023).
3. Обзор вопросов эксплуатации установок ЭЦН // ROGTEC. URL: https://www.rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/08_ESP_pumps_russia.pdf (дата обращения 08.02.2023).
4. Case study toward digital oil field: how the ESP operation is changing by using automatic well models in PDO's ESP fields / A. Bimani, R. Kulkarni, C.Y. Lee, V. Giuliani, M. Musallami, A. Awaid, N. Kamyani, N. Kumar, R. Gala // SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium. – USA, 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/194414-MS> (дата обращения 08.02.2023).
5. Effective use of real-time remote monitoring system in offshore oil wells optimization, case study from Gulf of Suez – July field / R.A.F. Sayed, S.M. Hashim, E.S. Shahin, M.H. Abd-Elmaksoud // Offshore Technology Conference. – USA, 2020. URL: <https://doi.org/10.4043/30610-MS> (дата обращения 10.02.2023).
6. Case study: predicting electrical submersible pump failures using artificial intelligence and physics-based hybrid models / S. Silvia, Y. Gilad, T.A. Wilson, B. Akbari, E.R. Furlong // SPE Symposium: Leveraging Artificial Intelligence to Shape the Future of the Energy Industry. – Saudi Arabia, 2023. URL: <https://doi.org/10.2118/214462-MS> (дата обращения 10.02.2023).
7. Petroleum Experts Integrated Production Modelling software. URL: <http://www.petex.com> (дата обращения 10.02.2023).
8. PIPESIM. Steady State Multiphase Flow Simulator. URL: <http://www.software.slb.com/products/pipesim> (дата обращения 11.02.2023).
9. Программный комплекс «Автотехнолог» и интеллектуальные устройства на его основе / Ю.А. Донской, А.А. Сабиров, В.Н. Ивановский, И.Н. Герасимов, К.И. Клименко // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2020. – № 9–10. – С. 20–26.
10. «ЭРА: Добыча» – интегрированная платформа для повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин / А.А. Шушаков, А.В. Билинчук, Н.М. Павлечко, Ф.Н. Халиков, А.Г. Сулейманов, А.Н. Ситников, А.А. Слабечкий, Н.Ф. Тепляков, Н.П. Сарапуло, Д.А. Шестаков, Р.Ю. Мансафов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 60–63.

3. Приведённые примеры вычислительного анализа демонстрируют сложную и априорно скрытую картину поведения с «эффектом разнотемповости» переходных режимов на пусках и остановках, объясняя (и упреждая) возможные причины нестабильной подачи при ступенчатой смене частоты.
4. Предпринятая детализация и связанные с ней «квадратичные» усложнения заметно не «утяжеляют» схему вычислительного анализа гидродинамики скважины с ЭЦН, что делает возможным реализовывать такие модели в реальном времени в рамках информационных ресурсов цеха добычи, в виде динамического наблюдателя расширенного вектора режимных состояний скважины. Возможность автоконтроля ограничений по газу и динамическому уровню повышает функциональную надёжность работы системы, упреждая её выход в нерезимные состояния срыва подачи.
5. Оценки расхождения решений для квадратичной модели и линеаризованного прототипа свидетельствуют о возможных ошибках линеаризованного анализа при сильных отклонениях режимов работы от расчётно-равновесных состояний. Доставляемые обновлённой моделью уточнения на динамически возмущённых режимах работы важны для повышения надёжности решений задач оперативного регулирования и параметрического оценивания по контролю данных реальной эксплуатации.

11. Справочник по добыче нефти / В.В. Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов и др. – М.: Изд-во ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
12. Edet Ita O., Appah D. A Computational model for wells' performance analysis // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition. – Nigeria, 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/208249-MS> (дата обращения 10.02.2023).
13. Digital transformation and automation of flow assurance engineering workflows using digital field twin / H. Patel, J. Cai, G. Noiray, S. Bhowmik // Offshore Technology Conference. – USA, 2021. URL: <https://doi.org/10.4043/31017-MS> (дата обращения 11.02.2023).
14. Unifying of steady state and transient simulations methodologies for increasing oil production of integrated network of wells, pipeline and topside processing equipment / Z. Ali, A. Anuar, N. Grippo, N.E. Ramli, N. Rahim // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – UAE, 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/207470-MS> (дата обращения 11.02.2023).
15. Соловьев И.Г., Константинов И.В., Говорков Д.А. Оптимизация параметров обустройства и режима эксплуатации скважины с ЭЦН в условиях осложнений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 9 (554). – С. 28–35.
16. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: Изд-во Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.
17. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 10. – С. 26–32.
18. Модель переходных процессов в скважине с частотно-регулируемым электроцентробежным насосом / И.Г. Соловьев, Д.А. Говорков, С.С. Балашевский, Ю.А. Ведерникова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 1. – С. 110–120.
19. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 296 с.
20. Подземная гидравлика / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Изд-во «Недра», 1986. – 303 с.
21. Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Цибульский В.Р. Идентификация гидродинамической модели скважины с электроцентробежным насосом по данным контроля возмущённых режимов эксплуатации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 181–192.
22. Modeling and automatic control in artificial lift using smart fields technologies / L.H. Torres, L.D. Souza, L. Schnitman, H.A. Lepikson // SPE Artificial Lift Conference – Latin America and Caribbean. – Brazil, 2015. URL: <https://doi.org/10.2118/173967-MS> (дата обращения 05.02.2023).
23. Tulalian R., Keever E., Rastogi A. Shell appomattox model-based operations from design to production: a game changer in GoM deepwater operation // Offshore Technology Conference. – USA, 2020. URL: <https://doi.org/10.4043/30838-MS> (дата обращения 10.02.2023).
24. Luenberger D.G. Introduction to dynamic systems, theory, models, and applications. – New York: John Wiley & Sons Publ., 1979. – 446 p.
25. Шабонас А.Р., Горидько К.И. Обзор подходов к реализации алгоритма виртуального расходомера на скважинах, оборудованных установками электроцентробежного насоса // Нефтепромысловое дело – 2022. – № 1 (637). – С. 33–41.
26. Advanced thermo-fluid dynamic well model for RTVFM flow rates estimation / E. Grelli, F. Ursini, E. Vignati, A. Piccolo // SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition. – UAE, 2023. URL: <https://doi.org/10.2118/212685-MS> (дата обращения 10.02.2023).
27. Commingled Well Test Analysis (CWTA) and its application to assess health of Multiphase Flow Meters (MPFM) for deep water conventional assets / S. Patra, K. Kedia, D. Gollu, J. Gantt, T. Long // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – UAE, 2022. URL: <https://doi.org/10.2118/211416-MS> (дата обращения 11.02.2023).
28. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти: (расчет и конструкция). – М.: Изд-во «Недра», 1968. – 272 с.
29. Справочная книга по добыче нефти / Г.Е. Рябухин, Ш.К. Гиматулинов, В.Н. Мамуна и др. – М.: Изд-во «Недра», 1974. – 704 с.
30. Алиев З.С., Самуйлова Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Изд-во «МАКС Пресс», 2011. – 340 с.
31. Михайлов А.К., Малюшенко В.В. Лопастные насосы. Теория, расчёт и конструирование. – М.: Изд-во «Машиностроение», 1977. – 288 с.
32. Соловьев И.Г., Константинов И.В., Говорков Д.А. Многорежимная частотная оптимизация для скважин с электроцентробежным насосом // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 203–211.

REFERENCES

1. Bouldin B., Al-Shmakhy A., Bazuhair A.K., Alzaabi M.H., Fellinghaug J.A. A Review of Downhole Wireless Technologies and Improvements. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. UAE, 2021. Available at: <https://doi.org/10.2118/207466-MS> (accessed 28 January 2023).
2. Nelson R., Handley E., Joubran J., Musayev R., Patel D. System Engineering Recommendations to Improve Intelligent Completions. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. USA, 2022. Available at: <https://doi.org/10.2118/209965-MS> (accessed 1 February 2023).
3. Overview of Operating ESP Systems. *ROGTEC*. Available at: https://www.rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2014/09/08_ESP_pumps_russia.pdf (accessed 8 February 2023).
4. Bimani A., Kulkarni R., Lee C.Y., Giuliani V., Musallami M., Awaid A., Kamyani N., Kumar N., Gala R. Case study toward digital oil field: how the ESP operation is changing by using automatic well models in PDO's ESP fields. *SPE Gulf Coast Section*

- Electric Submersible Pumps Symposium*. USA, 2019. Available at: <https://doi.org/10.2118/194414-MS> (accessed 8 February 2023).
5. Sayed R.A.F., Hashim S.M., Shahin E.S., Abd-Elmaksoud M.H. Effective use of real-time remote monitoring system in offshore oil wells optimization, case study from Gulf of Suez – July field. *Offshore Technology Conference*. USA, 2020. Available at: <https://doi.org/10.4043/30610-MS> (accessed 10 February 2023).
 6. Silvia S., Gilad Y., Wilson T.A., Akbari B., Furlong E.R. Case study: predicting electrical submersible pump failures using artificial intelligence and physics-based hybrid models. *SPE Symposium: Leveraging Artificial Intelligence to Shape the Future of the Energy Industry*. Saudi Arabia, 2023. Available at: <https://doi.org/10.2118/214462-MS> (accessed 10 February 2023).
 7. *Petroleum Experts Integrated Production Modelling software*. Available at: <http://www.petex.com> (accessed 10 February 2023).
 8. *PIPESIM. Steady State Multiphase Flow Simulator*. Available at: <http://www.software.slb.com/products/pipesim> (accessed 10 February 2023).
 9. Donskoy Y.A., Sabirov A.A., Ivanovskiy V.N., Gerasimov I.N., Klimenko K.I. The Autotechnolog Software and Intellectual Devices on Its Basis. *Oil and gas territory*, 2020, no. 9–10, pp. 20–26. In Rus.
 10. Shushakov A.A., Bilinchuk A.V., Pavlechko N.M., Khalikov F.N., Suleymanov A.G., Sitnikov A.N., Slabetski A.A., Teplyakov N.F., Sarapulov N.P., Shestakov D. A., Mansafov R.Y. ERA: production – an integrated platform for increasing the efficiency of the operation of the artificial lift and oil fields. *Oil Industry Journal*, 2017, no. 12, pp. 60–63. In Rus.
 11. Andreev V.V., Urazakov K.R., Danilov V.U., Sahibgareev R.S., Vagapov S.Y., Gabdrahmanov N.H., Minlikaev V.Z. *Spravochnik po dobyche nefiti* [Handbook of Oil Production]. Moscow, ООО «Nedra-Biznescentr» Publ., 2000. 371 p.
 12. Edet I.O., Appah D.A Computational Model for Wells’ Performance Analysis. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. Nigeria, 2021. Available at: <https://doi.org/10.2118/208249-MS> (accessed 10 February 2023).
 13. Patel H., Cai J., Noiray G., Bhowmik S. Digital transformation and automation of flow assurance engineering workflows using digital field twin. *Offshore Technology Conference*. USA, 2021. Available at: <https://doi.org/10.4043/31017-MS> (accessed 11 February 2023).
 14. Ali Z., Anuar A., Grippo N., Ramli N. E., Rahim N. Unifying of steady state and transient simulations methodologies for increasing oil production of integrated network of wells, pipeline and topside processing equipment. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. UAE, 2021. Available at: <https://doi.org/10.2118/207470-MS> (accessed 11 February 2023).
 15. Solovyev I.G., Konstantinov I.V., Govorkov D.A. Optimization of equipment parameters and a well operational mode with ESP under conditions of complications. *Automation, telemechanization and communication in oil industry*, 2019, no. 9 (554), pp. 28–35. In Rus.
 16. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I. *Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* [Geophysical and hydrodynamic control of the development of hydrocarbon deposits.]. Moscow, Institut kompyuternykh issledovaniy Publ., 2006. 780 p.
 17. Martyshev D.A., Slushkina A.Yu. Assessment of informative value in determination of reservoir filtration parameters based on interpretation of pressure stabilization curves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 10, pp. 26–32. In Rus.
 18. Solovyev I.G., Govorkov D.A., Belashevsky S.S., Vedernikova Yu.A. Transient processes model of a well with frequency regulated electric submersible pump. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 110–120. In Rus.
 19. Mishchenko I.T. *Raschety pri dobyche nefiti i gaza* [Calculations for oil and gas production]. Moscow, «NEFT i GAZ» RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2008. 296 p.
 20. Basniev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., Maksimov V.M. *Podzemnaya gidravlika* [Underground hydraulics]. Moscow, Nedra Publ., 1986. 303 p.
 21. Solovyev I.G., Govorkov D.A., Tsibulsky V.R. Identification of a well hydrodynamic model with an electric submersible pump using the perturbed operation modes control data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, vol. 331, no. 15, pp. 181–192. In Rus.
 22. Torres L.H., Souza L.D., Schnitman L., Lepikson H.A. Modeling and automatic control in artificial lift using smart fields technologies. *SPE Artificial Lift Conference – Latin America and Caribbean*. Brazil, 2015. Available at: <https://doi.org/10.2118/173967-MS> (accessed 5 February 2023).
 23. Tulalian R., Keever E., Rastogi A. Shell appomattox model-based operations from design to production: a game changer in GoM deepwater operation. *Offshore Technology Conference*. USA, 2020. Available at: <https://doi.org/10.4043/30838-MS> (accessed 10 February 2023).
 24. Luenberger D.G. Introduction to dynamic systems, theory, models, and applications. – New York, John Wiley & Sons Publ., 1979. 446 p.
 25. Shabonas A.R., Goridko K.A. Review of approaches to virtual flowmeter algorithm implementation in wells, equipped by electric submersible pumps. *Oilfield engineering*, 2022, no. 1 (637), pp. 33–41. In Rus.
 26. Grelli E., Ursini F., Vignati E., Piccolo A. Advanced thermo-fluid dynamic well model for RTVFM flow rates estimation. *SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition*. UAE, 2023. Available at: <https://doi.org/10.2118/212685-MS> (accessed 10 February 2023).
 27. Patra S., Kedia K., Gollu D., Gantt J., Long T. Commingled Well Test Analysis (CWTA) and its application to assess health of Multiphase Flow Meters (MPFM) for deep water conventional assets. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. UAE, 2022. Available at: <https://doi.org/10.2118/211416-MS> (accessed 11 February 2023).
 28. Bogdanov A.A. *Pogruzhnye tsentrobezhnye elektronosy dlya dobychi nefiti:(raschet i konstruktsiya)* [Submersible centrifugal electric pumps for oil production: (calculation and design)]. Moscow, Nedra Publ., 1968. 272 p.
 29. *Spravochnaya kniga po dobyche nefiti* [Oil production reference book]. Moscow, Nedra Publ., 1974. 704 p.
 30. Aliev Z.S., Samuylova L.V. *Gazogidrodinamicheskie issledovaniya gazovykh i gazokondensatnykh plastov i skvazhin* [Gas-hydrodynamic analyses of gas and gas-condensate reservoirs and wells]. Moscow, MAKS Press Publ., 2011. 340 p.

31. Mikhaylov A.K., Malyushenko V.V. *Lopastnye nasosy. Teoriya, raschet i konstruirovaniye* [Vane pumps. Theory, calculation and design.]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1977. 288 p.
32. Solovyev I.G., Konstantinov I.V., Govorkov D.A. Multi-mode optimization of electric submersible pump speed for oil wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 203–211. In Rus.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Илья Георгиевич Соловьев, кандидат технических наук, доцент кафедры кибернетических систем Тюменского индустриального университета, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; igsolovyev123@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0001-9871-0075>; шифр специальности ВАК: 2.3.1; 2.3.3

Олег Игоревич Лапик, аспирант, ассистент кафедры кибернетических систем Тюменского индустриального университета, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; x-rax2@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0003-4980-7219>

Денис Александрович Говорков, кандидат технических наук, доцент кафедры кибернетических систем Тюменского индустриального университета, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; dagovorkov@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5430-0231>

Поступила в редакцию: 01.03.2023

Поступила после рецензирования: 14.05.2023

Принята к публикации: 09.06.2023

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ilya G. Solovyev, Cand. Sc., Associate Professor, Industrial University of Tyumen, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; igsolovyev123@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0001-9871-0075>

Oleg I. Lapik, Postgraduate Student, Assistant, Industrial University of Tyumen, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; x-rax2@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0003-4980-7219>

Denis A. Govorkov, Cand. Sc., Associate Professor, Industrial University of Tyumen, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; dagovorkov@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0002-5430-0231>

Received: 01.03.2023

Revised: 14.05.2023

Accepted: 09.06.2023