

УДК 622.276:681.5
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4933
Шифр специальности ВАК: 2.3.1, 2.3.3

Программное регулирование производительности нефтяной скважины с электроцентробежным насосом при интервальной неопределенности параметров притока

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

Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

[✉]x-rax2@yandex.ru

Аннотация. *Актуальность* продиктована необходимостью совершенствования методов и инструментов оперативного контроля и частотного регулирования производительности нефтяной скважины с электроцентробежным насосом. Типичная задача обеспечения плановых показателей производительности скважины по командам сверху осложнена необходимостью сохранения устойчивой работы насоса в условиях плохо предсказуемой изменчивости объекта управления. При этом наличие и надежность непрерывного контроля глубинных режимных состояний для реализации замкнутых законов управления в практике нефтедобычи не всегда обеспечены. **Цель.** Дополнение представленной ранее методики программного частотного регулирования производительности скважины с одновременным контролем функциональных ограничений по газовому фактору и динамическому уровню над приемом насоса учетом возможной неопределенности в параметрическом описании гидродинамической модели объекта. **Методы.** Решение прямых и обратных задач, программного регулирования, материального баланса, гидростатики. **Результаты и выводы.** Результаты определяют методику синтеза программных регуляторов с автоконтролем близости границ функциональной устойчивости системы на основе решения обратных задач по отношению к исходным уравнениям гидродинамической модели скважины с электроцентробежным насосом второго порядка. Учет неопределенности в виде интервальных оценок возможного изменения ключевых параметров модели, в данном случае подпора пласта и обводненности притока, заметно не «утяжеляет» расчетные схемы, повышая надежность доставляемых решений. Результаты вычислительного эксперимента по формированию программы частотного управления для выполнения плана-графика предписанной производительности демонстрируют невозможность гарантировать строгого выполнения плана и снижения регулировочного потенциала системы на всем горизонте планирования при наличии неопределенности. Но и в этих условия достигается максимально возможное исполнение плановых поручений.

Ключевые слова: модели, алгоритм, нефтяная скважина, электроцентробежный насос, частотное регулирование, осложняющие факторы, границы функциональной устойчивости, неопределенность

Для цитирования: Программное регулирование производительности нефтяной скважины с электроцентробежным насосом при интервальной неопределенности параметров притока / О.И. Лапик, И.Г. Соловьев, Д.А. Говорков, Н.В. Лапик // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336. – № 4. – С. 136–145. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4933

UDC 622.279:681.5
DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4933

Program regulation of performance of the oil well with an electric submersible pump under interval uncertainty of inflow parameters

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

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation

[✉]x-rax2@yandex.ru

Abstract. Relevance. The need to improve the methods and tools for operational control and frequency regulation of performance of the oil well with an electric submersible pump. The typical task of the oil production operator is ensuring of the target well productivity by commands from above is complicated by the need to maintain stable pump operation in conditions of poorly predictable variability of the control object. At the same time, in oil production practice the availability and reliability of downhole monitoring for realization of closed-loop control are not always provided. **Aim.** To supplement the previously presented method of program frequency regulation of well productivity with auto control of functional limitations on gas factor and working level, taking into account the possible uncertainty in the parametric description of the hydrodynamic model. **Methods.** Solution of direct and inverse problems, program control, material balance, hydrostatics. **Results and conclusions.** The results define the method of synthesis of program controllers with auto control of functional stability limits of the system based on solving inverse problems in relation to the initial equations of the hydrodynamic model of an oil well with electric submersible pump. A possible uncertainty in the form of interval estimates of possible changes in the key parameters of a hydrodynamic model, in this case the reservoir pressure and water cut, do not complicate the calculation algorithm and increasing the reliability of the solutions. The results of the frequency control program computation demonstrate the impossibility to guarantee strict adherence of the prescribed productivity schedule and decrease of the regulating potential of the system over the entire planning horizon in the presence of uncertainty. But even in these conditions, the maximum possible fulfillment of plan assignments is achieved.

Keywords: models, algorithm, oil well, electric submersible pump, frequency control, complicating factors, limits of functional stability, uncertainty

For citation: Lapik O.I., Solovyev I.G., Govorkov D.A., Lapik N.V. Program regulation of performance of the oil well with an electric submersible pump under interval uncertainty of inflow parameters. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2025, vol. 336, no. 4, pp. 136–145. DOI: 10.18799/24131830/2025/4/4933

Вводный анализ

Контроль и частотная стабилизация плановой производительности скважин непрерывного фонда, обустроенных электроцентробежным насосом (ЭЦН), в условиях кратковременных возмущений режимов работы по программам квотирования или компенсации недоборов – одна из главных функций диспетчерского оперативного регулирования [1–5]. Конструирование траектории частотного сигнала управления – $\omega_p(k)$ [ед.] по заданному плану-графику производительности – $q_p(k)$ [м³/сут], может быть алгоритмизировано на основе использования комплексной гидродинамической модели скважины [6], устанавливающей связь между режимными состояниями работающей системы в ключевых точках подъёмника от забоя до устья, включая ЭЦН (функциональная схема приведенной к вертикали скважины представлена на рис. 1). Здесь $k \in K = \{0, 1, 2, \dots, k_F\}$ – координата дискретного времени с горизонтом планирования k_F .

Подобная схема синтеза программной траектории управления [7] по модели объекта состоятельна лишь в том случае, если заданный план-график – $q_p(k)$ – удовлетворяет функциональным ограничениям работы системы по динамическому уровню $h(4, k) \geq h^{LIM}$ над приёмом насоса [м] и объемной доле газа $\beta_{GN}(k) \leq \beta_G^{LIM}$ [ед.] у первой ступени насоса [8–11]. В случае, если заданный план – $q_p(k)$ – выводит режимное состояние системы за границы функциональной устойчивости, алгоритм управления стабилизирует ближайшую к плану-графику траекторию по границе критического ограничения. В результате имеем:

$$q(k) = \min \{q_p(k), q_\beta(k), q_h(k)\},$$

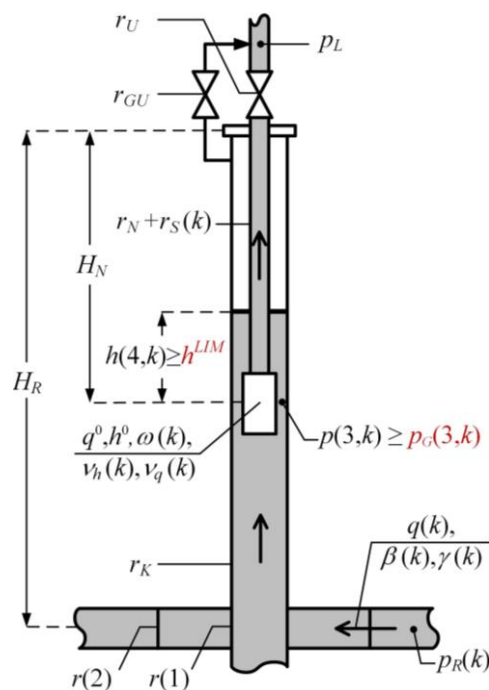


Рис. 1. Функциональная схема нефтяной скважины с ЭЦН
Fig. 1. Functional chart of an oil well with electric submersible pump (ESP)

где

$$q_\beta(k) = \arg \{ \beta_{GN}(k) = \beta_G^{LIM} \},$$

$$q_h(k) = \arg \{ h(4, k) = h^{LIM} \},$$

а управляющее воздействие определяется условием:

$$\omega(k) = \min \{ \omega_p(k), \omega_\beta(k), \omega_h(k) \},$$

в котором компоненты выбора рассчитываются по технологии решения обратных задач [12, 13] для барометрической модели скважины и моделей ограничений по газу и уровню:

$$\omega_p(k) = \arg \{q(k) = q_p(k)\},$$

$$\omega_\beta(k) = \arg \{q(k) = q_\beta(k)\},$$

$$\omega_h(k) = \arg \{q(k) = q_h(k)\}.$$

Именно такое решение обсуждалось в работе [14].

Технологии программного регулирования, основанные на полном знании модели объекта управления, удобны в применении, так как воспроизводят любые допустимые и желаемые режимы управления без использования дополнительных контрольно-измерительных средств. Однако в условиях, когда ключевые параметры системы, например, давление пласта $p_R(k)$ [МПа], уровень обводнённости флюида $\beta(k)$ [доли ед.] и прочие характеристики, дрейфуют с плохо прогнозируемой динамикой, результаты программного регулирования становятся менее надёжными. В данной статье упомянутая схема программного регулирования обобщается на барометрическую модель скважины с расширяющейся параметрической неопределённостью [15–18], которая вводится интервальными оценками изменения средне-пластового давления и обводнённости:

$$p_R(k) \in [\underline{p}_R(k) = (1 - \alpha_R k) \underline{p}_R(0); \bar{p}_R(k) = \bar{p}_R(0)], \quad (1)$$

$$\beta(k) \in [\underline{\beta}(k) = \underline{\beta}(0); \bar{\beta}(k) = (1 + \alpha_\beta k) \bar{\beta}(0)] \quad (2)$$

в виде линейных корреляций между граничными значениями параметров в начальный и конечные моменты формирования программы частотного управления и мультипликаторами динамики роста неопределённости [ед.]:

$$\alpha_R = \frac{1}{k_F} \left(1 - \frac{\underline{p}_R(k_F)}{\underline{p}_R(0)} \right), \quad \alpha_\beta = \frac{1}{k_F} \left(\frac{\bar{\beta}(k_F)}{\bar{\beta}(0)} - 1 \right).$$

Схематичное изображение «расширяющейся неопределённости», формируемой по законам (1), (2) представлено на рис. 2 и описывает типовую ситуацию естественной выработки притока с ростом обводнённости добываемой жидкости и падением средне-пластового давления [19, 20].

Алгоритм программного регулирования в условиях неопределённости

Основой для формирования программных траекторий управления выступает гидродинамическая модель нефтяной скважины с ЭЦН [6, 14], сведённая к системе трех уравнений $\mathcal{P} = \langle \mathcal{P}_1, \mathcal{P}_2, \mathcal{P}_3 \rangle$ соответствующих функциональных блоков:

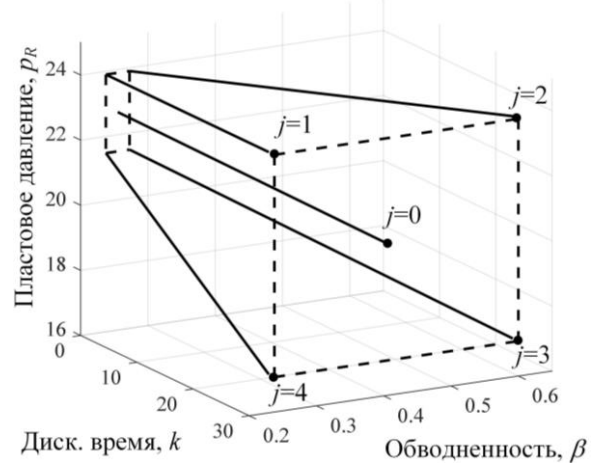


Рис. 2. Модель расширяющейся неопределённости динамики выработки залежи

Fig. 2. Model of expanding uncertainty in the dynamics of reservoir depletion

Модель «низа» – устанавливающая связь между потерями напора в интервале от среднепластового давления на контуре питания $p_R(k)$ до приема насоса $p(3, k)$ [МПа] и объемным притоком $q(k)$ [м³/сут], приведенным к нормальным термобарическим условиям (НТБ):

$$\mathcal{P}_1: p(3, k) = p_R(k) - (r(1) + r(2))q(k) - c\Upsilon_G(k)q(k)^2 - \frac{\gamma(k)}{b_\beta(3, k)}(H_R - H_N + r_K q(k)^2), \quad (3)$$

где $\Upsilon_G(k) = (1 - \beta(k))\chi_G p_0 G$ – составляющая потеря напора по газовому фактору нефти G [м³/м³] с обводненностью $\beta(k)$, атмосферным давлением p_0 [МПа] и параметрической настройкой χ_G [м⁻¹] [21, 22]; $\gamma(k) = (1 - \beta(k))\gamma_O + \beta(k)\gamma_W$ – удельный вес жидкости, образуемый долями удельных весов нефти γ_O и воды γ_W [МПа/м];

$$b_\beta(3, k) = 1 + (1 - \beta(k))\alpha_b G \left(1 - \alpha_G(3) \frac{p_{G0} - p(3, k)}{p_{G0} - p_0} \right)$$

– объемный коэффициент жидкой фазы в условиях давления $p(3, k)$ с настроечными коэффициентами α_b и $\alpha_G(3)$ [ед.] и давлением насыщения p_{G0} [МПа]; $r(1) + r(2)$ – сумма гидросопротивлений переходов «призабойная зона – забой» и «пласт – призабойная зона» [м³/(МПа·сут)], соответствующая коэффициенту продуктивности $w_R = 1/(r(1) + r(2))$ динамической модели притока; c – параметрическая настройка квадратичной модели притока [сут²/м⁵]; r_K – гидросопротивление колонны [сут²/м⁵] в интервале от глубины забоя H_R до уровня подвески ЭЦН H_N [м].

Модель «верха» – объединяющая в виде балансового равенства «напор=нагрузка» потери давления от приема насоса $p(3, k)$ до устьевого штуцера с

контролируемым противодавлением p_L [МПа] и универсальную квадратичную аппроксимацию паспортной напорной характеристики ЭЦН:

$$\mathcal{P}_2: \frac{\gamma(k)v_h(k)h^0}{b_{\beta}(3,k)} \begin{pmatrix} \omega(k)^2 \lambda_0 - \\ -\omega(k)\lambda_1 \frac{q(k)}{v_q(k)q^0} - \\ -\lambda_2 \left(\frac{q(k)}{v_q(k)q^0} \right)^2 \end{pmatrix} =$$

$$= p_L + \frac{\gamma(k)}{b_{\beta L}(k)} (H_N + (r_U + r_N + r_S(k))q(k)^2) - p(3,k), \quad (4)$$

где $b_{\beta L}(k) = 1 + (1 - \beta(k))\alpha_b G \left(1 - \frac{p_{G0} - p_L}{p_{G0} - p_0} \right)$ – объем-

ный коэффициент жидкости в условиях устьевого давления [ед.]; q^0 и h^0 – номинал подачи [$\text{м}^3/\text{сут}$] и напора [м] выбранного типоразмера ЭЦН с соответствующими мультипликаторами деградации $v_q(k)$ и $v_h(k)$ вследствие засорения и абразивного износа [ед.] [23, 24]; $\langle \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3 \rangle$ – параметры квадратичной аппроксимации нормированной напорной характеристики ЭЦН [ед.]; $\omega(k)$ – регулируемая относительная частота питающего напряжения [ед.] с заданным диапазоном допустимых вариаций $\omega(k) \in [\omega_L, \omega_R]$; r_U и r_N – гидросопротивления устьевого штуцера и насосно-компрессорной трубы [$\text{сут}^2/\text{м}^5$]; $r_S(k)$ – дополнительное гидросопротивление подъемника вследствие осадконакоплений [$\text{сут}^2/\text{м}^5$].

Модель «затруба» – описывающая изменение динамического уровня жидкости над приемом насоса $h(4,k)$ [м] за счет снижения давления $p(3,k)$ и дополнительного подпора при сбросе отсепарированного газа в затрубное пространство:

$$\mathcal{P}_3: p(3,k) = p_L + r_{GU}\omega(k)a_{GU}(k) \times$$

$$\times (p_{G0} - p(3,k))^2 q(k)^2 + \frac{\gamma(k)}{b_{\beta L}(k)} h(4,k), \quad (5)$$

где

$$a_{GU}(k) = \frac{p_L}{\chi_G} (k_S \mu_R(3,k))^2,$$

при

$$\mu_R(3,k) = (1 - \beta(k)) G \frac{\alpha_G(3)p_0}{p_{G0} - p_0}$$

и коэффициенте сепарации k_S [ед.].

Подробнее с описанием каждого блока модели можно ознакомиться в [14]. Как и прежде, расчет траекторий программного управления проводится для статических режимов работы системы.

Фактор неопределенности, связанный с вариацией среднепластового давления и обводненности по законам (1), (2) для каждого k -го момента времени формирования программы частотного управления, можно представить в пространстве параметров в виде прямоугольника с пронумерованными вершинами и центром $j \in J = \{0, 1, 2, 3, 4\}$, как это изображено на рис. 3.

В условиях неопределенности строгое выполнение плановых поручений становится невозможным из-за «размытости» состояний системы при вариациях $j \in J = \{0, 1, 2, 3, 4\}$. В этой связи рассмотрим случай, когда основная программа частотного управления для заданной функции плана $q_p(k)$ рассчитывается по траектории средней точки области параметрической неопределенности, обозначенной на рис. 3 индексом $j=0$, что соответствует условию:

$$\omega_p(k) = \omega_p(k, 0) = \mathcal{P}_2^{-1}(p_R(k, 0), \beta(k, 0) | q_p(k)).$$

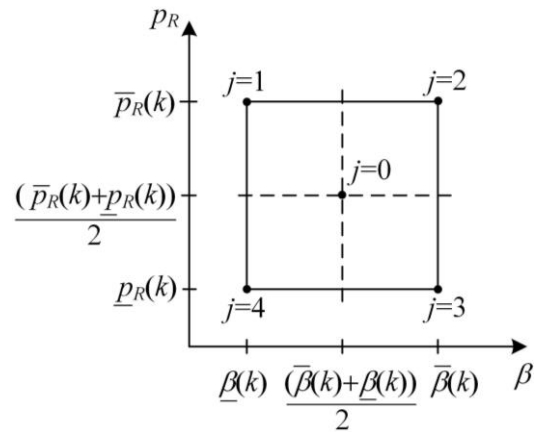


Рис. 3. Область параметрической неопределенности
Fig. 3. Area of parametric uncertainty

Реализация полученной частоты в условиях перебора в вершинах области неопределенности модели объекта устанавливает границы «размытости» производительности системы, отличающейся от плана:

$$\hat{q}(k, j) = \mathcal{P}_2(p_R(k, j), \beta(k, j) | \omega_p(k)),$$

для которых должны быть выполнены функциональные ограничения по объемной доле газа у первой ступени $\beta_{GN}(k) \leq \beta_G^{LIM}$ и динамическому уровню $h(4,k) \geq h^{LIM}$ над приёмом насоса, что для каждого $j \in J$ соответствует отношению:

$$\hat{q}(k, j) \leq q^{LIM}(k, j) = \min\{q_{\beta}(k, j), q_h(k, j)\}, \quad (6)$$

где $q_{\beta}(k, j)$ и $q_h(k, j)$ – граничные производительности областей функциональной устойчивости для j -й вершины.

Предел производительности $q_{\beta}(k,j)$ по газовому фактору с соответствующей ему частотой $\omega_{\beta}(k,j)$ для каждой пары $\langle p_R(k,j), \beta(k,j) \rangle$ оценивается по условию $p(3,k,j)=p_G(3,k,j)$ на решениях (3), (4) системы уравнений вида:

$$q_{\beta}(k) = \mathcal{P}_1(p_R(k, j), \beta(k, j) | p_G(3, k, j)),$$

$$\omega_{\beta}(k, j) = \mathcal{P}_2^{-1}(p_R(k, j), \beta(k, j) | q_{\beta}(k), p_G(3, k, j))$$

с рекуррентной балансировкой частоты $\omega_{\beta}(k,j)$.

Соответствующая пара предельной производительности и частоты $\langle q_h(k,j), \omega_h(k,j) \rangle$ по границе динамического уровня $h(4,k,j)=h^{LIM}$ определяется на решениях (3), (5) системы уравнений:

$$q_h(k) = \mathcal{P}_1(p_R(k, j), \beta(k, j) | p(3, k, j)),$$

$$p(3, k, j) = \mathcal{P}_3^{-1}(p_R(k, j), \beta(k, j) | \omega_h(k, j), h^{LIM})$$

с начальным приближением $\omega_h(k,j)$ и последующей рекуррентной балансировкой получаемого на основе (4) равновесного значения частоты:

$$\omega_h(k, j) = \mathcal{P}_2^{-1}(p_R(k, j), \beta(k, j) | q_h(k, j), p(3, k, j)).$$

Итоговое управляющее воздействие для каждого k -го момента времени определяется условием:

$$\omega(k) = \arg \{q(k) = \min \{q_{\beta}(k), q^{LIM}(k)\}\}, \quad (7)$$

где $q^{LIM}(k) = \min_j \{q^{LIM}(k, j)\}$ – предельно допустимый уровень производительности по условию (6).

Комплексная блок-схема алгоритма расчета управляющего воздействия $\omega(k)$ по заданному план-графику предписанной производительности $q_P(k)$ на горизонте планирования $k \in K = \{0, 1, 2, \dots, k_F\}$ при наличии интервальной неопределенности представлена на рис. 4.

Подробнее логика выбора управляющего воздействия будет рассмотрена в ходе вычислительно-го эксперимента.

Вычислительный анализ

Параметрические настройки модели, характерные для скважин Среднего Приобья, представлены в таблице. Рассматриваемые далее примеры носят иллюстративный характер и направлены на демонстрацию работы алгоритма.

Сравниваются два случая формирования программы частотного управления по заданному план-графику предписанной производительности:

- когда динамика пластовых условий априорно известна и эквивалентна средней траектории $j=0$, как на рис. 2;
- при наличии интервальной неопределенности параметров с тенденцией к расширению по законам (1), (2), что также соответствует рис. 2.

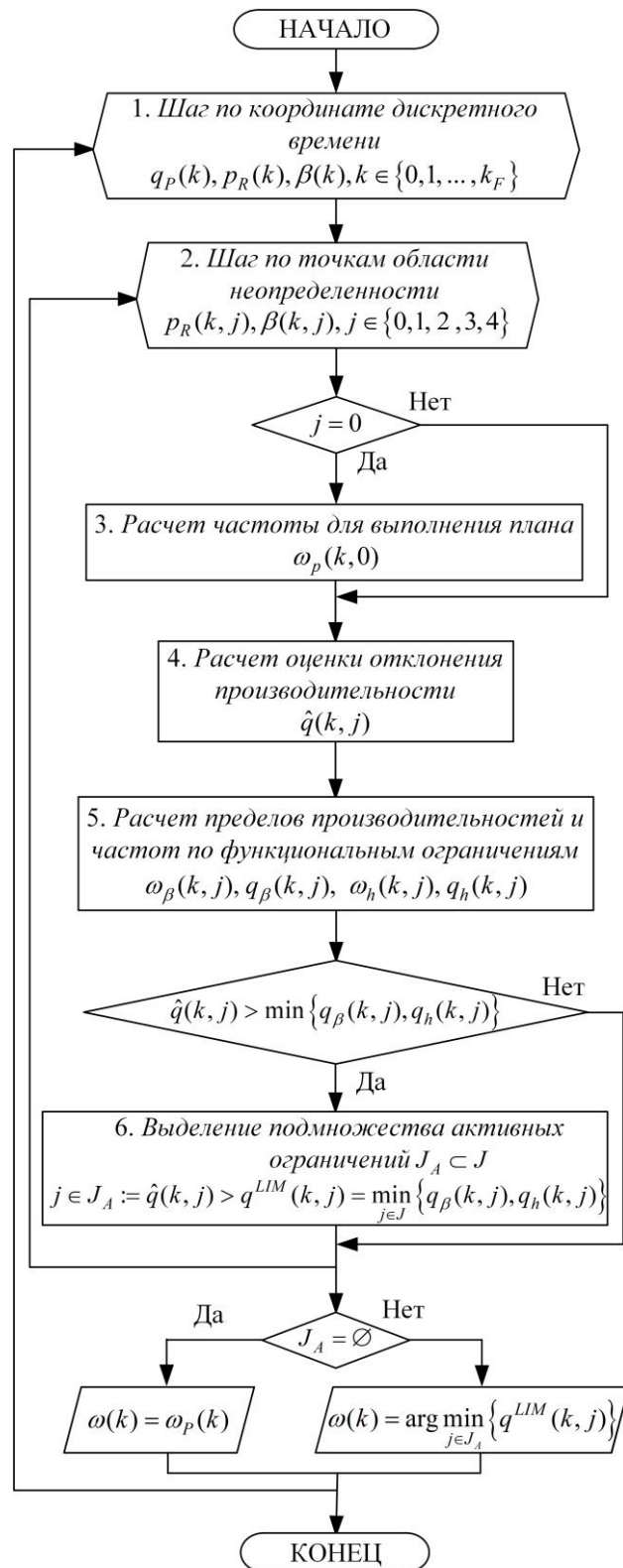


Рис. 4. Блок-схема алгоритма формирования программы частотного регулирования

Fig. 4. Block diagram of the calculation algorithm of the frequency control program

Таблица. Параметрические настройки моделей

Table. Parameters of the models

Параметры квадратичной модели скважины/Well model parameters							
Параметр/Parameter	$r(1)+r(2)$	c	γ_0	γ_w	p_{G0}	χ_G	G
Единицы измерения/Units	$\text{м}^3/(\text{МПа}\cdot\text{сут})$ $\text{m}^3/(\text{MPa}\cdot\text{day})$	$\text{сут}^2/\text{м}^5$ day^2/m^5	$\text{МПа}/\text{м}/\text{МПа}/\text{м}$		МПа MPa	м^{-1} m^{-1}	$\text{м}^3/\text{м}^3$ m^3/m^3
Значение/Value	0,928	0,285	0,0065	0,012	15,93	$0,8\cdot 10^{-4}$	180
Параметр/Parameter	α_b	$\alpha_G(3)$	r_K	r_N	r_U	r_{GU}	k_S
Единицы измерения/Units	ед./units		$\text{сут}^2/\text{м}^5/\text{day}^2/\text{m}^5$				ед./units
Значение/Value	0,0014	0,4	0,004	0,041	0,0495	0,0382	0,7
Параметр/Parameter	λ_0	λ_1	λ_2	q^0	h^0	H_R	H_N
Единицы измерения/Units	ед./units			$\text{м}^3/\text{сут}/\text{м}^3/\text{day}$	$\text{м}/\text{м}$		
Значение/Value	1,7	0,28	0,42	80	2238	3000	2200
Параметр/Parameter	p_L	$\bar{p}_R(0)$	$\underline{p}_R(0)$	$\underline{p}_R(k_F)$	$\bar{\beta}(0)$	$\bar{\beta}(k_F)$	
Единицы измерения/Units	$\text{МПа}/\text{МПа}$				Доли ед./units		
Значение/Value	1,5	23,09	21,624	17,072	0,2375	0,2625	0,6
Настройки параметров динамического блока/Parameters of dynamic block							
Параметр/Parameter	$T(2)$	S_T			Δt		
Единицы измерения/Units	сут/day	$\text{м}^2/\text{м}^2$			сут/day		
Значение/Value	0,3	0,012			0,001		

На рис. 5 представлены результаты расчета программы частотного управления $\omega(k)$ по заданному плану-графику производительности $q_P(k)$ в случае, когда динамика пластовых условий априорно известна, что отображается сплошными линиями дрейфа параметров $p_R(k)$, $\beta(k)$ и $q(k)$. Результаты

расчета при наличии интервальной неопределенности затонированы на графиках областями соответствующих параметров с границами, обозначенными пунктирной линией. График рассчитанной частоты в этом случае также обозначен пунктирной линией.

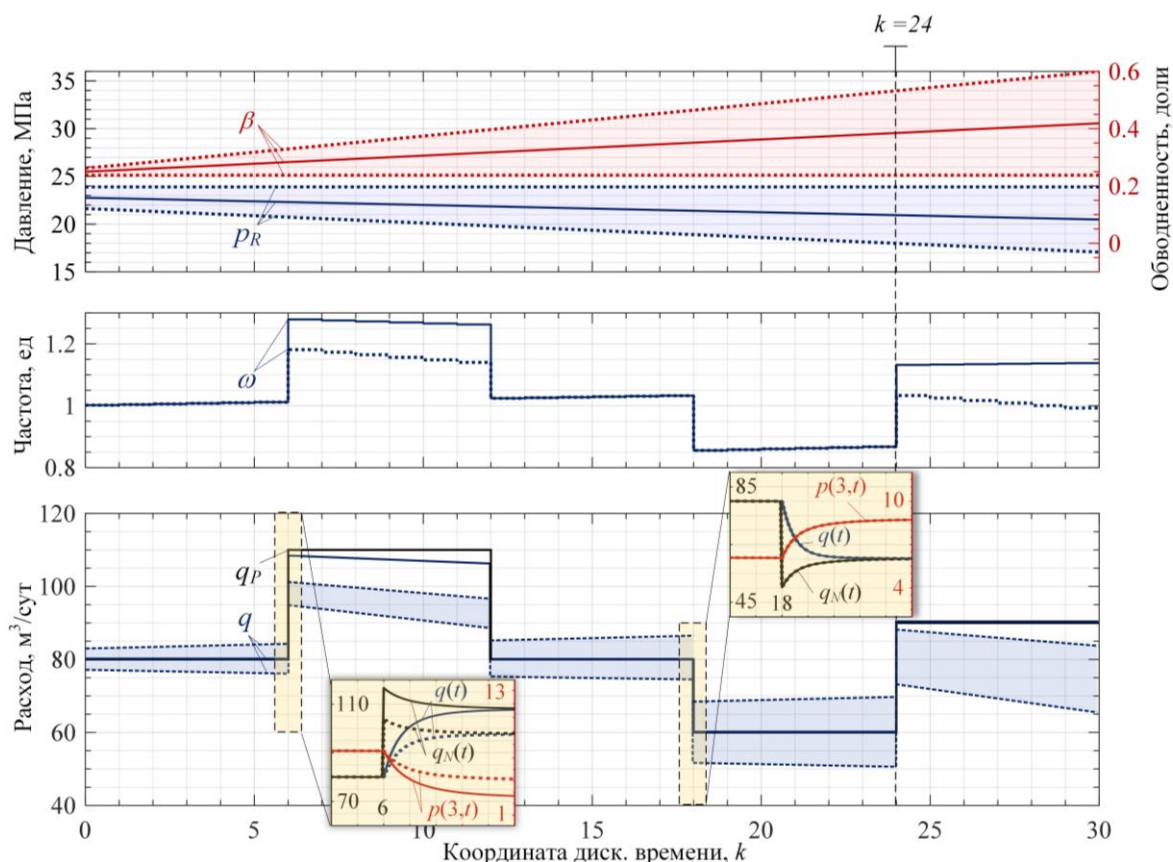


Рис. 5. Результаты формирования программы частотного регулирования

Fig. 5. Results of the frequency control calculation

Дополнительно на рис. 5 выделены зоны анализа с детализацией результатов моделирования переходных процессов при средней траектории области неопределенности (рис. 2) для моментов повышения ($k=3$) и снижения ($k=18$) производительности по сформированной программе частотного регулирования. По аналогии графики переменных состояния – объемного притока $q(t)$, объемной подачи насоса $q_N(t)$, давления у приема насоса $p(3,t)$ – обозначены сплошными линиями при известной динамике, и пунктиром – в случае интервальной неопределенности.

Как видно из результатов моделирования, от начала расчета при $q_P=80$ и до момента повышения программы до $q_P=110$ назначенная плановая производительность остаётся достижимой в условиях действия сразу двух ограничений, даже в условиях интервальной неопределённости. На отрезке повышения плана $k \in [6,12]$ осуществляется переход на режим стабилизации ближайшего ограничения с соответствующим снижением производительности и управляющего воздействия ниже планового. Восстановление средне-плановой производительности $q_P=80$ с момента времени $k=12$ и последующее снижение в момент $k=18$ до уровня $q_P=60$ выполнимо в пределах ограничений. Переход с момента $k=24$ на производительность $q_P=90$ остаётся выполнимым при отсутствии неопределённости, но в случае ее учета снова наблюдается переход на режим стабилизации ограничения до окончания расчета.

Фактор расширяющейся неопределённости снижает регулировочные потенциалы системы на всём горизонте планирования.

Механизм контроля и упреждения выхода за границы функциональной устойчивости иллюстрируются графиками на рис. 6 для момента $k=24$, ко-

гда в точке $j=3$ программа стабилизации плана $\omega_P(k)=\arg\{q(k)=q_P(k)\}$ приводит одновременно к нарушению двух ограничений: $\hat{q}(k,3) > \{q_\beta(k,3), q_h(k,3)\}$ (рис. 6, а). Реализуемая согласно (6), (7) коррекция частотного режима по границе динамического уровня $\langle q_h(k,3); \omega_h(k,3) \rangle = \langle 74,97; 1,053 \rangle$, гарантирует функциональность системы $q(k) \leq q_h(k,j)$, $j \in J$ с пониженной производительностью: $q(k) \leq q_P(k)$, как на рис. 6, б.

Выводы и обсуждение

По результатам изложенного, укажем на некоторые важные моменты:

1. Как и в [14], приведённый анализ иллюстрирует технику численно-аналитического конструирования закона частотной стабилизации плановой производительности скважины с ЭЦН в условиях интервальной неопределённости описания параметров притока.
2. Технология программного конструирования графика относительной частоты питающего напряжения по графику предписанной (плановой) производительности основана на аналитическом описании [6] комплексной гидродинамической модели скважины, определяющей связь между режимными состояниями и управляющими воздействиями.
3. Упрощенный характер представления гидродинамической модели скважины позволяет конструировать на её основе алгоритмы управления, доступные для реализации на информационных ресурсах цеховой автоматики как подсистема поддержки принятия решений для оператора по добыче нефти [25–27].

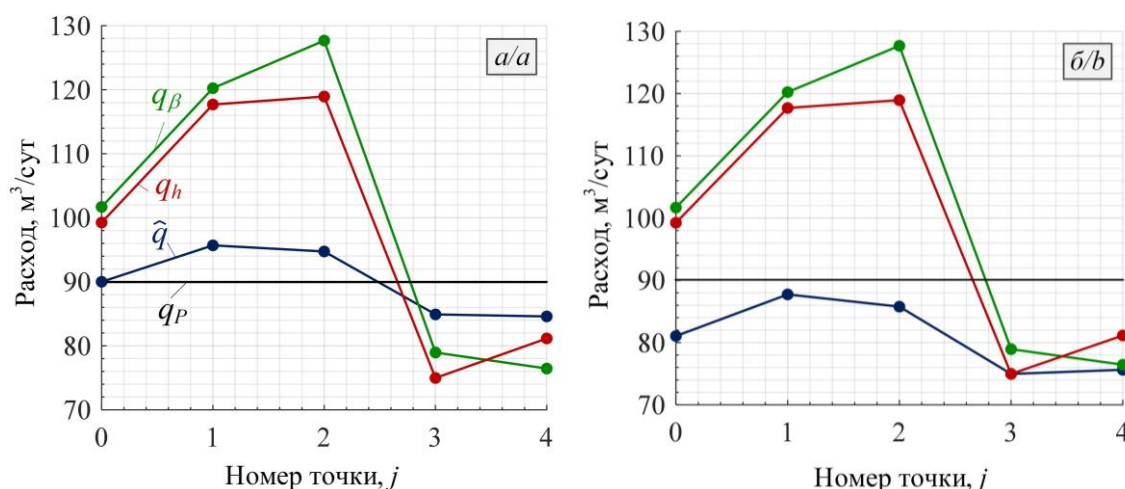


Рис. 6. Анализ распределения производительности в ключевых точках области неопределенности для момента $k=24$: а) при частоте для стабилизации предписанной производительности $\omega(k)=\omega_P(k,0)$; б) после коррекции частоты с учетом ограничений $\omega(k)=\omega_h(k,3)$

Fig. 6. Analysis of the performance allocation at key points of the uncertainty area for $k=24$: а) when implementing the frequency to stabilize the prescribed performance $\omega(k)=\omega_P(k,0)$; б) with correction according to limitations $\omega(k)=\omega_h(k,3)$

4. Наличие интервальной неопределённости в условиях программного регулирования не гарантирует строгого выполнения плановых поручений. Границы функциональных ограничений также приобретают интервальную природу исчислений. Синхронное – по вершинам «области неопределённости» – сопоставление программных траекторий с граничными состояниями и возможным проецированием на критическое ограничение гарантирует реализуемость конструируемой программной траектории в границах функциональной устойчивости работы скважины [8, 9, 11].
5. Рассмотренная технология программной стабилизации плана, как и принятый метод расчёта частоты по средней точке «области неопределённости», не компенсирует действие фактора неопределённости со строгой стабилизацией плана-графика. Более эффективными в этой связи остаются адаптивные методы управления [28], например, на основе пропорционально-интегральной стабилизации оценки производительности, полученной по данным глубинного контроля давления у приёма насоса. Однако «слепая» стабилизация плана в условиях скрытой эволюции параметров притока может усугублять режимы эксплуатации, активизируя действие осложняющих факторов [24]. Рассмотренная технология программной стабилизации подачи с контролем устойчивости работы системы в граничных точках интервалов неопределённости оказывается более надёжной и просто необходимой при отказе подсистемы глубинного контроля в реальных условиях эксплуатации [29, 30].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Разработка и внедрение дистанционной системы интеллектуального глубинного гидродинамико-геофизического мониторинга эксплуатационного фонда скважин / А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий, А.А. Пустовских, И.С. Каешков, Д.Ю. Колупаев // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019. – № 4. – С. 38–47. DOI: 10.24887/2587-7399-2019-4-38-47
2. Evaluation of electrical submersible pump on field production network optimization in Niger delta oilfield / A. Kerunwa, J.U. Obibuikwe, N.U. Okereke, S.G. Udeagbara, A.N. Nwachukwu, S.T. Ekwueme // Open Journal of Yangtze Gas and Oil. – 2022. – Vol. 7. – P. 26–47. DOI: 10.4236/ojogas.2022.71003.
3. Гумеров О.А., Гумеров К.О. Опыт применения частотно-регулируемого привода для повышения эффективности эксплуатации установки электроцентробежного насоса на Арланском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2014. – Т. 12. – № 4. – С. 24–34.
4. Tuning VSDs in ESP wells to optimize oil production – case studies / L.A. Camilleri, H. Gong, N.H. Al-Maqseed, A.M. Al-Jazzaf // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas. – The Woodlands, Texas, USA, 28–30 August 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/190940-MS> (дата обращения 17.11.2024).
5. Krishnamoorthy D., Fjalestad K., Skogestad S. Optimal operation of oil and gas production using simple feedback control structures // Control Engineering Practice. – 2019. – Vol. 91. – P. 1–12. DOI: 10.1016/j.conengprac.2019.104107.
6. 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
7. Моисеев Н.Н. Численные методы в теории оптимальных систем. – М.: Наука, гл. ред. физ.-мат. лит., 1971. – 424 с.
8. Setiawan Y.A., Vidrianto M., Arthur R. Handling ESP problem using Automatic Frequency Rocking (AFR) / Journal IATMI. – 2022. URL: <https://journal.iatmi.or.id/index.php/ojs/article/view/242/248> (дата обращения 17.11.2024).
9. Bagci A.S., Kece M., Nava J. Challenges of using Electrical Submersible Pump (ESP) in high free gas applications // International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. – Beijing, China, 8–10 June 2010. URL: <https://doi.org/10.2118/131760-MS> (дата обращения 15.11.2024).
10. Al-Ballam S., Karami H., Devegowda D. A data-based reliability analysis of ESP failures in oil production wells // Journal of Energy and Power Technology. – 2022. – Vol. 4. – P. 1–19. DOI:10.21926/jept.2204036
11. Мищенко И.Т. Расчёты при добыче нефти и газа. – М.: Нефть и газ, 2008. – 296 с.
12. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. – М.: Наука, 2000. – 622 с.
13. Кабанихин С.И. Обратные и некорректные задачи. – Новосибирск: Сибирское научное издательство, 2009. – 457 с.
14. Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Лапик О.И. Программная стабилизация плановой производительности с контролем функциональных ограничений для скважины с электроцентробежным насосом // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2024. – № 2 (607). – С. 34–42.
15. Tuczynski T., Stopa J. Uncertainty quantification in reservoir simulation using modern data assimilation algorithm // Energies. – 2023. – Vol. 16. – P. 1–16. DOI: 10.3390/en16031153
16. Обратные задачи по идентификации параметров пласта (Задачи history matching) / Э.С. Закиров, С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – № 2 (21). URL: https://oilgasjournal.ru/issue_21/zakirov-zakirov-indrupskiy-anikeev-14.html (дата обращения 14.11.2024).
17. Zee Ma Y. Uncertainty analysis in reservoir characterization and management: how much should we know about what we don't know? // AAPG Memoir. – 2011. – Vol. 96. – P. 1–15. DOI: 10.1306/13301404M963458
18. Haddadpour H., Niri M.E. Uncertainty assessment in reservoir performance prediction using a two-stage clustering approach: Proof of concept and field application // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – Vol. 204. – P. 1–13 DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108765.
19. Thompson N., Renli L., Reitan H. Reservoir depletion challenges – a geomechanics workflow focused on optimizing late-life field development // SPE Norway Subsurface Conference. – Virtual, 2–3 November 2020. URL: <https://doi.org/10.2118/200742-MS> (дата обращения 17.11.2024).

20. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986. – 365 с.
21. Справочная книга по добыче нефти. / Г.Е. Рябухин, Ш.К. Гиматулинов, В.Н. Мамуна и др. – М.: Недра, 1974. – 704 с.
22. Алиев З.С., Самуйлова Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М.: Изд-во МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
23. Performance degradation and wearing of Electrical Submersible Pump (ESP) with gas-liquid-solid flow: experiments and mechanistic modeling / H. Zhu, J. Zhu, Z. Lin, Q. Zhao, R. Rutter, H.-Q. Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – Vol. 200. – P. 1–18. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108399.
24. Эксплуатация скважин в осложненных условиях / С.С. Алескеров, Б.И. Алибеков, Б.И. Алиев, Ю.А. Бувеч, В.Г. Варганов, Н.М. Манюхин, О.В. Чубанов. – М.: Недра, 1971. – 199 с.
25. Zahirović I., Danilović D., Martinović B. Application of ESP pump with intelligent control system in well X // *Underground Mining Engineering*. – 2020. – Vol. 37. – P. 51–59. DOI: 10.5937/podrad2037051Z.
26. Modelling and robustness analysis of model predictive control for electrical submersible pump lifted heavy oil wells / D. Krishnamoorthy, E. Bergheim, A. Pavlov, M. Fredriksen, K. Fjalestad // *IFAC-PapersOnLine*. – 2016. – Vol. 49. – P. 544–549. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.399.
27. Тагирова К.Ф., Нугаев И.Ф. Концептуальные основы автоматизации управления установками электроцентробежных насосов нефтедобывающих скважин // *Мехатроника, автоматизация, управление*. – 2020. – Т. 21. – № 2. – С. 102–109. DOI: 10.17587/mau.21.102-109
28. Частотная ПИ-стабилизация подачи с автоконтролем режимных ограничений для скважин с ЭЦН / Д.А. Говорков, И.Г. Соловьев, Н.В. Лапик, О.И. Лапик // *Автоматизация и информатизация ТЭК*. – 2023. – № 8 (601). – С. 5–12. DOI: 10.33285/2782-604X-2023-8(601)-5-12.
29. Яшметов В.А. Надежность ТМС и унификация протоколов передачи данных ТМС в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // *Инженерная практика*. – 2016. – № 10. – С. 110–113.
30. Fernandes W., Komati K.S., Assis de Souza Gazolli K. Anomaly detection in oil-producing wells: a comparative study of one-class classifiers in a multivariate time series dataset // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2024. – Vol. 14. – P. 343–363. DOI: 10.1007/s13202-023-01710-6.

Информация об авторах

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

Илья Георгиевич Соловьев, кандидат технических наук, доцент кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; igsolovyev123@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0001-9871-0075>

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

Наталья Владиславовна Лапик, старший преподаватель кафедры кибернетических систем, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; lapiknv@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0009-0005-0237-0528>

Поступила в редакцию: 16.12.2024

Поступила после рецензирования: 22.01.2025

Принята к публикации: 19.03.2025

REFERENCES

1. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Pustovskih A.A., Kaeshkov I.S., Kolupaev D.U. Intellectual well-test and PLT remote monitoring downhole system development and implementation for producing oil wells. *PROnft. Professionally about Oil*, 2019, no. 4, pp. 38–47. (In Russ.) DOI: 10.24887/2587-7399-2019-4-38-47
2. Kerunwa A., Obibuikie J.U., Okereke N.U., Udeagbara S.G., Nwachukwu A.N., Ekwueme S.T. Evaluation of electrical submersible pump on field production network optimization in niger delta oilfield. *Open Journal of Yangtze Gas and Oil*, 2022, vol. 7, pp. 26–47. DOI: 10.4236/ojogas.2022.71003.
3. Gumerov O.A., Gumerov K.O. Experience of using variable frequency drive to improve effectiveness of exploitation electrical submersible pumps on Arlanskoe oil field. *Petroleum engineering*, 2014, vol. 12, no. 4, pp. 24–34. (In Russ.)
4. Camilleri L.A., Gong H., Al-Maqseed N.H., Al-Jazzaf A.M. Tuning VSDs in ESP wells to optimize oil production – case studies. *SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas*. The Woodlands, Texas, USA, 28–30 August 2018. Available at: <https://doi.org/10.2118/190940-MS> (accessed 17 November 2024).
5. Krishnamoorthy D., Fjalestad K., Skogestad S. Optimal operation of oil and gas production using simple feedback control structures. *Control Engineering Practice*, 2019, vol. 91, pp. 1–12. DOI: 10.1016/j.conengprac.2019.104107.
6. 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. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4109
7. Moiseev N. N. *Numerical methods in the theory of optimal systems*. Moscow, Nauka Publ., 1971. 424 p. (In Russ.)

8. Setiawan Y.A., Vidrianto M., Arthur R. Handling ESP problem using Automatic Frequency Rocking (AFR). *Journal IATMI*, 2022. Available at: <https://journal.iatmi.or.id/index.php/ojs/article/view/242/248> (accessed 17 November 2024).
9. Bagci A.S., Kece M., Nava J. Challenges of using Electrical Submersible Pump (ESP) in high free gas applications. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*. Beijing, China, 8–10 June 2010. Available at: <https://doi.org/10.2118/131760-MS> (accessed 15 November 2024).
10. Al-Ballam S., Karami H., Devegowda D. A data-based reliability analysis of esp failures in oil production wells. *Journal of Energy and Power Technology*, 2022, vol. 4, pp. 1–19. DOI: 10.21926/jept.2204036
11. Mishchenko I.T. *Calculations for oil and gas production*. Moscow, Oil and gas Publ., 2008. 296 p. (In Russ.)
12. Bahvalov N.S., Zhidkov N.P., Kobelkov G.M. *Numerical method*. Moscow, Nauka Publ., 2000. 622 p. (In Russ.)
13. Kabanihin S.I. *Inverse and incorrectly formulated problem*. Novosibirsk, Siberian science Publ., 2009. 457 p. (In Russ.)
14. Solovyev I.G., Govorkov D.A., Lapik O.I. Program stabilization of planned productivity with control of functional limitations for a well with an electric submersible pump (ESP). *Automation and informatization of the fuel and energy complex*, 2024, no. 2 (607), pp. 34–42. (In Russ.)
15. Tuczynski T., Stopa J. Uncertainty quantification in reservoir simulation using modern data assimilation algorithm. *Energies*, 2023, vol. 16, pp. 1–16. DOI: 10.3390/en16031153
16. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P. Inverse problems for reservoir parameters identification (history matching problems). *Actual Problems of Oil and Gas*, 2018, no. 2 (21). (In Russ.) Available at: https://oilgasjournal.ru/issue_21/zakirov-zakirov-indrupskiy-anikeev-14.html (accessed 14 November 2024).
17. Zee Ma Y. Uncertainty analysis in reservoir characterization and management: How much should we know about what we don't know? *AAPG Memoir*, 2011, vol. 96, pp. 1–15. DOI: 10.1306/13301404M963458
18. Haddadpour H., Niri M.E. Uncertainty assessment in reservoir performance prediction using a two-stage clustering approach: proof of concept and field application. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 204, pp. 1–13 DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108765.
19. Thompson N., Renli L., Reitan H. Reservoir depletion challenges – a geomechanics workflow focused on optimizing late-life field development. *SPE Norway Subsurface Conference*. Virtual, 2–3 November 2020. Available at: <https://doi.org/10.2118/200742-MS> (accessed 17 November 2024).
20. Zheltov Yu.P. *Oil fields development*. Moscow, Nedra Publ., 1986. 365 p. (In Russ.)
21. Ryabuhin G.E., Gimatudinov Sh.K., Mamuna V.N. *Oil production reference book*. Moscow, Nedra Publ., 1974. 704 p. (In Russ.)
22. Aliev Z.S., Samuylova L.V. *Gas-hydrodynamic analyses of gas and gas-condensate reservoirs and wells*. Moscow, MAKS Press Publ., 2011. 340 p. (In Russ.)
23. Zhu H., Zhu J., Lin Z., Zhao Q., Rutter R., Zhang H.-Q. Performance degradation and wearing of Electrical Submersible Pump (ESP) with gas-liquid-solid flow: experiments and mechanistic modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 200, pp. 1–18. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108399.
24. Aleskerov S.S., Alibekov B.I., Aliev B.I., Buevich Yu.A., Vartanov V.G., Manyuhin N.M., Chubanov O.V. *Operation of wells in troublesome environment*. Moscow, Nedra Publ., 1971. 199 p. (In Russ.)
25. Zahirović I., Danilović D., Martinović B. Application of ESP pump with intelligent control system in well X. *Underground Mining Engineering*, 2020, vol. 37, pp. 51–59. DOI: 10.5937/podrad2037051Z.
26. Krishnamoorthy D., Bergheim E., Pavlov A., Fredriksen M., Fjalestad K. Modelling and robustness analysis of model predictive control for electrical submersible pump lifted heavy oil wells. *IFAC-PapersOnLine*, 2016, vol. 49, pp. 544–549. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.399.
27. Tagirova K.F., Nugaev I.F. Actual tasks of oil-wells electric submersible pump control automation. *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2020, vol. 21, no. 2, pp. 102–109. (In Russ.) DOI: 10.17587/mau.21.102-109.
28. Govorkov D.A., Solovyev I.G., Lapik N.V., Lapik O.I. Frequency proportional-integral stabilization by auto-control of process limitations for wells with electric submersible pumps. *Automation and informatization of the fuel and energy complex*, 2023, no. 8 (601), pp. 5–12. (In Russ.) DOI: 10.33285/2782-604X-2023-8(601)-5-12.
29. Yashmetov V.A. TMS reliability and unification of TMS data transfer protocols in ООО «LUKOIL-Western Siberia». *Engineering practice*, 2016, no. 10, pp. 110–113. (In Russ.)
30. Fernandes W., Komati K.S., Assis de Souza Gazolli K. Anomaly detection in oil-producing wells: a comparative study of one-class classifiers in a multivariate time series dataset. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2024, vol. 14, pp. 343–363. DOI: 10.1007/s13202-023-01710-6.

Information about the authors

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>

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>

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>

Natalya V. Lapik, Senior Lecturer, Industrial University of Tyumen, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; lapiknv@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0009-0005-0237-0528>

Received: 16.12.2024

Revised: 22.01.2025

Accepted: 19.03.2025