

УДК 622.276:681.5

ФАКТОРНАЯ МОДЕЛЬ ДИНАМИКИ ОСВОЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА ЭЦН И ПРАВИЛА ЕЁ СОПРОВОЖДЕНИЯ

Соловьев Илья Георгиевич^{1,2},
igsolovyev123@gmail.com

Говорков Денис Александрович²,
dagovorkov@mail.ru

Константинов Иван Владимирович²,
ivkonstantinov95@yandex.ru

¹ Федеральный исследовательский центр Тюменский научный центр СО РАН,
Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Малыгина, 86.

² Тюменский индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

Актуальность исследования связана с поиском путей и средств повышения эффективности управления процессами эксплуатации скважин с погружными электроцентробежными насосами на основе построения факторной модели динамики освоения эксплуатационного ресурса и её параметрической идентификации по данным промышленного контроля режимных состояний работы силового агрегата до отказа. В отличие от фундаментальной математической физики старения изоляции и механического износа, введённое упрощённое описание динамики освоения ресурса отражает связь периода наработки на отказ с обсуждаемыми и актуальными в практике эксплуатации факторами снижения эксплуатационной надёжности в целом для всей установки.

Цель: формализация модели динамики освоения эксплуатационного ресурса электроцентробежного насоса с непрерывным режимом эксплуатации скважин, формализация исчисления ресурса и факторов ускоренного старения; разработка алгоритма параметрического оценивания эксплуатационного блока модели ресурса с контролем корректности счёта по информативности данных режимов эксплуатации выделенной группы скважин.

Объекты: скважины непрерывного фонда, обустроенные электроцентробежным насосом.

Методы: термобарическое моделирование переменных состояний скважинных систем с регрессионным оцениванием динамики освоения эксплуатационного ресурса на основе данных контроля режимных состояний работы выделенной подгруппы непрерывного фонда скважин с близкими потенциалами наработок; технология структурно-параметрического оценивания эксплуатационного блока модели ресурса с контролем информативности регрессоров по схеме ортогонального разложения.

Результаты исследования и выводы. Контроль кумулятивно освоенной доли энергетического потенциала (ресурса), конструктивно заложенного изготовителем изделия, позволяет прогнозировать период наработки на отказ установки с явным учетом действия факторов ускоренного старения и износа. Кластеризация изделий конструктивно близких по исполнению и типоразмерам в равно-надёжные по периоду наработки на отказ подгруппы позволяет вычлнить основную задачу идентификации эксплуатационного блока регрессионной модели ресурса с последующим доопределением модели конструктивного блока. Контроль информативности факторного поля исходных данных динамики износа на основе ортогонализации регрессоров по методу ведущего элемента позволяет корректировать размерность поля факторов, обеспечивая устойчивость искомых параметрических оценок. На примере статистических испытаний по промышленным данным для подгруппы из 33 скважин показано кратное снижение уровня среднеквадратической ошибки параметрического оценивания при редукции выявленногo малоинформативного фактора – перенапряжения. Полученные результаты могут служить теоретико-методической основой создания адаптивной системы контроля динамики освоения ресурса непрерывного фонда скважин с электроцентробежным насосом для оптимизации регламентов ремонтно-технического обслуживания, режимов эксплуатации и выбора параметров оборудования скважин.

Ключевые слова:

Модель, факторы износа, ресурс, потенциал наработки, электроцентробежный насос, скважина, регрессионный анализ, идентификация, ортогональное оценивание.

Вводный анализ

Период наработки на отказ T погружных электроцентробежных насосов (ЭЦН) – одна из главных характеристик в задачах планирования и управления процессами нефтедобычи. Под периодом наработки на отказ ЭЦН будем понимать суммарное время работы силовой установки с момента его пуска до момента отказа. Потенциал периода наработки на отказ T^0 закладывается на стадиях проектирования и изготовления изделия [1–3] и обеспечивается комфорт-

ными условиями работы на этапе эксплуатации. Задачи, модели и алгоритмы обеспечения функциональной надёжности на этапах конструирования и эксплуатации глубинно-насосного оборудования неодинаковы. Оценка законов распределения отказов как традиционными методами [4–7], так и с использованием современных подходов по машинному обучению [8, 9], отражают общие закономерности и осреднённые показатели надёжности управляемых процессов. Такие оценки могут оказаться слишком грубыми для

оптимизации технологических режимов, регламентов и параметров обустройства каждой скважин ЭЦН-ом. Контроль режимных состояний работы погружного оборудования средствами устьевой и глубинной телеметрии [10] позволяет оценивать действия индивидуальных факторов ускоренного износа с прогнозом периода наработки для каждой силовой установки [11, 12].

Традиционная статистика отказов [13], в том числе и преждевременных, свидетельствует, что основными причинами остановов являются:

- потеря изоляции (пробой) плоского кабеля, разъемной муфты, силового кабеля, статорных обмоток погружного электродвигателя (ПЭД);
- механические сломы валов, опорных подпятников и подшипников скольжения, сломы и заклинивания ступеней насоса;
- разгерметизация и потеря гидрозащиты.

В отличие от задач и методов покомпонентного учёта и анализа динамики освоения ресурса ЭЦН [14], направленного в большей мере на совершенствование конструктивных решений по изделию, *цель настоящей работы* – дать целостное описание динамики освоения ресурса установки для скважин непрерывного фонда на основе выделения и формализации суммарных эксплуатационных факторов ускоренного износа и старения [15]. Создание и цифровая реализация таких моделей в системах в реальном времени имеют многофункциональное назначение. Это:

- задачи контроля и управления эксплуатационным ресурсом фонда скважин, обустроенных ЭЦН, с прогнозами периодов наработки на отказ в реальных производственных условиях;
- оптимизация режимов, регламентов и параметров обустройства скважин при замене ЭЦН после отказа;
- системы сопровождения и планирования графиков ремонтно-технических работ по замене погружного оборудования;
- системы планирования и управления запасами комплектующих ЭЦН нужных типоразмеров.

Ресурс ЭЦН, определение и факторная модель динамики его освоения

Как было показано в [15], построение и использование факторной модели динамики освоения эксплуатационного ресурса ЭЦН в задачах выбора режима, регламента эксплуатации и параметров обустройства скважин существенно *расширяет круг определений оптимальных решений* с оценкой показателей эффективности нефтедобычи на полном жизненном цикле работы погружного оборудования.

Построение подобных моделей основано на обобщении опыта обустройства и эксплуатации скважин силовыми установками, работающими в разных режимных состояниях с учетом действий осложняющих факторов [16, 17]. За основу конструкции ресурсной модели принят шаблон (системная концепция) линейной регрессии [18], когда выделяется *выходная переменная* $E(t)$ – объём освоенной части эксплуатационного (функционального) ресурса изделия к мо-

менту времени t с начала эксплуатации в момент $t=0$ и *входные* (регрессионные) переменные $v_N(i,t)$, отражающие кумулятивное действие факторов ускоренного износа (старения) с коэффициентами влияния $a_N(i)$, где i – номер фактора. Последующее конструирование основано на ряде предположений.

Первое предположение. Пусть потенциальный ресурс новой установки, заложенный заводом изготовителем, оценивается максимально достижимым уровнем реализуемой полезной работой центробежного насоса на полном жизненном цикле, т. е. максимальным количеством отданной энергии в комфортном-номинальных условиях эксплуатации силового блока

$$E^0 = \gamma_0 q^0 h^0 T^0. \quad (1)$$

Здесь $N_2^0 = \gamma_0 q^0 h^0$ – полезная работа насоса типоразмера $\langle q^0, h^0 \rangle$ с номинальной производительностью $q_N = q^0$ и напором $h_N = h^0$ при перекачке воды с удельным весом γ_0 , а T^0 – потенциал периода наработки на отказ, закладываемый производителем оборудования. В условиях (1) искомое представление модели динамики освоения эксплуатационного ресурса ЭЦН (*второе предположение*) введём равенством [15, 19]

$$E(t) = \int_0^t \left[\gamma(t) q_N(t) h_N(t) + \gamma_0 q^0 h^0 \cdot \left(\sum_{i=1}^5 a_N(i) \cdot v(i) \right) \right] dt, \quad (2)$$

где первое подынтегральное слагаемое – производственные затраты ресурса, исчисляемые в работе насоса $N_2(t) = \gamma(t) q_N(t) h_N(t)$ с производительностью $q_N(t)$ и напором $h_N(t)$ по перекачке жидкости с удельным весом $\gamma(t)$. Последующие слагаемые интегральной суммы – непроизводственные затраты ресурса, отражающие действие факторов ускоренного износа центробежного насоса (ЦН) и ПЭД в долях от нормативного уровня полезной работы выбранного типоразмера: $N_2^0 = \gamma_0 q^0 h^0$, $a_N(i)$, $i \in \{1, 2, \dots, 5\}$ – настроечные параметры, подлежащие определению по данным контроля режимов эксплуатации скважин. В работе выделяются пять главных факторов (2) ускоренного износа и риска отказа.

- Фактор упругопластических изгибов жёсткой удлиненной конструкции «ЦН-ПЭД» и трения при её погружении в искривлённый наклонно направленный ствол скважины

$$v(1 | \omega_N(t), H_N) = \omega_N(t) \sum_i \left[\alpha_{1i} \left(\frac{H_N}{H_R} - \delta H_i \right)_+ + \alpha_{2i} 1 \left(\frac{H_N}{H_R} - \delta H_i \right) \right].$$

Здесь $\omega_N(t) = (1-s)\omega(t)$ – относительная скорость вращения вала двигателя со скольжением S и относительной частотой питающего напряжения $\omega(t)$,

$\delta H_i = \frac{H_i}{H_R}$ – относительные отметки уровней погру-

жения с соответствующими средними показателями α_{1i} набора угла кривизны ствола скважины, α_{2i} – значимый уровень приращения угла кривизны (если та-

ковой имеется) в интервале (H_l, H_{l+1}) ; l – порядковый номер интервала (рис. 1-1).

Здесь и далее используется обозначение:

$$(x)_+ = (x, \text{если } x > 0) \vee (0, \text{если } x \leq 0),$$

$$1(x) = (1, \text{если } x > 0) \vee (0, \text{если } x \leq 0).$$

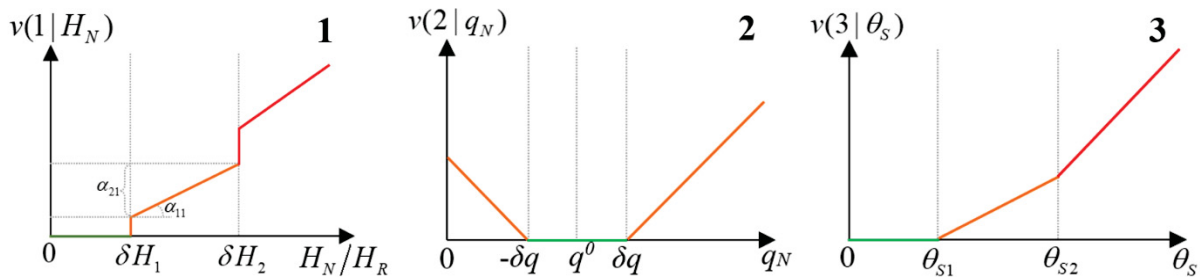


Рис. 1. Графики зависимостей для факторных функций упругопластических изгибов и трения конструкции «ЦН-ПЭД» (1), отклонений от номинального режима подачи (2) и уровня перегрева изоляции ПЭД и плоского кабеля (3)

Fig. 1. Dependence charts for factorial functions of elastic bends and friction of the submersible unit installation (1), deviations from the nominal productivity (2) and the level of overheating of the SEM insulation and cable (3)

- Фактор отклонений от номинального режима подачи [20]

$$v(2 | q_N(t)) = \left(\left| \frac{q_N(t)}{q^0} - 1 \right| - \delta q \right)_+$$

с симметричной зоной нечувствительности $[-\delta q, \delta q]$ (рис. 1-2).

- Фактор уровня перегрева изоляции ПЭД и плоского кабеля [21]

$$v(3 | \theta_S(t)) = \frac{1}{\theta_{S3}} \left((\theta_S(t) - \theta_{S1})_+ + \alpha_\theta (\theta_S(t) - \theta_{S2})_+ \right),$$

где $\theta_S(t) = (1 - \mu_S)\theta_B(t) + \mu_S\theta_P(t)$ – взвешенная сумма температур нагрева кабеля и ПЭД, $\mu_S \in [0, 2; 0, 8]$, $\theta_{S1}, \theta_{S2}, \theta_{S3}$ – настраиваемые параметры (рис. 1-3).

- Фактор контроля перегрузки по полезным мощностям для ПЭД и ЦН

$$v(4 | P_2(t), N_2(t)) = \left(\frac{P_2(t)}{P_2^0} - 1 \right)_+ + \left(\frac{N_2(t)}{N_2^0} - 1 \right)_+,$$

где $P_2(t)$ – мощность на валу двигателя, $N_2(t)$ – полезная работа на выходе насоса, P_2^0 и N_2^0 – их номинальные значения по шкале выбранных типоразмеров.

- Фактор риска пробоя изоляции вследствие перенапряжения, обусловленного законом линейной вариации напряжения: $U_1(t) = \omega U_1^0$ в технологиях частотного регулирования подачи

$$v(5 | U_1(t)) = \left(\frac{U_1(t)}{U_+^0} - 1 \right)_+ + \alpha_U \left(\frac{U_1(t)}{U_+^0} - \delta U \right)_+, \quad \delta U > 1,$$

где U_+^0 – контрольный уровень перенапряжения для выбранного типоразмера ПЭД с номинальным значением U_1^0 (подобно рис. 1-3).

При непрерывном контроле и прогнозировании факторных функций ускоренного износа $v_N(1, t) = v(1 | \omega_N(t), H_N), \dots, v_N(5, t) = v(5 | U_1(t))$ оценка периода наработки на отказ осуществляется по условию

$$T = \arg \left\{ E^0 = E(t) \right\},$$

что, согласно (1) и (2), соответствует выражениям

$$T = \arg \left\{ T^0 = \int_0^t (y(t) + \mathbf{a}_N^T \mathbf{v}_N(t)) dt \right\}$$

или

$$T = \arg \left\{ T^0 = \Delta E(t) + \mathbf{a}_N^T \mathbf{V}(t) \right\}, \quad (3)$$

где

$$\Delta E(t) = \int_0^t y(t) dt, \quad y(t) = \frac{\gamma(t) q_N(t) h_N(t)}{\gamma_0 q^0 h^0}$$

– отношение реально производимой работы к расчётно-номинальной, а векторы параметров и регрессоров определяются следующим образом

$$\begin{aligned} \mathbf{a}_N &= [a_N(1) \dots a_N(5)]^T, \\ \mathbf{V}(t) &= [V(1, t) \dots V(5, t)]^T = \\ &= \left[\int_0^t v_N(1, t) dt \dots \int_0^t v_N(5, t) dt \right]^T. \end{aligned} \quad (4)$$

Оценка периода наработки на отказ, необходимая для первичной оптимизации режима и параметров обустройства скважины ЭЦН [22], в стационарных условиях эксплуатации, когда выполнено $\Delta E(T) = T\gamma$, $V(1) = T v_N(1), \dots, V(5) = T v_N(5)$, рассчитывается согласно (2)–(4) явным образом

$$T = \frac{T^0}{y + \mathbf{a}_N^T \mathbf{v}_N}. \quad (5)$$

Правила идентификации по данным промышленного контроля

Практическая реализация и использование факторных моделей подобного класса (3), (5), помимо данных непрерывного контроля о режимных состояниях работы погружного оборудования, информации о конструкции ствола и механической устойчивости притока, требуют априорной оценки вектора параметров чувствительности \mathbf{a}_N к факторам износа и данных о потенциале периода наработки на отказ T^0 ЭЦН. Величина T^0 , закладываемая конструкторскими

решениями, используемыми материалами, технологиями и культурой изготовления, неодинакова для изделий разных производителей, классов исполнений и разных типоразмеров. В этой связи *введём ещё одно, третье, предположение*: все изделия по производителям, по сходству конструктивных решений, производственно-технологических линий и используемых материалов объединяются в равно-надёжные группы. Зависимость потенциала периода наработки на отказ $T^0(k)$ всех изделий группы от варианта комплектации k -й скважины выбранным типоразмером будем дополнительно учитывать регрессионной моделью вида:

$$T^0(k) = T^0 \begin{bmatrix} 1 - a_c(1) \cdot v_c(1, k) - \\ - a_c(2) v_c(2, k) - a_c(3) v_c(3, k) \end{bmatrix}, \quad (6)$$

где T^0 – базовый потенциал периода наработки на отказ изделия группы – устанавливается для наиболее технологически совершенных, наиболее ликвидных типоразмеров в диапазоне средней производительности $q^0(k) \in (q_L, q_R)$ при ограниченном наборе напорных ступеней $h^0(k) \leq h_M$. Выход за объявленные пределы $\langle q_L, q_R, h_M \rangle$ уменьшает потенциал периода наработки на отказ с распределёнными значениями интенсивностей снижений $a_c(1), a_c(2), a_c(3)$ по каждому отклонению:

$$v_c(1, k) = \left(\frac{h^0(k)}{h_M} - 1 \right)_+, \quad v_c(2, k) = \left(1 - \frac{q^0(k)}{q_L} \right)_+, \\ v_c(3, k) = \left(\frac{q^0(k)}{q_R} - 1 \right)_+.$$

Учитывая индивидуальную зависимость вектора чувствительности факторов износа для моделей ресурса (3), (5) a_N от номера рассматриваемой группы, приходим, с учётом (6), к объединённой записи модели динамики освоения эксплуатационного ресурса ЭЦН для k -й скважины группы с неявной формой оценки времени отказа

$$T(k) = \arg \left\{ T^0(k) = \Delta E(k, t) + a_N^T V(k, t) \right\},$$

где $\Delta E(k, t)$ и $V(k, t)$ – относительный объём освоенной энергии и накопленные действия эксплуатационных факторов износа модели (3) на момент отказа $T(k)$ k -й установки в группе.

Пусть T_A – априорно заданная оценка периода наработки на отказ T^0 , а

$$\tilde{y}(k) = \Delta E(k)/T(k) \quad \text{и} \quad \tilde{v}_N(k) = V(k)/T(k)$$

– осреднённые на периоде $T(k)$ энергетические показатели работы и износа. Тогда искомое представление приведённой выше комплексной модели ресурса приобретает стандартный регрессионный блочный вид

$$-\tilde{y}(k) = \alpha_c^T v_c(k) + \alpha_N^T \tilde{v}_N(k) = a_E^T \tilde{v}_E(k) \quad (7)$$

где, согласно (4), параметры и регрессоры блока эксплуатации дополняются первым элементом

$$\alpha_N(j)^T = [a_N(0) \ a_N(1) \ \dots \ a_N(5)], \quad a_N(0) = T^0/T_A,$$

$$\tilde{v}_N(k)^T = [v_N(0, k) \ \tilde{v}_N(1, k) \ \dots \ \tilde{v}_N(5, k)],$$

$$v_N(0, k) = -T_A/T(k),$$

а векторы параметров и регрессоров блока комплектации (6) имеют вид

$$a_c^T = \frac{T^0}{T_A} [a_c(1) \ a_c(2) \ a_c(3)],$$

$$v_c(k)^T = \frac{T_A}{T(k)} [v_c(1, k) \ v_c(2, k) \ v_c(3, k)].$$

Отсюда следует.

Утверждение. Пусть по результатам контроля режимных состояний эксплуатации силовых установок выделенной равно-надёжной группы при априорно заданных для группы настройках периода наработки на отказ T_A , параметрах факторных функций комплектаций (6) $\langle q_{\min}, q_{\max}, h_M \rangle$ и износа (рис. 1) для множества $k \in K$ скважин сформированы данные, соответствующие значениям регрессоров $\tilde{v}_E(k)^T = [v_c(k)^T \ | \ \tilde{v}_N(k)^T]$ модели ресурса (7) на полном жизненном цикле $T(k)$ работы ЭЦН.

Тогда типовая процедура расчёта оценок $\hat{a}_E(j)$ параметров модели ресурса (7) выделенной группы $a_E^T = [\alpha_c^T \ | \ \alpha_N^T]$ по методу наименьших квадратов (МНК) [18] сводится к решению системы уравнений

$$F_E \hat{a}_E = b_E, \\ F_E = \sum_{k \in K} \mu(k) \cdot \tilde{v}_E(k) \cdot \tilde{v}_E(k)^T, \\ b_E = - \sum_{k \in K} \mu(k) \cdot \tilde{y}(k) \cdot \tilde{v}_E(k), \quad (8)$$

в которой весовые коэффициенты $\mu(k) \in [0; 1]$ отражают значимость и меру соответствия данных по k -й скважине выделенной группы.

Информативность факторов

В отличие от моделей математической физики, отражающих фундаментальные законы строения материального мира, факторное описание связей и процессов сложноорганизованных технических систем, по логике построения, носит приближённый характер и отражает наблюдаемые на практике устойчивые закономерности поведения.

Возможное расширение учётного множества факторов износа $\tilde{v}_N(k)$ и детализация описания его компонент для повышения точности прогноза периода наработки на отказ в рамках рассматриваемой схемы линейного регрессионного анализа должно соотноситься с наблюдаемой информативностью используемых факторных функций, что напрямую связано с многообразием режимных условий эксплуатации контролируемых скважин непрерывного фонда. Учёт информативности выборки данных по векторам $\tilde{v}_E(k)$, $k \in K(j)$ и, как следствие, контроль устойчивости получаемых параметрических оценок возможен посредством решения задачи МНК (8) методом ортогонального разложения [23].

Если располагаемый объём промысловых данных о комплектациях и режимах эксплуатации скважин в группе позволяет выделить подгруппы объектов $k \in K(l)$, обустроенных одинаковыми (близкими) типоразмерам ЭЦН с едиными потенциалами периода наработки на отказ $T^0(l)$, где l – идентификатор типоразмера, то задача параметрического оценивания комплексной модели (7)

может быть разделена на две более простые, с отдельным оцениванием параметров эксплуатационного блока и блока комплектаций. В условиях стационарности, когда выполнено: $\tilde{y}(k) = y(k)$, $\tilde{\mathbf{v}}_N(k) = \mathbf{v}_N(k)$, а $T^0(l)$ – единое значение периода наработки на отказ для l -й подгруппы, ресурсная модель эксплуатационного блока может быть выделена и представлена соотношением

$$-y(k) = \mathbf{a}_N^T \mathbf{v}_N(k) + \xi(k), \quad k \in K(l) = \{1, 2, \dots, k(l)\}, \quad (9)$$

где $\xi(k)$ – случайный фактор (ошибок представления и измерений) с нулевым средним, $K(l)$ – реиндексированное для подгруппы l множество факторных данных, а вектор параметров $\mathbf{a}_N^T = [a_N(0) a_N(1) \dots a_N(5)]$ с точностью до первой компоненты $a_N(0) = T^0(l)/T_A$ соответствует вектору \mathbf{a}_N в (7).

Представим модель (9) как линейную форму векторов компонент регрессора размерностью $k(l)$:

$$\begin{aligned} -\mathbf{y} &= a_N(0)\mathbf{w}(0) + a_N(1)\mathbf{w}(1) + \\ &+ a_N(2)\mathbf{w}(2) + a_N(3)\mathbf{w}(3) + \dots \\ &+ a_N(4)\mathbf{w}(4) + a_N(5)\mathbf{w}(5) + \xi, \end{aligned} \quad (10)$$

где, согласно (7) и (9), $a_N(i)$, $i \in \{0, 1, \dots, 5\}$ – компоненты вектора \mathbf{a}_N ; $\mathbf{y} = [y(1) y(2) \dots y(k(l))]^T$ – вектор выходов; $\xi = [\xi(1) \dots \xi(k(l))]^T$ – вектор случайных факторов, а $\mathbf{w}(0) = [w(0, 1) \dots w(0, k(l))]^T$ и $\mathbf{w}(i) = [v(i, 1) \dots v(i, k(l))]^T$, $i \in \{0, 1, 2, \dots, 5\}$ – векторные компоненты регрессоров. Анализ информативности факторов связан с переходом от координат разложения $\langle \mathbf{w}(i), i \in \{0, 1, 2, \dots, 5\} \rangle$ выхода y , к координатам ортонормированного базиса $\langle \mathbf{z}(j_i), i \in \{0, 1, 2, \dots, 5\} \rangle$ по процедуре Грама–Шмидта [23] и новому представлению модели (10) в виде

$$-\mathbf{y} = c(j_0)\mathbf{z}(j_0) + c(j_1)\mathbf{z}(j_1) + \dots + c(j_5)\mathbf{z}(j_5) + \xi. \quad (11)$$

Управление порядком перебора в схеме ортогонализации по методу ведущего элемента [24] позволяет упорядочить информационную значимость факторов по энергетическим уровням оценок спектра

$$\begin{aligned} \{ \hat{c}(j_0)^2 \geq \hat{c}(j_1)^2 \geq \dots \geq \hat{c}(j_5)^2 \} \Rightarrow \\ \Rightarrow \{ \mathbf{w}(j_0) \succ \mathbf{w}(j_1) \succ \dots \succ \mathbf{w}(j_5) \}, \end{aligned}$$

получаемых согласно (11) в условиях ортонормированности векторов $\mathbf{z}(j_i)$: $\|\mathbf{z}(j_i)\| = 1$, $\mathbf{z}(j_i)^T \mathbf{z}(j_i) = 0$, при $i \neq l$ по выражению

$$\hat{c}(j_i) = -\mathbf{y}^T \mathbf{z}(j_i)_i, \quad i \in \{0, 1, 2, \dots, 5\}. \quad (12)$$

Возможный относительно низкий уровень оценки наименьшего спектра ортогонального ряда (11)

$$\mu_c(j_5) = \hat{c}(j_5)^2 / \sum_0^5 \hat{c}(j_i)^2 \leq \mu_c^{LM} \quad (13)$$

свидетельствует, что вектор $\mathbf{w}(j_5) = [v(j_5, 1) \dots v(j_5, k(l))]^T$ исходной формы представления модели ресурса (10) с перепорядоченной суммой

$$\begin{aligned} -\mathbf{y} &= a_N(j_0)\mathbf{w}(j_0) + a_N(j_1)\mathbf{w}(j_1) + \dots \\ &+ a_N(j_4)\mathbf{w}(j_4) + a_N(j_5)\mathbf{w}(j_5) + \xi \end{aligned} \quad (14)$$

с хорошим приближением описывается линейной формой векторов $\langle \mathbf{w}(i), i \in \{0, 1, 2, \dots, 4\} \rangle$ с более высокими уровнями спектра. Переход к упрощенному описанию

модели эксплуатационного ресурса (9), (14) с исключением фактора $\mathbf{w}(j_5) = [v(j_5, 1) \dots v(j_5, k(l))]^T$ в малой доле (13) округит оценку точности по выходу, зато существенно повысит стабильность оценок «укороченного» вектора параметров $[\hat{a}_N(j_0) \hat{a}_N(j_1) \dots \hat{a}_N(j_4)]^T$ модели (14), получаемых на решениях системы уравнений

$$\begin{bmatrix} r(j_0, j_0) & r(j_1, j_0) & \dots & r(j_4, j_0) \\ 0 & r(j_1, j_1) & \dots & r(j_4, j_1) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & r(j_4, j_4) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{a}_N(j_0) \\ \hat{a}_N(j_1) \\ \dots \\ \hat{a}_N(j_4) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{c}(j_0) \\ \hat{c}(j_1) \\ \dots \\ \hat{c}(j_4) \end{bmatrix}, \quad (15)$$

где коэффициенты матрицы разложения Грама–Шмидта рассчитываются по выражениям:

$$\begin{aligned} r(j_i, j_i) &= \left\| \begin{aligned} &\mathbf{w}(j_i) - r(j_i, j_0)\mathbf{z}(j_0) - r(j_i, j_1)\mathbf{z}(j_1) - \dots \\ &- r(j_i, j_{i-1})\mathbf{z}(j_{i-1}) \end{aligned} \right\|, \\ r(j_i, j_l) &= \mathbf{w}(j_i)^T \mathbf{z}(j_l) \quad \text{для } i > l. \end{aligned}$$

Примеры и результаты вычислительного анализа

Рассмотренные ниже примеры идентификации параметров эксплуатационного блока факторной модели ресурса ЭЦН носят иллюстративный характер, демонстрирующий работоспособность технологии устойчивого параметрического оценивания с контролем информативности факторных показателей. Положенные в основу анализа сведения о параметрах и режимных состояниях стационарной эксплуатации действующего фонда скважин были использованы для построения адекватных термобарических моделей [25] для пополнения недостающих состояний по мощностям, температурам и давлениям с последующим восстановлением факторных функций ускоренного износа. На основе экспертных настроек вектора параметров a_N эксплуатационного блока (9) (табл. 1) были спрогнозированы периоды наработок на отказ $T(k)$, которые в системе статистических испытаний алгоритма оценивания (12), (15) «зашумлялись» помехой с нулевым средним и регулируемой интенсивностью. В проведённой серии вычислительных экспериментов с «зашумленными» потенциалами периодов наработок на отказ проверялась корректность работы алгоритма ортогонального оценивания на типовых режимах стационарной эксплуатации скважин. Имеющийся объём первичной информации позволил выделить подгруппу из 33 скважин постоянного фонда ($k(l)=33$), обустроенных ЭЦН с близкими номинальными характеристиками по дебиту – $q^0 \in [45, 50]$ (м³/сут), напорам – $h^0 \in [2400, 2600]$ (м), одной габаритной группы (группа 5), с радиальным типом ступени и ПЭД с близкими номиналами мощностей (45 кВт).

Результаты ортогонализации и итоговые ошибки оценивания, осреднённые по серии из $nL \geq 100$ статистических испытаний $l \in L = \{1, 2, 3, \dots, nL\}$ для каждого уровня интенсивности v_ξ действия помехи $\|\xi(l)\| \leq v_\xi \|y(l)\|$, $v_\xi \in \{0, 0, 01, \dots, 0, 1\}$ (для задания случайной помехи используется функция *rand* программной среды Matlab, [26]) по каждому параметру

$$\delta a_N(j_i, v_\xi) = \sqrt{\frac{1}{nL} \sum_l ((\hat{a}_N(j_i, v_\xi) - a_N(j_i)) / a_N(j_i))^2}$$

представлены областями рассеяния суммарной относительной ошибкой по каждой реализации и графиком «средних» по всем реализациям

$$\delta a_N(v_\xi) = \sqrt{\frac{1}{nL} \sum_l \left[\left(\frac{\hat{a}_N(j_0, v_\xi) - a_N(j_0)}{a_N(j_0)} \right)^2 + \dots \right. \\ \left. \dots + \left(\frac{\hat{a}_N(j_5, v_\xi) - a_N(j_5)}{a_N(j_5)} \right)^2 \right]}$$

Сопоставление областей рассеивания и их «средних» свидетельствует, что переход на модель с укороченным набором регрессоров за счёт исключения «линейно зависимого» фактора перенапряжения $\langle w(j_5), z(j_5) \rangle$ переводит задачу идентификации из класса плохо обусловленных [27] в класс корректных с десятикратным сокращением уровня среднеквадратической ошибки параметрического оценивания (рис. 2).

Таблица 1. Экспертные настройки параметров эксплуатационной модели ресурса ЭЦН выделенной подгруппы

Table 1. Expert settings of the ESP resource operational model parameters of the selected subgroup

Фактор/Factor												
изгиб конструкции lift bending	отклонение от номинального режима подачи deviation from nominal productivity			перегрев overheating			перегрузка overload	риск пробоя изоляции insulation breakdown risk				
$a_N(1)$	δq	$a_N(2)$	Θ_{S1}	Θ_{S2}	Θ_{S3}	α_θ	μ_s	$a_N(3)$	$a_N(4)$	δU	a_U	$a_N(5)$
–	–	–	°С	°С	°С	–	–	–	–	–	–	–
0,5	0,02	0,4	80	100	120	2	0,3	0,3	0,2	1,05	2	0,1

Таблица 2. Параметры, режимные состояния и восстановленные периоды наработки на отказ для выделенной подгруппы скважин с близкими типоразмерами ЭЦН (фрагмент таблицы данных по 33-м скважинам)

Table 2. Parameters, operating variables and restored periods of life for a selected subgroup of wells with similar standard sizes of ESP (a fragment of the data table for 33 wells)

№	Номинальные параметры погружной установки Submersible unit nominal parameters					Параметры пласта, флюида и конструкции Formation, fluid and lift parameters						Режимные состояния Operation states					Период наработки на отказ Run-life period
	q^0	h^0	P_2^0	U_1^0	H_N	H_R	p_R	β	p_{G0}	G	Θ_R	q	ω_N	Θ_S	P_2	N_2	T
	м³/сут m³/day	м m	кВт kW	В V	м m	м m	МПа MPa	ед. units	МПа MPa	ед. units	°С	м³/сут m³/day	ед. units	°С	кВт kW	кВт kW	сут day
1	45	2450	2426	1410	2590	2744	20,9	0,82	9,4	50	78	42	0,94	114	2100	1235	341
2	50	2500	2750	1560	2592	2800	20,2	0,72	9,3	50	80	56	1,04	118	2571	1880	217
3	50	2500	2750	1371	2539	2707	17,9	0,98	9,8	53	83	49	0,91	114	1985	1282	385
4	50	2500	2750	1590	2624	2655	18,1	0,96	9,3	52	78	69	1,05	118	3331	1954	251
5	50	2500	2750	1440	2590	2727	21,9	0,95	9,3	52	81	42	0,96	113	2190	1780	316
...
31	50	2400	2640	1560	3141	3273	15,8	0,10	7,8	87	92	54	1,04	132	1932	1193	188
32	50	2500	2750	1485	2557	2636	13,6	0,78	8,3	88	90	44	0,99	113	2329	1706	323
33	50	2600	2860	1605	2976	3117	13,2	0,75	8,3	88	90	37	1,07	130	2721	2286	142

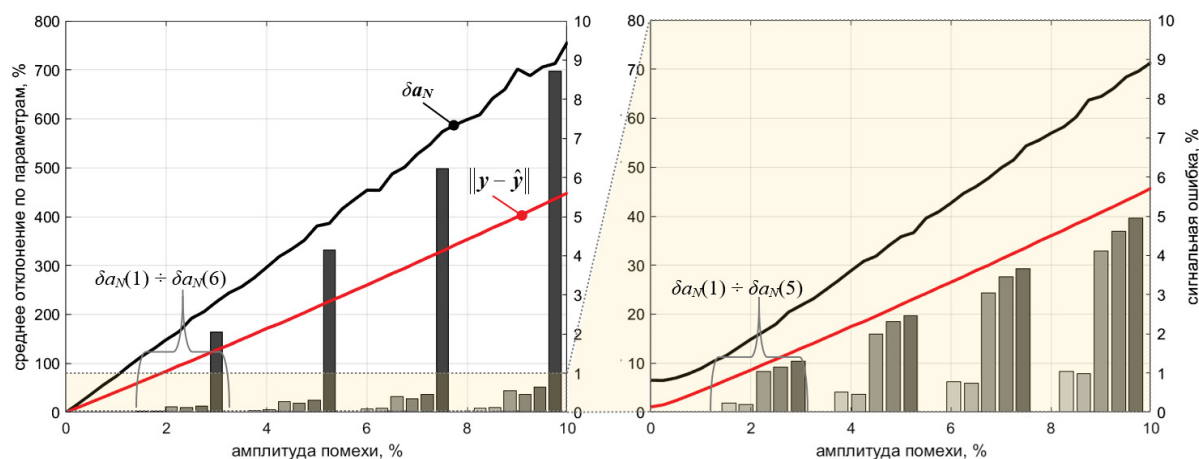


Рис. 2. Графики параметрических и сигнальных ошибок оценивания в зависимости от уровня помех для схем оценивания шести (слева) и пяти (справа) параметров модели ресурса

Fig. 2. Parametric and signal estimation errors charts according to the noise level for identification schemes of six (on the left) and five (on the right) parameters of the resource model.

Выводы

1. Развитие и масштабное внедрение систем и средств устьевой и глубинной телеметрии и частотного регулирования подачи в практику контроля и управления технологиями нефтедобычи создают реальную основу построения новых оптимальных реше-

ний для скважин с ЭЦН [15, 22, 25]. Явная связь функциональных и ресурсно-энергетических показателей комплексной модели ЭЦН позволяет формировать оптимальные пропорции между производительностью, долговечностью и энергопотреблением силового оборудования как на этапе выборе

- режима и параметров обустройства скважины, так и в период её реальной эксплуатации.
2. Введённое поле признаков ускоренного старения и износа: «деформации и трение при заглублении – не номинал производительности – перегрев – перегруз по мощности – перенапряжение» отражают обсуждаемый [28, 29] опыт эксплуатации скважин непрерывного фонда. Системный шаблон линейной регрессии, как и сама концепция факторного анализа, аппроксимирует сложноорганизованные связи и процессы в виде линейных форм первого приближения. Модели подобного класса ориентированы на задачи адаптивной оптимизации режимов эксплуатации скважин в условиях реального времени. Упрощённый характер описания позволяет реализовывать и сопровождать такие модели в рамках информационных ресурсов подсистем по месту сбора первичной информации.
 3. В отличие от фундаментальной математической физики старения и износов, актуализация факторных моделей технических систем основана на решении обратных задач для параметров чувствительности выделенных факторов по данным промышленного контроля режимов эксплуатации на полном жизненном цикле работы ЭЦН. Обеспечение устойчивости параметрических оценок, связанное с информативностью сложно формируемого вектора факторных признаков, трудно гарантировать ещё и потому, что желаемый уровень значимости факторов зависит от многообразия режимных состояний и параметров кривизны стволов исследуемой подгруппы скважин, обустроенных однотипным по типоразмерам и надёжности оборудованием.
 4. Спектральное ранжирование и последующая адаптация размерности регрессии с выделением только информационно значимых факторов по методу ортогонализации с ведущим элементом контролирует статистическую устойчивость параметрических оценок на обучающей выборке данных выделенной подгруппы скважин. Отбрасывание малоинформативного фактора, как, например, «перенапряжение» $w(5)=[v(5,1)...v(5,k(l))]$ модели регрессии (14), свидетельствует, что действие данного фактора на представленной выборке режимных состояний хорошо воспроизводится линейной комбинацией факторов «заглубление» $w(1)$ и «перегрузка» $w(4)$. Однако это не означает, что перенапряжение мало значимо в учёте динамики старения изоляции. Возможно, что на других обучающих выборках данных этой же подгруппы или иных подгрупп первичные режимы эксплуатации определяют большую значимость динамики старения от перенапряжения.
 5. Изложенная схема факторного контроля динамики старения и износа ЭЦН в условиях непрерывной эксплуатации есть пример возможной реализации данного подхода на практике. За рамками исследований остался ряд нерешённых задач. Среди них:
 - кластеризация параметров и данных режимов эксплуатации скважин на полных жизненных циклах работы ЭЦН с формированием равнонадёжных групп и подгрупп одинаковых или близких типоразмеров, иными словами, типизация моделей ресурсов с адекватной группировкой обучающих выборок первичных данных.
 - расширение и/или реконструкция факторных функций старения и износа для скважин с особыми режимами эксплуатации, например, введение фактора динамики и количества повторных пусков для скважин периодического фонда.
 - реконструкция и/или детализация описания факторных функций старения с разработкой вторичных процедур настроек их параметров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Takacs G. Electrical submersible pumps manual. 2nd ed. – Cambridge: Gulf Professional Publ. Elsevier, 2017. – 578 p.
2. Petroleum engineering handbook. V. IV: Production operations engineering / Ed. by J. Dunn Clegg. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2007. – 900 p.
3. Submersible Pump Handbook. 10th ed. – Claremore: Baker Hughes, 2011 – 278 p.
4. Babiker M., Tajeldin A., Abubakr A. ESP reliability statistical modelling using Weibull analysis, case study from Sudan // SPE Middle East artificial lift conference and exhibition. – Bahrain, 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/192468-MS> (дата обращения 10.06.2022).
5. Al-Jazzaf A.M., Pandi A., Nora Al-M. Interpretation of ESP reliability using Weibull analysis and dynamic run life analysis // SPE Gulf coast section electric submersible pumps symposium. – USA, 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/194393-MS> (дата обращения 10.06.2022).
6. Qahtani A.M., Qahtani M.A. Field-validated models for predicting electric submersible pump run life in Saudi Fields. SPE Middle East artificial lift conference and exhibition. – Kingdom of Bahrain, 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/184173-MS> (дата обращения 10.06.2022).
7. Dowling M. Reality vs. expectations for ESP reliability analysis // SPE Gulf coast section electric submersible pumps symposium. – USA, 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/194398-MS> (дата обращения 10.06.2022).
8. Celemin A., Estupinan D.A., Ricardo N. Model comparison for ESP run-life prediction: classic statistics vs. machine learning // SPE annual technical conference and exhibition. – UAE, 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/206028-MS> (дата обращения 10.06.2022).
9. Unlocking the potential of electrical submersible pumps: the successful testing and deployment of a real-time artificially intelligent system, for failure prediction, run life extension, and production optimization / M. Al Radhi, F.A. Bermudez, W. Al Madhoun, K. Al Blooshi, N.N. Al Nahhas, N.S. Mohammed // SPE symposium: artificial intelligence - towards a resilient and efficient energy industry. 2021. URL: <https://doi.org/10.2118/208647-MS> (дата обращения 10.06.2022).
10. Reda El Mahbes, Wilfried Manfoumbi, Benedicte Kadio-Morokro. Real-time remote monitoring to enhance electrical submersible pump system run life and maximize production // SPE middle east artificial lift conference and exhibition. – Bahrain, 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/192470-MS> (дата обращения 10.06.2022).
11. Abdelaziz M., Lastra R., J.J. Xiao. ESP data analytics: predicting failures for improved production performance // Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference. – UAE, 2017.

- URL: <https://doi.org/10.2118/188513-MS> (дата обращения 10.06.2022).
12. Successful standardization and sustainable well management system for ESP well surveillance & optimization across PDO / A. Al-Bimani, R. Kulkarni, H. Al-Muqbal et al. // SPE Electric Submersible Pump Symposium. – USA, 2017. URL: <https://doi.org/10.2118/185135-MS> (дата обращения 10.06.2022).
 13. Филиппов В.Н. Надежность установок погружных центробежных насосов для добычи нефти. Насосостроение. Серия ХМ-4. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1983. – 50 с.
 14. Соловьев И.Г., Конопелько В.К. Линейная модель ресурса погружного электроцентробежного насоса // НТЖ Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 1987. – № 6. – С. 7–10.
 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. URL: [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-9\(554\)-28-35](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-9(554)-28-35) (дата обращения 10.06.2022).
 16. Уразаков К.Р., Алиматов Ш.А., Тугунов П.М. Исследование эффективности выноса воды и механических примесей с забоя нефтяных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 77–85. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3025> (дата обращения 10.06.2022).
 17. Деговцов А.В. Анализ причин отказов УЭЦН при эксплуатации в осложненных условиях // Инженерная практика. – 2017. – № 9. URL: <https://glavteh.ru/разрушение-вала-уэцн-причины/> (дата обращения 10.06.2022).
 18. Рао С.Р. Линейные статистические методы и их применения. – М.: Наука, 1986. – 548 с.
 19. Соловьев И.Г., Субарев Д.Н. Управление параметрами обустройства и режимом эксплуатации скважины с погружным электронасосом // НТЖ Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – № 7. – С. 15–21.
 20. Мельниченко В.Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2018. – 24 с.
 21. Сарачева Д.А., Вахитова Р.И., Уразаков К.Р. Зависимость теплого состояния электроцентробежного насоса от частоты вращения двигателя // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 12. – С. 103–110. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/12/2406> (дата обращения 10.06.2022).
 22. Соловьев И.Г., Константинов И.В., Говорков Д.А. Ресурсно-энергетическая эффективность обустройства скважин с частотно-регулируемой подачей насоса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 16. – С. 60–72. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/6/3236> (дата обращения 10.06.2022).
 23. Голуб Дж., Ван-Лоун Ч. Матричные вычисления. – М.: Мир, 1999. – 548 с.
 24. Соловьев И.Г., Распопов Р.В. Техника зонального редуцирования гидродинамической модели нефтяного коллектора // Математическое моделирование. – 2014. – Т. 26. – № 4. – С. 21–32.
 25. Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Цибульский В.Р. Идентификация гидродинамической модели скважины с электроцентробежным насосом по данным контроля возмущенных режимов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 5. – С. 181–192. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2649> (дата обращения 10.06.2022).
 26. MATLAB & Simulink – MathWorks. URL: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html> (дата обращения 10.06.2022).
 27. Albert A. Regression and the Moore–Penrose pseudoinverse. – Cambridge: Academic Press, 2012. – 194 p.
 28. Влияние на наработку установок электроприводных центробежных насосов подачи и частоты вращения насоса при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей / В.Н. Ивановский, А.В. Деговцов, А.А. Сабиров, С.В. Кривенков // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 9. – С. 58–64.
 29. Хабибуллин М.Я. Исследование механизма разрушения призабойной зоны пласта фильтрационным потоком пластовой жидкости и предотвращение пробкообразования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 86–94. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3397> (дата обращения 10.06.2022).

Поступила 15.06.2022 г.

Информация об авторах

Соловьев И.Г., кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр Тюменский научный центр СО РАН; доцент, Тюменский индустриальный университет.

Говорков Д.А., кандидат технических наук, доцент кафедры кибернетических систем, Тюменский Индустриальный университет.

Константинов И.В., аспирант кафедры кибернетических систем, Тюменский Индустриальный университет.

UDC 622.279:681.5

ESTIMATION OF ESP OPERATIONAL RESOURCE DYNAMICS USING FACTOR-BASED MODEL

Ilya G. Solovyev^{1,2},
igsolovyev123@gmail.com

Denis A. Govorkov²,
dagovorkov@mail.ru

Ivan V. Konstantinov²,
ivkonstantinov95@yandex.ru

¹ Tyumen Scientific Centre SB RAS,
86, Malygin street, Tyumen, 625026, Russia.

² Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

The relevance of the study is related to the search of the approaches to increase the control efficiency for the operation processes of wells equipped with electric submersible pumps. Dynamics of pump operational resource usage can be estimated on the basis of factorial model construction and identification according to control data of the power unit during its life run to failure. Unlike the models based on the fundamental physics of insulation aging and mechanical wear, the introduced simplified description of the resource development dynamics reflects the relationship between the operating lifetime and the well-known factors that reduce operational reliability in general for the entire submersible unit.

The main scope: formalization of the electric submersible pumps continuous operation resource model in dynamics and formalization of resource estimation and submersible unit accelerated wear factors; development of the parametric estimation algorithm of the resource model operational block with control over the calculation correctness according to the operating modes data information content of a selected group of wells.

Object: electric submersible pumps-equipped wells with continuous operating modes.

Methods: thermobaric modeling of variable states of well systems and regression estimation of the operational resource consumption dynamics; analysis of the continuous operating modes control data of a selected subgroup of wells equipped with electric submersible pumps with similar run life potentials; structural-parametric estimation of the resource model operational block with information content assessment of the regression variables in the orthogonal decomposition scheme.

Research results and summary. Consumption estimation of the accumulated energy potential (resource) initially founded by the submersible unit manufacturer makes it possible to predict its run-life considering the effects of accelerated aging and wear factors. Allocating units structurally similar in design and standard sizes in equal run-life clusters allows focusing the identification problem of the operational block of the regression resource model with further additional detailing of its structural block. The information content control of the wear dynamics factors based on the orthogonal decomposition of regression equation by the method of the leading element makes it possible to correct the factor set dimension to ensure the stability of the required parametric estimates. The example of statistical tests on operation control data for a subgroup of 33 wells shows that the reduction of the uninformative factor «overvoltage» in identification scheme leads to the significant decrease in the parametric estimation error. The obtained results can serve as a theoretical and methodological basis for creating an adaptive system for monitoring the resource usage dynamics of electric submersible pumps-equipped wells with continuous operating modes and optimization of submersible unit selection, operation and maintenance.

Key words:

Model, wear factors, resource, run-life potential, electric submersible pump, well, regression analysis, identification, orthogonal estimation.

REFERENCES

1. Takacs G. *Electrical submersible pumps manual*. 2nd ed. Cambridge, Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2017. 578 p.
2. *Petroleum engineering handbook*. Vol. IV: Production operations engineering. Ed. by J. Dunn Clegg, Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2007. 900 p.
3. *Submersible Pump Handbook*. 10th ed. Claremore, Baker Hughes, 2011. 278p.
4. Babiker M., Tajeldin A., Abubakr A. ESP reliability statistical modelling using Weibull analysis, case study from Sudan. *SPE Middle East artificial lift conference and exhibition*. Bahrain, 2018. Available at: <https://doi.org/10.2118/192468-MS> (accessed 10 June 2022).
5. Al-Jazzaf A.M., Pandi A., Nora Al-M. Interpretation of ESP reliability using Weibull analysis and dynamic run life analysis. *SPE Gulf coast section electric submersible pumps symposium*. USA, 2019. Available at: <https://doi.org/10.2118/194393-MS> (accessed 10 June 2022).
6. Qahtani A.M., Mubarak A.Q. Field-validated models for predicting electric submersible pump run life in Saudi Fields. *SPE Middle East artificial lift conference and exhibition*. Kingdom of Bahrain, 2016. Available at: <https://doi.org/10.2118/184173-MS> (accessed 10 June 2022).
7. Dowling M. Reality vs. expectations for ESP reliability analysis. *SPE Gulf coast section electric submersible pumps symposium*. USA, 2019. Available at: <https://doi.org/10.2118/194398-MS> (accessed 10 June 2022).
8. Celemin A., Estupinan D.A. Ricardo N. Model comparison for ESP run-life prediction: classic statistics vs. machine learning. *SPE annual technical conference and exhibition*. UAE, 2021. Available at: <https://doi.org/10.2118/206028-MS> (accessed 10 June 2022).
9. Al Radhi M., Bermudez F.A., Al Madhoun W., Al Blooshi K., Al Nahhas N.N., Mohammed N.S. Unlocking the potential of electrical submersible pumps: the successful testing and deployment of a real-time artificially intelligent system, for failure prediction, run life extension, and production optimization. *SPE symposium: arti-*

- ificial intelligence – towards a resilient and efficient energy industry. 2021. Available at: <https://doi.org/10.2118/208647-MS> (accessed 10 June 2022).
10. Reda El Mahbes, Wilfried Manfoumbi, Benedicte Kadio-Morokro. Real-time remote monitoring to enhance electrical submersible pump system run life and maximize production. *SPE middle east artificial lift conference and exhibition*. Bahrain, 2018. Available at: <https://doi.org/10.2118/192470-MS> (accessed 10 June 2022).
 11. Abdelaziz M., Lastra R., Xiao J.J. ESP data analytics: predicting failures for improved production performance. *Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference*. UAE, 2017. Available at: <https://doi.org/10.2118/188513-MS> (accessed 10 June 2022).
 12. Al-Bimani A., Kulkarni R., Al-Muqbali H. Successful standardization and sustainable well management system for ESP well surveillance & optimization across PDO. *SPE Electric Submersible Pump Symposium*. USA, 2017. Available at: <https://doi.org/10.2118/185135-MS> (accessed 10 June 2022).
 13. Filippov V.N. *Nadezhnost ustanovok pogruzhnykh tsentrobeznykh nasosov dlya dobychi nefii* [Reliability of submersible centrifugal pumps units for oil production]. Moscow, CINTI-HIMNEFTEMASH Publ., 1983. 50 p.
 14. Solovyev I.G., Konopelko V.K. Lineynaya model resursa pogruzhnogo elektrosentrobezhnogo nasosa [Linear model of the resource of a submersible electric centrifugal pump]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v nefyanoy promyshlennosti*, 1987, no. 6, pp. 7–10.
 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. doi.org/10.33285/0132-2222-2019-9(554)-28-35
 16. Urazakov K., Alimetov S., Tugunov P. Investigation of the efficiency of removal of water and mechanical impurities from the bottom of oil wells *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 333, no. 10, pp. 77–85. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/10/3025> (accessed 10 June 2022).
 17. Degovcov A.V. Analiz prichin otkazov UECN pri ekspluatatsii v oslozhnennykh usloviyakh [Analysis of the ESP failures causes during operation in complicated conditions]. *Inzhenernaya praktika*, 2017, no. 9. Available at: <https://glavteh.ru/разрушение-вала-уэцн-причины/> (accessed 10 June 2022).
 18. Rao S.R. *Lineynnye statisticheskie metody i ih primeneniya* [Linear statistical methods and their applications]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 548 p.
 19. Solovyev I.G., Subarev D.N. Upravlenie parametrami obustroystva i rezhimom ekspluatatsii skvazhiny s pogruzhnym elektronasosom [Control of completion and operation mode of a well with a submersible electric pump]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v nefyanoy promyshlennosti*, 2012, no. 7, pp. 15–21.
 20. Melnichenko V.E. *Otsenka vliyaniya osnovnykh tekhnologicheskikh kharakteristik dobyvayushchikh skvazhin na resursy pogruzhnykh elektrosentrobezhnykh nasosov*. Avtoreferat Dis. Kand. nauk [Assessment of the influence of the main technological characteristics of producing wells on the resource of submersible electric centrifugal pumps. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 2018. 24 p.
 21. Saracheva D.A., Vakhitova R.I., Urazakov K.R. Dependence of an electric-centrifugal pump heat state on engine rotation frequency. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 12, pp. 103–110. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/12/2406> (accessed 10 June 2022).
 22. Solovyev I.G., Konstantinov I.V., Govorkov D.A. Resource-energy efficiency of artificial lift selection for wells with frequency controlled pump. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 16, pp. 60–72. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/6/3236> (accessed 10 June 2022).
 23. Golub J., Van-Lone Ch. *Matrichnye vychisleniya* [Matrix calculations]. Moscow, Mir Publ., 1999. 548 p.
 24. Solovyev I.G., Raspopov R.V. Tekhnika zonalnogo reduktirovaniya gidrodinamicheskoy modeli nefyanogo kollektora [Oil reservoir hydrodynamic model zonal reduction technique]. *Matematicheskoe modelirovanie*, 2014, vol. 26, no. 4, pp. 21–32.
 25. 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. 5, pp. 181–192. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/6/3236> (accessed 10 June 2022).
 26. *MATLAB & Simulink – MathWorks*. Available at: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html> (accessed 10 June 2022).
 27. Albert A. *Regression and the Moore–Penrose pseudoinverse*. Cambridge, Academic Press, 2012. 194 p.
 28. Ivanovskiy V.N., Degovtsov A.V., Sabirov A.A., Krivenkov S.V. Impact upon the running time of electrically driven centrifugal feed pump units and the pump’s rotation speed in the course of operation of wells which are complicated by a mechanical impurity outflow. *Oil and Gas Territory*, 2017, no. 9, pp. 58–64. In Rus.
 29. Khabibullin M. Research of a reservoir bottom zone destruction by filtering flow of the formation liquid and prevention of call formation in the well. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 10, pp. 86–94. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/6/3236> (accessed 10 June 2022).

Received: 15 June 2022.

Information about the authors

Ilya G. Solovyev, Cand. Sc., associate professor, senior researcher, Tyumen Scientific Centre SB RAS, 86; Tyumen Industrial University.

Denis A. Govorkov, Cand. Sc., associate professor, Tyumen Industrial University.

Ivan V. Konstantinov, postgraduate student, Tyumen Industrial University.