

УДК 622.276:681.5

РЕСУРСНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОБУСТРОЙСТВА СКВАЖИН С ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОЙ ПОДАЧЕЙ НАСОСА

Соловьев Илья Георгиевич^{1,2},
solovyev@ikz.ru

Константинов Иван Владимирович¹,
ivkonstantinov95@yandex.ru

Говорков Денис Александрович¹,
dagovorkov@mail.ru

¹ Тюменский Индустриальный университет,
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.

² Федеральный исследовательский центр «Тюменский научный центр» СО РАН,
Россия, 625026, г. Тюмень, ул. Малыгина, 86.

Актуальность исследования связана с вопросами повышения эффективности процессов эксплуатации скважин, обустроенных электроцентробежным насосом, на основе оптимального выбора технического режима, частотного режима и параметров обустройства подъёмника силовой установкой по критерию прибыли, доставляемой парой «насос–двигатель» на полном жизненном цикле ее эксплуатации. Учет возможной изменчивости условий эксплуатации осуществляется регулировкой критерия по показателю горизонта планирования.

Цель: формализация задачи оптимального выбора технологического режима, частоты питающего напряжения и параметров обустройства скважины с электроцентробежным насосом с одновременным учётом прямых энергетических затрат и косвенных факторов ускоренного износа в стационарных условиях работы с регулируемым горизонтом планирования.

Объекты: скважина, оборудованная электроцентробежным насосом.

Методы: материального и теплового балансов, гидростатики, линеаризованной кинетики потерь напора в сегментах подъёмника, численного интегрирования и анализа нелинейных систем, типовой формализации задач оптимизации принятия решений.

Результаты и выводы. Учет главных факторов ускоренного износа в критерии прибыли расширяет круг определений оптимальных решений, упреждая завышенные выборы начальной производительности фактом сокращения суммарной прибыли полного жизненного цикла эксплуатации электроцентробежного насоса. Проблема возможной изменчивости условий эксплуатации в схеме вывода стационарных оптимальных решений частично учитывается введением в критерий показателя горизонта планирования. Снижение энергоэффективности работы электроцентробежного насоса на смещённых частотах указывает, что «видимые свободы» частотной регулировки имеют цену своего использования, вследствие чего выбираемые частоты оптимальных решений длительных периодов эксплуатации приближаются к синхронной частоте с максимальным коэффициентом полезного действия работы центробежного насоса. Предложенное термобарическое и энергетическое описание равновесных состояний системы с учётом факторов динамики освоения ресурса электроцентробежного насоса позволяет использовать упрощённые модельные решения как первичную основу последующего построения адаптивных автоматизированных регламентов операционного контроля и управления в условиях неопределённости.

Ключевые слова:

Модели, цели, алгоритмы, осложняющие факторы, темпоральная иерархия управления, гидростатика, электроцентробежный насос, эксплуатационный ресурс.

Введение

Назначение технологических режимов эксплуатации скважин и их обеспечение посредством выбора параметров обустройства погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН) – одна из важнейших задач управления процессами нефтедобычи [1–5]. Именно данный вопрос на практике реализует связь между заложенными показателями проекта разработки, т. е. «желаниями» и ресурсно-технологическими «возможностями» действующих производств. Задача выбора проста: из упорядоченного по мощности ряда $j \in J$ производимых погружных асинхронных электродвигателей [6, 7] (ПЭД) и центробежных насосов (ЦН) необходимо скомплектовать пару (типоразмер ЭЦН) по номинальной производительности q^0 , [м³/сут],

напору h^0 [м] (метры водяного столба) и мощности на валу $P_2^0(j)$, [кВт] такую, что в условиях данной скважины выбранная силовая установка обеспечит желаемый (чаще максимальный) уровень производительности q на возможно большем периоде времени эксплуатации $t \in [0, T]$. Длительность периода наработки на отказ T зависит от комфортных условий работы ЭЦН, что при выбранном q регулируется глубиной подвески H_N и условием $q^0 \approx q$, когда достигается максимальный коэффициент полезного действия (КПД) ЦН. Решение данной задачи для разных конструкций ствола, пластово-скважинных условий неоднозначно и в значительной степени осложнено факторами изменчивости и неопределённости условий эксплуатации, что может оцениваться по разным критериям эффективности.

Главные ограничения в ныне действующих методиках выбора технологического режима, а по сути, начальной производительности $q(0)$, и параметров обустройства – $\langle h^0, q^0, P_2^0(j), H_N \rangle$ с целевой уставкой достижения максимальной продуктивности [8, 9] связываются с конструктивными характеристиками ствола скважины (диаметр, прочность, кривизна), ограничениями на нагрев ПЭД и сверхлимитным проявлением свободного газа на первой ступени насоса. Однако в рамках такого подхода не учитывается влияние режимных условий эксплуатации на динамику освоения эксплуатационного ресурса и, как следствие, на период наработки на отказ T . В длительной перспективе результат выбора с обеспечением максимума начальной производительности не видится столь убедительным. Задача оптимального выбора ещё более усугубляется в условиях действий осложняющих факторов (износы, засорения, снижение продуктивности притока и в целом изменчивость пластовых условий), приводящих к падению производительности и скоротечным отказам ЭЦН. Учёт осложнений особенно важен, если их интенсивность есть прямое следствие выбора завышенной начальной производительности $q(0)$. Результаты оптимального выбора по критерию прибыли на полном жизненном цикле работы ЭЦН в условиях осложнений, изложенные в [10], подтверждают, что обоснованность и качество обновлённого подхода заметно выше.

В то же время при изменчивости характеристик пласта, производственных условий и в целом конъюнктуры рынка нефтепродуктов однократный выбор параметров обустройства на длительные горизонты планирования не столь эффективен. Результаты планирования по данным начала эксплуатации при наличии нестационарностей со временем теряют актуальность. В этой связи горизонт планирования T_p следует также переводить в разряд регулируемых параметров. Учёт периода наработки, его зависимость от искомым параметров обустройства обобщает схему оптимального выбора с разными горизонтами планирования.

Оснащение ЭЦН средствами частотного регулирования подачи [11–13] существенно расширяет потенциалы управляемости процессов добычи в условиях неопределённости. Арсенал методов частотного управления, стабилизирующего режимные условия эксплуатации погружного оборудования, широк и напрямую связан с многообразием первопричин действующих осложнений. Однако удобная и актуальная для предприятий нефтепрома технология частотно-регулируемых отборов имеет свои ограничения и «цену» использования. Речь идёт о снижении показателей надёжности и энергоэффективности работы ЭЦН на смещённых частотах [14–16]. Кроме того, введение частотного регулирования никак не снимает проблему оптимизации начального выбора параметров обустройства, что обсуждается далее.

Цели исследования

- Формализация задачи оптимального выбора технологического режима q , частотного режима ω и

параметров обустройства – $\langle h^0, q^0, P_2^0(j), H_N \rangle$ скважины с ЭЦН с одновременным учётом прямых энергетических затрат и косвенных факторов ускоренного износа в стационарных условиях эксплуатации с регулируемым горизонтом планирования.

- Сравнительный анализ экономических показателей и результатов оптимального синтеза для кратковременных и длительных периодов планирования.
- Представление минимального состава моделей ресурсно-энергетического описания равновесных частотно-регулируемых термобарических процессов скважины с ЭЦН, адаптированных под широкий круг операционных задач контроля и регулирования в режиме реального времени.

Целевое условие

В основу анализа положена следующая задача.

Для заданного параметрического описания термобарометрической модели скважины [17, 18], работающей в стационарных условиях эксплуатации (т. е. при отсутствии дрейфующих осложнений), определить тех. режим q , параметры типоразмера насоса – $\langle h^0, q^0 \rangle$, двигателя $P_2^0(j)$ глубину подвески ЭЦН H_N и частотный режим $\omega(k)$, при которых достигается максимальная ресурсно-энергетическая эффективность эксплуатации, что отражается записью (1):

$$x_* = \arg \max J(x), \quad x \in X, \quad (1)$$

где $x = [j \ k \ q \ H_N]^T$ – искомый вектор настроек с областью допустимых значений X , которая определяется следующим образом:

- $j \in J = \{1, \dots, m\}$ – номера типоразмеров ПЭД, индексированных в порядке возрастания номинальной мощности на валу $P_2^0(j) < P_2^0(j+1)$;
- $k \in K = \{0, 1, 2, \dots, 400\}$ – номера узлов дискретной сетки относительных частот $\omega(k+1) = \omega(k) + k\Delta\omega$, т. е. $\omega(k) = \Omega(k)/\Omega_0$, где $\omega(0) = 0,5$, $\Delta\omega(0) = 0,002$, что эквивалентно шагу в 0,1 Гц [19]; $\Omega_0 = 50$ [Гц] – несущая частота питающего напряжения в линии, а $\Omega(k) \in [25; 65]$ [Гц] – регулируемое множество значений частот питающего двигателя напряжения. Отметим, что для несущей частоты, в рамках введённых определений, выполнено: $k = \arg \{ \omega(k) = 1 \} = 250$;
- $H_N \in [H_N(q), \overline{H_N}]$, где минимальный уровень заглубления для заданной производительности q определяется условием:

$$\underline{H_N}(q) = \arg \left\{ \left(\beta_{GN} \leq \beta^{LM} \right) \wedge \left(h(4) \geq h^{LM} \right) \right\}, \quad (2)$$

в котором β_{GN} – объёмная доля свободного газа у первой ступени насоса, а $h(4)$ – уровень столба жидкости над приёмом насоса в затрубном пространстве [20]; $\beta^{LM} \approx 0,25$, $h^{LM} \approx 100$ м – используемые в расчётах ограничения [10]. Максимально-допустимое заглубление $\overline{H_N} < H_R$ определяется конструктивными параметрами ствола скважины по диаметру и кривизне.

Как следует из (1), последующий анализ сводится к решению четырёхмерной задачи на максимум.

Формализация целевого условия [21–23] в задачах оптимального конструирования есть попытка сведения многоаспектных и значимых факторов поведения синтезируемой системы к единой ценностной шкале. Решение подобных вопросов не всегда однозначно, но всегда актуально при определении наилучшего технического решения. Введение целевого показателя имеет важное предназначение, т. к. позволяет сопоставлять любые конкурентные решения и вычислять наилучшие (оптимальные) решения, которые по смыслу построения в рамках принятых моделей и ограничений уже не могут быть улучшены.

Конструкция целевого показателя $J(x)$ должна быть универсальной по построению и отражать принятые в предметной области организационные, экономические, технологические и прочие эффекты принимаемых решений. Широко используемая на практике схема построения критерия прибыли вполне соответствует смыслу оптимального выбора при разной детализации учёта факторов доходности и затрат на разных этапах и уровнях управления. Именно по такой схеме выделена главная часть суточной прибыли:

$$\Delta J(x) = c_1(1 - \beta)q - c_2q - c_3P_1(x) \quad (3)$$

в общем показателе суммарной прибыли полного жизненного цикла работы ЭЦН T

$$J(x) = T\Delta J(x) - c_4E_N^0(x) - (c_{50} + c_{51}H_N). \quad (4)$$

Единственная доходная часть бюджета в (3) определяется сниженной для каждого предприятия за счет акцизов, налогов и прочих отчислений ценою c_1 продажи суточного объёма добычи нефти $(1 - \beta)q$, где β – показатель обводнённости.

Прямые капитальные и эксплуатационные затраты учитываются следующими показателями:

- c_2 – средняя для предприятия цена эксплуатационных затрат на добычу суточного объёма жидкости q за вычетом индивидуального энергопотребления ЭЦН;
- c_3 – цена энергетических затрат ЭЦН на суточный объём добычи жидкости;
- $c_4E_N^0(x)$ – стоимость приобретаемого полезного энергетического ресурса $E_N^0(j) = q^0 h^0 T^0$, где T^0 – прогноз периода наработки в номинальных условиях эксплуатации, что в совокупности определяет стоимость владения силовой установкой;
- $c_{50} + c_{51}H_N$ – стоимость работ на демонтаж отказавшей и монтаж новой установки.

Косвенные затраты, отражающие динамику ускоренного механического износа и старения изоляции ЭЦН, учитываются снижением периода наработки. Соответствующую модель риска отказа введём равенством

$$T(x) = \frac{T^0}{1 + E_\Sigma(x)}, \quad (5)$$

где T^0 – потенциальный период наработки в номинальных условиях эксплуатации ЭЦН, а долевой показатель ускоренного старения есть суммарное действие нормированных режимных факторов износа

$$E_\Sigma(x) = a_1E_P(x) + a_2E_\theta(x) + a_3E_U(j, k) + a_4\frac{q}{q^0}E_H(H_N) \quad (6)$$

с ранжированными настройками долей влияния – a_1, a_2, a_3, a_4 .

Учитывая изменчивость условий эксплуатации, актуальность стратегии управления с длительным горизонтом полного жизненного цикла ЭЦН (1)–(5) со временем снижается. Поэтому наряду с критерием (3), (4) введём целевой показатель для укороченного горизонта планирования:

$$J(x | \tau_P) = \frac{\tau_P}{\left(1 + \frac{\tau_P}{T^0}E_\Sigma(x)\right)}\Delta J(x) - \frac{\tau_P}{T^0}c_0(x), \quad (7)$$

где регулируемый параметр $\tau_P \in [0, T^0]$ пропорционален периоду планирования T_P , но не равен ему. Введение

характеристики $\frac{\tau_P}{T^0}$ снижает в целевом показателе долю учёта факторов ускоренного износа и затрат на подземный ремонт $c_0(x) = c_4E_N^0(x) + (c_{50} + c_{51}H_N(x))$ при переходе на укороченные сроки планирования. Заметим, что при $\tau_P = T^0$ показатель (7) совпадает с исходным критерием оптимальности (4) полного жизненного цикла (ПЖЦ) с горизонтом планирования T_P , равным периоду наработки (5).

Наряду с показателями (4), (7) введём показатель прибыли на заданном укороченном периоде планирования T_P следующим соотношением:

$$J_P(x) = T_P\Delta J(x) - \frac{T_P(1 + E_\Sigma(x))}{T^0}c_0(x), \quad (8)$$

на множестве решений $X(T_P) \subset X$ определённых условием

$$X(T_P) = \{x : T_P \leq T^0 / (1 + E_\Sigma(x))\},$$

то есть выделяются только те допустимые точки решений $x \in X$, на которых прогнозируемый период наработки не ниже заявленного периода планирования T_P .

Согласно (6) выделяются четыре главных режимных фактора динамики ускоренного освоения ресурса ЭЦН.

- Фактор ускоренного механического износа ЭЦН на повышенных оборотах и нагрузках будем оценивать по выражению:

$$E_P(x) = \left(\frac{P_2(x)}{P_2^0(j)} - 1 \right)_+ + \left(\frac{N_1(x)}{N_1^0(x)} - 1 \right)_+,$$

где $P_2^0(j)$ – номинал полезной нагрузки для j -го типоразмера ПЭД; $N_1^0(x)$ – номинал потребления выбранного типоразмера ЦН при частоте вращения вала $\omega_N(j, k) = 1$; $P_2(x) = N_1(x)$ – мощность на валу двигателя, равная нагрузке, создаваемой ЦН с производительностью q при чуть сниженной частоте вращения вала:

$$\omega_N(j, k) = (1 - s(j, k))\omega(k) \quad (9)$$

вследствие скольжения $s(j, k)$ для двигателя j -го типоразмера.

- Фактор ускоренного старения изоляции ПЭД из-за перегрева [9, 24, 25] будем оценивать по выражению

$$E_{\theta}(\theta_p(x)) = \left[(\theta_p(x) - \theta_{p1})_+ + \alpha_{\theta 1} (\theta_p(x) - \theta_{p2})_+ \right] / \theta_{p+},$$

где θ_{p1} , θ_{p2} , $\alpha_{\theta 1}$ – настроечные параметр.

В интервале теплообмена ПЭД $\Delta H_p(j)$ на глубине подвески ЭЦН H_N модель тепловых балансов [17] между ПЭД, омываемым потоком газожидкостной смеси (ГЖС) и окаймляющими горными породами может быть представлена системой уравнений вида

$$\begin{aligned} (1 + \alpha_1 q) \theta(2) &= \theta_H(3) + \alpha_1 q \cdot \theta_R, \\ \left(1 + \alpha_3 \frac{q}{\Delta H_p} \right) \theta(3) &= \theta_H(3) + \alpha_3 \frac{q}{\Delta H_p} \theta(2) + b_p \frac{\delta P_p}{\Delta H_p}, \\ \theta_p &= \theta(3) + \frac{b_D}{v_D} \frac{\delta P_p}{\Delta H_p}, \end{aligned}$$

где θ_R – температура жидкости на забое скважины; $\theta_H(3) \approx \alpha_N H_N$ – температура горных пород по геотермалу на глубине подвески; $\theta(2)$, $\theta(3)$ – температуры жидкости ниже ПЭД и в интервале его теплообмена ΔH_p ; $\theta_p = \theta_p(x)$ – искомая температура нагрева ПЭД. Энергетические потери ПЭД – $\delta P_p = \delta P_p(x) = P_1(x) - P_2(x)$, и доля, идущая на нагрев, – $\mu_p \delta P_p(x)$, где $P_1(x)$ – активная мощность потребления двигателем j -го типоразмера на частоте $\omega(k)$ под нагрузкой насоса с производительностью q .

В приведённых выражениях принято:

$$\alpha_3 = c_{\beta} / \lambda_G, \quad \alpha_1 = \alpha_3 / (H_R - H_N),$$

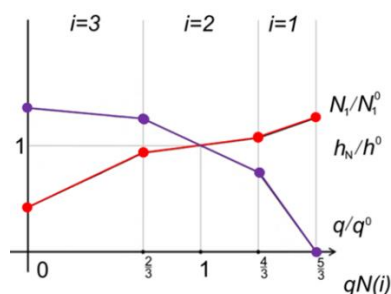
$$b_p = \mu_p / \lambda_G, \quad b_D = \mu_p / \lambda_D,$$

где c_{β} – теплоёмкость восходящего потока ГЖС; λ_G – теплопередача пары «горные породы – жидкость»; λ_D – теплопередача пары «омываемая жидкость – корпус ПЭД»; $\lambda_{DG} = \lambda_D v_D$ – та же теплопередача, но сниженная в $v_D = 1 - a_{D1}(\beta_G(3) - \beta_{D1})_+$ раз вследствие разгазирования нефти с объёмной долей газа у приёма $\beta_G(3)$. Здесь a_{D1} и β_{D1} – параметрические настройки функции снижения.

- Фактор риска пробоя изоляции от перенапряжения частотно управляемого ПЭД с пропорциональным законом регулирования входного напряжения

$$U_1(j, k) = \omega(k) U_1^0(j) \quad (10)$$

будем учитывать выражением



i	1	2	3
qN	5/3	4/3	2/3
λ_0	10/3	2	3/2
λ_1	2	1	1/4
λ_2	0,0087	0,82	0,74
λ_3	0,79	0,18	0,3

Рис. 1. Нормированные кусочно-линейные графики механических характеристик насоса по напору и потребляемой мощности

Fig. 1. Normalized piecewise linear charts of pump's mechanical characteristics of head and power consumption

$$E_U(j, \omega(k)) =$$

$$= \frac{1}{\omega_+} (1 + \alpha_{U0}(j - j_U)_+) ((\omega(k) - 1)_+ + \alpha_{U1}(\omega(k) - \omega_U)_+),$$

где настраиваемые коэффициенты α_{U0} , α_{U1} , j_U , ω_U , ω_+ связаны с классом изоляции [26] исполнения ПЭД. Здесь $U_1^0(j)$ – номинальное для j -го типоразмера напряжение питания при $\omega(k)=1$, а $U_1(j, k)$ – фазное питающее напряжение ПЭД на смещённой частоте $\omega(k) = \Omega(k) / \Omega_0 \neq 1$.

- Фактор ускоренного износа от заглубления отражает последствия упруго-пластичных изгибов силового агрегата плюс механические повреждения изоляции силового кабеля при спуске в зависимости от набора угла кривизны ствола скважины. Упрощенное описание модели фактора заглубления вводится выражением:

$$E_H(H_N) = \frac{1}{H_+} \sum_i \alpha_{Hl} (H_N - H_l)_+,$$

где α_{Hl} – меры приращения угла кривизны ствола скважины с дискретными отметками возрастающих глубин H_l .

Модели

Поиск оптимального решения в задаче (1), (4)–(10) основан на введении

- \mathcal{P}_1 – барометрической модели скважины;
- \mathcal{P}_2 – энергетической модели насоса;
- \mathcal{P}_3 – энергетической модели частотно управляемого ПЭД с пропорциональным законом регулирования (9) фазного напряжения.

Воспользуемся упрощенным описанием комплексной барометрической модели скважины \mathcal{P}_1 [10, 11], объединяющей модель подъёмника и притока:

$$\begin{cases} q = \frac{h^0 \omega_N^2 \lambda_0(i) - H_R + (p(1) - p_L) / \gamma}{\omega_N \frac{h^0}{q^0} \lambda_1(i) + r_U + r_N + r_K}; \\ q = w_R \frac{p(1)(p_R - p(1))}{p(1) + \mu_R(1)(p_{GO} - p(1))_+}, \end{cases} \quad (11)$$

включая нормированную кусочно-линейную аппроксимацию напорной характеристики насоса (рис. 1)

$$\frac{h_N}{h^0} = \omega_N \left(\omega_N \lambda_0(i) - \frac{q}{q^0} \lambda_1(i) \right). \quad (12)$$

В условиях (11) давление и доля свободного газа у приёма насоса оцениваются выражениями

$$p(3) = p(1) - \gamma(H_R - H_N + r_K q),$$

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

где $p_R, p(1), p(3), p_L$ – распределение давлений [МПа] по вертикали подъёмника, начиная от пластового, забойного на уровне H_R [м], давления у приёма насоса на уровне подвески H_N и в устьевом нефтесборнике; γ – удельный вес ГЖС, средний по стволу подъёмника [МПа/м]; h_N – напор, создаваемый насосом [м]; $w_R = 1/r_R$ – коэффициент продуктивности притока [м³/МПа сут]; r_R – гидросопротивление притока; $r_i = r_K + r_N + r_U$ – суммарное гидросопротивление линеаризованной модели подъёмника, эквивалентное путевым потерям напора в его сегментах, включая низ обсадной колонны, НКТ, устьевой штуцер, [сут/м²]; i – номер сегмента ломаной напорной характеристики определяемый условием

$$i = \arg \left\{ \frac{q}{q^0} \in \omega_N[qN(i+1), qN(i)] \right\},$$

где $q_N(i), \lambda_0(i), \lambda_1(i), \lambda_2(i), \lambda_3(i)$ – параметры модели нормированных напорной и мощностной характеристик (сведены в таблицу на рис. 1). Комплексный параметр модели разгазирования на уровне забоя и приёма насоса оцениваются выражением

$$\mu_R(i) = (1 - \beta)G \frac{\alpha_G(i)p_0}{p_{GO} - p_0}, \quad i \in \{1, 3\},$$

где G – газовый фактор нефти; p_{GO} – давление насыщения; $p_0 \approx 0,1$ МПа – давление атмосферное; $\alpha_G(i)$ – настроечные параметры доли разгазирования.

Энергетическая модель насоса Φ_2 по аналогии с напорной характеристикой насоса (12) аппроксимируется нормированным кусочно-линейным графиком потребляемой мощности (рис. 1)

$$N_1(x) = \omega_N^2 N_1^0(\omega_N)(1 + \Delta\eta_N(j, k)) \times \left(\omega_N \lambda_2(i) + \frac{q}{q^0(\omega_N)} \lambda_3(i) \right) \quad (13)$$

и отдаваемой, рассчитываемой, согласно (12), (13), по выражению

$$N_2(x) = \gamma q h_N(\omega_N) = \gamma \omega_N q h^0(\omega_N) \left(\omega_N \lambda_0(i) - \frac{q}{q^0(\omega_N)} \lambda_1(i) \right),$$

где режим номинального потребления вводится условием

$$N_1^0(x) = \frac{\gamma}{\eta_N^0} q^0(\omega_N) \cdot h^0(\omega_N).$$

Оценочная модель снижения КПД ЦН на смещённых частотах [27] вводится выражением:

$$\begin{cases} \eta_N(j, k) = \eta_N^0 / (1 + \Delta\eta_N(j, k)), \\ \Delta\eta_N(j, k) = \alpha_{\eta_L}(\omega_{\eta_L} - \omega_N(j, k))_+ + \alpha_{\eta_R}(\omega_N(j, k) - \omega_{\eta_R})_+. \end{cases}$$

Здесь $\alpha_{\eta_L}, \alpha_{\eta_R}$ – настройки, отражающие интенсивность снижения КПД ЦН от номинала η_N^0 за границами зоны «нечувствительности», смещённой под номинал скольжения, например,

$$\partial\omega_\eta = [\omega_{\eta_L}, \omega_{\eta_R}] \approx [0,9, 0,98].$$

Для заданной пары $\langle q, \omega_N \rangle$, согласно (9), выбор параметров типоразмера насоса производится по соотношениям

$$q^0(\omega_N) = \frac{q}{\omega_N}, \quad h^0(\omega_N) = \frac{1}{\omega_N^2} h^0(1),$$

$$h^0(1) = r_1 q + H_R - \frac{1}{\gamma} (p(1) - p_L), \quad (14)$$

где

$$p(1) = \begin{cases} p_R - r_R q, & \text{при } p(1) \geq p_{GO}, \\ 0,5 p_\mu + \sqrt{0,25 p_\mu^2 - \mu_R(1) p_{GO} r_R q}, & \text{иначе,} \end{cases}$$

$$p_\mu = p_R - (1 - \mu_R(1)) r_R q,$$

что обеспечивает КПД ЦН близким к максимуму.

В условиях эксплуатации насоса вблизи номинального режима, в диапазоне сегмента $i=2$ по механическим характеристикам (рис. 1) выполнено условие $\lambda_0(2) - \lambda_1(2) = \lambda_2(2) - \lambda_3(2) = 1$. Тогда определённые выше выражения для мощностей в условиях квазиоптимального выбора (14) принимают более простой вид:

$$N_2(x) = \gamma q h^0(1), \quad N_1(x) = \frac{N_2(x)}{\eta_N(\omega_N)},$$

$$N_1^0(x) = \frac{N_1(x)}{\omega_N^3}. \quad (15)$$

Энергетическая модель ПЭД Φ_3 в условиях пропорциональной регулировки напряжения (9), построенная по T-образной схеме замещения [28] асинхронного двигателя (рис. 2), вводится следующими расчётными соотношениями, представленными в комплексной форме.

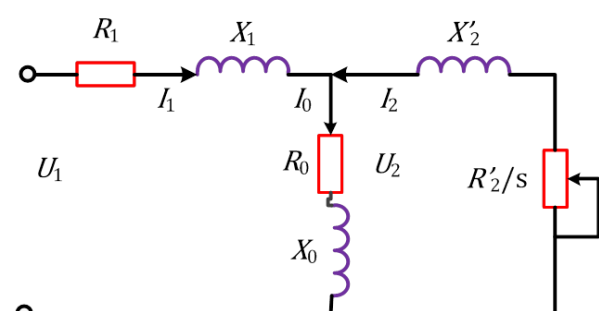


Рис. 2. T-образная схема замещения асинхронного двигателя

Fig. 2. T-shaped equivalent circuit of an induction motor

Активная мощность, потребляемая ПЭД j -го типоразмера $P_1(j, k)$ при заданной тройке $\langle \omega(k), U_1^0(j), s \rangle$, рассчитывается, согласно (9), по формуле:

$$P_1(j, k) = 3\omega(k) U_1^0(j) \operatorname{Re} \dot{I}_1(j, k),$$

где $I_1(j, k)$ – ток цепи статора. Полезная мощность на валу двигателя оценивается по выражению [28]:

$$P_2(j, k) = 3(\operatorname{Re} \dot{I}_2(j, k))^2 R'_2(j) \frac{1-s}{s},$$

где $\dot{I}_2(j, k)$ – ток в цепи ротора. Оценки $\dot{I}_1(j, k)$ и $\dot{I}_2(j, k)$ рассчитываются по заданным параметрам схемы замещения: активному и реактивному сопротивлениям статора R_1, X_1 , приведенным сопротивлениям ротора R'_2, X'_2 и сопротивлениям цепи намагничивания R_0, X_0 . Реактивные сопротивления вычисляются при относительной частоте $\omega(k)$ и скольжении s , определяемом по балансу мощностей: отдаваемой на валу двигателя и потребляемой насосом. Согласно (8) и (15), имеем:

$$s(j, k) = \arg \begin{cases} P_2(x) = P_2(j, k) = \\ = N_1(\omega(k)(1-s)) = \frac{\gamma q h^0(1)}{\eta_N(\omega(k)(1-s))} \end{cases}.$$

Вычислительный анализ

На основании показателей (5)–(8) проведём сравнительный анализ трёх решений.

Первое – оптимальное обустройство на полном жизненном цикле (5), когда параметр τ_p критерия (7) приравнивается потенциалу наработки T^0

$$x_0 = \arg \max J(x | T^0) = \arg \max J(x), \quad x \in X. \quad (16)$$

Прогноз периода наработки в этом случае оценивается, согласно (6), выражением

$$T(x_0) = \frac{T^0}{1 + E_\Sigma(x_0)}.$$

Второе – оптимальное решение для $\tau_p \in (0, T^0)$

$$x_\tau = \arg \max J(x | \tau_p), \quad x \in X, \quad (17)$$

с периодами планирования и наработки

$$T_p = \frac{\tau_p}{1 + E_\Sigma(x_\tau)},$$

$$T(x_\tau) = \frac{T^0}{1 + E_\Sigma(x_\tau)}. \quad (18)$$

Третье решение определяется условием (8)

$$x_p = \arg \max J_p(x), \quad x \in X(T_p) \subset X, \quad (19)$$

когда точка максимума прибыли (8) на заданном горизонте планирования T_p принадлежит множеству

$$X(T_p) = \left\{ x : E_\Sigma(x) \leq \frac{T^0}{T_p} - 1 \right\}.$$

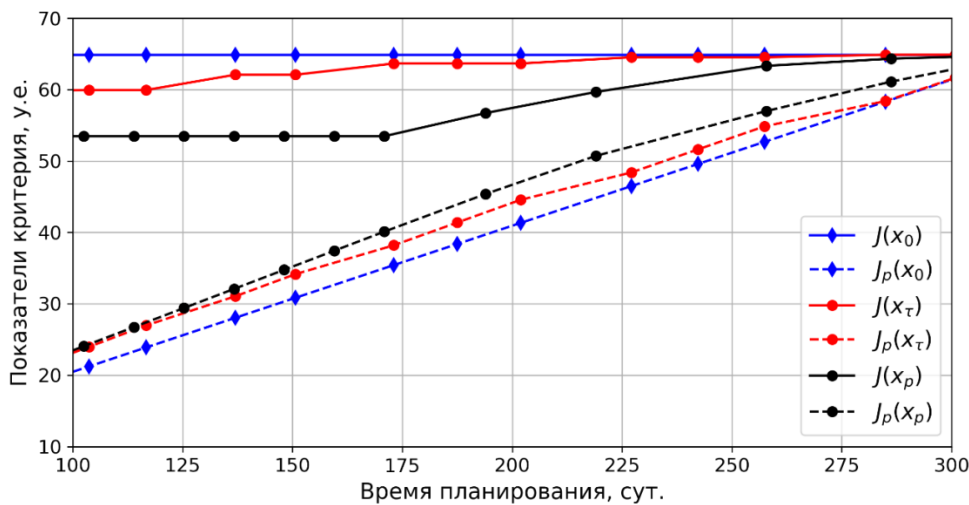


Рис. 3. Графики критериев прибыли полного жизненного цикла $J(x_0)$, $J(x_\tau)$, $J(x_p)$ и на укороченных периодах планирования $J_p(x_0)$, $J_p(x_\tau)$, $J_p(x_p)$

Fig. 3. Charts of profit criteria on full lifetime cycle $J(x_0)$, $J(x_\tau)$, $J(x_p)$ and on shorter planning periods $J_p(x_0)$, $J_p(x_\tau)$, $J_p(x_p)$

Введённые выше решения x_0 , x_τ и x_p определяют пять графиков критерия прибыли по варьируемой координате $T_p \in \left[0, \frac{T^0}{1 + E_\Sigma(x)} \right]$ (рис. 3): $J(x_0)$ – максимально-достижимый уровень прибыли (4), (16) на ПЖЦ работы ЭЦН, (прямая, параллельная отрезку $T_p \in \left[0, \frac{T^0}{1 + E_\Sigma(x)} \right]$);

$$J(x_\tau) = \Delta J(x_\tau) \frac{T^0}{1 + E_\Sigma(x_\tau)} - c_0(x_\tau)$$

– прибыль полного жизненного цикла с наработкой

$T(x_\tau) = \frac{T^0}{1 + E_\Sigma(x_\tau)}$ на оптимальных решениях $x_\tau = \arg \max J(x | \tau_p)$, $x \in X$ (6), (17), полученных на укороченных (18) горизонтах планирования;

$$J_p(x_\tau) = T_p \Delta J(x_\tau) - c_0(x_\tau) \frac{T_p(1 + E_\Sigma(x_\tau))}{T^0}$$

– прибыль, доставляемая решением x_τ (17) за период работы $T_p = \frac{\tau_p}{1 + E_\Sigma(x_\tau)}$, что после подстановки в исходный критерий соответствует выражению

$$J_p(x_r) = \left(\Delta J(x_r) \frac{\tau_p}{1 + E_\Sigma(x_r)} \right) - c_0(x_r) \tau_p / T^0;$$

$$J_p(x_0) = T_p \Delta J(x_0) - \frac{T_p(1 + E_\Sigma(x_0))}{T^0} c_0(x_0) =$$

$$= \left(\frac{\Delta J(x_0) \tau_p}{1 + E_\Sigma(x_0)} \right) - c_0(x_0) \tau_p / T^0$$

– прибыль, доставляемая решением x_0 (16) за время эксплуатации $T_p = \frac{\tau_p}{1 + E_\Sigma(x_0)}$; $J_p(x_p)$ – максимально достижимая прибыль, доставляемая решением (19) на горизонте планирования T_p .

Графики оптимальных решений и основных переменных состояния изображены на рис. 4.

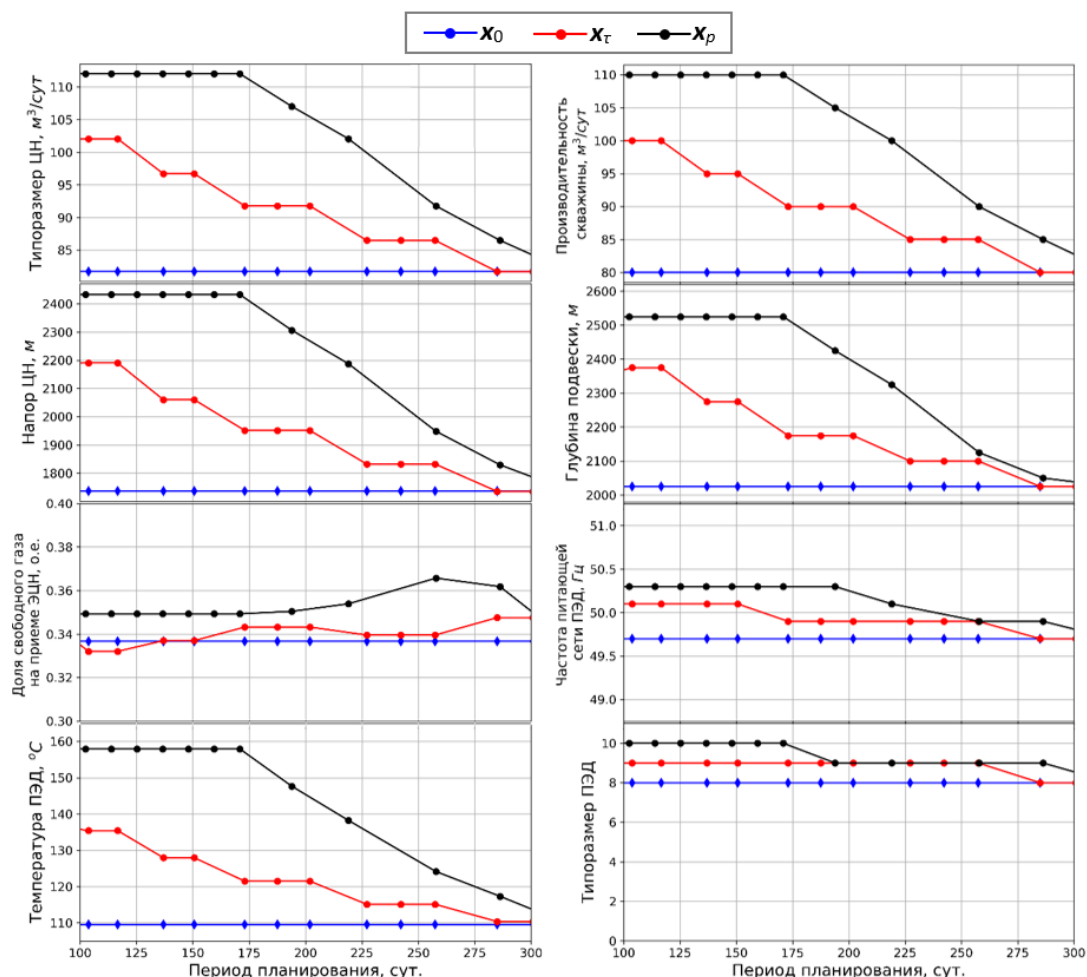


Рис. 4. Графики оптимальных решений и основных переменных состояния

Fig. 4. Charts of optimal solutions and main state variables

На рис. 5 представлены графики факторов ресурсно-временных затрат $E_\Sigma(x_p)$ (18) и соответствующих долей снижения прибыли для горизонтов планирования T_p .

Представленные выше результаты были получены для типовой барометрической модели скважины, приближенной по условиям залегания и режимам эксплуатации к объектам среднего Приобья. Термометрическая модель системы с повышенным уровнем нагрева ПЭД была настроена с использованием данных работы [24]. Основные параметры модели скважины, настройки факторов ускоренного износа, настройки критерия и справочные данные используемых типоразмеров ПЭД представлены в табл. 1. Параметры схемы замещения восстанавливаются по методике [28] и в таблице не представлены.

Расчёты критериев рис. 3, оптимальных решений и соответствующих состояний системы рис. 4, а также диаграммы распределения долевых ресурсно-экономических затрат рис. 5 показывают, что

- прибыли оптимальных решений для укороченных периодов планирования с более интенсивными показателями ускоренного износа заметно ниже стратегий оптимального управления на ПЖЦ;
- эффекты кратковременных периодов планирования обеспечиваются большими ресурсными затратами с большей производительностью заглублениями и нагревами ПЭД;
- балансы между производительностью и заглублениями ЭЦН регулируются ограничениями по газу у первой ступени насоса, что отражается квазистабильным уровнем графика доли свободного газа у приёма насоса.

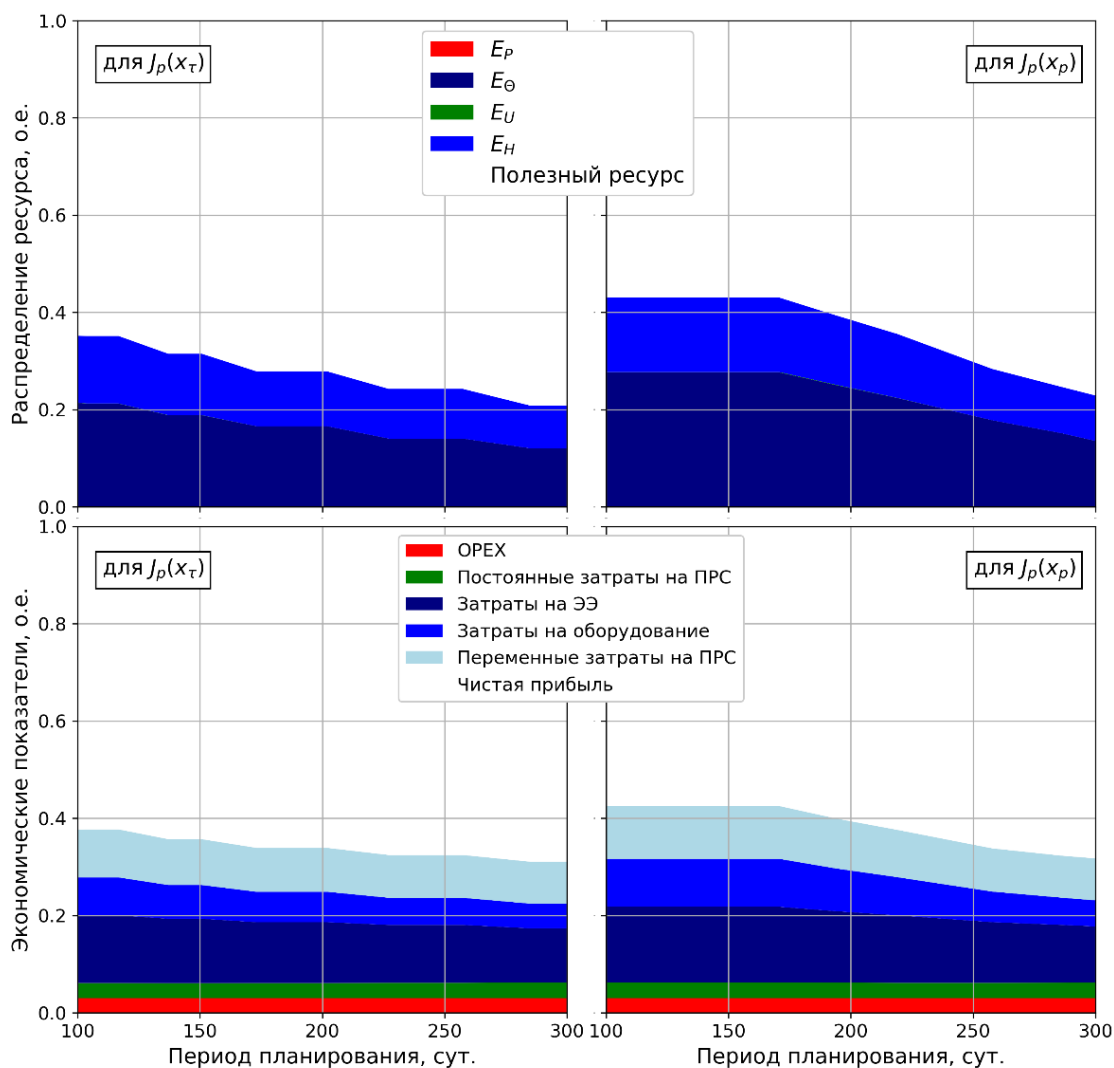


Рис. 5. Графики распределения ресурса и экономических затрат для оптимальных решений

Fig. 5. Charts of resource distribution and economic costs for optimal solutions

Таблица 1. Параметры и настройки моделей

Table 1. Model parameters and setting

Параметры модели скважины/Well model parameters										
Параметр Parameter	H_R	p_R	p_L	w_R	β	G	θ_R	θ_H	α_3	
Значение Value	3000	26	1,5	8	0,3	200	95	63,3	3,33	
Ед. изм-ия Units	м m	МПа MPa	МПа MPa	м ³ /(МПа·сут) m ³ /(MPa·day)	ед. units	м ³ /м ³ m ³ /m ³	°C	°C	ед. units	
Настройки целевого критерия и интенсивности влияния факторов Target criteria and factors intensity settings										
Параметр Parameter	c_1	c_2	c_3	c_4	c_{50}	c_{51}	a_1	a_2	a_3	a_4
Значение Value	0,005299	0,000111	0,001039	$8,4 \cdot 10^{-8}$	3	0,004	1,11	0,8	0,1	1,2
Основные характеристики ПЭД Main parameters of submersible electrical motor										
Номер, ед. Number, unit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Номинальная мощность, Вт Power, W	22000	28000	32000	40000	45000	50000	56000	63000	70000	80000
Номинальное напряжение, В Voltage, V	750	900	1000	1250	1400	1550	1400	2000	2000	1700
Длина, мм Length, mm	3238	3618	3998	4758	5138	5518	5989	6658	7038	7038

Как видно из графиков, в спектре факторов, снижающих срок службы ЭЦН, в оптимальных точках отсутствует фактор ускоренного механического износа ЭЦН E_P , а также фактор риска пробоя изоляции от перенапряжения E_U . Несмотря на то, что в множестве оптимальных решений данные факторы не проявляются, они оказывают существенное влияние на выбор

оптимальной точки. Явно выражено влияние факторов при частотном управлении для некоторого ЭЦН, заданного q^0, h^0 . На рис. 6 показано семейство характеристик факторов $E_P(x)$ и $E_U(x)$ для разных частот питающего напряжения $\omega(k)$ и разных типоразмеров ПЭД j .

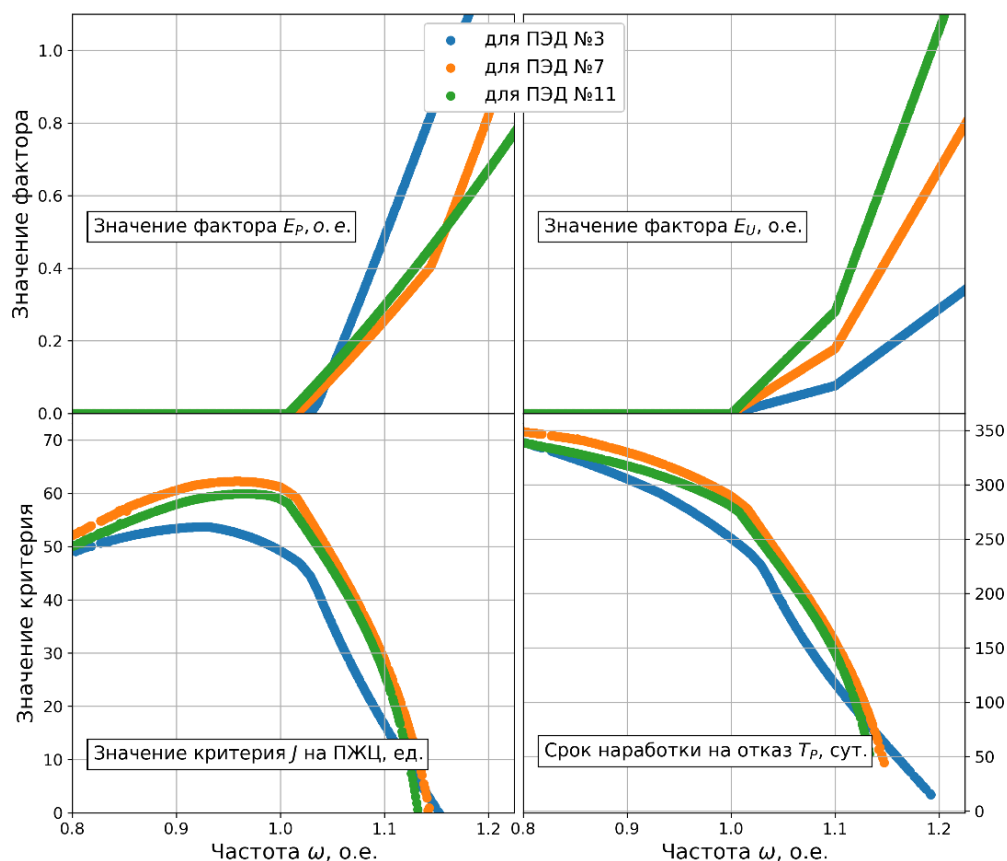


Рис. 6. Графики изменения факторов $E_P(x)$ и $E_U(x)$ при частотном управлении ЭЦН с фиксированными q^0, h^0
Fig. 6. Charts of changes in $E_P(x)$ and $E_U(x)$ factors for frequency control of ESP with fixed q^0, h^0

Из графика рис. 4 следует, что для всякого оптимального решения режим по частоте приближен к синхронному (не возмущённому) значению $\Omega(k) \in [49, 7; 50, 3]$. Переход на смещённые частоты (рис. 6) снижает прибыль, а с увеличением частоты интенсифицируется механический износ и риск пробоя изоляции.

Выводы

1. Рассмотренная схема формализации задачи оптимизации режима и параметров обустройства на основе явного учёта главных показателей ускоренного износа и старения в сравнении с действующими регламентами выбора, где основное внимание обращено на обеспечение потенциала производительности [8], существенно расширяет круг определений оптимальных решений. Вполне очевидно, что начальный выбор режима и параметров обустройства должен учитывать последствия принятых решений на полном жизненном цикле работы ЭЦН до момента, когда реализуется возможность нового выбора.

2. Приведённые результаты вычислительного анализа с явным учётом факторной модели риска отказа свидетельствуют, что в условиях стационарности выбор по максимуму производительности, когда факторы ускоренного износа учитываются, в лучшем случае, как предельные ограничения на работоспособность ЭЦН, экономически менее эффективны (на 10–15 %) по сравнению с максимально достижимой прибылью полного жизненного цикла.

3. Оптимизация на укороченных горизонтах планирования, связанная с плохо предсказуемой изменчивостью условий эксплуатации, предполагает дальнейшее развитие подхода по оптимальному конструированию на смещённых частотах. Заметим, что в точках оптимума действие факторов ускоренного механического износа $E_P(x)$ и перенапряжения $E_U(j, \Omega(k))$ остаются непроявленными. Однако именно эти факторы износа оказываются значимыми в условиях повышения частоты или нагрузки на валу. И именно с учётом данных фак-

торов оптимальный частотный режим длительных периодов работы соответствует стандарту несущей частоты в 50 Гц. И только в условиях пренебрежения ресурсными факторами износа – при малых горизонтах планирования, оптимум сдвигается в сторону повышенных частот $\Omega(k) > 50$ Гц, как это следует из приведённых примеров (рис. 4).

4. Практическая реализация предложенной схемы оптимального выбора связана с построением факторной модели риска отказа в виде (5), что предполагает решение задачи идентификации подобного класса моделей на основе данных промыслового контроля за режимами эксплуатации погружного оборудования на полном жизненном цикле для возможно большего числа скважин месторождения. Оценочная настройка модели в расчётных примерах демонстрирует качественные свойства обновлённых решений задачи оптимального синтеза. Отметим, что уровни прибыли $J(x_*)$ и $J_P(x_*)$ пропорциональны потенциалу наработки T^0 , в то время как оптимальные настройки x_* регулируются,

прежде всего, отношением $\frac{\tau_P}{T^0} \in (0, 1)$. Сравни-

тельно низкая корреляция x_* от T^0 важна, так как потенциальные диапазоны наработки T^0 плохо предсказуемы. Показатели T^0 изделий разных типоразмеров и изготовителей на практике значительно различаются. Вопросы построения и настройки модели риска отказа, как в [10], или по типу (5), есть тема отдельного исследования.

5. Факторная полнота и комплексность описания термобарических и энергетических процессов работы скважин (на основе явных корреляций между параметрами обустройства, режимными состояниями и показателями динамики освоения ресурса ЭЦН) позволяют использовать упрощённые модельные решения как первичную основу последующего построения адаптивных автоматизированных регламентов операционного контроля и управления в условиях неопределённости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Artificial lift selection using machine learning / T. Ounsakul, T. Sirirattanachatchawan, W. Pattarachupong, Y. Yokrat, P. Ekkawong // International petroleum technology conference. – Beijing, 2019. URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19423-MS> (дата обращения 11.03.2021).
2. Verifying feasibility of artificial lift methods in rapid selection tool / J. Chow, J. Gamboa, G.A. Garcia, T. Price, C. Hall // SPE artificial lift conference and exhibition. – Americas, 2020. URL: <https://doi.org/10.2118/201129-MS>
3. Denney D. Offshore ESP-selection criteria: an industry study // Journal of petroleum technology. – 2012. – V. 64. URL: <https://doi.org/10.2118/0712-0088-JPT> (дата обращения 11.03.2021).
4. Data management for appropriate ESP selection, procedures and operation results in a significant reduction of early failures / J. Villalobos Leon, A. Correal, J. Pancho, C. Reyes, B. Fun Sang, L. Enriquez, R. Torres // SPE Middle East artificial lift conference and exhibition. – Manama, 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/192507-MS> (дата обращения 11.03.2021).
5. Cardona A., Kadio-Morokro B., Knight J. Probabilistic production data analysis applied to ESP selection // SPE North America artificial lift conference and exhibition. – The Woodlands, 2016. URL: <https://doi.org/10.2118/181222-MS> (дата обращения 11.03.2021).
6. Takacs G. Electrical submersible pumps manual. 2nd ed. – Cambridge: Gulf Professional Publ. Elsevier, 2017. – 578 p.
7. Handbook for electrical submersible pumping systems: fundamental design and data for use in the solution of pump applications and operations. 4th ed. – Cambridge: Centrilift Publ., 1987. – 199 p.
8. «ЭРА:Добыча» – интегрированная платформа для повышения эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин / А.А. Шушаков, А.В. Билинчук, Н.М. Павлечко, Ф.Н. Халиков, А.Г. Сулейманов, А.Н. Ситников, А.А. Слабейский, Н.Ф. Тепляков, Н.П. Сарапулов, Д.А. Шестаков, Р.Ю. Мансафов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 12. – С. 60–63. URL: https://oil-industry.net/Journal/archive_detail.php?ID=11205&art=230937 (дата обращения 11.03.2021).
9. Методика подбора установок погружных центробежных насосов к нефтяным скважинам. URL: <http://autotechnologist.com/menu-styles/metodiki> (дата обращения 11.03.2021).
10. Соловьев И.Г., Константинов И.В., Говорков Д.А. Оптимизация параметров обустройства и режима эксплуатации скважин с ЭЦН в условиях осложнений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 9. – 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 11.03.2021).
11. Соловьев И.Г., Субарев Д.Н., Кожин А.Г. Оптимизация обустройства скважины с электронасосом при воздействии примесей в процессе эксплуатации // XII всероссийское совещание по проблемам управления ВСПУ-2014. – М.: Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, 2014. – С. 4666–4675.
12. Частотно-регулируемый электропривод центробежных насосных установок добычи нефти / Т.А. Чернышева, В.В. Аникин, И.А. Чернышев, А.Ю. Чернышев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330. – № 12. – С. 168–178. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/12/2417> (дата обращения 11.03.2021).
13. Elmer W.G., Elmer J.B. Pump-stroke optimization: case study of twenty-well pilot // SPE production & operations. – 2018. – V. 33. URL: <https://doi.org/10.2118/181228-PA> (дата обращения 11.03.2021).
14. Zabala Garces W.A., Martinez Rodriguez G. Power consumption measurements & optimization automated with null electrical risk in ESP systems // SPE Middle East artificial lift conference and exhibition. – Manama, 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/192466-MS> (дата обращения 11.03.2021).
15. Electrical cost optimization for electric submersible pumps: systematic integration of current conditions and future expectations / A. Nieto, D. Brinez, J.E. Lopez, P. Marin, S. Cabrera, D. Paya, E. Cifuentes // SPE Middle East oil & gas show and conference. – Manama, 2017. URL: <https://doi.org/10.2118/184006-MS> (дата обращения 11.03.2021).
16. Electrical submersible pumps condition monitoring using motor current signature analysis / P. Popaleny, A. Duya, C. Ozel, Y. Erdogan // Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference. – Abu Dhabi, 2018. URL: <https://doi.org/10.2118/193081-MS> (дата обращения 11.03.2021).
17. Соловьев И.Г., Белашевский С.С. Операционная модель динамики сорбции и растворения солей осложнённого фонда скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2017. – № 3. – С. 35–41.
18. Соловьев И.Г., Константинов И.В. Графоаналитический конструктор модели скважины с ЭЦН // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 5. – С. 33–37. URL: [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-5\(550\)-33-37](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-5(550)-33-37) (дата обращения 11.03.2021).
19. Станции управления (ПЭД) серии «ЭЛЕКТОН», сопутствующие приборы и оборудование. URL: <https://www.elekton.ru/catalog.shtml> (дата обращения 11.03.2021).
20. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Нефть и газ. – М.: Нефть и Газ, 2003. – 816 с.
21. Растринин Л.А. Современные принципы управления сложными объектами. – М.: Сов. радио, 1980. – 232 с.

22. Application of mathematical optimization techniques for well pattern selection / M.M. Khasanov, V.M. Babin, O.U. Melchaeva, O.S. Ushmaev, D.E. Ciaurri, A.S. Semenikhin // SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition. – Moscow, 2014. URL: <https://doi.org/10.2118/171163-MS> (дата обращения 11.03.2021).
23. Первозванский А.А. Курс теории автоматического управления. – М.: Наука, 1986. – 615 с.
24. Сарачева Д.А., Вахитова Р.И., Уразаков К.Р. Зависимость теплового 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 11.03.2021).
25. Мельниченко В.Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 2018. – 24 с.
26. ГОСТ 8865-93 (МЭК 85-84) Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификации. – М.: Изд-во стандартов, 1995. – 10 с.
27. Михайлов А.К., Малюшенко В.В. Лопастные насосы. Теория, расчёт и конструирование. – М.: Машиностроение, 1977. – 288 с.
28. Хитров А.И., Хитров А.А. Определение параметров электро-механической модели асинхронного двигателя // Вестник Псковского государственного университета. Серия: Технические науки. – 2019. – № 9. – С. 31–39.

Поступила 19.04.2021 г.

Информация об авторах

Соловьев И.Г., кандидат технических наук, доцент кафедры кибернетических систем Тюменского Индустриального университета; старший научный сотрудник Федерального исследовательского центра «Тюменский научный центр» СО РАН.

Константинов И.В., аспирант кафедры кибернетических систем Тюменского Индустриального университета.

Говорков Д.А., кандидат технических наук, доцент кафедры кибернетических систем Тюменского Индустриального университета.

UDC 622.279:681.5

RESOURCE-ENERGY EFFICIENCY OF ARTIFICIAL LIFT SELECTION FOR WELLS WITH FREQUENCY CONTROLLED PUMP

Ilya G. Solovyev^{1,2},
solovyev@ikz.ru

Ivan V. Konstantinov¹,
ivkonstantinov95@yandex.ru

Denis A. Govorkov¹,
dagovorkov@mail.ru

¹ Tyumen Industrial University,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

² Tyumen Scientific Centre SB RAS,
86, Malygin street, Tyumen, 625000, Russia.

The relevance of the research is related to the issues of increasing the operation efficiency of wells equipped with an electric submersible pump, based on the optimal choice of operating mode, frequency and parameters of power equipment according to the profit criterion delivered by a «pump–motor» pair during the full life cycle of its operation. The possible variability of operating conditions is taken into account by adjusting the planning horizon of the criterion.

The main scope: formalization of the optimal choice of operation mode, input power frequency and parameters of electric submersible pump equipment, while taking into account direct energy costs and indirect factors of accelerated wear in stationary operating conditions with an adjustable planning horizon

Methods: material and heat balances, hydrostatics, linearized kinetics of head losses in lift segments, numerical integration and analysis of nonlinear systems, typical formalization of optimization problems.

Results and summary. Taking into account the main factors of accelerated wear in the profit criterion expands the range of definitions of optimal solutions, anticipating the overestimated choices of initial productivity by the fact of reducing the total profit on complete life cycle of the electric submersible pump operation. The problem of possible variability of operating conditions is partially taken into account in the scheme for estimating stationary optimal solutions by introducing the planning horizon indicator into the criterion. The decrease in the energy efficiency of the electric submersible pump operation at shifted frequencies indicates that the «visible freedoms» of frequency regulation have a price to use and chosen frequencies in the optimal solutions with long operation periods approaches synchronous value with the maximum electric submersible pump efficiency. The proposed thermobaric and energy description of the system equilibrium states, taking into account the factors of the dynamics of electric submersible pump resource consumption, allows using simplified model solutions as the primary basis for the subsequent construction of adaptive automated regulations for operational control and management under conditions of uncertainty.

Key words:

Models, goals, algorithms, complicating factors, temporal hierarchy of control, hydrostatics, electric centrifugal pump, service resource.

REFERENCES

1. Ounsakul T., Sirirattanachatchawan T., Pattarachupong W., Yokrat Y., Ekkawong P. Artificial lift selection using machine learning. *International petroleum technology conference*. Beijing, 2019. Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-19423-MS> (accessed 11 March 2021).
2. Chow J., Gamboa J., Garcia G.A., Price T., Hall C. Verifying feasibility of artificial lift methods in rapid selection tool. *SPE artificial lift conference and exhibition*. Americas, 2020. Available at: <https://doi.org/10.2118/201129-MS> (accessed 11 March 2021).
3. Denney D. Offshore ESP-selection criteria: an industry study. *Journal of petroleum technology*, 2012, vol. 64. Available at: <https://doi.org/10.2118/0712-0088-JPT> (accessed 11 March 2021).
4. Villalobos Leon J., Correal A., Pancho J., Reyes C., Fun Sang B., Enriquez L., Gallegos J., Torres R. Data management for appropriate ESP selection, procedures and operation results in a significant reduction of early failures. *SPE Middle East artificial lift conference and exhibition*. Manama, 2018. Available at: <https://doi.org/10.2118/192507-MS> (accessed 11 March 2021).
5. Cardona A., Kadio-Morokro B., Knight J. Probabilistic production data analysis applied to ESP selection. *SPE North America artificial lift conference and exhibition*. The Woodlands, 2016. Available at: <https://doi.org/10.2118/181222-MS> (accessed 11 March 2021).
6. Takacs G. *Electrical submersible pumps manual*. 2nd ed. Cambridge, Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2017. 578 p.
7. Handbook for electrical submersible pumping systems: fundamental design and data for use in the solution of pump applications and operations. 4th ed. Cambridge, Centrilift Publication, 1987. 199 p.
8. Shushakov A.A., Bilinchuk A.V., Pavlechko N.M., Khalikov F.N., Suleymanov A.G., Sitnikov A.N., Slabetski A.A., Teplyakov N.F., Sarapulov N.P., Shestakov D.A., Mansafov R.Yu. ERA:Production – an integrated platform for increasing the efficiency of the operation of the artificial lift and oil fields. *Oil industry*, 2017, no. 12, pp. 60–63. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-12-60-63> (accessed 11 March 2021).
9. *Metodika podbora ustanovok pogruzhnykh tsentrobezhnykh nasosov k neftyanym skvazhinam* [Methodology for selecting installations of submersible centrifugal pumps for oil wells]. Available at: <http://autotechnologist.com/menu-styles/metodiki> (accessed 11 March 2021).
10. Solovyev I.G., Konstantinov I.V., Govorkov D.A. Optimization of equipment parameters and a well operational mode with ESP under conditions of complications. *Scientific-Technical Journal «Automation, telemekhanization and communication in oil industry*, 2019, no. 9, pp. 28–35. In Rus. Available at: [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-9\(554\)-28-35](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-9(554)-28-35) (accessed 11 March 2021).
11. Solovyev I.G., Subarev D.N., Kozhin A.G. Optimizatsiya obustroystva skvazhiny s elektronasosom pri vozdeystvii mekhpriimesey v protsesse ekspluatatsii [Optimization of the arrangement of a well with an electric pump when exposed to me-

- chanical impurities during operation]. *XII vserossiyskoe soveshchanie po problemam upravleniya VSPU* [XII All-Russian meeting on the problems of controlling VSPU]. Moscow, Institut problem upravleniya im. V.A. Trapeznikova RAN, 2014. pp. 4666–4675.
12. Chernysheva T.A., Anikin V.V., Chernyshev I.A., Chernyshev A.Yu. Variable speed electric drive of centrifugal pump in oil lifting plants. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2019, vol. 330, no. 12, pp. 168–178. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/12/2417> (accessed 11 March 2021).
 13. Elmer W.G., Elmer J.B. Pump-stroke optimization: case study of twenty-well pilot. *SPE production & operations*, 2018, vol. 33. Available at: <https://doi.org/10.2118/181228-PA> (accessed 11 March 2021).
 14. Zabala Garces W.A., Martinez Rodriguez G. Power consumption measurements & optimization automated with null electrical risk in ESP systems. *SPE Middle East artificial lift conference and exhibition*. Manama, 2018. Available at: <https://doi.org/10.2118/192466-MS> (accessed 11 March 2021).
 15. Nieto A., Brinez D., Lopez J.E., Marin P., Cabrera S., Paya D., Cifuentes E. Electrical cost optimization for electric submersible pumps: systematic integration of current conditions and future expectations. *SPE Middle East oil & gas show and conference*. Manama, 2017. Available at: <https://doi.org/10.2118/184006-MS> (accessed 11 March 2021).
 16. Popaleny P., Duyar A., Ozel C., Erdogan Y. Electrical submersible pumps condition monitoring using motor current signature analysis. *Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference*. Abu Dhabi, 2018. Available at: <https://doi.org/10.2118/193081-MS> (accessed 11 March 2021).
 17. Solovyev I.G., Belashevskiy S.S. Operational model of salts sorption and dissolution dynamics for the complicated fund of wells. *Scientific-Technical Journal «Automation, telemechanization and communication in oil industry*, 2017, no. 3, pp. 35–41. In Rus.
 18. Solovyev I.G., Konstantinov I.V. Graphical-analytical designer of a well model with ESP. *Scientific-Technical Journal «Automation, telemechanization and communication in oil industry*, 2019, no. 5, pp. 33–37. In Rus. Available at: [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-5\(550\)-33-37](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-5(550)-33-37) (accessed 11 March 2021).
 19. *Stantsii upravleniya (PED) serii «Electon», soputstvuyushchie pribory i oborudovanie* [Control stations (PED) of the «Electon» series, related devices and equipment]. Available at: <https://www.elektron.ru/catalog.shtml> (accessed 11 March 2021).
 20. Mishhenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefi. Neft i gaz* [Downhole oil production. Oil and gas]. Moscow, Neft i Gaz Publ., 2003. 816 p.
 21. Rastrigin L.A. *Sovremennye printsipy upravleniya slozhnymi ob'yektami* [Modern principles of managing complex objects]. Moscow, Sovetskoe radio Publ., 1980. 232 p.
 22. Khasanov M.M., Babin V.M., Melchaeva O.U., Ushmaev O.S., Echeverria Ciaurri D., Semenikhin A.S. Application of mathematical optimization techniques for well pattern selection. *SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition*. Moscow, 2014. Available at: <https://doi.org/10.2118/171163-MS> (accessed 11 March 2021).
 23. Pervozvanskiy A.A. *Kurs teorii avtomaticheskogo upravleniya* [Course of the theory of automatic control]. Moscow, Nauka Publ., 1986. 615 p.
 24. 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. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/12/2406> (accessed 11 March 2021).
 25. Melnichenko V.E. *Otsenka vliyaniya osnovnykh tekhnologicheskikh kharakteristik dobyvayushchikh skvazhin na resurs 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.
 26. *GOST 8865-93 (MEK 85-84) Sistemy elektricheskoy izolyatsii. Otsenka nagrevostoykosti i klassifikatsii* [Electrical insulation systems. Heat resistance assessment and classification]. Moscow, Izdatelstvo standartov Publ., 1995. 10 p.
 27. Mikhaylov A.K., Malyushenko V.V. *Lopastnye nasosy. Teoriya, raschet i konstruirovaniye* [Vane pumps. Theory, calculation and design]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1977. 288 p.
 28. Khitrov A.I., Khitrov A.A. *Opredeleniye parametrov elektromekhanicheskoy modeli asinkhronnogo dvigatelya* [Determination of the parameters of an electromechanical model of an induction motor]. *Vestnik Pskovskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Tehnicheskie nauki*, 2019, no. 9, pp. 31–39.

Received: 19 April 2021.

Information about the authors

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

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

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