

УДК 622.276:681.5

МНОГОРЕЖИМНАЯ ЧАСТОТНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ДЛЯ СКВАЖИН С ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМ НАСОСОМ

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

Константинов Иван Владимирович²,
ivkonstantinov95@yandex.ru

Говорков Денис Александрович²,
dagovorkov@mail.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 повышением ресурсно-энергетической эффективности частотных методов много-режимного управления производительностью скважин с погружными электроцентробежными насосами. На практике частотное управление всё больше применяется не только как средство оперативного реагирования на действия осложняющих факторов эксплуатации, но и как инструмент реализации политики предприятия в обстоятельствах квотировании отборов или компенсации недоборов.

Введение многорежимных регламентов работы видоизменяет критерии и методы назначения базового технологического режима и параметров оборудования.

Цель: формализация задачи оптимизации многорежимного регламента работы и параметров оборудования скважин с электроцентробежными насосами по приведённому суточному критерию прибыли полного жизненного цикла эксплуатации силовой установки, определяющему баланс между производительностью, долговечностью и энергопотреблением.

Объекты: скважина с частотно-регулируемым электроцентробежным насосом.

Методы: материального и теплового балансов, гидростатики, линеаризованной кинетики потерь напора в сегментах подъёмника, факторного анализа риска отказа, многопараметрической оптимизации с восстановлением «поверхности» откликов по технологиям параллельного счёта.

Результаты исследования и выводы. На основе типизации временных диаграмм многорежимной эксплуатации и выделения приведённого критерия суточной прибыли полного жизненного цикла работы электроцентробежного насоса дана обновлённая формализация задачи оптимизации технологических режимов и параметров оборудования скважин по типизированным программам многорежимной работы. Результаты вычислительного анализа на примере термобарической модели скважины с параметрами для объектов среднего Приобья и экспертными настройками цен и коэффициентов чувствительности модели ресурса электроцентробежного насоса подтвердили, что в принятых ограничениях оптимальные решения доставляют более высокие показатели прибыли в сравнении с практикой синтеза на потенциал производительности при реализации любых многорежимных программ. Состоятельность многорежимной оптимизации иллюстрируется расчётами упущенных прибылей, когда на оптимальных решениях одних режимов реализуются другие программы регулирования. Долевой контроль факторов ускоренного старения с переходом к критерию приведённой суточной прибыли позволяет рассчитывать оптимальные решения для любого потенциала наработки без явной информации о его значении.

Ключевые слова:

Модель, цель, оптимизация, многорежимная эксплуатация, потенциал производительности, потенциал наработки, электроцентробежный насос, прибыль, ресурсно-энергетические затраты.

Постановка задачи

Оптимизация технологических режимов эксплуатации и параметров оборудования скважин электроцентробежными насосами (ЭЦН) – актуальное направление развития цифровых технологий нефтепрома [1, 2]. В отличие от популярных нейросетевых решений по обобщению положительного опыта (лучших практик) эксплуатации скважин на предприятиях нефтедобычи [3, 4], представленные результаты анализа основаны на классических схемах системного синтеза [5–7], когда конструируемые решения используют физико-математические модели управляемых термобарических процессов [8] для организации желаемых свойств поведения, отраженных целевыми

показателями критерия оптимальности [9]. Данная работа развивает технику оптимального конструирования с использованием факторной модели риска отказов, изложенную в [10], для случаев применения инструментов регулирования подачи при помощи частоты по командам верхнего уровня управления [11, 12]. Речь идёт о реализации политики компенсации недоборов и/или квотирования отборов по «внешним» причинам. Как будет показано ниже, реализация политики введением варьируемых отборов видоизменяет не только настройки оптимальных решений, но и схему формализации задачи оптимального выбора.

В новых условиях важно учитывать два обстоятельства:

- 1) повышенные ресурсно-энергетические затраты работы системы на смещённых частотах.
- 2) восстанавливаемые объёмы недоборов и сокращаемые квоты добычи на начальный момент выбора технологического режима и параметров обустройства строго не определены. А это значит, что объёмы варьируемой подачи можно учитывать неявно в долях относительно искомого уровня добычи базового (доминирующего) режима.

Следуя [9, 10], задачу оптимального конструирования представим как экстремальную:

$$\mathbf{x}_* = \arg \max J(\mathbf{x}), \quad \mathbf{x} \in X, \quad (1)$$

по поиску максимума критерия прибыли $J(\mathbf{x})$, доставляемого выбранным ЭЦН-м, на полном жизненном цикле $T(\mathbf{x})$ его эксплуатации [сут]. Искомый вектор параметров $\mathbf{x}=[q\omega H_N P_2^0(j)]^T$ включает: q – базовый режим работы скважинной системы по производительности (тех режим) [м³/сут]; ω – относительную частоту питающего напряжения, обеспечивающую базовый режим; H_N – глубину подвески насоса по вертикали [м]; j -й типоразмер погружного электродвигателя (ПЭД) с номинальной мощности на валу $P_2^0(j)$ [МПа м³/сут].

Переход к многорежимной производительности предлагается осуществлять введением долевых пар:

$$\langle \tau(l), \delta(l) \rangle \quad l \in L = \{1, 2, \dots, nL\}, \quad (2)$$

где nL – априорно заданное количество дополнительных (возмущённых) режимов работы $q(l)$, обеспеченных частотами $\omega(l)$, отличными от базового состояния $\langle q(0), \omega(0) \rangle$ с доминирующей длительностью воспроизведения:

$$q(l) = \delta(l)q(0),$$

где $\delta(l) \in [0,5;1,3]$ – доли от производительности базового режима; $\tau(l) > 0$ – доли длительности от периода полного жизненного цикла установки с суммарным временем воспроизводства каждого дополнительного режима:

$$T(l) = \tau(l)T, \quad \tau(1) + \dots + \tau(nL) \leq 0,5.$$

Характерные примеры диаграмм возможного распределения возмущённых режимов работы с $nL=5$ по долям относительно базового уровня и долям суммарной длительности воспроизведения представлены на рис. 1.

Здесь и далее рассматриваются следующие режимы:

- «моно» режим с единственным значением номинальной частоты на всем сроке службы установки;
- «симметричный» режим, отвечающий гибкому выбору производительности на сниженных и повышенных частотах;
- режим квотирования с переходами на пониженные расходы;
- режим компенсации недоборов с возможной частотной интенсификацией производительности.

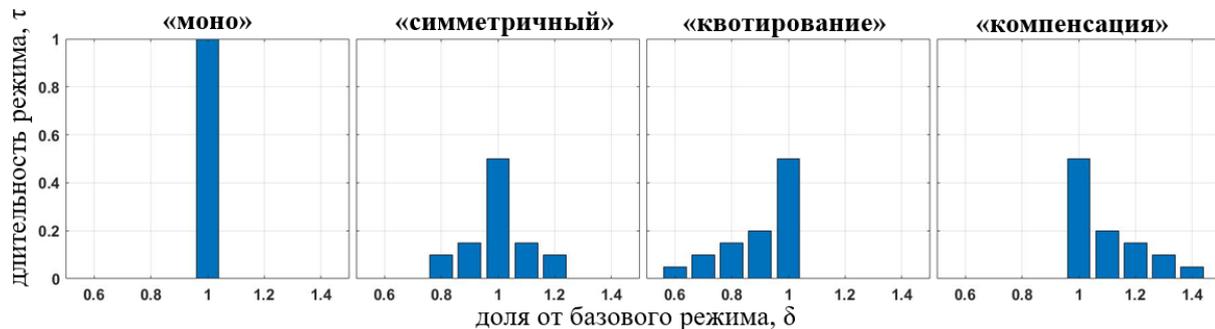


Рис. 1. Распределение длительностей возмущённых режимов эксплуатации скважин

Fig. 1. Duration diagrams of the disturbed well operation modes

Если, по аналогии с [10], суммарный показатель критерия прибыли режима стационарной эксплуатации на периоде наработки представить выражением

$$J(\mathbf{x}) = T(\mathbf{x}) \cdot \Delta J(\mathbf{x}) - c_0(\mathbf{x}),$$

где показатель суточной прибыли

$$\Delta J(\mathbf{x}) = c_1(1-\beta) \cdot q - c_2 \cdot q - c_3 P_1(j, \omega | q) \quad (3)$$

учитывает главные компоненты: $c_1(1-\beta)q$ – доход от продажи нефти; c_2q – средние по предприятию эксплуатационные затраты, приведённые к объёму добычи жидкости; $c_3 P_1(j, \omega | q)$ – индивидуальные по скважине затраты на энергопотребление, то, в условиях многорежимной эксплуатации (2) исчисление прибыли полного периода наработки видоизменяется

$$J(\mathbf{x}) = T(\mathbf{x}) \sum_{l=0}^{nL} \tau(l) \Delta J(\mathbf{x}, l) - c_0(\mathbf{x}), \quad (4)$$

равно как и уточняется факторная модель [10] оценки риска отказа

$$T(\mathbf{x}) = T^0 \delta T(\mathbf{x}), \quad (5)$$

где $T(\mathbf{x})$ – расчётное время наработки на отказ, а

$$\delta T(\mathbf{x}) = 1 / \sum_{l=0}^{nL} \tau(l) E_2(\mathbf{x}, l)$$

есть его кратное снижение по отношению к потенциалу T^0 для номинальных условий по статистике производителя ЭЦН.

Здесь

$\langle q(0), \omega(0), \tau(0) \rangle = \langle q, \omega, 1 - \tau(1) - \dots - \tau(nL) \rangle$ – параметры базового режима работы системы, а

$$E_2(\mathbf{x}, l) = \frac{\gamma q(l)}{\gamma_0 q^0} + a_1 E_p(\mathbf{x}, l) + a_2 E_\theta(\mathbf{x}, l) + a_3 E_U(\mathbf{x}, l) + a_4 E_H(\mathbf{x}, l) \quad (6)$$

есть суммарный фактор интенсивности износа ЭЦН при реализации l -го возмущённого режима (2).

С учётом (5) перейдем к показателю потенциала суточной прибыли. Для этого подставим (5) в обновлённый критерий прибыли, а результат разделим на потенциал наработки T^0 . В итоге, с учетом (6), получим

$$\delta J(\mathbf{x}) = \delta J_0(\mathbf{x}) - c_0(\mathbf{x})/T^0, \quad (7)$$

где

$$\delta J_0(\mathbf{x}) = \frac{\sum_{l=0}^{nL} \tau(l) \Delta J(\mathbf{x}, l)}{\sum_{l=0}^{nL} \tau(l) E_{\Sigma}(\mathbf{x}, l)}$$

есть основная доля показателя в критерии приведённой суточной прибыли многорежимной программы (2), а

$$c_0(\mathbf{x}) = c_4 \gamma_0 q^0 h^0 T^0 + (c_{50} + c_{51} H_N(\mathbf{x}))$$

есть показатель (стоимость) разовых затрат на владение силовой установкой (первое слагаемое), на демонтаж отказавшей и монтаж новой системы (второе слагаемое).

Для (4) и (7) задача оптимального конструирования (1) представляется в виде отношений

$$\mathbf{x}_* = \arg \max J(\mathbf{x}) = \arg \max \delta J(\mathbf{x}), \quad \mathbf{x} \in X. \quad (8)$$

Учитывая, что потенциал наработки T^0 , обеспечиваемый материалами, конструктивными решениями, технологиями производства и прочими факторами, трудно прогнозировать, задачу (8) рассмотрим в «укороченной» постановке, оставляя лишь первое – главное – слагаемое суммы (7)

$$\mathbf{x}_* = \arg \max \delta J_0(\mathbf{x}), \quad \mathbf{x} \in X. \quad (9)$$

В новом определении малая доля приведённых разовых затрат $c_0(\mathbf{x})/T^0$, содержащая неопределённость T^0 , игнорируется.

Если область допустимых значений X вектора \mathbf{x} для номинала полезной мощности $P_2^0(j)$ определяется номенклатурой производимых погружных асинхронных двигателей $j \in J = \{1, \dots, m\}$ [13], относительные частоты $\omega = \Omega/\Omega_0$ соответствуют дискретам отрезка $\Omega \in [25; 65]$ [Гц] с периодом квантования в 0,1 [Гц] [14] ($\Omega_0 = 50$ [Гц] – несущая частота напряжения в линии), то диапазон возможных значений для пары $\langle q, H_N \rangle$ взаимообусловлен и зависит от конструктивно-прочностных ограничений ствола скважины по заглублению $H_N \leq \overline{H}_N$ [15], а также от лимитов на динамические уровни и доли свободного газа у приёма насоса

$$\overline{H}_N(q) = \arg \left\{ \left(\beta_{GN}(q) \leq \beta^{LIM} \right) \wedge \left(h(4, q) \geq h^{LIM} \right) \right\}. \quad (10)$$

Здесь $\beta_{GN}(q)$ – объёмная доля свободного газа у первой ступени насоса, а $h(4, q)$ – уровень столба жидкости над приёмом насоса в затрубном пространстве [9, 10]. В расчётах принято: $\beta^{LIM} \approx 0,25$ – предельно допустимый уровень доли свободного газа на первой ступени с типовым исполнением по насосу и сепаратору, а $h^{LIM} \approx 100$ м – предельный уровень снижения жидкости над приемом насоса, принятый в расчётах.

Пренебрегая дискретной природой множества производимых типоразмеров центробежных насосов (ЦН), выбор пары $\langle q^0, h^0 \rangle$ – номинальная производительность [м³/сут] и напор [м], в условиях упрощённой барометрической модели подъёмника и притока [10]

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

осуществляется по выражениям:

$$\begin{aligned} q^0(\omega_N) &= \frac{q}{\omega_N}, \quad h^0(\omega_N) = \frac{1}{\omega_N^2} h^0(1), \\ h^0(1) &= r_1 q + H_R - \frac{1}{\gamma} (p(1) - p_L), \end{aligned}$$

когда при $\omega_N \in [\omega_{\eta L}, \omega_{\eta R}]$ обеспечивается максимальный КПД насоса η_N^0

$$\begin{cases} \eta_N(\omega_N) = \eta_N^0 / (1 + \Delta \eta_N(\omega_N)), \\ \Delta \eta_N(\omega_N) = \alpha_{\eta L} (\omega_{\eta L} - \omega_N)_+ + \alpha_{\eta R} (\omega_N - \omega_{\eta R})_+. \end{cases}$$

Здесь $\omega_N = (1-s)\omega$ – чуть сниженная вследствие скольжения S частота вращения вала двигателя j -го типоразмера под нагрузкой насоса с производительностью q , а $\alpha_{\eta L}$, $\alpha_{\eta R}$ – настройки, отражающие интенсивность снижения КПД ЦН от номинала η_N^0 за границами указанной зоны «нечувствительности» (в интервале от $\omega_{\eta L}$ до $\omega_{\eta R}$).

В обновлённых выражениях факторной модели ресурса (5) и критерия (7) приняты следующие обозначения [10]:

- γ_0 – удельный вес воды и γ – удельный вес восходящего потока газожидкостной смеси средний по стволу подъёмника [МПа/м];
- факторная функция ускоренного механического износа ЭЦН на режиме $\langle q(l), \omega(l) \rangle$ при повышенных скоростях и нагрузках

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

с реальной мощностью нагрузкой на валу ПЭД $P_2(\mathbf{x}, l) = N_2(\mathbf{x}, l)$ и их номиналами $P_2^0(j)$, $N_1^0(\mathbf{x})$ по выбранным типоразмерам;

- факторная функция ускоренного старения изоляции ПЭД из-за перегрева на режиме $\langle q(l), \omega(l) \rangle$

$$E_\theta(\mathbf{x}, l) = \left(\frac{\theta_p(\mathbf{x}, l)}{\theta_{p+}} - \delta\theta_1 \right)_+ + \alpha_\theta \left(\frac{\theta_p(\mathbf{x}, l)}{\theta_{p+}} - \delta\theta_2 \right)_+,$$

где $\delta\theta_1$, $\delta\theta_2$, θ_{p+} , α_θ – настроечные параметры, а $\theta_p(\mathbf{x}, l)$ – средняя температура нагрева силового блока и плоского кабеля;

- факторная функция риска пробоя изоляции на режиме $\langle q(l), \omega(l) \rangle$ от перенапряжения частотно управляемого ПЭД с линейным регулятором: $U_p(j, l) = \omega(l) U_p^0(j)$ [В]

$$E_U(j, l) = (1 + \alpha_{U0}(j - j_U)_+) \times ((\omega(l) - 1)_+ + \alpha_{U1}(\omega(l) - \omega_U)_+),$$

где $j_U, \omega_U, \alpha_{U0}, \alpha_{U1}$ – настраиваемые коэффициенты, а $U_P(j)$ – номинальное для j -го типоразмера напряжение питания;

- фактор ускоренного износа силового блока, работающего с частотой $\omega_N(l)$, и изоляции кабеля от полученных упруго-пластичных изгибов и трения при заглублении ЭЦН в искривлённый ствол скважины

$$E_H(x, l) = \omega_N(l) \sum_m \alpha_{Hm+} \left(\frac{H_N}{H_R} - \delta H_m \right)_+,$$

где $\alpha H_m, \delta H_m, H_R$ – настраиваемые параметры, отражающие меры приращения угла кривизны ствола скважины, с соответствующими относительными отметками глубин;

- суточная прибыль режима $\langle q(l), \omega(l) \rangle$, согласно (3), оценивается по выражению

$$\Delta J(x, l) = c_1(1 - \beta)q(l) - c_2q(l) - c_3P_1(j, \omega(l) | q(l)). \quad (11)$$

Температурный режим зоны теплообмена ЭЦН, включая температуру входного $\theta(2|x, l)$, омывающего $\theta(3|x, l)$ потоков и нагрева силового блока $\theta_P(x, l)$, будем оценивать системой уравнений чуть отличной от указанной в [10]:

$$\begin{aligned} (1 + \alpha_1 q) \theta(2) &= \theta_H(3) + \alpha_1 q \cdot \theta_R, \\ \left(1 + \alpha_3 \frac{q}{P_1^0}\right) \theta(3) &= \theta_H(3) + \alpha_3 \frac{q}{P_1^0} \theta(2) + \alpha_4 \frac{\delta P_1}{P_1^0}, \\ \theta_P &= \theta(3) + \frac{\alpha_5}{1 - \alpha_{51} \beta_G(3)} \frac{\delta P_1}{P_1^0}, \end{aligned}$$

Таблица 1. Параметрические настройки термобарической модели

Table 1. Parameters of the thermobaric model

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	7,246	0,3	200	95	63,3	3,33	
Ед. измерения/Units	м/м	МПа/МПа	МПа/МПа	м ³ /(МПа·сут) m ³ /(MPa·day)	ед. units	м ³ /м ³	°С	°С	ед. units	
Настройки параметров критерия и интенсивностей влияния факторов Target criteria parameters 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	0,0053	0,00011	0,00104	$8,4 \cdot 10^{-8}$	3	0,004	1,11	0,8	0,1	1,2
Ед. измерения/Units	ед./units									
Настройки параметров моделей факторов/Parameters of factor models										
Параметр/Parameter	$\delta\theta_1$	$\delta\theta_2$	α_θ	α_{U0}	α_{U1}	ω_U	j_U			
Значение/Value	80	100	0,75	0,33	1,75	1,1	3			
Параметры ствола скважины (фактор кривизны сегментов)/Wellbore parameters (segment curvature factor)										
Параметр/Parameter	α_{H1}	δH_1	α_{H2}	δH_2	α_{H3}	δH_3				
Значение/Value	0,5	500	0,8	1200	1	1800				
Ед. измерения/Units	ед./units									

Результаты оптимального синтеза для диаграмм возмущённых режимов эксплуатации (рис. 1), дополненные вариантом настроек по потенциалу производительности, сведены в табл. 2.

Сопоставление прибылей свидетельствует (рис. 2, график 4), что при прочих равных условиях настройки по потенциалу производительности $x(0)$, ориентиро-

ванной: $\alpha_1 = \alpha_{10}/(H_R - H_N)$, $\alpha_3, \alpha_4, \alpha_{51}$ – настраиваемые теплофизические параметры; $\theta_R \approx \alpha_H H_R$, $\theta_H \approx \alpha_H H_N$ – температуры [°С] по геотермали на глубине пласта H_R и подвески H_N ; P_1^0 – номинальная мощность потребления; $\beta_G(3)$ – доля свободного газа в потоке на уровне подвески.

Энергетические потери, определяющие нагрев ЭЦН, оцениваются выражением

$$\delta P_1(\omega, s) = P_1(\omega, s) - \gamma q \cdot h_N(\omega_N, q),$$

где скольжение s есть результат баланса мощностей на валу ЦН–ПЭД

$$s = \arg \left\{ \begin{aligned} &P_2(\omega, s) = \gamma \frac{q^0 h^0}{\eta_N^0} (1 + \Delta \eta_N(\omega_N)) \times \\ &\times \omega_N^2 \left(\omega_N \lambda_2(i) + \lambda_3(i) \frac{q}{q^0} \right) \end{aligned} \right\}.$$

Более полное описание задействованных в анализе параметров и переменных состояний скважинной системы приводится в [9, 10].

Результаты вычислительного анализа

Основные параметрические настройки термобарической модели тестируемой скважины, типовые для объектов среднего Приобья, ценовые настройки критерия и параметры чувствительности модели ресурса сведены в табл. 1.

Взаимосвязь и изменчивость главных компонент режимных состояний, воспроизводимых термобарической моделью с параметрами обустройства $x(0)$, приближенными из области допустимых значений (10) к состоянию потенциала производительности скважины [15], при вариации частоты в диапазоне $\omega \in [0,8; 1,1]$ иллюстрируется графиками на рис. 2 (графики 1–3).

ванному на интенсификацию отборов, доставляют меньшую прибыль на полном жизненном цикле (ПЖЦ) работы ЭЦН ($\delta J_0(1|\omega) = 0,176$), чем прибыль оптимального моно-решения $\delta J_0(1|\omega) = 0,1939$). Упущенная выгода потенциального решения $x(0)$ подтверждается при реализации любых (рис. 1) возмущённых режимов, о чём свидетельствует табл. 3 (первая строка).

Таблица 2. Настройки и состояния по потенциалу производительности и результаты многорежимных оптимальных решений

Table 2. Results of productivity potential and multimode optimal solutions

Настройки и состояния Settings and states	Настройки по потенциалу Potential mode settings	Моно Mono	Симметричный Symmetric	Квотирование Quotas	Компенсация Compensation
δT	0,696	0,806	0,827	0,811	0,808
δl_0	0,176	0,193	0,183	0,184	0,179
q	80,8	76	70	80	64
ω	1	1	0,89	1	0,84
H_N	2700	2025	2000	2050	2100
P_2^0	8	8	8	8	8
q^0	80	77,15	79,94	80,11	77,4
h^0	2300	2040	2352,3	2106	2400

Таблица 3. Проценты упущенных прибылей на ПЖЦ ЭЦН при использовании параметров обустройства с названием строки при реализации режима столбца.

Table 3. Percentage of lost profits on the full run-life of the ESP

Режимы/Modes	Моно Mono	Симметричный Symmetric	Квотирование Quotas	Компенсация Compensation
Настройки по потенциалу Potential mode settings	-9,2	-10,7	-10,7	-23,4
Моно/Mono	0	-9,7	-0,9	-28,5
Симметричный Symmetric	-2,9	0	-5,4	-11,1
Квотирование Quotas	-0,2	-10,9	0	-31,1
Компенсация Compensation	-9,9	-5,2	-12,7	0

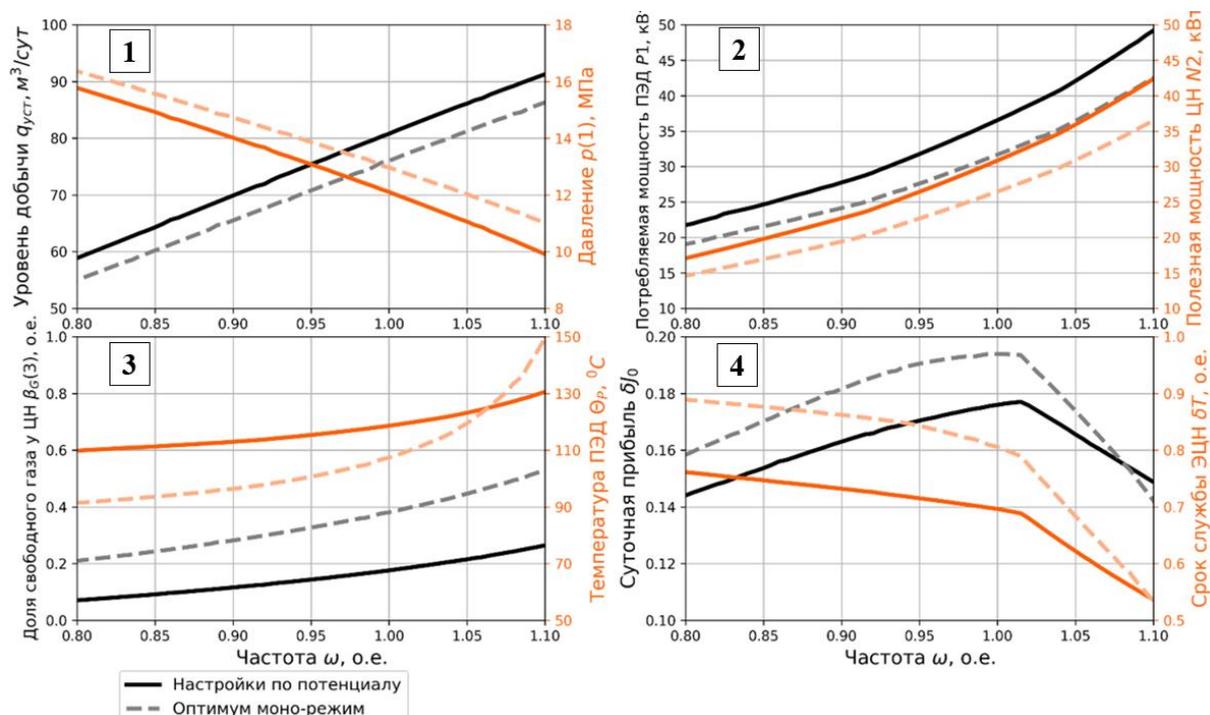


Рис. 2. Графики частотной изменчивости режимных состояний тестируемой скважины с параметрическими настройками по потенциалу производительности и настройками оптимального моно-режима (табл. 2)

Fig. 2. Charts of frequency variability of the operating conditions of the tested well with productivity potential-mode settings and optimal mono mode settings (Table 2)

Например, выбирая оптимальные настройки моно-режима (столбец «Моно» в табл. 2) и реализуя программу «Компенсация» (рис. 1, четвертый режим) на данных настройках, получаем снижение прибыли по заявленному критерию на 28,5 % от оптимального уровня моно-режима.

Выводы

В принятых предположениях полученные результаты свидетельствуют о следующем:

1. Оптимальные ресурсно-энергетические решения по технологическому режиму и параметрам обустройства скважин ЭЦН с разной структурой априорно заданных программ частотных регули-

ровок (рис. 1) существуют и для одной и той же скважины неодинаковы.

2. Сопоставление достижимых прибылей разных режимных диаграмм (табл. 2) отражает потенциалы эффективности запланированных регламентов частотного управления эксплуатации скважин и не несут смысла экономических предпочтений выбора.
3. Обращает на себя внимание следующий факт. Структуры оптимальных настроек для режимов «симметричный» и «компенсация недоборов» с резервированием роста потенциала производительности (рис. 1) реализуются завышенным выбором типоразмера насоса, например, $q^0=77,4$, от-

- носителем оптимального (базового) технологического режима $q=64$. Работа на базовом режиме осуществляется на пониженной частоте $\omega=0,84$, а переход на предельные потенциалы производительности реализуется посредством перевода ЭЦН в номинально частотное состояние: $\omega \rightarrow 1$. Такой результат свидетельствует, что относительное снижение динамики износа на пониженных частотах экономически более оправдано, чем сопутствующий рост удельных энергетических затрат на единицу объёма добычи за счёт снижения КПД ЦН. Однако структура оптимального решения может поменяться, если относительная стоимость энергопотребления для другого предприятия окажется выше, чем в рассмотренном варианте цен критерия прибыли (11) (табл. 1).
4. Состоятельность и различимость оптимальных решений с разными программами режимных возмущений показательно иллюстрируется табл. 3, устанавливающей проценты упущенной прибыли, если на оптимальной конструкции $x_*(i)$ режима i по факту реализуется программа другого j -го типа. Немалые объёмы возможных потерь при нарушении заявленных регулировок указывают, что вопросы предиктивного управления [16] режимами эксплуатации скважин и контроля их исполнения экономически важны и требуют отдельного анализа.
 5. В отличие от ранее опубликованных схем оптимизации режима и параметров обустройства скважин ЭЦН, выделение критерия приведённой суточной прибыли полного жизненного цикла эксплуатации силовой установки позволяет получить результаты оптимального синтеза, не привязанные к потенциалу наработки T^0 . Это важно, так как изделия разных производителей, типов исполнений и типоразмеров имеют разные плохо предсказуемые потенциалы наработки T^0 , что в условиях (9) не переносится на неопределённость результатов синтеза $x_*(i)$.
 6. Современные методики определения режима и параметров обустройства скважин ЭЦН на основе нейросетевых алгоритмов, обученных по статистике «лучших практик» ведущих нефтяных компаний, авторитетны и привлекательны [17, 18]. Однако доступность и широкое обсуждение примеров и готовых решений упрощают освоение и применение инноваций, не требуя от проектантов и пользователей понимания физики реализуемых новейших решений и технологий управления [19, 20]. «Негласное соглашение» о лучшем решении, доставляемом «искусственным интеллектом», по сути, подменяет проблемы совершенствования технологий задачами улучшения организационных и информационных механизмов управления проектно-производственными структурами. Обобщение «лучших практик» никак не отвечает на фундаментальные вопросы о сути и целях совершенствования регламентов нефтедобычи; утрачиваются навыки и знания о том, как были получены эти «лучшие практики» до того, как стали работать технологии нейронного выбора, и как их совершенствовать.
 7. Представленные результаты развивают классические подходы системно-аналитического конструирования [21, 22] на основе определения и формализации фундаментальных для отрасли целевых условий управления процессами нефтедобычи с использованием термобарических моделей, связывающих контрольно-регулирующие потенциалы управления с основными режимными состояниями работающей системы. Введение факторной модели динамики освоения эксплуатационного ресурса с контролем доли периода наработки относительно потенциала T^0 расширяет круг определений оптимальных решений, устанавливая пропорции между многорежимной производительностью, долговечностью и энергопотреблением с учётом текущей конъюнктуры рынка нефтепродуктов, индивидуальной экономики предприятия и характеристик скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Improving the efficiency of oil production through the introduction of digitalization / V.N. Ivanovskiy, A.A. Sabirov, A.V. Degovtsov, I.N. Gerasimov, S.V. Merkushev, D.N. Krasnoborov // Oil Industry. – 2021. – № 7. – С. 118–124. URL: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-7-118-124> (дата обращения 01.02.2022)
2. A machine-learning methodology using domain-knowledge constraints for well-data integration and well-production prediction / J. Guevara, B. Zadrozny, A. Buoro, Lu Ligang, J. Tolle, J.W. Limbeck, H. Detlef // SPE reservoir evaluation & engineering. – 2019. – № 22. – P. 1185–1200. URL: <https://doi.org/10.2118/195690-PA> (дата обращения 01.02.2022).
3. A machine learning approach to reduce the number of simulations for long-term well control optimization / D. Santos, A. Fioravanti, A. Santos, D. Schiozer // SPE annual technical conference & exhibition – USA, 2020. URL: <https://doi.org/10.2118/201379-MS> (дата обращения 01.02.2022).
4. Development and practical application of an analytical well failure model that improves well safety and production efficiency / S. Gurling, J. McIntosh, P. Lumbye, H.-H. Nielsen, S. Patterson, P. Lutzen // SPE Norway subsurface conference – Norway, 2020. URL: <https://doi.org/10.2118/200744-MS> (дата обращения 01.02.2022).
5. Моисеев Н.Н. Математические задачи системного анализа. – М.: Наука, 1981. – 488 с.
6. Растринг Л.А. Современные принципы управления сложными объектами. – М.: Сов. радио, 1980. – 232 с.
7. Соловьев И.Г. Структурно-функциональный анализ системы оптимального управления для осложненного фонда скважин с ЭЦН // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 8. – С. 14–19. URL: [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-8\(553\)-14-19](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-8(553)-14-19) (дата обращения 01.02.2022).
8. 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 01.02.2022).
9. 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. – 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 01.02.2022).
10. Соловьев И.Г., Константинов И.В., Говорков Д.А. Ресурсно-энергетическая эффективность обустройства скважин с ча-

- отно-регулируемой подачей насоса. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 60–72. URL: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/6/3236> (дата обращения 01.02.2022).
11. Use of advanced process control for automating conventional oil-field operations / K. Patel, A. Bakhurji, H. Salloum, H. Kim, M. Winarno, S. Mubarak // SPE production & operations. – 2019. – № 34. – P. 678–692. URL: <https://doi.org/10.2118/192393-PA> (дата обращения 01.02.2022).
 12. Case study toward digital oil field: how the ESP operation is changing by using automatic well models in PDO's ESP fields / A. Bimani, R. Kulkarni, C. Lee, V. Giuliani, M. Musallami, A. Awaid, N. Kamyani, N. Kumar, R. Gala // SPE Gulf Coast section electric submersible pumps symposium. – USA, 2019. <https://doi.org/10.2118/194414-MS>
 13. Электродвигатели погружные серии ПЭД ТУ 3381-001-93436026-2006. Электронный ресурс. URL: <https://www.petromark.ru/userfiles/files/Katalog-GURT-PED-2012-v2.1.pdf> (дата обращения 01.02.2022).
 14. Станции управления (ПЭД) серии «ЭЛЕКТОН», сопутствующие приборы и оборудование. Электронный ресурс. URL: <https://www.elekton.ru/catalog.shtml> (дата обращения 01.02.2022).
 15. Методика подбора установок погружных центробежных насосов к нефтяным скважинам. Электронный ресурс. URL: <http://autotechnologist.com/menu-styles/metodiki> (дата обращения 01.02.2022).
 16. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников / Д.С. Архипов, Б.М. Латыпов, Д.В. Сильнов, Р.М. Еникеев, А.В. Пензин, Л.В. Велиахметов // Нефтегазовое дело. – 2021. – № 1. – С. 42–50. URL: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-42-50> (дата обращения 01.02.2022).
 17. A comprehensive review of smart/intelligent oilfield technologies and applications in the oil and gas industry / C. Temizel, C. Canbaz, T. Palabiyik, D. Putra, A. Asena, R. Ranjith // SPE Middle east oil and gas show and conference – Kingdom of Bahrain, 2019. URL: <https://doi.org/10.2118/SPE-195095-MS> (дата обращения 01.02.2022).
 18. Successful standardization and sustainable well management system for ESP well surveillance & optimization across PDO / A. Al-Bimani, R. Kulkarni, H. Al-Muqbali et al. // SPE electric submersible pump symposium. – USA, 2017. URL: <https://doi.org/10.2118/185135-MS> (дата обращения 01.02.2022).
 19. 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 01.02.2022).
 20. 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 01.02.2022).
 21. Летов А.М. Аналитическое конструирование регуляторов // Автоматика и телемеханика. – 1960. – Т. 22. – № 4. – С. 425–435.
 22. Месарович М., Такахара Я. Общая теория систем: математические основы / под ред. С.В. Емельянова. – М.: Мир, 1978. – 312 с.

Поступила 08.02.2022 г.

Прошла рецензирование 27.06.2022 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.

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

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

UDC 622.279:681.5

MULTI-MODE OPTIMIZATION OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP SPEED FOR OIL WELLS

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

Ivan V. Konstantinov²,
ivkonstantinov95@yandex.ru

Denis A. Govorkov²,
dagovorkov@mail.ru

¹ Tyumen Scientific Centre SB RAS,
86, Malygin street, Tyumen, 625000, Russia.

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

The relevance of the research is associated with the means to increase the resource and energy efficiency of production modes of wells equipped with electric submersible pump with variable speed drive. Pump speed control is increasingly being used not only as a means of quickly responding to the complicating factors impact, but also as a tool for implementing enterprise policy in the circumstances of production quota or shortfalls compensation. The introduction of multi-mode control procedures modifies the criteria and methods for assigning base operating mode and well completion parameters.

The main scope of the article is to formalize the optimization problem for the multi-mode operation schedule and electric submersible pump well completion parameters according to the daily profit criterion for the full life cycle of the submersible power unit, which determines the balance between performance, durability and energy consumption.

Object of the research is the well equipped with electric submersible pump with variable speed drive.

Methods: material and heat balances, hydrostatics, linearized kinetics of pressure losses in lift segments, factor analysis of failure risk, multi-parameter optimization with assessment of the responses surface using parallel computing technologies.

Results and summary. The typification of operational mode diagrams and formation of the daily profit given criterion of electric submersible pump operation on its full run-life allowed formalizing the optimization problem of operating modes and well completion parameters using multi-mode operation programs. The results of computational analysis on the example of a thermobaric well model with parameters for the Middle Ob oil fields alongside with expert estimations for prices and sensitivity coefficients of the electric submersible pump resource model confirmed that, within the accepted constraints, optimal solutions deliver higher profits compared to the productivity potential schemes when implementing any multi-mode programs. The consistency of proposed optimization scheme is illustrated by the calculation of lost profits in situations when the selected control programs differ from the estimated optimal solutions for the same modes. The control of the factors of submersible unit accelerated wear and the use of the daily profit criterion makes it possible to calculate optimal solutions for any operating life-time potential without explicit information about its value.

Key words:

Models, goal, optimization, multi-mode operating, productivity potential, run-time potential, electric centrifugal pump, profit, resource and energy costs.

REFERENCES

- Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Degovtsov A.V., Gerasimov I.N., Merkushev S.V., Krasnoborov D.N. Improving the efficiency of oil production through the introduction of digitalization. *Oil Industry*, 2021, no. 7, pp. 118–124. Available at: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-7-118-124> (accessed 1 February 2022).
- Guevara J., Zadrozny B., Buoro A., Lu Ligang, Tolle J., Limbeck J.W., Detlef H. A machine-learning methodology using domain-knowledge constraints for well-data integration and well-production prediction. *SPE reservoir evaluation & engineering*, 2019, no. 22, pp. 1185–1200. Available at: <https://doi.org/10.2118/195690-PA> (accessed 1 February 2022).
- Santos D., Fioravanti A., Santos A., Schiozer D. A machine learning approach to reduce the number of simulations for long-term well control optimization. *SPE Annual Technical Conference & Exhibition*. USA, 2020. Available at: <https://doi.org/10.2118/201379-MS> (accessed 1 February 2022).
- Girling S., McIntosh J., Lumbye P., Nielsen H.-H., Patterson S., Lutzen P. Development and practical application of an analytical well failure model that improves well safety and production efficiency. *SPE Norway Subsurface Conference*. Norway, 2020. Available at: <https://doi.org/10.2118/200744-MS> (accessed 1 February 2022).
- Moiseev N.N. *Matematicheskie zadachi sistemnogo analiza* [Mathematical problems of system analysis]. Moscow, Nauka Publ., 1981. 488 p.
- Rastrigin L.A. *Sovremennye printsipy upravleniya slozhnymi obyektami* [Modern principles of managing complex objects]. Moscow, Sov. Radio Publ., 1980. 232 p.
- Solovyev I.G. Structural-functional analysis of the optimal control system for complicated fund of wells with ESP. *Automation, telemechanization and communication in oil industry*, 2019, no. 8, pp. 14–19. In Rus. Available at: [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-8\(553\)-14-19](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-8(553)-14-19) (accessed 1 February 2022).
- 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 1 February 2022).
- 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. Available at: [doi.org/10.33285/0132-2222-2019-9\(554\)-28-35](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2019-9(554)-28-35) (accessed 1 February 2022).
- Solovyev I.G., Konstantinov I.V., Govorkov D.A. Resource-energy efficiency of artificial lift selection for wells with frequen-

- cy 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 1 February 2022).
11. Patel K., Bakhurji A., Salloum H., Kim H., Winarno M., Mubarak S. Use of advanced process control for automating conventional oil-field operations. *SPE production & operations*, 2019, no. 34, pp. 678–692. Available at: <https://doi.org/10.2118/192393-PA> (accessed 1 February 2022).
 12. Bimani A., Kulkarni R., Lee C., Giuliani V., Musallami M., Awaid A., Kamyani N., Kumar N., Gala R. Case study toward digital oil field: how the ESP operation is changing by using automatic well models in PDO's ESP fields. *SPE Gulf Coast section electric submersible pumps symposium*. USA, 2019. Available at: <https://doi.org/10.2118/194414-MS> (accessed 1 February 2022).
 13. *Elektrosvigateli pogruzhnyye serii PED TU 3381-001-93436026-2006* [Submersible electric motors series PED TU 3381-001-93436026-2006]. Available at: <https://www.petromarkt.ru/userfiles/files/Katalog-GURT-PED-2012-v2.1.pdf> (accessed 1 February 2022).
 14. *Stantsii upravleniya (PED) serii «ELEKTON», sopolstvuyushchie pribory i oborudovanie* [Control stations of the «ELEKTON» series, related instruments and equipment]. Available at: <https://www.elekton.ru/catalog.shtml> (accessed 1 February 2022).
 15. *Metodika podbora ustanovok pogruzhnykh tsentrobezhnykh nasosov k neftyanym skvazhinam* [Methodology for the selection of installations of submersible centrifugal pumps for oil wells]. Available at: <http://autotechnologist.com/menu-styles/metodiki> (accessed 1 February 2022).
 16. Arkhipov D.S., Latypov B.M., Silnov D.V., Enikeev R.M., Penzin A.V., Valiakhmetov L.V. Ways to improve the energy efficiency of electric submersible pump units for oil production using digital twins. *Petroleum engineering*, 2021, no. 1, pp. 42–50. In Rus. Available at: <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-1-42-50> (accessed 1 February 2022).
 17. Temizel C., Canbaz C., Palabiyik T., Putra D., Asena A., Ranjith R., A comprehensive review of smart/intelligent oilfield technologies and applications in the oil and gas industry. *SPE Middle east oil and gas show and conference*. Kingdom of Bahrain, 2019. Available at: <https://doi.org/10.2118/SPE-195095-MS> (accessed 1 February 2022).
 18. 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 1 February 2022).
 19. 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 1 February 2022).
 20. 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 1 February 2022).
 21. Letov A.M. Analiticheskoe konstruirovaniye regulyatorov [Analytical design of regulators]. *Automation and telemekhanics*, 1960, vol. 22, no. 4, pp. 425–435.
 22. Mesarovich M., Takakhara Y. *Obshchaya teoriya sistem: matematicheskie osnovy* [General theory of systems: mathematical foundations]. Moscow, Mir Publ., 1978. 312 p.

Received: 8 February 2022.

Reviewed: 27 June 2022.

Information about the authors

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

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

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