

УДК 622.279

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ПОГРУЖНОМ ДВИГАТЕЛЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, РАБОТАЮЩЕГО В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

Уразаков Камил Рахматуллович¹,
urazakk@mail.ru

Рукин Михаил Валерьевич²,
rukinmv@rambler.ru

Борисов Александр Олегович¹,
WOT_BAX_BAX@mail.ru

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

² Нижневартковский государственный университет,
Россия, 628605, г. Нижневартковск, ул. Ленина, 56.

Актуальность. На сегодняшний день одной из важных тенденций нефтегазовой отрасли России является увеличение фонда низкодебитных скважин, в этой связи актуальной задачей является совершенствование технологий механизированной добычи низкодебитного фонда. Широкое распространение при механизированной добыче нефти получили установки электроцентробежных насосов, однако эксплуатация низкодебитных скважин электроцентробежными установками сопровождается рядом осложнений, в частности недостаточным отводом тепла от погружного двигателя потоком в скважине. Перспективным методом повышения эффективности электроцентробежных установок в низкодебитных скважинах является реализация периодического кратковременного режима откачки.

Объект: тепловые процессы в системе «погружной двигатель – скважинный флюид» установки электроцентробежного насоса, работающей в периодическом кратковременном режиме.

Цель: исследование формирования температурного поля в погружном электродвигателе и обтекающей его жидкости при эксплуатации электроцентробежного насоса в периодическом кратковременном режиме.

Методы: моделирование тепловых процессов в скважине на основе численного решения системы уравнений теплопереноса в системе «погружной двигатель – скважинный флюид».

Результаты. На основании результатов моделирования показано, что температура погружного электродвигателя и жидкости достигает максимальных значений на начальном этапе в процессе вывода скважины на режим, при дальнейшей эксплуатации скважины в периодическом кратковременном режиме температура погружного электродвигателя и скважинного флюида существенно снижается (нагрев погружного электродвигателя и жидкости относительно максимальной температуры в процессе вывода на режим снижается более чем в 2 раза). Исследовано влияние мощности тепловыделения в погружном электродвигателе (после вывода скважины на периодический кратковременный режим) на тепловое поле в скважине и установлено, что нагрев погружного электродвигателя и обтекающей его жидкости возрастает пропорционально степени возрастания мощности тепловыделения в погружном двигателе. Изучено влияние длительности периодов откачки и накопления на температуру погружного электродвигателя и жидкости (после вывода скважины на периодический кратковременный режим). Установлено, что с увеличением длительности периода откачки температура погружного электродвигателя и жидкости возрастает, в результате с точки зрения снижения амплитудной температуры узлов установки электроцентробежного насоса при периодическом кратковременном режиме необходимо устанавливать максимально короткие периоды циклов откачки и накопления. Проведено сравнение результатов численных расчетов с экспериментальными данными и показано, что предложенная модель может быть использована для расчета теплового режима погружного двигателя при работе электроцентробежной установки в режиме периодическом кратковременном режиме.

Ключевые слова:

установка электроцентробежного насоса, погружной электродвигатель, температура, моделирование, периодический кратковременный режим, мощность погружного электродвигателя.

Введение

Снижение объемов добычи нефти является одной из определяющих тенденций отечественной нефтегазовой отрасли. Анализ распределения скважин по способам добычи нефти показывает, что на месторождениях РФ наибольшее распространение получили технологии механизированной эксплуатации скважин с применением электроцентробежных и штанговых насосных установок [1, 2]. По объему добываемой нефти установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) занимают первое место, для высокодебитных скважин именно УЭЦН обладают

наибольшим КПД среди различных видов механизированной добычи нефти [3, 4]. Однако по мере снижения дебита скважин эффективность УЭЦН падает. При снижении дебита уменьшается интенсивность отвода тепла от узлов УЭЦН, что приводит к перегреву погружного электродвигателя, рабочих органов насоса и кабельной линии. Отказы УЭЦН в низкодебитных скважинах (скважинах с дебитом менее 40 м³/сут) связаны также с засорением узлов УЭЦН механическими примесями, вынос которых обусловлен большими депрессиями на пласты, отложениями солей вследствие изменения термобарических условий при движении

пластового флюида в скважине, высокой температуры погружного оборудования [5, 6].

Одним из перспективных путей повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в низкодебитных скважинах является реализация периодического кратковременного режима (ПКР) добычи нефти. ПКР включает чередование полуциклов откачки и накопления малой длительности (порядка нескольких минут). Для реализации ПКР применяются стандартные компоновки УЭЦН, используемые в средне- и высокодебитных скважинах. В полуцикле откачки подача насоса превышает величину притока жидкости из пласта, а недостающий объем поступающего в скважину флюида компенсируется за счет откачки жидкости из затрубного пространства. В полуцикле накопления уровень жидкости в затрубном пространстве восстанавливается до исходного значения за счет притока пластового флюида при выключенном насосе. Ввиду малой длительности полуциклов откачки и накопления уровень жидкости в скважине меняется слабо (до 0,5 МПа), следовательно, режим работы пласта является практически стационарным. Благодаря высокой подаче насоса в полуцикле откачки достигается оптимальный режим его работы и обеспечивается высокий КПД УЭЦН. Периодическое отключение УЭЦН позволяет избежать перегрева погружного электродвигателя (ПЭД) и кабельной линии. Таким образом, ПКР во многом позволяет сохранить преимущества УЭЦН при эксплуатации низкодебитных скважин [7, 8].

Эффективность и надежность работы УЭЦН во многом определяется тепловым режимом работы системы «ПЭД – обтекающий флюид». Для прогнозирования температуры ПЭД в процессе работы скважины широкое распространение получили методы математического моделирования. В работах [9, 10] представлены аналитические подходы к оценке температуры обмотки погружного электродвигателя, основанные на расчете теплового потока от ПЭД потоку жидкости, обтекающему его. Статьи [11–15] посвящены применению численного моделирования для расчета нестационарных тепловых процессов в скважине при работе УЭЦН. Показано, что моделирование тепловых процессов позволяет прогнозировать и тем самым предупреждать возможный перегрев ПЭД в процессе вывода скважины на режим и при работе в установленном режиме, корректировать запланированный (без учета моделирования теплового поля) режим работы скважины для недопущения перегрева ПЭД (изменить частоту УЭЦН, выполнить монтаж защитного «кожуха» для увеличения скорости обтекающего двигателя флюида). Следует отметить, что в рассмотренных работах не исследовались особенности тепловых процессов при работе УЭЦН в ПКР, особенностью которого является циклический характер работы ПЭД и электроцентробежного насоса (ЭЦН). В данной работе рассмотрена задача расчета нестационарного температурного поля ПЭД и обтекающего его скважинного флюида при эксплуатации скважины УЭЦН в ПКР.

Математическая модель тепловых процессов в системе «ПЭД – скважинный флюид»

Принятые допущения:

- ПЭД рассматривается как однородный цилиндр.
- Тепловыделение происходит равномерно по всему объему ПЭД.
- КПД и мощность ПЭД в процессе вывода скважины на режим постоянны и не зависят от нагрузки на двигатель.
- В периодическом кратковременном режиме мощность ПЭД и подача УЭЦН меняются скачком (на практике для снижения нагрузок на электрические узлы скважины оборудуются станциями управления с плавным пуском).
- Свойства жидкости полагаются постоянными при обтекании ПЭД, сжимаемостью флюида пренебрегаем.
- Рассматривается процесс откачки обводненной продукции с низким газовым фактором, влияние газа на процесс теплообмена не учитывается.
- Вертикальным кондуктивным теплопереносом в ПЭД и жидкости пренебрегаем.
- Одномерное движение жидкости в обсадной колонне, скважина вертикальная (рис. 1).

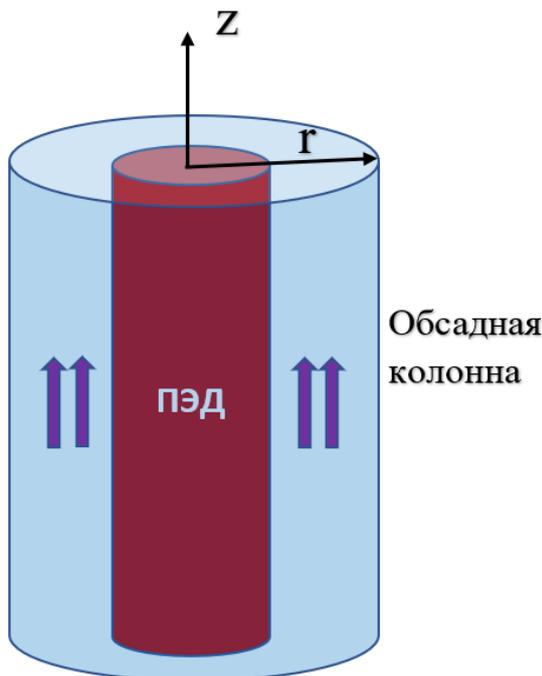


Рис. 1. Геометрия задачи (стрелками показано направление движения флюида в скважине)

Fig. 1. Geometry of the problem (arrows show the direction of fluid flow in the well)

Основные уравнения:

Уравнение теплопроводности в ПЭД с учетом теплового источника [16]:

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + q(t), \quad (1)$$

где ρ , c – эффективная плотность и удельная теплоемкость ПЭД соответственно; λ – теплопроводность;

$q(t)$ – удельная мощность тепловыделения в ПЭД, которая в ПКР рассчитывается по формуле

$$q(t) = \frac{P(t)(1-\eta)}{\pi R^2 L};$$

$$P(t) = \begin{cases} P_0, & 0 \leq t \leq t_1, \quad t_1 + t_2 \leq t \leq 2t_1 + t_2, \dots \\ 0, & t_1 \leq t \leq t_1 + t_2, \quad 2t_1 + t_2 \leq t \leq 2t_1 + 2t_2, \dots \end{cases}, \quad (2)$$

где P_0 , η – мощность и КПД ПЭД соответственно; t_1 , t_2 – длительность полциклов откачки и накопления соответственно; R – внешний радиус ПЭД.

Начальные и граничные условия: температура ПЭД в момент времени $t=0$ равна температуре обтекающей жидкости T_0 ; на границе симметрии $r=0$ записано условие отсутствия теплового потока, на внешней границе учтен тепловой поток между стенкой ПЭД и омывающей жидкостью

$$T|_{r=0} = T_0;$$

$$\left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=0} = 0;$$

$$\lambda \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=R} = \alpha (T_f - T_w), \quad (3)$$

где $T_w = T|_{r=R}$.

Уравнение конвективного теплообмена для флюида, обтекающего ПЭД, записывается в виде [17, 18]:

$$\rho_f c_f S_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + \rho_f c_f Q \frac{\partial T_f}{\partial z} = h(T - T_f) + h_c(T_g - T_f), \quad (4)$$

где T_f – температура флюида; T_g – геотермическая температура на глубине ПЭД; ρ_f , c_f – эффективная плотность и удельная теплоемкость флюида; S_f – площадь поперечного сечения потока; Q – объемный расход жидкости, обтекающей ПЭД; R_c – внутренний радиус обсадной колонны; h – коэффициент теплообмена между флюидом и ПЭД; h_c – коэффициент теплообмена между флюидом и окружающей внешней средой (колонной, цементным кольцом и горными породами).

Коэффициенты h и h_c вычисляются согласно зависимостям

$$h = 2\pi\alpha R;$$

$$h_c = \frac{2\pi}{\frac{1}{\alpha R} + \frac{1}{\lambda_c} \ln \frac{R_{cex}}{R_{cin}} + \frac{1}{\lambda_{cem}} \ln \frac{R_{cemex}}{R_{cemin}} + \frac{1}{\lambda_{res}} \ln \frac{R_{res}}{R_{cemex}}}, \quad (5)$$

где λ_c , λ_{cem} , λ_{res} – теплопроводность обсадной колонны, цементного кольца и горных пород соответственно; R_{cemin} – внутренний радиус обсадной колонны и цементного кольца соответственно; R_{res} – радиус теплового возмущения в пласте; α – коэффициент теплоотдачи.

На входе модели задается начальная температура T_0 жидкости, притекающей к области ПЭД

$$T_f|_{z=0} = T_0. \quad (6)$$

Для расчета коэффициента теплоотдачи в работе используется следующая корреляция для числа Нуссельта при вынужденной конвекции в трубе [19]

$$\alpha = \frac{\lambda_f Nu}{d}; \quad (7)$$

$$Nu = \begin{cases} 4,36, & Re \leq 2100; \\ Nu_{lam} + \frac{Nu_{turb} - Nu_{lam}}{Re_{turb} - Re_{lam}} (Re - Re_{lam}), & 2100 < Re < 10000; \\ 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,3}, & Re \geq 10000, \end{cases} \quad (8)$$

где d – гидравлический диаметр; Nu , Re , Pr – числа Нуссельта, Рейнольдса и Прандтля, соответственно; lam , $turb$ – ламинарный и турбулентный режимы соответственно; $Re_{lam}=2100$, $Re_{turb}=10000$, $Nu_{lam}=4,36$;

$$Nu_{turb} = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,3} \Big|_{Re=10000};$$

$$Re = \frac{\rho_f Q d}{A_f \mu};$$

$$Pr = \frac{\mu_f c_f}{\lambda_f}, \quad (9)$$

где μ_f , λ_f – вязкость, теплопроводность жидкости, соответственно.

Теплофизические свойства жидкости (плотность ρ , удельная теплоемкость c , теплопроводность λ) принимаются равными средневзвешенным значениям с учетом обводненности продукции:

$$\rho_f = \rho_w B + \rho_o (1 - B);$$

$$c_f = c_w B + c_o (1 - B);$$

$$\lambda_f = \lambda_w B + \lambda_o (1 - B), \quad (10)$$

где индекс o соответствует нефти, w – воде; B – обводненность продукции.

Вязкость жидкости рассчитывается согласно зависимости [20, 21]

$$\mu_f = C_\mu \mu_1 + (1 - C_\mu) \mu_2;$$

$$\mu_1 = \mu_w B^{-2,5};$$

$$\mu_2 = \mu_w B + \mu_o (1 - B), \quad (11)$$

где C_μ – коэффициент, задающий степень эмульсионности смеси; μ_1 – вязкость водонефтяной эмульсии; μ_2 – неэмульсионная вязкость смеси.

Система уравнений (1), (3), (4), (6) с учетом зависимостей (2), (5), (7)–(11) решается численно. Для дискретизации исходной системы уравнений используется метод контрольных объемов. Одномерные уравнения по r для расчета температуры ПЭД решаются методом прогонки, уравнение теплопереноса в жидкости решается маршевым алгоритмом, сопряжение системы «ПЭД–флюид» проводится итеративно.

Расчет расхода жидкости в обсадной колонне проводится на основе уравнения баланса объема жидкости в системе «пласт–скважина–насосная установка», для малого промежутка времени dt оно записывается в виде [22]

$$Q_{res} dt = K_p (p_{res} - p_b) dt = dV_w + Q_p dt, \quad (12)$$

где Q_{res} – приток жидкости из пласта; K_p – коэффициент продуктивности пласта; p_{res} , p_b – пластовое и за-

бойное давление соответственно; dV_w – приращение объема флюида в скважине; Q_p – подача насоса. Приращение объема флюида в скважине ведет к изменению динамического уровня dH_{dyn} и забойного давления dp_b :

$$\begin{aligned} dV_w &= S_z dH_{dyn}; \\ dp_b &= \rho_f g dH_{dyn}. \end{aligned} \quad (13)$$

Дифференциальное уравнение для расчета динамики забойного давления с учетом (12) и (13) имеет вид

$$K_p (p_{res} - p_b) dt = \frac{S_z dp_b}{\rho_f g} + Q_p dt. \quad (14)$$

Интегрированием уравнения (14) с учетом начального условия

$$p_b|_{t=0} = p_{res}$$

рассчитывается динамика забойного давления в скважине $p_b(t)$, а расход потока в обсадной колонне определяется по формуле

$$Q(t) = K_p (p_{res} - p_b(t)).$$

Анализ результатов расчетов

Моделирование теплового режима ПЭД в процессе периодического режима работы проводится при следующих значениях параметров: типоразмер ПЭД 1ВЭДБТ45-117, мощность ПЭД 45 кВт, КПД двигателя 90 %, внешний диаметр ПЭД 117 мм, длина ПЭД 3 м, длительности периодов отработки и накопления 5 и 10 мин, соответственно, подача насоса в установившемся режиме отработки $90 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит установившегося режима $30 \text{ м}^3/\text{сут}$, начальная температура пластовой жидкости, обтекающей ПЭД, $80 \text{ }^\circ\text{C}$, температура горных пород в интервале спуска ПЭД $75 \text{ }^\circ\text{C}$, обводненность жидкости 80 %, теплопроводность воды, нефти, цементного кольца/горных пород, ПЭД 0,6, 0,2, 1,2 и $14 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$, соответственно, плотность воды и нефти 1000 и $850 \text{ кг}/\text{м}^3$, соответственно, удельная теплоемкость воды и нефти 4200 и $2000 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot\text{К})$, соответственно, внутренний и внешний диаметр обсадной колонны 130 и 146 мм, соответственно, внешний диаметр НКТ 73 мм, пластовое давление 15 МПа, начальное забойное давление в скважине равно пластовому, коэффициент продуктивности пласта $10 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$. До вывода на режим (достижения притока из пласта $30 \text{ м}^3/\text{сут}$) ПЭД работает в непрерывном режиме, после вывода на режим скважина работает в ПКР. Динамика температуры ПЭД (рассчитана максимальная температура в центре ПЭД) и обтекающей жидкости (на выходе из области ПЭД) в процессе периодической эксплуатации представлена на рис. 2. Соответствующая рис. 2 динамика мощности ПЭД и расхода обтекающего ПЭД флюида в обсадной колонне представлена на рис. 3.

В процессе вывода скважины на режим в условиях неустановившегося потока в обсадной колонне и непрерывной работе УЭЦН температура ПЭД и жидкости достигает максимальных значений ($116,8$ и $88,7 \text{ }^\circ\text{C}$, соответственно). При дальнейшей эксплуатации скважины в ПКР температура ПЭД и скважинно-

го флюида существенно снижается, максимальная температура ПЭД в конце полуцикла отработки составляет около $95,1 \text{ }^\circ\text{C}$, температура обтекающей ПЭД жидкости не превышает $81,4 \text{ }^\circ\text{C}$. Нагрев ПЭД и жидкости (под нагревом ΔT понимается повышение температуры относительно начальной) при выводе на режим достигает $36,8$ и $8,7 \text{ }^\circ\text{C}$, соответственно, в ПКР составляет $15,1$ и $1,4 \text{ }^\circ\text{C}$, соответственно. Тепловой режим ПЭД при ПКР устанавливается в течение 4–5 циклов периодической работы. Амплитуда изменения температуры ПЭД флюида в ПКР составляет около $7,4$ и $0,8 \text{ }^\circ\text{C}$, соответственно.

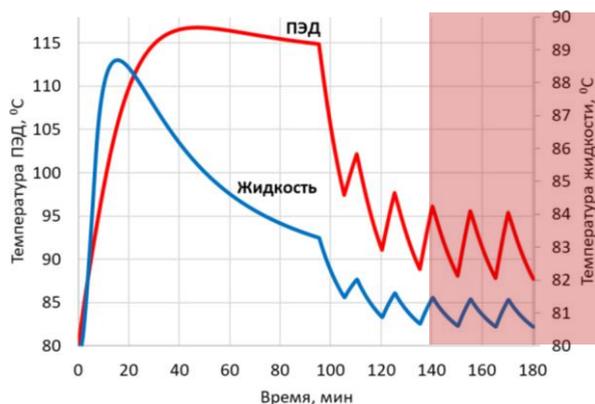


Рис. 2. Динамика температуры ПЭД и обтекающей жидкости (цветом выделена работа ПЭД в ПКР)

Fig. 2. Dynamics of the temperature of the submersible electric motor and the flowing fluid (the color show the operation of the submersible electric motor in a periodic short-term mode)

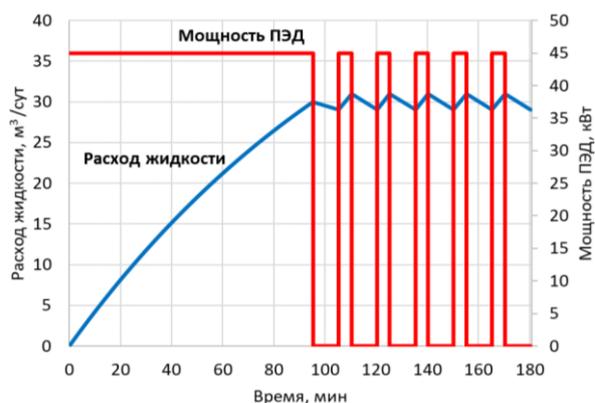


Рис. 3. Динамика мощности ПЭД и расхода обтекающего ПЭД флюида

Fig. 3. Dynamics of the submersible electric motor power and fluid flow from the reservoir

Распределение температуры в ПЭД через 180 минут работы скважины показано на рис. 4. С уменьшением радиальной координаты, то есть от границы ПЭД с жидкостью к центру, температура ПЭД возрастает по логарифмическому закону, также температура двигателя линейно растет от нижней к верхней границе ПЭД. Например, в центре ПЭД температура вдоль двигателя увеличивается от $86,7$ до $87,8 \text{ }^\circ\text{C}$, на границе ПЭД с жидкостью температура увеличивается от $85,1$ до $85,8 \text{ }^\circ\text{C}$.

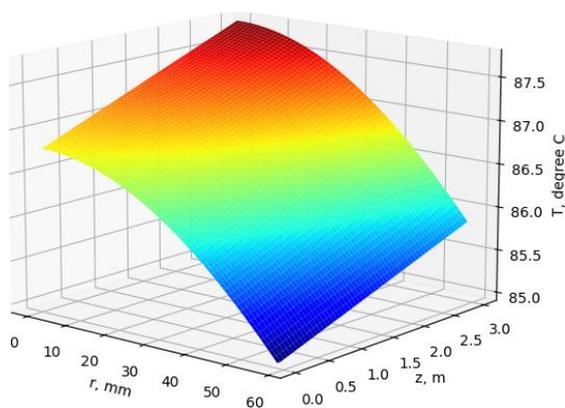


Рис. 4. Распределение температуры в ПЭД через 3 часа откачки

Fig. 4. Temperature distribution in the submersible electric motor after 3 hours of pumping

Динамика распределения температуры обтекающей ПЭД жидкости представлена на рис. 5. Через 5 минут после начала откачки нагрев жидкости на выходе из области ПЭД составляет около 3,5 °С, через 15 минут он возрастает до 8,7 °С. В процессе установления режима работы скважины распределение температуры жидкости приближается к линейному: температура жидкости линейно возрастает по мере обтекания ПЭД за счет передачи тепла от нагретого двигателя, поэтому максимум температуры жидкости и ПЭД достигается в его верхней части.

Далее исследуем влияние параметров технологического режима (эффективной мощности тепловыделения в ПЭД, длительности периодов откачки и

накопления) на тепловое поле погружного двигателя и обтекающей его жидкости. Влияние эффективной мощности тепловыделения в ПЭД (после вывода скважины на ПКР) на тепловое поле в двигателе и жидкости показано на рис. 6. Эффективная мощность тепловыделения соответствует эффективному значению составляющей мощности ПЭД, идущей на нагрев погружного двигателя. Она численно равна произведению эффективной мощности ПЭД $\langle P \rangle$ на коэффициент «единица минус эффективный КПД ПЭД в течение цикла периодической откачки» $\langle \eta \rangle$: $\langle Q \rangle = \langle P \rangle (1 - \langle \eta \rangle)$.

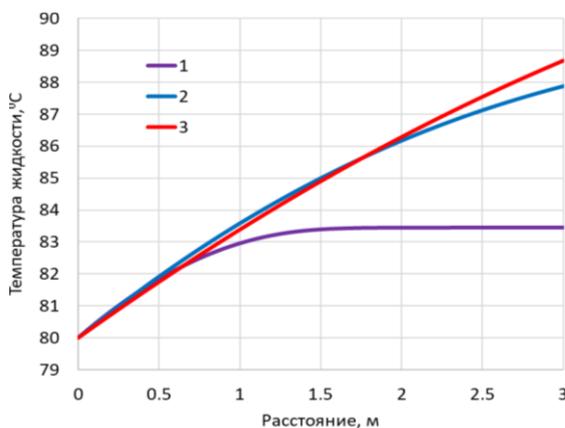


Рис. 5. Распределение температуры в жидкости вдоль ПЭД: 1 – 5 мин, 2 – 10 мин, 3 – 15 мин после начала откачки

Fig. 5. Temperature distribution in the liquid along the submersible electric motor: 1 – 5 min, 2 – 10 min, 3 – 15 min, after the start of pumping

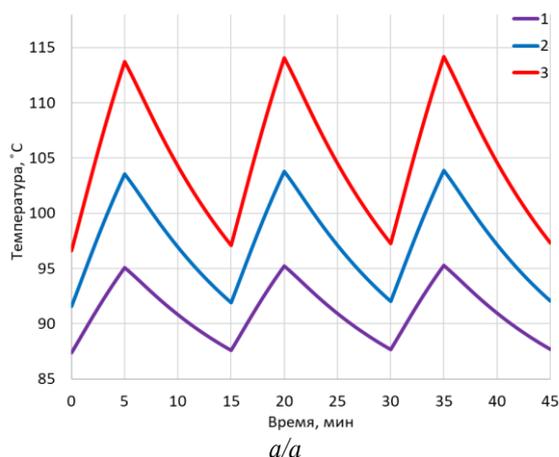
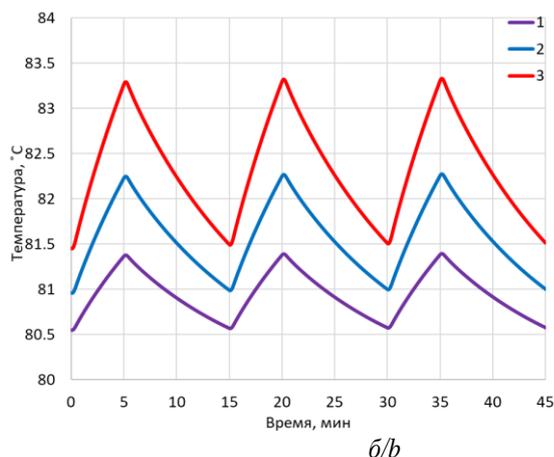


Рис. 6. Влияние мощности тепловыделения на температуру ПЭД (а) и обтекающей жидкости (б). 1 – мощность ПЭД 4,5 кВт, 2 – 7 кВт, 3 – 10 кВт после вывода скважины на режим

Fig. 6. Influence of power on the temperature of the submersible electric motor (a) and the flowing fluid (b). 1 – heat dissipation power of the submersible electric motor is 4,5 kW, 2 – 7 kW, 3 – 10 kW after the well is put into operation



При увеличении эффективной мощности тепловыделения от 4,5 до 10 кВт максимальная температура ПЭД возрастает с 95,1 до 114,0 °С, максимальная температура жидкости – с 81,4 до 83,3 °С; нагрев ΔT ПЭД увеличивается, соответственно, с 15,1 до 34 °С (в 2,2 раза), нагрев жидкости – с 1,4 до 3,3 °С (в 2,3 раза), т. е. пропорционально степени возраста-

ния мощности. Амплитуда колебаний температуры ПЭД и жидкости также увеличивается по мере возрастания мощности двигателя. В частности, при мощности тепловыделения в ПЭД 4,5 и 10 кВт амплитуда колебаний температуры ПЭД составляет 7,9 и 17,6 °С, соответственно, амплитуда колебаний температуры жидкости – 0,8 и 1,9 °С, соответственно.

Влияние длительности периодов откачки и накопления на температуру ПЭД и жидкости (после вывода скважины на режим) показано на рис. 7. Рассмотрены длительности откачки 5, 10, 15 минут, при этом дли-

тельность периода накопления подбиралась исходя из условия обеспечения требуемого дебита скважины $30 \text{ м}^3/\text{сут}$ при подаче насоса в этом режиме $90 \text{ м}^3/\text{сут}$.

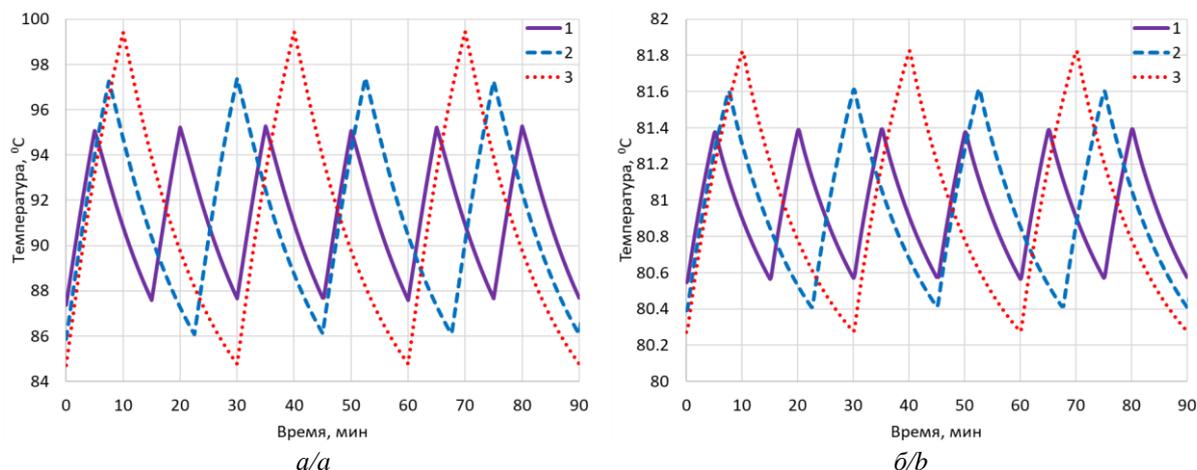


Рис. 7. Влияние длительности периода откачки и накопления на температуру ПЭД (а) и обтекающей жидкости (б). 1 – период откачки $t_1=5$ мин, накопления $t_2=10$ мин; 2 – $t_1=7,5$ мин, $t_2=15$ мин; 3 – $t_1=10$ мин, $t_2=20$ мин после вывода скважины на режим

Fig. 7. Influence of pumping and accumulation period duration on the temperature of the submersible electric motor (a) and the flowing fluid (b). 1 – pumping period $t_1=5$ min, accumulation $t_2=10$ min; 2 – $t_1=7,5$ min, $t_2=15$ min; 3 – $t_1=10$ min, $t_2=20$ min after the output of the well to the mode

С увеличением длительности периода откачки, несмотря на пропорциональный рост длительности периода накопления, температура ПЭД и жидкости возрастает. Например, при длительности периода откачки $t_1=5$ мин максимальная температура ПЭД и жидкости составляет $95,1$ и $81,4$ °С, соответственно, при $t_1=10$ мин она достигает $99,5$ и $81,8$ °С, соответственно (нагрев ПЭД и жидкости увеличивается на 29 %). Таким образом, с точки зрения снижения амплитудной температуры узлов УЭЦН при ПКР необходимо устанавливать максимально короткие периоды циклов откачки и накопления. С другой стороны, при пуске–остановке в электрических узлах УЭЦН развиваются повышенные токовые нагрузки, для их предупреждения требуется плавный пуск и остановка скважины. В результате длительность периодов откачки и накопления должна выбираться с совокупным учетом технических возможностей станции управления УЭЦН, геолого-технических и эксплуатационных характеристик скважины и продуктивных пластов.

На примере одной из скважин месторождения Западной Сибири, эксплуатируемой УЭЦН типоразмера 2ЭЦНДПЭКР5-50-2400-Н2 с ПЭД типоразмера 62НЭДТ45-117М, выполнено сравнение результатов численных расчетов (максимальной температуры ПЭД) с экспериментальными данными (рис. 8). В рамках экспериментов выполнялось измерение температуры статорных обмоток ПЭД температурным датчиком, входящим в стандартную термометрическую систему для контроля технического состояния ПЭД электроцентробежного насоса.

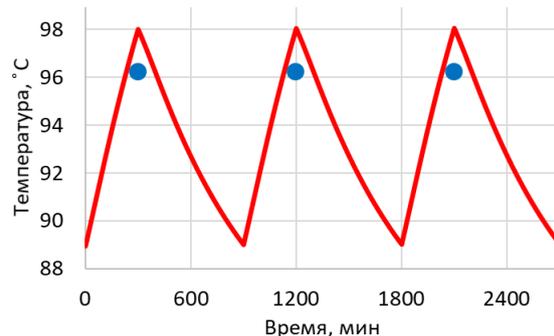


Рис. 8. Динамика температуры ПЭД в ПКР (точки – экспериментальные результаты, сплошная линия – численный расчет)

Fig. 8. Temperature dynamics of the submersible electric motor in periodic short-term mode (points – experimental results, solid line – numerical calculation)

Отклонение результатов численных расчетов от фактической температуры ПЭД (зарегистрированной максимальной температуры за цикл работы) при работе скважины в режиме ПКР не превышает $1,8$ °С (15 %). Моделирование ПКР в 10 других скважинах показало, что отклонение результатов численных расчетов от фактической максимальной температуры ПЭД не превышает 20 %. Это показывает, что предложенная модель может быть использована для расчета теплового режима погружного двигателя при работе электроцентробежной установки в периодическом кратковременном режиме. В качестве направлений совершенствования предложенной математической модели можно отметить учет следующих основных факторов: неоднородности конструкции погруж-

ного электродвигателя (слоистой структуры, наличия обмоток статора и ротора и маслозаполненного зазора между обмотками), переменного характера КПД двигателя и его мощности в процессе вывода скважины на режим и в течение цикла периодической откачки, различных режимов течения многофазного флюида, обтекающего ПЭД.

Выводы

1. Предложена математическая модель нестационарного теплообмена в системе «погружной электродвигатель – скважинный флюид» при эксплуатации скважины установкой электроцентробежного насоса в периодическом кратковременном режиме. Проведено сравнение результатов численных расчетов с экспериментальными данными и показано, что предложенная модель может быть использована для расчета теплового режима погружного двигателя при работе электроцентробежной установки в периодическом кратковременном режиме.
2. На основании результатов моделирования показано, что температура погружного электродвигателя и жидкости достигает максимальных значений в процессе вывода скважины на режим, в условиях неустановившегося потока в обсадной колонне и непрерывной работы установки электроцентробежного насоса (в рассмотренном примере нагрев погружного электродвигателя и жидкости составил 36,8 и 8,7 °С, соответственно). При дальнейшей эксплуатации скважины в периодическом кратковременном режиме температура погружного электродвигателя и скважинного флюида существенно снижается, нагрев погружного электродвигателя в конце полуцикла откачки составляет около 15,1 °С, нагрев обтекающей погружной электродвигатель жидкости не превышает 1,4 °С. Тепловой режим погружного электродвигателя при периодическом кратковременном режиме эксплуатации скважины устанавливается в течение 4–5 циклов периодической работы.
3. Исследовано влияние эффективной мощности тепловыделения в погружном электродвигателе (после вывода скважины на периодический кратковременный режим) на тепловое поле в погружном электродвигателе и обтекающей его жидкости. Установлено, что при увеличении мощности тепловыделения в погружном электродвигателе с 4,5 до

10 кВт нагрев погружного электродвигателя и жидкости увеличивается пропорционально степени возрастания мощности (погружного электродвигателя – с 15,1 до 34 °С, жидкость – с 1,4 до 3,3 °С, обе температуры возрастают примерно в 2,2 раза).

4. Изучено влияние длительности периодов откачки и накопления на температуру погружного электродвигателя и жидкости (после вывода скважины на режим). Установлено, что с увеличением длительности периода откачки, несмотря на пропорциональное увеличение длительности периода накопления, температура погружного электродвигателя и жидкости возрастает. В рассмотренном примере при увеличении длительности периода откачки с 5 до 10 мин максимальная температура погружного электродвигателя и жидкости (нагрев) повысилась на 29 %. Таким образом, с точки зрения снижения амплитудной температуры узлов установки электроцентробежного насоса при периодическом кратковременном режиме эксплуатации скважины необходимо устанавливать максимально короткие периоды циклов откачки и накопления с учетом технических возможностей станции управления установкой электроцентробежного насоса, геолого-технических и эксплуатационных характеристик скважины и продуктивных пластов.
 5. Выполнено сравнение результатов численных расчетов температуры погружного электродвигателя с экспериментальными данными и показано, что предложенная модель может быть использована для расчета теплового режима погружного электродвигателя при работе электроцентробежной установки в периодическом кратковременном режиме. В качестве направлений совершенствования предложенной математической модели можно отметить учет следующих основных факторов: неоднородности конструкции погружного электродвигателя (слоистой структуры, наличия обмоток статора и ротора и маслозаполненного зазора между обмотками), переменного характера коэффициента полезного действия двигателя и его мощности в процессе вывода скважины на режим и в течение цикла периодической откачки, различных режимов течения многофазного флюида, обтекающего погружной электродвигатель.
5. Уразаков К.Р., Алиматов Ш.А., Тугунов П.М. Исследование эффективности выноса воды и механических примесей с забоя нефтяных скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 10. – С. 77–85.
 6. Increasing the time between failures of electric submersible pumps for oil production with high content of mechanical impurities / D. Shishlyannikov, V. Zverev, A. Ivanchenko, I. Zvonarev // Applied Sciences. – 2022. – V. 64. – № 12. – P. 1–11.
 7. Гребенников А.Г. Работа установки погружных электроцентробежных насосов в кратковременном периодическом режиме - эффективная технология добычи нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 15–21.
 8. Видинеев А.С. Определение оптимального режима кратковременной периодической эксплуатации малодобитных сква-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Takacs G. Electrical submersible pumps manual. – Houston, Texas: Gulf Professional Publishing, 2017. – 578 p.
2. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, Э.О. Тимашев, В.А. Молчанова, М.Г. Волков. – Пермь: Астер Плюс, 2020. – 600 с.
3. Диагностирование технического состояния электроцентробежных насосных установок по уровню их вибрации / К.Р. Уразаков, Е.Б. Думлер, А.С. Топольников, Р.И. Вахитова // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 103–107.
4. Тимашев Э.О., Халфин Р.С., Волков М.Г. Статистический анализ наработок на отказ и коэффициентов подачи скважинного насосного оборудования в диапазонах параметров эксплуатации скважины // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 46–49.

- жин с помощью установки электроцентробежного насоса // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3 (639). – С. 41–45.
9. Москвина Е.Ю., Пивень В.В. Расчет температуры обмотки погружного электродвигателя УЭЦН // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 64–73.
 10. Купцов С.М. Температурное поле погружного электродвигателя скважинных насосных установок // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 4. – С. 36–39.
 11. Динамическая модель тепловых процессов в погружном электродвигателе насосной установки нефтедобывающей скважины / И.Ф. Нугаев, И.С. Байгускаров, А.В. Стыскин, Н.Г. Уразбахтина // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2014. – Т. 10. – № 3. – С. 38–44.
 12. Конохов В.М., Конохов И.В., Чекалин А.Н. Математическое моделирование и параллельные вычисления процессов тепло-массопереноса при эксплуатации единого комплекса «нефтяной пласт – система скважин – электроцентробежные насосы» // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17. – № 10. – С. 195–202.
 13. Язьков А.В. Исследование влияния изменения технологических параметров на охлаждение погружного электродвигателя // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 125–128.
 14. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Fedotov V.Ya. Mathematic models for interpretation of temperature changes in ESP wells // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October 2010. – 15 p. Paper SPE-138059-MS.
 15. Волков М.Г., Зейгман Ю.В. Применение алгоритма «виртуального датчика температуры» для погружного электродвигателя при выводе нефтедобывающей скважины на режим // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 3. – С. 43–48.
 16. Fundamentals of heat and mass transfer / Th.L. Bergman, A.S. Lavine, F.P. Incropera, D.P. DeWitt. 8th ed. – USA: University of Notre Dame, 2006. – 1070 p.
 17. Hasan A.R., Kabir C.S. Fluid flow and heat transfer in wellbores. – Texas, Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2002. – 181 p.
 18. Features of thermo-hydrodynamic processes in horizontal wells with variable trajectory / R.A. Valiullin, R.F. Sharafutdinov, R.K. Yarullin, A.Sh. Ramazanov, A.M. Sharipov, T.R. Khabirov, I.G. Nizaeva // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, October 2016. – 19 p. Paper SPE-182089-MS.
 19. Ibarra L.M., Athienitis A. Experimental study of mixed convection heat transfer in building, integrated photovoltaic/thermal systems // International high performance buildings conference. – 2010. – V. 21. – P. 1–8.
 20. Valle A. Multiphase pipeline flows in hydrocarbon recovery // Multiphase Science and Technology. – 1998. – V. 10. – P. 1–139. DOI: 10.1615/MultScienTechn.v10.i1.10
 21. Brinkmann H.C. On the viscosity of emulsions // Journal of Chemical Physics. – 1952. – V. 20. – № 3. – P. 571–584.
 22. Уразаков К.Р., Молчанова В.А., Тугунов П.М. Метод расчета динамических нагрузок и энергопотребления штанговой установки с системой автоматического уравнивания // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – № 6. – С. 640–649.

Поступила: 23.11.2022 г.

Прошла рецензирование: 10.12.2022 г.

Информация об авторах

Уразаков К.Р., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры машин и оборудования нефтегазовых промыслов, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

Рукин М.В., старший преподаватель кафедры нефтегазового дела, Нижневартовский государственный университет.

Борисов А.О., студент, Уфимский государственный нефтяной технический университет.

UDC 622.279

SIMULATION OF THERMAL PROCESSES IN A SUBMERSIBLE MOTOR OF AN ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP OPERATING IN A PERIODIC MODE

Kamil R. Urazakov¹,
Urazakk@mail.ru

Mikhail V. Rukin²,
rukinmv@rambler.ru

Alexander O. Borisov¹,
WOT_BAX_BAX@mail.ru

¹ Ufa State Petroleum Technological University,
1, Kosmonavtov street, Ufa, 450062, Russia.

² Nizhnevartovsk State University,
56, Lenin street, Nizhnevartovsk, 628605, Russia.

Relevance. Today, one of the important trends in the Russian oil and gas industry is the increase in the fund of low-yield wells, in this regard, the improvement of technologies for mechanized production of low-yield wells is relevant. Installations of electric centrifugal pumps have become widespread in mechanized oil production, however, the operation of low-flow wells by electric centrifugal installations is accompanied by a number of complications, in particular, insufficient heat removal from the submersible engine by the flow in the well. A promising method of increasing the efficiency of electric-centric installations in low-flow wells is the implementation of a periodic short-term pumping mode.

Object: thermal processes in the «submersible engine – borehole fluid» system of an electric centrifugal pump installation operating in a periodic short-term mode.

The purpose of the research is to study the formation of a temperature field in a submersible electric motor and the fluid flowing around it during operation of an electric centrifugal pump in a periodic short-term mode.

Methods: modeling of thermal processes in a well based on the numerical solution of the system of heat transfer equations in the «submersible engine – borehole fluid» system.

Results. Based on the simulation results, it is shown that the temperature of the submersible electric motor and the liquid reaches maximum values at the initial stage during the well commissioning, during further operation of the well in a periodic short-term mode, the temperature of the submersible motor and the borehole fluid decreases significantly (the heating of the submersible motor and the liquid relative to the initial temperature decreases by more than 2 times). The influence of the power of the submersible engine (after the output of the well to the mode) on the thermal field in the well was investigated and it was found that with an increase in power, the heating of the submersible engine and the liquid increases in proportion to the degree of growth in power. The influence of the duration of pumping and accumulation periods on the temperature of the submersible engine and liquid (after the well is put into operation) has been studied. It is established that with an increase in the duration of the pumping period, the temperature of the submersible engine and the liquid grows, as a result, from the point of view of reducing the amplitude temperature of the electric centrifugal pump installation nodes in the periodic short-term mode, it is necessary to set the shortest possible periods of pumping and accumulation cycles. The results of numerical calculations are compared with experimental data and it is shown that the proposed model can be used to calculate the thermal regime of a submersible engine during operation of an electric center installation in a periodic short-term mode.

Key words:

Electric centrifugal pump installation, submersible electric motor, temperature, simulation, periodic short-term mode, submersible electric motor power.

REFERENCES

1. Takacs G. *Electrical submersible pumps manual*. Houston, Texas, Gulf Professional Publishing Publ., 2017. 578 p.
2. Urazakov K.R., Timashev E.O., Molchanova V.A., Volkov M.G. *Spravochnik po dobyche nefiti* [Handbook on oil extraction]. Perm, Aster Plyus Publ., 2020. 600 p.
3. Urazakov K.R., Dumler E.B., Topolnikov A.S., Vakhitova R.I. Diagnostics of the technical condition of electric center-bearing pumping units by the level of their vibration. *Petroleum Engineering*, 2017, vol. 15, no. 1, pp. 103–107. In Rus.
4. Timashev E.O., Khalifin R.S., Volkov M.G. Statistical analysis of the failure times and feed rates of downhole pumping equipment in operating parameter ranges. *Oil Industry*, 2020, no. 2, pp. 96–100. In Rus.
5. Urazakov K.R., Alimetov Sh.A., Tugunov P.M. Investigation of the efficiency of removing water and mechanical impurities from the bottom of oil wells. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 10, pp. 77–85. In Rus.
6. Shishlyannikov D., Zverev V., Ivanchenko A., Zvonarev I. Increasing the time between failures of electric submersible pumps for oil production with high content of mechanical impurity. *Applied Sciences*, 2022, vol. 64, no. 12, pp. 1–11.
7. Grebennikov A.G. The work of electrical submersible pumps in the mode of repeated short-inclusions – effective technology of oil production. *News of higher educational institutions. Oil and gas*, 2014, no. 5, pp. 15–21. In Rus.
8. Vidineev A.S. Determination of the optimal mode of a short-time periodic operation of low flow rate wells by means of using electric centrifugal pump. *Oilfield business*, 2022, no. 3 (639), pp. 41–45. In Rus.
9. Moskvina E.Yu., Piven V.V. Calculation of winding temperature of a submersible motor. *News of higher educational institutions. Oil and gas*, 2020, no. 5, pp. 64–73. In Rus.
10. Kuptsov S.M. Temperature field of submersible electric motor of borehole pumping units. *Territory of Neftegaz*, 2010, no. 4, pp. 36–39. In Rus.
11. Nugaev I.F., Baiguskarov I.S., Styskin A.V., Urazbakhtina N.G. Dynamic model of thermal processes in the submersible motor oil

- well pumping unit. *Electrotechnical and information complexes and systems*, 2014, vol. 10, no. 3, pp. 38–44. In Rus.
12. Konyukhov V.M., Konyukhov I.V., Chekalin A.N. Mathematical modeling and parallel calculations of heat and mass transfer processes during operation of the unified complex «oil reservoir – well system – electric centrifugal pumps». *Bulletin of Kazan Technological University*, 2014, vol. 17, no. 10, pp. 195–202. In Rus.
 13. Yazkov A.V. Investigation of the influence of changes in technological parameters on the cooling of a submersible electric motor. *Oil industry*, 2007, no. 11, pp. 125–128. In Rus.
 14. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Fedotov V.Ya. Mathematical models for interpretation of temperature changes in ESP wells. *SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition*. Moscow, Russia, October 2010. 15 p. Paper SPE-138059-MS.
 15. Volkov M.G., Zeigman Yu.V. Application of the «virtual temperature sensor» algorithm for electric submersible motor in bringing the oil-producing well on to stable production. *Oil and gas business*, 2021, vol. 19, no. 3, pp. 43–48. In Rus.
 16. Bergman Th.L., Lavine A.S., Incropera F.P., DeWitt D.P. *Fundamentals of heat and mass transfer*. 8th ed. USA, University of Notre Dame, 2006. 1070 p.
 17. Hasan A.R., Kabir C.S. *Fluid flow and heat transfer in wellbores*. Texas, Richardson, Society of Petroleum Engineers, 2002. 181 p.
 18. Valiullin R.A., Sharafutdinov R.F., Yarullin R.K., Ramazanov A.Sh., Sharipov A.M., Khabirov T.R., Nizaeva I.G. Features of thermohydrodynamic processes in horizontal wells with variable trajectory. *SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition*. Moscow, Russia, October 2016. 19 p. Paper SPE-182089-MS.
 19. Ibarra L.M., Athienitis A. Experimental study of mixed convection heat transfer in building. integrated photovoltaic/thermal systems. *International high performance buildings conference*, 2010, vol. 21, pp. 1–8.
 20. Valle A. Multiphase pipeline flows in hydrocarbon recovery. *Multiphase Science and Technology*, 1998, vol. 10, pp. 1–139.
 21. Brinkmann H.C. On the viscosity of emulsions. *Journal of Chemical Physics*, 1952, vol. 20, no. 3, pp. 571–584.
 22. Urazakov K.R., Molchanova V.A., Tugunov P.M. Method for calculating dynamic loads and energy consumption of a sucker rod installation with an automatic balancing system. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 246, no. 6, pp. 640–649. In Rus.

Received: 23 November 2022.

Reviewed: 10 December 2022.

Information about the authors

Kamil R. Urazakov, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technological University.

Mikhail V. Rukin, senior lecturer, Nizhnevartovsk State University.

Alexander O. Borisov, master's student, Ufa State Petroleum Technological University.