

Аномальный перегрев жидкости при периодической эксплуатации нефтяных скважин

Н.В. Утев¹

С.Н. Пещеренко¹, д.ф.-м.н.

Т.А. Овчинников¹

¹АО «Новомет-Пермь»

Адрес для связи: Sergei.Peshchenko@novometgroup.com

Ключевые слова: периодическая эксплуатация установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), нагрев погружного электродвигателя (ПЭД), газовый фактор

При периодической эксплуатации нефтяных скважин с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) нередки случаи, когда термодатчики, установленные на корпусе погружного электродвигателя, фиксируют более высокую температуру, чем термодатчики внутри него. Этот факт однозначно указывает на наличие источника тепла вне электродвигателя. Таким источником может быть только ЭЦН. В фазе откачки ЭЦН нагревается, забирая жидкость из затрубного пространства выше и ниже насоса. В фазе накопления в затрубное пространство над насосом поступает новая жидкость из пласта, где она нагревается за счет теплообмена с корпусом ЭЦН и НКТ. В следующем цикле, в фазе откачки, на вход ЭЦН поступает более нагретая жидкость. С каждым новым циклом температура жидкости увеличивается, но одновременно растет теплопередача в пласт, окружающий обсадную колонну. Рост температуры прекращается, когда достигается тепловое равновесие. Предложена математическая модель данного явления, выполнены расчеты, показывающие, что нагрев будет тем выше, чем больше подача насоса, меньше время откачки и выше концентрация нерастворенного газа. Горячая жидкость из насоса попадает на корпус электродвигателя, если в момент выключения насоса обратный клапан закрывается не полностью. Расчеты показали, что газожидкостная смесь может нагреваться до температуры, превышающей критическую (200–250 °С) для эластомеров, применяемых в УЭЦН. Полученные результаты могут быть использованы при подборе УЭЦН и режима периодической эксплуатации выбранной установки в скважине.

ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ: Утев Н.В., Пещеренко С.Н., Овчинников Т.А. Аномальный перегрев жидкости при периодической эксплуатации нефтяных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 2. – С. 66–70. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-2-66-70>
Utev N.V., Peshchenenko S.N., Ovchinnikov T.A., *The phenomenon of anomalous fluid superheating during periodic operation of oil wells* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2025, No. 2, pp. 66–70, DOI: <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-2-66-70>

В настоящее время добыча нефти осуществляется двумя основными типами насосов: лопастными и плунжерными. Первыми в нефтедобывающей отрасли стали применяться плунжерные насосы. Они имеют простую конструкцию, технология их изготовления была доступна для многих машиностроительных предприятий. Лопастные электроцентробежные насосы (ЭЦН) начали применяться около 70 лет назад и постепенно стали самыми распространенными. В настоящее время установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) оборудовано 67 % скважин и добывается более 80 % нефти в России. Наблюдается постоянный рост доли этих насосов в нефтедобыче [1]. Однако имеются факторы, замедляющие процесс замены плунжерных насосов лопастными. Во-первых, лопастной насос имеет максимальный к.п.д. η и максимальное время безотказной работы в не-

The phenomenon of anomalous fluid superheating during periodic operation of oil wells

N.V. Utev¹

S.N. Peshchenko¹

T.A. Ovchinnikov¹

¹Novomet-Perm JSC, RF, Perm

E-mail: Sergei.Peshchenko@novometgroup.com

Keywords: periodic operation of ESP, heating of ESP, undissolved gas

During periodic operation of oil wells using electric submersible pump (ESP) systems there were revealed cases when the temperature sensors installed on the motor casing fix higher temperature than the temperature sensors inside it. This fact indicates the presence of a heat source outside the motor. This source can only be the pump. During the pumping phase, the ESP heats up by drawing fluid from the annulus above and below the pump. In the accumulation phase, new fluid from the reservoir enters the annulus above the pump, where it is heated by heat exchange with the ESP casing and tubing. In the next cycle, during the pumping phase, more heated fluid enters the pump. With each new cycle, the fluid temperature increases, but at the same time the heat transfer to the formation surrounding the casing increases. The temperature rise ends when thermal equilibrium is reached. A mathematical model of this phenomenon is proposed, calculations are made showing that heating will be higher, the higher the pumping rate, the shorter the pumping time and the higher the concentration of undissolved gas. Hot liquid from the pump will get on the motor housing if the check valve does not close completely when the pump is switched off. Calculations showed that the gas-liquid mixture can be heated to temperatures exceeding the critical temperature (200–250 °C) for elastomers used in ESPs. The obtained results can be used in the selection of ESP and periodic operation mode of the selected system in the well.

большом диапазоне подач вблизи оптимальной подачи Q_0 , (рис. 1), что создает эксплуатационные проблемы при изменении притока в скважине. Во-вторых, рабочие характеристики лопастных нефтяных насосов тем выше, чем больше оптимальная подача, на которую они проектируются. Однако значительное число нефтяных скважин в стране являются низкодебитными, кроме того, в процессе их эксплуатации дебит снижается.

В связи с отмеченным около 20 лет назад широкое распространение получила технология периодической эксплуатации нефтяных скважин [2]. Скважину оборудуют высокопроизводительной УЭЦН для откачки нефти в течение времени Δt_1 , затем насос выключают и в течение времени Δt_2 происходит накопление нефти в скважине. Далее цикл повторяется. Напор насоса и интервалы времени Δt_1 и Δt_2 подбирают так, чтобы добыча

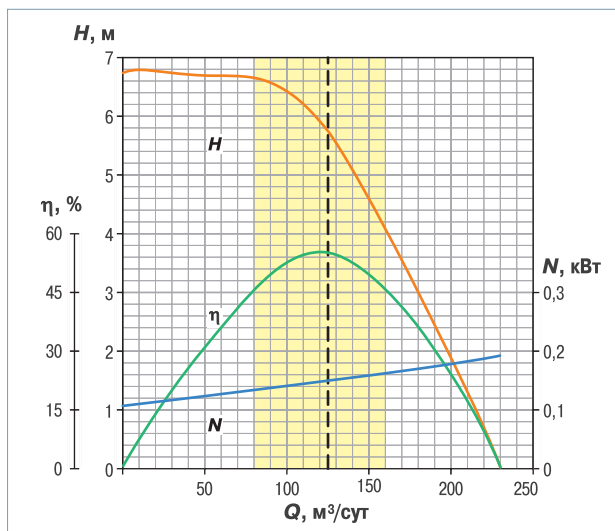


Рис. 1. Зависимость напора H , к.п.д. η и потребляемой мощности N лопастного насоса ВНН5-125 от подачи Q

осуществлялась при подаче, близкой к оптимальной. Актуальной является задача оптимизации режима периодической добычи [3, 4]. Казалось бы эта технология решает проблемы лопастных насосов: стало возможным оборудовать низкодебитные скважины высокопроизводительными, следовательно, более эффективными УЭЦН. Однако, поскольку при включении/выключении УЭЦН протекают переходные процессы, повышается риск отказов насосов [5]. Например, в подшипниках и торцевых уплотнениях возникают сухое трение и повышенный износ.

Кроме того, известны случаи другого типа отказа УЭЦН при периодической эксплуатации: термическое разрушение эластомеров гидрозащиты, находящейся между ЭЦН и ниже расположенным погружным электродвигателем (ПЭД). Одновременно с этим датчиками фиксировался нагрев наружной поверхности корпуса ПЭД до температур, намного больших температуры обмотки статора. Поскольку последняя является основным источником тепла при работе ПЭД, можно предположить, что источник тепла, разрушившего эластомеры гидрозащиты, не ПЭД, а ЭЦН, при работе которого разогревается жидкость, находящаяся внутри насоса и в кольцевом зазоре между ЭЦН, НКТ и стенками обсадной колонны. При изменении режима работы УЭЦН (корректировке Δt_1 , Δt_2) или динамического уровня, например, путем залива нефти с устья скважины в пространство между НКТ и стенками обсадной колонны, нагретая жидкость может переместиться вниз и вызвать отказ гидрозащиты. В данной статье рассмотрено это явление и построена его математическая модель.

Модель нагрева жидкости над насосом

На рис. 2 приведена схема, поясняющая работу УЭЦН в периодическом режиме. В цикле откачки, продолжительностью Δt_1 , в ЭЦН поступает жидкость, как из области A_1 высотой h_1 над насосом (области между стенками обсадной колонны, корпусом ЭЦН и стенками НКТ), так и из области ниже насоса. В насосе жидкость нагревается и поднимается по НКТ на высоту h_1+h_2 , (h_2 – высота

области A_2). На этом интервал откачки заканчивается и УЭЦН переходит в режим накопления жидкости, поступающей из пласта в скважину, продолжительностью Δt_2 , в течение которого насос не работает.

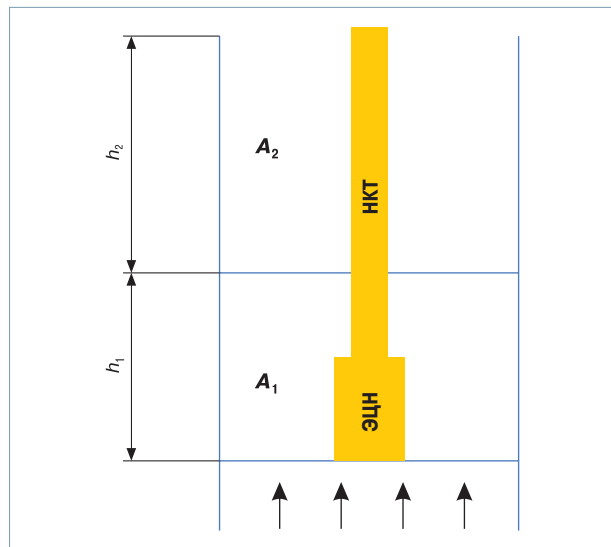


Рис. 2. Схема, поясняющая работу УЭЦН в периодическом режиме (ПЭД располагается ниже ЭЦН, на схеме не показан)

За время накопления Δt_2 в область A_1 поступает новая жидкость из пласта, которая контактируя как с жидкостью, находящейся выше области A_1 , так и со стенками ЭЦН и НКТ, нагревается. В связи с этим в следующем цикле на вход в ЭЦН поступает более нагретая жидкость, и более нагретой будет жидкость на выходе из ЭЦН. С каждым новым циклом температура жидкости повышается. Одновременно увеличивается теплопередача в пласт, окружающий обсадную колонну, пока не наступит тепловое равновесие и не стабилизируется температура.

Проанализируем работу УЭЦН в установившемся режиме. Будем считать, что средний приток жидкости из пласта совпадает со средней подачей УЭЦН Q и уровень жидкости в скважине меняется незначительно. Поскольку характеристикой насоса является создаваемое им давление, т.е. разность давлений на входе и выходе из него, эта разность фиксирована, следовательно, фиксирована и подача насоса Q_p . Тогда

$$Q = Q_p \Delta t_1 / (\Delta t_1 + \Delta t_2) = Q_p / k. \quad (1)$$

Будем также считать, что число ступеней (напор насоса) подобраны так, что при включении насос работает на оптимальной подаче с максимальным к.п.д.

Введем следующие обозначения: L , D_2 , V_p – соответственно длина, внешний диаметр корпуса ЭЦН и объем жидкости в нем; D_3 – внутренний диаметр обсадной колонны; D_{r1} , D_{r2} – соответственно внутренний и наружный диаметр НКТ. В течение периода откачки за время Δt_1 в скважину поступает $Q \Delta t_1$ жидкости, а на вход насоса – $kQ \Delta t_1$, следовательно, $(k-1)Q \Delta t_1$ жидкости поступает из области A_1 (суммарный приток на вход насоса равен $kQ \Delta t_1 = Q_p$). Считая жидкость несжимаемой, запишем закон сохранения массы: $(k-1)Q \Delta t_1$ равен объему области A_1

$$(k-1)Q\Delta t_1 = L \frac{\pi(D_3^2 - D_2^2)}{4} + (h_1 - L) \frac{\pi(D_3^2 - D_{t2}^2)}{4} = L s_1 + (h_1 - L) s_2. \quad (2)$$

Жидкость, поступившая на вход насоса, заполняет насос и НКТ до верхней границы области A_2

$$kQ\Delta t_1 = V_p + (h_1 - L + h_2) \frac{\pi D_{t1}^2}{4}. \quad (3)$$

Высота области A_1

$$h_1 = L + \frac{(k-1)Q\Delta t_1 - L s_1}{s_2}, \quad (4)$$

области A_2

$$h_2 = L - h_1 + \frac{kQ\Delta t_1 - V_p}{\pi D_{t1}^2 / 4}. \quad (5)$$

Обозначим через T_0 температуру пласта, а через T_1 температуру жидкости в областях A_1, A_2 в конце первого цикла (считаем, что в радиальном направлении в скважине температура выравнивается за время, намного меньшее, чем $\Delta t_1, \Delta t_2$). Тепло, выделяемое при работе ЭЦН $q = P(1-\mu)\Delta t_1$ (P, μ – соответственно мощность и к.п.д. УЭЦН), частично отводится через боковую поверхность обсадной колонны $s_3 = \pi D_3(h_1 + h_2)$ в пласт

$$q = s_3 \int_0^{\Delta t_1 + \Delta t_2} j(t) dt = s_3 \int_0^{\Delta t_1 + \Delta t_2} \left(-\lambda_b \frac{\partial T_b(r, t)}{\partial r} \right) \Big|_{r=R_3} dt, \quad (6)$$

где λ_b – коэффициент теплопроводности грунта пласта; $T_b(r, t)$ – распределение температуры в пласте, $R_3 = D_3/2$.

Поскольку

$$-\lambda_b \frac{\partial T_b(r, t)}{\partial r} \Big|_{r=R_3} \approx \lambda_b \frac{T_1 - T_0}{\Delta}, \quad (7)$$

$$q \approx 2\pi(h_1 + h_2) \lambda_b (\Delta t_1 + \Delta t_2) \frac{T_1 - T_0}{\Delta / R_3} = \alpha(h_1 + h_2)(T_1 - T_0)(\Delta t_1 + \Delta t_2), \quad (8)$$

где Δ – пространственный масштаб изменения температуры в пласте; $\alpha = \lambda_b R_3 / \Delta$.

Теплопроводностью и конвекцией внутри обсадной колонны пренебрегаем, поскольку для типичных конструкций $s_3 \sim 10^3(s_1, s_2)$.

Запишем уравнение баланса тепла при первом цикле откачки

$$P(1-\mu)\Delta t_1 - \alpha(h_1 + h_2)(T_1 - T_0)(\Delta t_1 + \Delta t_2) = \rho c_p [kQ\Delta t_1] (T_1 - T_0) + \left[m + \rho_{Me} (h_1 - L + h_2) \frac{\pi(D_{t2}^2 - D_{t1}^2)}{4} \right] \times c_{pMe} (T_1 - T_0), \quad (9)$$

где m – масса насоса; ρ, c_p – соответственно плотность и удельная теплоемкость пластовой жидкости; ρ_{Me}, c_{pMe} – соответственно плотность и теплоемкость материала насоса и НКТ.

В начале цикла вся жидкость, как поступающая в насос, так и находящаяся в областях A_1, A_2 , имеет температуру T_0 . В конце цикла температура жидкости равна T_1 . Тепло, получаемое ею от насоса, частично отводится в пласт (второе слагаемое в левой части уравнения (9)), идет на нагрев откачиваемой жидкости (первое слагаемое в правой части уравнения (9)) и на нагрев насоса и НКТ в областях A_1 и A_2 (второе слагаемое в правой части уравнения (9)). Отсюда

$$T_1 = T_0 + \frac{P(1-\mu)\Delta t_1}{A}, \quad (10)$$

где

$$A = \alpha(h_1 + h_2)(\Delta t_1 + \Delta t_2) + \rho c_p (Qk\Delta t_1) + \left[m + \rho_{Me} (h_1 - L + h_2) \frac{\pi(D_{t2}^2 - D_{t1}^2)}{4} \right] c_{pMe}. \quad (11)$$

Во втором цикле откачка/накопление дополнительным источником тепла является начальный нагрев жидкости, поступающей в насос из области A_1 . Баланс тепла во втором цикле рассчитывается по формуле

$$P(1-\mu)\Delta t_1 - \alpha(h_1 + h_2)(\Delta t_1 + \Delta t_2)(T_2 - T_0) = \rho c_p Q\Delta t_1 (T_2 - T_0) + \rho c_p (k-1)Q\Delta t_1 (T_2 - T_1) + \rho c_p Q\Delta t_2 (T_2 - T_0) + \rho c_p h_2 s_2 (T_2 - T_1) + c_{pMe} \left[m + \rho_{Me} (h_1 - L + h_2) \frac{\pi(D_{t2}^2 - D_{t1}^2)}{4} \right] (T_2 - T_1); \quad (12)$$

$$T_2 = \frac{P(1-\mu)\Delta t_1 + BT_0 + CT_1}{B+C} = a + bT_1, \quad b < 1; \quad (13)$$

$$B = \alpha(h_1 + h_2)(\Delta t_1 + \Delta t_2) + \rho c_p (Q\Delta t_1 + Q\Delta t_2); \quad (14)$$

$$C = \rho c_p (Q(k-1)\Delta t_2 + h_2 s_2) + c_{pMe} \left[m + \rho_{Me} (h_1 - L + h_2) \frac{\pi(D_{t2}^2 - D_{t1}^2)}{4} \right]. \quad (15)$$

Тепло, выделившееся в насосе (первое слагаемое в левой части уравнения (12)), через стенки обсадной колонны частично отводится в пласт (второе слагаемое), а также идет на нагрев жидкости, поступающей из пласта на вход насоса (первое слагаемое в правой части уравнения (12)), из области A_1 на вход насоса (второе слагаемое), а также на нагрев жидкости, поступающей из пласта в область A_1 (третье слагаемое), на нагрев жидкости в области A_2 (четвертое слагаемое) и расходуется на нагрев насоса и НКТ (пятое слагаемое)

Для второго и всех последующих циклов

$$T_n = a + bT_{n-1}, \quad n = 2, 3, 4, \dots, \quad (16)$$

или

$$T_n = a(1 + b + b^2 + \dots + b^{n-2}) + b^{n-1}T_1, \quad (17)$$

$$T_{max} = \lim_{n \rightarrow \infty} T_n = \frac{a}{1-b}. \quad (18)$$

Температура T_n монотонно возрастает со временем, асимптотически приближаясь к максимальной T_{max} , которая является суммой сходящейся геометрической прогрессии.

Результаты расчетов и их обсуждение

В настоящее время в эксплуатационных условиях не замеряется температура жидкости над ЭЦН, поэтому невозможно сравнить результаты расчетов с экспериментальными данными, в связи с чем ограничимся модельными расчетами. Зададим параметры скважины (температуру жидкости, ее теплофизические свойства, диаметр обсадной колонны, диаметр и толщину стенки НКТ), характеристики ЭЦН и будем варьировать дебит скважины, время откачки/накопления, обводненность и концентрацию газа в добываемой жидкости. Вычислим максимальную установившуюся температуру в области над ЭЦН, т.е. T_{max} .

Пусть температура скважинной жидкости $T_0 = 80$ °С. Свойства воды, нефти и стали (плотность, теплоемкость и теплопроводность) задавали с учетом их температурных зависимостей [6]. Параметры скважинной жидкости вычисляли по формулам

$$\rho = b\rho_w + (1 - b)\rho_o, \quad (19)$$

$$c_p = b c_{pw} + (1 - b)c_{po}, \quad (20)$$

где ρ_w, c_{pw} – соответственно плотность и удельная теплоемкость воды; ρ_o, c_{po} – соответственно плотность и удельная теплоемкость нефти; b – обводненность.

В расчетные формулы плотность и удельная теплоемкость входят в виде произведения ρc_p – это теплоемкость единицы объема. Поскольку газ имеет на несколько порядков меньше плотность и теплоемкость, влияние концентрации нерастворенного газа β на свойства скважинной жидкости учитывали умножением ρc_p на $(1-\beta)$. Диаметр обсадной колонны принимали равным 168 мм, НКТ – 60 мм. В качестве ЭЦН использовали ВНН5-125.

Предположим, что уровень жидкости в скважине меняется незначительно, тогда подача насоса примерно постоянная и для жидкости примем $Q_p = 125$ м³/сут. Будем варьировать средний дебит скважины Q в пределах 10–50 м³/сут, а время откачки Δt_1 – от 1 до 30 мин. Время накопления определяется по формуле

$$\Delta t_2 = \frac{1 - Q/Q_p}{Q/Q_p} \Delta t_1. \quad (21)$$

В первой серии расчетов оценивали влияние обводненности b на T_{max} , задавая $b = 0$ и $b = 0,9$. Объемную концентрацию газа β в добываемой жидкости принимали равной нулю, коэффициент теплопроводности породы – равным теплопроводности песка, т.е. 0,5 Вт/(м·К),

глубину прогрева породы вокруг ствола скважины $\Delta \sim 5R_3$. Результаты расчетов приведены в табл. 1. Из нее видно, что при увеличении дебита скважины Q и уменьшении времени откачки Δt_1 нагрев жидкости повышается. Однако влияние как Q , так и Δt_1 незначительное. Чтобы это влияние можно было проследить по результатам расчета, T_{max} в табл. 1 записывали с точностью до 0,1 °С. В высокообводненных скважинах при $b = 0,9$ нагрев жидкости практически не зависит от Q и Δt_1 . Во времени нагрев происходит сравнительно быстро, за 2–3 цикла.

Таблица 1

Q , м ³ /сут	T_{max} , °С, при $b=0$ и Δt_1 , мин			T_{max} , °С, при $b=0,9$ и Δt_1 , мин		
	1	15	30	1	15	30
10	92,6	90,0	88,0	85,8	85,1	84,6
30	92,8	91,9	90,9	85,8	85,6	85,4
50	92,8	92,4	91,7	85,8	85,7	85,6

Во второй серии расчетов изучали влияние концентрации нерастворенного газа β на температуру T_{max} , полагая, что мощность, потребляемая насосом, следовательно, количество тепла, выделяемое им, не зависят от β . Такое предположение справедливо при комплектовании УЭЦН эффективным газодиспергатором. Обводненность считали равной нулю. Результаты расчетов приведены в табл. 2. Целью расчетов была оценка T_{max} при разных режимах работы УЭЦН. Авторы не учитывали фазового перехода жидкость – пар, полагая, что давление в области нагрева жидкости достаточно высокое, чтобы не происходило вскипание.

Таблица 2

Q , м ³ /сут	T_{max} , °С, при $b=0$ и значении β , равном					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95
$\Delta t_1 = 1$ мин						
10	104	110	118	133	170	217
30	105	111	120	137	182	246
50	105	111	120	138	184	254
$\Delta t_1 = 10$ мин						
10	98	101	105	114	121	129
30	103	108	115	128	156	187
50	104	110	118	134	171	219
$\Delta t_1 = 15$ мин						
10	96	98	101	105	111	115
30	102	106	112	123	143	164
50	103	108	116	130	160	195

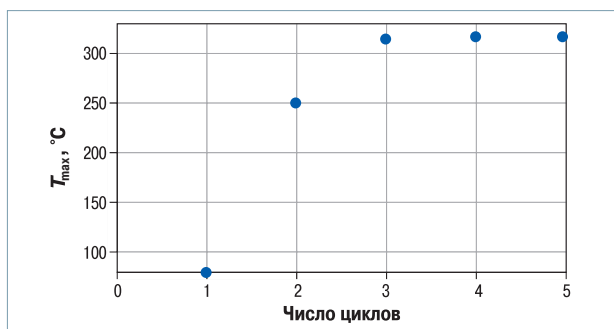
Из табл. 2 видно, что при некоторых режимах газожидкостная смесь может нагреваться до температур, больших критической для эластомеров, применяемых в УЭЦН, которая обычно не превышает 200–250 °С. Нагрев тем больше, чем больше дебит скважины и меньше время откачки Δt_1 . Повышение концентрации нерастворенного газа β тоже увеличивает температуру нагрева за фиксированное время, так как уменьшается теплоемкость газожидкостной смеси.

Результаты расчетов показывают изменение температуры жидкости в областях A_1, A_2 и внутри насоса при штатной работе УЭЦН. Нештатная ситуация возникает, если в момент выключения насоса не закрывается обратный клапан и жидкость может вытечь из него и по-

часть в пространство между обсадной колонной, гидрозащитой и ПЭД. В момент выключения насоса температура жидкости максимальна, затем монотонно снижается в процессе накопления в течение времени Δt_2 . Для вычисления этой температуры в описанной выше модели не следует учитывать третье и четвертое слагаемые в правой части уравнения баланса тепла (12) во втором и последующих циклах. В табл. 3 приведены результаты расчета для этого случая, а на рис. 3 – зависимость T_{\max} от числа циклов в момент выключения насоса при $Q = 50 \text{ м}^3/\text{сут}$, $\Delta t_1 = 1 \text{ мин}$, $\beta = 0,95$, $b = 0$. Из рис. 3 видно, что температура достигает максимального значения за 3–5 циклов, причем ее повышение происходит при $q = \text{const}$ и увеличении концентрации нерастворенного газа β . При увеличении Q при $\beta \leq 0,8$ температура T_{\max} ниже, чем при $\beta > 0,8$ (см. табл. 3).

Таблица 3

Q , м ³ /сут	T_{\max} , °С, при $\Delta t_1 = 1 \text{ мин}$, $b=0$ и значении β , равном					
	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95
10	124	133	146	170	219	276
30	122	131	146	171	232	317
50	119	128	141	166	227	317

Рис. 3. Зависимость температуры жидкости в момент выключения насоса T_{\max} от числа циклов

Выводы

1. В процессе эксплуатации УЭЦН установлено, что температура корпуса ПЭД превышает температуру статорной обмотки. Поскольку нагрев ПЭД происходит из-за выделения тепла в статорной обмотке, источник нагрева корпуса ПЭД должен находиться вне ПЭД. Предположено, что таким источником является жидкость внутри ЭЦН или в области между ЭЦН, НКТ и стенками обсадной колонны, и жидкость, которая может попасть на поверхность корпуса ПЭД либо при отказе обратного клапана, либо при изменении уровня жидкости в скважине, изменении притока из пласта или доливе жидкости с устья скважины.

2. Предложена математическая модель теплообмена ЭЦН – скважинная жидкость. Показано, что внутри насоса и НКТ в пределах их контакта с подобластями A_1 и A_2 жидкость однородно нагрета, ее средняя температура асимптотически повышается со временем.

3. Проведены две серии модельных расчетов при скважинных условиях, которые показали, что аномальный нагрев жидкости возможен только при присутствии в ней нерастворенного газа. Нагрев будет тем сильнее, чем меньше время откачки и больше средняя подача насоса.

4. В предложенной модели основное внимание акцентировано на основных эффектах, определяющих перегрев корпуса ПЭД при периодической эксплуатации, поэтому использовались упрощения при расчете теплоотвода в породу и не учитывалась зависимость потребляемой мощности от концентрации нерастворенного газа, считалось, что УЭЦН укомплектована высокоэффективным газодиспергатором.

Список литературы

1. Ageev Sh.P., Grigoryan E.E., Makienko G.P. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. – Пермь: Пермский национальный исследовательский политехнический университет, 2007. – 645 с.
2. Кузьмичев Н.П. Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 4. – С. 56–59.
3. Методы моделирования и оптимизации периодических режимов работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов / Е.В. Юдин, Г.А. Пиотровский, Н.А. Смирнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 116–122. - <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-5-116-122>
4. Об оптимизации периодического режима эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в ПАО «НК «Роснефть» / А.А. Пашали, Р.С. Халфин, Д.В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 92–96. - <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-92-96>
5. Ерка Б.А. Особенности технологии эксплуатации электроцентробежными насосами скважин с неустойчивыми режимами работы: дисс. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2006. – 125 с.
6. Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. – М.: Энергия, 1977. – 344 с.

References

1. Ageev Sh.R., Grigoryan E.E., Makienko G.P., *Rossiyskie ustanovki lopastnykh nasosov dlya dobychi nefi i ikh primeneniye* (Russian vane pumping systems for oil recovery and their use), In "Entsiklopedicheskiy spravochnik" (Encyclopedic reference book), Perm': Press-master Publ., 2007, 645 p.
2. Kuz'michev N.P., *Short-term well operation [STWO] is unique approach to reduction of effects of complicating factors [in petroleum production]* (In Russ.), *Ekspozitsiya Neft' Gaz*, 2014, no. 4, pp. 56–59.
3. Yudin E.V., Piotrovskiy G.A., Smirnov N.A. et al., *Methods and algorithms for modeling and optimizing periodic operation modes of wells equipped with electric submersible pumps* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2023, no. 5, pp. 116–122, DOI: <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-5-116-122>
4. Pashali A.A., Khalfin R.S., Sil'nov D.V. et al., *On the optimization of the periodic mode of well production, which is operated by submersible electric pumps in Rosneft Oil Company* (In Russ.), *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2021, no. 4, pp. 92–96, DOI: <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-92-96>
5. Erka B.A., *Osobennosti tekhnologii ekspluatatsii elektrosentrobezhnyimi nasosami skvazhin s neustanovivshimisya rezhimami raboty* (Features of the technology of operation of electric centrifugal pumps of wells with unsteady operating modes): thesis of candidate of technical science, Tyumen, 2006.
6. Mikheev M.A., Mikheeva I.M., *Osnovy teploperedachi* (Fundamentals of heat transfer), Moscow: Energiya Publ., 1977, 344 p.