

УДК 622.276.53

## О ВЛИЯНИИ ЧАСТОТЫ ТОКА НА ТЕПЛОВОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Гареев А.А.

*Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа  
e-mail: garee\_aa2009@mail.ru*

Вахитова Р.И., Сарачева Д.А.

*Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск  
e-mail: teplotexAGNI@yandex.ru*

**Аннотация.** Данная статья посвящена исследованиям теплового состояния работы установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) на повышенных частотах для оценки «потенциала» скважины перед проведением геолого-технических мероприятий. Произведен расчет содержания газа при режиме эксплуатации УЭЦН с частотой переменного тока. Показано расчетами, что увеличение содержания свободного газа на приеме электроцентробежного насоса (ЭЦН) приводит к повышению температуры насоса. До принятия решения по увеличению частоты вращения вала насоса увеличением частоты переменного тока необходимо оценить допустимый предел увеличения частоты.

**Ключевые слова:** Южно-Соимлорское, регулируемая частота тока, отложение солей, частота вращения вала, сепаратор, давление насыщения, газовый фактор, температура, ЭЦН, погружной электроцентробежный насос

В последние годы на промыслах Западной Сибири широкое применение получили станции управления установок электроцентробежных насосов с регулируемой (переменной) частотой электрического тока (СУПЧ) для запуска и вывода на технологический режим эксплуатации УЭЦН после его смены или проведения геолого-технических мероприятий. При этом СУПЧ применяется для согласования работы «УЭЦН и пласта», как при снижении, так и при увеличении частоты вращения вала установки. В настоящее время отсутствуют всесторонние теоретические исследования в области применения СУПЧ, а имеющиеся программы адаптации работы УЭЦН к изменяющимся условиям притока не охватывают состояние установки в целом. Промысловая практика показывает, что применение СУПЧ без предварительных расчетов режимов эксплуатации в отдельных случаях приводит к отказу электропогружной установки.

В качестве примера покажем результаты исследования работы УЭЦН на повышенных частотах для оценки «потенциала» скважины перед проведением геолого-технических мероприятий по увеличению типоразмера электропогружной установки.

Скважина № 46 Южно-Соимлорского месторождения была оборудована установкой ОДИ RA7-110-1500 и эксплуатировалась с дебитом по жидкости

93 м<sup>3</sup>/сут, при динамическом уровне жидкости в скважине 693 м. Давление в нефтесборной сети 0,96 МПа. Сила тока составляла 23,9 А, напряжение 225 В. Концентрация взвешенных частиц в продукции скважины при содержании воды 30 % составляла 350 мг/л. Глубина подвески УЭЦН по вертикали составляла 2147 м. Расчеты показали, что содержание газа на приеме насоса составляет 21 %. Были проведены исследования по оценке добывных возможностей данной скважины путем увеличения частоты переменного тока. Установившийся режим эксплуатации при частоте тока 52 Гц показал содержание газа на приеме насоса 33,4 %. После проработки на данной частоте было принято решение на дальнейшее увеличение частоты тока до 55 Гц. Замер дебита, динамического уровня жидкости в скважине показал, что произошло увеличение дебита скважины с 89 до 115 м<sup>3</sup>/сут при падении динамического уровня с 828 до 1236 м, при постоянном давлении на буфере, равном 1,0 МПа. Через два месяца дебит скважины начал снижаться с 115 до 108 м<sup>3</sup> в сутки, а еще через месяц дебит скважины снизился до 98 м<sup>3</sup> в сутки при динамическом уровне 1327 м и установка остановилась из-за высокого значения электрического тока. Расследование отказавшей установки показало, что произошло образование твердого налета в лабиринтах рабочих аппаратов электроцентробежного насоса. При этом состояние погружного электродвигателя было рабочее. Состояние прилегающей к насосу кабельной линии с рабочей температурой 280 °С указывало на воздействие со стороны насоса высокой температуры. Расчет содержания газа на приеме сепаратора показал 38,9 %. Так как в установке ОДИ имеется сепаратор, данный режим эксплуатации является вполне удовлетворительным. Таким образом, увеличение частоты переменного тока привело к перегреву установки и к отложению солей в лабиринтах рабочих аппаратов. Регулирование частоты вращения вала насоса позволит повысить эффективность эксплуатации установок ЭЦН без перегрева при использовании вентильных электродвигателей. Согласно классическим представлениям изменение частоты переменного тока в электроцентробежной установке приводит к изменению частоты вращения вала насоса и к изменению технологических параметров эксплуатации УЭЦН пропорционально соотношению частот:

$$\frac{v_1}{v_0} = \frac{I_1}{I_0}, \quad \frac{v_1}{v_0} = \frac{Q_1}{Q_0}, \quad \frac{P_1}{P_0} = \left(\frac{v_1}{v_0}\right)^3, \quad \frac{H_1}{H_0} = \left(\frac{v_1}{v_0}\right)^2, \quad (1)$$

где  $v_0$ ,  $v_1$ ,  $Q_0$ ,  $Q_1$ ,  $P_0$ ,  $P_1$ ,  $H_0$ ,  $H_1$  – соответственно частота тока, дебит, потребляемая установкой мощность, напор установки до и после изменения частоты переменного тока. Однако в этих соотношениях, полученных для однородной, однофазной жидкости не учитывается изменение коэффициента полезного действия установки при изменении содержания свободного газа в откачиваемой смеси. При изменении частоты вращения вала электроцентробежного насоса происходит снижение давления на приеме установки, что приводит к дополнительному выделению свободного газа на приеме установки. Эксплуатация скважины показало, что

в течении месяца после запуска скважины на частоте тока 55 Гц, из-за увеличения частоты вращения вала насоса, произошло снижение КПД электродвигателя – снижение величины  $\cos \varphi$ . Этот период эксплуатации ОДИ характеризуется снижением КПД всей установки при увеличении содержания свободного газа на приеме насоса с 21 до 39 %.

Покажем расчетами, что именно увеличение содержания свободного газа на приеме электроцентробежного насоса привело к повышению температуры насоса. Приближенное решение данной задачи с допущением о независимости давления насыщения от температуры приведено в [1,2,3], которое имеет вид:

$$T_w = T_f + \frac{q_0 \varphi R_2 P_{нас} P_{np}}{2 \alpha (1 - \varphi) (1 - B) h G P_{ат} (1 - \frac{\delta_{уз}}{R_2})} + \frac{q_0 \varphi R_2^2 P_{нас} P_{np}}{2 \lambda_{уз} (1 - \varphi) (1 - B) h G P_{ат}} \ln \left( 1 + \frac{\delta_{уз}}{R_2} \right), \quad (2)$$

где  $T_w$  – температура в корпусе насоса;  $T_f$  – температура газожидкостной смеси на приеме насоса;  $R_2$  – радиус корпуса насоса, м (0,005);  $P_{нас}$  – давление насыщения нефти газом, МПа;  $G$  – пластовый газовый фактор, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $h$  – напор рабочего аппарата насоса при содержании свободного газа  $\varphi$  в смеси, м;  $\delta_{уз}$  – толщина газовых пузырей на поверхности насоса, м (около 0,001);  $B$  – содержание воды в продукции скважины в долях (менее 0,98);  $\lambda_{уз}$  – теплопроводность слоя газа на поверхности корпуса насоса, Вт/(м\*К);  $\alpha$  – коэффициент конвективной теплоотдачи в лабиринтах рабочих органов насоса газожидкостной смеси, Вт/(м<sup>2</sup>\*К);  $q_0$  – плотность мощности теплового источника, Вт/м<sup>3</sup>;  $P_{ат}$  – давление атмосферное, МПа.

Упростив (2) с учетом, что  $\ln \left( 1 + \frac{\delta_{уз}}{R_2} \right) \approx \frac{\delta_{уз}}{R_2}$  имеем выражение для вычисления роста температуры от приема насоса до уровня полного растворения газа внутри насоса

$$\Delta T_w = T_w - T_f = \frac{\varphi}{1 - \varphi} \frac{q_0 R_2 P_{нас} P_{np}}{2 (1 - B) h G P_{ат}} \left\{ \frac{1}{\alpha} + \frac{\delta_{уз}}{\lambda_{уз}} \right\} \quad (3)$$

в предположении, что давление насыщения нефти не зависит от температуры и  $B = 1,0$  значение  $\varphi = 0$ .

Тогда (3) можно переписать в следующем виде:

$$\Delta T_w = T_w - T_f = \frac{q_0 R_2 P_{нас} P_{np}}{2 h G P_{ат}} \left\{ \frac{1}{\alpha} + \frac{\delta_{уз}}{\lambda_{уз}} \right\}. \quad (4)$$

В общем случае и согласно экспериментальным исследованиям [4] напор установки является функцией содержания свободного газа в газожидкостной смеси на приеме насоса и мало зависит от наличия сепаратора (так как коэффициент сепарации сепараторов как отечественного, так и импортного производства не более 20 % [5]).

$$h = f(\varphi). \quad (5)$$

Физический смысл (3) заключается в том, что выработка дополнительного тепла  $\Delta T_w$  происходит на участке насоса, где давление меняется от  $P_{вх}$  до  $P_{нас}$ . В оставшихся аппаратах насоса, где движется однородная жидкость, расчет тепла необходимо выполнять по классической формуле [4].

Давление насыщения в зависимости от температуры  $P_{н,t}$  при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно рассчитать по формуле М.Д. Штофа, Ю.Н. Белова и В.П. Прончука [4], если известно долевое содержание в растворенном газе метана и азота:

$$P_{н,t} = P_n + \frac{T - T_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}}, \quad (6)$$

где  $P_{н,t}$  – давление насыщения при температуре  $T$ , МПа;  $T_{пл}$  – значение пластовой температуры, К;  $P_n$  – давление насыщения при пластовой температуре, МПа;  $\Gamma_{ом}$  – газонасыщенность (газовый фактор) пластовой нефти,  $m^3/m$ ;  $y_m$ ,  $y_a$  – соответственно содержание метана и азота в газе при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях, в долях единицы [2].

Здесь

$$\Gamma = \rho_n \Gamma_{ом}, \quad (7)$$

где  $\rho_n$  – плотность нефти, в условиях на приеме насоса,  $m/m^3$ .

Для учета зависимости давления насыщения в (4) от температуры, необходимо в выражение (5) подставить его значение. Давление насыщения на приеме насоса при температуре  $T_f$  равно:

$$P_{н,f} = P_n + C_1(T_f - T_{пл}),$$

где

$$C_1 = \frac{1}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8 * y_a)}}. \quad (8)$$

Давление насыщения при температуре  $T_w$  внутри насоса равно:

$$P_{н,w} = P_n + C_1(T_w - T_{пл}). \quad (9)$$

Введем для упрощения промежуточных расчетов постоянную:

$$C_2 = \frac{\varphi}{1 - \varphi} \frac{q_0 R_2 P_{нр}}{2(1 - B) h \Gamma P_{ам}} \left\{ \frac{1}{\alpha} + \frac{\delta_{уз}}{\lambda_{уз}} \right\}. \quad (10)$$

Комбинируя (8), (10) и подставляя в (3) имеем выражение для вычисления температуры насоса в зависимости от газосодержания, давления на приеме, обводненности продукции и давления насыщения и т.д.:

$$\Delta T_w = T_w - T_f = \frac{P_n + C_1 \theta * \Delta x}{\frac{1}{C_2} - C_1}, \quad (11)$$

где  $\theta$  – градиент температуры в скважине,  $\left[\frac{K}{M}\right]$ ;  $\Delta x = L_{c,в} - L_{нас,в}$ ,  $L_{c,в}$  – вертикальная глубина кровли пласта, м;  $L_{нас,в}$  – вертикальная глубина спуска установки электроцентробежного насоса, м.

Очевидно, необходимо выполнение условия:

$$C_1 * C_2 \leq 1. \quad (12)$$

Таким образом, из соотношения (11) следует, что до принятия решения по увеличению частоты вращения вала насоса увеличением частоты переменного тока необходимо оценить допустимый предел увеличения частоты. Для упрощения этой процедуры перепишем выражение (11) учитывая, что в попутном газе доля метана намного больше долевого содержания азота. Тогда, если принять долю метана равной 0,8:

$$\frac{1}{C_1} = 9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(Y_m - 0,8 Y_a)} \approx 9,16 + \frac{702}{\Gamma_{ом} Y_m} \approx 9,16 + \frac{877}{\Gamma_{ом}}. \quad (13)$$

Следовательно:

$$C_2 \leq 9,16 + \frac{877}{\Gamma_{ом}}. \quad (14)$$

Отсюда видно, что увеличением газового фактора, предел изменения  $C_2$  сужается. При газовых факторах нефти в 200 - 300 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> этот предел может быть снижен до  $C_2 \leq 12 - 13$ , в противном случае, по установке произойдет катастрофическое повышение температуры.

Таким образом, верхний предел для коэффициента  $C_2$  составляет:

$$C_2 = \frac{\varphi}{1-\varphi} \frac{q_0 R_2 P_{np}}{2(1-B)hGP_{ам}} \left\{ \frac{1}{\alpha} + \frac{\delta_{уз}}{\lambda_{уз}} \right\} \leq 12 - 13$$

Ограничение коэффициента  $C_2$  накладывает ограничение и на комплекс параметров:  $\frac{\varphi}{1-\varphi} \frac{q_0 R_2 P_{np}}{2(1-B)hGP_{ам}}$ , например, по данным выше приведенного при-

мера, отношение  $\frac{\varphi}{1-\varphi}$  увеличивается от 0,265 (при содержании газа на приеме насоса 0,21) и до 0,639 (при содержании свободного газа на приеме насоса 0,389). Так что изменение частоты переменного тока приводит к увеличению количества удельного тепла  $q_0$  с одновременным увеличением отношения  $\frac{P_{np}}{h(\varphi)}$  (при  $h(\varphi)$  стремящимся к нулю), который накладывает ограничение на предел изменения  $\frac{\varphi}{1-\varphi}$  до определенного содержания газа на приеме насоса.

Данные расчеты в вышеприведенном примере показывают, что при частоте переменного тока 50 Гц температура насоса составляет 126 °С, при частоте 52 Гц

– 148 °С, а при частоте 55 Гц температура насоса возрастает до 192 °С. Так как в продукции скважины содержание воды 30 %, при увеличении температуры насоса до 192 °С это приводит к ускоренному отложению солей в лабиринтах рабочих аппаратов, и как следствие, приводит к заклиниванию насоса.

### **Выводы**

1. Разработана методика расчета теплового состояния погружной электроцентробежной насосной установки, учитывающая зависимость давления насыщения от температуры.

2. Увеличение частоты вращения вала насоса изменением частоты переменного тока может привести к снижению к.п.д. электродвигателя, перегреву установок, и как следствие, к отложению солей в лабиринтах рабочих аппаратов.

3. Регулирование частоты вращения вала насоса позволит повысить эффективность эксплуатации УЭЦН без перегрева при использовании вентильных двигателей.

### **Литература**

1. Гареев А.А., Уразаков К.Р. Влияние коэффициента полезного действия центробежного насоса на его тепловой режим // Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса. 2010. № 5. С. 21-24.

2. Гареев А.А. О значении температурного режима насоса в установках электроцентробежных насосов // Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса. 2009. № 1. С. 23-29.

3. Гареев А.А. О предельном газосодержании на приеме электроцентробежного насоса // Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса. 2009. № 2. С. 21-25.

4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: «Нефть и газ», 2003. 714 с.

5. Гареев А.А. О коэффициенте сепарации на приеме насоса // Нефтяное хозяйство. 2010. № 6. С. 90-93.

## ABOUT EFFECT OF CURRENT FREQUENCY ON HEAT STATE OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP

A.A. Gareev

*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*  
*e-mail: garee\_aa2009@mail.ru*

R.I. Vahitova, D.A. Saracheva

*Almetyevsk State Petroleum Institute, Almetyevsk, Russia*  
*e-mail: teplotexAGNI@yandex.ru*

**Abstract.** *The article is devoted to researches of heat state of working plant of electric submersible centrifugal pump (ESCP) at high frequencies for valuation of well "potential" before geological technical measures. Gas content calculations was done in operative conditions with frequency of alternating current (AC) 52 Hz. Calculations show that, the increase of content of free gas in submersible electric centrifugal pump, causes the increase of pump temperature. It is necessary to calculate permissible increase limit of frequency, before decision to increase pump shaft rotation frequency by means of increase AC frequency. Before practical work of increase AC frequency of submersible electric centrifugal pump, it is necessary to analyse possible heat state of submersible electric centrifugal pump.*

**Keywords:** *Yujno-Samotlorskoye, controllable current frequency, salt sediment, shaft rotation frequency, separator, saturation pressure, gas factor, temperature, ESP, electrical submersible pump*

### References

1. Gareev A.A., Urazakov K.R. Vliyaniye koeffitsienta poleznogo deystviya centrobejnogo nasosa na yego teplovoy rejim. (Impact of centrifugal pump efficiency on its heating mode). *Oborudovanie i tehnologii dlya neftepromyslovogo kompleksa*, 2010, Issue 5, pp. 21-24.
2. Gareev A.A. O znachenii temperaturnogo rejima nasosa v ustanovkakh electrocentrobejnyh nasosov (On the significance of thermal practices in electrical centrifugal pumps units). *Oborudovanie i tehnologii dlya neftepromyslovogo kompleksa*, 2009, Issue 1, pp. 23-29.
3. Gareev A.A. O predelnom gazosoderjani na prieme electrocentrobejnogo nasosa (About maximum gas content on the electrical centrifugal pump (ECN) suction). *Oborudovanie i tehnologii dlya neftepromyslovogo kompleksa*, 2009, Issue 2, pp. 21-25.
4. Mishchenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefi (Well oil production). Moscow: *Neft i gaz*, 2003. PP. 695, 714.
5. Gareev A.A. O koeffitsiente separatsii na prieme nasosa (About the gas separation at the pump suction). *Neftyanoe khozyaistvo - Oil industry*, 2010, Issue 6. pp. 90-93.