

УДК 621.3.078

ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ В СТАНЦИЯХ УПРАВЛЕНИЯ ПОГРУЖНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ

*А.В. Стариков, А.А. Казанцев, И.А. Косорлуков**

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

E-mail: star58@mail.ru, kazantzev@63.ru, kosorlukov@gmail.com

Аннотация. Рассмотрена задача определения условий, при которых применение частотного преобразователя в станции управления погружными насосами приводит к снижению затрат электрической энергии и становится эффективным с энергетической точки зрения. Приведены аналитические выражения, позволяющие рассчитать удельные затраты электрической энергии при механизированной добыче нефти для случая, когда режим работы и дебит скважины обеспечиваются дросселированием устьевого штуцера. При этом особое внимание уделено определению скорости вращения погружного асинхронного двигателя, обеспечивающей требуемое расположение рабочей точки на напорной характеристике насоса. Приведены также формулы, позволяющие рассчитать удельные затраты электрической энергии при механизированной добыче нефти для случая, когда режим работы и дебит скважины задаются частотным преобразователем станции управления. Найдено аналитическое выражение для определения скорости вращения и частоты питающего напряжения, обеспечивающих требуемую рабочую точку насоса при частотном регулировании погружного электродвигателя. Предложено с помощью приведенных аналитических выражений итерационным методом производить расчет производительности насоса, при которой удельные затраты электроэнергии на добычу кубометра жидкости будут равны как в случае использования частотного преобразователя в станции управления, так и без него. Приведен пример расчета такого граничного значения производительности насоса для гипотетической скважины. Показано, что уменьшение требуемого дебита относительно граничного значения производительности насоса приводит к снижению удельных затрат электрической энергии при механизированной добыче нефти в случае применения частотного преобразователя в станции управления погружным насосом.

Ключевые слова: энергетическая эффективность, погружной насос, погружной электродвигатель, удельное потребление электроэнергии

Введение

Частотные преобразователи находят широкое применение в станциях управления погружными центробежными насосами. При этом они выполняют целый

* Стариков Александр Владимирович, заведующий кафедрой «Электропривод и промышленная автоматика», доктор технических наук, профессор.

Казанцев Александр Андреевич, старший преподаватель.

Косорлуков Игорь Андреевич, докторант, кандидат технических наук.

ряд важных задач: плавный пуск погружного электродвигателя (ПЭД), вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы по требуемому закону, стабилизация динамического уровня жидкости в скважине [1–5]. Плавный пуск ПЭД позволяет увеличить межремонтный период скважины за счет снижения пусковых токов и ограничения момента нагрузки на входном валу центробежного насоса. Организация требуемого закона изменения динамического уровня жидкости в скважине обеспечивает вывод нефтяной скважины на установившийся режим работы без перегрева ПЭД. Стабилизация динамического уровня жидкости позволяет эксплуатировать скважину в длительном режиме со строго заданным дебитом. Все эти аспекты очень важны с технологической точки зрения механизированной добычи нефти и обеспечивают большой экономический эффект. Однако применение частотного преобразователя в станции управления погружным центробежным насосом может привести к увеличению удельных затрат электроэнергии. Действительно, частотный преобразователь обладает собственным коэффициентом полезного действия и коэффициентом мощности, что приводит к дополнительным затратам электроэнергии по сравнению с вариантом использования станции управления без частотного преобразователя. Кроме того, выходное напряжение инвертора содержит высшие гармоники, которые приводят к дополнительным потерям в повышающем трансформаторе и погружном электродвигателе [6]. С другой стороны, для обеспечения требуемого дебита скважины, оснащенной погружным насосом со станцией управления без частотного преобразователя, может применяться дросселирование штуцера, установленного на устье. В этом случае на штуцере будут происходить гидравлические потери, которые вызывают дополнительные затраты электрической энергии. Частотный преобразователь позволяет регулировать скорость вращения погружного электродвигателя и обеспечивать требуемый дебит скважины при полностью открытом штуцере. В связи с этим появляется задача определения условий, при которых применение частотного преобразователя в станции управления приводит к снижению затрат электрической энергии и становится эффективным с энергетической точки зрения.

Аналитические зависимости для определения потребления электрической энергии электротехническим комплексом добывающей скважины

Для определения потерь в элементах электротехнического комплекса добывающей скважины прежде всего необходимо знать величину активной мощности, которую требуется подвести к входному валу центробежного насоса от ПЭД. Она будет определяться следующим выражением [7, 8]:

$$P_{SP} = \frac{H_{SP} Q_{SP} \rho g}{86400 \eta_{SP}} + M_{0SP} \omega, \quad (1)$$

где H_{SP} – напор насоса, измеряемый в метрах водяного столба (м вод. ст.); Q_{SP} – производительность насоса, м³/сутки; η_{SP} – коэффициент полезного действия (КПД) центробежного насоса; ρ – плотность добываемой нефтяной смеси; g – ускорение свободного падения; M_{0SP} – момент трогания насоса; ω – скорость вращения насоса и ПЭД.

Однако следует учитывать, что напорная характеристика центробежного насоса описывается уравнением [7, 9]

$$H_{SP} = aQ_{SP}^2 + b\omega Q_{SP} + c\omega^2, \quad (2)$$

где a , b и c определяются по трем характерным точкам напорной характеристики насоса, приведенной в каталоге, пересчитанной на откачку нефтяной смеси с учетом коэффициентов K_{Qv} , $K_{Q\beta}$, K_{Hv} и $K_{H\beta}$, характеризующих снижение производительности и напора из-за влияния вязкости жидкости и газового фактора.

Подставив (2) в (1), получим формулу

$$P_{SP1} = \frac{(aQ_{SP}^3 + bQ_{SP}^2\omega_1 + cQ_{SP}\omega_1^2)\rho g}{86400\eta_{SP1}} + M_{0SP}\omega_1, \quad (3)$$

где η_{SP1} – КПД центробежного насоса, соответствующий рабочей точке.

В случае, когда в станции управления погружным насосом не используется частотный преобразователь, рабочая точка насоса с требуемой производительностью Q_{SP} устанавливается дросселированием штуцера. При этом нагрузка погружного асинхронного двигателя изменяется, что приводит и к вариации скорости ω_1 . Для ее определения предположим, что на рабочем участке механическая характеристика асинхронного двигателя близка к линейной. Тогда можно записать следующее равенство [10]:

$$\frac{\omega_0 - \omega_1}{M_1} = \frac{\omega_0 - \omega_{nom}}{M_{nom}}, \quad (4)$$

где ω_{nom} и M_{nom} – номинальные значения скорости и момента ПЭД; ω_0 – скорость идеального холостого хода двигателя; M_1 – фактическая величина момента на валу ПЭД, которую можно определить по формуле

$$M_1 = \frac{P_{SP1}}{\omega_1}. \quad (5)$$

Подставляя (3) в (5) и затем в (4), получим квадратное уравнение относительно скорости вращения ПЭД и центробежного насоса ω_1 :

$$\begin{aligned} & [86400\eta_{SP1}M_{nom} + cQ_{SP}\rho g(\omega_0 - \omega_{nom})]\omega_1^2 - \\ & - [86400\eta_{SP}\omega_0M_{nom} - (86400\eta_{SP1}M_0 + bQ_{SP}^2\rho g)(\omega_0 - \omega_{nom})]\omega_1 + \\ & + 4aQ_{SP}^3\rho g(\omega_0 - \omega_{nom}) = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

Исходя из реального физического смысла из (6) следуют формулы для определения скорости ω :

$$\begin{aligned} & [86400\eta_{SP}\omega_0M_{nom} - (86400\eta_{SP}M_0 + bQ_{SP}^2\rho g)(\omega_0 - \omega_{nom})] + \\ & + \sqrt{[86400\eta_{SP}\omega_0M_{nom} - (86400\eta_{SP}M_0 + bQ_{SP}^2\rho g)(\omega_0 - \omega_{nom})]^2 - \\ & - 4aQ_{SP}^3\rho g(\omega_0 - \omega_{nom})[86400\eta_{SP}M_{nom} + cQ_{SP}\rho g(\omega_0 - \omega_{nom})]} \\ \omega_1 = & \frac{\quad}{2[86400\eta_{SP}M_{nom} + cQ_{SP}\rho g(\omega_0 - \omega_{nom})]}. \end{aligned} \quad (7)$$

Подстановка (7) в (2) и (3) позволяет найти фактический напор H_{SP} , развиваемый насосом, и потребляемую им мощность P_{SP} . При этом потребляемая ПЭД активная мощность будет равна

$$P_{SM1} = \frac{P_{SP1}}{\eta_{SM}}, \quad (8)$$

где η_{SM} – КПД погружного электродвигателя.

Реактивная мощность, потребляемая ПЭД, будет определяться формулой [8, 11]

$$Q_{SM1} = 3U_{11}^2 \left(\frac{s_1^2 X_k}{R_{2G}^2 + s_1^2 X_k^2} + \frac{U_{11}^v}{X_m} \right), \quad (9)$$

где U_{11} – фазное напряжение статора ПЭД в рассматриваемом случае;

$s_1 = \frac{\omega_0 - \omega_1}{\omega_0}$ – фактическое скольжение ротора двигателя; R_{2G} , X_k и X_m – пара-

метры Г-образной схемы замещения ПЭД; v – коэффициент, учитывающий нелинейность характеристики намагничивания.

Если непосредственно к обмотке статора ПЭД подключена трехфазная конденсаторная батарея, то она компенсирует потребляемую реактивную мощность на величину

$$Q_{CU1} = \frac{3U_{11}^2}{X_{CU}},$$

где X_{CU} – реактивное сопротивление конденсаторной установки при частоте питающего напряжения 50 Гц.

Суммарная реактивная мощность, потребляемая ПЭД с учетом индивидуальной конденсаторной батареи [8]:

$$Q_{SM1} = 3U_{11}^2 \left[\frac{s_1^2 X_k}{R_{2G}^2 + s_1^2 X_k^2} + \frac{U_{11}^v}{X_m} - \frac{1}{X_{CU}} \right]. \quad (10)$$

Формула (10) является более общей, и в случае, если конденсаторная батарея отсутствует, в ней принимается $X_{CU1} = \infty$.

Расчитав по формулам (9) и (10) активную и реактивную мощность, потребляемую ПЭД, можно определить потери активной и реактивной мощности на кабеле, соединяющем электродвигатель с повышающим трансформатором [11]:

$$\Delta P_{CL1} = \frac{(P_{SM1}^2 + Q_{SM1}^2) R_{CL}}{U_{11}^2}; \quad (11)$$

$$\Delta Q_{CL1} = \frac{(P_{SM1}^2 + Q_{SM1}^2) X_{CL}}{U_{11}^2}, \quad (12)$$

где R_{CL} и X_{CL} – активное и индуктивное сопротивления одной жилы соединительного кабеля.

Активное сопротивление жилы соединительного кабеля определяется по известной формуле [12]

$$R_{CL} = \frac{0,0175 \cdot [1 + 0,004 \cdot (T_{CL} - 20)] (H_{SD} + 50)}{S_{CL}}, \quad (13)$$

где T_{CL} и S_{CL} – средняя температура и сечение соединительного кабеля; H_{SD} – глубина спуска погружной установки, а индуктивное сопротивление находится из справочных данных [13].

Активная, реактивная и полная нагрузка на выходе повышающего трансформатора определяются формулами:

$$P_{SUT1} = P_{SM1} + \Delta P_{CL1}; \quad (14)$$

$$Q_{SUT1} = Q_{SM1} + \Delta Q_{CL1}; \quad (15)$$

$$S_{SUT1} = \sqrt{P_{SUT1}^2 + Q_{SUT1}^2}. \quad (16)$$

Значение, полученное с помощью формулы (16), позволяет рассчитать коэффициент загрузки повышающего трансформатора:

$$\beta_{SUT1} = \frac{S_{SUT1}}{10^3 S_{SUT.nom}}, \quad (17)$$

где $S_{SUT.nom}$ – номинальная мощность повышающего трансформатора, выраженная в кВА.

Активные потери в повышающем трансформаторе определяются по формуле [8, 14]

$$\Delta P_{SUT1} = 10^3 (\Delta P_{nl.SUT} + \beta_{SUT1}^2 \Delta P_{sc.SUT}), \quad (18)$$

где $\Delta P_{nl.SUT}$, $\Delta Q_{nl.SUT}$, $\Delta P_{sc.SUT}$ и $\Delta Q_{sc.SUT}$ – активные и реактивные потери холостого хода и короткого замыкания повышающего трансформатора, берущиеся из его паспортных данных.

Активная мощность, снимаемая с выхода станции управления, определяется следующим образом:

$$P_{CS1} = P_{SUT1} + \Delta P_{SUT1}. \quad (19)$$

Формулы (1) – (19) являются основой для расчета потребления электрической энергии электротехническим комплексом нефтедобывающей скважины для случая, когда станция управления погружным насосом не оснащена частотным преобразователем, а требуемый дебит скважины Q_{SP} обеспечивается дросселированием штуцера. Количество потребляемой станцией управления активной составляющей электрической энергии в сутки при этом будет равно

$$W_{AE1} = \frac{24}{10^3} P_{CS1}, \quad (20)$$

а удельные затраты энергии на добычу кубометра жидкости из скважины составят

$$E_{AE1} = \frac{24 P_{CS1}}{10^3 Q_{SP}}. \quad (21)$$

В случае применения в станции управления погружным насосом частотного преобразователя скорость ПЭД должна быть равна

$$\omega_2 = \frac{-bQ_{SP} + \sqrt{b^2 Q_{SP}^2 + 4c \left(H_{DIN} + H_{GL} + \frac{P_{BUF}}{\rho g} - aQ_{SP}^2 \right)}}{2c}, \quad (22)$$

где H_{DIN} – динамический уровень жидкости в скважине; H_{HPL} – гидравлические потери напора в насосно-компрессорных трубах; P_{BUF} – буферное давление на устье скважины.

Эта скорость может быть достигнута, если частотный преобразователь сформирует на своем выходе трехфазную систему напряжений частотой

$$f_1 = \frac{Z_p c (\omega_0 - \omega_{nom}) (a Q_{SP}^3 + b Q_{SP}^2 \omega_2 + c Q_{SP} \omega_2^2) \rho g}{86400 \pi \eta_{SP2} M_{nom} \omega_2} + \frac{Z_p \omega_2}{2\pi}, \quad (23)$$

где Z_p – число пар полюсов ПЭД; η_{SP2} – КПД центробежного насоса, соответствующий новой рабочей точке.

Тогда активная мощность, потребляемая ПЭД при работе со скоростью ω_2 , будет равна

$$P_{SP2} = \frac{(a Q_{SP}^3 + b Q_{SP}^2 \omega_2 + c Q_{SP} \omega_2^2) \rho g}{86400 \eta_{SP2}} + M_{0SP} \omega_2. \quad (24)$$

В большинстве случаев частотный преобразователь станции управления задает частоту напряжения на статорных обмотках ПЭД меньше номинальной, и реактивную мощность, потребляемую ПЭД при управлении от частотного преобразователя, можно рассчитать по формуле

$$Q_{SM2} = 3U_{12}^2 \left[\frac{s_2^2 X_k \frac{f_1}{50}}{R_{2G}^2 + s_2^2 \left(X_k \frac{f_1}{50} \right)^2} + \frac{1}{X_m \frac{f_1}{50}} - \frac{1}{X_{CU} \frac{f_1}{50}} \right], \quad (25)$$

где U_{12} – действующее значение фазного напряжения на статоре ПЭД в случае управления от частотного преобразователя; $s_2 = \frac{2\pi f_1 - Z_p \omega_2}{2\pi f_1}$.

Потери активной и реактивной мощности на кабеле, соединяющем электродвигатель с повышающим трансформатором, определяются по формулам, аналогичным (11) и (12):

$$\Delta P_{CL2} = \frac{(P_{SM2}^2 + Q_{SM2}^2) R_{CL}}{U_{12}^2}; \quad (26)$$

$$\Delta Q_{CL2} = \frac{(P_{SM2}^2 + Q_{SM2}^2) X_{CL}}{U_{12}^2}. \quad (27)$$

Следовательно, активная, реактивная и полная нагрузка на выходе повышающего трансформатора при использовании частотного преобразователя в станции управления равны

$$P_{SUT2} = P_{SM2} + \Delta P_{CL2}; \quad (28)$$

$$Q_{SUT2} = Q_{SM2} + \Delta Q_{CL2}; \quad (29)$$

$$S_{SUT2} = \sqrt{P_{SUT2}^2 + Q_{SUT2}^2}, \quad (30)$$

а уточненное выражение для расчета активных потерь повышающего трансформатора будет выглядеть следующим образом:

$$\Delta P_{SUT2} = 10^3 (\Delta P_{nl.SUT} + \beta_{SUT2}^2 \Delta P_{sc.SUT}) k_{\Delta P}, \quad (31)$$

где $\Delta P_{nl.SUT}$ и $\Delta P_{sc.SUT}$ – активные потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора, берущиеся из его паспортных данных; $\beta_{SUT2} = \frac{S_{SUT2}}{10^3 S_{SUT.nom}}$; $k_{\Delta P}$ –

коэффициент, учитывающий увеличение потерь в повышающем трансформаторе за счет действия высших гармоник в выходном напряжении частотного преобразователя.

Частотный преобразователь обладает собственными КПД η_{FC} , поэтому активную мощность, потребляемую станцией управления погружным насосом, можно рассчитать по формуле

$$P_{CS2} = \frac{P_{SUT2} + \Delta P_{SUT2}}{\eta_{FC}}. \quad (32)$$

Количество потребляемой станцией управления, оснащенной частотным преобразователем, активной составляющей электрической энергии в сутки при этом будет равно

$$W_{AE2} = \frac{24}{10^3} P_{CS2}, \quad (33)$$

а удельные затраты энергии на добычу кубометра жидкости из скважины составят

$$E_{AE2} = \frac{24 P_{CS2}}{10^3 Q_{SP}}. \quad (34)$$

Приравнявая P_{CS2} и P_{CS1} , то есть формулы (34) и (20), получим условие, при котором удельные затраты электроэнергии на добычу кубометра жидкости будут равны как в случае использования частотного преобразователя в станции управления, так и без него:

$$\frac{P_{SUT2} + \Delta P_{SUT2}}{\eta_{FC}} = P_{SUT1} + \Delta P_{SUT1}. \quad (35)$$

Подставляя последовательно в (35) формулы (3), (7), (8), (10)–(19) и (22)–(32), можно найти уравнение для определения граничного значения производительности и, следовательно, дебита скважины, при котором экономии электрической энергии не будет наблюдаться при использовании частотного преобразователя в станции управления погружным насосом. Оно будет включать в себя сложную зависимость мощности, потребляемой станцией управления с частотным преобразователем, от производительности насоса $P_{CS2}(Q_{SP})$:

$$P_{CS2}(Q_{SP}) = P_{SUT1} + \Delta P_{SUT1}. \quad (36)$$

Следует отметить, что решение (36) целесообразно производить численными методами, например в программе MathCAD, варьируя величину Q_{SP} от номинальной величины вниз с определенным шагом.

Пример расчета значения производительности насоса, являющейся границей экономии электрической энергии в случае применения частотного преобразователя в станции управления погружным насосом

Проведем для примера расчет производительности насоса и, соответственно, дебита гипотетической скважины, при которых затраты электрической энергии одинаковы как в случае применения частотного преобразователя в станции управления, так и при работе погружного электродвигателя на номинальных напряжении и частоте и дросселировании штуцера.

Допустим, что гипотетическая скважина обладает следующими техническими характеристиками: требуемый дебит скважины $Q_{OW} = 98 \text{ м}^3/\text{сут}$; коэффициент

продуктивности $k_{PF} = 9,118 \cdot 10^{-6}$ м³/Па·сут; $P_{BUF} = 1,5 \cdot 10^6$ Па; статический уровень жидкости в скважине $H_{ST} = 180$ м; $H_{DIN} = 1235$ м; глубина спуска насоса $H_{SD} = 1469$ м; $\rho = 1041$ кг/м³. Воспользовавшись методикой оптимального выбора погружного оборудования [7, 15], можно прийти к выводу, что для рассматриваемой скважины необходим насос 0215ЭЦНАКИ5-125И с номинальной производительностью на воде $Q_{SPW.nom} = 125$ м³/сут, напором $H_{SPW.nom} = 1450$ м вод. ст., максимальным КПД $\eta_{SPW.nom} = 0,53$ и моментом трогания $M_0 = 8,2$ Нм. При этом на номинальной скорости вращения с учетом вязкости и газосодержания жидкости будут наблюдаться реальные производительность насоса $Q_{SP.nom} = 120$ м³/сут и напор $H_{SP.nom} = 1392$ м вод. ст. Из напорной характеристики, приведенной в каталоге [19], следуют следующие значения коэффициентов, описывающих ее вид: $a = -0,062685$ сут.²/м⁵; $b = 0,021534$ сут.с/м²рад; $c = 0,01623$ мс²/рад². Взяв коэффициент запаса по мощности $K_p = 1,124$, выберем для установки центробежного насоса погружной асинхронный электродвигатель ЭДТ45-103М1 со следующими номинальными данными: мощность $P_{SM.nom} = 45$ кВт; линейное напряжение $U_{11.nom} = 1400$ В; ток $I_{1.nom} = 28$ А; коэффициент полезного действия $\eta_{SM} = 81$ %; $\cos \varphi_{SM} = 0,83$; скольжение $s_{nom} = 0,055$; число пар полюсов $Z_p = 1$; скорость идеального холостого хода $\omega_0 = 314$ рад/с; номинальная скорость $\omega_{nom} = 296,9$ рад/с; номинальный момент $M_{nom} = 151,6$ Нм; $R_{2G} = 1,868$ Ом; $X_k = 6,884$ Ом; $X_m = 68,414$ Ом; $0 k_{\eta SM} = 0,94$ [16]. При рассматриваемой глубине спуска установки погружного электроцентробежного насоса, сечении кабеля $S_{CL} = 25$ мм² и его средней температуре $T_{CL} = 50$ градусов активное сопротивление, рассчитанное по формуле (13), будет равно $R_{CL} = 1,199$ Ом, а индуктивное сопротивление на номинальной частоте составит $X_{CL} = 0,126$ Ом. Для согласования напряжения ПЭД с напряжением станции управления установлен повышающий трансформатор ТМПНГ100/3 номинальной мощностью 100 кВА, который характеризуется следующими потерями: холостого хода $\Delta P_{nl.SUT} = 0,31$ кВт, короткого замыкания $\Delta P_{sc.SUT} = 2,4$ кВт [17]. При этом для учета дополнительных потерь от действия высших гармоник в выходном напряжении частотного преобразователя примем $k_{\Delta P} = 1,05$. Также следует отметить, что в рассматриваемом варианте комплектации погружного оборудования индивидуальная конденсаторная батарея для компенсации реактивной мощности ПЭД не применяется, а КПД частотного преобразователя равно $\eta_{FC} = 0,96$.

Подставляя эти данные в формулы (3)–(36), набранные в программе MathCAD, и варьируя производительность насоса Q_{SP} от 120 м³/сут вниз с переменным шагом, найдем граничное значение производительности $Q_{SP.BV}$, при котором потребляемая активная мощность электротехническим комплексом нефтяной скважины как в случае применения частотного преобразователя, так и без него будет одной и той же. Проведенные расчеты показывают, что для рассматриваемой скважины $Q_{SP.BV} = 98,91$ м³/сут, при этом в обоих случаях потребляется станцией управления погружным насосом активная мощность составляет 52,7 кВт. Таким образом, следует ожидать, что при требуемом дебите $Q_{OW} = 98$ м³/сут

применение частотного преобразователя приведет к экономии электрической энергии. Действительно, расчет показывает, что при $Q_{SP} = 98 \text{ м}^3/\text{сут}$ потребляемая станцией управления активная мощность в случае дросселирования штуцера равна 52,12 кВт, а в случае применения частотного преобразователя – 51,57 кВт. То есть можно сказать, что применение частотного преобразователя в станции управления погружным насосом рассматриваемой гипотетической скважины приведет к снижению потребляемой активной мощности на 0,54 кВт. В результате суточное потребление электрической энергии снизится на 13,1 кВт·час.

Для сравнения подсчитано граничное значение производительности насоса без учета дополнительных потерь мощности в повышающем трансформаторе и ПЭД от действия высших гармоник в выходном напряжении частотного преобразователя, которое составляет $Q_{SP.BV} = 104,56 \text{ м}^3/\text{сут}$. Это приводит к тому, что экономия электрической энергии при требуемой производительности насоса в $Q_{SP} = 98 \text{ м}^3/\text{сут}$ возрастает до 91,6 кВт·час в сутки.

Если в процессе подбора погружного оборудования не использовалась методика энергоэффективного дизайна и погружной насос совместно с электродвигателем были выбраны с большим запасом, энергетическая эффективность применения частотного преобразователя еще более возрастет. Действительно, если для той же скважины и выбранной установки центробежного насоса необходимо обеспечить дебит в $90 \text{ м}^3/\text{сут}$, то потребляемая станцией управления активная мощность при дросселировании штуцера будет равна 51,41 кВт, а в случае применения частотного преобразователя – 44,89 кВт. Следовательно, будет наблюдаться экономия потребляемой электроэнергии в 156,4 кВт·час в сутки, что приведет к снижению удельных затрат при механизированной добыче нефти на $E_{AE1} - E_{AE2} = 1,738 \text{ кВт·час} / \text{м}^3$.

Однако следует отметить, что экономия электрической энергии является не основной задачей частотных преобразователей, применяемых в станциях управления погружными насосами. Действительно, частотные преобразователи за счет своих функциональных возможностей позволяют увеличить межремонтный период скважины как минимум в 2 раза [18], что приводит к значительному экономическому эффекту.

Выводы

1. Приведенные аналитические зависимости позволили рассчитать приведенные затраты электрической энергии при механизированной добыче нефти погружными центробежными насосами как в случае обеспечения требуемого режима работы методом дросселирования устьевого штуцера, так и в случае применения частотного преобразователя в станции управления погружными насосами, при использовании которого экономия электроэнергии составляет около 13 %.

2. Полученные аналитические выражения позволили также определить оптимальные условия, при которых применение частотных преобразователей в станциях управления погружными насосами приводит к снижению удельных затрат электрической энергии при механизированной добыче нефти.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Живаева В.В., Стариков А.В., Стариков В.А.* Применение частотно-регулируемого электропривода для вывода скважины на стационарный режим // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер.: Технические науки. 2009. № 1 (23). С. 142–151.
2. Патент России № 2370673, МКИ F04D 15/00, F04D 13/10. Система управления погружным электроцентробежным насосом / *В.В. Живаева, А.В. Стариков, В.А. Стариков* (Россия) // Оpubл. 20.10.2009, Бюл. № 29.
3. Патент России № 2181829, МКИ⁷ E 21 В 43/00, F 04 D 13/10. Способ вывода скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом, на стационарный режим работы / *В.М. Люстрицкий, С.А. Шишков* (Россия) // Оpubл. 27.04.2002, Бюл. № 12.
4. *Стариков В.А.* Автоматизация технологического процесса вывода скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта: дис. ... канд. техн. наук. Самара: СамГТУ, 2010. 137 с.
5. *Стариков А.В., Полежаев Д.Ю.* Вывод нефтяной скважины на стационарный режим работы без датчика динамического уровня // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер.: Технические науки. 2014. № 4 (44). С. 191–197.
6. *Костоломов Е.М., Шибанов С.В.* Результаты работы высоковольтных частотно-регулируемых электроприводов насосных агрегатов перекачки нефти на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» // Экспозиция Нефть Газ. 2009. № 5. С. 33–35.
7. *Стариков А.В., Живаева В.В., Полежаев Д.Ю.* Энергоэффективный подход к выбору оборудования установки погружного насоса // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер.: Технические науки. 2017. № 2 (54). С. 130–138.
8. *Стариков А.В., Табачникова Т.В., Казанцев А.А., Косорлуков И.А.* Алгоритм расчета оптимальной величины напряжения промышленной подстанции // Вестник Самарского государственного технического университета. Сер.: Технические науки. 2021. Т. 29. № 4. С. 116–131.
9. *Вечеркин М.В.* Разработка и исследование пускорегулирующих устройств высоковольтного электропривода вентиляторной станции: дис. ... канд. техн. наук. – Магнитогорск: Магнитогорский государственный технический университет, 2006. 119 с.
10. *Starikov A., Tabachnikova T., Kosorlukov I.* Calculation of the Rotation Speed of a Submersible Induction Motor for the Tasks of Determining the Optimal Value of the Supply Voltage // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), IEEE Xplore, 2020. Pp. 1–5.
11. *Вайнштейн Р.А., Коломиец Н.В., Шестакова В.В.* Основы управления режимами энергосистем по частоте и активной мощности, по напряжению и реактивной мощности: учеб. пособие. Томск: Томский политехнический университет, 2010. 96 с.
12. *Аржанов М.Ф., Кагарманов И.И., Мельников А.П., Карпенко И.Н., Кравец Ю.А.* Справочник нефтяника. Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2007. 432 с.
13. ГОСТ Р 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ: дата введения 1995-01-01 / Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. Изд. официальное. Минск: Стандартинформ, 1993. С. 20–21.
14. *Григорьев В.И., Киреева Э.А., Миронов В.А., Чохонелидзе А.Н., Григорьев В.В.* Справочная книга электрика: справ. издание. М.: Колос, 2004. 97 с.
15. *Тарасов В.П.* Энергосберегающий дизайн УЭЦН // Инженерная практика. 2010. № 3. С. 26–32.
16. Погружное оборудование и комплексный сервис // Технический каталог № 3. М.: Группа компаний «Римера», 2014. 203 с.
17. Трансформаторы ТМПГ-СЭЩ для питания погружных насосов нефти // Технический каталог. Самара: АО «ГК "Электрощит" – ТМ Самара», 2019. С. 11–13.
18. *Масляницын А.П.* Автоматизация технологического процесса добычи нефти погружными центробежными насосами: дис. ... канд. техн. наук. Самара: СамГАСА, 1999.

Статья поступила в редакцию 3 ноября 2022 г.

JUSTIFICATION OF THE FEASIBILITY OF USE OF FREQUENCY CONVERTERS IN CONTROL STATIONS OF SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMPS

*A.V. Starikov, A.A. Kazantsev, I.A. Kosorlukov**

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

E-mail: star58@mail.ru, kazantzev@63.ru, kosorlukov@gmail.com

Abstract. *The article considers the problem of determining the conditions under which the use of a frequency converter in a submersible pump control station leads to a reduction in electrical energy costs and becomes efficient from an energy point of view. Analytical expressions are given that allow calculating the specific costs of electrical energy during artificial lift oil production for the case when the operating mode and well flow rate are provided by wellhead choke throttling. At the same time, special attention is paid to determining the rotation speed of the submersible asynchronous motor, which ensures the required location of the operating point on the pump pressure characteristic. Formulas are also given that make it possible to calculate the specific costs of electrical energy during artificial lift oil production for the case when the operating mode and well flow rate are set by the frequency converter of the control station. An analytical expression has been found to determine the rotation speed and frequency of the supply voltage, which provide the required operating point of the pump with frequency regulation of the submersible motor. It is proposed, using the above analytical expressions, to use the iterative method to calculate the pump performance, at which the specific energy costs for the production of a cubic meter of liquid will be equal both in the case of using a frequency converter in the control station and without it. An example of calculating such a boundary value of pump performance for a hypothetical well is given. It is shown that a decrease in the required flow rate relative to the limiting value of the pump performance leads to a decrease in the specific consumption of electrical energy during artificial lift oil production in the case of using a frequency converter in the submersible pump control station.*

Keywords: *energy efficiency, submersible pump, submersible electric motor, specific power consumption*

REFERENCES

1. Zhivaeva V.V., Starikov A.V., Starikov V.A. The use of a frequency-controlled electric drive to bring the well to a stationary mode. Bulletin of the Samara State Technical University. Series "Technical Sciences", No. 1 (23). 2009. Pp. 142–151.
2. Russian patent No. 2370673, MKI F04D 15/00, F04D 13/10. Control system for a submersible electric centrifugal pump / V.V. Zhivaeva, A.V. Starikov, V.A. Starikov (Russia) // Publ. 20.10.2009, Bull. No. 29.
3. Russian patent No. 2181829, MKI E 21 B 43/00, F 04 D 13/10. A method for bringing a well equipped with an electric centrifugal pump with a frequency-controlled drive to a stationary mode of operation / V.M. Lyustritsky, S.A. Shishkov (Russia) // Publ. 04/27/2002, Bull. No. 12.
4. Starikov V.A. Automation of the technological process of bringing the well to a stationary mode of operation after a major overhaul: dis. ... cand. tech. Sciences. – Samara: SamGTU, 2010. 137 p.

* Alexander V. Starikov (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Kazantsev A. Andreevich, Senior Lecturer.
Kosorlukov I. Andreevich, Doctoral Student.

5. *Starikov A.V., Polezhaev D.Yu.* Conclusion of an oil well to a stationary mode of operation without a dynamic level sensor // Bulletin of the Samara State Technical University. Series "Technical Sciences", No. 4 (44). 2014. Pp. 191–197.
6. *Kostolomov E.M., Shibanov S.V.* The results of the work of high-voltage frequency-controlled electric drives of pumping units for pumping oil at the facilities of OJSC "Surgutneftegaz" // Exposition Oil Gas 5/H. 2009. Pp. 33–35.
7. *Starikov A.V., Zhivaeva V.V., Polezhaev D.Yu.* Energy-efficient approach to the choice of equipment for a submersible pump installation // Bulletin of the Samara State Technical University. Series "Technical Sciences", No. 2 (54). 2017. Pp. 130–138.
8. *Starikov A.V., Tabachnikova T.V., Kazantsev A.A., Kosorlukov I.A.* Algorithm for calculating the optimal value of the voltage of a commercial substation // Bulletin of the Samara State Technical University. Series "Technical Sciences", T. 29. No. 4. 2021. Pp. 116–131.
9. *Vecherkin M.V.* Development and research of ballasts for a high-voltage electric drive of a fan station: thesis of a candidate of technical sciences. Magnitogorsk: Magnitogorsk State Technical University, 2006. 119 p.
10. *Starikov A., Tabachnikova T., Kosorlukov I.* Calculation of the Rotation Speed of a Submersible Induction Motor for the Tasks of Determining the Optimal Value of the Supply Voltage // 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon), IEEE Xplore, 2020. Pp. 1–5.
11. *Vainshtein R.A., Kolomiets N.V., Shestakova V.V.* Fundamentals of power system mode control by frequency and active power, by voltage and reactive power: a tutorial. Tomsk: Publishing House of the Tomsk Polytechnic University, 2010. 96 p.
12. *Arzhanov M.F., Kagarmenov I.I., Melnikov A.P., Karpenko I.N., Kravets Yu.A.* Oilman's Handbook. Samara: JSC "Samaraneftegaz", 2007. 432 p.
13. GOST R 28249-93. Short circuits in electrical installations. Calculation methods in electrical installations of alternating current with voltage up to 1 kV: introduction date 1995-01-01 / Federal Agency for Technical Regulation and Metrology. Ed. official. Minsk: Standartinform, 1993. Pp. 20–21.
14. *Grigoriev V.I., Kireeva E.A., Mironov V.A., Chokhnelidze A.N., Grigoriev V.V.* Reference book of an electrician: a reference edition. M.: Kolos Publishing House, 2004. 97 p.
15. *Tarasov V.P.* Energy-saving design of ESP // Engineering Practice, No. 3, 2010. Pp. 26–32.
16. Submersible equipment and comprehensive service // Technical catalog No. 3. M.: Rimera Group of Companies, 2014. 203 p.
17. Transformers TMPG-SESH for powering submersible oil pumps // Technical catalogue. – Samara.: JSC "GK "Electroshield" – TM Samara", 2019. Pp. 11–13.
18. *Maslyanitsyn A.P.* Automation of the technological process of oil production by submersible centrifugal pumps: thesis of a candidate of technical sciences. Samara: SamGASA, 1999.