

УДК 621.313.333:62–83

## МЕТОД ИДЕНТИФИКАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ПОГРУЖНЫХ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Боловин Евгений Владимирович<sup>1</sup>,  
bolovinev@mail.ru

Глазырин Александр Савельевич<sup>1</sup>,  
asglazyrin@tpu.ru

<sup>1</sup> Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
Россия, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.

*Актуальность исследований обусловлена тем, что 80 % нефти Российской Федерации добывается с помощью установок электроприводных центробежных насосов и этот показатель растет, при этом удельное соотношение скважин, оснащенных установками электроприводных центробежных насосов, в общем фонде остается практически неизменным и является не самым высоким – около 34 %. Необходимо отметить, что поддержание оптимального в известном смысле режима работы электропривода, например максимальный объем нефтедобычи при минимальных затратах электроэнергии, зависит не только от правильной настройки уставок и корректной обработки внешних воздействий, но и от процессов самонастройки адаптивной системы управления, включая решение задач идентификации параметров погружных асинхронных электродвигателей в режиме реального времени.*

**Цель:** разработка и апробирование метода идентификации параметров погружных асинхронных электродвигателей в режиме реального времени на основе алгебраических методов идентификации и дискретных моделей.

**Методы исследований** основаны на использовании систем дифференциальных и разностных уравнений, алгебраических методов идентификации, построении дискретных математических моделей погружных асинхронных электродвигателей.

**Результаты.** Реализован программно-аппаратный комплекс для мониторинга параметров погружных асинхронных электродвигателей, и проведена проверка его эффективности путем математического моделирования. Сделан вывод о целесообразности использования программно-аппаратного комплекса для мониторинга параметров погружных асинхронных электродвигателей в режиме реального времени. Перспективы применения комплекса авторы видят в возможности усовершенствовать интеллектуальные системы управления электроцентробежных насосов, что приведет к увеличению эффективности эксплуатации, снижению электропотребления электропривода, а соответственно уменьшению удельных затрат на добычу единицы нефтепродукта, а также увеличению наработки на отказ погружных электродвигателей за счет непрерывного мониторинга их состояния.

### Ключевые слова:

Идентификация параметров, погружной асинхронный электродвигатель, дискретная модель, интеллектуальная система управления, погружной электроцентробежный насос.

### Введение

В последние годы существенно меняется структура запасов нефти, добываемой в Российской Федерации, что связано с тем, что большинство легкодоступных нефтегазовых месторождений находятся на завершающей стадии разработки [1]. Вместе с тем совершенствуются технологии извлечения нефтегазовых ресурсов [2]. Соответственно становится привлекательной разработка новых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, истощенных нефтяных запасов, нефтегазовых месторождений с неоднородными пластами, разведка и разработка скважин на Арктическом шельфе [3].

Несмотря на существующие сложности, по результатам анализа нефтегазовой отрасли российской медиагруппой «РосБизнесКонсалтинг» по данным за 2013 г. в Российской Федерации в среднем вводится около 300 новых месторождений каждый год в течение последних пяти лет, при этом увеличивается средняя проходка в бурении по нефтяной отрасли в среднем на 2000 тыс. м ежегодно [1, 4]. На основе тезисов выступления директора Департамента консалтинговой компании «Делойт» СНГ, можно утверждать, что за 2014 г. было добыто 526 млн т нефти, при этом прослеживается

динамика ежегодного роста добычи на 4–10 млн т с начала 2007 г. [5]. Данные, представленные ОПЕК в октябре 2016 г. [6], подтверждают такую динамику роста: количество добытой нефти в Российской Федерации за 2015 г. составило 10,85 тыс. баррелей в день, а к октябрю 2016 г. данная цифра уже составляла 11,04 тыс. баррелей в день.

Аналогичная динамика роста объемов затрат на бурение – \$1 млрд, проводимых операций, связанных с износом и увеличением фонда скважин, – \$0,1...0,5 млрд [5]. На основании [1, 6] можно утверждать, что к концу 2016 г. расходы на подземные ремонты увеличились по сравнению с 2015 г. на 11 % и составили 43,9 млрд р., на капитальные ремонты: рост – 20 %, расход за год – 130,9 млрд р.

Необходимо понимать, что приведенные цифры являются затратами на добычу нефтепродуктов, и рост затрат обусловлен ростом доли трудноизвлекаемых запасов. На конец 2014 г. доля трудноизвлекаемых запасов составляет 55 %, при этом средняя динамика роста 3 % в год [5].

Для уменьшения затрат используют современные технологии и разработки, направленные на со-

вершенствование уже созданных способов, предназначенных для увеличения нефтеотдачи и уменьшения затрат на единицу добытой нефти и повышение средних дебитов, что приводит к сокращению числа малодебитных скважин, входящих в нерентабельный фонд [2, 7, 8].

В настоящее время почти 80 % нефти Российской Федерации добывается с помощью установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН), и этот показатель растет [9], при этом удельное соотношение скважин оснащенных УЭЦН в общем фонде остается практически неизменным и является не самым высоким – около 34 % [10]. Установки скважных насосов оснащаются электроприводами переменного тока, которые можно разделить на три основных типа [11]:

- 1) частотно-регулируемый асинхронный электропривод с преобразователем частоты;
- 2) частотно-регулируемый электропривод по схеме вентильного двигателя на базе быстроходного синхронного двигателя;
- 3) асинхронный электропривод с устройствами плавного пуска по схеме «тиристорный регулятор напряжения – асинхронный электродвигатель».

Стоит отметить, что производительность установок скважных насосов в большой степени зависит от эффективности работы их системы управления [12]. Современную станцию управления погружным насосом можно рассматривать как интеллектуальное электротехническое устройство, позволяющее контролировать рабочие параметры добычи, осуществлять обмен данными между рабочей установкой и системой управления, управлять технологическим процессом нефтедобычи в режиме реального времени [13].

В последние годы активно разрабатываются интеллектуальные станции управления установками электроприводных центробежных насосов (ИСУ УЭЦН). Если сравнивать интеллектуальную станцию с обычными станциями управления, то оба этих вида позволяет успешно решать основные задачи управления, однако ИСУ УЭЦН имеет еще дополнительные возможности, такие как оптимизация режимов работы УЭЦН с целью максимизации нефтедобычи [13] или снижения удельного электропотребления на тонну добываемой нефти. Положительный эффект от ИСУ был доказан испытаниями на Приобском и Мало-Балыкском месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [14], который выразился в увеличении среднего прироста добываемой жидкости на 37 м<sup>3</sup> в сутки и добываемой нефти на 24 т/сут при том же потреблении электроэнергии, что позволило сэкономить 12 млн р. в год с одной установки [15]. При этом испытания сводились лишь к поддержанию заданного режима работы.

Поддержание заданного режима работы электропривода зависит не только от правильной настройки уставок и корректной отработки внешних воздействий, но и от процессов самонастройки адаптивной системы управления в режиме реаль-

ного времени. Процесс самонастройки зависит от текущих значений параметров погружных электродвигателей (ПЭД), таких как активное сопротивление и индуктивность статорной обмотки, взаимная индуктивность обмоток статора и ротора, активное сопротивление и индуктивность роторной обмотки. Однако при наладке асинхронных электроприводов измеряют лишь активное сопротивление статорной обмотки, другие же параметры берутся из каталожных данных, которые являются расчетными и могут сильно отличаться от реальных значений [16]. Ситуация с предварительным определением параметров погружных двигателей является наиболее сложной, так как данный тип двигателей, в отличие от асинхронных двигателей общего назначения, таких как 5А, АИР и др., не имеет отработанных эмпирических методик определения параметров схемы замещения по каталожным данным.

В настоящее время в РФ на месторождениях Западной Сибири для перевода скважин из фонда малорентабельных в фонд действующих применяется технология циклической эксплуатации добывающих нефтяных скважин (ЦЭС). По данным ОАО «Самотлорнефтегаз», внедрение технологии ЦЭС позволило увеличить дебит на 10–15 %, снизить потребление электроэнергии в 2–3 раза, увеличить межремонтный период (МРП) в 1,5–2 раза и сэкономить на удельной стоимости управляемых УЭЦН [17].

Однако применение технологии ЦЭС сопряжено с рядом трудностей, одной из которых является зависимость параметров асинхронных электродвигателей от теплового состояния и режима работы. Например, в режиме прямого пуска индуктивность может измениться на 30–40 %, а активное сопротивление ротора – более чем в полтора раза [18]. В свою очередь активное сопротивление статорной обмотки, зависящее от теплового состояния, может изменяться на 20–30 % в процессе работы двигателя [18]. Эти изменения в УЭЦН усугубляются при повышенных температурах внутри скважин – более 120 °С [19]. Решение возникших при реализации технологии ЦЭС трудностей возможно только при применении ИСУ УЭЦН. Однако при проектировании ИСУ следует учитывать, что большая часть переменных состояния электродвигателей и электромагнитных параметров недоступна для прямого измерения. При эксплуатации ПЭД не представляется возможным измерить потокосцепления статора и ротора, индуктивность и активное сопротивление роторной обмотки, а также становятся недоступными для прямого измерения даже параметры статора.

Отсутствие адекватного мониторинга в режиме реального времени параметров ПЭД снижает эффективность работы ИСУ УЭЦН.

Для решения данной проблемы предлагается программно-аппаратный комплекс (ПАК), позволяющий проводить мониторинг параметров ПЭД в режиме реального времени.

- Данный ПАК позволит:
- 1) усовершенствовать ИСУ УЭЦН, что приведет к улучшению эффективности эксплуатации, снижению электропотребления двигателя, а соответственно уменьшению удельных затрат на добычу единицы нефтепродукта;
  - 2) увеличить наработку на отказ ПЭД за счет непрерывного контроля, диагностики и управления ПЭД, вследствие чего увеличится МРП УЭЦН, что приведет к уменьшению эксплуатационных затрат на спускоподъемные операции [20].

**Разработка и проверка работоспособности метода идентификации параметров погружных асинхронных электродвигателей**

Основой ПАК является принцип динамической идентификации переменного состояния и параметров [21] асинхронных двигателей с помощью алгебраических методов [22, 23] и дискретных моделей [24–26]. Рассмотрим более подробно разработку метода идентификации параметров погружных асинхронных двигателей.

Для создания дискретной модели для идентификации параметров погружных асинхронных двигателей воспользуемся системой уравнений, описывающей электромагнитные и электромеханические процессы, происходящие в асинхронном двигателе и представленной в неподвижной системе координат  $\alpha\beta$ :

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{di_{1\alpha}(t)}{dt} &= \frac{1}{\sigma L_1} U_{1\alpha}(t) - \frac{R'_1}{\sigma L_1} i_{1\alpha}(t) + \\ &+ \frac{R'_2 L_m}{\sigma L_1 L_2^2} \Psi_{2\alpha}(t) + \frac{L_m}{\sigma L_1 L_2} z_p \omega(t) \Psi_{2\beta}(t); \\ \frac{di_{1\beta}(t)}{dt} &= \frac{1}{\sigma L_1} U_{1\beta}(t) - \frac{R'_1}{\sigma L_1} i_{1\beta}(t) + \\ &+ \frac{R'_2 L_m}{\sigma L_1 L_2^2} \Psi_{2\beta}(t) + \frac{L_m}{\sigma L_1 L_2} z_p \omega(t) \Psi_{2\alpha}(t); \\ \frac{d\Psi_{2\alpha}(t)}{dt} &= -\frac{R'_2}{L_2} \Psi_{2\alpha}(t) + \\ &+ \frac{R'_2 L_m}{L_2} i_{1\alpha}(t) - z_p \omega(t) \Psi_{2\beta}(t); \\ \frac{d\Psi_{2\beta}(t)}{dt} &= -\frac{R'_2}{L_2} \Psi_{2\beta}(t) + \\ &+ \frac{R'_2 L_m}{L_2} i_{1\beta}(t) + z_p \omega(t) \Psi_{2\alpha}(t); \\ M_{эм}(t) &= \frac{3}{2} \frac{L_m}{L_2} z_p (\Psi_{2\alpha}(t) i_{1\beta}(t) - \Psi_{2\beta}(t) i_{1\alpha}(t)); \\ \frac{d\omega(t)}{dt} &= \frac{1}{J} (M_{эм}(t) - M_c(t)), \end{aligned} \right. \quad (1)$$

где  $R_1$  – активное сопротивление, Ом;  $L_1=L_{1\sigma}+L_m$  – эквивалентная индуктивность обмотки статора,

Гн;  $L_2=L'_{2\sigma}+L_m$  – эквивалентная индуктивность обмотки ротора, Гн;  $L_{1\sigma}$  – индуктивность рассеяния обмотки статора, Гн;  $L'_{2\sigma}$  – приведенная к статору индуктивность рассеяния обмотки ротора, Гн;  $L_m$  – результирующая индуктивность, обусловленная магнитным потоком в воздушном зазоре машины, Гн;  $R'_2$  – приведенное к статору активное сопротивление обмотки ротора, Ом;  $\sigma$  – коэффициент рассеяния ротора, о.е;  $R'_s = R_1 + R'_2 \frac{L_m^2}{L_2^2}$  – эквивалентное

сопротивление двигателя, Ом;  $i_{1\alpha}, i_{1\beta}$  – составляющие вектора тока статора в системе координат  $\alpha\beta$  по осям  $\alpha$  и  $\beta$ , соответственно;  $U_{1\alpha}, U_{1\beta}$  – составляющие вектора напряжения статора по оси  $\alpha$  и  $\beta$ , соответственно;  $z_p$  – число пар полюсов электродвигателя;  $J$  – момент инерции двигателя, кг·м<sup>2</sup>.

Данная система для решения задач идентификации алгебраическим методом является громоздкой и неэффективной из-за наличия переменных состояний ротора, измерение которых в реальных условиях технически нецелесообразно, а также наличием большого числа уравнений, что в конечном итоге приведет к увеличению вычислительных мощностей. Поэтому, следуя рекомендациям, предложенным в работе [27], систему (1) можно преобразовать следующим образом:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{di_{1\alpha}(t)}{dt} &= \frac{1}{\sigma L_1} U_{1\alpha}(t) - \gamma i_{1\alpha}(t) + \\ &+ \frac{\beta}{T_2} \Psi_{2\alpha}(t) + z_p \beta \omega(t) \Psi_{2\beta}(t); \\ \frac{di_{1\beta}(t)}{dt} &= \frac{1}{\sigma L_1} U_{1\beta}(t) - \gamma i_{1\beta}(t) + \\ &+ \frac{\beta}{T_2} \Psi_{2\beta}(t) + z_p \beta \omega(t) \Psi_{2\alpha}(t); \\ \Psi_{2\alpha}(t) &= \int \left( \frac{L_m}{T_2} i_{1\alpha}(t) - \frac{\Psi_{2\alpha}(t)}{T_2} - \right. \\ &\left. - z_p \omega(t) \Psi_{2\beta}(t) \right) dt; \\ \Psi_{2\beta}(t) &= \int \left( \frac{L_m}{T_2} i_{1\beta}(t) - \frac{\Psi_{2\beta}(t)}{T_2} + \right. \\ &\left. + z_p \omega(t) \Psi_{2\alpha}(t) \right) dt; \\ \frac{d\omega(t)}{dt} &= \frac{3}{2} \cdot \frac{L_m}{L_2} \times \\ &\times \frac{z_p}{J} (\Psi_{2\alpha}(t) i_{1\beta}(t) - \Psi_{2\beta}(t) i_{1\alpha}(t)) - \frac{M_c(t)}{J}, \end{aligned} \right. \quad (2)$$

где  $\beta = \frac{L_m}{\sigma L_1 L_2}$ ,  $\gamma = \frac{R_1}{\sigma L_1} + \frac{R'_2 L_m^2}{\sigma L_1 L_2^2}$ ,  $\frac{1}{T_2} = \frac{R'_2}{L_2}$ ,  $T_2$  – постоянная времени ротора, с.

После многочисленных постановок и замен в системе (2) получаем уравнение:

$$K_1 i_{1\alpha}(t) + K_2 U_{1\alpha}(t) + K_3 z_p \omega(t) i_{1\beta}(t) + \\ + K_4 \left( \frac{dU_{1\alpha}(t)}{dt} + z_p \omega(t) U_{1\beta}(t) \right) + \\ + K_5 \frac{di_{1\alpha}(t)}{dt} = \frac{d^2 i_{1\alpha}(t)}{dt^2} + z_p \omega(t) \frac{di_{1\beta}(t)}{dt},$$

где

$$K_1 = -\frac{R_1}{\sigma L_1 T_2}, \quad K_2 = \frac{1}{\sigma L_1 T_2}, \quad K_3 = \frac{1}{\sigma L_1 T_2}, \\ K_4 = \frac{1}{\sigma L_1}, \quad K_5 = \frac{R_1 L_2 + R_2' L_1}{\sigma L_1 L_2}.$$

Далее производим преобразование Лапласа с учетом нулевых начальных условий:

$$K_1 i_{1\alpha}(s) + K_2 U_{1\alpha}(s) + K_3 z_p \omega(s) i_{1\beta}(s) + \\ + K_4 (U_{1\alpha}(z)s + z_p \omega(s) U_{1\beta}(s)) K_5 i_{1\alpha}(s) s = \\ = i_{1\alpha}(s) s^2 + z_p \omega(s) i_{1\beta}(s) s. \quad (3)$$

Одной из основных проблем при составлении дискретной модели погружного асинхронного электродвигателя, а соответственно и нахождение оценок данного двигателя, является преобразование производных токов и напряжений. Авторами было доказано, что для решения данной проблемы наиболее перспективным и эффективным является применение билинейного преобразования [28]. Алгоритм составления дискретной модели с помощью билинейного преобразования и проверка его эффективности по сравнению с другими методами преобразования производных в решении задач идентификации представлен в работе [28]. Таким образом, с учетом билинейного преобразования

$s \rightarrow \frac{2}{\Delta t} \frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}}$ , система (3) принимает вид:

$$K_1 i_{1\alpha}(z) + K_2 U_{1\alpha}(z) + K_3 z_p \omega(z) i_{1\beta}(z) + \\ + K_4 \left( U_{1\alpha}(z) \frac{2}{\Delta t} \frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}} + z_p \omega(z) U_{1\beta}(z) \right) + \\ + K_5 i_{1\alpha}(z) \frac{2}{\Delta t} \frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}} = \\ = i_{1\alpha}(z) \left( \frac{2}{\Delta t} \frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}} \right)^2 + z_p \omega(z) i_{1\beta}(z) \frac{2}{\Delta t} \frac{1-z^{-1}}{1+z^{-1}}.$$

Избавимся от знаменателя:

$$K_1 i_{1\alpha}(z)(1+z^{-1})^2 + K_2 U_{1\alpha}(z)(1+z^{-1})^2 + \\ + K_3 z_p \omega(z) i_{1\beta}(z)(1+z^{-1})^2 + \\ + K_4 \left( U_{1\alpha}(z) \frac{2}{\Delta t} (1-z^{-1})(1+z^{-1}) + \right. \\ \left. + z_p \omega(z) U_{1\beta}(z)(1+z^{-1})^2 \right) + \\ + K_5 i_{1\alpha}(z) \frac{2}{\Delta t} (1-z^{-1})(1+z^{-1}) = i_{1\alpha}(z) \frac{2}{\Delta t} (1-z^{-1})^2 + \\ + z_p \omega(z) i_{1\beta}(z) \frac{2}{\Delta t} (1-z^{-1})(1+z^{-1}).$$

Раскроем скобки и приведем подобные:

$$K_1 (i_{1\alpha}(z) + 2i_{1\alpha}(z)z^{-1} + i_{1\alpha}(z)z^{-2}) + \\ + K_2 (U_{1\alpha}(z) + 2U_{1\alpha}(z)z^{-1} + U_{1\alpha}(z)z^{-2}) + \\ + K_3 z_p \omega(z) (i_{1\beta}(z) + 2i_{1\beta}(z)z^{-1} + i_{1\beta}(z)z^{-2}) + \\ + K_4 \left( \frac{2}{\Delta t} (U_{1\alpha}(z) - U_{1\alpha}(z)z^{-2}) + \right. \\ \left. + z_p \omega(z) (U_{1\beta}(z) + 2U_{1\beta}(z)z^{-1} + U_{1\beta}(z)z^{-2}) \right) + \\ + K_5 \frac{2}{\Delta t} (i_{1\alpha}(z) - i_{1\alpha}(z)z^{-2}) = \\ = \frac{2}{\Delta t} (i_{1\alpha}(z) - 2i_{1\alpha}(z)z^{-1} + i_{1\alpha}(z)z^{-2}) + \\ + z_p \omega(z) \frac{2}{\Delta t} (i_{1\beta}(z) - i_{1\beta}(z)z^{-2}).$$

Необходимо понимать, что  $z^{-1}$  является ничем иным, как задержкой на один шаг дискретизации  $\Delta t$  [22, 29]. Для получения оценок параметров асинхронного двигателя необходимо составить дискретную модель в форме линейной дискретной системы алгебраических уравнений:

$$\mathbf{B} = \mathbf{A}\mathbf{X} + \boldsymbol{\varepsilon},$$

где  $\mathbf{B}$  – матрица-вектор зависимых переменных размером  $5 \times 1$  с элементами вида:

$$b_{k1} = \frac{2}{\Delta t} \left( \begin{array}{l} i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) - \\ -2i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - \Delta t) + \\ + i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t) \end{array} \right) + \\ + z_p \omega(n\Delta t - (k-1)\Delta t) \times \\ \times \frac{2}{\Delta t} \left( \begin{array}{l} i_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) - \\ -i_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t) \end{array} \right), \quad k = \overline{1,5};$$

$\mathbf{A}$  – матрица регрессоров размером  $5 \times 5$  с элементами вида:

$$a_{k1} = i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) + 2i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - \Delta t) + \\ + i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t), \quad k = \overline{1,5}; \\ a_{k2} = U_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) + \\ + 2U_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - \Delta t) + \\ + U_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t), \quad k = \overline{1,5}; \\ a_{k3} = z_p \omega(n\Delta t - (k-1)\Delta t) \times \\ \times \left( \begin{array}{l} i_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) + \\ + 2i_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - \Delta t) + \\ + i_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t) \end{array} \right), \quad k = \overline{1,5}; \\ a_{k4} = \frac{2}{\Delta t} \left( \begin{array}{l} U_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) - \\ -U_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t) \end{array} \right) + \\ + z_p \omega(n\Delta t - (k-1)\Delta t) \times \\ \times \left( \begin{array}{l} U_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) + \\ + 2U_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - \Delta t) + \\ + U_{1\beta}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t) \end{array} \right), \quad k = \overline{1,5};$$

$$a_{k5} = \frac{2}{\Delta t} \left( i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t) - i_{1\alpha}(n\Delta t - (k-1)\Delta t - 2\Delta t) \right), \quad k = \overline{1,5};$$

$$X = [\hat{K}_1, \hat{K}_2, \hat{K}_3, \hat{K}_4, \hat{K}_5]^T$$

– вектор коэффициентов регрессии;  $\varepsilon = [\varepsilon(n\Delta t), \varepsilon(n\Delta t - \Delta t), \varepsilon(n\Delta t - 2\Delta t), \varepsilon(n\Delta t - 3\Delta t), \varepsilon(n\Delta t - 4\Delta t)]^T$  – вектор ошибок.

Для нахождения оценок коэффициентов  $\hat{K}_1, \hat{K}_2, \hat{K}_3, \hat{K}_4, \hat{K}_5$  воспользуемся методом наименьших квадратов [30]:

$$\hat{X} = (A^T A)^{-1} A^T B + \varepsilon.$$

После того как были найдены оценки коэффициентов, необходимо вычислить оценки электромагнитных параметров асинхронного двигателя следующим образом:

$$\hat{R}_1 = -\frac{\hat{K}_3}{\hat{K}_4}, \quad \hat{R}'_2 = \frac{\hat{K}_3 - \hat{K}_5}{\hat{K}_4}, \quad \hat{L}_1 = \frac{\hat{K}_3 - \hat{K}_5}{\hat{K}_2}, \quad \hat{\sigma} = -\frac{\hat{R}_1}{\hat{K}_3 \hat{L}_1},$$

$$\hat{L}_m = \hat{L}_1 \sqrt{1 - \frac{1}{\hat{K}_4} \hat{L}_1}, \quad \hat{T}_2 = \frac{1}{\hat{K}_2 \hat{\sigma} \hat{L}_1}, \quad \hat{L}_2 = \frac{\hat{T}_2}{\hat{R}'_2},$$

где  $\hat{R}_1$  – оценка активного сопротивления обмотки статора, Ом;  $\hat{L}_1$  – оценка эквивалентной индуктивности обмотки статора, Гн;  $\hat{R}'_2$  – оценка приведенного к статору активного сопротивления обмотки ротора, Ом;  $\hat{L}_2$  – оценка эквивалентной индуктивности обмотки ротора, Гн;  $\hat{L}_m$  – оценка индуктивности, обусловленной магнитным потоком в воздушном зазоре электродвигателя, Гн;  $\hat{\sigma}$  – оценка коэффициента рассеяния ротора, о.е.;  $\hat{T}_2$  – оценка постоянной времени ротора, с;  $\hat{K}_1, \hat{K}_2, \hat{K}_3, \hat{K}_4, \hat{K}_5$  – специальные коэффициенты, необходимые для определения оценок параметров асинхронного двигателя

$$(\hat{K}_1 \quad \hat{K}_2 \quad \hat{K}_3 \quad \hat{K}_4 \quad \hat{K}_5)^T = \mathbf{f} \left( i_{1\alpha}, i_{1\beta}, U_{1\alpha}, U_{1\beta}, \omega, \frac{dU_{1\alpha}}{dt}, \frac{di_{1\beta}}{dt}, \frac{d^2 i_{1\alpha}}{dt^2}, z_p \right),$$

где  $i_{1\alpha}, i_{1\beta}$  – составляющие вектора тока статора в системе координат  $\alpha\beta$  по осям  $\alpha$  и  $\beta$ , соответственно;  $U_{1\alpha}, U_{1\beta}$  – составляющие вектора напряжения

статора по оси  $\alpha$  и  $\beta$ , соответственно;  $\frac{d}{dt}, \frac{d^2}{dt^2}$  – первая и вторая производная соответственно;  $z_p$  – число пар полюсов электродвигателя.

Проверка работоспособности разработанного ПАК для мониторинга ПЭД УЭЦН проводилась на модели погружного асинхронного электродвигателя ЭДБТ28–117В5, паспортные данные и параметры которого приведены в [12].

Параметры схемы замещения ПЭД ЭДБТ28–117В5: приведенное активное сопротивление ротора  $R'_2=1,012$  Ом; активное сопротивление статора  $R_1=1,15$  Ом; эквивалентной индуктивности обмотки статора  $L_1=0,108$  Гн; эквивалентной индуктивности обмотки ротора  $L_2=0,108$  Гн; результирующая индуктивность, обусловленная магнитным потоком в воздушном зазоре машины,  $L_m=0,105$  Гн.

В ходе моделирования, с применением разработанного ПАК, были получены переходные характеристики оценок активного сопротивления обмотки статора  $\hat{R}_1$  (рисунок, а), приведенного к статору активного сопротивления ротора  $\hat{R}'_2$  (рисунок, б), эквивалентной индуктивности обмотки статора  $\hat{L}_1$  (рисунок, в), эквивалентной индуктивности обмотки ротора  $\hat{L}_2$  (рисунок, г), индуктивности, обусловленной магнитным потоком в воздушном зазоре электродвигателя,  $\hat{L}_m$  (рисунок, д).

Для анализа качества процесса оценивания параметра  $x$  ( $\hat{x}=\hat{R}_1, \hat{R}'_2, \hat{L}_1, \hat{L}_2, \hat{L}_m, \hat{T}_2$  соответственно) на рисунке рассмотрена интегральная среднеквадратическая ошибка оценивания параметра:

$$\delta_x = \sqrt{\frac{1}{j_{\text{кон.}} - j_{\text{нач.}}} \sum_{k=j_{\text{нач.}}}^{j_{\text{кон.}}} \left( \frac{x - \hat{x}_k}{x} \right)^2} \cdot 100 \%,$$

где  $j_{\text{нач.}}=80000\Delta t$  – начальная точка режима оценивания и  $j_{\text{кон.}}=200000\Delta t$  – конечная точка режима оценивания параметров асинхронного электродвигателя, с учетом шага дискретизации  $\Delta t$  [29, 30]. Все результаты сведены в таблицу.

**Таблица.** Результаты идентификации параметров

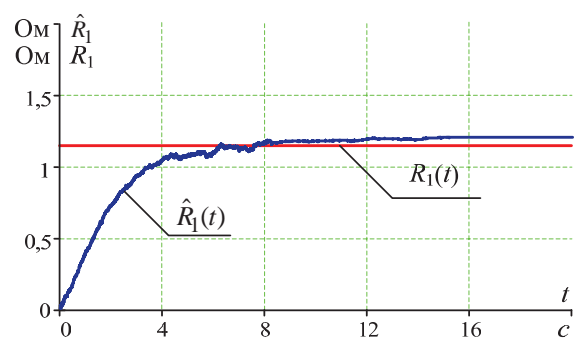
**Table.** Parameters identification results

Оценки параметров Parameters estimate	$\hat{R}_1$	$\hat{R}'_2$	$\hat{L}_1$	$\hat{L}_2$	$\hat{L}_m$
	Ом/Ohm		Гн/H		
Значение/Value	1,22	0,97	0,113	0,105	0,102
$\delta, \%$	4,7	4,1	4,6	2,7	3,8

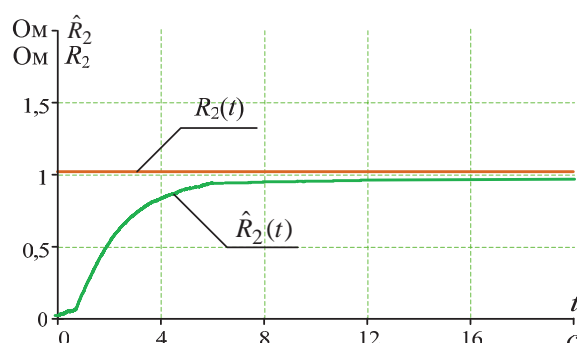
Проведенный анализ полученных результатов (рисунок, таблица) позволяет утверждать, что все полученные оценки являются устойчивыми и несмещенными (рисунок), интегральная среднеквадратическая ошибка оценивания параметров погружного асинхронного электродвигателя составляет не более 5 % (таблица), что говорит о работоспособности разработанного метода идентификации и возможности его применения для мониторинга параметров ПЭД УЭЦН.

### Выводы

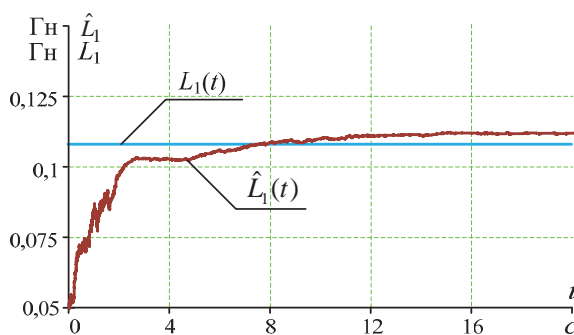
1. Разработан метод идентификации, позволяющий проводить мониторинг параметров погружных асинхронных электродвигателей установок электроприводных центробежных насосов для добычи нефти в режиме реального времени.
2. Проверка работоспособности разработанного метода идентификации на основе математического моделирования погружных асинхронных электродвигателей показала, что полученные оценки являются устойчивыми и несмещенными, интегральная среднеквадратическая ошибка оценивания параметров погружного асинхронного электродвигателя составляет не более 5 %.
3. Полученные результаты рекомендуются к использованию в интеллектуальных станциях управления установками электроприводных центробежных насосов для добычи нефти.



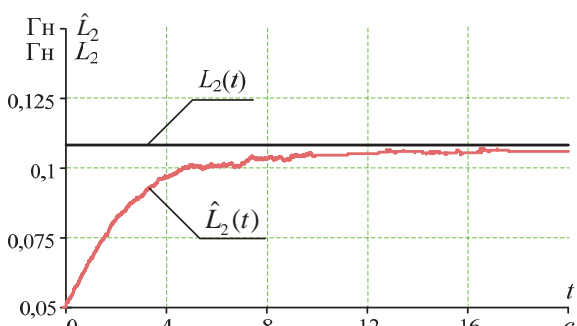
a/a



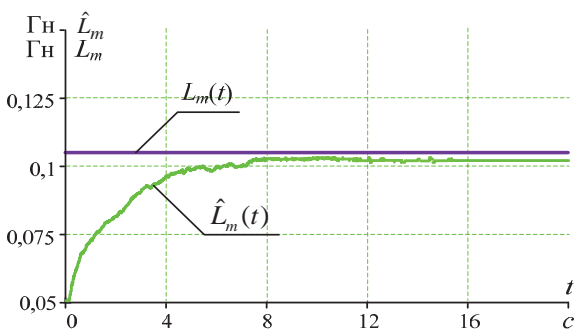
б/б



в/с



г/д



д/е

**Рисунок.** Переходные характеристики оценок параметров: а) активного сопротивления обмотки статора  $R_1$ ; б) приведенного к статору активного сопротивления ротора  $R_2$ ; в) эквивалентной индуктивности обмотки статора  $\hat{L}_1$ ; г) эквивалентной индуктивности обмотки ротора  $\hat{L}_2$ ; д) индуктивности, обусловленной магнитным потоком в воздушном зазоре электродвигателя,  $\hat{L}_m$

**Figure.** Transient characteristics of estimating the parameters of: а) active resistance of stator winding  $R_1$ ; б) rotor active resistance reduced to stator  $R_2$ ; в) equivalent inductance of stator winding  $\hat{L}_1$ ; г) equivalent inductance of rotor winding  $\hat{L}_2$ ; е) inductance caused by magnetic flux in the machine air gap  $\hat{L}_m$

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Deloitte. Oilfield services market conditions and trends 2016. – London: Deloitte & Touche Regional Consulting Services Limited, October 2016. – 16 p.
- Ивановский В.Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 11. – С. 36–47.
- Разработка месторождения «Приразломное». URL: <http://shelf-neft.gazprom.ru/d/blockonthemainpage/04/4/prezentatsiya-proekta-prirazlomnoe.pdf> (дата обращения: 18.12.2016).
- Российский рынок нефтесервисных услуг 2014. Аналитический обзор / под ред. Е. Миролюбовой. – М.: РБК, 2014. – 218 с.
- Моисеева Е.В. Состояние и перспективы развития нефтесервисного рынка России 2014 // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. – № 22. – С. 64–72.
- OPEC Monthly Oil Market Report. – Vienna: Organization of the Petroleum Exporting Countries, November 2016. – 106 p.
- Лопатин Р.Р. Модели и алгоритмы частотно-регулируемого процесса расклинивания электроцентробежного насоса при добыче нефти в осложненных условиях: дис. ... канд. тех. наук. – Томск, 2011. – 140 с.
- Deloitte. Oilfield services market conditions and trends 2016. – London: Deloitte & Touche Regional Consulting Services Limited, June 2016. – 16 p.
- Ивановский В.Н., Сабиров А.А. Скважинные насосные установки для добычи нефти – что нового? // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 10. – С. 14–22.
- Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров и др. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2002 – 824 с.
- Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике нефтегазовой промышленности / И.В. Белоусенко, Г.Р. Шварц, С.Н. Великий и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 487 с.
- Сипайлов В.А. Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти: дис. ...канд. техн. наук. – Томск, 2009. – 196 с.

13. Способ эксплуатации малодебитной скважины элеткронасосом с частотно-регулируемым приводом: пат. РФ № 2119578.; заявл. 19.06.97; опубл. 27.09.98. Бюл. № 12. – 12 с.
14. Мельниченко В.Е. Увеличение эффективности механизированной добычи нефти // Нефтегазовая Вертикаль. – 2013. – № 11. – С. 62–66.
15. Худяков Д.Л., Маркелов Д.В. Интеллектуальные станции управления УЭЦН // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 11. – С. 64–68.
16. Макаров В.Г. Асинхронный электропривод электромеханических систем с оптимальными режимами работы по критерию энергосбережения: дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2011. – 162 с.
17. Антипин М.Н. Результаты внедрения циклической эксплуатации УЭЦН в ОАО «Самотлорнефтегаз» // Инновации и новые технологии в области механизированной добычи нефти. – 2011. – № 5. – С. 74–81.
18. Каширских В.Г. Динамическая идентификация асинхронных двигателей: дис. ... д-ра техн. наук. – Кемерово, 2005. – 133 с.
19. Оборудование для добычи нефти с высоким содержанием свободного газа и опыт его эксплуатации / Ш.Р. Агеев, А.В. Берман, А.М. Джалаев, А.Н. Дроздов А.Г. Кан, В.Н. Маслов // Техника и технология добычи. Проблемы и пути их решения. – 2005. – № 1. – С. 1–10.
20. Моделирование привода погружного насоса интеллектуальной скважины / А.В. Федотов, В.Г. Хомченко, В.В. Жильцов и др. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2012. – 175 с.
21. Tkachuk R. Yu., Glazyrin A.S., Polichshuk V.I. Document Induction motor drive's parameters identification using genetic algorithms // 7<sup>th</sup> International Forum on Strategic Technology, IFOST 2012. – Tomsk, 2012. – V. 2. – P. 586–589.
22. Roberts G., Taenzler F. An Introduction to Mixed-Signal IC Test and Measurement. Oxford Series in Electrical and Computer Engineering. – Oxford: Oxford University Press, 2011. – 438 p.
23. Koubaa Y. Recursive identification of induction motor parameters // Simulation modeling practice and theory. – 2004. – № 5. – P. 363–381.
24. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive identification method of a signal from stray magnetic field sensor for turbogenerator diagnostics // Journal of Siberian Federal University – Mathematics and Physics. – 2015. – V. 8 (2). – P. 201–207.
25. Chang Shu. Differential Quadrature and its Application in Engineering: Engineering Application. – New York: Springer, 2000. – 340 p.
26. Burden R.L., Faires J.D. Numerical Analysis. 7<sup>th</sup> ed. – Boston: Brooks/Cole, 2000. – 837 p.
27. Parameter identification of induction motors using variable-weight cost function of genetic algorithms / A.C. Megherbi, H. Megherbi, K. Benmahamed et al. // Journal of electrical engineering and technology. – 2010. – V. 5. – № 4. – P. 597–605.
28. Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Brendakov V.N. The influence of the design method for induction motor with stationary rotor on identification of its parameters // 2015 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON): Proc. – Omsk, 2015. – P. 1–7.
29. Cohen J., Slissenko A. Implementation of timed abstract state machines with instantaneous actions by machines with delays. – Paris: University of Paris-12, 2008. – 65 p.
30. Hsing T., Eubank R. Theoretical Foundations of Functional Data Analysis, with an Introduction to Linear Operators. – Hoboken: John Wiley & Sons, Ltd. Publ., 2015. – 384 p.

*Поступила 15.12.2016 г.*

#### **Информация об авторах**

**Боловин Е.В.**, аспирант, ассистент кафедры электропривода и электрооборудования Национального исследовательского Томского политехнического университета.

**Глазырин А.С.**, кандидат технических наук, доцент кафедры электропривода и электрооборудования Национального исследовательского Томского политехнического университета.

UDC 621.313.333:62–83

## METHOD FOR IDENTIFYING PARAMETERS OF SUBMERSIBLE INDUCTION MOTORS OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP UNITS FOR OIL PRODUCTION

Evgeniy V. Bolovin<sup>1</sup>,  
bolovinev@mail.ru

Alexander S. Glazyrin<sup>1</sup>,  
asglazyrin@tpu.ru

<sup>1</sup> National Research Tomsk Polytechnic University,  
30, Lenin Avenue, Tomsk, 634050, Russia.

**Relevance** of the research is caused by fact that 80 % of oil in the Russian Federation is extracted using electrical submersible pump units and this index is growing, but specific ratio of wells with electrical submersible pump in the general fund has not almost changed and it is about 34 %. It necessary to note that maintenance of optimal operation of the electrical drive, for example maximum volume of oil production at the lowest electrical power consumption, depends not only on the correct configuration of units and processing of external actions, but also it depends on self-tuning of adaptive control system, including the solution of the problems of identifying on-line the parameters of submersible induction motors.

**The aim** of the research is to design and test the method for online identification of the parameters of submersible induction motors based on the algebraic identification methods and discrete models.

**Methods** of research are based on using the systems of differential and difference equations, algebraic identification methods, construction of discrete mathematical models of submersible induction motors.

**Results.** The authors have designed the software system for monitoring the parameters of the submersible induction motors and tested this system by mathematical modeling. Using the designed software system for online monitoring the parameters of submersible induction motors is expedient. The perspective of using the designed system is in improving the intelligent control system of submersible centrifugal pump, that will result in increasing the exploitation efficiency, decreasing drive power consumption, accordingly reducing oil production cost, and increasing fault tolerance of the submersible induction motors due to online monitoring for motor parameters.

### Key words:

Parameters identification, submersible induction motor, discrete model, intelligent control system, submersible centrifugal pump.

### REFERENCES

1. Deloitte. *Oilfield services market conditions and trends 2016*. London, Deloitte & Touche Regional Consulting Services Limited, October 2016. 16 p.
2. Ivanovskiy V.N. Analis sovremennoyo sostoyaniya i perspektivy rasvitiya skvazhnykh nasosnykh ustanovok dlya dobychi nefiti [Analysis of the current state and perspectives of wellhead pumping units for oil production]. *Territoriya Neftegaz*, November, 2007, no. 11, pp. 36–47.
3. *Razrabotka mestorozhdeniya «Prirazlomnoe»* [Development of field «Prirazlomnoe»]. Available at: <http://shelf-neft.gazprom.ru/d/blockonthemainpage/04/4/prezentatsiya-proekta-prirazlomnoe.pdf> (accessed: 18 December 2016).
4. *Rossiyskiy rynek neftegazovykh uslug 2014. Analiticheskiy obzor* [Russian oil and gas industry market. Overview]. Ed. by E. Mirolyubova. Moscow, RBC Publ., 2014. 218 p.
5. Moiseeva E.V. Sostoyanie i perspektivy rasvitiya nefteservisnogo rynka Rossii 2014 [Current status and perspectives of Russian oil and gas industry market]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2014, no. 22, pp. 64–72.
6. *OPEC Monthly Oil Market Report*. Vienna, Organization of the Petroleum Exporting Countries, November 2016. 106 p.
7. Lopatin R.R. *Modeli i algoritmy chastotno-reguliruemogo protsessa rasklinivaniya elektrosentrobezhnogo nasosa pri dobyche nefiti v oslozhnennykh usloviyakh*. Dis. Kand. nauk [Models and algorithms of variable frequency drive process of wedging electrical centrifugal pump for oil production in the complicated conditions. Cand. Diss.]. Tomsk, 2011. 140 p.
8. Deloitte. *Oilfield services market conditions and trends 2016*. London, Deloitte & Touche Regional Consulting Services Limited, June 2016. 16 p.
9. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A. Skvazhnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefiti – chto novogo? [Oil extraction wellhead pump – What's new?]. *Territoriya Neftegaz*, 2010, no. 10, pp. 14–22.
10. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A. *Skvazhnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefiti* [Oil extraction wellhead pump]. Moscow, Neft i gaz Publ., 202. 824 p.
11. Belousenko I.V., Shvarts G.R., Velikiy S.N. *Novye tekhnologii i sovremennoye oborudovanie v elektroenergetike neftegazovoy promyshlennosti* [Modern technologies and equipment in electric power field of oil and gas industry]. Moscow, Ltd «Nedra-Biznest-sentr», 2007. 487 p.
12. Sipaylov V.A. *Optimizatsiya rezhimov raboty ustanovok elektrosentrobezhnykh nasosov mekhanizirovannoy dobychi nefiti*. Dis. Kand. nauk [Electrical submersible pump's mode setting optimization of mechanized production of oil. Cand. Diss.]. Tomsk, 2009. 196 p.
13. Hanzhin V.G. *Sposob ekspluatatsii malodebetnoy skvazhiny elektronasosom s chastotno-reguliruemym privodom* [Method of operating marginal wells by electric pump with variable frequency drive]. Patent RF, no. 2119578, 1997.
14. Melnichenko V.E. Uvelichenie effektivnosti mekhanizirovannoy dobychi nefiti [Recovery efficiency of mechanized oil production]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2013, no. 11, pp. 62–66.
15. Khudyakov D.L., Markelov D.V. *Intellektualnye stantsii upravleniya UETSN* [Intelligent control station of electrical submersible pump units]. *Neftegazovaya Vertikal*, 2011, no. 11, pp. 64–68.
16. Makarov V.G. *Asinkhronnyy elektroprivod elektromekhanicheskikh sistem s optimalnymi rezhimami raboty po kriteriyu energosberezheniya*. Dis. Kand. nauk [Induction drive of electrical systems with optimal setting mode on energy savings. Cand. Diss.]. Tomsk, 2011. 162 p.



17. Antipin M.N. Resultaty vnedreniya tsiklicheskoj ekspluatatsii UETSN v OAO «Samotlorneftegaz» [Results of implantation of the electrical submersible cyclic operation pump units on JSC «Samotlorneftegaz»]. *Innovatsii i novye tehnologii v oblasti mekhanizirovannoy dobychi nefti*, 2011, no. 5, pp.74–81.
18. Kashirskikh V.G. *Dinamicheskaya identifikatsiya asinkhronnykh dvigateley*. Dis. Doct. nauk [Dynamic identification of induction motor. Dr. Diss.]. Kemerovo, 2005. 133 p.
19. Ageev Sh.R., Berman A.V., Dzhalaev A.M., Drozdov A.N. Oborudovanie dlya dobychi nefti s vysokim sodержaniem svobodnogo gaza i opyt ego ekspluatatsii [Equipment for production of oil with high content of gas and exploitation experience]. *Tekhnika i tekhnologiya dobychi. Problemy i puti ikh resheniya*, 2005, no. 1, pp. 1–10.
20. Fedotov A.V., Khomchenko V.G., Zhiltsov V.V. *Modelirovanie privoda pogruzhnogo nasosa intellektualnoy skvazhiny* [Submersible pump drive of the intelligent wells modeling]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2012. 175 p.
21. Tkachuk R.Yu., Glazyrin A.S., Polichshuk V.I. Document Induction motor drive's parameters identification using genetic algorithms. *7<sup>th</sup> International Forum on Strategic Technology, IFOST 2012*. Tomsk, 2012. Vol. 2, pp. 586–589.
22. Roberts G., Taenzler F. *An Introduction to Mixed-Signal IC Test and Measurement, Oxford Series in Electrical and Computer Engineering*. Oxford, Oxford University Press, 2011. 438 p.
23. Koubaa Y. Recursive identification of induction motor parameters. *Simulation modeling practice and theory*, 2004, no. 5, pp. 363–381.
24. Polishchuk V.I., Sergeev V.L. Adaptive identification method of a signal from stray magnetic field sensor for turbogenerator diagnostics. *Journal of Siberian Federal University – Mathematics and Physics*, 2015, vol. 8 (2), pp. 201–207.
25. Chang Shu. *Differential Quadrature and its Application in Engineering: Engineering Application*. New York, Springer, 2000. 340 p.
26. Burden R.L., Faires J.D. *Numerical Analysis*. 7<sup>th</sup> ed. Boston, Brooks/Cole, 2000. 837 p.
27. Megherbi A.C., Megherbi H., Benmahamed K. Parameter identification of induction motors using variable-weight cost function of genetic algorithms. *Journal of electrical engineering and technology*, 2010, vol. 5, no. 4, pp. 597–605.
28. Bolovin E.V., Glazyrin A.S., Brendakov V.N. The influence of the design method for induction motor with stationary rotor on identification of its parameters. *2015 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON): proceedings*. Omsk, 2015, pp. 1–7.
29. Cohem J., Slissenko A. *Implementation of timed abstract state machines with instantaneous actions by machines with delays*. Paris, University of Paris-12, 2008. 65 p.
30. Hsing T., Eubank R. *Theoretical Foundations of Functional Data Analysis, with an Introduction to Linear Operators*. Hoboken, John Wiley & Sons, Ltd. Published, 2015. 384 p.

Received: 15 December 2016.

#### Information about the authors

**Evgeniy V. Bolovin**, postgraduate, assistant, National Research Tomsk Polytechnic University.

**Alexander S. Glazyrin**, Cand. Sc., associate professor, National Research Tomsk Polytechnic University.