

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ПОГРУЖНЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ НАСОСОВ

Ф.А. Гизатуллин<sup>1</sup>, М.И. Хакимьянов<sup>1,2</sup>, Р.А. Семисынов<sup>2</sup>, И.Н. Шафииков<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа, Россия,

<sup>2</sup> Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Добыча нефти с использованием погружных электроцентробежных насосов связана с высокими затратами электроэнергии. В статье приводятся данные по распространенности и значимости данного способа эксплуатации скважин для отечественной нефтедобывающей промышленности, приводится модель для определения удельных энергетических затрат на подъем продукции. С помощью данной модели можно рассчитать не только удельные затраты электроэнергии, но также определить потери в каждом элементе скважинной насосной установки. На основе модели также предлагается осуществлять оптимизацию режимов эксплуатации скважин и работы электроприводов, что позволит минимизировать непродуктивные потери во всех элементах установки.

С целью повышения точности расчетов по предлагаемой модели произведен анализ энергетических характеристик нескольких десятков скважин, построены зависимости между основными технологическими параметрами скважин и установленного нефтедобывающего оборудования и такими характеристиками, как удельное энергопотребление, потери мощности в различных элементах насосной установки.

В результате анализа выявлены закономерности, которые могут быть использованы в алгоритмах автоматического управления электроприводами скважинных насосов с целью оптимизации режимов их работы и повышения энергоэффективности.

*Ключевые слова:* скважина, электроцентробежный насос, погружной электродвигатель, удельное энергопотребление, потери, энергоэффективность.

### Введение

Скважинная механизированная добыча нефти является самым энергоемким технологическим процессом у большинства нефтяных компаний. Несмотря на то, что мощность приводных электродвигателей скважинных насосов невелика, большое количество эксплуатируемых скважин, их рассредоточенность на значительных расстояниях и непрерывный режим эксплуатации обеспечивают превосходство данного сектора в общем энергопотреблении нефтедобывающих предприятий [1, 2].

К настоящему времени применяются различные типы скважинных насосов: штанговые глубинные, винтовые, инжекторные, вибрационные, но основным способом эксплуатации в РФ является применение электроцентробежных насосов (ЭЦН) с погружными электродвигателями (ПЭД). Данным способом эксплуатируется свыше 54 % фонда нефтяных скважин и добывается около 75 % всей нефти [3].

Широкое распространение ЭЦН для скважинной добычи нефти объясняется такими их преимуществами, как обеспечение высоких значений подачи и напора, что обеспечивает лифтинг продукции с больших глубин, прямое соединение валов двигателя и насоса без промежуточных механизмов и связей, таких как редуктор, кривошипно-

шатунный механизм и колонна штанг, простота герметизации устья скважины, отсутствие громоздкого наземного оборудования, простота монтажа и возможность ввода в эксплуатацию в любое время года [4].

Однако в целом использование ЭЦН является более энергозатратным способом эксплуатации скважин, чем добыча нефти штанговыми глубинными насосами [5]. Это объясняется потерями в длинной кабельной линии (КЛ) между трансформатором и ПЭД, невысокими номинальными значениями КПД ПЭД и насоса из-за особенностей их геометрической конфигурации – большой длины при малом диаметре, наличием нескольких ступеней преобразования напряжения [6]. Поэтому проблемы оценки энергетической эффективности работы установок ЭЦН, учета потерь в элементах погружного и наземного оборудования и разработка мероприятий по снижению удельных затрат электроэнергии при скважинной добыче нефти являются актуальными и востребованными задачами [7, 8].

В статье авторы предлагают модель для расчетов параметров энергопотребления электроприводов ЭЦН, а также приводят результаты анализа практических замеров на скважинах действующего фонда.

### Модель энергопотребления привода ЭЦН

Несмотря на то, что потребление мощности в любом из элементов установки ЭЦН можно рассчитать по известным аналитическим выражениям, анализ эффективности эксплуатации каждой конкретной скважины является достаточно сложной задачей. Это связано с тем, что на энергопотребление влияет множество технологических и эксплуатационных параметров, таких как плотность, вязкость и обводненность скважинной жидкости, содержание газа, градиенты температуры и давления по стволу скважины, характеристики установленного насосного оборудования и др.

Основные потери в установках погружных электроцентробежных насосов происходят в центробежном насосе, электродвигателе, кабельной линии, трансформаторе и станции управления.

Полезная мощность, затрачиваемая насосом на подъем скважинной жидкости, определяется потребным давлением и подачей [9]:

$$P_{\text{ПМ}} = p_{\text{потр}} \cdot Q_c, \quad (1)$$

где  $Q_c$  – секундная подача насоса, м<sup>3</sup>/с;

$p_{\text{потр}}$  – потребное давление насоса, Па.

Потребное давление, которое должен развивать насос, находится по формуле

$$p_{\text{потр}} = \rho_{\text{ж}} g H_{\text{дин}} + p_{\text{буф}} - p_{\text{Г}_1} - p_{\text{Г}_2} + \rho_{\text{ж}} g h, \quad (2)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность смеси, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения,  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>;

$H_{\text{дин}}$  – глубина расположения динамического уровня, м;

$p_{\text{буф}}$  – буферное давление, Па;

$p_{\text{Г}_1}$  – давление работы газа на участке «забой – прием насоса», Па;

$p_{\text{Г}_2}$  – давление работы газа на участке «нагнетание насоса – устье скважины», Па;

$h$  – потери напора на трение жидкости в колонне НКТ, м.

Потери мощности в погружном центробежном насосе определяются его КПД при данной подаче. Потребляемые протектором и предвключенным устройством мощности приводятся в паспортной документации (в зависимости от мощности комплектного двигателя) [10].

Активная мощность, потребляемая погружным электродвигателем, складывается из мощностей, потребляемых насосом, протектором и предвключенным устройством, а также включает в себя потери в двигателе:

$$P_{\text{ПЭД}} = P_{\text{цн}} + P_{\text{пу}} + P_{\text{пр}} + \Delta P_{\text{ПЭД}} = (P_{\text{цн}} + P_{\text{пу}} + P_{\text{пр}}) / \eta_{\text{ПЭД,ф}}, \quad (3)$$

где  $P_{\text{цн}}$  – мощность, потребляемая насосом, кВт;

$P_{\text{пр}}$  – мощность, потребляемая протектором, кВт;

$P_{\text{пу}}$  – мощность, потребляемая предвключенным устройством, кВт;

$\eta_{\text{ПЭД,ф}}$  – фактический КПД электродвигателя.

Фактический КПД электродвигателя  $\eta_{\text{ПЭД,ф}}$

определяется по его рабочим характеристикам в зависимости от режима работы [11].

Потери в кабельной линии для установок ЭЦН весьма существенны, так как длина кабеля может составлять до 3...4 км:

$$\Delta P_{\text{КЛ}} = 1,732 \rho L_{\text{каб}} (1 + \alpha (T_{\text{каб}} - 20)) \cdot I^2 / F, \quad (4)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала кабеля, Ом·м (для меди  $\rho = 0,0195 \cdot 10^{-6}$  Ом·м);

$\alpha$  – температурный коэффициент расширения меди (для меди  $\alpha = 0,0041$ );

$L_{\text{каб}}$  – длина кабеля, м;

$T_{\text{каб}}$  – средняя температура кабеля, °С;

$I$  – рабочий ток, А;

$F$  – площадь поперечного сечения жилы, м<sup>2</sup>.

Определение средней температуры кабеля является достаточно сложной задачей, так как температура скважины изменяется по глубине в соответствии с геотермическим градиентом, также происходит самонагрев кабеля протекающим током, нагрев жидкости теплотой, выделяемой работающим насосным агрегатом. Более подробно определение средней температуры кабеля рассматривается в [12].

Потери мощности в повышающем трансформаторе определяются по следующим выражениям с учетом полной мощности [13, 14]:

$$\Delta P_{\text{Тр}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{Мд}} = \Delta P_{\text{х}} + \Delta P_{\text{к}} (S / S_{\text{ном}})^2, \quad (5)$$

$$S = (P_{\text{ПЭД}} + \Delta P_{\text{КЛ}}) / \cos \varphi, \quad (6)$$

где  $\Delta P_{\text{х}}$  – потери холостого хода, приведенные в паспортных данных, Вт;

$\Delta P_{\text{к}}$  – потери короткого замыкания, приведенные в паспортных данных, Вт;

$S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность трансформатора, ВА;

$S$  – мощность нагрузки трансформатора, ВА.

Потери мощности в станции управления (СУ) должны приводиться изготовителем в заводской документации. Могут быть заданы непосредственно потери мощности  $\Delta P_{\text{СУ}}$  или КПД –  $\eta_{\text{СУ}}$ . В последнем случае потери вычисляются по формуле

$$\Delta P_{\text{СУ}} = (P_{\text{ПЭД}} + \Delta P_{\text{КЛ}} + \Delta P_{\text{Тр}}) \cdot (1 - \eta_{\text{СУ}}). \quad (7)$$

Если в составе СУ нет силовых полупроводниковых преобразователей, таких как преобразователь частоты или устройство плавного пуска, то основными потребителями являются контроллер, телекоммуникационный модем, индикаторы.

Если СУ оснащена преобразователем частоты, то дополнительно нужно учитывать КПД преобразователя. В этом случае потери в СУ будут определяться и значением КПД, и потерями в цепях управления  $P_{\text{ЦУ}}$ :

$$\Delta P_{\text{СУ}} = (P_{\text{ПЭД}} + \Delta P_{\text{КЛ}} + \Delta P_{\text{Тр}}) \times (1 - \eta_{\text{СУ}}) + P_{\text{ЦУ}}. \quad (8)$$

В случае использования частотно-регулируемого привода ЭЦН установка может оснащаться сетевым и выходным фильтрами для снижения влияния высших гармоник на ПЭД и сеть [15]. В нормативной документации на фильтры показа-

## Электроэнергетика

тели их энергетической эффективности не приводятся. Показателями их энергетической эффективности должны быть КПД или потери мощности. Однако во многих случаях потери в фильтрах уже включены в общие потери СУ с частотно-регулируемым электроприводом (ЧРП) [16, 17].

Следовательно, суммарная активная мощность, потребляемая установкой ЭЦН:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{ПЭД}} + \Delta P_{\text{КЛ}} + \Delta P_{\text{ТР}} + \Delta P_{\text{СУ}} + \Delta P_{\text{СФ}} + \Delta P_{\text{ВФ}}, \quad (9)$$

или

$$P_{\Sigma} = (P_{\text{ПЭД}} + \Delta P_{\text{КЛ}} + \Delta P_{\text{ТР}}) / (\eta_{\text{СУ}} \eta_{\text{СФ}} \eta_{\text{ВФ}}), \quad (10)$$

где  $P_{\text{ПЭД}}$  – активная мощность, потребляемая электродвигателем, кВт;

$\Delta P_{\text{КЛ}}$  – потери активной мощности в кабельной линии, кВт;

$\Delta P_{\text{ТР}}$  – потери активной мощности в трансформаторе, кВт;

$\Delta P_{\text{СУ}}$  – потери активной мощности в СУ, кВт;

$\Delta P_{\text{СФ}}$  – потери активной мощности в сетевом фильтре, кВт;

$\Delta P_{\text{ВФ}}$  – потери активной мощности в выходном фильтре, кВт;

$\eta_{\text{СУ}}$  – фактический КПД СУ;

$\eta_{\text{СФ}}$  – фактический КПД сетевого фильтра;

$\eta_{\text{ВФ}}$  – фактический КПД выходного фильтра.

Таким образом, потребляемая установкой ЭЦН мощность складывается из полезной составляющей, расходуемой непосредственно на подъем скважинной жидкости, потерь в станции управления и фильтрах, трансформаторе, колонне НКТ, кабельной линии, ПЭД, протекторе и насосе.

### Выявление эмпирических зависимостей между технологическими параметрами скважин и энергетическими характеристиками

С целью выявления закономерностей между технологическими параметрами скважин, установленного нефтедобывающего оборудования и энер-

гетическими показателями установок ЭЦН был проведен анализ нескольких десятков скважин. Анализировались зависимости потерь мощности, удельных затрат на подъем скважинной жидкости и других параметров от динамического уровня, глубины скважины, мощности ПЭД и др.

В результате получены эмпирические зависимости энергетических показателей установок ЭЦН от технологических параметров скважин и установленного нефтедобывающего оборудования.

В таблице представлены основные параметры анализируемых скважин, эксплуатируемых ЭЦН.

На рис. 1–4 представлены зависимости удельного энергопотребления от следующих параметров соответственно: динамического уровня (рис. 1), глубины скважины (рис. 2), потребляемой электродвигателем мощности (рис. 3), объемного дебита (рис. 4).

На рис. 5–6 представлены зависимости потерь мощности в кабельной линии: от потребляемой электродвигателем мощности (рис. 5), объемного дебита (рис. 6).

На рис. 7 приведена зависимость полных потерь мощности в трансформаторе от потребляемой электродвигателем мощности.

Из рис. 1 и 2 видно, что зависимости удельного потребления электроэнергии от динамического уровня и глубины скважины имеют практически линейный характер, как и следует из выражений (1) и (2).

Как показывают рис. 3 и 4, с увеличением мощности ПЭД и дебита удельные затраты электроэнергии снижаются. Это логично, так как именно эксплуатация малодобитного фонда скважин связана с высокими энергозатратами [18–20].

Потери в кабельной линии от потребляемой электродвигателем мощности (см. рис. 5) и дебита (см. рис. 6) возрастают, так как зависят от квадрата тока, что следует из выражения (4).

Основные параметры скважин, эксплуатируемых ЭЦН

| Номер скважины | Глубина скважины, м | Динамический уровень, м | Объемный дебит, м <sup>3</sup> /сут | Потребляемая насосом мощность, кВт | Потери мощности в КЛ, кВт | Удельное энергопотребление, кВт·ч/м <sup>3</sup> |
|----------------|---------------------|-------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|---------------------------|--|
| 1              | 1672                | 1600                    | 11,27                               | 19,19                              | 0,79                      | 20,2   |
| 2              | 1587                | 1100                    | 14,49                               | 21,64                              | 1,54                      | 11,6   |
| 3              | 1620                | 1350                    | 21,50                               | 22,00                              | 1,21                      | 13,3   |
| 4              | 1721                | 1680                    | 17,82                               | 23,60                              | 2,14                      | 17,2   |
| 5              | 1700                | 1600                    | 14,49                               | 19,75                              | 0,99                      | 18,7   |
| 6              | 1477                | 1400                    | 14,26                               | 68,16                              | 3,61                      | 7,5  |
| 7              | 1700                | 1600                    | 34,04                               | 25,63                              | 16,38                     | 18,5   |
| 8              | 1758                | 1200                    | 15,52                               | 24,08                              | 1,87                      | 12,9   |
| 9              | 1744                | 1700                    | 17,48                               | 39,00                              | 1,60                      | 10,8   |
| 10             | 1542                | 1350                    | 15,75                               | 18,61                              | 1,01                      | 14,2   |
| 11             | 1690                | 1200                    | 9,89                                | 19,21                              | 1,05                      | 12,2   |
| 12             | 1600                | 1500                    | 44,04                               | 147,14                             | 7,80                      | 10,6   |

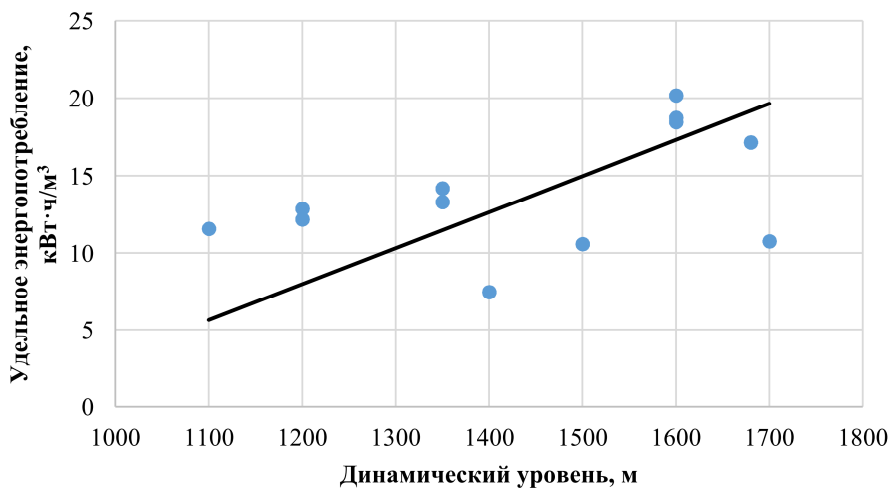


Рис. 1. Зависимость удельного энергопотребления от динамического уровня скважины

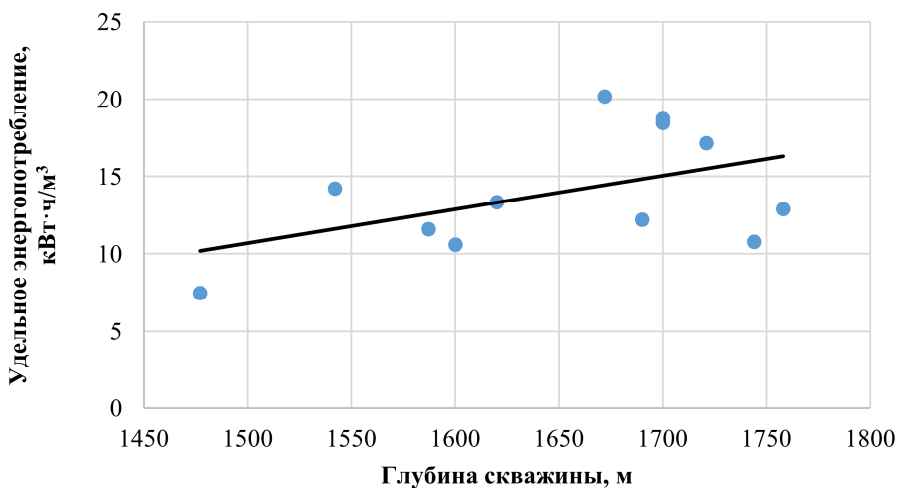


Рис. 2. Зависимость удельного энергопотребления от глубины скважины

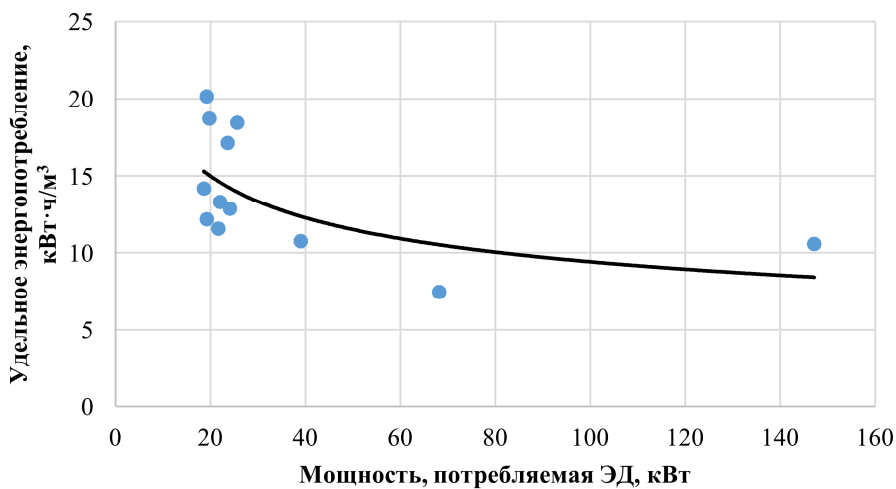


Рис. 3. Зависимость удельного энергопотребления от потребляемой электродвигателем мощности

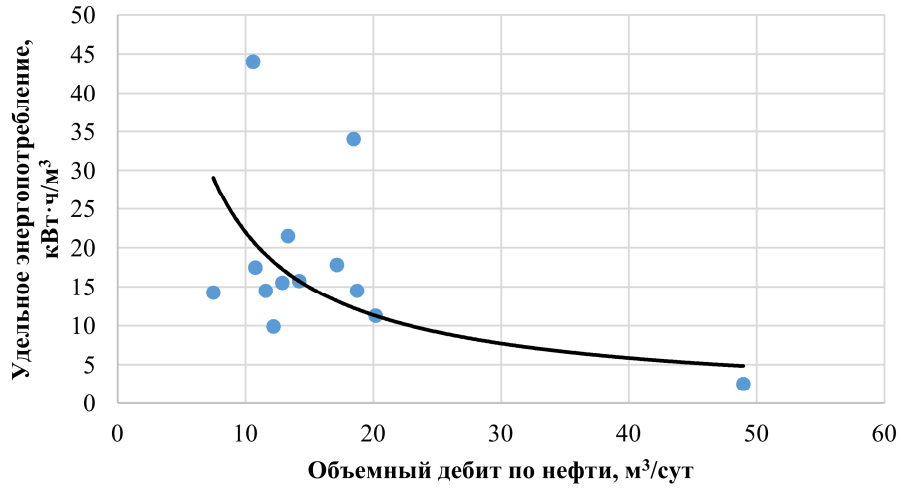


Рис. 4. Зависимость удельного энергопотребления от объемного дебита

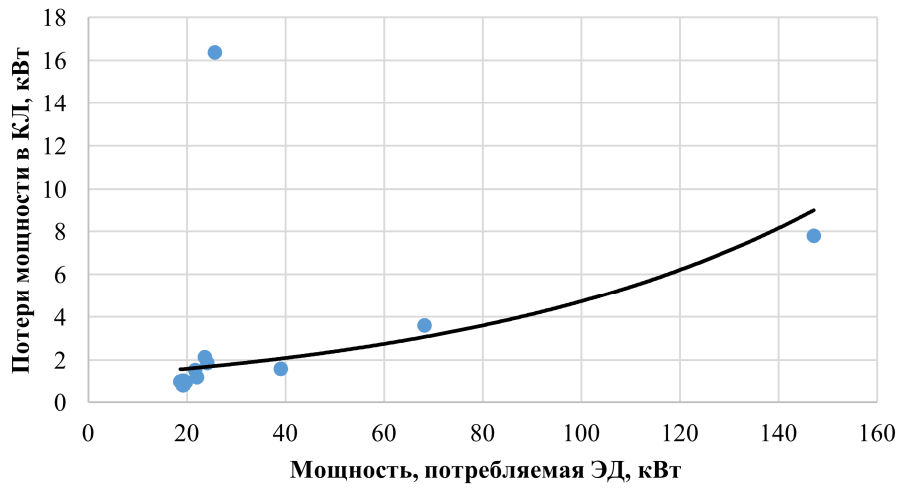


Рис. 5. Зависимость потерь мощности в кабеле от потребляемой электродвигателем мощности

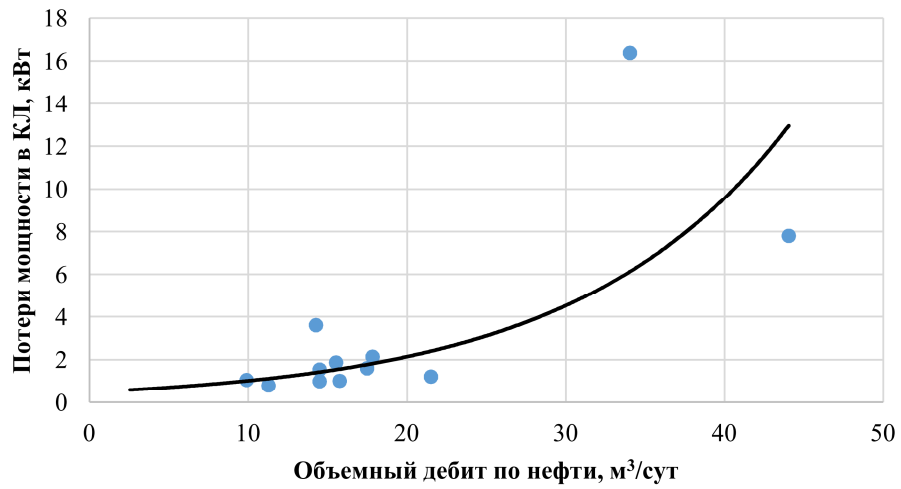


Рис. 6. Зависимость потерь мощности в кабеле от объемного дебита

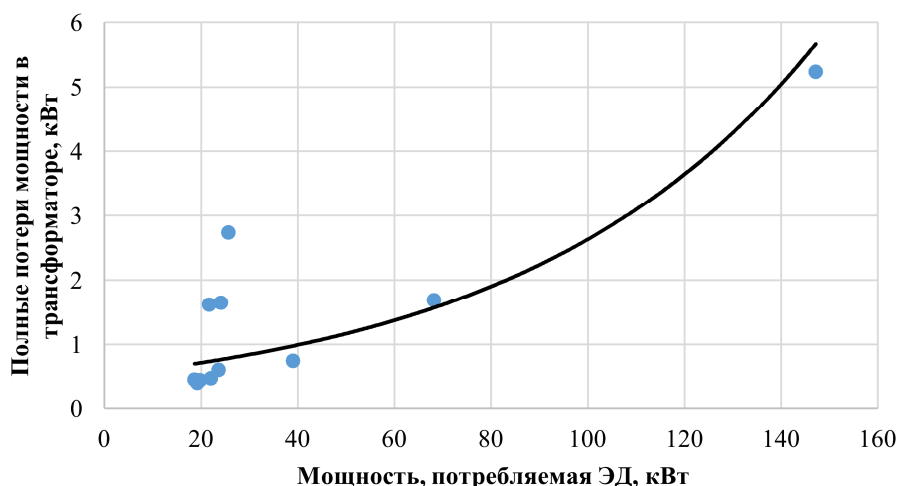


Рис. 7. Зависимость полных потерь мощности в трансформаторе от потребляемой электродвигателем мощности

На рис. 7 приведена зависимость полных потерь мощности в трансформаторе от потребляемой электродвигателем мощности. Зависимость имеет квадратичный характер, что соответствует формуле (5).

Таким образом, анализ практических данных по энергопотреблению подтверждает адекватность модели энергопотребления привода ЭЦН, а также позволяет существенно повысить точность расчетов по данной модели.

#### Выводы

Представлена модель для определения удельных энергетических затрат погружных нефтедобывающих насосов, позволяющая выявить закономерности изменения энергопотребления и потерь мощности в различных элементах насосной установки.

Приведенная модель подтверждена и уточнена на основе полученных эмпирических зависимостей энергетических характеристик насосных установок от технологических параметров скважин.

Выявленные закономерности могут быть использованы в алгоритмах автоматического управления электроприводами скважинных насосов с целью оптимизации режимов их работы и повышения энергоэффективности.

Работа выполнена в рамках проекта 8.1277.2017/ПЧ «Исследования, разработка и внедрение перспективных электромеханических преобразователей для автономных объектов с гибридной силовой установкой».

#### Литература

1. Гарифуллина, Р.Х. Преемственность и специфика программ повышения энергоэффективности и качества технологий освоения углеводородного сырья нефтедобывающей компании на примере ОАО «Татнефть» / Р.Х. Гарифуллина, М.В. Райская // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – Т. 16, № 19. – С. 285–287.

2. Gibbs, S.G. Inferring Power Consumption and Electrical Performance from Motor Speed in Oil-well Pumping Units / S.G. Gibbs, D.L. Miller // IEEE Transactions on Industry Applications. – 1997. – Vol. 33, no. 1. – P. 187–193. DOI: 10.1109/28.567109

3. Хакимьянов, М.И. Управление электроприводами скважинных насосных установок: моногр. / М.И. Хакимьянов. – М.: Инфра-Инженерия, 2017. – 138 с.

4. Permanent Magnet Motor Application for ESP Artificial Lift / Refai A. et al. // North Africa Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers. – 2013. DOI: 10.2118/164666-MS

5. Гизатуллин, Ф.А. Анализ режимов работы электроприводов штанговых скважинных насосных установок / Ф.А. Гизатуллин, М.И. Хакимьянов // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2017. – Т. 13, № 1. – С. 11–18.

6. Brandt, A.R. Oil Depletion and the Energy Efficiency of Oil Production: The Case of California / A.R. Brandt // Sustainability. – 2011. – Vol. 3, no. 10. – P. 1833–1854. DOI: 10.3390/su3101833

7. Корабельников, М.И. Оптимизация режимов работы скважин установками электроцентробежных насосов на современном этапе добычи нефти / М.И. Корабельников // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 29–33. DOI: 10.14529/power170104

8. Корабельников, М.И. Анализ и пути повышения эффективности механизированной добычи нефти из малодобитных скважин в кризисных условиях / М.И. Корабельников, М.Ш. Джунисбеков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2016. – Т. 16, № 1. – С. 75–79. DOI: 10.14529/power160111

9. Study on Changes of Operating Parameters of Variable-speed Driven Pumping Wells [J] / M. Jiang et al. // Oil Field Equipment. – 2010. – Vol. 10. – P. 003.

10. Wu, J.L. *A New Analytical Solution of the Productivity Equation for a Vertical Fractured Well in 3D Anisotropic Oil Reservoirs* / J.L. Wu, Y.T. Liu, H.N. Yang // *Petroleum Science and Technology*. – 2014. – Vol. 32, no. 4. – P. 433–441. DOI: 10.1080/10916466.2011.594832
11. Нгуен, К.К. *Исследование электромеханического комплекса: вентиляно-индукторный электропривод – центробежный насос* / К.К. Нгуен // *Изв. вузов. Электромеханика*. – 2016. – № 4. – С. 55–64. DOI: 10.17213/0136-3360-2016-4-55-64
12. *Global Optimization of Oil Production Systems, a Unified Operational View. Paper SPE 71561* / M. Vázquez et al. // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA*. – 2001. DOI: 10.2118/71561-MS
13. Гончар, А.А. *О критериях оптимизации работы силового трансформатора* / А.А. Гончар // *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. – 2006. – № 1. – С. 26–30.
14. Цицорин, А.Н. *О потерях холостого хода силовых трансформаторов 6–10 кВ* / А.Н. Цицорин // *Электрические станции*. – 2011. – № 3. – С. 48–51.
15. *Adjustable Speed Drive Selection for Electric Submersible Pumps* / C. Schmehl et al. // *Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC), 2014 IEEE*. – IEEE, 2014. – P. 201–216. DOI: 10.1109/PCICon.2014.6961885
16. Sadov, V.B. *Application of Technical and Economic Criterion of Equipment Control with Sucker Rod Pump* / V.B. Sadov, N.V. Plotnikova // *Procedia Engineering*. – 2015. – T. 129. – P. 977–980. DOI: 10.1016/j.proeng.2015.12.154
17. Сипайлов, В.А. *Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым асинхронным приводом* / В.А. Сипайлов, В.Г. Букреев, Н.Ю. Сипайлова // *Изв. вузов. Электромеханика*. – 2009. – № 4. – С. 66–69.
18. *Research on Flexible Variable-speed Control Model and Optimization Method of Rod Pumping Well Based on Genetic Algorithm* / T. Chaodong et al. // *Applied System Innovation (ICASI), 2017 International Conference on*. – IEEE, 2017. – P. 1771–1774. DOI: 10.1109/ICASI.2017.7988285
19. *Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности»* / Ш.Р. Агеев, А.М. Джалаев, И.В. Золотарев и др. // *Бурение и нефть*. – 2013. – № 10. – С. 36–39.
20. Wang, Y. *Remote Monitoring System for Oil Wells Based on GPRS Technology* / Y. Wang, M. Hou // *Computer Engineering and Technology (ICCET), 2010 2nd International Conference on*. – IEEE, 2010. – T. 7. – P. V7-607–V7-611. DOI: 10.1109/ICCET.2010.5485637

**Гизатуллин Фарит Абдулганеевич**, д-р техн. наук, профессор, кафедра «Электромеханика», Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа; elaint@yandex.ru.

**Хакимьянов Марат Ильгизович**, канд. техн. наук, доцент, кафедра «Электротехника и электрооборудование предприятий», Уфимский государственный нефтяной технический университет; докторант кафедры «Электромеханика», Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа; hakimyanovmi@gmail.com.

**Семисынов Роман Александрович**, магистрант, кафедра «Электротехника и электрооборудование предприятий», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа; ramon-seven-23@mail.ru.

**Шафиков Игорь Наилевич**, аспирант, кафедра «Автоматизация технологических процессов и производств», Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа; shafikov\_in@mail.ru.

*Поступила в редакцию 28 июня 2017 г.*

## ENERGY CHARACTERISTICS OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP DRIVES

F.A. Gizatullin<sup>1</sup>, elaint@yandex.ru,  
M.I. Khakimyanov<sup>1,2</sup>, hakimyanovmi@gmail.com,  
R.A. Semisynov<sup>2</sup>, ramon-seven-23@mail.ru,  
I.N. Shafikov<sup>2</sup>, shafikov\_in@mail.ru

<sup>1</sup> Ufa State Aviation Technical University, Ufa, Russian Federation,

<sup>2</sup> Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

Oil production using submersible electric centrifugal pumps is associated with high-energy costs. The article presents the data on the prevalence and significance of this method of wells operating for the domestic oil industry and provides a model for determining the specific energy costs for output raising. With the help of this model, it is possible to calculate not only the unit costs of electric power, but also to determine the losses in each element of the downhole pumping unit. Based on the model, it is also proposed to optimize well operation modes and electric drive operation which will minimize unproductive losses in all pump unit elements.

In order to improve the accuracy of calculations for the proposed model, the energy characteristics of several dozen wells were analyzed, the relationships between the main technological parameters of the wells and the installed oil production equipment and such characteristics as specific power consumption, power losses in various elements of the pumping unit were constructed.

The conducted analysis revealed the regularities that can be used in the algorithms for automatic control of electric drives of borehole pumps with the purpose of optimizing their operating modes and increasing energy efficiency.

*Keywords:* well, electric submersible pump, submersible motor, specific energy consumption, energy loss, energy efficiency.

The work is done in the framework of the project 8.1277.2017/HR “Research, development and introduction of advanced Electromechanical converters for Autonomous objects with a hybrid power plant”.

### References

1. Garifullina R.Kh., Rajskaia M.V. [Continuity and Specificity of Programs for Increasing Energy Efficiency and Quality of Hydrocarbon Development Technologies for the Oil Producing Company by the Example of OJSC “Tatneft”]. *Vestnik Kazanskogo Tekhnologicheskogo Universiteta* [Bulletin of Kazan Technological University], 2013, vol. 16, no. 19, pp. 285–287 (in Russ.)
2. Gibbs S.G., Miller D.L. Inferring Power Consumption and Electrical Performance from Motor Speed in Oil-Well Pumping Units. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 1997, vol. 33, no. 1, pp. 187–193. DOI: 10.1109/28.567109
3. Khakimyanov M.I. *Upravleniye Elektroprivodami Skvazhinnykh Nasosnykh Ustanovok: Monografiya* [Control of Electric Drives of Well Pumping Units: Monograph], Moscow, Infra-Inzheneriya Publ., 2017. 138 p.
4. Refai A. et al. Permanent Magnet Motor Application for ESP Artificial Lift. North Africa Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 2013. DOI: 10.2118/164666-MS
5. Gizatullin F.A., Khakimyanov M.I. [Operating Mode Analysis of the Oilwells Sucker Rod Pump Units Drives]. *Elektrotekhnicheskiye i Informatsionnyye Kompleksy i Sistemy* [Electrical and Data Processing Facilities and Systems], 2017, vol. 13, no. 1, pp. 11–18 (in Russ.)
6. Brandt A.R. Oil Depletion and the Energy Efficiency of Oil Production: The Case of California”, *Sustainability*, 2011, vol. 3, no. 10, pp. 1833–1854. DOI: 10.3390/su3101833
7. Korabel'nikov M.I. Optimization of Wells Operation Modes by Means of Electrical Submersible Pumping Unit at the Present Stage of Oil Production. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, vol. 17, no. 1, pp. 29–33. (in Russ.) DOI: 10.14529/power170104
8. Korabel'nikov M.I., Junisbekov M.Sh. Analysis and Ways of Increasing the Efficiency of Artificial Oil Lift from Marginal Wells in a Down Economy. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2016, vol. 16, no. 1, pp. 75–79. (in Russ.) DOI: 10.14529/power160111
9. Jiang M. et al. Study on Changes of Operating Parameters of Variable-speed Driven Pumping Wells [J]. *Oil Field Equipment*, 2010, iss. 10, pp. 003.



10. Wu J.L., Liu Y.T., Yang H.N. A New Analytical Solution of the Productivity Equation for a Vertical Fractured Well in 3D Anisotropic Oil Reservoirs. *Petroleum Science and Technology*, 2014, vol. 32, no. 4, pp. 433–441. DOI: 10.1080/10916466.2011.594832
11. Nguyen Q.K. [Research the Electromechanical Complex: Switched Reluctance Drive – Centrifugal Pump]. *Izv. Vuzov. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2016, no. 4, pp. 55–64 (in Russ.) DOI: 10.17213/0136-3360-2016-4-55-64
12. Vázquez M. et al. Global Optimization of Oil Production Systems, a Unified Operational View. Paper SPE 71561. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, LA, 2001. DOI: 10.2118/71561-MS
13. Gonchar A.A. [On the Criteria for Optimizing the Operation of a Power Transformer]. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy i Energeticheskikh Ob'yedineniy SNG* [Power Engineering. Izvestiya of Higher Educational Institutions and Energy Associations of the CIS], 2006, no. 1, pp. 26–30 (in Russ.)
14. Tsitsorin A.N. [On the Loss of Idling Power Transformers 6-10 kV]. *Power Technology and Engineering*, 2011, no. 3, pp. 48–51. (in Russ.)
15. Schmehl C. et al. Adjustable Speed Drive Selection for Electric Submersible Pumps. *Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC), 2014 IEEE*, IEEE, 2014, pp. 201–216. DOI: 10.1109/PCICon.2014.6961885
16. Sadov V.B., Plotnikova N.V. Application of Technical and Economic Criterion of Equipment Control with Sucker Rod Pump. *Procedia Engineering*, 2015, vol. 129, pp. 977–980. DOI: 10.1016/j.proeng.2015.12.154
17. Sipaylov V.A., Bukreyev V.G., Sipaylova N.Yu. [Optimal Control of the Electric Submersible Pump Unit with Variable Frequency AC Drive]. *Izv. Vuzov. Elektromekhanika* [Russian Electromechanics], 2009, no. 4, pp. 66–69. (in Russ.)
18. Chaodong T. et al. Research on Flexible Variable-speed Control Model and Optimization Method of Rod Pumping Well Based on Genetic Algorithm. *Applied System Innovation (ICASI), 2017 International Conference on*, IEEE, 2017, pp. 1771–1774. DOI: 10.1109/ICASI.2017.7988285
19. Ageev Sh.R., Jalaev A.M., Zolotarev I.V., Ermakova A.S., Poshvin E.V. [Software Products NovometSel-Pro, ESP Calculator, Energy Efficiency Calculation Program]. *Bureniye i Neft* [Drilling and Oil], 2013, no. 10, pp. 36–39 (in Russ.)
20. Wang Y., Hou M. Remote Monitoring System for Oil Wells Based on GPRS Technology. *Computer Engineering and Technology (ICCET), 2010 2nd International Conference on*, IEEE, 2010, vol. 7, pp. V7-607–V7-611. DOI: 10.1109/ICCET.2010.5485637

**Received 28 June 2017**

---

### ОБРАЗЕЦ ЦИТИРОВАНИЯ

Энергетические характеристики электроприводов погружных нефтедобывающих насосов / Ф.А. Гизатуллин, М.И. Хакимьянов, Р.А. Семисынов, И.Н. Шафиков // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17, № 4. – С. 24–32. DOI: 10.14529/power170403

### FOR CITATION

Gizatullin F.A., Khakimyanov M.I., Semisynov R.A., Shafikov I.N. Energy Characteristics of Electric Submersible Pump Drives. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*, 2017, vol. 17, no. 4, pp. 24–32. (in Russ.) DOI: 10.14529/power170403

---