

UDC 631.5:502:622.276

**ANALYSIS OF ENERGY LOSSES IN THE TECHNOLOGICAL
ELEMENTS OF WELL OIL-EXTRACTING PUMPS UNITS**

**АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭНЕРГИИ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ЭЛЕМЕНТАХ УСТАНОВОК СКВАЖИННЫХ
НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ НАСОСОВ**

R.A. Semisynov, Ye.S. Kiselev, M.I. Khakimyanov

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation**

Семисынов Р.А., Киселев Е.С., Хакимьянов М.И.

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет» г. Уфа, Российская Федерация**

Abstract. Borehole mechanized production is the most energy-intensive process in the oil and gas companies. Among all the methods of operation of wells on the main fields of the Russian Federation is the use of electric pumps driven by submersible motors. Borehole installation of electric pumps have low efficiencies and high specific power consumption - up to 10 ... 15 kW · h / m³ of liquid. Therefore, in the current climate of ever-increasing electricity tariffs oil producers are trying to find ways to reduce energy consumption for artificial lift and thus reduce its cost.

Consumable units of electric pump energy is expended to lift wellbore fluids, as well as losses in all elements of the installation: to an upstream device in a pump, in the tread, in the submersible motor, a cable line, a transformer, a control station and a network, and input filter. The problem of optimizing power plant submersible pumps is reduce to determination such modes in which unproductive power losses will be minimal.

Despite the fact that the power consumption of any of the elements of the pump unit can be calculate by known analytical expressions, the task of analyzing the effectiveness of a particular well operation is a difficult task. In fact, the power consumption is affect by many technical and operational parameters, such as density, viscosity and water content drilling fluid, gas content, and temperature and pressure gradients along the well bore, the characteristics of the set and other pumping equipment.

In this article, the authors examine the methods for determining losses in all elements of the well pump installation, as well as a chart of losses calculated for one of the wells. It is concluded that the definition of standard specific energy consumption and compare it with the actual value allows you to draw conclusions about the energy efficiency of operation of each individual well and identify ways to improve it.

Аннотация. Скважинная механизированная добыча является самым энергоемким технологическим процессом на предприятиях нефтегазового комплекса. Среди всех способов эксплуатации скважин основным на месторождениях РФ является использование электроцентробежных насосов с приводом от погружных двигателей. Скважинные установки электроцентробежных насосов имеют невысокие значения КПД и большое удельное энергопотребление – до 10...15 кВт·ч/м³ жидкости. Поэтому в настоящее время в условиях постоянно растущих тарифов на электроэнергию нефтедобывающие предприятия стремятся найти пути сокращения энергозатрат на механизированную добычу нефти и тем самым снизить ее себестоимость.

Потребляемая установками электроцентробежных насосов энергия расходуется на подъем скважинной жидкости, а также на потери во всех элементах установки: в предвключенном устройстве, в насосе, в протекторе, в погружном электродвигателе, в кабельной линии, в трансформаторе, в станции управления, а также в сетевом и входном фильтрах. Задача оптимизации энергопотребления установок скважинных

насосов сводится к определению таких режимов работы, при которых непродуктивные потери электроэнергии будут минимальными.

Несмотря на то, что потребление мощности в любом из элементов насосной установки можно рассчитать по известным аналитическим выражениям, задача анализа 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 других.

В статье авторы рассматривают методы определения потерь во всех элементах скважинной насосной установки, а также приводят диаграмму потерь, рассчитанную для одной из скважин. Сделан вывод, что определение нормативного удельного энергопотребления и сравнение его с фактическим значением позволяет сделать выводы об энергетической эффективности эксплуатации каждой конкретной скважины и определить способы ее повышения.

Key words: electric submersible pump, submersible motor, variable frequency drive, specific energy consumption, loss of power, energy efficiency.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, погружной электродвигатель, частотно-регулируемый привод, удельное энергопотребление, потери мощности, энергетическая эффективность.

Nowadays control and planning costs for the oil companies are necessary measure due to the constant fluctuating oil prices and difficult economic conditions. Companies have to deal with the optimization of energy consumption of its manufacturing processes. The most energy-intensive process in the oil and gas companies is a well mechanized mining [1].

The main methods of downhole oil production is the use of plants of electric submersible pumps (ESP) and sucker rod pumps. Currently, due to the necessity of development of deposits with viscous hard to recover reserves are beginning to take root installation of screw pumps with superficial or deep drive. Injection and vibrating pumps rarely used in the experimental wells [2].

The efficiency of energy consumption in the operation of wells is characterized by parameters such as specific energy consumption in the production of a unit volume of drilling fluid (volume specific energy consumption) or unit mass of oil (mass specific energy consumption) [3].

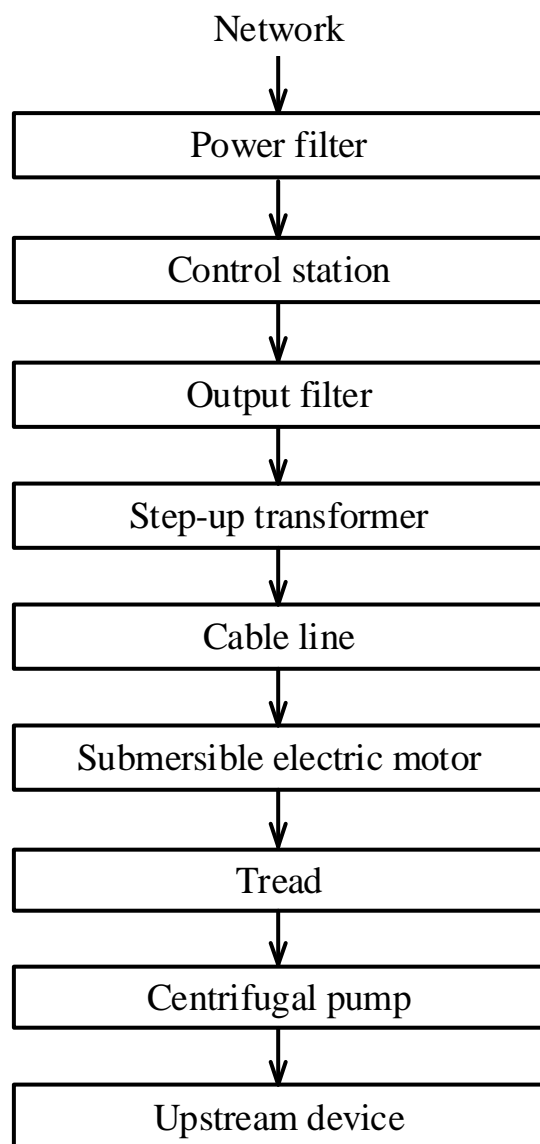


Figure 1. Scheme of ESP as consumer of electricity

Consumable units ESP energy expended to lift wellbore fluids, as well as losses in all elements of the installation [4]: in the upstream device, the pump, in the tread, in the submersible electric motor, a cable line, a transformer, a control station, and an input filter network (Figure 1).

Despite of the fact that the power consumption of any system components of ESP could be calculate by the known analytical expressions, the task of analyzing the effectiveness of a particular well operation is a difficult task. In fact, the power consumption is affect by many technical and operational parameters, such as density, viscosity and water content drilling fluid, gas content, and temperature and

pressure gradients along the well bore, the characteristics of the set and other pumping equipment.

Useful capacity, expended by a pump to lift the well fluid is relate to the needs of pressure and flow:

$$P_{UC} = p_{need} \cdot Q_{sec}, \quad (1)$$

$$p_{need} = \rho_m \cdot g \cdot H_{dyn} + p_{buf} - p_{g1} - p_{g2} + \rho_m \cdot g \cdot h, \quad (2)$$

where Q_{sec} – pump flow for the second, m^3/sec ;

p_{need} – needful pressure pump, Pa;

ρ_m – density of the mixture, kg/m^3 .

g – acceleration of gravity, $g = 9,81 m/sec^2$;

H_{dyn} – the depth of the dynamical level, m;

$P_{buf.}$ – buffering pressure, Pa;

p_{g1} – work pressure gas on "slaughter - pump intake", Pa;

p_{g2} – work pressure gas on "injection pump - wellhead", Pa;

h – friction losses in the fluid column of PCP (Pumping and Compression Pipe), m.

Power consumption of upstream devices taken from the documentation of the equipment. When adjusting the speed of the pump power of the upstream device should lead to the actual speed [5].

The power loss in the submersible centrifugal pump defined its efficiency for a given load. Consumption power by tread or hydro protection provides to the passport documents (depending on the power of the set engine).

If the installation is operating at a speed different from the nominal, the actual power consumed by the hydro protection is correcting [6]:

$$P_{con} = P_{con, nom} \left(\frac{n_f}{n_{nom.}} \right), \quad (3)$$

where $P_{con, nom}$ – capacity, consuming by tread on nominal rotation frequency, kW;

n_f – actual rotation speed, rpm;

n_{nom} – nominal rotation speed, rpm.

Active power consumption of the submersible motor, the sum of the capacity of the pump, the tread and the upstream device, and includes losses in the motor:

$$P_{sub-m} = P_p + P_{UD} + P_{tr} + \Delta P_{sub-m} = \left(\frac{P_p + P_{UD} + P_{tr}}{\eta_{sub-m,f}} \right), \quad (4)$$

where P_p – capacity, consumed by pump, kW;

P_{tr} – capacity, consumed by tread, kW;

P_{UD} – capacity, consumed by upstream device, kW;

$\eta_{sub-m,f}$ – actual efficiency of electric engine.

Actual efficiency of electric engine $\eta_{sub-m,f}$ determine by its performance in different modes of operation.

Losses in cable lines for ESP very significant, because cable length somewhere between 3 and 4 kilometers:

$$\Delta P_{CL} = \frac{1,732 \cdot \rho \cdot L_{CAB} [1 + \alpha(T_{CAB} - 20)] \cdot I^2}{F}, \quad (5)$$

where ρ – material resistivity of the cable, Ohm·m (for copper $\rho = 0,0195 \cdot 10^{-6}$ Ohm·m);

α – thermal expansion coefficient (for copper $\alpha = 0,0041$),

L_{cab} – cable length, m;

T_{cab} – average temperature of the cable, °C;

I – operating current, A;

F – sectional area of conductor, m².

Determination of the average temperature of the cable is quite a challenge, as the temperature varies with the depth of the borehole according to the geothermal gradient, self-heating occurs in cable current flow, heat transfer through the shell to the borehole fluid, the fluid is heated by heat released by operating the pump unit.

Power loss in the step-up transformer [7, 8]:

$$\Delta P_T = \Delta P_I + \Delta P_P = \Delta P_I + \Delta P_{SC} \left(\frac{S}{S_{NOM}} \right)^2, \quad (6)$$

$$S = \frac{P_{EM} + \Delta P_{CL}}{\cos \phi}. \quad (7)$$

where ΔP_I – idling losses shown in the passport data, W;

ΔP_{sc} – short circuit losses shown in the passport data, W;

S_{nom} – nominal full capacity of transformer, V·A;

S – load capacity of transformer, V·A.

Power loss at CS (control station) should give by manufacturer's documentation. ΔP_{SM} or efficiency – η_{SM} can be set as power losses. In the end, power losses can be calculating according the formula:

$$\Delta P_{CS} = (P_{EM} + \Delta P_{CL} + \Delta P_T) \cdot (1 - \eta_{CS}). \quad (8)$$

If the CS is not a part of power semiconductor converters, such as frequency converter or soft starter device, the main consumers are the controller, telecommunication modem lights. Their power requirements, we assume losses in control circuits P_{CC} .

If CS is equipped with a frequency converter, it is further necessary to consider the efficiency of the inverter. In this case, the losses of CS will determine and the value of efficiency, losses and control circuits P_{CC} :

$$\Delta P_{CS} = (P_{EM} + \Delta P_{CL} + \Delta P_T) \cdot (1 - \eta_{CS}) + P_{CC}. \quad (9)$$

In the standard documentation on filter performance of their energy efficiency are not given. Indicators of energy efficiency should be efficiency or power loss. However, in many cases, the losses in the filters already included in total losses of CS's with FCD (frequency controlled drive) [9, 10].

Thus, the total active power consumed by plant of ESP:

$$P_{\Sigma} = P_{EM} + \Delta P_{CL} + \Delta P_T + \Delta P_{CS} + \Delta P_{PF} + \Delta P_{IF}, \quad (10)$$

or

$$P_{\Sigma} = \frac{(P_{EM} + \Delta P_{CL} + \Delta P_T)}{\eta_{CS} \cdot \eta_{PF} \cdot \eta_{OF}}, \quad (11)$$

where P_{EM} – active capacity, consumed by electric motor, kW;

ΔP_{CL} – losses of active capacity in cable line, kW;

ΔP_T – losses of active capacity in transformer, kW;

ΔP_{CS} – losses of active capacity in CS, kW;

ΔP_{PF} – losses of active capacity in power filter, kW;

ΔP_{IF} – losses of active capacity in input filter, kW;

η_{CS} – actual efficiency of CS;

η_{PF} – actual efficiency of power filter;

η_{OF} – actual efficiency of output filter.

The structure of the power losses in nodes of ESP for well №1835 shown in table 1, and the graph of losses - on Figure 2. The power consumption of ESP consists of the losses in the control station ΔP_{CY} (3,63 kW), the transformer ΔP_T (4,53 kW) in the tube of PCP ΔP_{PCP} (0,14 kW), the cable line ΔP_{CL} (8,31 kW) and power consumption of the submersible electric motor P_{EM} (146,8 kW). Specific electricity consumption of ESP consists of volumetric energy intensity setting ESP $W_{S,E-C}$ (10,53 kW·h/m³) and mass-specific energy installation ESP $W_{S,M}$ (103,14 kW·h/t). Specific energy consumption, given to the depth of the well is determined from the volumetric energy intensity setting ESP $W_{S,V}$ (7,02 kW·h/m³) and mass-specific energy installation ESP $W_{S,M}$ (68,76 kW·h/t).

Table 1. Structure of power losses in nodes of ESP

	kW	%
Losses in control station ΔP_{CS}	3,63	2,21
Losses in transformer ΔP_T	5,20	3,17
Losses in cable line ΔP_{CL}	8,31	5,07
Losses in EM ΔP_{EM}	25,70	15,68
Losses in pump ΔP_{CP}	64,20	39,16
Useful capacity of pump P_{UC}	56,90	34,71
Losses in control station ΔP_{CS}	163,94	100,00

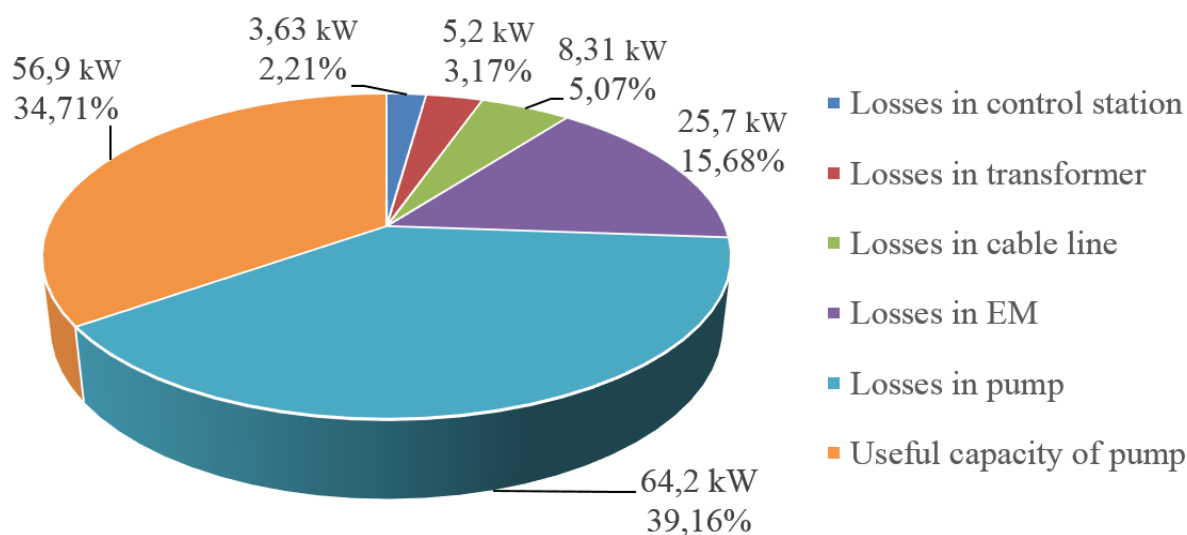


Figure 2. Structure of power losses in nodes of ESP

Conclusions

Thus, based on the set of material could be the following conclusions:

1 The most energy-intensive process at the oil companies is a mechanized borehole mining, which accounts for more than 50% of the electricity consumed.

2 Over 54% of all wells in the RF plant operator ESP, with these wells recovered about 75% of the oil produced. Therefore, it is downhole ESP plants which particular interest in terms of research unproductive power losses and optimization of operating conditions.

3 The efficiency of energy consumption in the operation of wells is characterized by parameters such as specific energy consumption in the production of a unit volume of drilling fluid (volume specific energy consumption) or unit mass of oil (mass specific energy consumption).

4 Determining the specific regulatory power plant of ESP and its comparison with the actual value allows you to draw conclusions about the energy efficiency of operation of each individual well and identify ways to improve it.

Контроль и планирование затрат на сегодняшний день являются для нефтедобывающих компаний вынужденной мерой в связи с постоянными колебаниями цен на нефть и тяжелыми экономическими условиями. Предприятия вынуждены заниматься оптимизацией потребления энергоресурсов своих технологических процессов. Самым энергозатратным технологическим процессом на предприятиях нефтегазового комплекса является скважинная механизированная добыча [1].

Основными способами скважинной добычи нефти является использование установок электроцентробежных насосов (ЭЦН) и штанговых глубинных насосов. В настоящее время в связи с необходимостью разработки месторождений с вязкими трудноизвлекаемыми запасами начинают активно внедряться установки винтовых насосов с поверхностным либо глубинным приводом. Инжекторные и вибрационные насосы используются достаточно редко на экспериментальных скважинах [2].

Эффективность расхода энергии при эксплуатации скважин характеризуется такими параметрами как удельное энергопотребление на добычу единицы объема скважинной жидкости (объемное удельное энергопотребление) или единицу массы нефти (массовое удельное энергопотребление) [3].

Потребляемая установками ЭЦН энергия расходуется на подъем скважинной жидкости, а также на потери во всех элементах установки [4]: в предвключенном устройстве, в насосе, в протекторе, в погружном электродвигателе, в кабельной линии, в трансформаторе, в станции управления, а также в сетевом и входном фильтрах (рисунок 1).

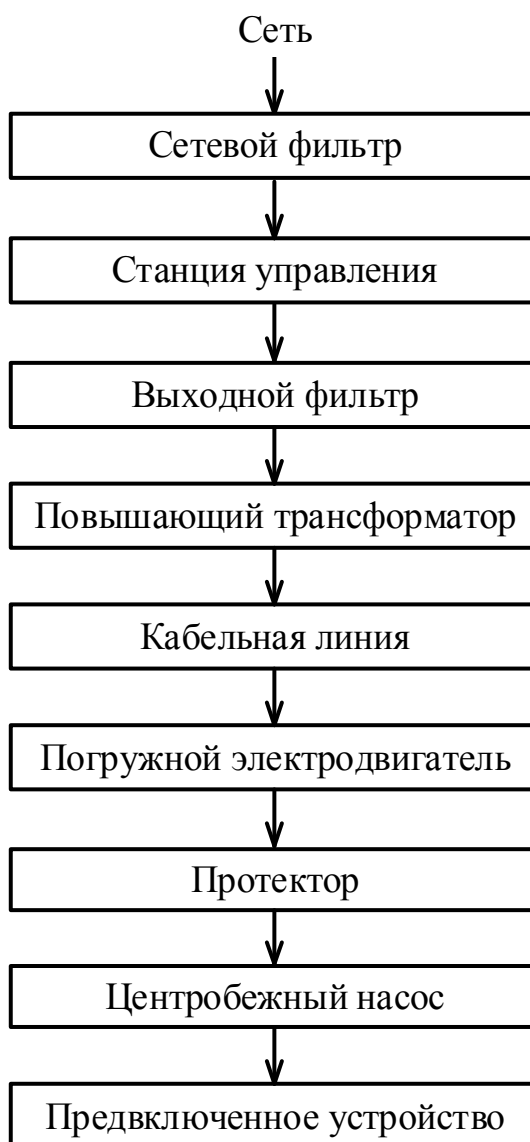


Рисунок 1. Схема ЭЦН, как потребителя электрической энергии

Несмотря на то, что потребление мощности в любом из элементов установки ЭЦН можно рассчитать по известным аналитическим выражениям, задача анализа 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 других.

Полезная мощность, затрачиваемая насосом на подъем скважинной жидкости, связана с потребным давлением и подачей:

$$P_{\text{ПМ}} = P_{\text{ПОТР.}} \cdot Q_{\text{С}}, \quad (1)$$

$$P_{\text{ПОТР.}} = \rho_{\text{Ж}} \cdot g \cdot H_{\text{ДИН.}} + P_{\text{БУФ.}} - P_{\text{Г1}} - P_{\text{Г2}} + \rho_{\text{Ж}} \cdot g \cdot h, \quad (2)$$

где $Q_{\text{С}}$ – секундная подача насоса, $\text{м}^3/\text{с}$;

$P_{\text{ПОТР.}}$ – потребное давление насоса, Па;

$\rho_{\text{Ж}}$ – плотность смеси, $\text{кг}/\text{м}^3$.

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$;

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

$P_{\text{БУФ.}}$ – буферное давление, Па;

$P_{\text{Г1}}$ – давление работы газа на участке "забой – прием насоса", Па;

$P_{\text{Г2}}$ – давление работы газа на участке "нагнетание насоса – устье скважины", Па;

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

Потребляемая предвключенными устройствами мощность берется из документации на данное оборудование. При регулировании частоты вращения насоса мощность предвключенных устройств должна приводиться к фактической скорости вращения [5].

Потери мощности в погружном центробежном насосе определяются его КПД при данной нагрузке. Потребляемая протектором или гидрозащитой мощность приводится в паспортной документации (в зависимости от мощности комплектного двигателя).

Если установка работает при частоте вращения, отличной от номинальной, то фактическая мощность, потребляемая гидрозащитой корректируется [6]:

$$P_{\text{ПР.}} = P_{\text{ПР.Н.}} \left(\frac{n_{\text{Ф.}}}{n_{\text{НОМ.}}} \right), \quad (3)$$

где $P_{\text{пр.н.}}$ – мощность, потребляемая протектором при номинальной частоте вращения, кВт;

$n_{\text{ф.}}$ – фактическая скорость вращения, об/мин;

$n_{\text{ном.}}$ – номинальная скорость вращения, об/мин.

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

$$P_{\text{пэд}} = P_{\text{цн}} + P_{\text{пу}} + P_{\text{пр}} + \Delta P_{\text{пэд}} = \left(\frac{P_{\text{цн}} + P_{\text{пу}} + P_{\text{пр}}}{\eta_{\text{пэд.ф.}}} \right), \quad (4)$$

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.

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

$$\Delta P_{\text{кл}} = \frac{1,732 \cdot \rho \cdot L_{\text{каб.}} [1 + \alpha(T_{\text{каб.}} - 20)] \cdot I^2}{F}, \quad (5)$$

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

α – 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, м².

Определение средней температуры кабеля является достаточно сложной задачей, так как температура скважины изменяется с глубиной в соответствии с геотермическим градиентом, происходит самонагрев кабеля протекающим током, теплообмен через оболочку со скважинной жидкостью, нагрев жидкости теплотой, выделяемой работающим насосным агрегатом.

Потери мощности в повышающем трансформаторе [7, 8]:

$$\Delta P_{\text{ТР}} = \Delta P_{\text{Х}} + \Delta P_{\text{МД}} = \Delta P_{\text{Х}} + \Delta P_{\text{К}} \left(\frac{S}{S_{\text{НОМ.}}} \right)^2, \quad (6)$$

$$S = \frac{P_{\text{ПЭД}} + \Delta P_{\text{КЛ}}}{\cos \phi}. \quad (7)$$

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, В·А;

S – мощность нагрузки трансформатора, В·А.

Потери мощности на СУ (станции управления) 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:

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

Если в составе СУ нет силовых полупроводниковых преобразователей, таких как преобразователь частоты или устройство плавного пуска, то основными потребителями являются контроллер, телекоммуникационный модем, индикаторы. Потребляемую ими мощность будем считать потерями в цепях управления $P_{\text{ЦУ}}$:

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 $P_{ЦУ}$:

$$\Delta P_{СУ} = (P_{ПЭД} + \Delta P_{КЛ} + \Delta P_{ТР}) \cdot (1 - \eta_{СУ}) + P_{ЦУ}. \quad (9)$$

В нормативной документации на фильтры показатели 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 ЧРП [9, 10].

Таким образом, суммарная активная мощность, потребляемая установкой ЭЦН:

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

или

$$P_{\Sigma} = \frac{(P_{ПЭД} + \Delta P_{КЛ} + \Delta P_{ТР})}{\eta_{СУ} \cdot \eta_{СФ} \cdot \eta_{ВФ}}, \quad (11)$$

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

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

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

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

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

$\Delta P_{ВФ}$ – потери активной мощности во входном фильтре, кВт;

$\eta_{СУ}$ – фактический КПД СУ;

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

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

Структура потерь мощности в узлах ЭЦН для скважины №1835 приведена в таблице 1, а диаграмма потерь – на рисунке 2. Потребляемая ЭЦН мощность складывается из потерь в станции управления $\Delta P_{СУ}$

(3,63 кВт), в трансформаторе ΔP_{TR} (4,53 кВт), в колонне НКТ $\Delta P_{НКТ}$ (0,14 кВт), в кабельной линии $\Delta P_{КЛ}$ (8,31 кВт) и мощности, потребляемой погружным электродвигателем $P_{ПЭД}$ (146,8 кВт). Удельное электропотребление ЭЦН складывается из объемного удельного энергопотребления установки ЭЦН $W_{уд.об.}$ (10,53 кВт·ч/м³) и массового удельного энергопотребления установки ЭЦН $W_{уд.м.}$ (103,14 кВт·ч/т). Удельный расход электроэнергии, приведенный к глубине скважины определяется из объемного удельного энергопотребления установки ЭЦН $W_{уд.об.}$ (7,02 кВт·ч/м³) и массового удельного энергопотребления установки ЭЦН $W_{уд.м.}$ (68,76 кВт·ч/т).

Таблица 1. Структура потерь мощности в узлах ЭЦН

	кВт	%
Потери в станции управления $\Delta P_{СУ}$	3,63	2,21
Потери в трансформаторе ΔP_{TR}	5,2	3,17
Потери в кабельной линии $\Delta P_{КЛ}$	8,31	5,07
Потери в ПЭД $\Delta P_{ПЭД}$	25,7	15,68
Потери в насосе $\Delta P_{ЦН}$	64,2	39,16
Полезная мощность насоса $P_{ПМ}$	56,9	34,71
Суммарная потребляемая мощность установки P_{Σ}	163,94	100,0

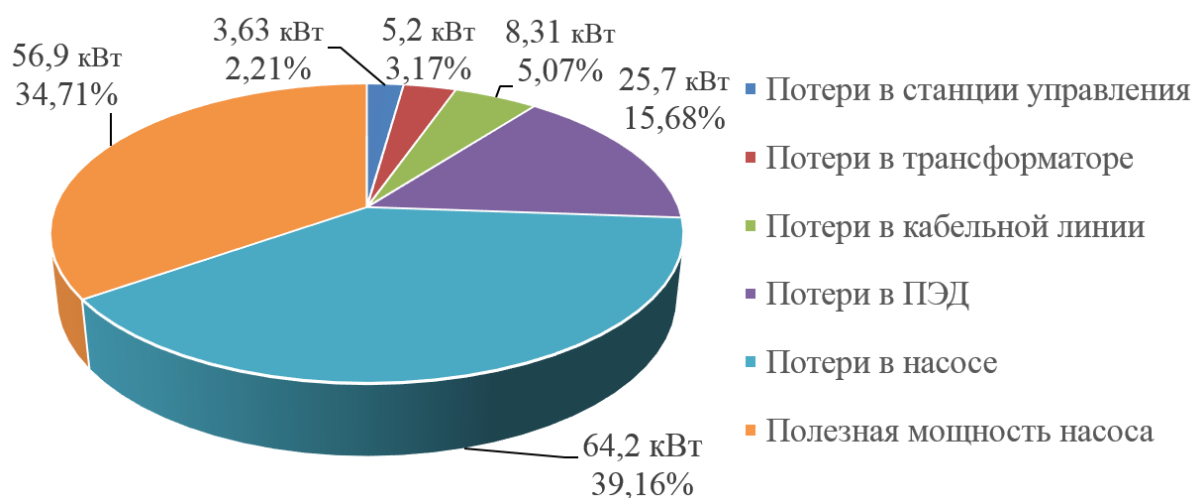


Рисунок 2. Структура потерь мощности в узлах установки ЭЦН

Выводы

Таким образом, на основании изложенных материалов могут быть сделаны следующие выводы:

1 Самым энергоемким технологическим процессом на нефтедобывающих предприятиях является механизированная скважинная добыча, на долю которой приходится более 50% всей потребляемой электроэнергии.

2 Свыше 54% всего фонда скважин в РФ эксплуатируется установками ЭЦН, при этом из этих скважин извлекается около 75% всей добываемой нефти. Поэтому именно скважинные установки ЭЦН представляют особый интерес в плане исследования непродуктивных потерь мощности и оптимизации режимов эксплуатации.

3 Эффективность расхода энергии при эксплуатации скважин характеризуется такими параметрами как удельное энергопотребление на добычу единицы объема скважинной жидкости (объемное удельное энергопотребление) или единицу массы нефти (массовое удельное энергопотребление).

4 Определение нормативного удельного энергопотребления установки ЭЦН и сравнение его с фактическим значением позволяет сделать выводы об энергетической эффективности эксплуатации каждой конкретной скважины и определить способы ее повышения.

References

1 Ivanovskiy V.N. Energy production of oil: the main directions of optimization of energy consumption // Engineering practice. 2011. № 6. Pp. 18–26. [in Russian].

2 Mishchenko I.T. Oil Production: A manual for universities- M.: FGUP Publishing house «Oil and Gas» RGU Oil and Gas im. I.M. Gubkina, 2003.- 816 p. [in Russian]

3 Khakim'yanov M.I. Specific energy consumption for mechanized oil sucker rod downhole pumping units // Herald Ufa State Aviation Technical University. 2014. Т. 18. № 2. P. 54. [in Russian]

4 Khakim'yanov M.I., Shafikov I.N. Analysis of energy consumption for mechanized oil production electric submersible pumps // electro technician and informatics complexes and systems. 2013. т. 9. №3. Pp. 37-41. [in Russian].

5 Khakim'yanov M.I., Guzeyev B.V. Analysis of the use of frequency-controlled electric drive in the oil and gas industry as a result of a patent search)// Electronic Science magazine "Oil and Gas business". 2011. №4. Pp. 30-41. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov_6.pdf. [in Russian].

6 Khakim'yanov M.I. Optimization of the drive in the oil industry: monograph - Ufa: RITS USPTU, 2013.- 77 p. [in Russian].

7 Trufanova N.M., Navalikhina Ye.YU. Numerical study of the temperature field in the cable lines to analyze the possibility of sealing the cable channel // Electronics. 2014. №11. Pp. 11-14. [in Russian].

8 Baranov M.I. Local heating power conductors power equipment under emergency conditions and current overloads // Electronics. 2014. №6. Pp. 14-17. [in Russian].

9 Kudryashov R. A. The research results of power consumption and electrical loads on objects of the oil and gas industry in Western Siberia // Oil industry. 2014. № 2. Pp. 52–55. [in Russian].

10 Biryukov S.V., Kovalov A.YU., Yeromin Ye.N., Khamitov R.N. Mathematical modeling of asynchronous submersible electric motors as part of installations of electric pumps // Omsk Scientific Bulletin. 2012. №. 1(107). Pp. 186-188. [in Russian].

Список используемых источников

- 1 Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. № 6. С. 18–26.
- 2 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.- 816 с.
- 3 Хакимьянов М.И. Удельный расход электроэнергии при механизированной добыче нефти штанговыми глубиннонасосными установками // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. 2014. Т. 18, № 2. С. 54.
- 4 Хакимьянов М.И., Шафиков И.Н. Анализ потребления электроэнергии при механизированной добыче нефти электроцентробежными насосами // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2013. Т. 9, №3. С. 37-41.
- 5 Хакимьянов М.И., Гузеев Б.В. Анализ использования частотно-регулируемого электропривода в нефтегазовой промышленности по результатам патентного поиска // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2011. №4. С. 30-41. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Hakimyanov/Hakimyanov_6.pdf
- 6 Хакимьянов М.И. Оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности: монография. Уфа: РИЦ УГНТУ, 2013. 77 с.
- 7 Труфанова Н.М., Навалихина Е.Ю. Численное исследование температурного поля в кабельных линиях для анализа возможности уплотнения кабельного канала // Электротехника. 2014. №11. С. 11-14.
- 8 Баранов М.И. Локальный нагрев токопроводов силового электроэнергетического оборудования при аварийных режимах и токовых перегрузках // Электротехника. 2014. №6. С. 14-17.

9 Кудряшов Р. А. Результаты исследований электропотребления и электрических нагрузок на объектах нефтяной и газовой промышленности Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2014. № 2. С. 52–55.

10 Математическое моделирование погружных асинхронных электрических двигателей в составе установок электроцентробежных насосов /С.В.Бирюков, А.Ю. Ковалёв, Е.Н. Ерёмин, Р.Н. Хамитов // Омский научный вестник. 2012. №. 1(107). С. 186-188.

About the authors

Сведения об авторах

R.A. Semisynov, Student of the Chair “Electrical Engineering and electrical equipment”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Семисынов Р.А., студент кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий», ФГБОУ ВПО УГНТУ, Уфа, Российская Федерация

e-mail: ramon-seven-23@mail.ru

Ye.S. Kiselev, Student of the Chair “Electrical Engineering and electrical equipment”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Киселев Е.С., студент кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий», ФГБОУ ВПО УГНТУ, Уфа, Российская Федерация

e-mail: deadmick@gmail.com

M.I. Khakimyanov, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of Chair “Electrical Engineering and electrical equipment”, FSBEI NPE USPTU, Ufa, the Russian Federation

Хакимьянов М.И., канд. техн. наук, доцент кафедры «Электротехника и электрооборудование предприятий», ФГБОУ ВПО УГНТУ, Уфа, Российская Федерация

e-mail: hakimyanovmi@gmail.com