

УДК 621.3.078

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ОБОРУДОВАНИЯ УСТАНОВКИ ПОГРУЖНОГО НАСОСА

А.В. Стариков, В.В. Живаева, Д.Ю. Полежаев

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

Рассмотрена задача выбора оптимального варианта комплектации установки погружного насоса и глубины спуска с целью минимизации затрат электроэнергии при добыче нефти. Отмечено, что при выборе мощности погружного электродвигателя необходимо учитывать коэффициент запаса, который обеспечивает работоспособность установки на скоростях выше номинальной, потери в частотном преобразователе и падение коэффициента полезного действия электродвигателя при работе с частотным преобразователем. Приведены формулы, позволяющие определить минимально необходимое удельное потребление электроэнергии на кубометр откачиваемой жидкости из скважины при заданном дебите. Показано, что не всегда представляется возможным точно подобрать оборудование для оптимального варианта. Поэтому приведен алгоритм подбора погружного насоса, электродвигателя, соединительного кабеля, повышающего трансформатора и станции управления из дискретного ряда, выпускаемого промышленностью. Получено аналитическое выражение, позволяющее определить параметры рабочей точки на напорной характеристике погружного насоса. Рассмотрен конкретный пример выбора оборудования погружной установки. Отмечено, что применение в станции управления частотного преобразователя может привести к дополнительным затратам электрической энергии, снижающим энергетическую эффективность установки погружного насоса.

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

В настоящее время в нефтяной отрасли очень популярным является энергоэффективный дизайн погружной установки, который заключается в выборе оптимального варианта ее комплектации и глубины спуска с целью минимизации затрат электроэнергии при добыче нефти [1, 2]. Однако при выборе мощности погружного электродвигателя необходимо учитывать коэффициент запаса, который обеспечивает работоспособность установки на скоростях выше номинальной, потери в частотном преобразователе и падение коэффициента полезного действия электродвигателя при работе с частотным преобразователем. При этом возникает оптимизационная задача, решению которой и посвящено настоящее исследование.

Выбор варианта комплектации погружной установки начинается с насоса, напор $H_{нас}$ и подача $Q_{нас}$ которого должны соответствовать глубине $H_{сп}$ спуска и в идеале притоку $Q_{пл}$ жидкости из нефтяного пласта. Тогда погружной насос

Александр Владимирович Стариков (д.т.н.), заведующий кафедрой «Электропривод и промышленная автоматика».

Вера Викторовна Живаева (к.т.н., доц.), заведующий кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Дмитрий Юрьевич Полежаев, аспирант.

будет работать с максимальным коэффициентом η полезного действия (КПД) без применения частотного преобразователя.

Глубина спуска определяется по известной формуле [3]

$$H_{cn} = H_{дин}^{mp} + H_n, \text{ м}, \quad (1)$$

где $H_{дин}^{mp}$ – заданная величина динамического уровня жидкости, соответствующая требуемому дебиту Q_{mp} скважины, измеряемому в $\text{м}^3/\text{сут}$;

H_n – глубина погружения насоса под динамический уровень, обеспечивающая необходимое давление насыщения и соответствующее газосодержание на входе в насос.

При выходе на стационарный режим работы с заданным динамическим уровнем $H_{дин}^{mp}$ дебит скважины будет соответствовать притоку жидкости из нефтяного пласта, и в идеале производительность насоса должна быть равна

$$Q_{нас}^{omn} = Q_{mp} = Q_{пл} = k_{np} (H_{дин}^{mp} - H_{cm}), \text{ м}^3/\text{сут}, \quad (2)$$

где k_{np} – коэффициент продуктивности нефтяного пласта, $\text{м}^3/\text{Па}\cdot\text{сут}$;

H_{cm} – статический уровень жидкости в скважине, м.

В то же время выбираемый насос при откачке добываемой жидкости должен развивать напор

$$H_{нас}^{omn} \approx H_{дин}^{mp} + \frac{P_{буф}}{\rho g}, \text{ м}, \quad (3)$$

где $P_{буф}$ – буферное давление на устье скважины;

ρ – плотность нефтяной смеси;

g – ускорение свободного падения.

Выражение (3) получено в предположении, что потери на трение при движении жидкости по насосно-компрессорным трубам уравниваются дополнительным напором, вызванным работой попутного газа [4].

Формулы (2) и (3) определяют требуемые производительность $Q_{нас}^{omn}$ и напор $H_{нас}^{omn}$ насоса при откачке из скважины жидкости с определенной вязкостью ν и газосодержанием β . В каталогах же приводятся напорные характеристики погружных насосов при работе на воде. Вследствие этого для выбора насоса необходимо провести пересчет требуемого напора и производительности насоса [3]

$$Q_{нас.в}^{omn} = \frac{Q_{нас}^{omn}}{K_{Q\nu} K_{Q\beta}}, \text{ м}^3/\text{сут}; \quad H_{нас.в}^{omn} = \frac{H_{нас}^{omn}}{K_{H\beta} K_{H\nu}}, \text{ м}, \quad (4)$$

где $K_{Q\nu}$ и $K_{Q\beta}$ – коэффициенты, учитывающие изменение производительности насоса под влиянием вязкости и газосодержания жидкости, соответственно;

$K_{H\nu}$ и $K_{H\beta}$ – коэффициенты, характеризующие изменение напора насоса под влиянием вязкости и газосодержания [3].

Выбор насоса по производительности и напору, получаемым по формулам (4), претендует на некоторую оптимальность с позиции минимизации мощности, подводимой ко входному валу насоса, и достижения требуемого динамического

уровня $H_{дин}^{mp}$ жидкости в скважине и, следовательно, дебита Q_{mp} .

Однако номенклатура погружных насосов характеризуется определенным шагом по производительности и напору. Например, центробежные насосы габарита 5А производства ОАО «Алнас» имеют следующие значения подачи: 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 280, 320, 400, 500, 700 и 800 м³/сут [5]. Напор этих насосов в зависимости от сборки варьируется от 500 до 3850 м с минимальным шагом в 100–150 м. Поэтому выбор ближайшего типоразмера насоса может привести к смещению его рабочей точки от оптимального (максимального) КПД. Тем не менее, ориентируясь на агрегат с максимальным КПД, можно определить необходимую минимальную мощность электродвигателя для обеспечения требуемого дебита скважины

$$N_{дв.ном}^{онм} = 10^{-3} \cdot \frac{K_N H_{нас}^{онм} Q_{нас}^{онм} \rho g}{86400 \eta_{нас.маx} K_\eta}, \text{ кВт}, \quad (5)$$

где K_η – поправочный коэффициент, учитывающий снижение КПД насоса при работе с жидкостью определенной вязкости и газосодержания [3, 4];

K_N – коэффициент запаса по мощности, необходимый для обеспечения откачки во время освоения скважины жидкости глушения, имеющей большую плотность, чем добываемая нефтяная смесь.

Полученное по формуле (5) значение используют для выбора из каталога электродвигателя ближайшей большей мощности, причем для уменьшения потерь в соединительном кабеле номинальное напряжение $U_{1ном}$ статора должно быть максимальным.

Погружные электродвигатели разных производителей отличаются конструктивным исполнением (например, наряду с асинхронными выпускают так называемые вентильные двигатели) и КПД. Очевидно, что для повышения энергетической эффективности установок для добычи нефти необходимо выбирать электродвигатели с максимальным КПД. Однако следует иметь в виду, что погружные двигатели также выпускаются с довольно большим шагом по мощности. Например, асинхронные двигатели серии ЭДТ (ЭДСТ) с диаметром корпуса 117 мм производства ОАО «Алнас» имеют следующую линейку мощностей: 12, 16, 22, 28, 32, 36, 40, 45, 50, 56, 63, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 140, 160, 180, 220, 250, 300, 350 кВт [5].

Отличие номинальной мощности электродвигателя от значения, полученного по формуле (5), приведет к дополнительному расходу электроэнергии. Тем не менее для определения минимального значения удельного энергопотребления при добыче нефти величину мощности погружного электродвигателя, вычисленную по выражению (7), будем считать оптимальной.

Оптимальную величину активных потерь мощности в соединительном кабеле можно определить по формуле [6]

$$\Delta N_\kappa^{онм} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot (K_I I_{1ном}^{онм})^2 \frac{0,0175 \cdot [1 + 0,004 \cdot (t_\kappa - 20)] (H_{сн} + 50)}{S_\kappa}, \text{ кВт}, \quad (6)$$

где $I_{1ном}^{онм} = \frac{1000 N_{дв.ном}^{онм}}{\sqrt{3} U_{1ном} \eta_{дв} \cos \varphi}$, А – оптимальная величина тока статора;

$\eta_{\text{дв}}$ и $\cos \varphi$ – КПД и коэффициент мощности, определяемые по справочным данным ближайшего типоразмера погружного электродвигателя;

t_k – средняя температура кабеля;

S_k – площадь сечения кабеля, измеряемая в мм^2 (причем величина S_k выбирается максимально возможной);

K_I – коэффициент, учитывающий уменьшение потребляемого электродвигателем тока при частичной загрузке.

Практически все погружные электродвигатели, выпускаемые для нефтяной отрасли, являются высоковольтными. Поэтому для согласования напряжения сети с напряжением двигателей используются повышающие трансформаторы. Номинальная мощность трансформатора должна быть больше или равной мощности, потребляемой погружным электродвигателем. Линейка масляных трансформаторов для погружных насосов ТМПН, производимая ЗАО «Группа компаний «Электроцит» – ТМ Самара», имеет следующие мощности: 63, 100, 125, 160, 250, 260, 300, 400, 426, 520, 630, 700, 800, 900, 1000 и 1200 кВА.

Полагая, что мощность трансформатора точно соответствует одному из типоразмеров, найдем минимальное значение активных потерь в трансформаторе:

$$\Delta N_{mp}^{onm} = \left(\frac{K_I I_{ном}^{onm}}{I_{кз}} \right)^2 \Delta N_{кз} + \Delta N_{xx}, \text{ кВт}, \quad (7)$$

где ΔN_{xx} – потери мощности холостого хода; $I_{кз}$ и $\Delta N_{кз}$ – ток и потери мощности короткого замыкания, определяемые из технических данных трансформатора.

Для запуска, вывода на установившийся режим работы погружного насоса и контроля за процессом добычи нефти обычно применяют станцию управления, которая также обладает своим КПД η_{cy} . Активные потери в станции управления (особенно актуально их определять при использовании частотного преобразователя) равны

$$\Delta N_{cy}^{onm} = \frac{N_{дв.ном}^{onm}}{\eta_{mp}} (1 - \eta_{cy}), \text{ кВт}, \quad (8)$$

где η_{mp} – КПД трансформатора.

Учитывая затраты мощности на работу электродвигателя и потери в соединительном кабеле, трансформаторе и станции управления, можно рассчитать минимально необходимое удельное потребление электроэнергии на единицу продукции (на кубометр откачиваемой жидкости):

$$E_{эн}^{onm} = \frac{W_{эн}^{onm}}{Q_{нас}^{onm}} = \frac{24 \cdot (K_{N2} N_{дв.ном}^{onm} + \Delta N_{кз}^{onm} + \Delta N_{mp}^{onm} + \Delta N_{cy}^{onm})}{Q_{нас}^{onm}}, \text{ кВт} \cdot \text{час} / \text{м}^3, \quad (9)$$

где $W_{эн.сут}^{onm}$ – суточное потребление электроэнергии для обеспечения требуемого дебита скважины Q_{mp} ;

K_{N2} – коэффициент, учитывающий работу электродвигателя с частичной загрузкой.

Подобрать точно оборудование для установки погружного насоса в соответствии с формулами (1) – (5) не всегда представляется возможным в связи с отсутствием широкой линейки типоразмеров насосов, электродвигателей, повышающих трансформаторов и частотных преобразователей. Поэтому предположим, что выбранный насос имеет производительность и напор на воде

$$Q_{нас.в} = K_{QC} Q_{нас.в}^{omn}, H_{нас.в} = K_{HC} H_{нас.в}^{omn}$$

где коэффициенты K_{QC} и K_{HC} могут быть как больше, так и меньше 1.

При $K_{QC} < 1$ следует ожидать, что динамический уровень $H_{дин}$ жидкости в скважине будет меньше требуемого значения $H_{дин}^{mp}$. Определить его можно в предположении, что напорная характеристика насоса описывается уравнением [7]

$$H_{нас} = aQ_{нас}^2 + b\omega Q_{нас} + c\omega^2, \text{ м}, \quad (10)$$

где ω , рад/с – скорость вращения входного вала насоса (скорость погружного электродвигателя); параметры a , b и c – определяются по трем характерным точкам напорной характеристики насоса, пересчитанной на откачку нефтяной смеси с учетом коэффициентов K_{Qv} , $K_{Q\beta}$, K_{Hv} и $K_{H\beta}$.

С другой стороны, условию совмещения гидравлических характеристик насоса и нефтяного пласта будет соответствовать уравнение

$$Q_{нас} = Q_{пл} = k_{np} \rho g (H_{дин} - H_{cm}), \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (11)$$

С учетом формулы (2), в которой принимаются неоптимальные значения переменных, совместное решение (10) и (11) позволяет найти рабочую точку насоса, характеризующуюся напором

$$H_{нас1} = H_{cm} + \frac{1 - b\omega k_{np} \rho g}{2a(k_{np} \rho g)^2} + \sqrt{\frac{H_{cm}}{a(k_{np} \rho g)^2} + \frac{(1 - b\omega k_{np} \rho g)^2}{4a^2(k_{np} \rho g)^4} + \frac{P_{\text{бyf}}}{ak_{np}^2(\rho g)^3} - \frac{c\omega^2}{a(k_{np} \rho g)^2}}, \text{ м} \quad (12)$$

и производительностью

$$Q_{нас1} = \frac{1 - b\omega k_{np} \rho g}{2ak_{np} \rho g} + \sqrt{\frac{H_{cm}}{a} + \left(\frac{1 - b\omega k_{np} \rho g}{2ak_{np} \rho g}\right)^2 + \frac{P_{\text{бyf}}}{a\rho g} - \frac{c\omega^2}{a}}, \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (13)$$

При этом дебит скважины будет равен

$$Q_1 = Q_{нас1}.$$

Если полученный дебит удовлетворяет условиям эксплуатации скважины, то расчет по формулам (5) – (8) (в которых используются не оптимальные величины, а характеристики реально выбранного оборудования) позволяет получить удельное потребление $E_{э1}$ электроэнергии на кубометр откачиваемой жидкости. Причем при выборе насоса с производительностью меньшей, чем $Q_{нас}^{omn}$, в форму-

ле (8) можно принять $\eta_{cy} = 1$. Расчет необходимо производить для двух типов насосов с ближайшими меньшим и большим номинальными значениями напоров, то есть для $K_{HC} < 1$ и $K_{HC} > 1$.

При выборе насоса с производительностью больше, чем $Q_{нас}^{omn}$, очевидно, что установка погружного насоса должна будет работать в циклическом режиме пуска, работы на номинальной скорости и остановки, если ее не оснастить частотным преобразователем. Применение же частотно-регулируемого электропривода позволяет длительно эксплуатировать скважину с требуемым дебитом Q_{mp} . Но при этом опять же необходимо оценить удельные затраты $E_{эн2}$ электроэнергии, то есть произвести расчет по формулам (5) – (8). Напор насоса в этом случае должен выбираться больше оптимальной величины, поскольку в соответствии с выражением (10) уменьшение скорости вращения входного вала приводит к уменьшению напора.

Отличительная особенность определения потерь электроэнергии в этом случае заключается в том, что частотный преобразователь имеет свой КПД, который у лучших мировых образцов не превышает величины 0,97. Кроме того, как правило, на выходе преобразователя приходится ставить синусные фильтры, которые также имеют свой КПД, то есть увеличивают потери. При этом производство КПД частотного преобразователя и синусного фильтра используется в качестве η_{cy} в формуле (8). Следует также учитывать, что электродвигатель теряет порядка 5 % от своего КПД при работе от частотного преобразователя за счет увеличения потерь на вихревые токи.

Сравнение расчетных значений $E_{эн1}$ и $E_{эн2}$ с $E_{эн}^{omn}$ позволяет обоснованно, с позиций обеспечения энергоэффективности, сделать вывод об оптимальном подборе оборудования установки погружного насоса.

Для примера произведем расчеты для гипотетической скважины со следующими параметрами: $Q_{mp} = 50$ м³/сут; $k_{np} = 9,118 \cdot 10^{-6}$ м³/Па·сут; $P_{б\phi} = 1,5 \cdot 10^6$ Па; $H_{cm} = 200$ м; $H_{оин} = 850$ м; $H_n = 300$ м; $\rho = 860$ кг/м³; $K_{Q\gamma} K_{Q\beta} = 0,94$; $K_{H\gamma} K_{H\beta} = 0,73$ и $K_{\eta} = 0,73$. Оптимальному выбору соответствует насос с номинальной производительностью на воде $Q_{нас.в}^{omn} = 53,193$ м³/сут и напором $H_{нас.в}^{omn} = 1408$ м. При этом с учетом запаса $K_N = 1,3$ мощность погружного электродвигателя должна быть равна $N_{дв.ном}^{omn} = 17,872$ кВт. Ориентируясь на КПД и коэффициент мощности погружных асинхронных электродвигателей ОАО «Алнас» [5], можно определить оптимальную величину мощности повышающего трансформатора $N_{mp}^{omn} = 24,883$ кВА. При глубине спуска установки погружного электроцентробежного насоса $H_{cm} = 1150$ м, сечении кабеля $S_k = 16$ мм² и его средней температуре $t_k = 50$ градусов оптимальные потери мощности в кабеле составят $\Delta N_k^{omn} = 0,957$ кВт. Оптимальные потери в трансформаторе при этом будут равны $\Delta N_{mp}^{omn} = 1,226$ кВт. Так как при оптимальном подборе оборудования необходимость в применении частотного преобразователя отпадает (КПД системы управления $\eta_{cy} = 1$), потребление энергии за сутки составит $W_{эн.сут}^{omn} = 442,868$ кВт·час. При этом будут добываться 50 м³ жидкости из скважины и, следова-

тельно, оптимальные затраты электроэнергии равны $E_{эн}^{opt} = 8,857$ кВт·час/м³.

Но подобрать оборудование с приведенными оптимальными характеристиками невозможно. Поэтому начиная с насоса необходимо произвести перебор вариантов комплектации погружной установки и выбрать наилучший, квази-оптимальный, с наименьшими затратами электроэнергии на кубометр добываемой жидкости.

Прежде всего просчитаем вариант, когда подача насоса на воде меньше оптимальной величины и составляет $Q_{нас.в1} = 50$ м³/сут. Выбирая насос 022ЭЦНАКИ5А-50(Тв) с номинальным напором $H_{нас.в1} = 1450$ м по его напорной характеристике, пересчитанной на откачку жидкости с определенной вязкостью и газосодержанием, определим коэффициенты $a = -0,2093239$ сут²/м⁵, $b = 0,0142348$ с·сут/рад·м² и $c = 0,0148489$ м·с²/рад². Рабочая точка, рассчитанная по формулам (12) и (13) и соответствующая совмещению гидравлических характеристик скважины и насоса, будет характеризоваться напором $H_{нас1} = 1020$ м и расходом $Q_{нас1} = 49,408$ м³/сут. В этом режиме к входному валу насоса необходимо подвести мощность $N_{нас1} = 17,287$ кВт, поэтому с учетом коэффициента запаса $K_N = 1,3$ выбираем погружной асинхронный электродвигатель ЭДТ22-117М с номинальными характеристиками: $N_{дв.ном} = 22$ кВт; $U_{1ном} = 750$ В; $I_{1ном} = 24$ А; $\eta_{дв} = 0,845$; $\cos \varphi = 0,85$; $\omega_{ном} = 298,3$ рад/с. Потери мощности в кабеле в этом случае составят $\Delta N_{к1} = 1,479$ кВт. Для согласования напряжения погружного электродвигателя с сетевым напряжением выбираем трансформатор $N_{тр} = 63$ кВА: ТМПНГ-СЭЩ-63/3-11; 1,14/0.38; 2,20/0,70. Потери в трансформаторе будут равны $\Delta N_{тр1} = 1,621$ кВт. Применять частотный преобразователь в этом случае нет необходимости, поэтому $\eta_{сч} = 1$ и затраты энергии за сутки составят $W_{эн.сут1} = 565,365$ кВт·час. В рассматриваемом варианте будет добыто 49,408 м³ нефтяной смеси из скважины за сутки и удельные затраты электроэнергии будут равны $E_{эн1} = 11,443$ кВт·час/м³. Это в 1,292 раза больше оптимального варианта. При выборе насоса с подачей на воде 50 м³ и напором меньше оптимального затраты электроэнергии на кубометр добытой жидкости будут еще больше.

Для обоснованного выбора оборудования установки погружного насоса необходимо просчитать еще один вариант, когда производительность насоса больше оптимальной величины, то есть при $K_{QC} > 1$ и $K_{НС} > 1$. В этом случае для обеспечения постоянной величины заданного дебита скважины требуется применить в системе управления частотный преобразователь. Выберем насос 2215ЭЦНАКИ5А-60 с номинальным напором $H_{нас.в2} = 1700$ м и подачей $Q_{нас.в2} = 60$ м³/сут при работе на воде. Для обеспечения требуемой производительности в 50 м³/сут при откачке жидкости с определенной вязкостью и газосодержанием необходимо задать с помощью частотного преобразователя частоту питающего напряжения 46,31 Гц, что обеспечит скорость вращения погружного электродвигателя и насоса 276,285 рад/с. Из-за того, что КПД насоса большей производительности выше, нам необходим тот же самый погружной электродвигатель ЭДТ22-117М с номинальной мощностью $N_{дв.ном} = 22$ кВт. Потери в кабеле

уменьшатся за счет того, что электродвигатель работает с меньшей нагрузкой, и будут равны $\Delta N_{\kappa 2} = 1,1$ кВт. Потери в трансформаторе также уменьшатся и составят $\Delta N_{\text{тр}1} = 1,334$ кВт. С учетом того, что частотные преобразователи с синусным фильтром обладают КПД $\eta_{\text{ср}2} = 0,96$, а КПД электродвигателя уменьшился до значения $\eta_{\text{ов}2} = 0,795$, затраты энергии за сутки будут равны $W_{\text{эн.сут}2} = 472,238$ кВт·час. В случае применения частотного преобразователя дебит скважины составит 50 м^3 и удельные затраты электроэнергии равны $E_{\text{эн}2} = 9,444$ кВт·час/ м^3 . Это в 1,066 раза больше оптимального варианта, но в 1,212 раз меньше, чем при выборе насоса меньшей производительности, работающем на постоянной скорости, определяемой частотой питающей сети.

Таким образом, для рассматриваемой гипотетической скважины применение частотного преобразователя актуально как с энергетической точки зрения, так и с позиций получения дополнительного эффекта за счет увеличения межремонтного периода скважины посредством плавного пуска и других функциональных возможностей регулируемого электропривода.

Следует однако отметить, что при других сочетаниях параметров скважины может оказаться, что применение частотного преобразователя приведет к дополнительным затратам электрической энергии, и в этом случае необходимо принять взвешенное решение о его использовании.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тарасов В.П. Энергосберегающий дизайн УЭЦН // Инженерная практика. – 2010. – № 3. – С. 26-32.
2. Мартюшев Д.Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 72-77.
3. Аржанов М.Ф., Кагарманов И.И., Мельников А.П., Карпенко И.Н., Кравец Ю.А. Справочник нефтяника. – Самара: ОАО «Самаранефтегаз», 2007. – 432 с.
4. Мордвинов В.А., Турбаков М.С. К методике выбора электроцентробежных насосов при эксплуатации нефтедобывающих скважин // Вестник ПГТУ. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2009. – № 4. – Пермь: ПГТУ, 2009. – С. 58-66.
5. Погружное оборудование и комплексный сервис // Технический каталог № 3. – М.: Группа компаний «Римера», 2014. – 203 с.
6. Дашевский А.В., Кагарманов И.И., Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А. Справочник инженера по добыче нефти. – Стрежевой: Печатник, 2002. – 280 с.
7. Вечеркин М.В. Разработка и исследование пускорегулирующих устройств высоковольтного электропривода вентиляторной станции: дис. ... канд. техн. наук / М.В. Вечеркин. – Магнитогорск: Магнитогорский государственный технический университет, 2006. – 119 с.

Статья поступила в редакцию 27 января 2017 г.

THE POWER EFFECTIVE APPROACH TO A CHOICE OF THE EQUIPMENT OF THE ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP

A.V. Starikov, V.V. Zhivaeva, D.Yu. Polezhaev

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

The problem of a choice of an optimum variant of a complete set of installation the submersible pump and the depth of descent for the purpose of minimization of expenses of the electric power at oil recovery is considered. It is noticed that at a capacity choice of the submersible electric motor it is necessary to consider factor of a stock which provides working capacity of installation on speeds above nominal, losses in the frequency converter and falling of efficiency of the electric motor at work with the frequency converter. The formulas are expressed, allowing to define the minimum necessary specific energy consumption on cubic meter of a pumped out liquid from a well at target production rate. It is shown, what not always it is seem possible to pick up precisely the equipment for an optimum variant. Therefore the algorithm of selection of the submersible pump, the electric motor, the connecting cable, the raising transformer and control station from the discrete series which is let out by the industry is resulted. The analytical expression is received, allowing to define the parameters of a working point at the head curve of the submersible pump. The concrete example of a choice of the equipment of the electric submersible pump is considered. It is noticed that application of the frequency converter in control station can lead to the additional expenses of electric energy reducing power efficiency of the electric submersible pump.

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

*Alexander V. Starikov (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Vera V. Zhivaeva (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.
Dmitry Yu. Polezhaev, Postgraduate Student.*