

УДК 621.65:620.16

V.N. Ivanovskiy¹, e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru; A.V. Degovtsov¹; A.A. Sabirov¹; S.V. Krivenkov¹

¹ ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

Влияние на наработку установок электроприводных центробежных насосов подачи и частоты вращения насоса при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей

Одним из осложняющих факторов, снижающих наработку установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН) до отказа, являются механические примеси, содержащиеся в пластовой продукции. Эти отказы вызваны двумя причинами: засорением механическими примесями и износом элементов насосного оборудования.

В установках ЭЦН различают три основных вида износа: радиальный износ, износ осевых опорных поверхностей и гидроабразивный износ.

На износ рабочих органов насоса значительное влияние оказывает характеристика механических примесей: размер и форма частиц, процент песка, индекс агрессивности песка.

Эти показатели являются факторами, определяющими возможность использования той или иной конструкции ЭЦН для эффективной работы в скважине.

В настоящее время допустимое содержание механических примесей не привязано к такому важному показателю, как подача насоса. Для современных УЭЦН количество механических абразивных частиц, проходящих через насос за период его эксплуатации, зависит от подачи и может меняться в сотни раз. Для высокодебитных насосов количество механических примесей, проходящих через насос за год эксплуатации, может достигать 500–600 т.

Другим важным показателем, влияющим на наработку насосного оборудования, является частота вращения вала насоса. Расчеты показывают, что при увеличении частоты с 50 до 70 Гц наработка до отказа, вызванного износом рабочих органов насоса, снижается в 2,74 раза.

Учет значения агрессивности абразивных частиц, подачи насоса и частоты вращения вала насоса позволит оптимизировать конструкцию и повысить эффективность использования установок ЭЦН.

Ключевые слова: установки электроприводных центробежных насосов, износ, механические примеси, индекс агрессивности, частота вращения, подача насоса.

V.N. Ivanovskiy¹, e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru; A.V. Degovtsov¹; A.A. Sabirov¹; S.V. Krivenkov¹

Impact upon the Running Time of Electrically Driven Centrifugal Feed Pump Units and the Pump's Rotation Speed in the Course of Operation of Wells which are Complicated by a Mechanical Impurity Outflow

¹ Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

One of the complicating factors that reduce the time between installations of electric submersible centrifugal pumps (ESP) to failure are the mechanical impurities contained in the produced products. These failures are caused by two factors: clogging mechanical impurities, and wear and tear items of pumping equipment.

In ESP installations there are three basic types of wear: radial wear; the wear of the axial bearing surfaces; hydroabrasive wear. The wear of the working bodies of the pump is significantly affected by the characterization of the mechanical impurities: particle size; particle shape; percentage of sand; the index of aggressiveness of the sand.

These indicators are determinants of ability to use a particular ESP design for efficient operation in the well.

Currently permitted content of mechanical impurities not bound to such important indicator, as the pump flow. For modern mechanical ESP the number of abrasive particles passing through the pump during the period of its operation depends on supply and can change hundreds of times. For high capacity pumps number of mechanical impurities, passing through the pump per year of operation, can reach 500–600 tons.

Another important parameter that influences the operating time of pumps, is the shaft speed of the pump. Calculations show that by increasing frequency from 50 to 70 Hz, the time to failure caused by wear of the working bodies of the pump is reduced to 2.74 times.

The accounting value of the aggressiveness of the abrasive particles, the pump capacity and rotational speed of the pump shaft will optimize the design and improve the efficiency of ESP installations.

Keywords: installation of electrically driven centrifugal pumps, wear, mechanical impurities, the index of aggressiveness, frequency of rotation, a pump capacity.

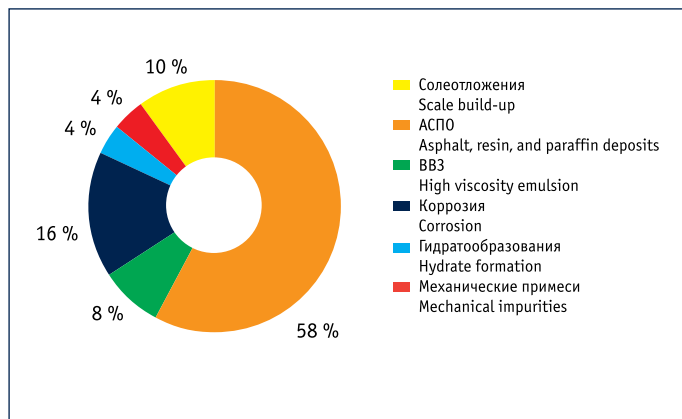


Рис. 1. Структура осложненного фонда скважин ПАО «ЛУКОЙЛ»
Fig. 1. Structure of the complicated well fund of LUKOIL PJSC

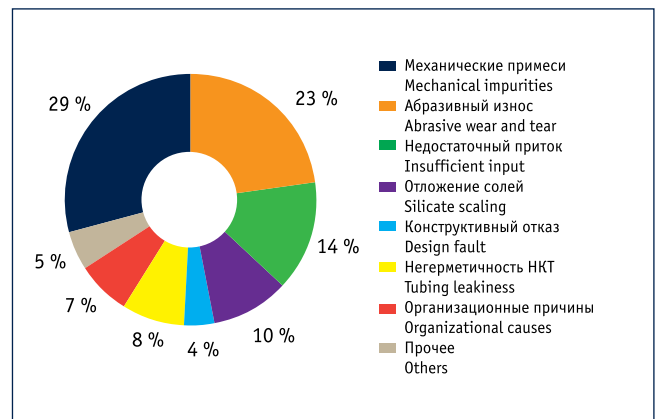


Рис. 2. Причины отказов УЭЦН, %
Fig. 2. Failure causes of electrically driven centrifugal pump units, %

В настоящее время одним из основных видов оборудования, применяемого для эксплуатации нефтяных скважин, являются установки электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). Одним из осложняющих факторов, снижающих наработку УЭЦН до отказа, являются механические примеси, содержащиеся в пластовой продукции. На рис. 1 представлена структура осложненного фонда скважин в ПАО «ЛУКОЙЛ» [1].

Анализ причин отказов, связанных с наличием механических примесей в пластовой продукции, показывает, что эти отказы вызваны в основном засорением механическими примесями и износом элементов насосного оборудования (рис. 2) [2].

При указании причины отказа УЭЦН очень часто приводится только засорение механическими примесями. На рис. 3 показаны рабочее колесо и направляющие аппараты ЭЦН, проточные

части которых засорены механическими примесями. Однако при комиссионных расследованиях, как правило, выявляется значительный абразивный износ ступиц рабочих колес и направляющих аппаратов и других элементов ЭЦН. В результате абразивного износа рабочих органов они отбраковываются.

В УСТАНОВКАХ ЭЦН РАЗЛИЧАЮТ ТРИ ОСНОВНЫХ ВИДА ИЗНОСА:

- радиальный износ;
- износ осевых опорных поверхностей;
- гидроабразивный износ.

Радиальный износ происходит в результате попадания твердых частиц в радиальный зазор между вращающимися и неподвижными поверхностями, например между валом и опорными втулками, между ступицей рабочего колеса и расточкой направляющего аппарата. Частично этому износу поверхностей препятствует наличие перекачиваемой

нефти, обеспечивающей смазывающее воздействие. Для возникновения радиального износа необходимо наличие радиальной силы прижатия, а также размер твердых частиц, превышающий толщину слоя жидкости между трущимися поверхностями и в то же время меньший, чем радиальный зазор между вращающимися и неподвижными деталями. При этом толщина жидкостной



Рис. 3. Засорение проточной части насоса механическими примесями
Fig. 3. Clogging the flow channel of the pump with mechanical impurities

Ссылка для цитирования (for citation):

Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Сабиров А.А., Кривенков С.В. Влияние на наработку установок электроприводных центробежных насосов подачи и частоты вращения насоса при эксплуатации скважин, осложненных выносом механических примесей // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 9. С. 58–64.
Ivanovsky V.N., Degovtsov A.V., Sabirov A.A., Krivenkov S.V. Impact upon the Running Time of Electrically Driven Centrifugal Feed Pump Units and the Pump's Rotation Speed in the Course of Operation of Wells which are Complicated by a Mechanical Impurity Outflow (In Russ.). Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 9, P. 58–64.



а) а)

б) б)

в) в)

Рис. 4. Радиальный износ рабочих элементов ЭЦН:

а) схема механизма радиального износа; б) радиальный износ вала и опорной втулки; в) радиальный износ ступицы рабочего колеса

Fig. 4. Radial wear and tear of the operating elements of the electrically driven centrifugal pump:

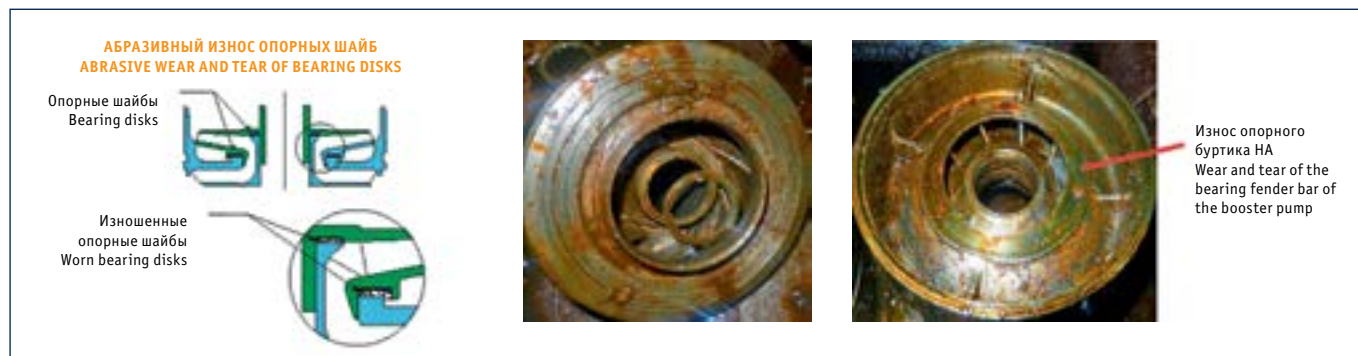
а) radial wear and tear diagram; б) radial wear and tear of the shaft and the bearing sleeve; в) radial wear and tear of the hub of the impeller wheel

пленки обычно составляет ≥ 50 мкм, а конструктивный зазор между ступицей рабочего колеса и расточкой направляющего аппарата – от 150 до 250 мкм. Этот тип износа наиболее часто встречается в центробежных насосах с плавающей и компрессионной сборкой ступеней (рис. 4).

Износ осевых опорных поверхностей возникает за счет попадания частиц между опорной шайбой и подпятником направляющего аппарата (рис. 5). Эти поверхности также смазываются жидкостью, но осевая нагрузка на них значительно выше, чем радиальная, а пленка жидкости при этом значительно тоньше. Это значит, что абразивное воздействие могут оказывать более мелкие частицы. «Плавающая» одноопорная ступень, работающая в левой области

рабочей части характеристики, наиболее подвержена такому износу. Даже тончайший ил может послужить причиной износа опорных поверхностей. Возникающие в результате абразивного износа увеличенные зазоры, а также работа насоса вне рабочей части характеристики приводят к увеличению вибраций. Возникающие при вибрации дисбалансные силы провоцируют начальное силовое замыкание трущихся поверхностей, между которыми может оказаться абразив, с твердостью по шкале Мооса 6–8 баллов. Абразив плюс значительная сила прижатия поверхностей трения приводят к катастрофическому износу. В результате может очень быстро (в течение нескольких суток) наступить недопустимый с точки зрения усталостной прочности локальный

вибраабразивный износ пар трения рабочих органов ЭЦН. Установлено, что катастрофический износ осевых сопряжений не приводит к эффекту усиления износа радиальных сопряжений. В то же время износ радиальных сопряжений в значительной степени влияет на износ осевых сопряжений ступеней ЭЦН [3]. Наряду с абразивным изнашиванием при больших подачах насоса (обычно более 100–150 м³/сут) может наблюдаться гидроабразивный износ – механическое изнашивание материала в результате режущего или царапающего действия твердых тел, находящихся в потоке жидкости. Гидроабразивный износ возникает при наличии достаточно крупных и энергетически активных частиц в результате соударения частиц песка с поверхностями рабочих орга-



а) а)

б) б)

в) в)

Рис. 5. Износ осевых опорных поверхностей:

а) схема износа осевых опорных поверхностей; б) износ опорных поверхностей рабочего колеса; в) износ опорных поверхностей направляющего аппарата

Fig. 5. Wear and tear of the axial bearing surfaces:

а) wear and tear diagram of the axial bearing surfaces; б) wear and tear of the bearing surfaces of the impeller wheel; в) wear and tear of the bearing surfaces of the guide apparatus

нов насоса (эффект пескоструйного воздействия) с той лишь разницей, что процесс происходит в жидкой среде. При данном типе износа крупные, с острыми краями частицы значительно более агрессивны, чем мелкие, гладкие, окатанные частицы. Степень и интенсивность износа зависят от свойств материала и импульса частиц (определяемого как масса частицы, умноженная на ее скорость), соударяющихся с поверхностями ступеней. Часто этот тип износа преобладает над другими (рис. 6).

Гидроабразивный износ может также возникать в застойных зонах, где абразивные частички захватываются вращающимися вихревыми потоками жидкости (рис. 6).

Необходимо отметить, что ил и грязь не обладают значительным гидроабразивным воздействием в связи с низким импульсом частиц.

НА ИЗНОС РАБОЧИХ ОРГАНОВ НАСОСА ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ВЛИЯНИЕ ОКАЗЫВАЕТ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ [4, 5]:

- размер частиц: наибольшие повреждения наносят частицы, попадающие в определенный диапазон размеров (50–250 мкм);
- форма частиц: острые, оскользящие, неправильной формы частицы являются более абразивоактивными по сравнению с более гладкими и округлыми того же размера;
- процент кварца: находящиеся в пластовых механических примесях частицы кварца обладают наибольшей абразивностью. Это наиболее твердый материал из всех компонентов, содержащихся в пластовых механических примесях. Твердость кварца составляет 7 единиц (баллов) по шкале Мооса, что соответствует микротвердости примерно HV 1000–1100. В связи с этим для повышения износостойкости ЭЦН концевые и промежуточные подшипники должны выполняться из твердых сплавов, имеющих аналогичную или более высокую твердость. Применение подшипников с парой трения «бронза – закаленная сталь» не может обеспечить долгосрочную работу в присутствии кварцевых частиц, так как твердость этих матери-



Рис. 6. Гидроабразивный износ:

а) схема механизма гидроабразивного износа в ступени насоса; б) гидроабразивный износ стенок направляющего аппарата до сквозных отверстий

Fig. 6. Hydroabrasive wear and tear:

а) hydroabrasive wear and tear diagram in a pump step; б) hydroabrasive wear and tear of the apparatus's walls to the through holes

лов составляет не более HV 250 (бронза) и HV 500–550 (закаленная сталь);

- процент песка (концентрация механических или взвешенных частиц): иногда приводится в миллионных долях или в эквиваленте в миллиграммах на литр. Исключительно важно знать, какое количество песка будет проходить через насос при его работе.

В зависимости от условий эксплуатации производители насосного оборудования выпускают насосные установки, различающиеся как материалами для изготовления рабочих элементов насосного оборудования, так и типом сборки насоса. В настоящее время применяется плавающая, радиально-стабилизированная, пакетная и компрессионные сборки насосов.

В соответствии с общими техническими требованиями по ГОСТ Р 56830-2015 в отношении механических примесей в скважинной продукции предусмотрены следующие исполнения насосов в зависимости от показателей скважинных условий [6]:

1) обозначение насосов в зависимости от диапазона изменения числа взвешенных твердых частиц (КВЧ), мг/л:

- M1: $0 \leq \text{КВЧ} \leq 200$;
- M2: $200 \leq \text{КВЧ} \leq 500$;
- M3: $500 \leq \text{КВЧ} \leq 1000$;

2) обозначение насосов в зависимости от диапазона изменения концентрации абразивных частиц с твердостью 6 и более баллов по шкале Мооса во взвешенных твердых частицах, мг/л:

- A1 при концентрации (К) в % = 0;
- A2 при $K < 20$;
- A3 при $20 < K < 70$;
- A4 при $70 < K \leq 100$.

Таким образом, в ГОСТе предусмотрено при определении условий эксплуатации при подборе оборудования для конкретной скважины учитывать не только содержание КВЧ в добываемой продукции, но и количество агрессивных частиц (КАЧ) с твердостью по шкале Мооса более 6. О необходимости учитывать КАЧ при подборе УЭЦН к условиям эксплуатации говорится и в других исследованиях [11].

Многие нефтяные компании разрабатывают свои технические требования, в которых указываются не только скважинные условия, но и требования к материалам и типам сборки насосного оборудования для соответствующих скважинных условий [7]. Некоторые из них представлены в табл. 1.

В зарубежной практике для оценки влияния механических примесей на работу УЭЦН используются показатели содержания песка (абразивных частиц) и индекса агрессивности (AI) [8].

Содержание (количество) песка определяется как [4, 10, 11]:

- малое <10 мг/л;
- среднее 11–50 мг/л;
- большое 51–200 мг/л;
- очень большое >200 мг/л.

AI песка может быть рассчитан по результатам лабораторных анализов образца песка из скважины и зависит от

Таблица 1. Технические требования, предъявляемые к УЭЦН

Table 1. Engineering requirements to electrically driven centrifugal pumps

Обозначение Legend	Н-1			Н-2			НЗ-ЛЧ (легированный чугун нирезист) НЗ-АЦИ (alloy cast iron Ni-resist)
	Н1-СЧ (серый чугун) Н1-GCI (gray cast iron)	Н1-ПЛ (полимер) Н1-Pl (polymer)	Н1-ПС (порошковые стали) Н1-PS (powdered steels)	Н2-ЛЧ (легированный чугун нирезист) Н2-АЦИ (alloy cast iron Ni-resist)	Н2-ПЛ (полимер) Н2-Pl (polymer)	Н2-ПС (порошковые стали) Н2-PS (powdered steels)	
Содержание твердых частиц (КВЧ), мг/л Hard particles content (Particles content), mg/l	100		200	500			1000
Микротвердость частиц, баллов по Моосу (ГОСТ 6370-83) Particles micro-hardness, Mohs number (GOST 6370-83)	До 5 Up to 5			До 7 Up to 7	До 5 Up to 5	До 7 Up to 7	До 7 Up to 7
Конструкция исполнения насосных секций Pump section variation design	Плавающий Floating			Плавающий или компрессионный Floating or compression			Пакетный или компрессионный Packet or compression
Возможность увеличения частоты оборотов Possibility to increase the rotation frequency	От 35 до 60 Гц (импорт – до 70 Гц) при достаточной мощности ПЭД, поставляемого в комплекте From 35 to 60 Hz (import – up to 70 Hz) provided that there is a sufficient capacity of the submersible electric motor which is delivered as a set						

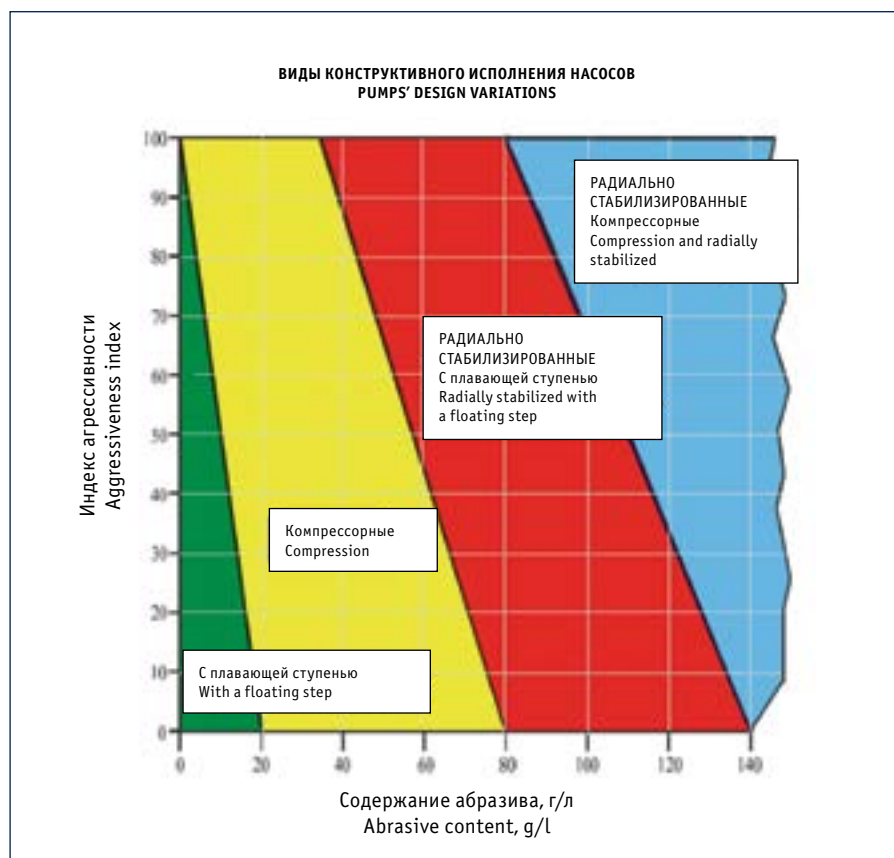


Рис. 7. Области применения различных конструктивных исполнений насоса в зависимости от параметров механических примесей

Fig. 7. Areas of application of the pump's various design variations depending on the parameters of mechanical impurities

размеров частиц, их формы, кислотной растворимости и процентного содержания кварца.

AI определяется по формуле [8]:

$$AI = 0,3 (\% \text{ частиц меньше } 0,25 \text{ мм}) + 10 \cdot (1 - K_{окр}) + 10 \cdot (1 - K_{сф}) + 0,25 (\% \text{ нерастворимого осадка}) + 0,25 (\% \text{ кварца}),$$
 где «% частиц меньше 0,25 мм» – суммарный процент частиц в пробе диаметром менее 0,25 мм; $K_{окр}$ – коэффициент округлости частиц по шкале API; $K_{сф}$ – коэффициент сферичности частиц по шкале API; % нерастворимого осадка – процентное содержание нерастворимого в кислоте осадка; % кварца – процент содержания зерен кварца в пробе.

Износ РК, НА и других деталей центробежных насосов может быть вызван частицами с абсолютной твердостью более 5 по шкале Мооса. К этим частицам относятся кварц, плагиоклаз и обломки пород с острыми краями [9].

AI указывается в процентах от 0 до 100, более высокий показатель соответствует большей агрессивности среды.

На рис. 7 представлены области применения различных конструктивных исполнений насоса в зависимости от параметров механических примесей [4, 10].

Таблица 2. Изменение наработки УЭЦН от частоты вращения

Table 2. Changes of the running time of electrically driven centrifugal pumps depended on the rotation frequency

Частота, Гц (об/мин) Frequency, Hz (r/min)	50 (3000)	55 (3300)	60 (3600)	65 (3900)	70 (4200)
Наработка, сут Running time, days	365	274	211	166	133

Анализ технических требований к УЭЦН показывает, что содержание механических примесей не привязано к такому важному показателю, как подача насоса. Современные УЭЦН имеют номинальную подачу от 20 до 3000 м³/сут. При этом при одном и том же содержании КВЧ (мг/л) в пластовой продукции количество механических абразивных частичек, проходящих через насос за период его эксплуатации, меняется в сотни раз.

Например, при подаче насоса 100 м³/сут и при содержании КВЧ 1000 мг/л за гарантийный срок эксплуатации (365 сут) через насос пройдет около 36,5 т КВЧ. С увеличением подачи до 1500 м³/сут при сохранении этого же содержания КВЧ масса частичек, проходящих через насос за гарантийный срок, увеличится

до 547,5 т. Если предположить, что одинаковый процент частиц попадает в зазоры пар трения (рис. 4а и 5а), а также участвует в гидроабразивном износе, то при расходе жидкости 1500 м³/сут износ рабочих органов насоса за гарантийный срок эксплуатации увеличится в 15 раз. Таким образом, большая подача насоса при одном и том же содержании КВЧ мг/л неизбежно будет приводить к уменьшению наработки на отказ насосного оборудования.

Другим важным показателем, влияющим на наработку насосного оборудования, является частота вращения вала насоса. В соответствии с техническими требованиями предусмотрена возможность изменения частоты тока двигателя от 35 до 70 Гц, что соответствует частотам вращения от 2100 об/мин до 4200 об/мин.

При использовании вентильных приводов частоты вращения достигают 5000–6000 об/мин.

На практике эту возможность очень часто используют для поддержания заданного дебита скважины в процессе эксплуатации УЭЦН. Производителями насосного оборудования устанавливается гарантийный ресурс работы УЭЦН 365 сут, однако при этом не указывается частота вращения ротора насоса. Вместе с тем известно, что скорость износа увеличивается практически в кубической зависимости от частоты вращения. Следовательно, расчетная величина износа за одинаковый промежуток времени в зависимости от частоты вращения будет определяться выражением:

$$\frac{\Delta h_1}{\Delta h_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^3, \quad (1)$$



Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

17 октября 2017

Нефтегазсервис

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

7 декабря 2017

Нефтегазшельф

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают «Газпром нефть», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газфлот» и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

15 марта 2018

Нефтегазснаб

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

31 мая 2018

Нефтегазстрой

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

12 сентября 2018

Нефтегазопереработка

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

Новые встречи —
новые возможности!

где $\Delta h_1, \Delta h_2$ – изменение линейных размеров в результате износа; n_1 и n_2 – частоты вращения вала.

Если предположить, что наработка ($T_{нар}$) УЭЦН определяется временем достижения критического износа Δh_{max} , то формулу 1 можно переписать следующим образом:

$$\frac{T_{нар1}}{T_{нар2}} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3. \quad (2)$$

Отсюда:

$$T_{нар2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3 T_{нар1}. \quad (3)$$

В табл. 2 представлены результаты расчетов наработки в зависимости от частоты вращения, при этом принималось, что при частоте 50 Гц (3000 об/мин) гарантийная наработка составляет 365 сут. Расчеты показывают, что при увеличении частоты с 50 до 70 Гц наработка до отказа, вызванного износом рабочих органов насоса, снижается в 2,74 раза. Таким образом, в новой редакции Единых технических требований (ЕТТ) на УЭЦН при установлении предельно допустимой концентрации КВЧ необходимо будет учитывать:

- значение агрессивности абразивных частиц;
 - значение подачи насоса;
 - значение частоты вращения вала насоса.
- Такие ЕТТ обеспечат более точное определение расчетного времени работы скважинного оборудования в осложненных условиях эксплуатации, а также заставят фирмы – изготовители УЭЦН подходить к вопросам создания и комплектации насосных установок с учетом факторов, рассмотренных в настоящей статье.

Литература:

1. Ренев Д.Ю. Осложненный фонд ПАО «ЛУКОЙЛ» // Инженерная практика. 2016. № 4 [Электронный источник]. Режим доступа: <http://glavteh.ru/осложненный-фонд-лукойл-пермь/> (дата обращения: 11.09.2017).
2. Деговцов А.В., Соколов Н.Н., Ивановский А.В. О возможности замены литых ступеней ЭЦН при осложненных условиях эксплуатации // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 6. С. 16–20.
3. Смирнов Н.И., Григорян Е.Е., Смирнов Н.Н. Износ и вибрация насосных секций УЭЦН // Бурение и нефть. 2016. № 2. С. 52–56.
4. Application Guide – Pumps. Wood Group ESP, Inc. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.woodgroup-esp.com> (дата обращения: 11.09.2017).
5. Даричев В.И., Ивановский В.Н., Ивановский Н.Ф. и др. Комплекс работ по исследованию частоты самопроизвольных расчленений (РС-отказов) скважинных насосных установок. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000.
6. ГОСТ Р 56830-2015. Нефтяная и газовая промышленность. Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования.
7. Методические указания № П1-01.05 М-0005 ПАО «НК «Роснефть». Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти и оценка его работы.
8. Якимов С.Б. Индекс агрессивности выносимых частиц на месторождениях ТНК-ВР в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2008. № 9. С. 33–39.
9. Агеев Ш.Р., Григорян Г.П., Макиенко Г.П. Энциклопедический справочник лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: ООО «Пресс мастер», 2007.
10. Якимов С.Б. О перспективах использования радиально стабилизированных компрессионных электроцентробежных насосов для повышения эффективности эксплуатации скважин пластов группы АВ Самотлорского месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 7–8. С. 78–86.
11. Якимов С.Б. О влиянии концентрации абразивных частиц на наработку электроцентробежных насосов с рабочими ступенями из материала нирезист тип 1 на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 3. С. 84–98.

References:

1. Renev D.Yu. Complicated Fund of LUKOIL PJSC. Inzhenernaya praktika = Engineering Practice, 2016, No. 4 [Electronic source]. Access mode: <http://glavteh.ru/осложненный-фонд-лукойл-пермь/> (Access date: September 11, 2017). (In Russian)
2. Degovtsov A.V., Sokolov N.N., Ivanovsky A.V. On the Possibility of Replacing Electrically Driven Centrifugal Pump's Cast Steps in Complicated Operating Conditions. Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and Technologies for the Oil and Gas Complex, 2016, No. 6, P. 16–20. (In Russian)
3. Smirnov N.I., Grigoryan E.E., Smirnov N.N. Wear and Tear and Vibration of the Pump Sections of Electrically Driven Centrifugal Pump Units. Burenie i neft' = Drilling and Oil, 2016, No. 2, P. 52–56. (In Russian)
4. Application Guide – Pumps. Wood Group ESP, Inc. [Electronic source]. Access mode: <http://www.woodgroup-esp.com> (Access date: September 11, 2017).
5. Darishchev V.I., Ivanovsky V.N., Ivanovsky N.F., et al. A Set of Works on Studying the Frequency of Self-Induced Breakdowns (PC Failures) of Oil Well Pump Units. Moscow, All-Russian Research Institute for the Organization, Management and Economics of the Oil and Gas Industry (VNIIONG) OJSC, 2000. (In Russian)
6. ГОСТ R 56830-2015. Oil and Gas Industry. Oil Well Electrically Driven Vane Pump Units. General Engineering Requirements. (In Russian)
7. Methodical Guidelines No. П1-01.05 М-0005 of Oil Company Rosneft PJSC. Uniform Engineering Requirements to Electrically Driven Centrifugal Pump Units, Sucker Rod Pump Units, Oil Well Tubing and other Oil Recovery Equipment and Assessment of their Operation. (In Russian)
8. Yakimov S.B. Aggressiveness Index of Extracted Particles at the Fields of TNK-BP in Western Siberia. Neftepromyslovoe delo = Oil Field Engineering, 2008, No. 9, P. 33–39. (In Russian)
9. Ageev Sh.R., Grigoryan G.P., Makienko G.P. Encyclopedic Reference Book of Vane Pumps for Oil Recovery and their Use. Perm, Press Master LLC, 2007. (In Russian)
10. Yakimov S.B. On the Prospects of Using Radially Stabilized Compressor Electrically Driven Pumps for the Purpose of Increasing the Operating Efficiency of Formation Wells of the AB Group of the Samotlor Field. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 7–8. P. 78–86. (In Russian)
11. Yakimov S.B. On the Impact of the Concentration of Abrasive Particles upon the Running Time of Electrically Driven Centrifugal Pumps with Step Decks from the Ni-resist Material (type 1) at the Fields of Oil Company Rosneft OJSC. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2016, No. 3, P. 84–98. (In Russian)