ГИАБ. Горный информационно-аналитический бюллетень /
MIAB. Mining Informational and Analytical Bulletin, 2024;(7):125-141
ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL PAPER

УДК 622.276 DOI: 10.25018/0236_1493_2024_7_0_125

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ АБРАЗИВНОСТИ ЧАСТИЦ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В ЖИДКОСТЯХ, ПЕРЕКАЧИВАЕМЫХ УСТАНОВКАМИ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ

Д.И. Шишлянников[1], Ю.Г. Коротков[1], А.А. Иванченко[1], Д.И. Дремина[1], В.К. Картавцев[1]

[1] Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия, e-mail: dreminadi9@gmail.com

Аннотация: Приведены общие сведения о конструктивном устройстве водопонижающих скважин карьеров. Показано, что данные скважины оснащаются, главным образом, установками погружных электроцентробежных насосов, время наработки которых определяется интенсивностью гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней. Таким образом, выявление и изучение неявных особенностей процесса гидроабразивного изнашивания узлов электроцентробежных насосов, а также обоснование технических решений, направленных на повышение времени наработки на отказ погружных насосов, перекачивающих гидроабразивные смеси, представляет научный и практический интерес. Описаны методика и стенд для проведения ускоренных ресурсных испытаний направляющих аппаратов, рабочих колес и межступенчатых уплотнений электроцентробежных насосов, предназначенных для эксплуатации в водопонижающих скважинах карьеров и разрезов в условиях высокой концентрации твердых абразивных частиц в откачиваемой жидкости. Показано, что основными факторами, влияющими на интенсивность гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней, являются твердость, крупность и форма абразивных частиц, концентрация механических примесей в откачиваемой жидкости, режим работы погружного электроцентробежного насоса. Для снижения интенсивности гидроабразивного изнашивания узлов рабочих ступеней авторами предлагается в состав установки электроцентробежного насоса включить предвключенное входное устройство — самоочищающийся щелевой фильтр оригинальной конструкции, а также удлинитель колонны насосно-компрессорных труб.

Ключевые слова: водопонижающая скважина, щелевой фильтр, погружной электроцентробежный насос, удлинитель колонны, рабочая ступень, механические примеси, гидроабразивное изнашивание, показатель абразивности, повышение наработки

Благодарность: Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Для цитирования: *Шишлянников Д. И., Коротков Ю. Г., Иванченко А. А., Дремина Д. И., Картавцев В. К.* Оценка изменения абразивности частиц механических примесей, содержащихся в жидкостях, перекачиваемых установками скважинных насосов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 7. – С. 125–141. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_7_0_125.

Change in abrasivity of mechanical admixture particles in fluids in deep-well pumping

D.I. Shishlyannikov[1], Yu.G. Korotkov[1], A.A. Ivanchenko[1], D.I. Dremina[1], V.K. Kartavtsev[1]

[1] Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia, e-mail: dreminadi9@gmail.com

Abstract: Design of dewatering wells in open pit mines is described. Such wells are mostly equipped with electrically driven deep-well centrifugal pumps, and the error-free running time of these pumps depends on the rate of hydro-abrasive wear of the pump stages. In this manner, detection and analysis of hidden features in the process of the hydro-abrasive wear of electric centrifugal pump units, as well as the validation of engineering solutions aimed at expanding the uptime of the deep-well pumps is of the theoretical and practical significance. The procedure and workbench for the accelerated resource testing of the guide vanes, impeller and inter-stage sealing of electric centrifugal pumps meant for operation in dewatering wells in open pit mines and quarries, under conditions of high concentration of solid abrasive particles in pumped-out fluids are described. It is shown that the main factors which govern the rate of the hydro-abrasive wear of the pump stages are the hardness, size and the shape of abrasive particles, the concentration of mechanical impurities in the pump fluids, and the operating mode of the deep-well electric centrifugal pump. For reducing the hydro-abrasive wear rate in the pump units, the authors propose to add the electric centrifugal pump configuration with an inlet device–a self-cleaning slot pre-filter of an original design, as well as with an extension of a tubing string.

Key words: dewatering well, slot filter, deep-well electric centrifugal pump, string extension, pump stages, mechanical admixtures, hydro-abrasive wear, abrasivity index, uptime extension.

Acknowledgements: The study was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, Project No. FSNM-2023-0005.

For citation: Shishlyannikov D. I., Korotkov Yu. G., Ivanchenko A. A., Dremina D. I., Kartavtsev V. K. Change in abrasivity of mechanical admixture particles in fluids in deep-well pumping. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2024;(7):125-141. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_7_0_125.

Введение

В настоящее время в России значительное количество месторождений полезных ископаемых разрабатывается открытым способом. Данные месторождения зачастую характеризуются сложными гидрогеологическими условиями, обусловливающими необходимость проведения комплексных работ по отведению и снижению уровня грунтовых вод. Одним из наиболее распространенных способов водоотведения является применение водопонижающих скважин, позволяющих сократить объемы выемки вскрышных пород, снизить исходную влажность добываемого полезного ископаемого, обеспечить энергоэффективное и безопасное ведение горных работ [1 — 4].

Скважины для понижения уровня грунтовых вод проводятся через водоносные горизонты до подстилающих непроницаемых горных пород (подошвы). Обычно глубина таких скважин не превышает 500 м, водоотдача находится в пределах 10 — 250 м^3/сут, а срок службы водопонижающих скважин составляет не более 5 лет. Наиболее часто подземные воды отбираются из таких скважин

посредством погружных насосных установок, в частности, установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) с погружными электродвигателями (ПЭД) [5 – 7].

Интенсивная эрозия пород в призабойной зоне скважины является неизбежным следствием водопонижения. Процесс откачивания воды сопровождается выносом механических примесей, что в значительной степени осложняет работу УЭЦН. Интенсивное гидроабразивное изнашивание приводит к перерезанию направляющих аппаратов и корпусов насосов (рис. 1), установки разрушаются, ПЭД и части УЭЦН падают в скважины. Ликвидация аварийных отказов сопровождается значительными материальными и временными затратами, что оказывает существенное влияние на снижение рентабельности процесса добычи полезных ископаемых. При повышении притоков грунтовых вод в карьеры в случае отказа погружного оборудования ухудшаются условия эксплуатации выемочно-погрузочных и транспортирующих машин.

Гидроабразивное изнашивание — распространенное явление для насосов, перекачивающих гидравлические смеси с высоким содержанием частиц механических примесей.

Авторами работ [8 – 10] были рассмотрены вопросы конструирования грунтовых, шламовых, песковых насосных агрегатов, создаваемых с учетом предупреждения развития гидроабразивного изнашивания.

Особенности условий функционирования погружного насосного оборудования водопонижающих скважин, существенные затраты на устранение последствий отказов УЭЦН обусловливают актуальность поиска путей повышения надежности скважинных насосов [11 – 15]. Обеспечение конкурентоспособности серийно-выпускаемых УЭЦН обусловливает необходимость ввода дополнительных ограничений на использование в конструкциях погружных насосов дорогостоящих высоколегированных, твердых сталей и сплавов, применение которых значительно увеличивает конечную стоимость выпускаемой продукции для предприятия и негативно сказывается на рентабельности горного производства [16 – 18].

Таким образом, задачи исследования процесса гидроабразивного изнашивания рабочих ступеней погружных электроцентробежных насосов, корректной оценки изнашивающей способности частиц механических примесей, а также обоснования технических решений, увеличивающих наработку на отказ УЭЦН, установленных в водопонижающих скважинах и перекачивающих гидроабразивные смеси, являются актуальными, а их

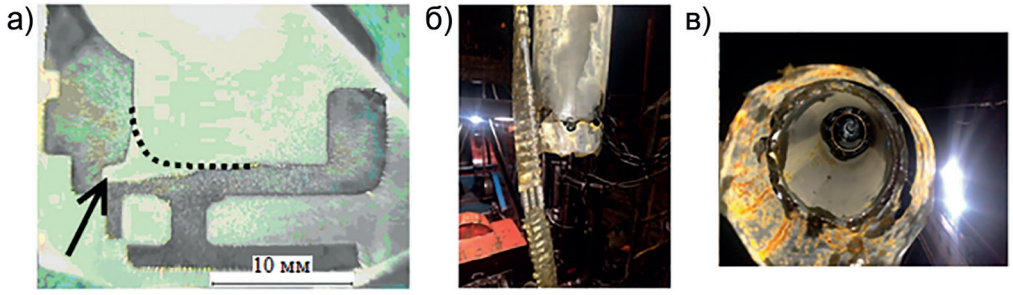


Рис. 1. Гидроабразивное изнашивание направляющего аппарата (а) и последствия перерезания корпусов электроцентробежных насосов (б, в)

Fig. 1. Hydro-abrasive wear of guide vanes (a) and after-cutting consequences in ECP bodies (b, v)

решение представляет научную и практическую ценность.

Методологические основы исследования

Высокая интенсивность изнашивания металлических деталей насосного оборудования, обусловленная воздействием твердых абразивных частиц, содержащихся в перекачиваемых жидкостях, характерна для многих отраслей техники. Данное явление возникает в случае взаимодействия потоков гидроабразивных смесей с внутренними поверхностями трубопроводной и распределительной арматуры, клапанами, корпусными деталями и рабочими ступенями насосов [19, 20].

Классификация абразивных частиц, содержащихся в откачиваемой скважинной жидкости, по роду их происхождения приведена на рис. 2. Состав механических примесей может быть одно- и многокомпонентным, а их концентрация, как правило, величина переменная.

В таблице приведены максимально допустимые значения концентрации механических примесей в перекачиваемой жидкости при различных исполнениях электроцентробежного насоса (ЭЦН). При концентрации механических примесей в жидкости $C \geqslant 5{,}0$ г/м^3, помимо гидроабразивного изнашивания, работа ЭЦН сопровождается высоким уровнем вибрации и повышенной вероятностью заклинивания роторов насосов [21 — 24].

Изнашивание рабочих ступеней ЭЦН под действием абразивных частиц механических примесей является процессом, включающим в себя множество факторов. Интенсивность потери металла изнашиваемой детали в общем виде описывается выражением:

$$\frac{dM_i}{dt} = f(R, F, \rho, H_c, C, K, H_d, F_d, \omega), \quad (1)$$

где M_i — относительное изменение массы изнашиваемой детали рабочей ступени электроцентробежного насоса; t — время воздействия абразивных частиц на изнашиваемую деталь; dM_i / dt — скорость гидроабразивного изнашивания; R, F, ρ, H_c, C — размер, форма, плотность, твердость и концентрация абразивных частиц механических примесей соответственно; K — коррозионная активность среды; H_d — твердость поверхности изнашиваемой детали; F_d — фор-

Допустимые концентрации механических примесей для различных исполнений ЭЦН
Allowable concentrations of mechanical admixtures for different configurations of electric centrifugal pumps (ECP)

Исполнение насоса	Концентрация механических примесей, г/м^3
Обычное	⩽ 1
Износостойкое	⩽ 3

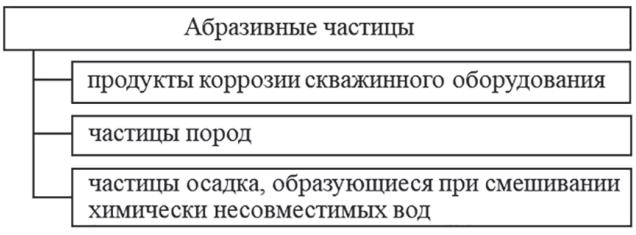


Рис. 2. Классификация абразивных частиц по роду происхождения
Fig. 2. Classification of abrasive particles by mode of origin

ма поверхности изнашиваемой детали; ω — частота вращения приводного вала насоса [25—28].

Методика, разработанная Американским институтом нефти (*API*), учитывает влияние геометрических параметров и физико-механических свойств частиц механических примесей на их изнашивающую способность. Абразивность механических примесей может быть оценена величиной комплексного показателя, который в общем виде определяется выражением:

$$AI = f(R, F, \rho, H_c), \qquad (2)$$

где AI — показатель абразивности механических примесей, %.

Количественно значение показателя абразивности AI определяется по эмпирической формуле:

$$AI = 0{,}3M_{-0{,}25\%} + 10\left(2 - K_O - K_S\right) + \\ + 0{,}25\left(M_{\text{Н.О\%}} + M_{\text{КВ\%}}\right), \qquad (3)$$

где $M_{-0{,}25\%}$ — массовая доля абразивных частиц механических примесей размером менее 0,25 мм, %; K_O — коэффициент формы частиц механических примесей, найденный по методике *API*; K_S — коэффициент сферичности частиц механических примесей, найденный по методике *API*; $M_{\text{Н.О\%}}$ — массовая доля нерастворимого остатка (частиц, не растворимых в кислоте), %; $M_{\text{КВ\%}}$ — доля частиц кварца в общей массе механических примесей, % [29—31].

Из выражения (3) следует, что геометрические параметры твердых частиц, в частности, их форма — округлость и сферичность, оказывают наибольшее влияние на изнашивающую способность частиц механических примесей, которые непосредственно взаимодействуют с элементами погружных электроцентробежных насосов.

Значения величин коэффициентов сферичности K_S и округлости K_O твердых частиц механических примесей визуально определяются согласно диаграмме, представленной на рис. 3 [24, 25].

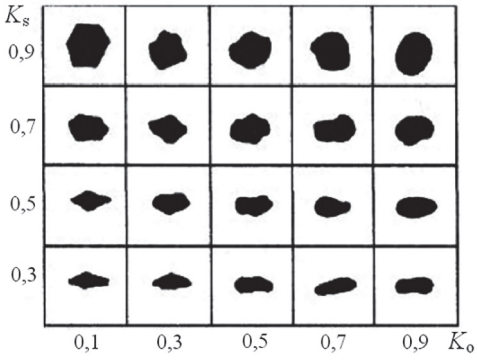


Рис. 3. Диаграмма для определения (визуально) величин коэффициентов округлости Ko и сферичности Ks твердых частиц механических примесей
Fig. 3. Diagram for visual determination of roundness number Kr and sphericity number Ks of solid particles in mechanical admixtures

Применяемые в настоящее время методы защиты погружных ЭЦН от гидроабразивного изнашивания основаны, как правило, на снижении концентрации и уменьшении среднего размера частиц механических примесей, проходящих через рабочие ступени насоса в потоке перекачиваемой жидкости, повышении износостойкости материалов рабочих ступеней к гидроабразивному разрушению, совершенствовании конструкций межступенчатых уплотнений.

Прохождение твердых частиц, содержащихся в потоке жидкости, через рабочие ступени ЭЦН сопряжено с изменением формы и крупности частиц (измельчением), что в свою очередь ведет к изменениям значений коэффициентов округлости и сферичности и частиц.

В соответствии с законом Риттингера, при дроблении частицы горной породы массой m_0 от начального диаметра $D_{\text{С.Н}}$ до конечного диаметра $D_{\text{С.К}}$ затрачивается энергия

$$E_{\text{др}} = 3{,}6 k_{\text{п}} k_{\text{ф}} k_{\text{т}} \left(\frac{1}{\sqrt{D_{\text{С.К}}}} - \frac{1}{\sqrt{D_{\text{С.Н}}}} \right) m_0, \qquad (4)$$

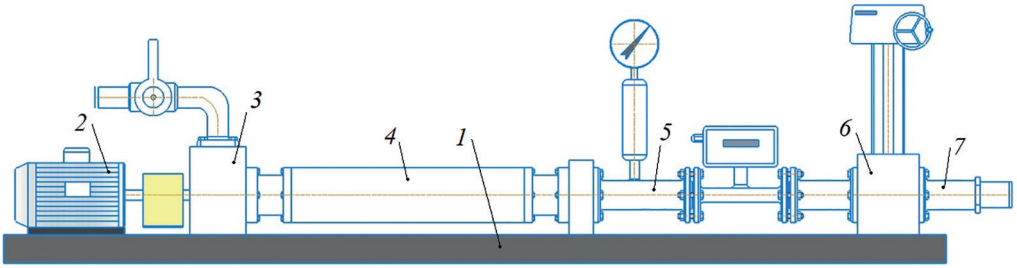


Рис. 4. Схема стенда для испытания рабочих ступеней электроцентробежных насосов
Fig. 4. Layout of bench tester for electric centrifugal pump stages

где $E_{др}$ — энергия, необходимая для дробления заданного объема породы, кДж; $k_п$ — коэффициент пропорциональности удельных энергозатрат на образование новых поверхностей при разрушении (коэффициент Бонда), кВт·ч·м^{0,5}/т; $k_ф$ — коэффициент формы частиц; $k_т$ — коэффициент наличия исходных ослаблений в частицах (границ зерен в многокомпонентных частицах, трещин естественного и техногенного происхождения и т.п.); m_0 — исходная масса дробимой частицы, кг [24, 25].

В случае взаимодействия с металлической поверхностью рабочей ступени ЭЦН твердая абразивная частица, движущаяся в потоке жидкости, получает энергию E, которая может быть определена выражением:

$$E = 0,5 m_0 v^2, \qquad (5)$$

где v — скорость движения твердой частицы при соударении с поверхностью детали рабочей ступени, м/с.

Уменьшение крупности (среднего диаметра) и массы твердой абразивной частицы обусловливает уменьшение количества энергии E, передаваемой частице при ударе о металл рабочей ступени ЭЦН. При значениях $E < E_{др}$ твердые частицы механических примесей перестают измельчаться [27, 28].

Взаимодействие механических примесей, которые содержатся в потоке перекачиваемой жидкости, и деталей скважинного насоса является сложным, случайным многофакторным процессом. Исследование и выявление особенностей процесса гидроабразивного износа рабочих ступеней электроцентробежного насоса наиболее просто осуществляется при проведении лабораторных экспериментов на специальных испытательных стендах.

Авторами выполнены экспериментальные исследования с целью определения зависимостей изменения крупности, формы и абразивности частиц механических примесей, которые содержатся в потоке перекачиваемой жидкости, и количеством ступеней центробежного насоса, через которые перекачивается гидроабразивная смесь. Для проведения испытаний использовался стенд, на котором была собрана секция ЭЦН, состоящая из 5 рабочих ступеней ЭЦН7А-150 (рис. 4).

Стенд смонтирован на раме *1*, состоит из приводного электродвигателя *2*, узла ввода жидкости *3*, секции ЭЦН *4*, собранной из 5 рабочих ступеней 7А габарита, узла отвода жидкости *5*.

Гидроабразивная смесь подается в насосную секцию *4* из бака (не показан на рис. 4) самотеком через узел ввода жидкости *3*, после чего нагнетается в трубопровод *7* через узел вывода жидкости *5*. Задвижка *6* позволяет создавать гидравлическое сопротивление на выходе секции ЭЦН *4*, а также определять характеристики рабочих ступеней при работе секции *4* «на закрытую задвиж-

ку». Частота вращения ротора приводного двигателя *2* составляет 2910 об/мин.

Гидравлическая схема стендовой установки приведена на рис. 5. Гидравлический бак *4* стенда заполняется водой, подводимой из трубопровода *1* через задвижку *2*, в отверстие *3* засыпаются механические примеси. В ступени испытываемой секции ЭЦН *7* из гидравлического бака *4* стенда подается жидкость с абразивными частицами механических примесей по трубопроводу *5* через открытую задвижку *6*. Пройдя через секцию ЭЦН *7*, жидкость с частицами механических примесей по трубопроводу *11* через задвижку *9* нагнетается обратно в гидравлический бак *4*. Посредством манометра *8* и расходомера *10* осуществляется контроль давления и расхода перекачиваемой среды. Отбор проб жидкости с абразивными частицами осуществляется из пробоотборника *12* [28, 32, 33]. В качестве модельной жидкости (гидроабразивной

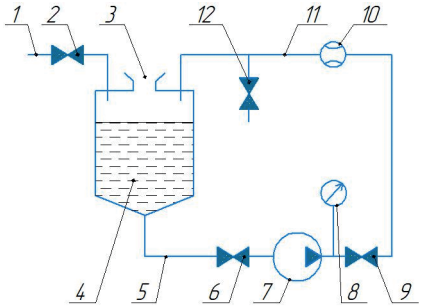


Рис. 5. Гидравлическая схема стенда для испытания рабочих ступеней ЭЦН
Fig. 5. Hydraulic circuit of bench tester for ECP stages

смеси) использовалась вода с концентрацией механических примесей $C = 3 \cdot 10^3$ г/м^3. Высокая концентрация механических примесей в модельной жидкости позволяет повысить интенсивность гидроабразивного износа и уменьшить затраты времени на проведение испытаний.

Исследовалось изменение показателя абразивности частиц следующих материалов:

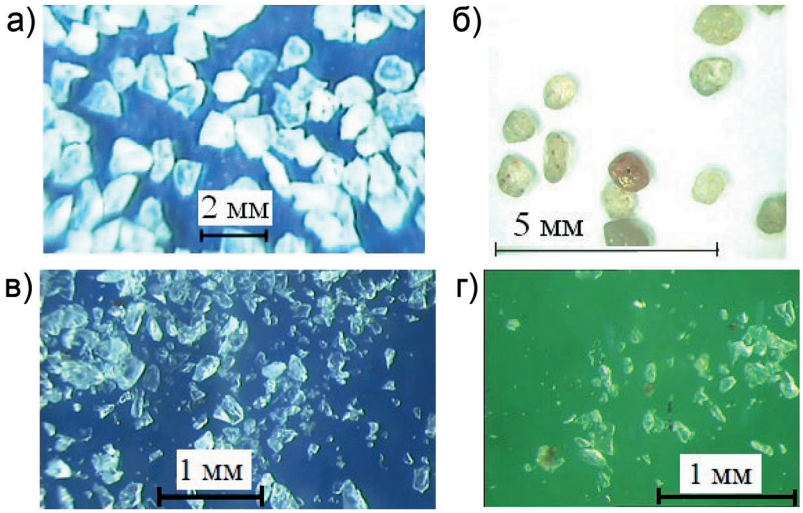


Рис. 6. Форма частиц и гранулометрический состав модельных механических примесей: первоначальные форма и состав (а, б); после прохождения через 80 рабочих ступеней 7А-150 испытываемой секции ЭЦН (в, г); частицы кварцевого песка искусственного происхождения (а, в); частицы кварцевого песка естественного происхождения (б, г)
Fig. 6. Particle shapes and grain-size composition in model mechanical admixtures: initial shapes and composition (a, b); after passing 80 pump stages 7A-150 in test section of ECP (v, g); artificial quartz sand particles (a, v); natural quartz sand particles (b, g)

• кварцевого песка искусственного происхождения, полученного в процессе размола габаритных кусков кварца в дробилках, средний диаметр частиц $D_{С.Н}$ = 1,1 мм (см. рис. 6, *а*);

• кварцевого песка естественного происхождения двух фракций со средним диаметром частиц $D_{С.Н}$ = 0,26 мм и $D_{С.Н}$ = 0,58 мм (рис. 6, *б*).

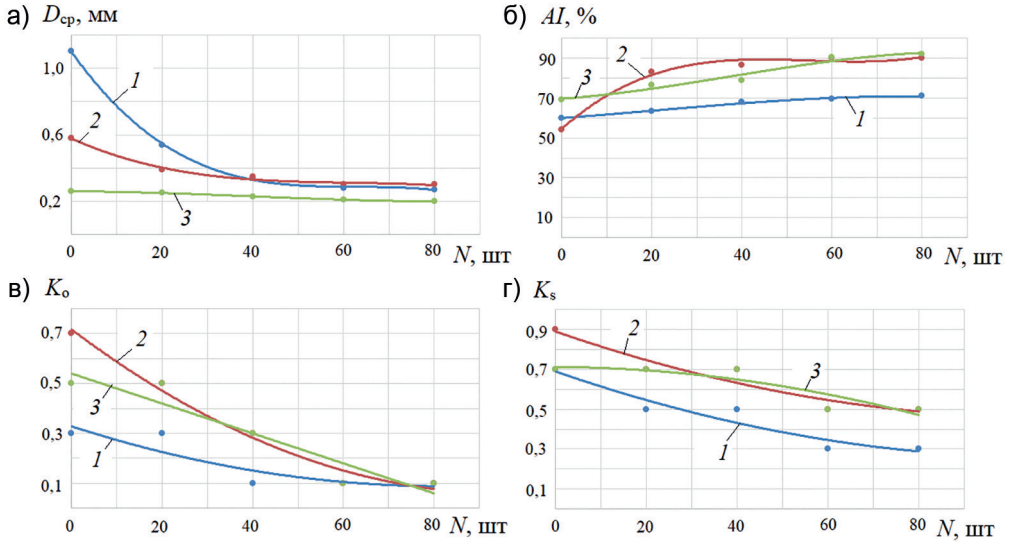
Гранулометрический состав механических примесей для модельной жидкости задавался путем проведения рассева на фракции исходных материалов на специальных лабораторных ситах. Контроль крупности проб частиц механических примесей осуществлялся посредством проведения визуального анализа и измерений с использованием лабораторного микроскопа.

Пробы жидкости, содержащей частицы механических примесей, отбирались после прохождения цикла из 20, 40, 60 и 80 рабочих ступеней ЭЦН. Для определения времени отбора проб использовалось выражение:

$$T = 3{,}6nV_б/Qz, \qquad (6)$$

где T — время отбора проб, с; n — число рабочих ступеней, через которые пройдет абразивная частица, шт.; Q — подача испытываемой насосной секции, Q = 6,25 м³/ч; z — число рабочих ступеней в испытываемой насосной секции, z = 5 шт.; $V_б$ — объем бака стенда, $V_б$ = 200 л.

Определение значений коэффициентов сферичности K_S и округлости K_O частиц твердых механических примесей проводилось в соответствии с диаграммой, приведенной на рис. 2. Выполнено исследование гранулометрического состава частиц, определен их средний диаметр $D_{С.К}$. Посредством выражения (3) рассчитан показатель абразивности *AI*.



1 — кварцевый песок искусственного происхождения, $D_{С.Н}$ = 1,10 мм;
2 — кварцевый песок естественного происхождения, $D_{С.Н}$ = 0,58 мм;
3 — кварцевый песок естественного происхождения, $D_{С.Н}$ = 0,26 мм

Рис. 7. Изменение среднего диаметра (а), показателя абразивности (б), коэффициента округлости (в) и коэффициента сферичности (г) абразивных частиц, содержащихся в смеси, при прохождении через рабочие ступени электроцентробежного насоса

Fig. 7. Changes in average diameter (a), abrasivity index (b), roundness number (v) and sphericity number (g) of abrasive particles in pump fluid in passing electric centrifugal pump stages

Результаты исследований, полученные для гидроабразивных смесей, содержащих частицы кварцевого песка искусственного и естественного происхождения, приведены на рис. 7.

Исходя из анализа полученных графиков, следует, что крупная фракция частиц песка подверглась интенсивному измельчению. После прохождения 40 рабочих ступеней ЭЦН 7А-150 средний диаметр абразивной частицы составил $D_{С.К}$ = 0,25…0,30 мм (см. рис. 6, *а*, графики *1* и *2*). Частицы мелкого кварцевого песка естественного происхождения со средним диаметром частиц $D_{С.Н}$ = = 0,26 мм (см. рис. 6, *а*, график *3*) измельчились весьма незначительно до $D_{С.К}$ = 0,20 мм.

Продукты измельчения песка искусственного и естественного происхождения имеют вытянутую пластинчатую форму (см. рис. 6), что определяет уменьшение значений коэффициентов округлости и сферичности измельченных частиц по сравнению с частицами исходных модельных абразивных примесей (см. рис. 7, *в*, *г*), обусловливает увеличение показателя абразивности (см. рис. 7, *б*) по мере прохождения через рабочие ступени испытываемой секции ЭЦН. Песок с исходным средним диаметром частиц $D_{С.Н}$ = 0,26 мм характеризуется минимальным увеличением показателя абразивности по мере прохождения с потоком жидкости через рабочие ступени испытываемой насосной секции.

Полученные выводы подтверждаются результатом ресурсных испытаний аналогичной насосной секции, собранной из 20 рабочих ступеней 7А-150. При циркуляции гидроабразивной смеси, где в качестве механических примесей использовался кварцевый песок естественного происхождения, имеющий средний диаметр частиц $D_{С.Н}$ = 0,58 мм и концентрацию $C = 3 \cdot 10^3$ г/м^3, через испытываемую насосную секцию 7А-150 в течение 4 ч наблюдалось интенсивное изнашивание опорных шайб рабочих колес ступеней по ходу потока от входа к выходу из насосной секции. В результате этого, опорные шайбы, расположенные ближе к входу потока в насосную секцию, имеют менее интенсивный износ измельченными механическими примесями по сравнению с опорными шайбами, находящихся у дальних по ходу потока рабочих ступеней (рис. 8).

В настоящее время наиболее распространенным и рентабельным способом защиты погружных насосов от изнашивающего воздействия механических примесей является использование фильтров. Отечественными и зарубежными производителями выпускаются входные

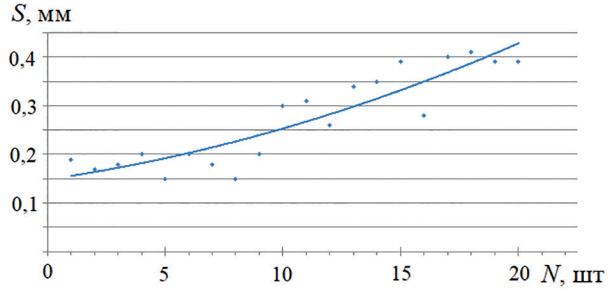


Рис. 8. Изменение величины изнашивания S опорных шайб колес в зависимости от расположения ступени в насосной секции по ходу потока гидроабразивной смеси

Fig. 8. Change in wear rate S of support washers depending on pump stage position in section along hydroabrasive mixture flow

и скважинные фильтры УЭЦН поверхностного и объемного действия. Общим недостатком серийно выпускаемых конструкций фильтров является низкая грязеемкость фильтроэлементов, что ограничивает время эффективной работы фильтров в скважинах.

Известны технические решения самоочищающихся фильтров ЭЦН [30 – 32]. Привод устройств очистки данных фильтров осуществляется от погружных электродвигателей или при деформации колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), что не всегда эффективно и зачастую связано с общим снижением надежности функционирования УЭЦН в скважинах.

1 – погружной электродвигатель,
2 – гидрозащита,
3 – щелевой фильтр,
4 – электроцентробежный насос,
5 – удлинитель колонны,
6 – колонна насосно-компрессорных труб,
7 – устьевая арматура,
8 – наземное оборудование

Рис. 9. Схема компоновки УЭЦН
Fig. 9. Layout of ECP

Для снижения интенсивности гидроабразивного изнашивания при работе ЭЦН в водопонижающих скважинах авторами предложены оригинальная конструкция самоочищающегося входного фильтра центробежного насоса и способ восстановления пропускной способности его фильтроэлемента без подъема установки из скважины.

Предлагаемые технические решения заключаются в следующем. В компоновку УЭЦН (рис. 9) включают удлинитель колонны *5* оригинальной конструкции, а на входе ЭЦН устанавливают самоочищающийся щелевой фильтр *3*, разработанный авторами. При изменении давления в насосно-компрессорном трубопроводе *6* (например, при включении или отключении погружного электродвигателя *1* насоса *4*) удлинитель *5* обеспечивает возвратно-поступательное перемещение в скважине УЭЦН с фильтром *3* на величину S = 20…30 мм, что позволяет осуществить самоочистку фильтроэлемента фильтра *3*.

Удлинитель колонны насосно-компрессорных труб (рис. 10) состоит из полого корпуса *1*, к которому подсоединен переходник *2*. Внутри корпуса *1* коаксиально расположен полый подвижный шток *3* с поршнем *4*. Поршень *4* выполнен со сквозным отверстием. В кольцевом зазоре между корпусом *1* и подвижным штоком *3* установлены уплотнения *5*, между которыми смонтирована пружина *6*, состоящая из отдельных секций кольцевого типа.

Деформация пружины *6* осуществляется при возвратно-поступательном движении полого штока *3* с поршнем *4*. Вдоль корпуса *1* заявляемого удлинителя уложена кабельная линия *7* в виде спирали, закрепленной на поверхности корпуса *1* посредством крепежей *8*.

Удлинитель колонны насосно-компрессорных труб в составе установки ЭЦН работает следующим образом. При

запуске погружного электродвигателя *1* начинает вращаться ротор электроцентробежного насоса *4* (см. рис. 9). Внутри корпуса *1* удлинителя колонны (см. рис. 10) и внутреннего канала полого штока *3* создается избыточное давление, действующее на поршень *4*. Давление, действующее на поршень *4*, обусловливает сжатие секций кольцевой пружины *6*. При сжатии секций пружины *6* осуществляется выдвижение штока *3*. УЭЦН, подсоединенная к удлинителю, перемещается вдоль эксплуатационной колонны вниз к забою водопонижающей скважины. При выдвижении штока *3* удлинение кабельной линии *7* обеспечивается за счет ее укладки вдоль внешней поверхности корпуса *1* в виде спирали.

При выключении ЭЦН происходит уменьшение давления внутри корпуса *1* удлинителя колонны, секции пружины *6* разжимаются, шток *3* втягивается вовнутрь корпуса *1*. Компоновка погружного оборудования, подсоединенная к удлинителю, осуществляет возвратное движение по направлению к устью скважины. При этом кабельная линия *7* сжимается в спираль и удерживается вдоль корпуса *1* посредством крепежей *8*, а фильтр *3* самоочищается.

Самоочищающийся щелевой фильтр (рис. 11) включает в себя трубу *1* с закрепленным на конце нижним неподвижным упором *6*, при этом на поверхности трубы выполнены направляющие пазы *2* и фильтровальный участок *11* с перфорацией в виде отверстий. Фильтрующий элемент *11* состоит из продольных вертикальных стержней *12*.

Щелевой фильтр функционирует следующим образом. При растяжении колонны насосно-компрессорных труб в результате работы удлинителя колонны происходит перемещение фильтра вниз. При обратной деформации колонны насосно-компрессорных труб и сжатии удлинителя колонны осуществляется

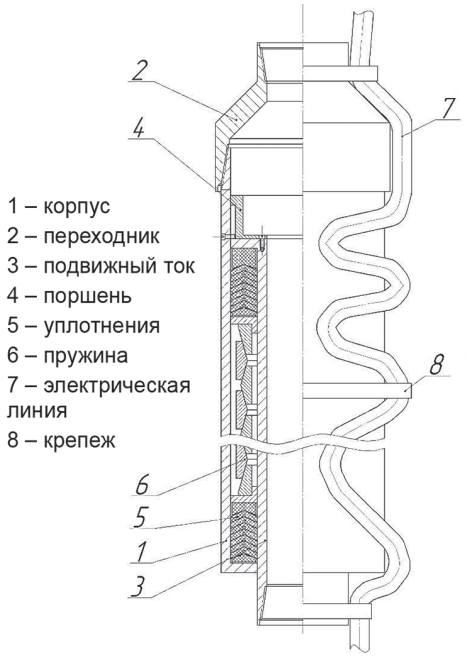
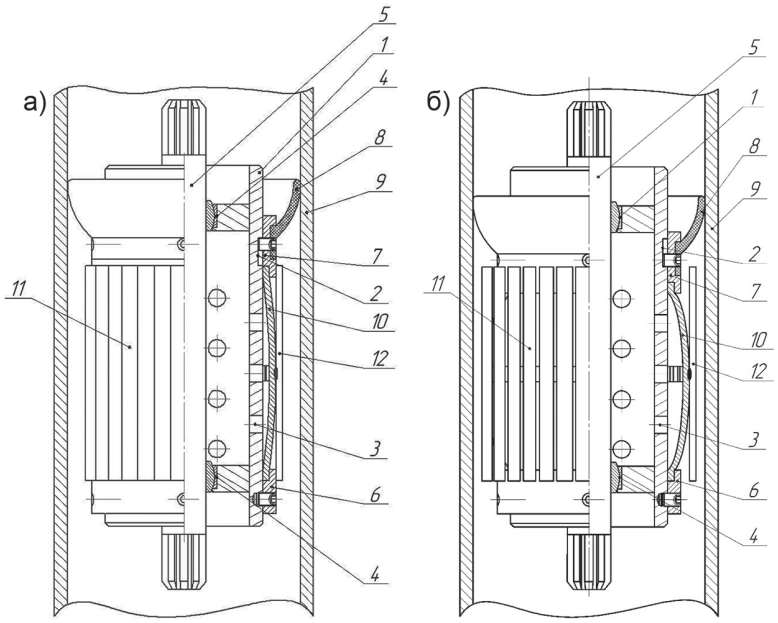


Рис. 10. Удлинитель колонны насосно-компрессорных труб [34]
Fig. 10. Tubing string extension [34]

перемещение фильтра вверх, при этом происходит сближение неподвижного упора *6* и подвижного упора *7*, в котором закреплены элементы, перемещающиеся в пазах *2* трубы *1*. Сближение неподвижного упора *6* и подвижного упора *7* обеспечивается благодаря наличию упругого элемента *8*, контактирующего с поверхностью обсадной трубы *9* и замедляющего движение вверх подвижного упора *7*, относительно остального фильтра. Вследствие сближения неподвижного упора *6* и подвижного упора *7* происходит сжатие расположенного между ними диаметрально-расширяемого упругого элемента *8*, выполненного в виде центратора, например, из пружинной стали 60С2ХФА. При деформации диаметрально расширяемого упругого элемента *8*, происходит его расширение в области установленного на нем поперечного крепления, которое тоже деформируется и увеличивается в диаметре.



1 – труба; 2 – направляющие пазы; 3 – отверстия; 4 – подшипниковый узел; 5 – вал;
6 – неподвижный упор; 7 – подвижный упор; 8 – упругий элемент; 9 – обсадная колонна;
10 – расширяемый упругий элемент; 11 – фильтрующий элемент; 12 – продольные стержни

Рис. 11. Щелевой фильтр [35]: рабочее положение фильтрующего элемента (а); очистка фильтрующего элемента (б)

Fig. 11. Slot filter [35]: working position of the filter element (a); cleaning of the filter element (b)

Очистка фильтрующего элемента *11* происходит вследствие перемещения вертикальных продольных стержней *12* в радиальном направлении, при увеличении (расширении) диаметра поперечного крепления. После очистки фильтрующего элемента *11* благодаря упругой деформации диаметрально расширяемого элемента *10* происходит возвращение подвижного упора *7* и стержней *12* в исходное положение.

Таким образом, обеспечивается эффективная работа фильтра в скважинных условиях с отделением частиц заданной крупности из потока перекачиваемой жидкости, а также равномерная самоочистка фильтроэлемента при отключении УЭЦН. Возможность самоочистки и восстановления проницаемости фильтроэлемента в скважинных условиях повышает надежность установки в целом.

Анализ результатов и выводы по статье

Результаты исследований, приведенные в настоящей статье, позволили выполнить оценку изменения показателя абразивности механических примесей, находящихся в потоке модельной жидкости, проходящей через ступени электроцентробежных насосов. В ходе исследования установлено, что крупные частицы механических примесей естественного происхождения при контакте с металлом рабочих ступеней ЭЦН подвергаются интенсивному измельчению до значений $D_{С.К}$ = 0,25…0,30 мм, после чего крупность частиц остается практически неизменной.

По мере прохождения через рабочие ступени показатель абразивности частиц механических примесей увеличивается, что приводит к увеличению интенсивно-

сти изнашивания межступенчатых уплотнений, рабочих колес и направляющих аппаратов рабочих ступеней с увеличением интенсивности изнашивания по ходу потока гидроабразивной смеси от входа до выхода насосной секции.

Из указанного следует, что фильтры УЭЦН водопонижающих скважин следует подбирать, преимущественно ориентируясь на тонкость очистки 0,25… 0,30 мм. Частицы с начальным размером больше $D_{C.H}$ = 0,30 мм подвержены измельчению, а продукты разрушения таких частиц характеризуются высокой абразивностью. Фильтры более тонкой очистки подвергаются интенсивной кольматации и характеризуются меньшей грязеемкостью и малой наработкой в скважинных условиях. Неравномерное гидроабразивное изнашивание рабочих ступеней определяет возможность использования электроцентробежных насосов комбинированной сборки, где первыми по ходу потока устанавливаются рабочие ступени обычного исполнения, а далее — ступени в износостойком исполнении.

Использование каскадных систем очистки откачиваемой жидкости, состоящих из скважинных сепараторов и фильтров различных конструкций, позволяет значительно увеличить наработку УЭЦН. Применение самоочищающихся фильтров УЭЦН вместе с удлинителем колонны насосно-компрессорных труб является перспективным направлением для снижения влияния гидроабразивного износа.

Примеры таких устройств приведены авторами в работах [36 — 40].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Alexandrov V., Trufanova I.* The Kachkanarsky MCC iron ore processing tailings slurry hydraulic transport parameters / International Conference on Transport and Sedimentation of Solid Particles. 2019, vol. TS 19, pp. 57 — 65.

2. *Koteleva N., Frenkel I.* Digital processing of seismic data from open-pit mining blasts // Applied Sciences (Switzerland). 2021, vol. 11, no. 1, article 383. DOI: 10.3390/app11010383.

3. *Gülich J. F.* Centrifugal pumps. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2014, 1146 p.

4. *Haiwen Zhu, Jianjun Zhu, Risa Rutter, Jiecheng Zhang, Hong-Quan Zhang* Sand erosion model prediction, selection and comparison for electrical submersible pump (ESP) using CFDmethod / Proceedings of the ASME, 5th Joint US-European Fluids Engineering Summer Conference FEDSM-2018, Montreal, Quebec, Canada. 2018, pp. 101 — 108.

5. *Morrison G., Yi Chen, Steck D., Yiming Chen, Changrui Bai, Abhay Patil* Effect of gas presence on erosive wear of split-vane electrical submersible pump / Texas A&M University, College Station, TX 46th Turbomachinery & 33rd pump symposia. Houston, Texas. 2017, pp. 80 — 86.

6. *Korzhev A. A.*, *Bolshunova O. M.*, *Voytyuk I. N.*, *Vatlina A. M.* Mathematical simulation of transient operation modes of an electric drive of a centrifugal pump for a slurry pipeline / Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering-2019. 2019, vol. 140. DOI: 10.1051/e3sconf/201914004012.

7. *Shabalov M. Yu., Zhukovskiy Yu. L.*, *Buldysko A. D.*, *Gil B.*, *Starshaia V. V.* The influence of technological changes in energy efficiency on the infrastructure deterioration in the energy sector // Energy Reports. 2019, vol. 7, pp. 2664 — 2680. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.05.001.

9. *Giro R. A.*, *Bernasconi G., Giunta G., Cesari S.* A data-driven pipeline pressure procedure for remote monitoring of centrifugal pumps // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021, vol. 205, article 108845. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108845.

10. *Costa E. A.*, *de Abreu O. S. L.*, *Silva T. D. O.*, *Ribeiro M. P.*, *Schnitman L.* A Bayesian approach to the dynamic modeling of ESP-lifted oil well systems: An experimental validation on an ESP prototype // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021, vol. 205, article 108880. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108880.

11. *Zhu H., Zhu J., Lin Z., Zhao Q., Rutter R., Zhang H.-Q.* Performance degradation and wearing of Electrical Submersible Pump (ESP) with gas-liquid-solid flow: Experiments and mechanistic mode-

ling // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021, vol. 200, article 108399. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108399.

12. *Iakovleva E. V., Sychev Yu. A.* The complex system of power quality control and improvement for minimization of deleterious effect on environment in conditions of oil production enterprises // Journal of Ecological Engineering. 2017, vol. 18, no. 3, pp. 43 — 47. DOI: 10. 12911/22998993/69356.

13. *Filatova I., Nikolaichuk L., Zakaev D., Ilin I.* Public-private partnership as a tool of sustainable development in the oil-refining sector: Russian case // Sustainability (Switzerland). 2021, vol. 13, no. 9, article 5153. DOI: 10.3390/su13095153.

14. *Zhukovskiy Y. L., Batueva D. E., Buldysko A. D., Gil B., Starshaia V. V.* Fossil energy in the framework of sustainable development: analysis of prospects and development of forecast scenarios // Energies. 2021, vol. 14, article 5268. DOI: 10.3390/en14175268.

15. *Vasilyev V. E., Kholmskiy A. V., Sankovsky A. A.* Determination of main vertical ore-lift shaft location in two planes // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2018, vol. 194, no. 8, article 082043. DOI: 10.1088/1755-1315/194/8/082043.

16. *Bolobov V., Chupin S., Bochkov V.* About increasing wear resistance of rock-breaking tool to abrasion by using mechanical and thermo-mechanical treatment // International Review of Mechanical Engineering. 2017, vol. 15, no. 11, pp. 301 — 304. DOI: 10.15866/ireme.v11i5.11581.

17. *Островский В. Г., Пещеренко С. Н.* Стендовое моделирование коррозионно-абразивного разрушения направляющих аппаратов нефтяных насосов // Научные исследования и инновации. — 2010. — Т. 4. — № 1. — С. 86 — 88.

18. *Островский В. Г., Зверев В. Ю.* Стенд для испытания ступеней электроцентробежных насосов нефтяных промыслов // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. — 2017. — № 7. — С. 102 — 106.

19. *Perissinotto R., Monte Verde W., Biazussi J. L., Bulgarelli N. A. V., Fonseca W. D. P., de Castro M. S., Franklin E., Bannwart A. C.* Flow visualization in centrifugal pumps. A review of methods and experimental studies // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021, vol. 203, article 108582. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108582.

20. *Chang L., Yang C.-Y., Zhang X.-M., Xu Q., Guo L.-J.* Experimental study on pressurization property of three-stage centrifugal multiphase pump on gas-liquid two-phase flow conditions // Journal of Engineering Thermophysics. 2021, vol. 42, no. 5, pp. 1233 — 1237.

21. *Bulgarelli N. A. V., Biazussi J. L., Monte Verde W., Perles C. E., de Castro M. S., Bannwart A. C.* Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021, vol. 197, article 107900. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107900.

22. *Boikov A., Savelev R., Payor V., Potapov A.* Universal approach for dem parameters calibration of bulk materials // Symmetry. 2021, vol. 13, no. 6. DOI: 10.3390/sym13061088.

23. *Островский В. Г., Пещеренко М. П.* Влияние утечек на рабочие характеристики и надежность нефтяных насосов // Научные исследования и инновации. — 2011. — Т. 5. — № 2. — С. 171 — 176.

24. *Vasilyeva M. A.* Equipment for generating running magnetic fields for peristaltic transport of heavy oil / 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, Proceedings. 2017, 8076356.

25. *Vasilyeva M. A.* Modeling of wave processes when the heterogeneous flow is moving in a low-frequency magnetic peristaltic pump of pulsating type // Vibroengineering Procedia. 2019, no. 25, pp. 111 — 115. DOI: 10.21595/vp.2019.20751.

26. *Alexandrov V. I., Vasilyeva M. A.* Express-diagnosis of the technical state slurry pumps in systems hydrotransport processing tails of ore / Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects: 11th conference of the Russian-German Raw Materials, 2018. 2019, pp. 273 — 282.

27. *Яковлев А. Л., Савенок О. В.* Анализ эффективности применяемого оборудования и возможных причин отказа при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2016. — № 5. — С. 149 — 163.

28. *Лыкова Н. А.* Защита УЭЦН от засорения: комплексный подход // Инженерная практика. — 2016. — № 4. — С. 44 — 50.

29. *Лыкова Н. А.* Оборудование для работы УЭЦН в условиях интенсивного выноса механических примесей // Инженерная практика. — 2017. — № 3. — С. 58 — 62.

30. *Закатов О. П.*, *Бархатов С. П.*, *Устинова Я. В.*, *Семенов А. С.* Перспективы использования буровой установки БУ 1500/900 ДЭР для сверхглубокого бурения // Заметки ученого. — 2021. — № 10. — С. 290—293.

31. *Овчинников Н. П.*, *Портнягина В. В.*, *Дамбуев Б. И.* Установление предельного технического состояния пульпового насоса без разборки // Записки Горного института. — 2020. — Т. 241. — С. 53. DOI: 10.31897/pmi.2020.1.53.

32. *Васильева М. А.*, *Пушкарев А. Е.* Разработка методологии оценки технического уровня проектируемого насосного оборудования // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2021. — № S7. — С. 26—38. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_4_7_26.

33. *Сафончук К. А.*, *Князькина В. И.*, *Иванов С. Л.* Оценка параметров механизма масляного насоса с зубчато-эксцентриковым преобразователем движения // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2020. — № S33. — С. 3—11. DOI: 10.25018/0236- 1493-2020-10-33-3-11.

34. *Шишлянников Д. И.*, *Дремина Д. И.*, *Картавцев В. К.*, *Коротков Ю. Г.* Патент RU 2811050 C1 МПК E21B 17/07 (2006.01). Удлинитель колонны насосно-компрессорных труб. № 2023107251; заявл. 27.03.2023; опубл. 10.01.2024, Бюл. №1. — 12 с.

35. *Шишлянников Д. И.*, *Картавцев В. К.*, *Коротков Ю. Г.*, *Иванченко А. А.*, *Южаков Н. С.* Патент RU 2807658 C1 МПК E21B 43/08 (2006.01). Щелевой фильтр. № 2023118200 заявл. 11.07.2023 опубл., 21.11.2023, Бюл. № 33. — 11 с.

36. *Данченко Ю. В.* Патент RU 2559973 C1 МПК E21B 43/08 (2006.01). Скважинный расширяющийся фильтр. № 2014124149; заявл. 11.06.2014; опубл. 20.08.2015. Бюл. № 23. — 6 с.

37. *Данченко Ю. В.*, *Дорогокупец Г. Л.*, *Иванов О. Е.*, *Кулаков С. В.* Патент RU 2289680 C1 МПК E21B 43/08 (2006.01). Скважинный расширяющийся фильтр. № 2005125165; заявл. 11.06.2005; опубл. 20.12.2006. Бюл. № 35. — 5 с.

38. *Данченко Ю. В.*, *Закревская Е. А.*, *Калан А. Л.*, *Пошвин Е. В.* Патент RU 2456054 C1 МПК E21B 43/08 (2006.01). Регенерируемый щелевой фильтр. № 2011103572; заявл. 01.02.2011; опубл. 20.07.2012. Бюл. № 23. — 6 с.

39. *Шишлянников Д. И.*, *Шавалеева А. В.*, *Коротков Ю. Г.*, *Перельман М. О.*, *Пошвин Е. В.* Патент RU 2709580 C1 МПК E21B 43/08 (2006.01). Щелевой фильтр. № 2019128459; заявл. 10.09.2019; опубл. 18.12.2019. Бюл. № 35. — 13 с.

40. *Шишлянников Д. И.*, *Шавалеева А. В.*, *Коротков Ю. Г.*, *Перельман М. О.*, *Пошвин Е. В.* Патент RU 2715774 C1 МПК E21B 43/08 (2006.01), E03B 3/18 (2006.01). Щелевой фильтр / . № 2019134083; заявл. 23.10.2019; опубл. 03.03.2020. Бюл. № 7. — 13 с. ГИАБ

REFERENCES

1. Alexandrov V., Trufanova I. The Kachkanarsky MCC iron ore processing tailings slurry hydraulic transport parameters. *International Conference on Transport and Sedimentation of Solid Particles*. 2019, vol. TS 19, pp. 57—65.

2. Koteleva N., Frenkel I. Digital processing of seismic data from open-pit mining blasts. *Applied Sciences (Switzerland)*. 2021, vol. 11, no. 1, article 383. DOI: 10.3390/app11010383.

3. Gülich J. F. *Centrifugal pumps*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2014, 1146 p.

4. Haiwen Zhu, Jianjun Zhu, Risa Rutter, Jiecheng Zhang, Hong-Quan Zhang Sand erosion model prediction, selection and comparison for electrical submersible pump (ESP) using CFDmethod. *Proceedings of the ASME, 5th Joint US-European Fluids Engineering Summer Conference FEDSM-2018*, Montreal, Quebec, Canada. 2018, pp. 101—108.

5. Morrison G., Yi Chen, Steck D., Yiming Chen, Changrui Bai, Abhay Patil Effect of gas presence on erosive wear of split-vane electrical submersible pump. *Texas A&M University, College Station, TX 46th Turbomachinery & 33rd pump symposia*. Houston, Texas. 2017, pp. 80—86.

6. Korzhev A. A., Bolshunova O. M., Voytyuk I. N., Vatlina A. M. Mathematical simulation of transient operation modes of an electric drive of a centrifugal pump for a slurry pipeline. *Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering-2019*. 2019, vol. 140. DOI: 10.1051/e3sconf/201914004012.

7. Shabalov M. Yu., Zhukovskiy Yu. L., Buldysko A. D., Gil B., Starshaia V. V. The influence of technological changes in energy efficiency on the infrastructure deterioration in the energy sector. *Energy Reports*. 2019, vol. 7, pp. 2664—2680. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.05.001.

9. Giro R. A., Bernasconi G., Giunta G., Cesari S. A data-driven pipeline pressure procedure for remote monitoring of centrifugal pumps. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021, vol. 205, article 108845. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108845.

10. Costa E. A., de Abreu O. S. L., Silva T. D. O., Ribeiro M. P., Schnitman L. A Bayesian approach to the dynamic modeling of ESP-lifted oil well systems: An experimental validation on an ESP prototype. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021, vol. 205, article 108880. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108880.

11. Zhu H., Zhu J., Lin Z., Zhao Q., Rutter R., Zhang H.-Q. Performance degradation and wearing of Electrical Submersible Pump (ESP) with gas-liquid-solid flow: Experiments and mechanistic modeling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021, vol. 200, article 108399. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108399.

12. Iakovleva E. V., Sychev Yu. A. The complex system of power quality control and improvement for minimization of deleterious effect on environment in conditions of oil production enterprises. *Journal of Ecological Engineering*. 2017, vol. 18, no. 3, pp. 43—47. DOI: 10. 12911/22998993/69356.

13. Filatova I., Nikolaichuk L., Zakaev D., Ilin I. Public-private partnership as a tool of sustainable development in the oil-refining sector: Russian case. *Sustainability (Switzerland)*. 2021, vol. 13, no. 9, article 5153. DOI: 10.3390/su13095153.

14. Zhukovskiy Y. L., Batueva D. E., Buldysko A. D., Gil B., Starshaia V. V. Fossil energy in the framework of sustainable development: analysis of prospects and development of forecast scenarios. *Energies*. 2021, vol. 14, article 5268. DOI: 10.3390/en14175268.

15. Vasilyev V. E., Kholmskiy A. V., Sankovsky A. A. Determination of main vertical ore-lift shaft location in two planes. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2018, vol. 194, no. 8, article 082043. DOI: 10.1088/1755-1315/194/8/082043.

16. Bolobov V., Chupin S., Bochkov V. About increasing wear resistance of rock-breaking tool to abrasion by using mechanical and thermo-mechanical treatment. *International Review of Mechanical Engineering*. 2017, vol. 15, no. 11, pp. 301—304. DOI: 10.15866/ireme.v11i5.11581.

17. Ostrovsky V. G., Pescherenko S. N. Bench modeling of corrosion-abrasive destruction of guide devices of oil pumps. *Scientific Research and Innovation*. 2010, vol. 4, no. 1, pp. 86—88. [In Russ].

18. Ostrovsky V. G., Zverev V. Yu. Stand for testing stages of electric centrifugal pumps in oil fields. *Minerals and Mining Engineering*. 2017, no. 7, pp. 102—106. [In Russ].

19. Perissinotto R., Monte Verde W., Biazussi J. L., Bulgarelli N. A. V., Fonseca W. D. P., de Castro M. S., Franklin E., Bannwart A. C. Flow visualization in centrifugal pumps. A review of methods and experimental studies. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021, vol. 203, article 108582. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108582.

20. Chang L., Yang C.-Y., Zhang X.-M., Xu Q., Guo L.-J. Experimental study on pressurization property of three-stage centrifugal multiphase pump on gas-liquid two-phase flow conditions. *Journal of Engineering Thermophysics*. 2021, vol. 42, no. 5, pp. 1233—1237.

21. Bulgarelli N. A. V., Biazussi J. L., Monte Verde W., Perles C. E., de Castro M. S., Bannwart A. C. Experimental investigation on the performance of Electrical Submersible Pump (ESP) operating with unstable water/oil emulsions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021, vol. 197, article 107900. DOI: 10.1016/j.petrol.2020.107900.

22. Boikov A., Savelev R., Payor V., Potapov A. Universal approach for dem parameters calibration of bulk materials. *Symmetry*. 2021, vol. 13, no. 6. DOI: 10.3390/sym13061088.

23. Ostrovsky V. G., Pescherenko M. P. The influence of leaks on the performance characteristics and reliability of oil pumps. *Scientific research and innovation*. 2011, vol. 5, no. 2, pp. 171—176. [In Russ].

24. Vasilyeva M. A. Equipment for generating running magnetic fields for peristaltic transport of heavy oil. *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, Proceedings*. 2017, 8076356.

25. Vasilyeva M. A. Modeling of wave processes when the heterogeneous flow is moving in a low-frequency magnetic peristaltic pump of pulsating type. *Vibroengineering Procedia*. 2019, no. 25, pp. 111—115. DOI: 10.21595/vp.2019.20751.

26. Alexandrov V. I., Vasilyeva M. A. Express-diagnosis of the technical state slurry pumps in systems hydrotransport processing tails of ore. *Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects: 11th conference of the Russian-German Raw Materials*, 2018. 2019, pp. 273—282.

27. Yakovlev A. L., Savenok O. V. Analysis of the effectiveness of the equipment used and possible causes of failure during the intensification of oil production in the fields of the Krasnodar Territory. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2016, no. 5, pp. 149—163. [In Russ].

28. Lykova N. A. Protection of ESP from clogging: an integrated approach. *Inzhenernaya praktika*. 2016, no. 4, pp. 44—50. [In Russ].

29. Lykova N. A. Equipment for ESP operation under conditions of intensive removal of mechanical impurities. *Inzhenernaya praktika*. 2017, no. 3, pp. 58 — 62. [In Russ].
30. Zakatov O. P., Barkhatov S. P., Ustinova Ya. V., Semenov A. S. Prospects for using the BU 1500/900 DER drilling rig for ultra-deep drilling. *Zametki uchenogo*. 2021, no. 10, pp. 290 — 293. [In Russ].
31. Ovchinnikov N. P., Portnyagina V. V., Dambuev B. I. Establishment of the limiting technical state of a pulp pump without disassembly. *Journal of Mining Institute*. 2020, vol. 241, pp. 53. [In Russ]. DOI: 10.31897/pmi.2020.1.53.
32. Vasilyeva M. A., Pushkarev A. E. Development of a methodology for assessing the technical level of the designed pumping equipment. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021, no. S7, pp. 26 — 38. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_4_7_26.
33. Safronchuk K. A., Knyazkina V. I., Ivanov S. L. Estimation of the parameters of the oil pump mechanism with a gear-eccentric motion converter. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2020, no. S33, pp. 3 — 11. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236- 1493-2020-10-33-3-11.
34. Shishlyannikov D. I., Dremina D. I., Kartavcev V. K., Korotkov Yu. G. *Patent RU 2811050 S1 MPK E21B 17/07 (2006.01)*, 10.01.2024. [In Russ].
35. Shishlyannikov D. I., Kartavcev V. K., Korotkov Yu. G., Ivanchenko A. A., Yuzhakov N. S. *Patent RU 2807658 S1 MPK E21B 43/08 (2006.01)*, 21.11.2023. [In Russ].
36. Danchenko Yu. V. *Patent RU 2559973 C1 IPC E21B 43/08 (2006.01)*, 20.08.2015. [In Russ].
37. Danchenko Yu. V., Dorogokupets G. L., Ivanov O. E., Kulakov S. V. *Patent RU 2289680 C1 IPC E21B 43/08 (2006.01)*, 20.12.2006. [In Russ].
38. Danchenko Yu. V., Zakrevskaya E. A., Kalan A. L., Poshvin E. V. *Patent RU 2456054 C1 IPC E21B 43/08 (2006.01)*, 20.07.2012. [In Russ].
39. Shishlyannikov D. I., Shavaleeva A. V., Yu. G. Korotkov, Perelman M. O., Poshvin E. V. *Patent RU 2709580 C1 IPC E21B 43/08 (2006.01)*, 18.12.2019. [In Russ].
40. Shishlyannikov D. I., Shavaleeva A. V., Yu. G. Korotkov, Perelman M. O., Poshvin E. V. *Patent RU 2715774 C1 IPC E21B 43/08 (2006.01), E03B 3/18 (2006.01)*, 03.03.2020. [In Russ].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Шишлянников Дмитрий Игоревич[1] — д-р техн. наук,
доцент, профессор, e-mail: dish844@gmail.com,
Коротков Юрий Григорьевич[1] — аспирант,
e-mail: korotkov1197@mail.ru,
Иванченко Анна Анатольевна[1] — старший преподаватель,
e-mail: anna_ivanchenko94@mail.ru,
Дремина Дарья Игоревна[1] — ассистент,
e-mail: dreminadi9@gmail.com,
Картавцев Вадим Кириллович[1] — ассистент,
e-mail: vadk10@yandex.ru,
[1] Пермский национальный исследовательский политехнический университет.
Для контактов: Дремина Д.И., e-mail: dreminadi9@gmail.com.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

D.I. Shishlyannikov[1], Dr. Sci. (Eng.), Assistant Professor,
Professor, e-mail: dish844@gmail.com,
Yu.G. Korotkov[1], Graduate Student, e-mail: korotkov1197@mail.ru,
A.A. Ivanchenko[1], Senior Lecturer,
e-mail: anna_ivanchenko94@mail.ru,
D.I. Dremina[1], Assistant, e-mail: dreminadi9@gmail.com,
V.K. Kartavtsev[1], Assistant, e-mail: vadk10@yandex.ru,
Corresponding author: D.I. Dremina, e-mail: dreminadi9@gmail.com.

Получена редакцией 25.10.2023; получена после рецензии 28.02.2024; принята к печати 10.06.2024.
Received by the editors 25.10.2023; received after the review 28.02.2024; accepted for printing 10.06.2024.