

Оценка изменения абразивности твердых частиц в гидравлических смесях, перекачиваемых с помощью УЭЦН

Д.И. ШИШЛЯННИКОВ¹, И.Е. ЗВОНАРЕВ² ✉, А.А. РЫБИН¹, В.Ю. ЗВЕРЕВ¹, А.А. ИВАНЧЕНКО¹

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет (ПНИПУ), Пермь, Россия

² Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

✉ Zvonarev_IE@pers.spmi.ru

Ссылка для цитирования оригинальной статьи: Shishlyannikov, D.; Zvonarev, I.; Rybin, A.; Zverev, V.; Ivanchenko, A. Assessment of Changes in the Abrasiveness of Solid Particles in Hydraulic Mixtures Pumped with ESPs. *Appl. Sci.* 2023, 13, 1885. <https://doi.org/10.3390/app13031885>

Аннотация: Статистика использования скважинных устройств электроцентробежных насосов (ЭЦН) на нефтяных месторождениях Евразии показывает, что гидроабразивный износ является распространенной причиной аварийных отказов УЭЦН. Авторы данной работы теоретически и экспериментально исследовали особенности гидроабразивного износа деталей ЭЦН. Описана методика исследования и конструкция лабораторного стенда, приведены результаты экспериментальных исследований по определению изменения показателя абразивности частиц примесей, содержащихся в смеси, перекачиваемой рабочими ступенями секции ЭЦН. Показано, что крупные частицы механических примесей, находящиеся в контакте с металлом рабочих ступеней, подвергаются интенсивному измельчению до 0,25 ... 0,3 мм, после чего размер частиц практически не изменяется. Повышение показателя абразивности механических примесей приводит к увеличению интенсивности износа межступенчатых уплотнений по ходу потока водоабразивной смеси (от входа до выхода насосной секции). На основании полученных результатов даны рекомендации по выбору устройств для очистки пластового флюида при освоении и эксплуатации нефтяных скважин. Обоснована актуальность работ по совершенствованию конструкции межступенчатых уплотнений УЭЦН.

Ключевые слова: электроцентробежный насосный агрегат (ЭЦН); добыча нефти; механические примеси; гидроабразивный износ; индекс абразивности; увеличение времени эксплуатации.

Assessment of Changes in the Abrasiveness of Solid Particles in Hydraulic Mixtures Pumped with ESPs

Dmitriy I. SHISHLYANNIKOV¹, Ivan E. ZVONAREV² ✉, Alexander A. RYBIN¹, Valeriy Yu. ZVEREV¹
and Anna A. IVANCHENKO¹

¹ Perm National Research Polytechnic University (PNRPU), Perm, Russia

² Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

✉ Zvonarev_IE@pers.spmi.ru

Abstract: The statistics of using downhole electric submersible pump (ESP) units in the oil fields of Eurasia show that hydroabrasive wear is a common cause of ESP emergency failures. The authors of this study theoretically and experimentally investigated the peculiarities of water–abrasive wear of ESP components. The research methodology and construction of the laboratory bench are described, and the results of experimental studies of determination of changes in the abrasivity index of impurity particles contained in the mixture pumped with the working stages of an ESP section are given. It is shown that large particles of mechanical impurities in contact with the metal of the working stages are subjected to intensive grinding of up to 0.25 ... 0.3 mm; after that, particle size remains practically unchanged. An increased abrasiveness index of mechanical impurities causes an increase in the intensity of wear of interstage seals along the flow of a water–abrasive mixture (from the inlet to the outlet of the pumping section). Based on the obtained results, recommendations for selection of devices for formation-fluid cleaning during development and operation of oil wells are given. The relevance of work on improving the design of interstage seals of ESP units is substantiated.

Keywords: electric submersible pump unit (ESP); well-oil production; mechanical impurities; hydroabrasive wear; abrasiveness index; increase in operating time.

* Перевод подготовлен для повышения интереса русскоязычной аудитории к данной статье.

© 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

© Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II (перевод), 2024.

1. Введение

Добыча нефти из скважин на месторождениях стран Евразийского региона ведется с широким применением установок электроцентробежных насосных (УЭЦН). Эти установки характеризуются высокой энергоэффективностью при эксплуатации скважин со средними и высокими дебитами (более 40 м³/сут). Внедрение на нефтяных месторождениях технологии периодической эксплуатации скважин и освоение производства малогабаритных УЭЦН позволяет расширить область применения этих насосных установок на скважины с малыми дебитами. В результате, например, на месторождениях Урала и Западной Сибири более 60 % нефтяных скважин оборудованы ЭЦН. На этих установках добывается более 80 % нефти в России [1, 2].

УЭЦН часто эксплуатируется в сложных условиях, что может привести к высокому риску преждевременного отказа установки. Устранение отказов УЭЦН влечет за собой значительные финансовые и временные затраты для нефтедобывающей компании, так как каждый аварийный останов требует проведения дорогостоящих операций по отключению [3, 4].

Значительная часть аварийных отказов УЭЦН (более 30 % от общего числа) вызвана гидроабразивным износом агрегатов электроцентробежных насосов и связанных с ними устройств [5]. В наиболее тяжелых ситуациях воздействие абразивных частиц, содержащихся в перекачиваемой скважинной жидкости, сопровождается срезанием направляющих лопаток и корпусов насосов (рис. 1), а затем падением погружных электродвигателей и частей УЭЦН на дно скважины [6]. Устранение подобных неисправностей избавляет от необходимости проведения технически сложных и трудоемких промысловых операций [4, 7].

Особенно неблагоприятными условиями для работы УЭЦН характеризуются скважины, которые вводятся в эксплуатацию после гидроразрыва пласта. Удаление рыхлого проппанта при освоении таких скважин сокращает время работы электроцентробежных насосов до нескольких суток [8-10].

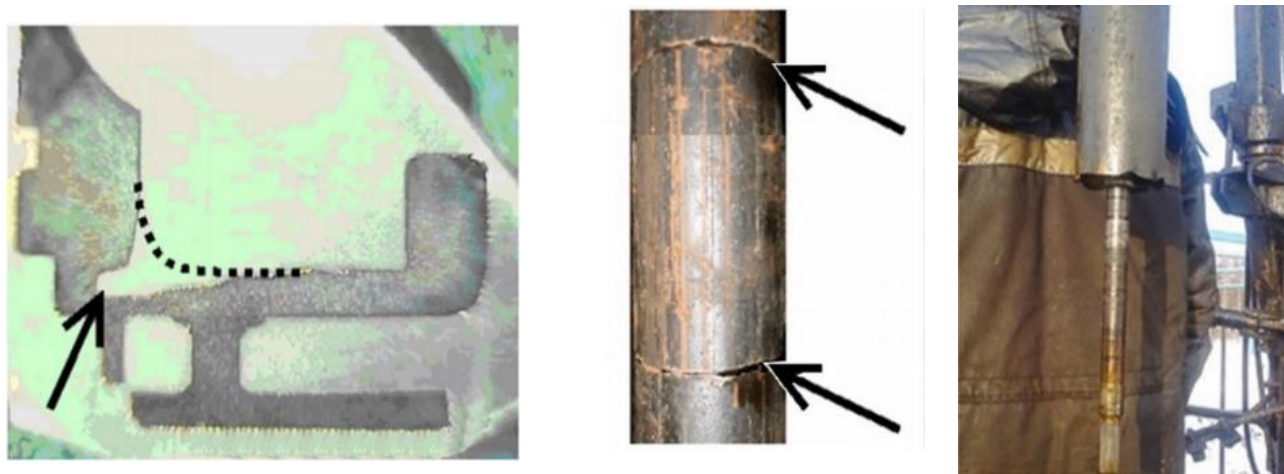


Рис. 1. Гидроабразивный износ направляющих лопаток (а) (стрелкой указаны участки локального гидроабразивного износа направляющего аппарата УЭЦН, пунктирной линией показана его исходная форма поперечного сечения) и последствия резки корпусов электроцентробежных насосов (б, в) (стрелками показаны последствия гидроабразивной резки корпуса УЭЦН)

Исследованию процесса гидроабразивного износа деталей ЭЦН посвящено несколько работ [11-13]. При проектировании ЭЦН внимание уделяется в основном выбору износостойких материалов рабочих ступеней, размещению и совершенствованию конструкций подшипниковых опор, разработке износостойких конструкций направляющих аппаратов и защите от резания. Недостаточно изученными остаются, например, особенности процесса гидроабразивного изнашивания межступенчатых уплотнений.

Известные методы расчета интенсивности гидроабразивного износа межступенчатых уплотнений для УЭЦН не учитывают изменения размеров и формы частиц примесей, содержащихся в перекачиваемой гидроабразивной смеси, при прохождении их через рабочие ступени насоса.

Они также не учитывают неравномерность износа уплотнений в зависимости от их расположения в насосной секции. В этом случае скорость гидроабразивного износа уплотнений существенно различается, так как отличаются не только величины перепада давления на уплотнениях, но и абразивность механических примесей, изменяющаяся относительно исходной.

Указанное обусловило актуальность исследования оценки изменения абразивности для твердых частиц в гидромеханических смесях, перекачиваемых УЭЦН, с целью разработки технических решений, направленных на минимизацию последствий гидроабразивного износа узлов и деталей УЭЦН.

Исследованию процесса гидроабразивного износа деталей УЭЦН посвящено несколько работ [11–13]. При проектировании УЭЦН внимание уделяется в основном выбору износостойких материалов рабочих ступеней, размещению и совершенствованию конструкций подшипниковых опор, разработке износостойких конструкций направляющих аппаратов и защите от резания. Недостаточно изученными остаются, например, особенности процесса гидроабразивного изнашивания межступенчатых уплотнений.

Известные методы расчета интенсивности гидроабразивного износа межступенчатых уплотнений для УЭЦН не учитывают изменения размеров и формы частиц примесей, содержащихся в перекачиваемой гидроабразивной смеси, при прохождении их через рабочие ступени насоса. Они также не учитывают неравномерность износа уплотнений в зависимости от их расположения в насосной секции. В этом случае скорость гидроабразивного износа уплотнений существенно различается, так как отличаются не только величины перепада давления на уплотнениях, но и абразивность механопримесей, изменяющаяся относительно исходной.

Указанное обусловило актуальность исследования оценки изменения абразивности для твердых частиц в гидромеханических смесях, перекачиваемых УЭЦН, с целью разработки технических решений, направленных на минимизацию последствий гидроабразивного износа узлов и деталей УЭЦН.

2. Материалы и методы

Гидроабразивный износ – распространенное явление во многих областях техники. Он возникает при взаимодействии перекачиваемой жидкости, содержащей твердые частицы примесей (водно-абразивная смесь), с трубопроводами, деталями насосов, клапанами, узлами распределительных устройств и т.д. [14, 15].

Абразивные частицы, содержащиеся в скважинных жидкостях, классифицируются по происхождению следующим образом:

- свободный проппант после гидроразрыва пласта;
- частицы пластовых пород;
- продукты коррозии скважинного оборудования;
- твердые частицы из растворов для ликвидации скважин;
- частицы осадка, образующиеся при смешивании химически несовместимых вод [16, 17].

Состав механической примеси может быть однокомпонентным или многокомпонентным, а ее концентрация, как правило, не является постоянной величиной. Высокое содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости характерно для стадий освоения скважины, пуска после текущего и капитального ремонта. Кратковременное увеличение концентрации механических примесей наблюдается при пусках УЭЦН, работающих в периодических режимах, а также при изменении параметров систем поддержания пластового давления.

Известно, что интенсивный гидроабразивный износ сопровождает работу электроцентробежных насосов при следующих концентрациях механических примесей в перекачиваемой скважинной жидкости:

- для насосов в нормальном исполнении – $C = 1 \text{ г/м}^3$;
- для насосов в износостойком исполнении – $C = 3 \text{ г/м}^3$.

При концентрации механических примесей в скважинной жидкости более $C = 5 \text{ г/м}^3$, помимо гидроабразивного износа, работа соответствующего УЭЦН будет сопровождаться значительными вибрациями и высокой вероятностью заклинивания ротора насоса [16, 18–21].

Износ рабочих ступеней электроцентробежных насосов под воздействием абразивных частиц механических примесей представляет собой многофакторный процесс, интенсивность которого в общем случае может быть определена с помощью уравнения (1):

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

где K_i – относительное изменение массы изнашиваемой части насосной ступени ЭЦН; t – время воздействия абразивных частиц на изнашиваемую часть; dK_i/dt – скорость гидроабразивного износа; 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 – форма поверхности изнашиваемой детали; ω – скорость вращения ведущего вала насоса [18].

Влияние геометрических параметров и физико-механических свойств частиц механических примесей на износостойкость учитывается в методике Американского института нефти (API) и оценивается через значение комплексного индекса абразивности механических примесей, который в общем виде описывается уравнением (2):

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

где AI – индекс абразивности механических примесей, %.

Количественное значение индекса абразивности AI определяется соотношением (3)

$$AI = 10(2 - K_r - K_s) + 0.3M_{-0.25\%} + 0.25(M_{ir\%} + M_q\%), \quad (3)$$

где $M_{-0.25\%}$ – массовая доля абразивных частиц механических примесей размером менее 0,25 мм, %; K_r – коэффициент формы частиц механических примесей, найденный по методу API; K_s – коэффициент сферичности частиц механических примесей, найденный по методу API; $M_{ir\%}$ – массовая доля нерастворимого остатка (частиц, нерастворимых в кислоте), %; $M_q\%$ – доля частиц кварца в общей массе механических примесей, % [7].

Анализ формулы (3) показывает, что наибольшее влияние на абразивность частиц механических примесей, взаимодействующих с деталями электроцентробежных насосов, оказывают размеры и форма твердых частиц: округлость и сферичность. Диаграмма для визуального определения значений коэффициентов округлости, K_r , и сферичности, K_s , твердых частиц механических примесей приведена на рисунке 2 [22].

Большинство методов защиты погружных электроцентробежных насосов от гидроабразивного износа направлено на снижение концентрации и среднего размера частиц механических примесей, проходящих через ступени насоса в потоке перекачиваемой жидкости, повышение абразивной износостойкости материалов ступеней насоса и улучшение межступенчатых уплотнений [23].

При прохождении через ступени центробежных насосов изменяются формы и размеры твердых частиц, содержащихся в потоке жидкости; частицы механических примесей измельчаются, при этом изменяются значения коэффициентов округлости и сферичности частиц, соответственно K_r и K_s [24–26].

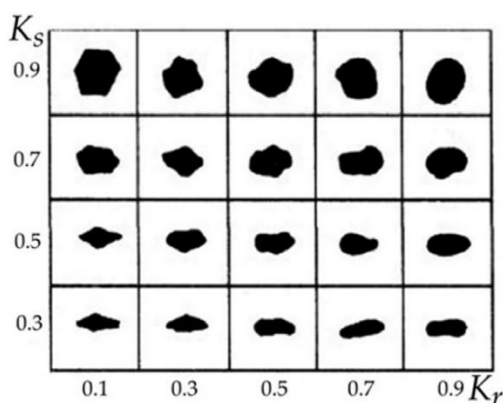


Рис. 2. График для визуального определения значений коэффициентов округлости K_r и сферичности формы K_s твердых частиц механических примесей

В соответствии с законом Риттингера, при дроблении частицы породы массой m_0 от начального диаметра D_i до конечного диаметра D_f энергия определяется по уравнению (4)

$$E_{cr} = 3.6 \cdot k_p \cdot k_s \cdot k_c \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{D_f}} - \frac{1}{\sqrt{D_i}} \right) \cdot m_i \quad (4)$$

где E_{cr} – энергия, необходимая для дробления данного объема породы, кДж; k_p – коэффициент пропорциональности удельного расхода энергии на образование новых поверхностей при разрушении (коэффициент Бонда), кВт·ч·м^{0.5}/т; k_s – коэффициент формы частиц; k_c – коэффициент начального затухания в частицах (границы зерен в многокомпонентных частицах, трещины природного и техногенного происхождения и т.д.); m_i – начальная масса дробленной частицы, кг.

При контакте с металлом рабочей ступени твердой частице, движущейся в потоке жидкости, будет передана энергия E , значение которой определяется уравнением (5):

$$E = 0.5 \cdot v^2 \cdot m_i \quad (5)$$

где v – скорость движения твердой частицы при ударе о рабочую ступень, м/с.

Уменьшение диаметра и массы твердой абразивной частицы приводит к уменьшению величины энергии E , передаваемой частице при ударе о металл рабочей ступени центробежного насоса. При $E < E_{cr}$ твердые частицы механических примесей перестают измельчаться [22, 27].

Прохождение механических примесей, содержащихся в перекачиваемом потоке жидкости, через ступени насоса определяет изменение абразивности твердых частиц [28]. При этом процесс изнашивания имеет неявные особенности, характерные для различных секций многоступенчатого насоса [29–31]. Выявление и изучение этих особенностей процесса гидроабразивного изнашивания ступеней электроцентробежных насосов наиболее просто осуществляется в ходе лабораторных экспериментов на специальных стендах [32, 33].

Целью экспериментальных исследований, проведенных авторами, было выявление зависимостей изменения размеров, формы и абразивности частиц механических примесей, содержащихся в потоке жидкости, от числа ступеней центробежного насоса, через которые прокачивалась гидроабразивная смесь. В таблице 1 приведена программа экспериментальных исследований.

Таблица 1

Программа экспериментальных исследований по оценке изменения абразивности твердых частиц в гидромеханических смесях, перекачиваемых с помощью электрофильтров

Номер этапа	Название этапа исследования	Содержание этапа исследования
1	Постановка цели исследования	Оценка изменения абразивности твердых частиц в гидросмеси, перекачиваемой с помощью ЭЦН.
2	Постановка проблемы исследования	– разработка основных положений методики экспериментальных исследований; – разработка лабораторного стенда; – выбор типов и концентраций модельных механических примесей; – выбор метода оценки изменения абразивности твердых частиц в модельной гидросмеси, перекачиваемой УЭЦН.
3	Выполнение исследования; сбор и обработка данных	Оценка исходных параметров модельных механических примесей: среднего диаметра, индекса абразивности, коэффициента округлости и коэффициента сферичности; приготовление модельной гидроабразивной смеси; заполнение гидравлической системы стенда; отбор проб механических примесей после их прохождения через 20, 40, 60 и 80 рабочих ступеней насосной части стенда; фильтрация механических примесей; сушка примесей; анализ полученных данных.
4	Результаты исследования	Построение зависимостей: изменения среднего диаметра механических примесей от числа рабочих ступеней, D_f ; изменения показателя абразивности механических примесей от числа рабочих ступеней, AI ; изменения коэффициента округлости частиц механических примесей от числа рабочих ступеней, K_f ; и изменения коэффициента сферичности частиц механических примесей от количества рабочих стадий, K_s .

Экспериментальные исследования проводились на стенде, представляющем собой секцию центробежного насоса, собранного из 20 рабочих ступеней, 7А-150 (рис. 3).

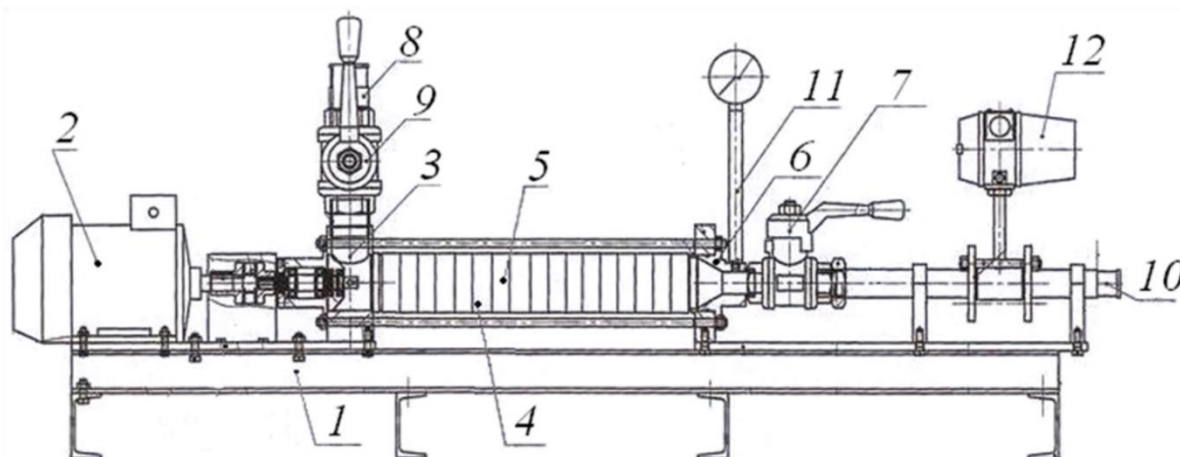


Рис. 3. Стенд для испытания рабочих ступеней электроцентробежных насосов

Стенд установлен на раме 1, на которой смонтированы приводной двигатель 2, входной узел 3, насосная секция 4, собранная из ступеней насоса 5, и выходной узел 6. Жидкость поступает в насосную секцию 4 из резервуара (на рисунке 3 не показан) самотеком через трубопровод 8, клапан 9 и входной узел 3. Пройдя через насосные ступени 5 насосной секции 4, жидкость закачивается в трубопровод 10 через выходной узел 6. Задвижка 7 позволяет создать гидравлическое сопротивление на выходе насосной секции 4, а также определить характеристики насосных ступеней 5, когда насосная секция 4 работает с закрытой задвижкой. Для определения рабочих параметров испытуемой насосной секции, 4, стенд оснащен измерительными приборами: датчиком давления, 11, и расходомером, 12. Частота вращения ротора приводного двигателя 2 составляет 2910 об/мин.

Гидравлическая схема испытательного стенда представлена на рисунке 4. Гидравлический бак, 4, стенда заполняется водой из трубопровода, 1, через клапан, 2; механические примеси засыпаются в отверстие, 3. Вода с абразивным материалом подается из гидравлического бака, 4, стенда по трубопроводу, 5, через открытую задвижку, 6, на ступени, собирающие насосную секцию, 7. После прохождения через насосную секцию 7 жидкость с частицами механических примесей по трубопроводу 11 и клапану 9 подается обратно в бак 4. Давление и расход в подающем трубопроводе 11 стенда контролируются с помощью манометра 8 и расходомера 10 соответственно. Отбор проб жидкости, содержащей частицы механических примесей, осуществляется из пробоотборника 12 [15, 16].

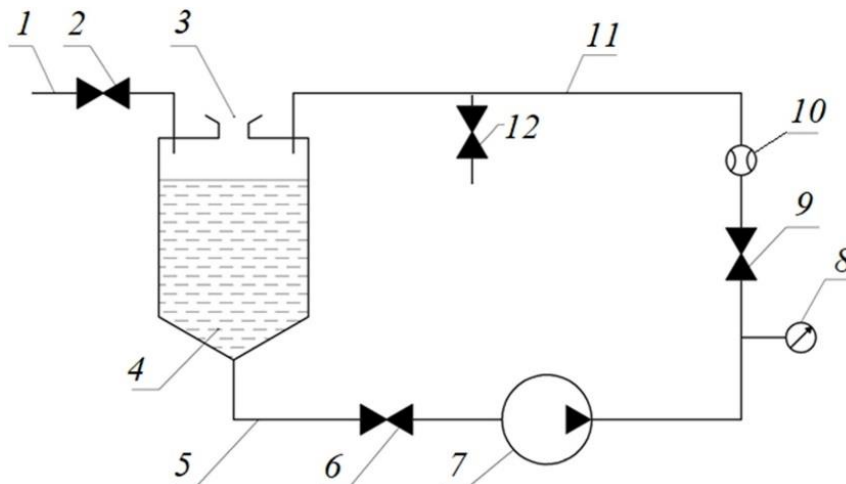


Рис. 4. Гидравлическая схема стенда для испытания рабочих ступеней электроцентробежных насосов

В качестве модельной гидроабразивной среды использовалась вода с механическими примесями с концентрацией $C = 3$ г/л. Гранулометрический состав механических примесей устанавливался путем просеивания сырья на лабораторных ситах и контролировался путем анализа образцов с механическими примесями под микроскопом.

Исследовалось изменение абразивности частиц следующих материалов:

- Кварцевый песок искусственного происхождения, полученный при измельчении габаритных кусков кварца в дробилках; средний диаметр частиц, $D_i = 1,1$ мм (рис. 5а);
- Речной песок двух фракций, со средними диаметрами частиц $D_i = 0,26$ мм и $D_i = 0,58$ мм (рис. 5б);
- Проппант со средним диаметром частиц $D_i = 0,88$ мм (рис. 5в).

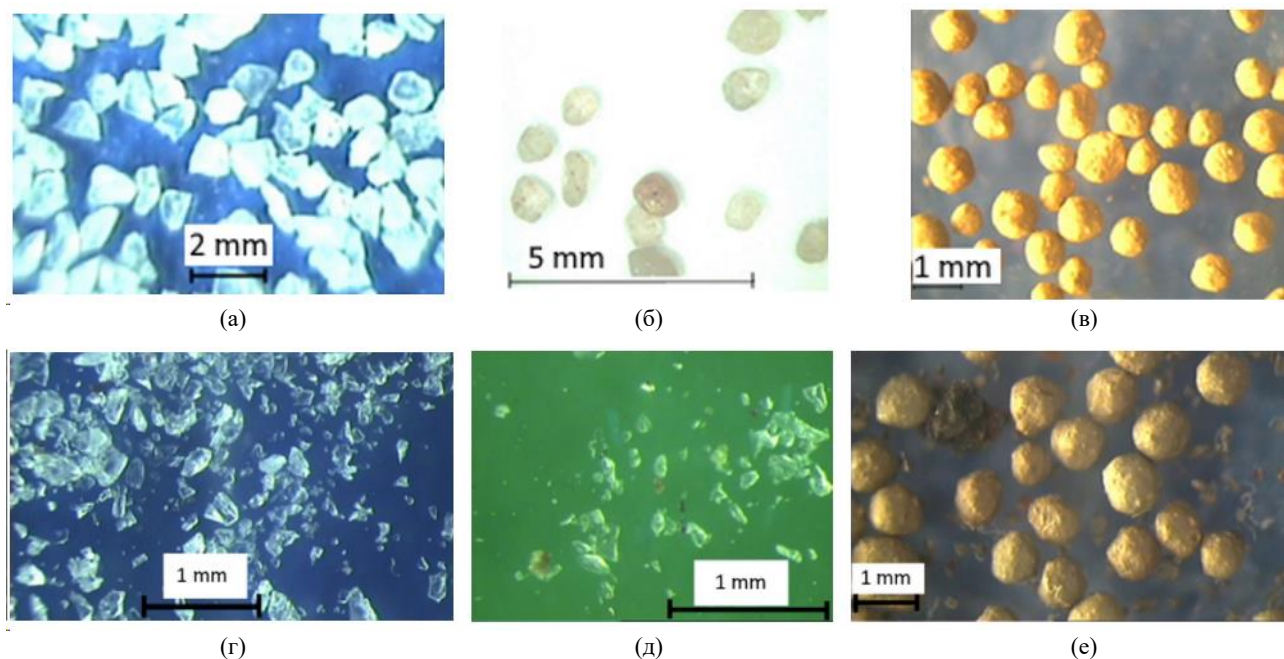


Рис. 5. Форма частиц и гранулометрический состав модельных механических примесей: (а-в) – первоначальная форма и состав; (г-е) после прохождения через 80 рабочих ступеней, 7А-150, испытуемой секции электроцентробежного насоса; (а, г) частицы искусственного кварцевого песка; (б, д) частицы речного песка; и (в, е) пропант

Отбор проб перекачиваемой жидкости, содержащей частицы механических примесей, производился после многократной циркуляции гидроабразивной смеси через испытанные ступени насоса. Время отбора проб рассчитывалось по уравнению (6):

$$T = \frac{3.6 \cdot N \cdot V_t}{Q_z}, \quad (6)$$

где T – время отбора пробы, с; N – количество рабочих ступеней, через которые пройдет абразивная частица, шт; Q – подача насосной секции, $Q = 6,25$ м³/ч; z – количество ступеней насоса в насосной секции, $z = 20$ шт; и V_t – объем резервуара испытательного стенда, $V_t = 200$ л.

Пробы жидкости, содержащей твердые частицы, отбирались после циркуляции абразивных частиц через 20, 40, 60 и 80 ступеней насоса. Из полученных проб механические примеси отфильтровывались и высушивались, затем анализировались с помощью микроскопа.

3. Результаты

В соответствии с диаграммой, представленной на рис. 2, были определены значения коэффициентов сферичности K_s и округлости K_r частиц механических примесей, изучен гранулометрический состав и определен средний диаметр частиц D_f . Значение индекса абразивности, AI , рассчитывалось по уравнению (3). Результаты исследований водно-абразивных смесей, содержащих частицы искусственного кварцевого и речного песка, представлены на рисунке 6.

Анализ полученных графиков показал, что частицы крупного песка подвергались интенсивному измельчению, проходя через 40 рабочих ступеней электроцентробежного насоса (рис. 6а, позиция 1, 2), до среднего диаметра $D_f = 0,25 \dots 0,3$ мм, после чего размер частиц практически не изменялся. Частицы мелкого речного песка со средним диаметром частиц $D_i = 0,26$ мм (рис. 6а, позиция 3) измельчались очень слабо, до $D_f = 0,2$ мм.

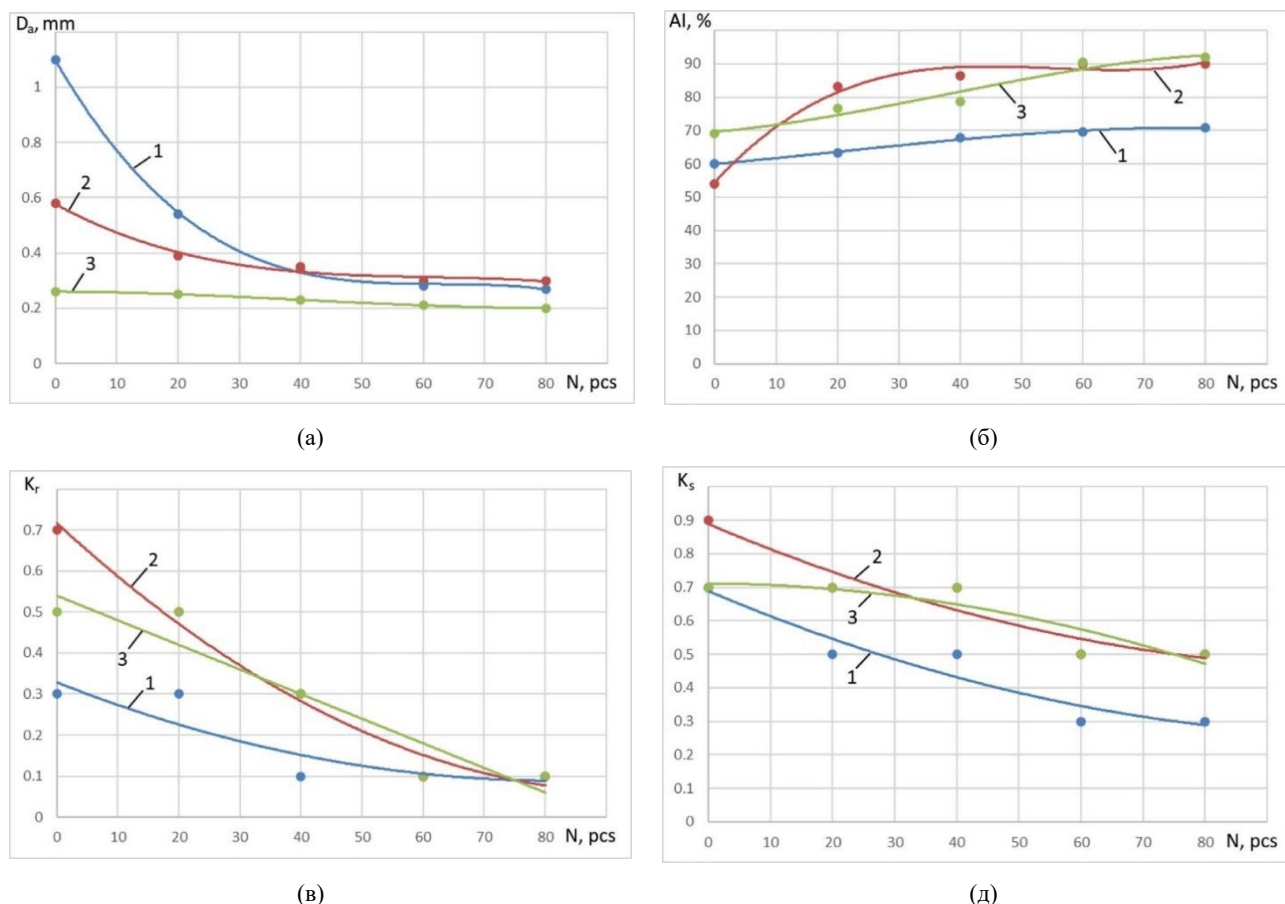


Рис. 6. Изменение среднего диаметра (а), индекса абразивности (б), коэффициента округлости (в) и коэффициента сферичности (г) частиц песка, содержащихся в гидроабразивной смеси, при прохождении через насосные ступени электроцентробежного насоса:
1 – кварцевый песок искусственного происхождения, $D_i = 1,1$ мм;
2 – речной песок, $D_i = 0,58$ мм; 3 – речной песок, $D_i = 0,26$ мм

Продукты помола песка искусственного и природного происхождения имеют вытянутую пластинчатую форму (Рис. 5а, б, г, д), что определяет снижение коэффициентов округлости и сферичности измельченных частиц по сравнению с частицами исходной модели механических примесей (Рис. 6в, г), вызывая увеличение их индекса абразивности (Рис. 6б) по мере прохождения через рабочие ступени испытываемой насосной секции. Минимальное увеличение индекса абразивности по мере прохождения жидкости через рабочие ступени насосной секции в испытаниях было характерно для песка с начальным средним диаметром частиц $D_i = 0,26$ мм [34].

Полученные выводы были подтверждены результатами испытаний на долговечность аналогичной насосной секции, собранной из 20 рабочих ступеней, 7А-150. При циркуляции гидроабразивной смеси, в которой в качестве механических примесей использовался речной песок со средним диаметром частиц $D_i = 0,58$ мм и концентрацией $C = 3$ г/л, в течение 4 ч наблюдалось увеличение износа опорных шайб рабочих колес ступеней по ходу потока от входа до выхода насосной секции. Таким образом, опорные шайбы рабочих ступеней, расположенных дальше по ходу потока, изнашивались от измельченных механических примесей интенсивнее, чем опорные шайбы ступеней, расположенных ближе к входу потока в насосную секцию (рис. 7) [35].

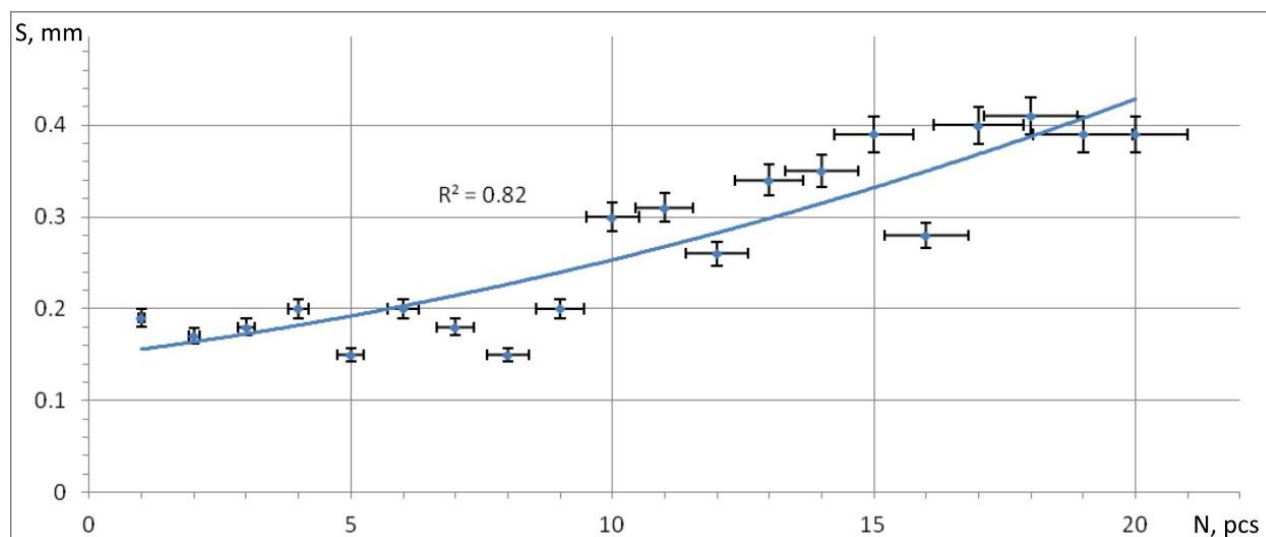


Рис. 7. Изменение величины износа S упорных шайб колес в зависимости от расположения ступени насосной секции в направлении потока водно-абразивной смеси

Результаты экспериментов, в которых в качестве гидроабразивной смеси использовалась вода с проппантом, показали, что частицы проппанта, проходя с потоком жидкости через ступени испытуемой насосной секции, практически не измельчались. При контакте с металлом колес и направляющих лопаток верхние слои гранул проппанта удалялись, а в циркулирующую водно-абразивную смесь добавлялись продукты разрушения уплотнений, частицы металла и коррозии (рис. 5е) [36, 37]. При увеличении концентрации проппанта в модельной гидроабразивной смеси более чем на $C = 3$ г/л происходило практически мгновенное разрушение опорных шайб рабочих колес первых ступеней по ходу потока и заклинивание ротора испытуемой секции насоса.

4. Обсуждение

В отечественной и зарубежной практике проектирования ЭЦН для нефтяной отрасли известны следующие способы защиты рабочих ступеней от гидроабразивного износа:

- установка износостойких колец в межступенчатые уплотнения;
- нанесение твердых покрытий на поверхности направляющих лопаток и рабочих колес;
- использование ступеней с увеличенными сечениями проточных каналов и защитными ребрами на верхнем диске направляющего аппарата в полости под рабочим колесом;
- использование ступеней с отверстиями в верхнем диске направляющего аппарата для удаления абразивных частиц из полости под рабочим колесом.

Увеличение расхода через участки ступеней (без изменения номинального расхода ступени) приводит к снижению скорости гидромеханической смеси, что определяет снижение интенсивности гидроабразивного износа. Однако в этом случае увеличиваются габариты и стоимость УЭЦН, а интенсивность износа межступенчатых уплотнений остается на прежнем уровне.

Наличие защитных ребер на верхнем диске направляющего аппарата в полости под рабочим колесом изменяет характер процесса вихреобразования. Движущиеся абразивные частицы ударяются о радиально расположенные ребра и теряют кинетическую энергию. Разрушение корпуса направляющего аппарата начинается только после износа защитных ребер, что увеличивает время его работы на 30-40 %.

Однако полученный положительный эффект зачастую недостаточен для эксплуатации электроцентробежных насосов в сложных скважинных условиях после гидроразрыва пласта.

Размещение отверстий в верхнем диске направляющего аппарата приводит к снижению напора рабочей ступени за счет дополнительного перетока жидкости через отверстия, что снижает энергоэффективность работы ЭЦН в целом.

На сегодняшний день одним из наиболее экономичных и эффективных способов защиты ЭЦН от воздействия механических примесей является применение устройств предварительного впрыска: фильтров и сепараторов механических примесей.

Анализ результатов исследований, приведенных в данной статье, позволил оценить изменение абразивности механических примесей, прокачиваемых с модельным потоком жидкости через ступени ЭЦН. Показано, что крупные частицы механических примесей природного происхождения при контакте с металлом рабочих ступеней подвергаются интенсивному измельчению до величины $D_f = 0,25 \dots 0,3$ мм, после чего размер частиц практически не изменялся, то есть частицы не измельчались и их абразивность не увеличивалась.

Из вышесказанного следует, что фильтры электрофильтров следует выбирать, ориентируясь на тонкость очистки $0,25 \dots 0,3$ мм. Частицы с начальным размером более $D_i = 0,3$ мм будут измельчаться, а продукты разрушения таких частиц будут характеризоваться высокой абразивностью. Фильтры тонкой очистки подвергаются интенсивному кольматации и характеризуются меньшей грязеемкостью и малым временем работы в скважинных условиях.

Повышение показателя абразивности механических примесей по мере прохождения ими рабочих ступеней вызывает увеличение интенсивности износа опорных шайб и межступенчатых уплотнений по ходу потока гидроабразивной смеси (от входа до выхода из насосной секции).

Неравномерный гидроабразивный износ рабочих ступеней является фактором, определяющим возможность применения электроцентробежных насосов комбинированной сборки, в которых первые ступени по направлению потока имеют нормальное исполнение, а затем следуют ступени с износостойким исполнением [38,39]. Уплотнения в таких износостойких ступенях могут быть выполнены из материалов с повышенной твердостью. Перспективным является использование лабиринтных уплотнений, например, типа, описанного в патенте [40].

Крупные абразивные частицы, образующиеся при разрушении пород-коллекторов и удалении рыхлого проппанта после ГРП при освоении скважин, необходимо отделять от пластовой жидкости с помощью гравитационных и инерционных сепараторов во избежание заклинивания роторов электроцентробежных насосов [41,42]. При этом рационально использовать сепараторы с емкостями для хранения твердых частиц. Такое техническое решение позволит удалять отделившиеся механические примеси из скважины при подъеме УЭЦН на дневную поверхность.

Последовательная установка скважинных сепараторов и фильтров позволяет создавать каскадные системы очистки пластовой жидкости от механических примесей, что обеспечивает значительное увеличение времени работы УЭЦН в сложных условиях эксплуатации [43]. Перспективным является использование самоочищающихся фильтров УЭЦН. Примеры таких устройств приведены авторами работ [44,45].

5. Выводы

Изучение особенностей процесса гидроабразивного износа УЭЦН и разработка технических решений, направленных на увеличение срока эксплуатации УЭЦН, перекачивающих гидроабразивные смеси, представляет актуальный интерес для нефтяных и машиностроительных предприятий.

Авторами исследованы вопросы, связанные с количественной оценкой изменения абразивности частиц примесей, содержащихся в водоабразивных смесях, перекачиваемых УЭЦН.

Доказано, что интенсивность износа гидроабразива изменяется в зависимости от положения рабочей ступени в насосной секции.

Наиболее перспективным решением проблемы увеличения времени работы рабочих ступеней ЭЦН в условиях интенсивного гидроабразивного износа является применение скважинных фильтров и сепараторов, а также улучшение геометрии контактных поверхностей и материалов межступенчатых уплотнений.

Вклад авторов: концептуализация, Д.С. и А.Р.; обработка данных, Д.С. и А.И.; формальный анализ, В.З., И.З. и А.И.; получение финансирования, Д.С. и А.Р.; исследование, Д.С., И.З. и В.З.; методология, И.З. и В.З.; управление проектом, И.З. и А.И.; ресурсы, Д.С. и А.И.; программное обеспечение, И.З. и В.З.; наблюдение, Д.С. и А.И.; валидация, А.Р., В.З. и И.З.; визуализация, А.И. и И.З.; написание – подготовка первоначального варианта, Д.С., А.И. и В.З.; написание – рецензирование и редактирование, И.З. и А.Р. Все авторы прочитали и согласились с опубликованной версией рукописи.

Финансирование: исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках программы работ Пермского научно-образовательного центра «Рациональное недропользование».

Заявление Совета по институциональному надзору: не применимо.

Заявление об информированном согласии: не применимо.

Заявление о доступности данных: не применимо.

Конфликты интересов: авторы не заявляют о конфликте интересов.

ЛІТЕРАТУРА

1. Urazakov, K.R.; Timashev, E.O.; Molchanova, V.A.; Volkov, M.G. *Reference Book for Oil Production*; Aster Plus: Perm, Russia, 2020; p. 600.
2. Isaev, A.A.; Aliev, M.M.O.; Drozdov, A.N.; Gorbyleva, Y.A.; Nurgalieva, K.S. Improving the efficiency of curved wells' operation by means of progressive cavity pumps. *Energies* 2022, 15, 4259. <http://doi.org/10.3390/en15124259>
3. Lykova, N.A.; Shavaleyeva, A.V.; Shishlyannikov, D.I. Equipment for the protection of electric submersible pump units against scaling and corrosion. *Min. Equip. Electromech.* 2017, 7, 18–22.
4. Shishlyannikov, D.I.; Shavaleyeva, A.V.; Kulakov, S.V.; Korotkov, Y.G. Improving the efficiency of water treatment in the oil fields through the use of filters produced by «Novomet-Perm» JSC. *Oilfield Eng.* 2018, 12, 68–73. <http://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-12-68-73>
5. Wilson, B.L. Effects of abrasives on electrical submersible pumps. *SPE Drill. Eng.* 1990, 5, 171–175. <http://doi.org/10.2118/17583-PA>
6. Ovchinnikov, N.P.; Portnyagina, V.V.; Dambuev, B.I. Specifying the technical state limit value of the pump pulp without disassembling. *J. Min. Inst.* 2020, 241, 53–57. <http://doi.org/10.31897/pmi.2020.1.53>
7. Ostrovskiy, V.G.; Perel'man, M.O.; Peshcherenko, S.N. Mechanism of hydro-abrasive wear of oil pumps' stages. *Drill. Oil* 2012, 10, 36–38.
8. Sun, Z.; Yu, J.; Tang, F. The influence of bulb position on hydraulic performance of submersible tubular pump device. *J. Mar. Sci. Eng.* 2021, 9, 831. <http://doi.org/10.3390/jmse9080831>
9. Sidorkin, D.I.; Kupavykh, K.S. Justification on choosing screw pumping units as energy efficient artificial lift technology. *Energy* 2021, 64, 143–151. <http://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-2-143-151>
10. Rogachev, M.K.; Aleksandrov, A.N. Justification of a comprehensive technology for preventing the formation of asphalt-resinparaffin deposits during the production of highlyparaffinic oil by electric submersible pumps from multiformation deposits. *J. Min. Inst.* 2021, 250, 596–605. <http://doi.org/10.31897/PMI.2021.4.13>
11. Skrebnev, V.I.; Serjan, S.L.; Kalugina, E.V. Research of resistance to water-jet wear of plastic and steel pipes. Assessment of the main parameters that affect the wear rate of hydraulic transport systems. *Plasticheskie Massy* 2020, 9–10, 40–44. <http://doi.org/10.35164/0554-2901-2020-9-10-40-44>
12. Koteleva, N.; Valnev, V.; Frenkel, I. Investigation of the effectiveness of an augmented reality and a dynamic simulation system collaboration in oil pump maintenance. *Appl. Sci.* 2022, 12, 350. <http://doi.org/10.3390/app12010350>
13. Deshmukh, D.; Siddique, M.H.; Samad, A. Surface roughness effect on performance of an electric submersible pump. *Am. Soc. Mech. Eng.* 2017, 1, 134225. <http://doi.org/10.1115/GTINDIA2017-4848>
14. Atroshchenko, V.A.; Alexandrov, V.I. Increasing the efficiency of the transport pipelines of the stowing complex with the application of a polyurethane coating. *Min. Inf. Analyt. Bull.* 2022, 10, 25–38. http://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_10_0_25
15. Ostrovskiy, V.G.; Peshcherenko, S.N. Bench modeling of corrosion-abrasive destruction of oil pump guide apparatus. *Sci. Res. Innov.* 2010, 4, 86–88.
16. Ostrovsky, V.G.; Zverev, V.Y. Stand for testing stages of electric-centrifugal oilfield pumps. *News High. Inst. Min. J.* 2017, 7, 102–106. <http://doi.org/10.21440/0536-1028-2017-7-102-106>
17. Zhivotovskiy, L.S.; Smoilovskaya, L.A. *Technical Mechanics of Hydraulic Mixtures and Soil Pumps*; Mashinostroenie: Moscow, Russia, 1986; p. 224.
18. Ostrovskiy, V.G.; Peshcherenko, S.N. Effect of leakage on the performance and reliability of oil pumps. *Sci. Res. Innov.* 2011, 5, 171–176.
19. Bai, C.; Zheng, D.; Hure, R.; Saleh, R.; Carvajal, N.; Morrison, G. The impact of journal bearing wear on an electric submersible pump in two-phase and three-phase flow. *J. Tribol.* 2019, 141, 051702. <http://doi.org/10.1115/1.4042773>
20. Patil, A.; Kasprzyk, M.; Delgado, A.; Morrison, G. Effect of leakage flow path wear on axial thrust in downhole electrical submersible pump unit. *J. Fluids Eng.* 2020, 142, 051202. <http://doi.org/10.1115/1.4045571>
21. Yang, P.; Chen, J.; Zhang, H.; Li, S. A fault identification method for electric submersible pumps based on DAE-SVM. *Shock. Vib.* 2022, 2022, 5868630. <http://doi.org/10.1155/2022/5868630>
22. Yakovlev, A.L.; Savenok, O.V. Analysis of the effectiveness of the equipment used and the possible causes of failure in intensification of oil production in the fields of the Krasnodar territory. *Min. Inf. Analyt. Bull.* 2016, 5, 149–163.
23. Ovchinnikov, N.P. Mechanized complex of mine water purification from large mechanical impurities. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 2021, 839, 042039. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/839/4/042039>
24. Smirnov, N.I. Wear features of high-speed submersible pumps for oil production. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Indust.* 2021, 1, 62–65. <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-1-62-65>
25. Bolobov, V.I.; Plaschinsky, V.A. Influence of impact duration on fracture efficiency in rocks and on plastic deformation of metals. *Min. Inf. Analyt. Bull.* 2022, 3, 78–96. http://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_3_0_78
26. Lavrenko, S.A.; Klushnik, I.D.; Iarmolenko, V.A. Test results for hydraulic drives of sucker-rod pumping units. *ARNP J. Eng. App. Sci.* 2019, 16, 2881–2885.
27. Lykova, N.A. Protection of ESP against clogging: A complex analysis. *Eng. Pract.* 2016, 4, 44–50.
28. Fecarotta, O.; Martino, R.; Morani, M.C. Wastewater pump control under mechanical wear. *Water* 2019, 11, 1210. <http://doi.org/10.3390/w11061210>
29. Maksarov, V.V.; Keksins, A.I.; Filipenko, I.A. Influence of magnetic-abrasive processing on roughness of flat products made of ams grade aluminum alloy. *Tsvetnye Met.* 2022, 7, 82–87. <http://doi.org/10.17580/tsm.2022.07.09>
30. Adams, D.L. Parameters to analyze when determining abrasive wear in an electrical submersible pump system. In *SPE Bergen One Day Seminar*; OnePetro: Bergen, Norway, 2015; pp. 496–502. <http://doi.org/10.2118/173882-ms>
31. Bolobov, V.I.; Akhmerov, E.V.; Rakitin, I.V. Influence of rock type on regularities of excavator bucket tooth crown wear. *Min. Inf. Analyt. Bull.* 2022, 6, 189–204. http://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_6_0_189

32. Drozdov, A.N.; Verbitsky, V.S.; Igrevsky, L.V.; Dengaev, A.V.; Nikolaev, D.A.; Goridko, K.A. Method of rating serial submersible pumping equipment based on bench test results. *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Indust.* 2021, 6, 84–88. <http://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-84-88>
33. Atroshchenko, V.A.; Avksentiev, S.Y.; Makharatkin, P.N.; Trufanova, I.S. Experimental hydrotransportation unit for testing material resistance of pipelines and parts of dredging pumps to hydro-abrasive wear. *Obogashchenie Rud* 2021, 3, 39–45. <http://doi.org/10.17580/or.2021.03.07>
34. de Bonilla, S.G.D.; Chen, H.-Y. Analytical and numerical studies of sand erosion in electrical submersible pump (ESP) systems. In Proceedings of the Unconventional Resources Technology Conference, Denver, CO, USA, 22–24 July 2019; p. 5455. <http://doi.org/10.15530/urtec-2019-599>
35. Ovchinnikov, N.P. One of the ways to increase the durability of the sectional pump balancing ring. *J. Min. Inst.* 2020, 248, 312–318. <http://doi.org/10.31897/PMI.2021.2.15>
36. Ponticelli, G.S.; Tagliaferri, F.; Venettacci, S.; Horn, M.; Giannini, O.; Guarino, S. Re-engineering of an impeller for submersible electric pump to be produced by selective laser melting. *Appl. Sci.* 2021, 11, 7375. <http://doi.org/10.3390/app11167375>
37. Kou, B.; Li, Z.; Zhang, Z.; Li, R. Friction and wear properties of hydraulic components with ceramic/steel-to-steel pairs. *J. Mech. Sci. Tech.* 2021, 35, 3375–3388. <http://doi.org/10.1007/s12206-021-0711-0>
38. Vasilyeva, M.A. Substantiation of parametric and standard series magnetic peristaltic pumping units. *Min. Inf. Analyt. Bull.* 2022, 12, 70–86. http://doi.org/10.25018/0236_1493_2022_122_0_70
39. Xiao, J.J.; Lastra, R.A.; Roth, B.A.; Aramco, S.; Lee, W. Material overview for electrical submersible pumps: Part I – Metallic and ceramic materials. *SPE Prod. Operat.* 2020, 35, 1–8. <http://doi.org/10.2118/190939-PA>
40. Ostrovsky, V.G.; Pescherenko, M.P.; Pescherenko, S.N. Multistage Submersible Centrifugal Pump Stage. Patent RU 2454657, 2012.
41. Lykova, N.A. Equipment for ESP operation in conditions of intensive overflow of mechanical impurities. *Eng. Pract.* 2017, 3, 58–62.
42. Leon, J.L.V.; Hill, C.R. Extended-life ESP reliably accommodates wide, abrasive production range in remote brownfield. *World Oil* 2021, 242, 23–27.
43. Nikolaichuk, L.; Sinkov, L.; Malisheva, A. Analysis of the problems and development prospects of the oil refining industry of Russia. *J. Bus. Retail Manag. Res.* 2017, 11, 177–183. <http://doi.org/10.24052/JBRMR/V11IS04/AOTPADPOTORIOR>
44. Shishlyannikov, D.I.; Shavaleeva, A.V.; Korotkov, Y.G.; Perelman, M.O.; Poshvin, E.V. Slotted Filter. Patent RU 2709580, 18 December 2019.
45. Shishlyannikov, D.I.; Shavaleeva, A.V.; Korotkov, Y.G.; Perelman, M.O.; Poshvin, E.V. Slotted Filter. Patent RU 2715774, 3 March 2020.