

Увеличение межремонтного периода работы электрических погружных насосов для добычи нефти с высоким содержанием механических примесей

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

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.; Zverev, V.; Ivanchenko, A.; Zvonarev, I. Increasing the Time between Failures of Electric Submersible Pumps for Oil Production with High Content of Mechanical Impurities. *Appl. Sci.* 2022, 12, 64. <https://doi.org/10.3390/app12010064>

Аннотация: В данной статье рассмотрены основные принципы гидроабразивного износа деталей насосных ступеней скважинных электрических погружных насосов. Наибольшее влияние на абразивную способность частиц механических примесей, взаимодействующих с деталями насосного оборудования, оказывают концентрация, гранулометрический состав и форма твердых частиц. Применение фильтров является наиболее эффективным и доступным способом защиты скважинных электрических погружных насосов от гидроабразивного износа. Фильтры снижают концентрацию и уменьшают средний размер зерен механических примесей, проходящих через насосные ступени. Авторами предложены варианты конструктивных и схемных решений самоочищающихся щелевых фильтров, обеспечивающих увеличение времени работы электроцентробежных насосных агрегатов при добыче скважинной жидкости с высоким содержанием механических примесей. Описан принцип действия предлагаемых фильтров. Приведены результаты расчетов деформации колонны насосно-компрессорных труб при повышении давления на устье нефтяной скважины, подтверждающие возможность восстановления проницаемости пружинных фильтрующих элементов без подъема насосной установки на поверхность.

Ключевые слова: скважинная добыча нефти; электроцентробежный насосный агрегат (УЭЦН); механические примеси; гидроабразивный износ; самоочищающийся фильтр; увеличение межремонтной наработки.

Increasing the Time between Failures of Electric Submersible Pumps for Oil Production with High Content of Mechanical Impurities

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

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

² Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

✉ Zvonarev_IE@pers.spmi.ru

Abstract: The main principles of hydroabrasive wear of parts of the pumping stages of well's electric submersible pumps are considered in this article. The concentration, grain-size distribution and shape of solid particles have the greatest impact on the abrasion ability of particles of mechanical impurities interacting with the parts of pumping equipment. The implementation of filters is the most effective and affordable way to protect borehole electric submersible pumps from hydroabrasive wear. Filters reduce the concentration and decrease the average grain-size of mechanical impurities going through the pumping stages. The authors propose variants of constructive and schematic solutions of self-cleaning slot filters, providing an increase in the operating time of electric centrifugal pump units during production of well fluid with a high content of mechanical impurities. The operating principle of the proposed filters is described. The results of calculations of deformation of tubing string during the increase in pressure at the oil wellhead are presented, confirming the possibility of restoring the permeability of spring filter elements without lifting the pump unit to the surface.

Keywords: electric submersible pump unit (ESP); borehole oil production; mechanical impurities; hydroabrasive wear; self-cleaning filter; increased time between failures.

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

© 2021 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

Электроцентробежные насосы (УЭЦН) в настоящее время являются наиболее распространенными установками на российских нефтяных месторождениях. По данным [1], около 60 % нефтяных скважин эксплуатируются с УЭЦН и более 80 % нефти в России добывается с помощью УЭЦН. Значительное количество скважин, оборудованных УЭЦН, относится к сложному фонду [2].

По сравнению с другими типами насосных установок к преимуществам УЭЦН традиционно относят высокий коэффициент полезного действия и энергоэффективность эксплуатации в скважинах со средними и высокими дебитами. Возможность работы в прерывистом режиме, а также освоение серийного производства малогабаритных УЭЦН, привело к успешному внедрению этих установок в скважинах с малыми дебитами. Выход из строя УЭЦН или его привода требует проведения дорогостоящих пусконаладочных работ, что влияет на рентабельность процесса добычи нефти, увеличивает затраты и снижает прибыль нефтяных предприятий [3, 4].

Одним из осложняющих факторов, негативно влияющих на величину наработки между отказами УЭЦН в скважине, является наличие частиц механических примесей в добываемой жидкости [5, 6]. Причиной до 30 % отказов УЭЦН на нефтяных месторождениях Урала и Западной Сибири является абразивный износ и засорение проточных частей колес и направляющих аппаратов УЭЦН [7, 8].

Особенно неблагоприятны эти условия для погружного насосного оборудования в скважинах, введенных в эксплуатацию после гидроразрыва пласта. Выброс необеспеченного расклинивающего агента при освоении таких скважин сокращает время между отказами УЭЦН до нескольких суток.

Повышению надежности УЭЦН, перекачивающей жидкость с высоким содержанием механических примесей, посвящены предыдущие исследования [7, 9-14]. В них рассматривались технические средства повышения стойкости рабочих ступеней насосов к гидроабразивному износу, т.е. изменение конструкции рабочих ступеней и применение износостойких материалов. Отмечается, что эти способы часто характеризуются снижением энергоэффективности эксплуатации и увеличением стоимости насосов, а также не всегда обеспечивают существенное увеличение времени работы УЭЦН в сложных условиях эксплуатации.

В работах [14-17] представлены результаты исследований процесса функционирования фильтра при использовании УЭЦН в составе погружных установок. Общим недостатком существующих конструкций скважинных и входных фильтров УЭЦН является их низкая грязеемкость.

В настоящей статье описаны основные закономерности процесса гидроабразивного износа рабочих ступеней скважинных УЭЦН. Представлены конструкции перспективных фильтров УЭЦН и описано восстановление их проницаемости (очистка фильтрующих элементов) в скважинных условиях без подъема установок на поверхность.

2. Факторы, влияющие на интенсивность гидроабразивного износа насосных ступеней УЭЦН

Механические примеси, содержащиеся в перекачиваемой жидкости, по своему составу можно разделить на однокомпонентные и многокомпонентные [18]. Классификация абразивных частиц по их происхождению выглядит следующим образом:

- частицы породы, попавшие в скважину в процессе освоения и эксплуатации скважины;
- продукты коррозии скважинного оборудования;
- частицы, содержащиеся в жидкости глушения скважины;
- незащищенный расклинивающий агент после ГРП;
- частицы твердого шлама, образующегося при взаимодействии химически несовместимых жидкостей [10, 19].

Концентрация механических примесей в скважинной жидкости, как правило, не является постоянной величиной. Разовое увеличение концентрации абразивных частиц (до двух порядков) наблюдается при запуске УЭЦН и эксплуатации скважин на стабильной добыче после капитального или текущего ремонта, кратковременных остановок УЭЦН, изменения параметров работы систем поддержания пластового давления.

Интенсивность абразивного износа в насосных ступенях УЭЦН зависит от ряда влияющих факторов и в общем случае может быть описана уравнением (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 УЭЦН; 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 [20,21].

Интенсивность износа деталей насосных ступеней неравномерна по длине секции насоса [22]. На рис. 1 приведены результаты ускоренных стендовых испытаний, опубликованные в [9], по оценке износа упорных шайб насосной секции, собранной из 50 ступеней ВНН5А-100.

Испытания проводились на стенде с замкнутой циркуляцией жидкости через испытываемую насосную секцию в течение 6 ч. В качестве перекачиваемой жидкости использовалась вода с кварцевым песком концентрации $C = 10$ г/л. Крупнозернистый кварцевый песок с размером зерен $R = 800 \dots 1000$ мкм использовался на первом этапе испытаний, а мелкий песок с размером зерен $R = 10 \dots 20$ мкм использовался на втором этапе.

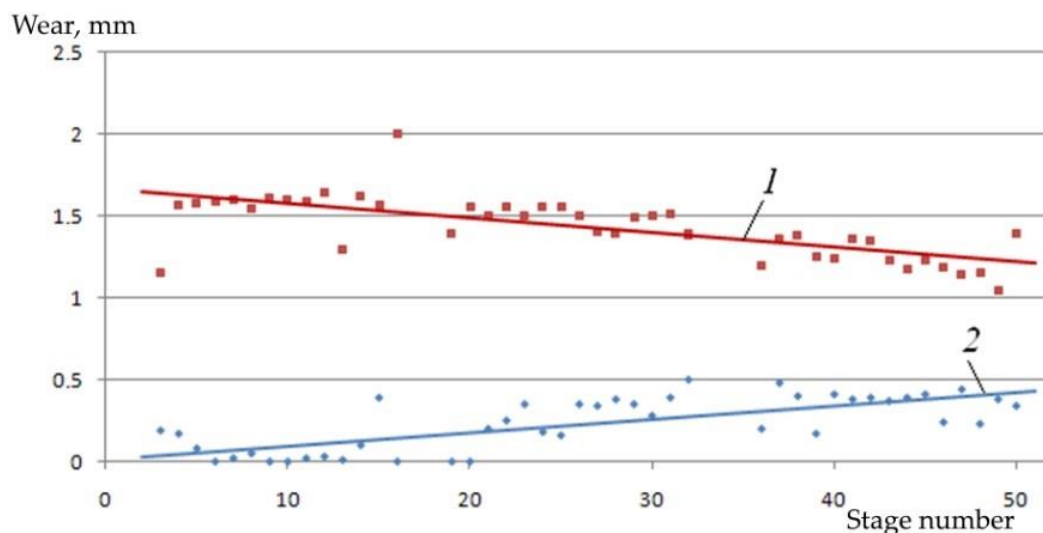


Рис. 1. Изменение износа упорных шайб ВНН5А-100 в зависимости от размера зерна R механических примесей: 1 – $R = 800 \dots 1000$ мкм; 2 – $R = 20 \dots 30$ мкм [9]

Анализ полученных результатов показал, что крупные частицы кварцевого песка являются более абразивными для упорных шайб первых ступеней насосной секции. В дальнейшем абразивная способность крупных частиц механических примесей снижается. Мелкие частицы кварцевого песка накапливаются и оседают в полостях насосных ступеней. Концентрация таких частиц в полостях локального скопления увеличивается в направлении потока от входа к выходу насосной секции. Поэтому упорные шайбы последующих насосных ступеней (по направлению потока) изнашиваются мелким песком более интенсивно, чем упорные шайбы ступеней, расположенных ближе к входу в насосную часть (рис. 1, позиция 2).

В предыдущих работах [11, 23] были определены шесть основных зон интенсивного развития гидроабразивного износа насосных ступеней УЭЦН (рис. 2). Это включает в себя практически замкнутую полость 1 между нижним диском рабочего колеса и верхним диском направляющего аппарата; область 2 вращения потока жидкости в направляющем аппарате; область 3 вращения потока жидкости в рабочем колесе ступени; область 4 вращения потока жидкости на входе в каналы направляющего аппарата следующей ступени; область 5 верхнего диска рабочего колеса; область 6 вогнутой стороны лопатки направляющего аппарата.

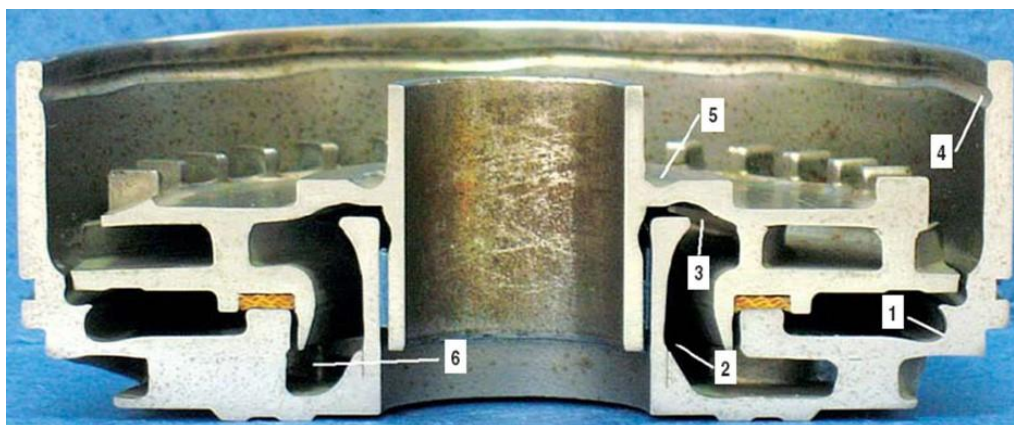


Рис. 2. Гидроабразивный износ ступени VNN5A-100 после испытаний

Интенсивное развитие абразивного износа направляющего аппарата насосной ступени VNN5A-100 в зоне 1 обусловлено воздействием частиц механических примесей, отделенных от основного потока и скапливающихся под нижним диском рабочего колеса. При этом на движущиеся в жидкости абразивные частицы действует комплекс сил:

- силы, сонаправленные с вращением рабочего колеса и обусловленные трением жидкости о нижний диск рабочего колеса;
- центробежные силы, которые прижимают частицы механических примесей к стенкам направляющего аппарата;
- силы, направленные к центру ступени и возникающие при переливе жидкости через уплотнения.

Вышеперечисленные факторы определяют образование вихрей в полости 1. Их наличие вызывает интенсивное движение частиц механических примесей вдоль стенок направляющего аппарата и, как следствие, абразивный износ металла. Интенсивность износа возрастает с увеличением размеров вихрей.

Гидроабразивный износ в зонах 2-4 и 6 происходит медленнее, чем в зоне 1. Накопление частиц механических примесей и образование вихрей обусловлено изменением направления (вращения) потока перекачиваемой жидкости.

Наличие перелива жидкости на этапе перекачки между втулкой направляющего аппарата и средней упорной шайбой рабочего колеса является причиной развития износа в зоне 5. Жидкость, содержащая частицы механических примесей, перетекает из насосной ступени в предыдущую ступень по направлению потока и разрушает упорные шайбы рабочего колеса. Наиболее интенсивно этот процесс развивается при повышенных скоростях вращения приводного вала УЭЦН (≈ 6 тыс. об/мин), что приводит к разрушению рабочих колес, т.е. срезанию дисков и их отрыву от втулки ступицы.

Методика Американского института нефти (API) учитывает влияние геометрических параметров и физико-механических свойств твердых механических примесей на их износостойкость. Это оценивается величиной 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 определяется эмпирическим соотношением

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

где K_r – коэффициент округлости частиц механических примесей, определяемый по методике API; K_s – коэффициент сферической формы частиц механических примесей, определяемый по методике API; $M_{-0.25\%}$ – массовая доля абразивных частиц механических примесей с размером зерна менее 0,25 мм, %; $M_{ir\%}$ – массовая доля частиц механических примесей, нерастворимых в кислоте (массовая доля нерастворимого остатка), %; $M_{q\%}$ – доля частиц кварца в общей массе механических примесей, % [7, 24, 25].

Анализ уравнения (3) показывает, что наибольшее влияние на абразивную способность и абразивность частиц механических примесей, взаимодействующих с деталями погружного насосного оборудования, оказывает форма твердых частиц, т.е. их округлость и коэффициент сферичности. График, используемый для визуального определения значений коэффициентов округлости K_o и сферической формы K_s твердых частиц механических примесей, представлен на рисунке 3 [26, 27].

Большинство методов защиты УЭЦН от гидроабразивного износа направлено на снижение концентрации и размеров частиц механических примесей, проходящих через насосные ступени в потоке жидкости, и повышение стойкости материалов насосных ступеней к абразивному износу. Кроме того, изменение формы частиц механических примесей (увеличение их коэффициента сферичности и округлости), поступающих в электрофильтр, например, путем предварительного механического воздействия, снижает их абразивность и износостойкость.

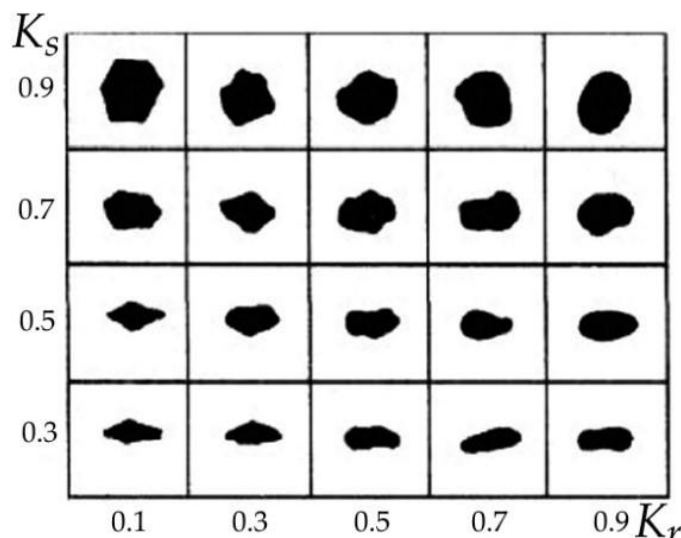


Рис. 3. График для визуального определения значений коэффициентов округлости K_o и сферичности формы K_s твердых частиц механических примесей

3. Анализ методов защиты УЭЦН, добывающих скважинный флюид с высоким содержанием механических примесей

Методы защиты УЭЦН, работающих в условиях повышенного содержания механических примесей в скважинном флюиде, традиционно делятся на технологические и технические подходы [28-31].

К первой группе методов относятся мероприятия, связанные с ограничением отбора пластовой жидкости из добывающих скважин, переходом на непрерывный режим работы УЭЦН, снижением скорости работы систем поддержания пластового давления. Таким образом, снижается вероятность подъема абразивных частиц потоком скважинного флюида и вероятность прохождения механических примесей через УЭЦН. Необходимое внимание уделяется подбору составов скважинных жидкостей, борьбе с коррозией скважинного оборудования, анализу химической совместимости пластовой продукции с жидкостями, закачиваемыми в скважину и пласт [1].

Внедрение технологических методов защиты УЭЦН от механических примесей дорого, сложно и, как правило, приводит к снижению производительности скважин.

К техническим методам защиты УЭЦН от вредного воздействия механических примесей относятся применение погружных насосов в износостойком исполнении [32] и использование предвключенных устройств.

Износостойкие насосные ступени изготавливают из высокопрочных материалов. Конструкции направляющих аппаратов, рабочих колес, упорных шайб и межступенчатых уплотнений адаптированы к воздействию абразивных частиц. Эти конструкции часто основываются на предполагаемой абразивной стойкости деталей электрофильтра и имеют широкие перспективы для использования и совершенствования. Однако стоимость абразивостойких УЭЦН в 1,5-2 раза выше, чем УЭЦН обычной конструкции [15, 16].

Предварительно подключенные устройства, используемые для защиты УЭЦН от механических примесей, делятся на сепараторы и фильтры. Они устанавливаются в скважине для очистки пласта от песка, расклинивающего агента и других механических примесей и выполняют две основные функции: защищают насос от твердых частиц и создают минимальное гидравлическое сопротивление на входе в насос.

Сепараторы механических примесей устанавливаются в скважинах под погружными электродвигателями УЭЦН и обеспечивают отделение твердых частиц от потока жидкости под действием гравитационных или центробежных сил. Общим недостатком этих устройств является изменение эффективности (величины коэффициента сепарации механических примесей) в зависимости от дебита скважины, свойств пластового флюида и механических примесей.

Фильтры УЭЦН по принципу действия делятся на поверхностные и объемные, т.е. щелевые или проволочные и дисковые соответственно. Эффективность фильтров практически не зависит от изменения скважинных условий. В настоящее время наибольшее распространение получили щелевые фильтры, которые отличаются простотой конструкции, высокой ремонтпригодностью и низкой стоимостью [4, 25, 27].

Недостатком фильтров является их низкая грязеемкость, что приводит к сбоям в работе УЭЦН из-за перебоев в подаче воды в случае засорения фильтрующих элементов. Существующие методы очистки фильтров и восстановления проницаемости непосредственно в скважинных условиях неэффективны, сложны и требуют значительных финансовых затрат, что ограничивает их применение. Обычно в практике нефтедобычи засорение фильтра определяет необходимость подъема УЭЦН из скважины [12, 33]. Исключение составляют фильтры, оснащенные обратными клапанами, которые открываются при засорении фильтрующего элемента. В этом случае поток жидкости поступает в УЭЦН без очистки, вместе с частицами механических примесей, минуя засорившийся фильтрующий элемент [15, 16].

Анализ известных способов защиты рабочих ступеней скважинных УЭЦН от гидроабразии показывает, что поиск экономичных, эффективных и универсальных технических решений, обеспечивающих увеличение времени работы УЭЦН в скважинах, осложняется высоким содержанием механических примесей в добываемой нефти. Одним из перспективных направлений в решении этой проблемы является создание входных и скважинных фильтров УЭЦН с возможностью очистки и восстановления проницаемости засоренных фильтрующих элементов в условиях скважины, без подъема погружного насосного агрегата на поверхность.

4. Анализ методов защиты УЭЦН, добывающих скважинную жидкость с высоким содержанием механических примесей

Самоочищающиеся щелевые фильтры разработаны и запатентованы авторами совместно со специалистами ОАО «Новомет-Пермь» (г. Пермь, Россия). Данные фильтры обеспечивают увеличение времени работы УЭЦН при добыче скважинной жидкости с высоким содержанием механических примесей.

На рисунке 4 представлена схема щелевого фильтра скважинного УЭЦН с деформируемым фильтрующим элементом [34]. Щелевой фильтр содержит трубу (1) с фильтрующей частью (2), которая перфорирована сквозными отверстиями (3) и имеет ребра жесткости (4) на внешней поверхности. На концах трубки 1 установлены верхние (5) и нижние (6) неподвижные упоры в виде стаканов с кольцевыми зазорами между внутренней поверхностью стенок и наружной поверхностью трубки 1. Деформируемый фильтрующий элемент (7) расположен концентрически относительно трубки (1). Этот фильтрующий элемент (7) выполнен в виде свернутой проволоки (8), между витками которой образованы прорези (9). Фильтрующий элемент (7) размещен между верхним неподвижным упором (5) и подвижным двусторонним упором (10). Концевые витки спиральной проволоки (8) фильтрующего элемента (7), расположенные внутри кольцевых зазоров, жестко соединены с упорами (5) и (10).

Двусторонний подвижный упор (10) перемещается в осевом направлении вдоль трубы (1) по ограничительным пазам (11), в которые утоплены концы винтов (12). На боковой поверхности двустороннего подвижного упора (10) с помощью винтов (12) закреплён упругий элемент, выполненный в виде манжеты (13) со сквозными отверстиями (14).

Манжета (13) соприкасается со стенками эксплуатационной трубы (15) в скважине. Между нижним неподвижным упором (6) и двусторонним подвижным упором (10) с опорой на их кольцевые прокладки расположена пружина (16). Усилие пружины (16) превышает упругую деформацию проволоки фильтрующего элемента (7).

Щелевой фильтр вместе с погружным насосным агрегатом опускается в скважину. Скважинная жидкость, содержащая механические примеси, свободно поступает на поверхность фильтрующего элемента (7) через сквозные отверстия (14) манжеты (13). Проходя между прорезями (9) витков проволоки (8) фильтрующего элемента (7), скважинная жидкость очищается и поступает внутрь трубы (1) через отверстия (3) фильтрующей секции (2), откуда далее поднимается в скважинный насос (на рисунке 4 не показан). Частицы механических примесей, выделенные из скважинной жидкости, оседают на внешней поверхности фильтрующего элемента (7), образуя «мостики» отложений и со временем снижая его проницаемость (пропускную способность).

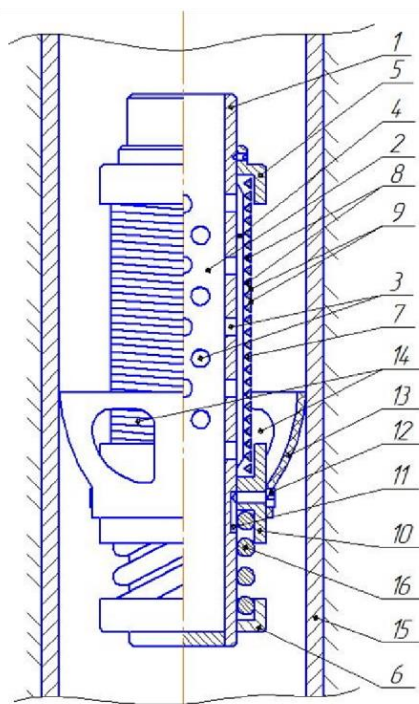


Рис. 4. Схема скважинного щелевого самоочищающегося фильтра с деформируемым фильтрующим элементом

Периодическая очистка фильтрующего элемента 7 осуществляется за счет деформации насосно-компрессорных труб (НКТ), на которых УЭЦН подвешен в скважине, путем изменения давления на устье скважины.

Известно, что при заполнении труб нефтяной скважины скважинной жидкостью и создании избыточного давления P_w на устье скважины, насосно-компрессорные трубы деформируются на величину Δ . Ее значение может быть рассчитано с помощью уравнения (4):

$$\Delta = \frac{10^{-4}L^2}{2E} [\gamma - 2\gamma_f(1 - \mu)] + \frac{(1 - 2\mu)F_tLP_w}{0.1EF}, \quad (4)$$

где Δ – величина деформации НКТ, м; L – длина НКТ, м; E – модуль упругости материала НКТ, МПа; μ – коэффициент Пуассона материала НКТ; γ – удельный вес НКТ, Н/м³; γ_f – удельный вес жидкости в трубах, Н/м³; F_t – площадь прохода НКТ, м²; F – площадь кольцевого сечения НКТ, м²; P_w – давление на устье скважины, атм [35].

Левая часть уравнения (4) является константой, когда устьевое давление изменяется в зависимости от заполненности насосно-компрессорных труб, т.е.,

$$\frac{10^{-4}L^2}{2E} [\gamma - 2\gamma_f(1 - \mu)] = \text{const}. \quad (5)$$

Таким образом, величина деформации Δ насосно-компрессорных труб при изменении P_w определяется уравнением (6):

$$\Delta = \frac{(1 - 2\mu)F_t L P_w}{0.1EF}. \quad (6)$$

При выполнении расчетов по уравнению (6) учитывались следующие условия: насосно-компрессорные трубы состоят из труб с наружным диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм; материал НКТ – сталь 30ХГМА (зарубежные аналоги – 25ХГМ4, 34ХГМ4); модуль упругости материала НКТ $E = 2 \cdot 10^5$ МПа; коэффициент Пуассона материала НКТ $\mu = 0,3$; длина НКТ $L = 1000$ м; площадь прохода НКТ $F_t = 30,2 \cdot 10^{-6}$ м²; площадь кольцевого сечения НКТ $F = 11,7 \cdot 10^{-6}$ м². При изменении избыточного давления P_w от 0 до 50 атм на устье скважины величина деформации НКТ составляет $\Delta = 0,024$ м.

Поэтому при повышении устьевого давления до $P_w = 50$ атм и длине НКТ $L = 1000$ м погружной насосный агрегат вместе со щелевым фильтром опускается вдоль эксплуатационной скважины на величину $\Delta = 0,024$ м. Отключение насосного агрегата и снижение давления на устье до $P_w = 0$ атм поднимает насосный агрегат вдоль эксплуатационной скважины на ту же величину $\Delta = 0,024$ м. При этом манжета 13 соприкасается со стенками скважины 15 (рис. 4). Указанные факторы вызывают кратковременное растяжение деформируемого фильтрующего элемента 7, увеличение размеров щелей 9, разрушение «мостиков» отложений механических примесей и восстановление проницаемости фильтрующего элемента 7. В дальнейшем пружина 16 сжимает упор 10 с манжетой 13, что приводит к восстановлению исходных размеров щелей 9 и фильтрующего элемента 7.

Применение щелевых фильтров с жесткими недеформируемыми фильтрующими элементами, оснащенными подвижными очистными устройствами, возможно при разработке УЭЦН, устанавливаемых на несущем тросе при работе со скважинами сложной конфигурации.

На рисунке 5 показан щелевой скважинный самоочищающийся фильтр, спускаемый по НКТ в составе УЭЦН на несущем тросе [36].

Щелевой фильтр содержит трубку 1, которая перфорирована сквозными отверстиями 2. На концах вокруг трубки 1 установлены верхнее 3 и нижнее 4 торцевые кольца. Фильтрующий элемент 5 концентрически расположен вокруг трубки 1. Фильтрующий элемент 5 выполнен в виде продольных стержней 6, между которыми образованы прорези 7. Поперечные планки 8, соединенные с продольными планками 6, предусмотрены для придания жесткости конструкции фильтрующего элемента 5. Концы фильтрующего элемента 5 помещены в кольцевые зазоры торцевых колец 3 и 4.

Подвижное устройство 9 для очистки от механических примесей, выполненное в виде кольца 10 с неподвижным упругим элементом 11 со сквозными отверстиями 12, концентрично установлено на внешней поверхности фильтрующего элемента 5. Упругий элемент 11 контактирует с внутренними стенками трубки 13.

На внутренней стороне кольца 10 расположены опорно-очистные элементы 14. Подвижное очищающее устройство 9 предназначено для перемещения вдоль продольных стержней 6 и пазов 7 фильтрующего элемента 5, при этом опорно-очищающие элементы 14 воздействуют на отложения механических примесей и очищают поверхность фильтрующего элемента 5. Опорно-очистительные элементы 14 подвижного устройства 9 для очистки фильтрующего элемента 5 могут быть выполнены в виде концентрических ножей или щеток.

Щелевой фильтр вместе с погружным насосным агрегатом спускается в скважину по насосно-компрессорным трубам. Скважинная жидкость, содержащая механические примеси, свободно поступает на поверхность фильтрующего элемента 5 через сквозные отверстия 12 упругого элемента 11. Проходя между прорезями 7 продольных планок 6 фильтрующего элемента 5, скважинная жидкость очищается и через отверстия 2 поступает внутрь трубы 1, откуда далее поднимается в скважинный насос (на рисунке 5 не показан). Верхнее 3 и нижнее 4 торцевые кольца фиксируют фильтрующий элемент 5 относительно трубы 1.

Частицы механических примесей, выделенные из скважинной жидкости, оседают на внешней поверхности фильтрующего элемента 5, образуя «мостики» отложений и со временем снижая его проницаемость (пропускную способность). При засорении фильтрующего элемента 5 двигатель скважинного насоса отключается для прекращения забора скважинной жидкости. Весь погружной

насосный агрегат поднимается на несущем тросе вдоль стенок НКТ 13 к устью скважины на расстояние 10–15 м. Во время подъема насосного агрегата упругий элемент 11 контактирует с внутренней поверхностью стенок НКТ 13. Очистное устройство 9 перемещается по продольным пазам 7 фильтрующего элемента 5 за счет сил трения, возникающих при контакте упругого элемента 11 с внутренней поверхностью стенок НКТ 13. При этом опорно-очистительные элементы 14, выполненные в виде концентрических ножей или щеток, разрушают отложения механических примесей и очищают поверхность фильтрующего элемента 5, восстанавливая тем самым его проницаемость (пропускную способность).

Частицы механических примесей, отделенные от поверхности фильтрующего элемента 5, оседают в приямке скважины через отверстия 12 в упругом элементе 11. Для возвращения очистного устройства 9 в исходное положение погружной насосный агрегат опускается на несущем тросе. Таким образом, изменяется направление силы трения, возникающей при контакте стенок НКТ 13 и упругого элемента 11. Очистительное устройство 9 перемещается вдоль поверхности фильтрующего элемента 5 в исходное положение.

Таким образом, наработка между отказами щелевого фильтра в скважине увеличивается за счет периодической механической очистки фильтрующего элемента, что приводит к увеличению времени работы УЭЦН.

Установка УЭЦН в износостойких конструкциях на первой и последней насосных ступенях секции снижает абразивную способность мелких частиц, размер зерна которых меньше размера щелей фильтрующего элемента. В результате частицы механических примесей, попадая в насос, становятся гладкими, и, следовательно, абразивность первых ступеней снижается. Износ, возникающий из-за концентрации частиц механических примесей в насосных ступенях вблизи выхода потока, будет менее интенсивным.

5. Выводы

В статье проанализированы особенности гидроабразивного износа насосных ступеней УЭЦН. Показано, что процесс разрушения деталей УЭЦН, работающего в условиях, характеризующихся высоким содержанием механических примесей в перекачиваемой жидкости, является многофакторным и развивается локально в зонах концентрации абразивных частиц.

Наиболее распространенным и экономически эффективным средством защиты скважинных насосов от вредного воздействия механических примесей является применение фильтров. Время эффективной работы фильтров ограничено низкой грязеемкостью фильтрующих элементов. Использование предложенных в статье конструкций самоочищающихся фильтров позволит увеличить межремонтный период работы УЭЦН в скважинах, осложненных интенсивным переливом частиц механических примесей, тем самым повысить рентабельность добычи нефти и снизить убытки нефтяных предприятий.

Дальнейшие исследования авторов по данной теме будут включать компьютерное моделирование работы предлагаемых самоочищающихся фильтров в скважинах, осложненных высоким содержанием частиц механических примесей в добываемой нефти. В случае получения положительных результатов планируется проведение следующих этапов исследований:

- создание макетов самоочищающихся фильтров для проведения стендовых испытаний в лабораторных условиях;
- разработка полноразмерных образцов самоочищающихся фильтров для проведения опытно-промышленных испытаний в промысловых условиях.

Вклад авторов: концептуализация, Д.С. и В.З.; курирование данных, Д.С.; формальный анализ, Д.С., В.З. и А.И.; получение финансирования, Д.С.; исследование, Д.С., В.З., А.И. и И.З.; методология, Д.С.; администрирование проекта, Д.С. и И.З.; наблюдение, Д.С. и В.З.; визуализация, Д.С., А.И. и И.З.; написание – подготовка первоначального варианта, Д.С. и В.З.; написание – рецензирование и редактирование, И.З. 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. Maharatkin, P.N.; Yablokov, I.N.; Serzhan, S.L. Increasing percentage of uptime of pipeline transport system at production association LLC KINEF. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 2017, 87, 022013. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/87/2/022013>
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. Fecarotta, O.; Martino, R.; Morani, M.C. Wastewater pump control under mechanical wear. *Water* 2019, 11, 1210. <http://doi.org/10.3390/w11061210>
6. 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>
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. Vasilyeva, M.A.; Feit, S. Investigation of polymer material of the working camera-channel of the magnetic pumps for heavy oil. *J. Min. Inst.* 2016, 221, 651–660. <http://doi.org/10.18454/pmi.2016.5.651>
9. Ostrovsky, V.G.; Shishlyannikov, D.I.; Vorobel, S.V. Research of the wear impact of mechanical impurities particles on the electric-centrifugal pumps nodes. *Equip. Technol. Oil Gas Complex* 2019, 3, 12–16. [http://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-3\(111\)-12-16](http://doi.org/10.33285/1999-6934-2019-3(111)-12-16)
10. 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>
11. Zhivotovsky, L.S.; Smoilovskaya, L.A. *Technical Mechanics of Hydraulic Mixtures and Soil Pumps*; Mashinostroenie: Moscow, Russia, 1986; p. 224.
12. Karelin, V.Y. *Wear of Vane Pumps*; Mashinostroenie: Moscow, Russia, 1983; p. 166.
13. Yakimov, S.B. Index of aggressiveness of carried-out particles at TNK-BP fields in Western Siberia. *Oilfield Bus.* 2008, 9, 33–39.
14. Gulich, J.F. *Centrifugal Pumps*; Springer Nature: Villeneuve, Switzerland, 2020; p. 1264. <http://doi.org/10.1007/978-3-030-14788-4>
15. Lykova, N.A. Protection of ESP against clogging: A complex analysis. *Eng. Pract.* 2016, 4, 44–50.
16. Lykova, N.A. Equipment for ESP operation in conditions of intensive overflow of mechanical impurities. *Eng. Pract.* 2017, 3, 58–62.
17. Gavrilko, V.M.; Alexeev, V.S. *Drilling Well Filters*; Phoenix: Rostov-on-Don, Russia, 2017; p. 416.
18. Khalid, Y.A.; Sapuan, S.M. Wear analysis of centrifugal slurry pump impellers. *Lubr. Tribol.* 2007, 59, 18–28. <http://doi.org/10.1108/00368790710723106>
19. Ostrovskiy, V.G.; Peshcherenko, S.N. Bench modeling of corrosion-abrasive destruction of oil pump guide apparatus. *Sci. Res. Innov.* 2010, 4, 86–88.
20. Ostrovskiy, V.G.; Peshcherenko, S.N. Effect of leakage on the performance and reliability of oil pumps. *Sci. Res. Innov.* 2011, 5, 171–176.
21. Vasilyeva, M.A. An overview of development trends for the pumping equipment of mining and processing enterprises. *Obogashchenie Rud* 2019, 1, 51–56. <http://doi.org/10.17580/or.2019.01.08>
22. 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>
23. Kovalchuk, M.S.; Poddubniy, D.A. Diagnosis of electric submersible centrifugal pump. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* 2018, 115, 012026. <http://doi.org/10.1088/1755-1315/115/1/012026>
24. Vasilyeva, M.A. Equipment for generating running magnetic fields for peristaltic transport of heavy oil. In Proceedings of the ICIEAM 2017, Chelyabinsk, Russia, 16–19 May 2017; p. 8076356. <http://doi.org/10.1109/ICIEAM.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. *Vibroeng. Proc.* 2019, 25, 111–115. <http://doi.org/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. In Proceedings of the Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects – 11th Conference of the Russian-German Raw Materials, Potsdam, Germany, 7–8 November 2018; p. 220109.
27. 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.
28. 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>
29. 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>
30. 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>
31. Sidorkin, D.I.; Kupavykh, K.S. Justification on choosing screw pumping units as energy efficient artificial lift technology. *Energetika* 2021, 64, 143–151. <http://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-2-143-151>
32. Iungemeister, D.A.; Korolev, R.I.; Serzhan, S.L.; Isaev, A.I.; Borodkin, E.O. Materials of devices and equipment for deep-sea mining of manganese resources. *J. Phys. Conf. Ser.* 2020, 1582, 012098. <http://doi.org/10.1088/1742-6596/1582/1/012098>
33. Kuznetsov, V.L.; Kuznetsov, I.V.; Ochilov, R.A. *Repair of Large Axial and Centrifugal Pumps: Handbook*; Energoatomizdat: Moscow, Russia, 1996; p. 240.
34. Shishlyannikov, D.I.; Shavaleyeva, A.V.; Korotkov, Y.G.; Perelman, M.O.; Poshvin, E.V. Slotted Filter. Patent RU 2709580, 18 December 2019.
35. Saroyan, A.E.; Ulanova, S.A.; Belotserkovsky, V.I.; Kuznetsov, V.F.; Pchelkin, V.N. *Guidance Document RD 39-1-306-79: Instructions for Calculation of Oil-Well Tubing*; All-Union Research Institute for the Development and Operation of Oilfield Pipes: Kuybyshev, Russia, 1980; p. 84.
36. Shishlyannikov, D.I.; Shavaleyeva, A.V.; Korotkov, Y.G.; Perelman, M.O.; Poshvin, E.V. Slotted Filter. Patent RU 2715774, 3 March 2020.