

05.02.22 Организация производства (по отраслям) (технические науки)

DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91

УДК 622.276.53

**Станция мониторинга состояния скважинной
штанговой насосной установки**

**А. С. Галеев¹, Г. И. Бикбулатова¹, Р. Н. Сулейманов², О. В. Филимонов²,
С. Л. Сабанов¹, Ю. А. Болтнева^{1*}**

¹Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

²Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,

г. Октябрьский, Россия

*e-mail: agni-ngo@mail.ru

Аннотация. На сегодняшний день мониторинг технического состояния скважинной штанговой насосной установки (СШНУ) не производится надлежащим образом, и ремонт производится лишь в результате значительного снижения количества добываемой жидкости в результате износа плунжерной пары, клапанов и т. п. либо аварийного останова наземного привода вследствие поломки редуктора, подшипниковых опор, электродвигателя и т. п.

Идет процесс разработки станции мониторинга состояния СШНУ, позволяющей диагностировать неисправности на стадии их появления, отслеживать их развитие, прогнозировать состояние на ближайшую перспективу, планировать сроки проведения обслуживания и ремонта.

Ключевые слова: скважинная штанговая насосная установка; погружной модуль; диагностика неисправностей; гальванический канал связи

Station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit

**Achmetsalim S. Galeev¹, Golia I. Bikbulatova¹, Rais N. Suleymanov²,
Oleg V. Filimonov², Sergey L. Sabanov¹, Yulia A. Boltneva^{1*}**

¹Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

²Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrsky, Russia

Abstract. At the present time monitoring of the technical condition of the downhole sucker-rod pumping unit is not performed properly, and repairs are made only as a result of a significant decrease in the amount of produced fluid as a result

of wear of the plunger pair, valves, etc., or an emergency stop of the ground drive as a result of breakdown of the gearbox, bearing supports, electric motor, etc.

We have been developing station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit, which will allow diagnosing malfunctions at the stage of their occurrence, tracking their development, predicting the condition for the near future, planning the timing of maintenance and repair.

Key words: downhole sucker-rod pumping unit; submersible module; fault diagnosis; galvanic communication channel

Введение

Самым массовым способом механизированной добычи нефти является штанговый насосный способ. С помощью скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) эксплуатируется 2/3 общего действующего фонда скважин.

СШНУ можно разделить на три части: скважинный насос, насосные штанги и наземный привод.

Самой консервативной частью всей установки, находящейся в эксплуатации наибольшее время, является преобразующий механизм наземного привода, в большинстве случаев представленный в виде станка-качалки. Фактический срок его службы, исходя из мирового опыта, зачастую превышает 20 лет [1].

Существенная часть находящихся в эксплуатации станков-качалок формально выработала заложенный ресурс, и на местах принимаются все возможные усилия для продления действия разрешительной документации на приводы, находящиеся в достаточно приемлемом техническом состоянии, в том числе за счет их ремонта. Данные мероприятия проводятся с целью снижения эксплуатационных затрат. Создавшаяся ситуация обусловлена истощением месторождений нефти находящихся в эксплуатации, высоким обводнением скважин и снижением их дебитов. Примерно 50 % скважин обеспечивают дебит пластовой жидкости около 5 м³/сут при высокой обводненности. Такие дебиты не позволяют окупить расходы на приобретение нового оборудования, его монтаж, транспортировку и сооружения новых фундаментных оснований. В связи с этим встает вопрос об оптимальной эксплуатации скважин с малым дебитом.

Основными направлениями совершенствования станков-качалок можно считать сокращение потребляемой энергии; снижение динамических нагрузок на установку; уменьшение затрат времени и труда на техническое обслуживание и ремонт установок.

Для реализации режима непрерывной работы малодебитных скважин частоту хода плунжера необходимо уменьшать до 1,5–2 в минуту. Большее снижение частоты хода плунжера нецелесообразно вследствие роста влияния утечек, добываемой жидкости через зазор между корпусом и плунжером насоса [2–5].

При эксплуатации скважин штанговыми насосами, в подземной части, могут происходить следующие осложнения: обрыв штанг и истирание НКТ в местах искривления профиля скважины, отложение АСПО и обрыв штанговой колонны.

При отложении парафина на узлах клапанов насоса, на стенках труб НКТ и поверхностях штанг нарушается работа насоса. Проходная площадь сечения уменьшается, и повышаются гидравлические давления на плунжерную пару, что ведет к утечкам. Из-за интенсивного отложения парафина происходит увеличение осевых нагрузок, что ведет к обрыву штанг, а также увеличивается

нагрузка на головку балансира, нарушается уравновешенность, вследствие чего уменьшается коэффициент подачи [6].

При эксплуатации штанговых глубинных насосов неизбежно происходят их постепенный износ и падение подачи. Коррозия, абразивный и механический износ, различные отложения снижают производительность насосных установок. По мере износа возрастают утечки добываемой жидкости, при этом изменяется коэффициент подачи насоса. Темпы его изменения зависят от конструкции, качества изготовления, режима работы и условий эксплуатации. Одновременное воздействие различных факторов затрудняет выявление причин и закономерностей при анализе отказов насосов [7].

Определение причин отказа подъемника так же чрезвычайно сложно, еще потому, что изменение любого технологического параметра работы установки ведет к результатам, которые трудно предопределить расчетами [8, 9].

Существуют несколько видов автоматизированных станций, выпускаемых отечественными и зарубежными изготовителями, которые в большинстве своем предназначены для осуществления аварийного отключения привода станка-качалки, реализации алгоритма периодической откачки, либо автоматизированного подбора оптимального числа качаний [10].

Контроллеры, представляющие основу программного управления существующих станций, в большинстве своем имеют возможность подключать дополнительные датчики, проводить анализ получаемой информации и в результате отслеживать развитие большинства неисправностей. Возможность отслеживания неисправностей предусмотрена в большинстве контроллеров используемого программного обеспечения (ПО) [11–13]. Но эти возможности в основном не используются на промыслах, поскольку используемые автоматизированные системы управления ориентированы на задачи разработки месторождения. При этом сервисным организациям приходится самостоятельно организовывать мониторинг технического состояния используемого оборудования.

Следовательно, есть необходимость и возможность собирать информацию о техническом состоянии привода СШНУ, автоматически анализировать и рассылать заинтересованным службам информацию о состоянии, о возможности возникновения нештатных ситуаций. На данный момент наличие таких сервисов в нашей стране не обнаружено, поэтому работа по разработке сервисов по контролю технического состояния СШНУ является актуальной задачей.

Результаты и обсуждение

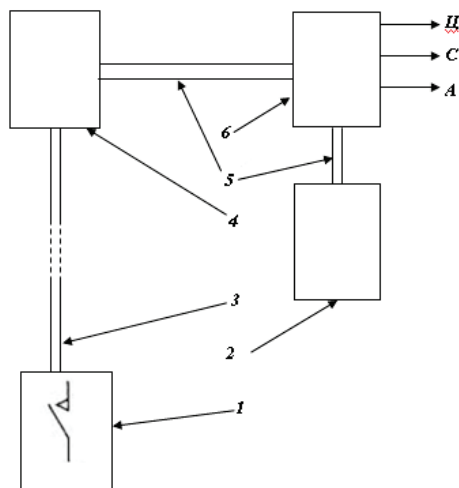
Для реализации поставленной задачи Альметьевский государственный нефтяной институт в настоящее время ведет разработку станции мониторинга СШНУ с гальваническим каналом связи (ГКС) для передачи скважинной информации на поверхность. Предлагаемая станция осуществляет сбор, анализ и передачу измеренной информации службам предприятия. Каждый из этапов программно управляется контроллерами, расположенными в скважинной и наземной части станции [14, 15]. Весь процесс работы станции можно разделить на следующие части:

- измерение скважинных параметров в непосредственной близости от погружного насоса (давление и температура);
- передача скважинных данных по беспроводному гальваническому каналу связи в наземную станцию управления;
- измерение основных параметров работы наземного привода станка-качалки (нагрузка в точке подвеса колонны штанг, токовая нагрузка электропривода, положение балансира, давление в нагнетательной линии);

- измерение параметров состояния наземного оборудования (уровень вибрации привода, температура основных нагруженных подшипниковых узлов);
- программное обеспечение контроллеров подземной и наземной частей, осуществляющее управление измерительными блоками станции, а также управление приводом СШНУ;
- программное обеспечение (экспертная система), осуществляющее сбор и анализ измеряемых параметров с предоставлением трендов, прогнозов и т. п.;
- передача имеющейся информации всем заинтересованным службам предприятия [16].

Структурная схема станции мониторинга представлена на рисунке 1.

Рис. 1. Структурная схема станции мониторинга: 1 — погружной модуль; 2 — блок наземных датчиков (вибрация, температура и т. д.); 3 — линия связи (колонна НКТ и штанг); 4 — узел гальванической развязки; 5 — линия связи (кабельная или радиосвязи); 6 — наземный приемник



Станция состоит из погружного модуля 1, являющегося ключом шифрации для передачи измеренной скважинной информации с помощью ГКС. Погружной модуль состоит из электрического разделителя с диэлектрической вставкой, электронного блока с батареями питания, блоком синхронизации, коммутирующим ключом и контроллером с ПО. Линией связи при этом служат колонна НКТ и штанг 3. Узел гальванической развязки 4 служит для изоляции линии связи заземленного наземного оборудования станка-качалки. Далее информация, измеренная скважинными и наземными датчиками контроля, передается в наземную станцию управления (наземный приемник) 6 по проводной линии или радиосвязи 5.

Наземный приемник информации, представленный на рисунке 2, содержит источник стабилизированного тока 1, подключенный одним контактом 2 к наземной части колонны металлических полых штанг (металлической колонны) 3, а другим контактом — к приемному электроду 4 металлической НКТ 5 (другая металлическая колонна), в которой концентрично установлена колонна металлических полых штанг 3. Между указанными контактами установлен блок регистрации изменения напряжения — дифференциальный вольтметр 6. На устье скважины металлическая колонна 3 и НКТ 5 разделены сальником 7 из диэлектрического материала. Скребок-центратор 8 изготовлен из диэлектрика. Пунктирной линией показана создаваемая электрическая цепь.

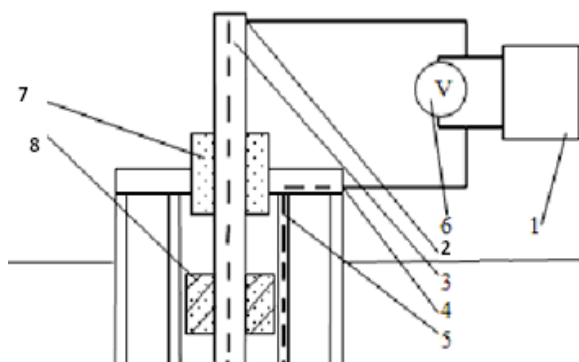


Рис. 2. Наземный приемник информации:
 1 — наземный генератор постоянного тока (источник питания);
 2 — колонна штанг;
 3, 5 — линия электрической цепи; 4 — колонна НКТ;
 6 — дифференциальный вольтметр (регистратор);
 7 — устьевой сальник (диэлектрик);
 8 — скребко-центратор (диэлектрик)

Наземный генератор 1 вырабатывает постоянный стабилизированный по величине ток, который, проходя по металлической колонне 3, 5, разделенной диэлектрической вставкой 7, заряжает аккумуляторы скважинного блока и создает разность потенциалов на диэлектрической вставке. Блок синхронизации отслеживает и определяет период и скважность следования «окон» передачи, отслеживает энергию заряда аккумуляторов скважинного блока, сообщает исполнительному блоку о готовности к передаче и по заданному графику выдает команду на передачу информации.

Поскольку на устье скважины установлен сальник 7 из диэлектрического материала, а в скважине в верхней части металлической колонны размещен скребко-центратор 8 (может быть несколько штук) из диэлектрика, то металлическая колонна штанг 3 и металлическая колонна НКТ 5 электрически разделены. При замыкании ключа погружного модуля эффективная проводимость возрастает, и напряжение источника стабилизированного тока (наземный генератор) 1 падает, что и регистрируется дифференциальным вольтметром 6, подключенным к контактам 2 и 4 указанного источника тока 1. При этом изменение разности потенциалов оказывается модулированным соответствующим образом кодированным сигналом (информацией) [17].

Погружной модуль состоит из электрического разделителя и электронного блока.

Разделитель электрический (ЭР) предназначен для электрического разобщения верхней и нижней частей колонны и подачи сигнала передающего устройства по ГКС.

ЭР имеет в своей конструкции электронный блок с датчиками измерений температуры и давления, электронной платой управления и блоком питания. Электронный блок проводит сеансы измерений давления и температуры, осуществляет запись во внутреннюю память измеренных параметров и передает их с установленной периодичностью на поверхность земли по ГКС.

На рисунке 3 показана схема наземного размещения датчиков контроля состояния оборудования СШНУ. Минимальный набор датчиков, представленный на схеме, включает в себя:

- датчик усилия, регистрирующий усилия на канатной подвеске за полный цикл работы станка-качалки для получения динамограммы, по которой диагностируется работа скважинного насоса;

- датчик положения — акселерометрический датчик для определения положения балансира в данный момент времени;
- датчики виброскорости, установленные на подшипниковой опоре балансира, редукторе и электроприводе станка-качалки, служат для оценки состояния узлов с вращающимися частями по уровню вибрации;
- датчики переменного тока на электроприводе служат для контроля токовой нагрузки электродвигателя в течение полного цикла качания станка-качалки.

Все измеренные параметры передаются в станцию управления для сбора, предварительной обработки и дальнейшей передачи в экспертную программу, которая собирает информацию, анализирует, проводит диагностику состояния.



Рис. 3. Схема расположения датчиков контроля состояния наземного оборудования

В настоящее время проект создания станции мониторинга СШНУ проходит стадии разработки, лабораторных и стендовых испытаний. Определены сроки промышленных испытаний в 2019 году.

Выводы

СШНУ, как и другие добывающие установки, требует периодического мониторинга технического состояния для его оценки на текущий момент времени, прогнозирования состояния на ближайшую перспективу, планирования очередного технического обслуживания.

Сегодня оценку технического состояния СШНУ производят периодически, ежедневными (или реже) обходами оператора, а также раз в полгода — год (или реже) проводится динамометрирование, ваттметрирование [18–22].

В настоящее время большинство применяемых методов контроля и диагностики текущего состояния оборудования СШНУ заключаются в периодическом контроле расхода и давления добываемой жидкости для скважинного оборудования, внешнего осмотра — для наземного оборудования. А остановка на ремонт производится лишь в результате значительного снижения количества добываемой жидкости либо аварийного останова станка-качалки.

Предлагаемая станция мониторинга СШНУ позволит диагностировать неисправности на стадии их появления, отслеживать их развитие, прогнозировать состояние на ближайшую перспективу, планировать сроки проведения обслуживания и ремонта.

Данный проект выполняется в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 гг.» по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.610.21.0019 от 23.10.17 по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019.

Библиографический список

1. Молчанов А. Г. Станки-качалки: проблемы и перспективы совершенствования // Промышленные ведомости. – 2007. – № 10. – С. 45–60.
2. Беляев Е. Ф., Ташкинов А. А., Цылев П. Н. Совершенствование электропривода станков-качалок нефтяных скважин с малым дебитом // Вестник ПНИПУ, Геология, Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 91–102.
3. Каплан Л. С. Современные технологии и техника эксплуатации скважин штанговыми насосами: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 334 с.
4. Сабанов С. Л. Кинематическая модель уравнивания тихоходного привода скважинной штанговой насосной установки // Новые материалы, оборудование и технологии в промышленности: материалы междунар. науч.-техн. конф. молодых ученых (Могилев, Могилев, 26–27 октября 2017 г.). – Могилев, 2017. – С. 60.
5. Хакимьянов М. И. Оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности: моногр. – Уфа: РИЦ УГНТУ, 2013. – 77 с.
6. Каримов Л. Ф., Поникаров С. И., Калимуллин Н. И. Анализ причин обрывов штанговых колонн при эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми насосами // Вестник Казанского технологического университета. – 2017. – Т. 20, № 3. – С. 44–45.
7. Поплыгин В. В., Лекомцев А. В. Динамика износа скважинных штанговых насосов при эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 112–114.
8. Efficient and Accurate Monitoring of Rod Pump Well Performance Using Real Time Data Processing and Visualization / O. L. Rowlan [et al.]. – Oklahoma (USA): Society of Petroleum Engineers, 2013. – Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164485-MS>. DOI: 10.2118/164485-MS
9. Complex of monitoring and management for oil wells with rod pump / T. Aliev [et al.] // The Third International Conference "Problems of Cybernetics and Informatics". – 2010. – Vol. 1. – Available at: https://www.researchgate.net/publication/314378802_Complex_of_monitoring_and_management_for_oil_wells_with_rod_pump.
10. Оценка влияния уравниваемости привода ШСНУ на энергоэффективность установки / С. Л. Сабанов [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы междунар. науч.-практ. конф. – Альметьевск: АГНИ, 2018. Т. 2. – С. 354–359.
11. Ковшов В. Д., Светлакова С. В. Анализ программного обеспечения современных систем динамометрирования штанговых глубинных насосов // Информационные технологии в профессиональной деятельности и научной работе: материалы региональной науч.-практ. конф. – Йошкар-Ола, 2005. – С. 106–109.
12. Хакимьянов М. И., Пачин М. Г. Функциональные возможности современного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 19–34.
13. Pattern recognition for downhole dynamometer card in oil rod pump system using artificial neural networks / M. A. D. Bezerra [et al.] // Proceedings of 11th International Conference on Enterprise Information Systems. – Milan (Italy), 2009. – P. 351–355. – Available at: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.523.3465&rep=rep1&type=pdf>.

14. Контроль технического состояния ШСНУ в процессе периодической эксплуатации / А. С. Галеев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 24–29.
15. Автономная система удаленного мониторинга нефтепромыслового оборудования / А. С. Галеев [и др.] // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Т. 2. – Альметьевск: АГНИ, 2016. – С. 326–329.
16. Methods and facilities for monitoring the operation of a sucker rod pump / Yu. Shinyakov [et al.] // International Journal of Mechanical Engineering and Technology. – 2018. – Vol. 9, Issue 12 (December). – P. 1224–1231.
17. Пат. 2494250 РФ. № 2012101923/03. Способ передачи информации по электромагнитному каналу связи при эксплуатации скважины и устройство для его осуществления / Григорьев В. М., Галеев А. С., Арсланов Р. И.; заявл. 19.01.12; опубл. 27.07.13, Бюл. № 27. – 7 с.
18. Бубнов М. В., Зюзев А. М. Средства диагностирования оборудования установок штанговых глубинных насосов // Труды первой научно-технической конференции молодых ученых Уральского энергетического института (Екатеринбург, 16–20 мая 2016 г.). – Екатеринбург, 2016. – С. 175–178.
19. Ковшов В. Д., Сидоров М. Е., Светлакова С. В. Диагностирование неисправностей в работе станка-качалки по результатам динамометрирования // Информационные технологии и системы: новые информационные технологии в науке, образовании, экономике (НИТНОЭ–2003): материалы 3-й Междунар. науч.-техн. конф. – Владикавказ, 2003. – С. 17–20.
20. Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards / M. I. Khakimyanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2017. – Vol. 803, Issue 1. DOI: 10.1088/1742-6596/803/1/012066
21. Стандарт ОАО «Татнефть» «Контроль технического состояния и система ремонта нефтепромыслового оборудования по фактическому техническому состоянию». – Альметьевск: ОАО «Татнефть», 2004. – 68 с.
22. Разработка автоматизированной системы контроля и регистрации технических, технологических и диагностических параметров работы станка-качалки / А. С. Галеев [и др.] // Опыт, проблемы и перспективы развития неразрушающих методов контроля и диагностики машин, и агрегатов. Сб. науч. тр. междунар. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию юбилею филиала УГНТУ в г. Октябрьском и 20-летию лаборатории «Вибродиагностика машин и агрегатов нефтяной промышленности». – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2017. – С. 79–93.

References

1. Molchanov, A. G. (2007). Stanki-kachalki: problemy i perspektivy sovershenstvovaniya. Promyshlennye vedomosti, (10). pp. 45-60. (In Russian).
2. Belyaev, E. F., Tashkinov, A. A., & Tsylev, P. N. (2012) Sovershenstvovanie elektropivoda stankov-kachalok neftyanykh skvazhin s malym debitom. Vestnik PNIPU, Geologiya, Neftgazovoe i gornoe delo, (4). pp. 91-102. (In Russian).
3. Kaplan, L. S. (2005). Sovremennye tekhnologii i tekhnika ekspluatatsii skvazhin shtangovymi nasosami. Ufa, UGNTU Publ., 334 p. (In Russian).
4. Sabanov, S. L. (2017). Kinemacheskaya model' uravnovesivaniya tikhokhodnogo pivoda skvazhinnoy shtangovoy nasosnoy ustanovki. Novye materialy, oborudovanie i tekhnologii v promyshlennosti: materialy mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh (Mogilev, October 26–27, 2017). Mogilev, P. 60. (In Russian).
5. Khakim'yanov, M. I. (2013). Optimizatsiya rezhimov raboty elektropivodov v neftedobyvayushchey promyshlennosti. Ufa, 77 p. (In Russian).
6. Karimov, L. F., Ponikarov, S. I., & Kalimullin, N. I. (2017). Analiz prichin obryvov shtangovykh kolonn pri ekspluatatsii skvazhin, oborudovannykh shtangovymi nasosami. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 20(3), pp. 44-45. (In Russian).
7. Poplygin, V. V., & Lekomtsev, A. V. (2011). Dynamics of the wear of oil pumps with the operation of the wells of the Churakovskoe oilfield. Oil Industry, (9), pp. 112-114. (In Russian).
8. Rowlan, O. L., McCoy, J. N., Becker, D. J., Capps, K. S., & Podio, A. L. (2013). Efficient and Accurate Monitoring of Rod Pump Well Performance Using Real Time Data Processing

and Visualization. Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. (In English). Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-164485-MS>. DOI: 10.2118/164485-MS

9. Aliev, T., Nusratov, O. G., Guluev, G. A., Rzaev, A. Q., & Fahrads P. (2010). Complex of monitoring and management for oil wells with rod pump. The Third International Conference "Problems of Cybernetics and Informatics", 1. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/publication/314378802_Complex_of_monitoring_and_management_for_oil_wells_with_rod_pump.

10. Sabanov, S. L., Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., & Boltneva, Yu. A. (2018) Otsenka vliyaniya uravnoveshennosti privoda SHSNU na energoeffektivnost' ustanovki. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Tom 2. Al'met'evsk, Al'met'evskiy gosudarstvennyy neftyanoy institut Publ., pp. 354-359. (In Russian).

11. Kovshov, V. D., & Svetlakova, S. V. (2005). Analiz programmnoy obespecheniya sovmennykh sistem dinamometrirovaniya shtangovykh glubinykh nasosov. Informatsionnye tekhnologii v professional'noy deyatel'nosti i nauchnoy rabote: materialy regional'noy nauchno-prakticheskoy konferentsii. Yoshkar-Ola, pp. 106-109. (In Russian).

12. Hakimyanov, M. I., & Pachin, M. G. (2011). Functional capabilities of modern sucker rod pumps controller. Neftegazovoe delo, (2), pp. 19-34. (In Russian).

13. Bezerra, M. A. D., Schnitman, L., & Barreto Filho, M. De A. (2009). Pattern recognition for downhole dynamometer card in oil rod pump system using artificial neural networks. Proceedings of 11th International Conference on Enterprise Information Systems. Milan, Italy, pp. 351-355. (In English). Available at: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.523.3465&rep=rep1&type=pdf>.

14. Galeev, A. S., Arslanov, R. I., Ermilov, P. P., & Kuzmin, I. A. (2012). Control of technical condition oil-well pumping unit under periodic operation conditions. Neftegazovoe delo, (1), pp. 24-29. (In Russian).

15. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Kuz'min, I. A., & Boltneva, Yu. A. (2016). Avtonomnaya sistema udalennogo monitoringa neftepromyslovogo oborudovaniya konferentsiya. Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: materialy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letiyu vysshego neftegazovogo obrazovaniya v Respublike Tatarstan. Tom 2. Al'met'evsk: Al'met'evskiy gosudarstvennyy neftyanoy institute Publ., pp. 326-329. (In Russian).

16. Shinyakov, Yu., Sukhorukov, M., Torgaeva, D., & Soldatov, A. (2018). Methods and facilities for monitoring the operation of a sucker rod pump. International Journal of Mechanical Engineering and Technology, 9(12 (December)), pp. 1224-1231.

17. Grigor'ev, V. M., Galeev, A. S., & Arslanov, R. I. Sposob peredachi informatsii po elektromagnitnomu kanalu svyazi pri ekspluatatsii skvazhiny i ustroystvo dlya ego osushchestvleniya. Pat. RF 2494250. No. 2012101923/03. Applied: 19.01.12. Published: 27.07.13. Bulletin No. 27. 3 p. (In Russian).

18. Bubnov, M. V., & Zyuzev, A. M. (2016). Sucker-rod pumping units equipment diagnosing facilities. Trudy pervoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii molodykh uchenykh Ural'skogo energeticheskogo institute (Ekaterinburg, May 16-20, 2016). Ekaterinburg, pp. 175-178. (In Russian).

19. Kovshov, V. D., Sidorov, M. E., & Svetlakova, S. V. (2003). Diagnostirovanie neispravnostey v rabote stanka-kachalki po rezul'tatam dinamometrirovaniya. Informatsionnye tekhnologii i sistemy: novye informatsionnye tekhnologii v nauke, obrazovanii, ekonomike (NITNOE-2003): materialy tret'ey Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Vladikavkaz, pp. 17-20. (In Russian).

20. Khakimyanov, M. I., Shafikov, I. N., Khusainov, F. F., Semisynov, R. A., & Bezryadnova, E. A. (2017). Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards. Journal of Physics: Conference Series, 803(1). (In English). DOI: 10.1088/1742-6596/803/1/012066

21. Standart OAO "Tatneft". (2004). "Kontrol' tekhnicheskogo sostoyaniya i sistema remonta neftepromyslovogo oborudovaniya po fakticheskomu tekhnicheskomu sostoyaniyu". Al'met'evsk, Tatneft' JSC Publ., 68 p. (In Russian).

22. Galeev, A. S., Suleimanov, R. N., Filimonov, O. V., & Ermilov, P. A. (2017). Development of automated system of control and registration of technical, technological and diagnostic parameters of the pumping unit. Opyt, problemy i perspektivy razvitiya nerazrushayushchikh metodov kontrolya i diagnostiki mashin, i agregatov. Sbornik nauchnykh trudov mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii, posvyashchennoy 60-letnemu yubileyu filiala UGNTU v g. Oktyabr'skom i 20-letiyu laboratorii "Vibrodiagnostika mashin i agregatov neftyanoy promyshlennosti". Ufa, UGNTU Publ., pp. 79-93. (In Russian).

Сведения об авторах

Галеев Ахметсалим Сабирович, д. т. н., профессор кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Бикбулатова Голия Ильдусовна, к. т. н., доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Сулейманов Раис Насибович, к. т. н., доцент кафедры информационных технологий, математики и естественных наук, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Филимонов Олег Владимирович, к. т. н., доцент кафедры информационных технологий, математики и естественных наук, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Сабанов Сергей Леонидович, старший преподаватель кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Болтнева Юлия Анатольевна, старший преподаватель кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, e-mail: agni-ngo@mail.ru

Information about the authors

Achmetsalim S. Galeev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Golia I. Bikbulatova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Rais N. Suleymanov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Information Technology, Mathematics and Natural Sciences, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University

Oleg V. Filimonov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Information Technology, Mathematics and Natural Sciences, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University

Sergey L. Sabanov, Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Yulia A. Boltneva, Senior Lecturer at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute, e-mail: agni-ngo@mail.ru