

УДК 622.276.55

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-96-107

**Определение нижнего обрыва-отворота штанг на скважинах,
оборудованных погружными плунжерными насосами**

**А. С. Галеев, Г. И. Бикбулатова*, С. Л. Сабанов, Ю. А. Болтнева,
О. А. Шипилова**

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

**agni-ngo@mail.ru*

Аннотация. Разработка месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии эксплуатации Урало-Поволжского региона, осуществляется в основном с применением скважинных штанговых насосных установок (СШНУ). Наиболее характерными отказами для данных установок являются обрывы-отвороты штанг и неисправности клапанов насоса. Способы ликвидации этих аварий значительно разнятся: обрыв или отворот штанг предполагает подъем скважинного оборудования, а «залипание» запорного органа клапанного узла насоса устраняется «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью или растворителем). Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и, как следствие, к экономическим потерям.

Причину неисправностей внутрискважинного оборудования СШНУ, как правило, определяют путем анализа динамограмм. Однако во многих случаях динамограммы не позволяют различить нижний отворот штанг от неисправности клапанов штангового насоса. В представленной работе рассматривается способ оперативного определения обрыва и отворота штанг в скважине, заключающийся в создании электрической цепи «колонна штанг — колонна НКТ» и наблюдении за ее целостностью. Для определения вида неисправности блок синхронизации по электромагнитному каналу измеряет сопротивление системы на диэлектрической вставке. При обрыве-отвороте штанг электрическое сопротивление цепи «НКТ — насос — колонна штанг» будет гораздо выше (более 2 Ом), чем при отсутствии данного отказа (0...2 Ом).

Ключевые слова: штанговый глубинный скважинный насос, нижний обрыв и отворот колонны штанг, диагностирование

Для цитирования: Определение нижнего обрыва-отворота штанг на скважинах, оборудованных погружными плунжерными насосами / А. С. Галеев, Г. И. Бикбулатова, С. Л. Сабанов [и др.]. — DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-96-107 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2022. — № 1. — С. 96–107.

**Determination of lower break-out of the boom on wells
equipped plunger pump**

**Akhmet salim S. Galeev, Goliya I. Bikbulatova*, Sergey L. Sabanov,
Yulia A. Boltneva, Olga A. Shipilova**

Abstract. Development of fields at a late or final stage of exploitation of the Ural-Volga region is carried out mainly with the use of downhole sucker rod pumping units. The most typical failures for these installations are rods breaks and breaks and pump valve malfunctions. Methods for eliminating these accidents vary significantly: a break or a breakaway of the rods involves lifting the downhole equipment, and the "sticking" of the shut-off element of the pump valve assembly is eliminated by the "resuscitation" of the downhole equipment (flushing with water, hot oil or solvent). An error in recognizing a malfunction leads to incorrect planning of work to restore the operability of downhole equipment, and, as a result, to economic losses.

The cause of the downhole equipment malfunctions of the sucker rod pumping units is usually determined by analyzing the dynamogram. However, in many cases dynamometer charts don't distinguish between the bottom flap of the rods and the failure of the sucker rod pump valves. In the article, a method of prompt determination of rod breakage and breakaway in a well is considered, which consists in creating an electrical circuit "rod string - tubing string" and monitoring its integrity. To determine the type of malfunction, the synchronization unit via the electromagnetic channel measures the resistance of the system on the dielectric insert. In case of break-off of rods, the electrical resistance of the "tubing-pump-rod string" circuit will be much higher (more than 2 ohms) than in the absence of this failure (0...2 ohms).

Keywords: sucker rod borehole pump, bottom break and turn-off of a rod string, diagnostics

For citation: Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Sabanov, S. L., Boltneva, Yu. A., & Shipilova, O. A. (2022). Determination of lower break-out of the boom on wells equipped plunger pump. Oil and Gas Studies, (1), pp. 96-107. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-96-107

Введение

В настоящее время значительная часть нефтедобывающего фонда скважин эксплуатируется установками штанговых скважинных насосов [1]. Установки данного типа условно можно разделить на две части: наземный привод и внутрискважинная компоновка.

Контроль технического состояния наземной части не вызывает объективных трудностей, в то же время контроль исправности спущенного в скважину оборудования, как правило осуществляют по косвенным признакам [2–4]. Вышеуказанная ситуация вызвана невозможностью визуального контроля, труднодоступностью внутрискважинного оборудования и сложными условиями работы, в частности циклическим нагружением колонны штанг. При этом значительная доля аварийных отказов вызвана обрывом или отворотом штанг (ООШ) [5–8].

Постановка задачи

Контроль технического состояния внутрискважинной компоновки, как правило, осуществляют путем анализа динамограмм (ДГ).

Динамометрирование позволяет определить большинство видов аварийных отказов, сравнивая полученную динамограмму с эталонной, определяет отклонения в работе СШНУ.

Но, не смотря на известные преимущества данного способа, имеются и определенные недостатки, так как оценка технического состояния проводится по косвенным параметрам. Одним из существенных недостатков является практическая сложность определения нижнего ООШ,

который графически совпадает с неисправностью клапанов штангового глубинного насоса (ШГН) [9–12].

Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Предлагаемое решение

Для обнаружения нижнего ООШ предлагается следующее [13–15] (рис. 1): на устье скважины с помощью источника стабилизированного тока, подключенного одним контактом (зажимом) к наземной части металлической колонны штанг, а другим контактом (зажимом) — к приемному электроду на устье, в качестве которого используется колонна насосно-компрессорных труб (НКТ), в скважину подают постоянный стабилизированный по величине ток $I_{\text{стаб.}}$, который создает разность потенциалов $U_{\text{разд.}}$ на концах омического сопротивления, разделяющий металлическую электрическую цепь и имеющий конечное известное сопротивление $R_{\text{разд.}}$.

$$U_{\text{разд.}} = R_{\text{разд.}} \cdot I_{\text{разд.}} \quad (1)$$

При этом напряжение на устье $U_{\text{устье}}$ (на источнике стабилизированного тока) равно

$$U_{\text{устье}} = \left(\frac{R_{\text{разд.}} - R_{\text{пласт.жидк.}}}{(R_{\text{разд.}} - R_{\text{пласт.жидк.}}) + R_{\text{кол.}}} \right) - I_{\text{стаб.}}, \quad (2)$$

где $R_{\text{кол.}}$ — сопротивление колонны штанг, насоса и насосно-компрессорных труб; $R_{\text{пласт.жидк.}}$ — сопротивление столба пластовой жидкости в кольцевом пространстве между колонной НКТ и колонной штанг,

$$R_{\text{пласт.жидк.}} = \frac{\rho_{\text{пласт.жидк.}} \cdot \ln\left(\frac{D_{\text{внутр.}}}{d_{\text{внешн.}}}\right)}{2 \pi \cdot H}, \quad (3)$$

где $\rho_{\text{пласт.жидк.}}$ — удельное сопротивление добываемого флюида (нефть + вода); $D_{\text{внутр.}}$ и $d_{\text{внешн.}}$ — соответственно, диаметры внутренний НКТ и наружный колонны штанг; H — длина колонны штанг от устья до погружного насоса.

Причем при отсутствии нижнего ООШ сопротивление всей цепи равно

$$U_{\text{устье.}}/I_{\text{стаб.}} \approx R_{\text{разд.}}, \quad (4)$$

так как $R_{\text{кол.}}$ мало: $R_{\text{кол.}} \ll R_{\text{разд.}}$, поскольку колонны НКТ и штанг — металлические и имеют большие сечения (больше 150 мм²), а $R_{\text{пласт.жидк.}}$ — велико: $R_{\text{пласт.жидк.}} \gg R_{\text{разд.}}$, так как удельное сопротивление водонефтяных смесей близко к проводимости нефти и составляет 10¹⁰ Ом · м.

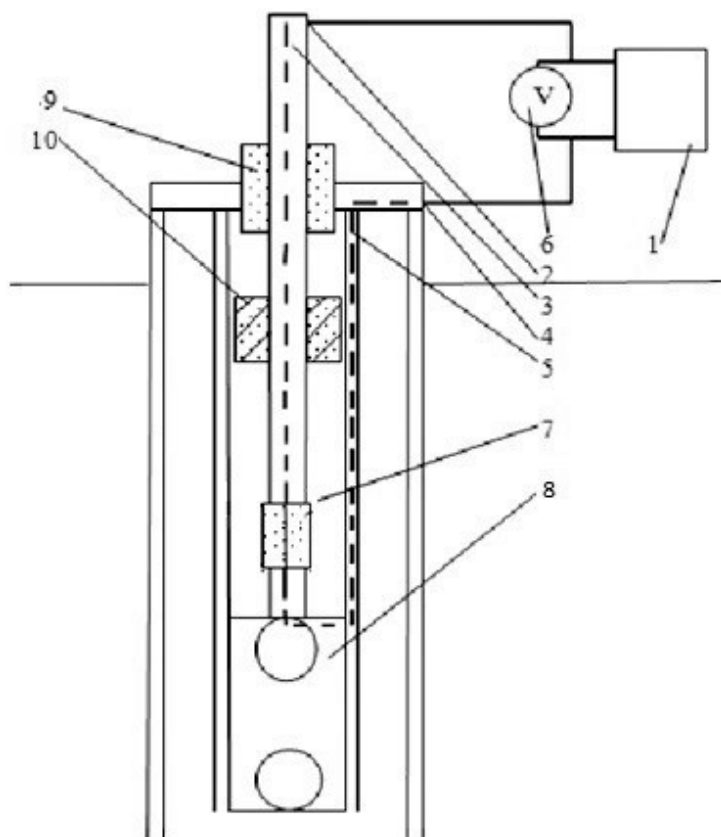


Рис. 1. Устройство обнаружения нижнего ООШ (пунктирной линией показана создаваемая электрическая цепь): 1 — источник стабилизированного тока; 2 — контакт к наземной части колонны; 3 — колонна металлических штанг; 4 — приемный электрод; 5 — колонна НКТ; 6 — блок регистрации изменения напряжения; 7 — делитель известного электрического сопротивления; 8 — глубинный насос; 9 — сальник из диэлектрического материала; 10 — скребок-центратор из диэлектрика

Результаты экспериментов

Целью проведения испытаний по моделированию протекания тока по каналу «НКТ — штанга» являлось обоснование возможности его применения на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками [16–19].

Стенд состоит из 4 моделей коаксиального проводника — аналог канала связи «НКТ — колонна штанг», представляющих собой металлические трубки определенного диаметра и длины.

Внутри каждой трубки (модели) находится коаксиально установленная металлическая (медь) проволока определенного диаметра, отцентрированная при помощи диэлектрических изолирующих втулок-центраторов (рис. 2). Каждая трубка имеет резиновую пробку с отверстием, через которое пропущена проволока и соединена с зажимом для подачи сигнала.



Рис. 2. **Схема испытательного стенда:** 1 — контакты для подключения генератора сигналов; 2 — проволока; 3 — труба; 4 — среда, заполняющая трубу; 5 — диэлектрическая пробка; 6 — контакты подключения источника питания

Регистрация импульсов производилась при помощи двухканального осциллографа GW Instek gds-71042:

- канал А — контроль сигнала на входе в трубку;
- канал В — контроль сигнала на выходе из трубки.

С целью оценки волнового сопротивления коаксиального «кабеля», заполненного воздухом, первая серия испытаний проводилась без заполнения кольцевого пространства жидкостью. Для удобства рассмотрения частоты импульсов объединялись в полосы 1...5 и 6...10 кГц (таблица).

Результаты эксперимента

Номер опытного образца	Амплитуда сигнала на выходе, В			
	1	2	3	4
Диаметр трубы, мм	6,2	10,3	14,2	16,6
С заполнением воздухом				
Полоса 1...5 кГц	8,8	8,8	8,8	8,8
Полоса 6...10 кГц	8,8	8,8	8,8	8,8
С заполнением дистиллированной водой				
Полоса 1...5 кГц	6,8	6,2	6,4	6,4
Полоса 6...10 кГц	6,4	6,2	6,4	6,8
С заполнением пресной водой				
Полоса 1...5 кГц	2,4	1,2	1,0	0,8
Полоса 6...10 кГц	2,2	1,0	0,85	0,7

Получено, что на этих частотах волновое сопротивление не сказывается на прохождении сигнала, а воздух является идеальным диэлектриком.

Во второй части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены дистиллированной водой.

Получено, что проводимость дистиллята существенно выше; соответственно, выходной сигнал оказывается на ~20 % меньше, причем независимо от номера модели. Кроме того, сигналы разной частоты претерпевают одинаковое гашение (в пределах погрешности измерений 5 %).

В третьей части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены пресной водой.

Для пресной воды комплексное сопротивление (омическое + емкостное) оказывается существенным, и происходит значительное ослабление сигнала (от 3,5 раза для модели № 1 до 11 раз для модели № 4), причем независимо от частоты сигнала. В то же время видно, что полоса 6...10 кГц затухает сильнее.

Эксперименты показали возможность применения протекания тока по каналу «НКТ — штанг» для контроля целостности электрической цепи и, соответственно, колонны штанг.

Обсуждение результатов

При возникновении нижнего ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ — насос — разделитель — колонна штанг» будет резко возрастать, так как при этом

$$R_{\text{кол.}} \rightarrow \infty, \quad (5)$$

что вызовет синхронное возрастание $U_{\text{устье}}$ для поддержания $I_{\text{стаб.}}$, а значит:

$$U_{\text{устье}}/I_{\text{стаб.}} \gg R_{\text{разд.}} \quad (6)$$

Выполнение данного неравенства послужит критерием обнаружения нижнего ООШ.

Случайные замыкания колонны штанг при изгибах (в частности, при ходе вниз), и соответственно, падение сопротивления практически до нуля, не влияют на надежность определения нижнего ООШ при данном способе, так как блок синхронизации, входящий в устьевой блок, настроен на регистрацию возрастания сопротивления цепи много больше $R_{\text{разд.}}$.

Апробация

Практические испытания были осуществлены на трех скважинах: 68А; 4051; 2823 Ельниковского нефтяного месторождения с предварительной причиной отказа — обрыв штанг.

Скважина 68А Ельниковского месторождения. При обходе оператор обнаружил отсутствие подачи по скважине. После проведения исследований было принято решение произвести внеплановую промывку горячей нефтью, так как по динамограмме нагрузки составляли около 3 тонн. По окончании промывки скважины подача на устье не появилась, по динамограмме наблюдалась неисправность клапанных узлов (нагрузки после промывки горячей нефтью составляли около 2,5 т) (рис. 3). Оперативно было принято решение о постановке бригады текущего ремонта скважин (ТКРС).

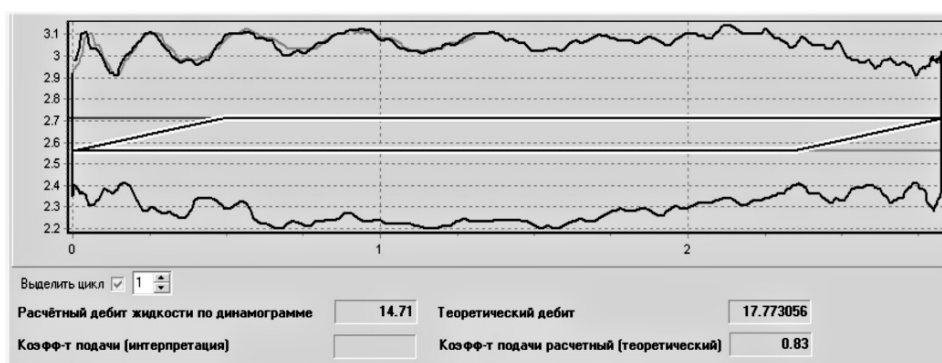


Рис. 3. Динамограмма скв. 68А

Перед подъемом насосных штанг произвели замер сопротивления цепи «колонна штанг — насос — колонна НКТ» (рис. 4). Для этого один из контактов зафиксировали на колонне насосных штанг, другой контакт присоединили к устьевой арматуре. Сопротивление изоляции составило $3,79 \text{ М} \cdot \text{Ом}$, что говорит нам о возможном обрыве штанг.

При подъеме насоса обнаружился обрыв между 95-й и 96-й насосной штангой по муфте. Причиной обрыва послужила высокая интенсивность набора кривизны ствола скважины в данном участке. После производства подъемных работ глубинно-насосного оборудования (ГНО) спустили насос прежнего типоразмера (НН-57), а в интервал высокого набора кривизны были внедрены насосные штанги с центраторами. Экономических затрат, связанных с проведением горячей обработки, а также излишнего простоя скважины можно было избежать в случае своевременного обнаружения нижнего обрыва штанг, что по динамограмме определить невозможно.



Рис. 4. Замер изоляции цепи «НКТ — насос — колонна штанг» на скв. 68А

Скв. 4 051 в феврале 2019 года остановили в связи с отсутствием подачи. По динамограмме (рис. 5) видно, что на скважине не работают оба клапана. На скважине в мае 2018 года проведен гидравлический разрыв пласта, наработка составила 212 суток. После промывки скважины работоспособности насоса не наблюдалось, принято решение о постановке бригады ТКРС.

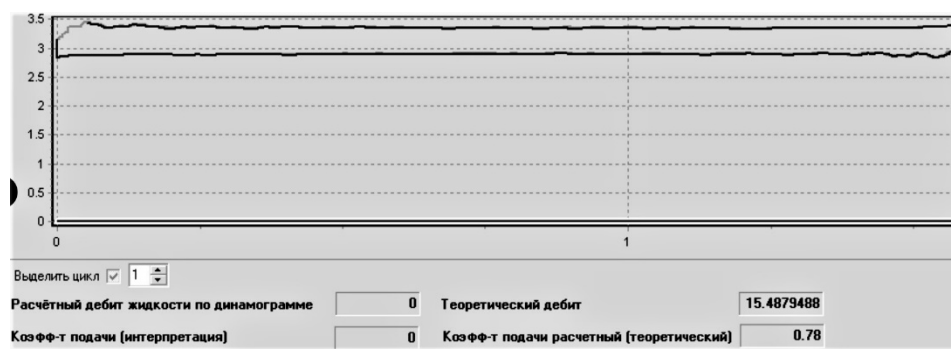


Рис. 5. Динамограмма по скв. 4051

При замере изоляции системы «НКТ — насос — колонна штанг» сопротивление изоляции составило 0 Ом, что свидетельствует об отсутствии обрыва штанг. Подъем внутрискважинной компоновки подтвердил отсутствие обрыва.

Скв. 2 823 остановлена в связи с отсутствием подачи в сентябре 2018 года. По динамограмме на данной скважине наблюдались нерабочие клапана насоса. Произвели промывку скважины горячей водой в объеме 30 м³. После промывки подача на устье не появилась, было принято решение о постановке бригады ТКРС на данную скважину.

При замере сопротивления изоляции значение было близкое к 0 Ом, что говорит об отсутствии обрыва штанг. После подъема ГНО обнаружился облом плунжера на расстоянии 50 см от нагнетательного клапана.

Выводы

Обрыв-отворот штанг (ООШ) на сегодняшний день является одной из основных проблем эксплуатации штанговых насосов. Причины данного отказа оборудования могут быть разные: истирание колонны штанг о колонну НКТ в связи с кривизной ствола скважины, слишком большие динамические нагрузки на колонну штанг по разным причинам: от асфальтено-смолистых отложений до приклиниваний плунжера в цилиндре насоса. Все отказы оборудования по причине обрыва штанг связаны с увеличением удельной нагрузки на единицу площади сечения насосной штанги.

Все «проблемы» скважинного оборудования ШГН можно с легкостью распознать через динамометрирование. Но по динамограмме качественно сложно определить нижний ООШ, который практически не отличается от неработающих клапанных узлов ШГН. Ошибка в распознавании неисправности приводит к ошибкам в планировании работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Для определения ООШ, по электромагнитному каналу [20], блок синхронизации измеряет сопротивление системы на диэлектрической вставке. То есть при обнаружении ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ — насос — колонна штанг» будет гораздо выше, чем при отсутствии данного отказа.

Недостаток данного способа заключается в том, что колонна насосных штанг может соприкасаться с колонной НКТ в интервалах набора кривизны ствола скважины, что приводит к замыканию электрической цепи «НКТ — насос — колонна штанг» до диэлектрического разделителя, что существенно снижает надежность канала связи. Решение данной проблемы может заключаться в использовании насосных штанг с пластиковыми скребками.

Проведение данного мероприятия по диагностированию ООШ позволят исключить затраты на «ненужные» мероприятия по «реанимации» скважины и снизить время простоя ГНО без работы благодаря своевременной постановке бригады ТКРС на скважину при данном отказе оборудования.

Список источников

1. Takacs, G. Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping / G. Takacs. – Direct text. – Gulf Professional Publishing, 2015. – 598 p.
2. Gibbs, S. G. Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems / S. G. Gibbs. – DOI 10.2118/588-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1963. – Vol. 15, Issue 07. – P. 769–778.
3. Анализ причин и профилактика отворотов насосных штанг и труб / Ф. Г. Халимов, С. Г. Зубаиров, В. К. Загорский [и др.]. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело : электронный научный журнал. – 2011. – № 6. – С. 457–462. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/analiz-prichin-i-profilaktika-otvorotov-nasosnyx-shtang-i-trub>.
4. Султанов, Б. З. Обрывность штанг плунжерных скважинных насосных установок в ОАО «Татнефть» / Б. З. Султанов, Р. К. Шагалева. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т. 7, № 2. – С. 68–70.
5. Ситдинов, М. Р. Анализ обрывов штанг в НГДУ «Чекмагушнефть» / М. Р. Ситдинов, И. Е. Ишемгузин, М. А. Кочев. – Текст : непосредственный // Инновационное нефтегазовое оборудование : проблемы и решения : сборник трудов Всероссийской научно-технической конференции (Уфа, 28–29 октября 2010 г.). – Уфа : УГНТУ, 2010. – С. 151–154.
6. Поплыгин, В. В. Динамика износа штанговых насосов при эксплуатации скважин / В. В. Поплыгин, А. В. Лекомцев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – Москва. – 2011. – № 9. – С. 22–28.
7. Ибрагимов, Р. Р. Предотвращение отворотов штанговой колонны путем применения противоотворотной гибкой муфты и нанесения анаэробного герметика в ООО «Башнефть-Добыча» / Р. Р. Ибрагимов. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-1-50-55. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, №1. – С. 50–55.
8. Doty, D. R. An Improved Model for Sucker Rod Pumping / D. R. Doty, Z. Schmidt. – DOI 10.2118/10249-PA. – Direct text // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1983. – Vol. 23, Issue 1. – P. 33–41.
9. Moisés, G. V. Sucker-Rod Pumping Failures Diagnostic System / G. V. Moisés, S. F. Andrade, A. C. Garcia. – Text : electronic // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September, 2010. – URL: <https://doi.org/10.2118/134975-MS>. – Published: September, 19, 2010.
10. Хакимьянов, М. И. Функциональные возможности современного контроллера автоматизации штанговых глубиннонасосных установок / М. И. Хакимьянов, М. Г. Пачин. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – С. 19–34. – URL: <http://ogbus.ru/article/view/funkcionalnye-vozmozhnosti-sovremennogo-kontrollera-avtomatizacii-shtangovykh-glubinno-nasosnykh-ustanovok>.
11. Исследование влияния ультразвукового импульсного излучения на резьбовые соединения насосно-компрессорных труб / Г. И. Бикбулатова, П. П. Ермилов, Ю. А. Болтнева, С. Л. Сабанов. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 6. – С. 58–64.
12. Jellison, M. J. Intelligent Drill Pipe Creates the Drilling Network / M. J. Jellison, D. R. Hall. – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 9–11 September, Jakarta, Indonesia, 2003. – URL: <https://doi.org/10.2118/80454-MS>. – Published: September, 09, 2003.
13. О возможности применения беспроводного гальванического канала связи в скважинах, оборудованных штанговыми насосами / А. С. Галеев, В. М. Григорьев, Р. И. Арсланов, П. П. Ермилов. – Текст : непосредственный // Современные фундаментальные и прикладные исследования. – 2012. – № 4 (7). – С. 44–48.
14. Патент на изобретение № 2696954 Российская Федерация, МПК E21B47/13. Устройство для передачи информации по электромагнитному каналу связи при эксплуатации скважин : № 2018111891 : заявл. 02.04.2018 : опубл. 07.08.2019, Бюл. № 22 / Галеев А. С., Сулейманов Р. Н., Арсланов Р. И., Бикбулатова Г. И., Болтнева Ю. А. : патентообладатель Альметьевский государственный нефтяной институт. – Текст : непосредственный.

15. Станция мониторинга состояния скважинной штанговой насосной установки / А. С. Галеев, Г. И. Бикбулатова, Р. Н. Сулейманов [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 82–91.
16. Monitoring of sucker-rod pump units as a result of the analysis wattmeter cards / M. I. Khakimyanov, I. N. Shafikov, F. F. Khusainov [et al.]. – Text : electronic // Journal of Physics : Conference Series. – 2017. – Vol. 803. – URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/803/1/012066>.
17. Исследование проводимости (затухания) электрических сигналов прямоугольной формы в кольцевом пространстве «НКТ — колонна штанг» / Р. И. Арсланов, Г. И. Бикбулатова, Ю. А. Болтнева [и др.]. – Текст : непосредственный // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : материалы IV Международной научно-практической конференции (Альметьевск, 16–18 октября 2019 г.) / Отв. ред. И. С. Закиров. – Альметьевск : Изд-во Альметьевского государственного нефтяного института, 2019. – С. 185–190.
18. Howsam, P. Monitoring, maintenance and rehabilitation of water supply boreholes / P. Howsam, C. Jones, B. Misstear. – Construction Industry Research and Information Association (CIRIA), London (United Kingdom), 1995. – 114 p. – Direct text.
19. Implementation of wireless data transmission method on wells equipped with sucker-rod pumping units / G. I. Bikbulatova, A. S. Galeev, M. Z. Valitov [et al.]. – Text : electronic // IOP Conf. Series : Materials Science and Engineering. – Vol. 860. – 2020. – URL: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/860/1/012027>.
20. Патент на изобретение № 2753327 Российская Федерация, МПК E21B47/12. Способ и устройство определения нижнего обрыва/отворота штанг на скважинах, оборудованных УШГН : № 2018114619 : заявл. 19.04.2018 : опубл. 22.10.2019 / Галеев А. С., Сулейманов Р. Н., Филимонов О. В., Шайхразиев С. Р. – Текст : непосредственный.

References

1. Takacs, G. (2015). Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping. Gulf Professional Publishing, 598 p. (In English).
2. Gibbs, S. G. (1963). Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems. Journal of Petroleum Technology, 15(07), pp. 769-778. (In English). DOI: 10.2118/588-PA
3. Khalimov, F. G., Zubairov, S. G., Zagorskij, V. K., Salikhov, I. A., & Kuramshin, A. A. (2011). Cause analysis and prevention of sucker rod and tubing back off. Neftegazovoye delo, (6), pp. 457-462. (In Russian). Available at: <http://ogbus.ru/article/view/analiz-prichin-i-profilaktika-otvorotov-nasosnyx-shtang-i-trub>
4. Sultanov, B. Z., & Shagaleev, R. K. (2009). Rod breakage of plunger pumping units in JSC Tatneft. Neftegazovoye delo, 7(2), pp. 68-70. (In Russian).
5. Sitdikov, M. R., Kochekov, M. A., & Ishemguzhin, I. E. (2010). Analiz obryvov shtang v NGDU "Chekmagushneft". Innovatsionnoe neftegazovoe oborudovanie: problemy i resheniya: sbornik trudov Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii. Ufa, October, 28-29, 2010, pp. 151-154. (In Russian).
6. 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. 22-28. (In Russian).
7. Ibragimov, R. R. (2019). Preventing the rod string reverse by applying flexible coupling group and anaerobic hermetical materials in Bashneft-Production Ltd. Petroleum Engineering, 17(1), pp. 50-55. (In Russian). DOI: 10.17122/ngdelo-2019-1-50-55
8. Doty, D. R. & Schmidt, Z. (1983). An Improved Model for Sucker Rod Pumping. Society of Petroleum Engineers Journal, 23(1), pp. 33-41. (In English). DOI: 10.2118/10249-PA
9. Moisés, G. V., Andrade, S. F., & Garcia, A. C. (2010). Sucker-Rod Pumping Failures Diagnostic System. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, September, 2010. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/134975-MS>

10. Hakimyanov, M. I., & Pachin, M. G. (2011). Functional capabilities of modern sucker rod pumps controller. *Petroleum Engineering*, (2), pp. 19-34. (In Russian).
11. Bikbulatova, G. I., Yermilov, P. P., Boltneva, G. A., & Sabanov, S. S. (2015). The study of the influence of ultrasonic pulsed radiation at threaded connection tubing. *Oil and Gas Territory*, (6), pp. 58-64. (In Russian).
12. Jellison, M. J. & Hall, D. R. (2003). Intelligent Drill Pipe Creates the Drilling Network - SPE80454-MS, Society of Petroleum Engineers, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, September, 9-11, Jakarta, Indonesia. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/80454-MS>
13. Galeev, A. S., Grigoriev, V. M., Arslanov, R. I., & Ermilov, P. P. (2012). Possible application of wireless galvanic communication channel at the wells equipped with deep bottom hold-down pumps. *Modern fundamental and applied researches*, (4(7)), pp. 44-48. (In Russian).
14. Galeev, A. S., Suleymanov, R. N., Arslanov, R. I., Bikbulatova, G. I., Boltneva, Yu. A. Pat. Device for transmitting information over an electromagnetic communication channel during operation of wells. Pat. RF 2696954. No. 2018111891. Applied: 02.04.18. Published: 07.08.19. Bulletin No. 22. (In Russian).
15. Galeev, A. S., Bikbulatova, G. I., Suleymanov, R. N., Filimonov, O. V., Sabanov, S. L., & Boltneva, Yu. A. (2019). Station monitoring the state of the downhole sucker-rod pumping unit. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 82-91. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-82-91
16. 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 watt-meter cards. *Journal of Physics: Conference Series*, (803). Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/803/1/012066> (In Russian).
17. Arslanov, R. I., Bikbulatova, G. I., Boltneva, Yu. A., Galeev, A. S., Sabanov, S. L., Suleymanov, R. N., & Filimonov, O. V. (2019). Investigation of conductivity (attenuation) of electrical signals of rectangular shape in the annular space "Tubing - column rods". *Dostizheniya, problemy i perspektivy razvitiya neftegazovoy otrasli: materialy IV Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* (Almetyevsk, October, 16-18, 2019). Almetyevsk, Almetyevsk State Oil Institute Publ., pp. 185-190. (In Russian).
18. Howsam, P., Misstear, B., & Jones, C. (1995). Monitoring, maintenance and rehabilitation of water supply boreholes. *Construction Industry Research and Information Association (CIRIA)*, London (United Kingdom), 114 p. (In English).
19. Bikbulatova, G. I., Galeev, A. S., Valitov, M. Z., Sabanov, S. L., Boltneva, Y. A., & Shipilova, O. A. (2020). Implementation of wireless data transmission method on wells equipped with sucker-rod pumping units. *IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering*, 860. (In English). Available at: <https://doi.org/10.1088/1757-899X/860/1/012027>
20. Galeev, A. S., Suleymanov, R. N., Filimonov, O. V., & Shaykhraziev, S. R. Pat. RF 2753327. No 2018114619. Sposob i ustroystvo opredeleniya nizhnego obryva/otvorota shtang na skvazhinakh, oborudovannykh UShGN. No. 2018114619. Applied: 19.04.18. Published: 22.10.19. (In Russian).

Информация об авторах

Галеев Ахметсалим Сабирович, доктор технических наук, профессор кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Бикбулатова Голия Ильдусовна, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, agni-ngo@mail.ru

Information about the authors

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

Goliya I. Bikbulatova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almetyevsk State Oil Institute, agni-ngo@mail.ru

Сабанов Сергей Леонидович, доцент 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

Шипилова Ольга Александровна, кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового оборудования и технологии машиностроения, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Sergey L. Sabanov, Associate Professor 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

Olga A. Shipilova, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Equipment and Engineering Technology, Almeteyevsk State Oil Institute

Статья поступила в редакцию 01.10.2021; одобрена после рецензирования 09.11.2021; принята к публикации 14.11.2021.

The article was submitted 01.10.2021; approved after reviewing 09.11.2021; accepted for publication 14.11.2021.