ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 622.276.55:620.1

Метод повышения эффективности диагностики обрыва и отворота штанг

А.С. Галеев, Г.И. Бикбулатова, С.Е. Сабанов, Ю.Л. Болтнева
Альметьевский государственный технологический университет «Высшая школа нефти», Альметьевск, Россия

В работе предложен метод диагностики нижнего обрыва/отворота штанг и передачи информации с забоя на устье через электрическую цепь «колонна штанг – глубинный насос – колонна насосно-компрессорных труб (НКТ)» для повышения достоверности определения причин аварийных остановок и оптимизации планирования ремонтных работ.

Выполнены теоретические расчеты электрического сопротивления замкнутой и разомкнутой цепей. Проведены полевые измерения сопротивления на 10 добывающих скважинах с использованием цифрового мультиметра APPA 62 и анализ электромагнитных помех с применением осциллографа АКИП-4107.

Апробация метода осуществлена на трех скважинах Ельниковского месторождения (68А, 4051, 2823) с предварительной диагностикой обрыва и отворота штанг (ООШ) по динамограммам. Установлено, что среднее измеренное сопротивление замкнутой цепи составляет 2,5 Ом (расчетное значение – 1,41 Ом), а при имитации обрыва (непосаженный насос) сопротивление возрастает до 6–1000 Ом (расчетное – 200 Ом). Разница в порядках величин подтверждает техническую возможность надежной передачи дискретных сигналов. Полевые испытания показали, что при наличии нижнего обрыва/отворота штанг сопротивление цепи возрастает до мегаОм (скважина 68А – 3,79 МОм), что однозначно идентифицирует обрыв, в отличие от традиционного динамометрирования, которое не дифференцирует обрыва/отворота штанг от неисправности клапанов.

Разработанный метод позволяет достоверно определять нижний обрыв штанг, что исключает неоправданные затраты на «реанимационные» мероприятия (промывки горячей нефтью, водой, растворителями) и сокращает время простоя скважин. Ограничением метода является риск паразитных замыканий штанг об НКТ в зонах искривления ствола, что может быть устранено применением штанг с полимерными скребками-центраторами.

Ключевые слова: установка штангового скважинного насоса (УСШН); нижний обрыв и отворот колонны штанг; гальванический канал связи; диагностика внутрискважинного оборудования.

Для цитирования: Галеев А.С., Бикбулатова Г.И., Сабанов С.Е., Болтнева Ю.Л. (2026). Метод повышения эффективности диагностики обрыва и отворота штанг. Трудноизвлекаемые запасы,1(3), с. 27-32.

Method for improving the efficiency of diagnosing sucker rod parting and twist-off

A.S. Galeyev, G.I. Bikbulatova, S.L. Sabanov, Yu.A. Boltneva
Almetyevsk State Technological University «Petroleum High School», Almetyevsk, Russian Federation

This paper proposes a method for diagnosing bottomhole rod parting or twist-off and transmitting data from the bottomhole to the wellhead via an electrical circuit consisting of the "sucker rod string – downhole pump – tubing string". This approach aims to improve the reliability of identifying the causes of unscheduled shutdowns and to optimize workover planning.

Theoretical calculations of the electrical resistance for both closed and open circuits were performed. Field resistance measurements were conducted on 10 producing wells using an APPA 62 digital multimeter, alongside an analysis of electromagnetic interference using an AKIP-4107 oscilloscope.

The method was field-tested on three wells at the Yelnikovskoye field (wells 68A, 4051, and 2823), which had preliminary diagnoses of rod parting/twist-off based on dynamometer cards. It was established that the average measured resistance of a closed circuit is 2.5 Ω (calculated value: 1.41 Ω), whereas simulating a parting (e.g., an unseated pump) causes the resistance to increase to 6–1000 Ω (calculated value: 200 Ω). This difference in orders of magnitude confirms the technical feasibility of reliably transmitting discrete signals. Field tests demonstrated that in the event of a bottomhole rod parting or twist-off, the circuit resistance increases to the megaohm range (e.g., 3.79 MΩ for well 68A). This provides unambiguous identification of a parting, unlike traditional dynamometer card analysis, which cannot reliably differentiate between rod parting/twist-off and pump valve malfunctions.

The developed method enables reliable detection of bottomhole rod parting, thereby eliminating unjustified costs associated with unnecessary "recovery" operations (such as flushing with hot oil, water, or solvents) and reducing well downtime. A limitation of this method is the risk of parasitic short circuits between the rods and the tubing in deviated wellbore sections; however, this can be mitigated by using sucker rods equipped with polymer scraper-centralizers.

Keywords: sucker rod pump (SRP); bottomhole rod string parting and twist-off; galvanic communication channel; downhole equipment diagnostics.

Recommended citation: Galeyev A.S., Bikbulatova G.I., Sabanov S.L., Boltneva Yu.A. (2026). Method for improving the efficiency of diagnosing sucker rod parting and twist-off. Hard-to-recover reserves, 1(3), pp. 27-32.

Введение

На сегодняшний день преобладающая доля добывающего фонда нефтяных скважин оборудована установками штанговых скважинных насосов (УСШН). Конструктивно данные системы традиционно подразделяются на две составляющие: наземный привод и подземную (внутрискважинную) компоновку (Бахтизин и др., 2016).

Если диагностика работоспособности наземного оборудования не представляет существенных сложностей, то оценка состояния спущенного в ствол оборудования базируется преимущественно на косвенных показателях, среди которых ключевую роль играет циклическое нагружение штанговой колонны (Александров и др., 2022; Глухих и др., 2024 ; Жулаев и др., 2019; Сальников, Петроченков, 2026). Как следствие, подавляющее большинство аварийных остановок связано с обрывом или отворотом насосных штанг (ООШ) (Альмохаммад и др., 2022; Бахтизин и др., 2016; Галеев и др., 2024; Ибрагимов,

2019)

Традиционным методом оценки технического состояния подземной части УСШН является анализ индикаторных диаграмм (динамограмм). Динамометрирование дает возможность выявлять широкий спектр неисправностей путем сопоставления фактической диаграммы с эталонной. Однако, несмотря на очевидные достоинства, метод имеет ряд ограничений, главный из которых — оценка состояния по косвенным параметрам. Критическим недостатком является практическая невозможность достоверной идентификации нижнего обрыва штанг, поскольку его графическое отображение на динамограмме практически идентично неисправности всасывающих или нагнетательных клапанов (Бахтизин и др., 2016; Галеев и др., 2024).

Неверная интерпретация причины отказа влечет за собой неоптимальное планирование восстановительных мероприятий. Это приводит к неоправданным финансовым потерям, связанным с проведением «реанимационных» работ, таких как промывки водой, горячей нефтью или химическими растворителями.

В сфере геофизического мониторинга нефтегазовых скважин применяются как кабельные зонды, так и автономные приборы. Применение каротажного кабеля часто ограничено из-за дефицита свободного пространства в затрубном пространстве (особенно в наклонно-направленных скважинах) и необходимости монтажа специфического устьевого оборудования. Использование автономных регистраторов требует дополнительного привлечения бригад подземного ремонта (ТКРС) для их извлечения. В скважинах с электроцентробежными насосами (УЭЦН) функцию канала передачи данных и питания выполняет силовой кабель, тогда как в УСШН подобный выделенный канал отсутствует.

В связи с этим в работе предлагается использовать колонны насосно-компрессорных труб и насосных штанг в качестве гальванического канала связи. Концептуальная схема реализации данного подхода представлена на рисунке 1.

Колонны штанг и НКТ, выполненные из стали, выступают в роли электрических проводников. В штатном режиме эксплуатации они изолированы друг от друга благодаря применению центраторов, наличию отложений асфальтосмолопарафинов (АСП) на металлических поверхностях и относительно низкой обводненности продукции (менее 50%), что обеспечивает сопротивление изоляции на уровне мегаОм. Электрический контакт между колоннами происходит только в зоне глубинного насоса, где плунжер плотно прилегает к цилиндру, а переходное сопротивление стремится к нулю. Таким образом, общее сопротивление электрической цепи «штанги-насос-НКТ», измеренное на устье при условии целостности колонн, составляет единицы Ом (порядка 2 Ом). Резкий рост данного параметра однозначно сигнализирует об обрыве штанг или НКТ. Если же сопротивление остается низким, это может указывать как на целостность системы, так и на наличие паразитных электрических замыканий между колоннами. Для дифференциации этих состояний колонну штанг (при условии изоляции подвески от «земли») приводят в движение вверх-вниз. Скачки сопротивления в сторону увеличения подтверждают наличие замыканий в сочетании с обрывом. Отсутствие скачков или их снижение свидетельствует об отсутствии нижнего отворота (Галеев и др., 2022; Галеев и др., 2021).

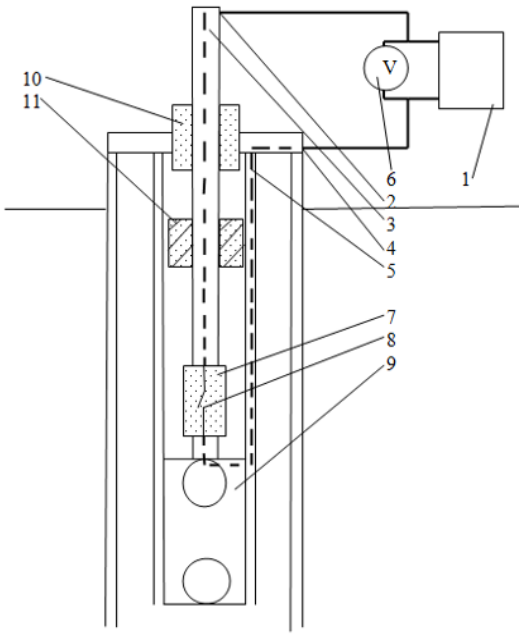


Рис. 1. Схема устройства для передачи данных по гальваническому каналу связи на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами

Конструктивно устройство включает источник стабилизированного тока (1), подключенный контактом (2) к устьевой части штанг (3), а контактом (4) — к колонне НКТ (5). В цепь интегрирован блок фиксации изменения напряжения (6). Штанговая колонна (3) оснащена диэлектрической вставкой (7), разделяющей ее на верхнюю и нижнюю секции, которые коммутируются глубинным ключом (8). К нижней части штанг подсоединен глубинный насос (9). На устье штанги и НКТ изолированы друг от друга сальником (10) из диэлектрика, а по стволу скважины разобщаются скребками-центраторами (11). Пунктиром на схеме обозначен контур формируемой электрической цепи.

При активации ключа (8) эффективная проводимость цепи возрастает, что фиксируется блоком (6) как падение напряжения на источнике тока. Модулируя состояние ключа (8), можно осуществлять передачу телеметрической информации на поверхность.

Экспериментальные исследования изменения

электрического сопротивления цепи «штанги-насос-НКТ» для обоснования применимости гальванического канала были проведены в полевых условиях на 10 добывающих скважинах с использованием цифрового мультиметра APPA 62. Результаты замеров сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты замеров

Номер скважины	Сопротивление, Ом
117	2,4
813	3,6
449	1,1
246	2 – 4,4
384	0,2
386	0,2
205	0,4 – 1,2
415	2,8 – 3,4
233	0,3
475	0

Аномально низкие значения сопротивления зафиксированы на скважинах № 384 и № 386 (износ устьевых сальников), № 233 (нарушение центровки ствола) и № 475 (разрыв диэлектрической прокладки между штангами и канатной подвеской). В первых двух случаях цепь замыкалась через элементы устьевой арматуры, а в последнем — через заземленный станок-качалку, вызвавшем падение общего сопротивления.

Для анализа уровня электромагнитных «шумов» с применением цифрового осциллографа АКИП-4107 была снята осциллограмма напряжения в исследуемой цепи (скв. № 117), представленная на рисунке 2.

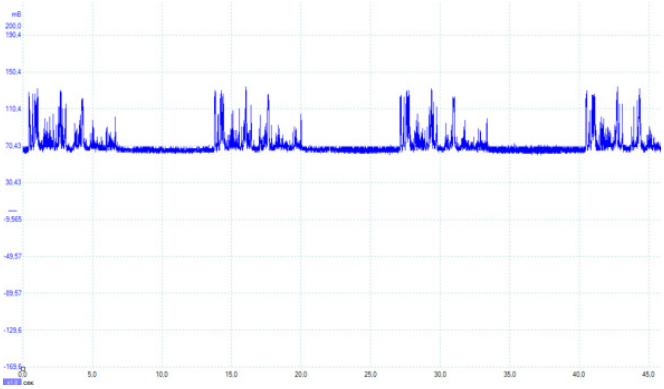


Рис. 2. Осциллограмма напряжения на устье скважины № 117

Анализ осциллограммы демонстрирует четкую корреляцию между периодикой помех и циклом работы станка-качалки. Пиковые значения «шумов» фиксируются в фазе движения штанг вниз: колонна сжимается, возрастает вероятность ее контакта с НКТ, что снижает сопротивление. При ходе вверх штанги растягиваются, вероятность касания минимизируется и уровень помех падает.

Теоретическая оценка сопротивления замкнутой цепи производилась исходя из допущения об однородности и электрической изоляции колонн с постоянным сечением:

$$R = R_{ш} + R_{НКТ} + R_{Н} = \frac{\rho \cdot L}{S_{ш}} + \frac{\rho \cdot L}{S_{НКТ}} + R_{Н}, \quad (1)$$

где ρ — удельное сопротивление вещества проводника, L — длина проводника, $S_{Ш}$ — площадь сечения штанг, $S_{НКТ}$ — площадь сечения НКТ, $R_{Н}$ – электрическое сопротивление, возникающее в глубинном насосе.

Поскольку зазор между плунжером и цилиндром минимален, а площадь контакта велика, электрическое сопротивление, возникающее в глубинном насосе, можно взять равным нулю.

Для условий скважины с L=1500м, ρ=0,14 Ом·м·мм²/м, $S_{ш}$ =380 мм², $S_{НКТ}$ = 243 мм² расчетное сопротивление составило 1,41 Ом.

Для моделирования разомкнутой цепи (имитация обрыва) на скважине № 913 в ходе ТКРС были выполнены замеры при не до конца посаженном в замковую опору вставного насоса. В этом случае зазор между плунжером и трубой многократно возрастает и цепь разрывается. Мультиметр APPA 62 зафиксировал сопротивление в диапазоне 6…1000 Ом.

Расчет сопротивления разомкнутой цепи выполнялся по формуле цилиндрического заземления электрода:

$$R_{З} = 0{,}367 \cdot \frac{\rho}{L} \lg\left(\frac{L}{d_{ш}}\right) \quad (2)$$

где ρ – удельное сопротивление среды; L – длина цилиндрического заземления (штанг), $d_{Ш}$ – диаметр цилиндрического заземления (штанг).

Для скважины № 913 удельное сопротивление среды - нефти ρ = 106 Ом·м; глубина спуска насоса L = 1770, диаметр колонны штанг d = 22 мм. Расчетное сопротивление среды, находящейся между штангами и насосно-компрессорными трубами, составило 200 Ом.

Сопоставление показывает, что среднее измеренное сопротивление замкнутой цепи (2,5 Ом) близко к расчетному (1,41 Ом), а измеренное сопротивление разомкнутой цепи (6…1000 Ом) вполне сопоставимо с расчетным (200 Ом). Разница в порядках величин между замкнутым и разомкнутым состояниями подтверждает техническую возможность надежной передачи дискретных сигналов с забоя на устье путем управления глубинным ключом.

При возникновении нижнего ООШ сопротивление цепи «НКТ-насос-штанги» многократно возрастает, что регистрируется устьевым блоком как синхронный скачок напряжения. Это служит однозначным критерием факта обрыва. При этом крат-

ковременные паразитные замыкания штанг об НКТ (например, при ходе вниз) не приводят к ложным срабатываниям, поскольку блок синхронизации настроен на фиксацию именно критического роста сопротивления.

Апробация метода проведена на трех скважинах Ельниковского месторождения (68А, 4051, 2823), ранее остановленных с подозрением на обрыв штанг.

Скважина 68А. Оператор зафиксировал прекращение подачи. Динамограмма показала нагрузку около 3 тонн. Было принято решение о промывке горячей нефтью, которая не дала результата (подача не восстановилась, на ДГ — признаки неисправности клапанов, нагрузка 2,5 т). Вызвана бригада ТКРС. Перед подъемом оборудования замер сопротивления цепи «штанги-НКТ» через ПВО показал 3,79 МОм, что однозначно указывало на обрыв. При подъеме обнаружен обрыв муфтового соединения между 95 и 96 штангами в интервале интенсивного набора кривизны ствола. После ремонта (спуск насоса НН-57 и установка центраторов в проблемном интервале) работа скважины восстановлена. Вывод: применение предложенного метода позволяет избежать затрат на неэффективную горячую промывку и сократить время простоя.

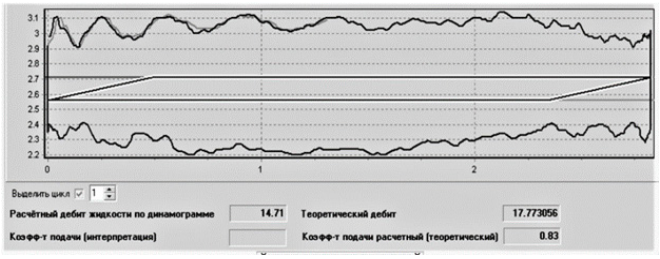


Рис. 3. Динамограмма скважины 68А



Рис. 4. Замер изоляции цепи НКТ-насос-колонна штанг на скважине 68А

Скважина 4051. Остановка в феврале 2019 г. с отсутствием подачи. Причина, согласно динамограмме, — отказ обоих клапанов (при наработке после ГРП 212 сут.). Промывка скважины не дала положительного результата, поэтому скважина была выведена в ремонт. Замер сопротивления цепи показал 0 Ом, что исключало обрыв. Подъем оборудования полностью подтвердил отсутствие обрыва штанг.

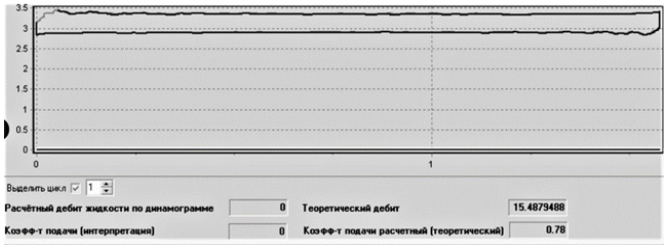


Рис. 5. Динамограмма по скважине 4051

Скважина 2823. Остановка в сентябре 2018 г. По ДГ причина была в неработающих клапанах. Промывка горячей водой (30 м³) также оказалась безрезультативной. Замер сопротивления показал значения, близкие к 0 Ом (обрыва нет). В ходе ТКРС выявлен облом плунжера в 50 см от нагнетательного клапана.

Обрывы и отвороты штанг остаются одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации УСШН, провоцируемых истиранием труб в искривленных стволах, динамическими перегрузками из-за АСПО или прихватов плунжера. Традиционное динамометрирование не позволяет дифференцировать нижний обрыв от негерметичности клапанов, что ведет к ошибочному назначению дорогостоящих и безрезультатных промывок.

Предлагаемый метод диагностики по гальваническому каналу предполагает измерение сопротивления цепи на диэлектрической вставке. При обрыве сопротивление многократно возрастает. Ограничением метода является риск короткого замыкания штанг об НКТ в зонах искривления ствола, что снижает помехоустойчивость канала. Данная проблема может быть нивелирована применением штанг с полимерными скребками-центраторами.

Внедрение системы мониторинга ООШ позволит оптимизировать планирование ремонтов, исключить финансовые потери на «ненужные» реанимационные мероприятия (промывки) и существенно сократить сроки возврата скважин в эксплуатацию за счет точной и своевременной диагностики

Литература

1. Александров В.П., Иванов А.И., Петров С.А. (2022). Совершенствование системы контроля состояния скважинной насосной установки. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 333(1), с. 168–177.

2. Альмохаммад А.М., Безверхая Е.В., Квеско Н.Г., Брунгард М.В. (2022). Основные осложняющие факторы при эксплуатации станков-качалок штанговых глубинных насосов на нефтяном месторождении Айн-Зала Республики Ирак. Известия ТулГУ. Технические науки, 5, с. 397–402.

3. Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Топольников А.С., Азизов А.М., Комков А.Г., Ишмухаметов Б.Х.

(2016). Добыча нефти штанговыми установками в осложненных условиях. Уфа: Изд-во УГНТУ, 172 с.

4. Галеев А.С., Бикбулатова Г.И., Болтнева Ю.А., Шулин В.С. (2024). Анализ причин отказов глубинно-насосного оборудования при эксплуатации скважин штанговыми насосами в осложненных условиях. Известия ТулГУ. Технические науки, 8, с. 36–38.

5. Галеев А.С., Сабанов С.Л., Сулейманов Р.Н., Филимонов О.В., Утемисов Т.А., Жантурин Ж.К. (2022). Экспресс-диагностика обрыва-отворота штанг на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосами. Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 4(1), с. 112–119.

6. Галеев А.С., Сулейманов Р.Н., Филимонов О.В., Шайхразиев С.Р. (2021). Способ и устройство определения нижнего обрыва/отворота штанг на скважинах, оборудованных УШГН. Патент РФ № 2753327, МПК E21B 47/00. Заявитель и патентообладатель: ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». Заявка № 2018114619 от 19.04.2018, опубликовано 13.08.2021, Бюл. № 23 (II ч.).

7. Глухих И.Н., Милютин Д.А., Пономарев В.П. (2024). Диагностирование состояния штанговых глубинных насосов при помощи нейронных сетей. Вестник Тюменского государственного университета. Инженерные науки, 1(1), с. 15–20.

8. Жулаев В.П., Шайжанов Н.С., Борисов А.О. (2019). Анализ причин отказов привода скважинных штанговых насосов. Нефтегазовое дело, 19(3), с. 100–105.

9. Ибрагимов Р.Р. (2019). Предотвращение отворотов штанговой колонны путем применения противоотворотной гибкой муфты и нанесения анаэробного герметика в ООО «Башнефть-Добыча». Нефтегазовое дело, 17(1), с. 50–55.

10. Сальников С.В., Петроченков А.Б. (2026). Программа косвенной оценки усилия на полированном штоке штанговой скважинной насосной установки. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2026668296, Российская Федерация. Заявитель и правообладатель: ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет». Заявка № 2026669714 от 01.07.2026, опубликовано 01.07.2026.

Сведения об авторах:

Галеев Ахметсалим Сабирович – д.т.н., профессор, профессор Школы цифрового инжиниринга

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: a.s.galeev@agni-rt.ru

Бикбулатова Голия Ильдусовна – к.т.н., доцент, доцент Школы цифрового инжиниринга

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: bikbulatovagi@agni-rt.ru

Сабанов Сергей Леонидович – к.т.н., доцент Школы цифрового инжиниринга, ORCID 0009-0006-9141-5050

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: s.sabanov@agni-rt.ru

Болтнева Юлия Анатольевна – старший преподаватель Школы цифрового инжиниринга

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Советская, д. 186 а

E-mail: yuba@agni-rt.ru

References

1. Aleksandrov V.P., Ivanov A.I., Petrov S.A. (2022). Improvement of the Monitoring System for the Condition of a Downhole Pumping Unit. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 333(1), pp. 168–177.

2. Almohammad A.M., Bezverkhaya E.V., Kvesko N.G., Brungard M.V. (2022). Main Complicating Factors in the Operation of Beam Pumping Units with Sucker-Rod Pumps at the Ain Zala Oil Field, Republic of Iraq. Izvestiya Tula State University. Technical Sciences, 5, pp. 397–402.

3. Bakhtizin R.N., Urazakov K.R., Topolnikov A.S., Azizov A.M., Komkov A.G., Ishmukhametov B.Kh. (2016). Oil Production Using Sucker-Rod Pumping Units under Complicated Operating Conditions. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University Publishing House, 172 p.

4. Galeyev A.S., Bikbulatova G.I., Boltneva Yu.A., Shulin V.S. (2024). Analysis of the Causes of Downhole Pumping Equipment Failures during Well Operation with Sucker-Rod Pumps under Complicated Conditions. Izvestiya Tula State University. Technical Sciences, 8, pp. 36–38.

5. Galeyev A.S., Sabanov S.L., Suleimanov R.N., Filimonov O.V., Utemisov T.A., Zhanturin Zh.K. (2022). Rapid Diagnostics of Sucker-Rod Breakage/Unscrewing in Wells Equipped with Sucker-Rod Pumps. Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan, 4(1), pp. 112–119.

6. Galeyev A.S., Suleimanov R.N., Filimonov O.V., Shaikhraziev S.R. (2021). Method and Device for Determining Lower Sucker-Rod Breakage/Unscrewing in Wells Equipped with Sucker-Rod Pumping Units. Russian Federation Patent No. 2753327, IPC E21B 47/00. Applicant and patent holder: Ufa State Petroleum

Technological University. Application No. 2018114619, filed 19.04.2018, published 13.08.2021, Bulletin No. 23 (Part II)

7. Glukhikh I.N., Milyutin D.A., Ponomarev V.P. (2024). Diagnostics of the Condition of Sucker-Rod Pumps Using Neural Networks. Bulletin of the Tyumen State University. Engineering Sciences, 1(1), pp. 15–20.

8. Zhulaev V.P., Shaizhanov N.S., Borisov A.O. (2019). Analysis of the Causes of Failures of Sucker-Rod Pump Drives. Oil and Gas Business, 19(3), pp. 100–105.

9. Ibragimov R.R. (2019). Prevention of Sucker-Rod String Unscrewing by Using an Anti-Unscrewing Flexible Coupling and Applying an Anaerobic Sealant at Bashneft-Dobycha LLC. Oil and Gas Business, 17(1), pp. 50–55.

10. Salnikov S.V., Petrochenkov A.B. (2026). Software for Indirect Estimation of the Polished-Rod Load in a Sucker-Rod Pumping Unit. Certificate of State Registration of Computer Program No. 2026668296, Russian Federation. Applicant and right holder: Perm National Research Polytechnic University. Application No. 2026669714, filed 01.07.2026, published 01.07.2026.

Akhmetsalim S. Galeyev – Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor at the School of Digital Engineering
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: a.s.galeev@agni-rt.ru

Goliya I. Bikbulatova – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Associate Professor at the School of Digital Engineering
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: bikbulatovagi@agni-rt.ru

Sergey L. Sabanov – Candidate of Technical Sciences, Associate Professor at the School of Digital Engineering, ORCID 0009-0006-9141-5050
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: s.sabanov@agni-rt.ru

Yulia A. Boltneva – Senior Lecturer at the School of Digital Engineering
186A Sovetskaya St., Almetyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: yuba@agni-rt.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2026
Принята к публикации 06.10.2026
Опубликована 30.10.2026