

## ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

УДК 622.276.057

DOI: 10.22213/2410-9304-2024-3-4-9

### Классификация аналоговых информативных параметров сигналов динамографов штанговых глубинно-насосных установок

А. П. Ильин, кандидат технических наук, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия

Г. В. Миловзоров, доктор технических наук, профессор,

Сарапульский политехнический институт (филиал) ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Сарапул, Россия

А. Г. Миловзоров, кандидат технических наук, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

*В механизированной добыче нефти основным способом диагностирования штангового глубинного насоса является динамометрирование. Его популярность обусловлена тем, что позволяет без остановки эксплуатации скважины определять дефекты оборудования и контролировать эффективность режима эксплуатации глубинно-насосного оборудования.*

*Динамометрирование представляет собой процесс измерения нагрузок, воспринимаемых полированным штоком в процессе эксплуатации скважины. Разделяют теоретическую и практическую динамограммы. Простейшая теоретическая динамограмма нормальной работы описывает изменение нагрузки на полированный шток без учета сил трения и инерционно-динамических нагрузок. Практическая динамограмма представляет собой замкнутую, как правило, непериодическую кривую с переменной амплитудой. В процессе обработки результатов динамометрирования существуют различные методы, которые эволюционируют по мере развития возможностей вычислительной техники. Большую популярность приобретают методы с использованием нейросетевых технологий, которые позволяют автоматизировать процесс обработки динамограмм. Они основаны на выделении некоторых параметров практических динамограмм с последующей их статистической обработкой. Для их развития необходимо разработать эффективные алгоритмы обработки результатов динамометрирования. С этой целью в данной работе проведен анализ аналоговых информативных параметров сигналов динамометров. В ходе исследования установлено, что состояние клапанных узлов штангового насоса влияет на значения углов наклона участков восприятия и снятия нагрузки практической динамограммы, величины смещения первой амплитуды от вертикальной оси, а также на количество колебаний изменения нагрузки. По величинам, связанным с амплитудами, полупериодами и их попарными отношениями, можно косвенно определить влияние сил трения в подземной части глубинно-насосного оборудования, количество асфальтосмолопарафиновых отложений во внутренней части насосно-компрессорных труб.*

**Ключевые слова:** динамограмма, скважина, штанговый глубинный насос, информативный параметр.

#### Введение

Более половины нефтедобывающих скважин в России оснащены штанговыми глубинными насосными установками (ШГНУ), в состав которых входит наземное и подземное оборудование. Для снижения издержек в процессе эксплуатации ШГНУ необходим контроль состояния оборудования. Одним из способов диагностирования глубинно-насосного оборудования штанговых насосов является динамометрирование, представляющее собой процесс измерения усилия на полированном штоке. Для автоматизации процесса обработки результатов динамометрирования и повышения точности оценки состояния ШГНУ необходимо развивать методы обработки динамограмм.

Целью данного исследования является анализ и классификация информативных параметров сигналов динамографов, которые могут быть использованы при разработке автоматизированной системы диагностирования состояния ШГНУ.

#### Штанговые глубинные насосы

Наибольшее распространение в качестве привода ШГНУ получил станок-качалка (рис. 1), который преобразует вращательное движение электродвигателя 1 через кривошип 2 и шатун 3 в возвратно-

поступательное движение полированного штока 4, через балансир 5 и канатную подвеску 6 [1].



Рис. 1. Станок-качалка: 1 – электродвигатель, 2 – кривошип, 3 – шатун, 4 – полированный шток, 5 – балансир, 6 – канатная подвеска

Fig 1. Rockingmachine: 1 – electric motor, 2 – crank, 3 – connecting rod, 4 – polished rod, 5 – balancer, 6 – rope suspension

Принцип действия ШГНУ заключается в следующем. Вращательное действие от двигателя станка-качалки преобразуется в возвратно-поступательное движение колонны штанг 1, которая в свою очередь приводит в движение плунжер насоса 2 (рис. 2) [2–6].

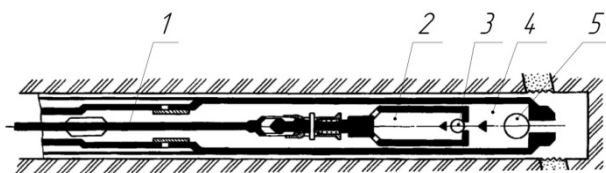


Рис. 2. Скважинный штанговый насос: 1 – колонная штанга, 2 – плунжер, 3 – нагнетательный клапан, 4 – цилиндр насоса, 5 – всасывающий клапан

Fig. 2. Roddeepwellpump: 1 – columnrod, 2 – plunger, 3 – dischargevalve, 4 – pumpcylinder, 5 – suctionvalve

При ходе штанг вверх нагнетательный клапан 3 закрыт, и плунжер поднимает находящийся над ним столб жидкости. В это время через открытый всасывающий клапан 5 жидкость из скважины поступает в цилиндр насоса 4 под плунжером.

При ходе штанг вниз всасывающий клапан под действием давления столба жидкости закрывается. Содержащаяся в нижней части цилиндра жидкость поступает через открытый нагнетательный клапан в пространство над плунжером и, соответственно, в насосно-компрессорные трубы. Затем описанный цикл повторяется.

**Используемые подходы в диагностировании состояния ШГНУ**

Для диагностирования состояния установок штанговых глубинных насосов используют преимущественно два метода: ваттметрирование и динамометрирование [7]. Первый основан на том, чтобы измерять токи и напряжения на фазах электродвигателя станка-качалки. Ваттметрирование позволяет контролировать в основном работу наземного оборудования, а также некоторые отказы в работе глубинно-насосного оборудования, например обрыв штанг [8, 9].

Динамометрирование основано на измерении усилия на полированном штоке и позволяет контролировать состояние штангового насоса, не останавливая его работу [10, 11]. Поэтому данный способ широко применяется в настоящее время.

Кроме перечисленных методов, существуют еще вибрационный и ультразвуковой методы контроля состояния ШГНУ. Вибрационный метод основан на измерении виброскорости и виброускорения в различных интервалах частот [12]. Чаще датчики вибрации используют для предотвращения отказов наземного оборудования штанговых насосов.

С высокой точностью выявить дефекты погружного насосного оборудования позволяет ультразвуковой метод контроля [13, 14]. Он применим при капитальном ремонте ШГНУ.

Таким образом, для диагностирования состояния штанговых глубинных насосов без остановки их на ремонт главным образом применяется динамометрирование. Но это не снижает достоинств остальных перечисленных методов, поскольку они дополняют информативность результатов динамометрирования. Подобный принцип реализуется в станциях управления скважинным насосом, которые к имеющемуся своему предназначению также выполняют функции

измерения, анализа динамограмм и ваттметрограмм с последующей оптимизацией режима работы электропривода ШГНУ [15].

**Методы обработки динамограмм**

По мере развития возможностей вычислительной техники эволюционируют и методы обработки результатов динамометрирования [16].

Так, например, большую популярность приобретают методы с использованием нейросетевых технологий, которые позволяют существенно автоматизировать процесс определения состояния глубинно-насосного оборудования с определенной точностью [17, 18]. Большинство таких методов основано на выделении некоторых параметров практических динамограмм с последующей их статистической обработкой.

Для точной оценки эффективности режима работы насосной установки необходимо совершенствовать методы обработки результатов динамометрирования. Одним из направлений такого развития является увеличение количества анализируемых информативных параметров динамограмм.

В рамках данного исследования проведен анализ аналоговых информативных параметров сигналов динамографов ШГНУ.

**Классификация аналоговых информативных параметров сигналов динамографов ШГНУ**

Практическая динамограмма является графическим представлением сигнала динамографа. В процессе обработки результатов измерения усилий на полированном штоке различают теоретическую ABCD и практическую A'B'C'D' динамограммы (рис. 3). За простейшую теоретическую динамограмму принимают динамограмму работы ШГНУ при отсутствии сил трения и коэффициенте подачи, равном единице.

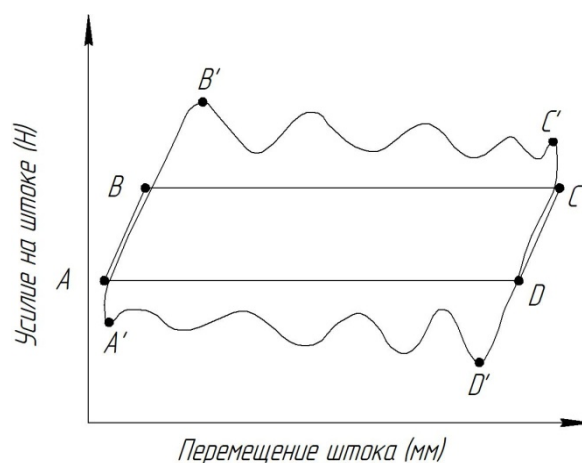


Рис. 3. Теоретическая ABCD и практическая A'B'C'D' динамограммы ШГНУ

Fig. 3. Theoretical ABCD and practical A'B'C'D' dynamograms of RDWP

Но в действительности невозможно избежать влияния сил трения и инерционных нагрузок в работе оборудования, результатом которых является форма практической динамограммы A'B'C'D'.

Участки В'С' и D'A' показывают изменение нагрузки на полированный шток при его ходе вверх и вниз соответственно. Они представляют собой непериодические кривые с переменными амплитудами. Для описания изменения усилия на полированном штоке рассмотрим уравнение вида

$$u(t) = u_0 + \sum_{i=1}^n u_i \cdot \sin(\omega_i \cdot t + \varphi),$$

где  $u(t)$  – результирующая амплитуда;  $u_0$  – отклонение нулевой линии первой гармоники от горизон-

тальной оси [Н];  $u_i$  – амплитуда  $i$ -й по счету амплитуды [Н];  $\omega_i$  – частота, [1/с];  $\varphi$  – начальная фаза, [рад];  $t$  – время, [с].

Для описания влияния состояния глубинно-насосного оборудования на изменения переменных приведенного уравнения необходимо ввести дополнительные параметры. На рис. 4 для участка, соответствующего ходу полированного штока вверх, выделены информативные параметры практической динамограммы.

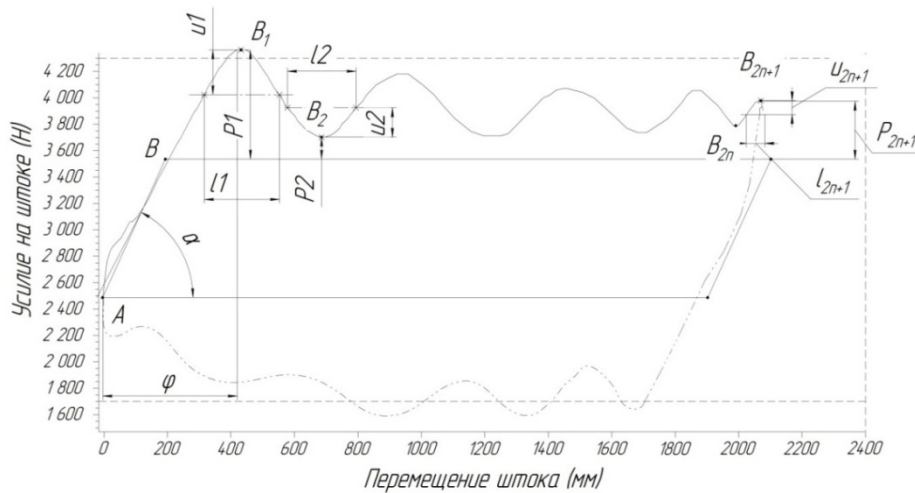


Рис. 4. Практическая динамограмма нормальной работы ШГНУ при ходе полированного штока вверх

Fig. 4. Practical dynamogram of the normal operation of the RDWP with the polished rod stroke upwards

В результате анализа участка  $AB_1B_2...B_{2n+1}$  практической динамограммы большой интерес представляют угол наклона  $\alpha$  участка восприятия нагрузки  $AB_1$ , отклонение  $\varphi$  первой амплитуды от вертикаль-

ной оси, первые две и последняя амплитуды. Результаты исследования данного участка приведены в табл. 1.

Таблица 1. Влияние состояния глубинно-насосного оборудования на аналоговые информативные параметры практической динамограммы при ходе полированного штока вверх

Table 1. Influence of the state of the deep-well equipment on the analog informative parameters of the practical dynamogram during the upward stroke of the polished rod

Название параметра, (ед. изм.)	Обозначение	Влияние состояния ШГНУ на параметр
Угол наклона	$\alpha$	Показатель герметичности нагнетательного клапана, время закрытия клапана, влияние свободного газа
Смещение первой амплитуды, мм	$\varphi$	
Отклонение амплитуды от теоретической динамограммы, (Н)	$B_i$	Влияние сил трения в подземной части ШГНУ и инерционных сил, возникающих в системе «штанги – трубы – жидкость», герметичность нагнетательного клапана, утечка жидкости из колонны подъемных труб
Амплитуда, (Н)	$u_i$	
Отношение амплитуд	$u_i / u_{i+1}$	Влияние сил трения в подземной части ШГНУ, инерционных сил
Полупериод, (мм)	$l_i$	
Отношение полупериодов	$l_i / l_{i+1}$	Глубина спуска насоса, динамический уровень добываемой жидкости, герметичность нагнетательного клапана
Количество колебаний	$n$	

Таким образом, по информативным параметрам, таким как угол наклона  $\alpha$  участка восприятия нагрузки, смещение  $\varphi$  первой амплитуды от вертикальной оси и количество колебаний  $n$ , можно определить состояние нагнетательного клапанного узла насоса.

Рассмотрим случай при ходе полированного штока вниз. Для удобства продолжим практическую динамограмму от точки С вправо симметрично относительно вертикальной оси (рис. 5).

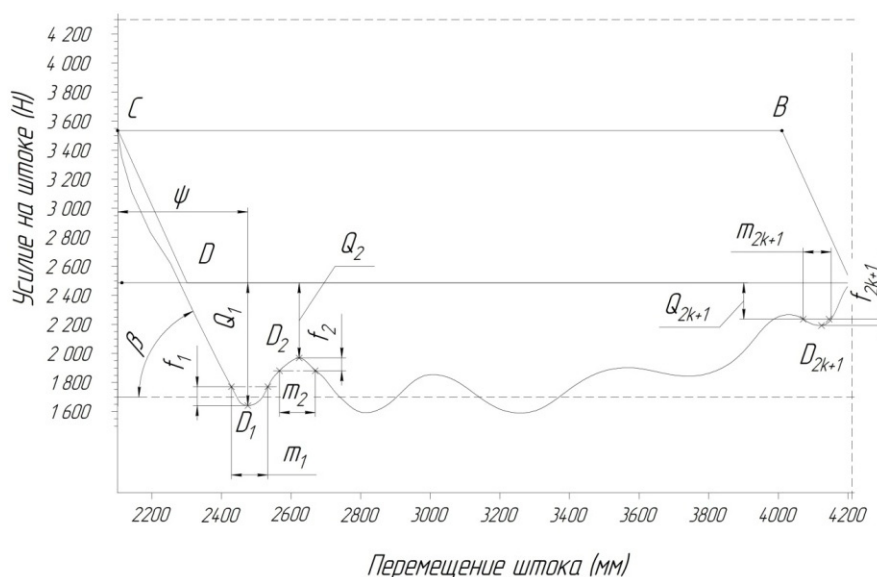


Рис. 5. Практическая динамограмма нормальной работы ШГНУ при ходе полированного штока вниз  
 Fig. 5. Practical dynamogram of the normal operation of the RDWP with the polished rod running downward

Аналогично, как и в случае хода полированного штока вверх, для анализа участка  $CD_1D_2\dots D_{2k+1}$  наибольший интерес представляют первые две и последняя амплитуды, угол наклона участка снятия

нагрузки  $\beta$ , отклонение  $\psi$  первой нечетной амплитуды от вертикальной оси.

Влияние состояния ШГНУ на перечисленные информативные параметры приведены в табл. 2.

Таблица 2. Влияние состояния глубинно-наносного оборудования на аналоговые информативные параметры практической динамограммы при ходе полированного штока вниз  
 Table 2. Influence of the state of the deep-well equipment on the analog informative parameters of the practical dynamogram at the polished rod downward stroke

Название параметра, ед. изм.	Обозначение	Влияние состояния ШГНУ на параметр
Угол наклона	$\beta$	Показатель герметичности всасывающего клапана, время закрытия клапана, влияние свободного газа на степень заполнения плунжера насоса
Смещение первой амплитуды, мм	$\psi$	
Отклонение срединной линии от теоретической динамограммы, Н	$Q_i$	Влияние сил трения в подземной части ШГНУ и инерционных сил, возникающих в системе «штанги – трубы – жидкость», герметичность всасывающего клапана
Амплитуда, Н	$f_i$	
Отношение амплитуд	$f_i/f_{i+1}$	Влияние сил трения в подземной части ШГНУ, инерционных сил
Полупериод, мм	$m_i$	
Отношение полупериодов	$m_i/m_{i+1}$	Влияние сил трения в подземной части ШГНУ, инерционных сил
Количество колебаний	$k$	Глубина спуска насоса, динамический уровень добываемой жидкости, герметичность всасывающего клапана

В ходе анализа информативных параметров для случая, когда полированный шток идет вниз, о состоянии всасывающего клапанного узла насоса можно судить по значениям угла наклона  $\beta$  участка снятия нагрузки, смещения  $\psi$  первой амплитуды от вертикальной оси и количеству колебаний  $k$ .

**Заключение**

Согласно проведенным исследованиям результатов динамометрирования установлено, что состояние клапанных узлов насоса влияет на следующие аналоговые информативные параметры сигналов динамографов: значения углов наклона участков восприятия и снятия нагрузки, величины смещения первой амплитуды от вертикальной оси, а также на количество колебаний изменения нагрузки.

Так, для нормальной работы насоса угол отклонения на участках восприятия и снятия нагрузки практической динамограммы отклоняется от аналогичного участка теоретической динамограммы в среднем не более чем на 4 градуса. А смещение первой амплитуды от вертикальной оси при ходе полированного штока вверх изменяется в диапазонах от 359 до 416 мм.

По величинам, связанными с амплитудами, полупериодами и их попарными отношениями, можно косвенно определить влияние сил трения в подземной части ШГНУ, количество асфальтосмолопарафиновых отложений во внутренней части насосно-компрессорных труб.

**Библиографические ссылки**

1. Илюшин П. Ю., Козлов А. В., Южаков Т. Ю. Определение оптимальных условий периодической эксплуатации установки штангового глубинного насоса с приводом станком-качалкой // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2023. № 5 (137). С. 56–61. DOI 10.33285/1999-6934-2023-5(137)-56-61. EDN TLQTAУ.
2. Уразгулова Г. Ф., Бикмухаметова М. А. Повышение надежности эксплуатации установки штангового глубинного насоса // Приднепровский научный вестник. 2019. Т. 5, № 5. С. 28–32. EDN DVDYBJ.
3. Камалов Д. Р., Шайдаков В. В. Состояние и проблемы эксплуатации скважин штанговыми насосами // Молодежный вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. 2021. № 2 (25). С. 53–59. EDN JIZNSQ.
4. Анализ возможности импортозамещения при производстве цилиндров штанговых насосов на АО «Нефтемаш» / А. В. Кашин, С. Д. Кугультинов, Т. В. Ломаева, Н. С. Рябков // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2023. Т. 26, № 4. С. 66–70. DOI 10.22213/2413-1172-2023-4-66-70. EDN DDVSSH.
5. Формирование остаточных напряжений в цилиндрах глубинно-штанговых насосов после технологических операций изготовления / В. В. Муравьев, А. С. Хомутов, О. В. Муравьева [и др.] // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2024. Т. 27, № 2. С. 87–96. DOI 10.22213/2413-1172-2024-2-87-96. EDN JUTAFX.
6. Анализ на технологичность конструкции коленчатого вала плунжерного насоса НТП-175, производимого на ПАО «Ижнефтемаш» / В. Р. Брик, Е. В. Бухарин, А. М. Долганов, С. Д. Кугультинов // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2023. Т. 26, № 4. С. 71–76. DOI 10.22213/2413-1172-2023-4-71-76. EDN TYLQDW.
7. Methods for Monitoring and Diagnosing the State of Sucker-Rod Pumping Equipment / M. Chazhabayeva, A. Bukayeva, Sh. Zhumagazieva [et al.] // Труды университета. 2023. № 1 (90). Р. 171–176. DOI 10.52209/1609-1825\_2023\_1\_171. EDN MUGOZK.
8. Яшин А. Н., Хакимьянов М. И. Уравновешенность установок скважинных штанговых насосов на основе анализа ваттметрограмм // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332, № 8. С. 36–44. DOI 10.18799/24131830/2021/8/3303. EDN ABZCLV.
9. Определение технического состояния элементов установок штанговых скважинных насосов по результатам ваттметрографирования / Н. Н. Софьина, Д. И. Шишляников, С. А. Фролов, С. Н. Кривошеков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2020. № 3 (117). С. 21–26. DOI 10.33285/1999-6934-2020-3(117)-21-26. EDN ТВРРАА.
10. Тимашев Э. О., Уразаков К. Р. Оптимизация режима эксплуатации установок скважинных штанговых насосов на основе количественного анализа динамограмм // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 38–41. DOI 10.24887/0028-2448-2022-6-38-41. EDN QOBYML.
11. Рзаев А. Г., Алиев Я. Г., Резван М. Г. Интеллектуальный межтранверсный месдозный динамограф штанговых глубинно-насосных установок // Измерительная техника. 2023. № 10. С. 49–55. DOI 10.32446/0368-1025it.2023-10-49-55. EDN ТВУКВУ.
12. Останина А. Е., Широков А. А. Вибрационная диагностика штангового глубинного насоса с применением искусственных нейронных сетей // Инновационные технологии: теория, инструменты, практика. 2019. Т. 1. С. 66–70. EDN MXZSCN.
13. Выявляемость дефектов муфт насосно-компрессорных труб магнитным, вихремоковым и ультразвуковым многократно-теневым методами контроля / О. В. Муравьева, В. В. Муравьев, М. А. Синцов, Л. В. Волкова // Дефектоскопия. 2022. № 4. С. 14–25. DOI 10.31857/S0130308222040029. EDN BLAXOE.
14. Хомутов А. С., Муравьев В. В. Выявление дефектов цилиндра глубинно-штангового насоса после ионного азотирования // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 2. С. 16–26. DOI 10.22213/2410-9304-2023-2-16-26. EDN TIHDED.
15. Разработка интеллектуальной станции управления для установок штанговых глубинных насосов / М. Г. Пачин, А. Н. Яшин, А. С. Бодылев, М. И. Хакимьянов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 3. С. 68–75. DOI 10.18799/24131830/2022/3/3465. – EDN VYSPNQ.
16. Автоматизированная система интерпретации отклонений по динамограммам на основе средств машинного обучения при эксплуатации скважинных штанговых насосов / М. Г. Волков, Д. В. Сильнов, А. С. Топольников [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2021. № 4. С. 102–105. DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-102-105. EDN ALBCOR.
17. Латыпов Б. М., Гумерова В. И. Совершенствование системы контроля состояния скважинной штанговой глубинной насосной установки на основе нейросетевых технологий // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20, № 6. С. 155–164. DOI 10.17122/ngdelo-2022-6-155-164. EDN IHNWIR.
18. Ларин М. Ю., Волков А. Н. Применение нейронной сети в системе управления для оптимизации производительности группы штанговых глубинных насосов с механическим приводом с неодинаковыми циклами при ограниченной пиковой потребляемой мощности // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. 2023. № 3. С. 72–80. DOI 10.37882/2223-2966.2023.03.24. EDN QPRJRB.

**References**

1. Ilyushin P.Yu., Kozlov A.V., Yuzhakov T.Yu. [Determination of optimal conditions for periodic operation of a sucker rod pump with a pumping unit drive]. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2023, no. 5 (137). Pp. 56-61 (in Russ.). DOI 10.33285/1999-6934-2023-5 (137)-56-61.
2. Urazgulova G.F., Bikumkhametova M.A. [Improving the reliability of operation of a sucker rod pump]. *Pridneprovskiy nauchnyy vestnik*, 2019, vol. 5, no. 5. Pp. 28-32 (in Russ.).
3. Kamalov D.R., Shaidakov V.V. [State and problems of well operation with sucker rod pumps]. *Molodezhnyy vestnik Ufimskogo gosudarstvennogo aviatsionnogo tekhnicheskogo universiteta*, 2021, no. 2, pp. 53-59 (in Russ.).
4. Kashin A.V., Kugultinov S.D., Lomaeva T.V., Ryabkov N.S. (2023) [Analysis of the Possibility of Import Substitution in the Production of Sucker Rod Pump Cylinders at JSC “Neftemash”]. *Vestnik IzhGTU imeni M.T. Kalashnikova*, 2023, vol. 26, no. 4, pp. 66-70 (in Russ.). DOI: 10.22213/2413-1172-2023-4-66-70.
5. Murav'ev V.V., Khomutov A.S., Murav'eva O.V., Stepanova E.A., Popova V.D. [Formation of Residual Stresses in the Cylinders of Deep-Rod Pumps after Manufacturing Operations]. *Vestnik IzhGTU imeni M.T. Kalashnikova*, 2024, vol. 27, no. 2, pp. 87-96 (in Russ.). DOI: 10.22213/2413-1172-2024-2-87-96.
6. Brik V.R., Bukharin E.V., Dolganov A.M., Kugultinov S.D. [Analysis of the Manufacturability of the Design of the Crankshaft of the Plunger Pump NTP-175, Produced at PJSC “Izhneftemash”]. *Vestnik IzhGTU imeni M.T. Kalashnikova*,

2023, vol. 26, no. 4, pp. 71-76 (in Russ.). DOI: 10.22213/2413-1172-2023-4- 71-76.

7. Chazhabayeva M., Bukayeva A., Zhumagazieva Sh. [etc.] [Methods for Monitoring and Diagnosing the State of Sucker-rod Pumping Equipment]. *Proceedings of the University*, 2023, no. 1(90).pp. 171-176. DOI 10.52209/1609-1825\_2023\_1\_171.

8. Yashin, A.N., Khakimyanov M.I. [Equilibrium of Sucker Rod Pump Installations Based on Wattmeterogram Analysis]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 8. Pp. 36-44 (in Russ.). DOI 10.18799/24131830/2021/8/3303.

9. Sofina N.N., Shishlyannikov D.I., Frolov S.A., Krivoshechekov S.N. [Determination of the technical condition of elements of sucker rod borehole pump installations based on the results of wattmetrography]. *Oborudovaniye i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa*, 2020, no. 3. Pp. 21-26 (in Russ.). DOI 10.33285/1999-6934-2020-3 (117)-21-26.

10. Timashev E.O., Urazakov K.R. [Optimization of the operating mode of borehole sucker rod pump units based on quantitative analysis of dynamometer charts]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2022, no. 6. Pp. 38-41 (in Russ.). DOI 10.24887/0028-2448-2022-6-38-41.

11. Rzaev A.G., Aliev Ya.G., Rezvan M.G. [Intelligent inter-traverse mesodedynamograph for sucker-rod deep-well pumping units]. *Izmeritel'naya tekhnika*, 2023, no. 10. Pp. 49-55 (in Russ.). DOI 10.32446/0368-1025it.2023-10-49-55.

12. Ostanina A.Y., Shirokov A.A. [Vibration diagnostics of a deep-rod pump using artificial neural networks]. *Innovatsionnyye tekhnologii: teoriya, instrumenty, praktika*, 2019, vol. 1, pp. 66-70 (in Russ.).

13. Muravyova O.V., Muravyov V.V., Sintsov M.A., Volkova L.V. [Detection of defects in tubing couplings using

magnetic, eddy current and ultrasonic multiple shadow testing methods]. *Russian Journal of Nondestructive Testing*, 2022, no. 4, pp. 14-25 (in Russ.). DOI 10.31857/S0130308222040029.

14. Khomutov A.S., Muraviev V.V. [Flaw detection in the deep-rod pump cylinder after ion nitriding]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2023, vol. 21, no. 2, pp. 16-26 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2023-2-16-26.

15. Pachin M.G., Yashin A.N., Bodylev A.S., Khakimyanov M.I. [Development of an intelligent control station for installations of sucker-rod deep-well pumps]. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 3. pp. 68-75 (in Russ.). DOI 10.18799/24131830/2022/3/3465.

16. Volkov M.G., Silnov D.V., Topolnikov A.S. [etc.] [Automated system for interpreting deviations from dynamometer charts based on machine learning tools during operation of borehole sucker rod pumps]. *Neftyanoye khozyaystvo*, 2021, no. 4. pp. 102-105 (in Russ.). DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-102-105.

17. Latypov B.M., Gumerova V.I. [Improving the condition monitoring system of a well rod deep-well pumping unit based on neural network technologies]. *Neftgazovoye delo*. 2022, vol. 20, no. 6. Pp. 155-164 (in Russ.). DOI 10.17122/ngdelo-2022-6-155-164.

18. Larin M. Yu., Volkov A.N. [Application of a neural network in a control system to optimize the performance of a group of mechatronic-driven sucker-rod deep-well pumps with unequal cycles at limited peak power consumption]. *Sovremennayanauka: aktual'nyye problem teorii i praktiki. Seriya: Yestestvennyye i tekhnicheskiye nauki*, 2023, no. 3. pp. 72-80 (in Russ.). DOI 10.37882/2223-2966.2023.03.24.

\* \* \*

### Classification of The Analog Informative Parameters of the Rod Deepwell Pump Dynamograph Signals

A. P. Ilyin, PhD in Engineering, Associate Professor, Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Izhevsk, Russia

G. V. Milovzorov, DSc in Engineering, Professor, Sarapul Polytechnical Institute, branch of Kalashnikov Izhevsk State Technical University, Sarapul, Russia

A. G. Milovzorov, PhD in Engineering, Associate Professor, Udmurt State University, Izhevsk, Russia

*In mechanized oil production, rod deep-well pumps are widely used. They consist of surface and underground parts. The above-ground part includes pump drive and wellhead fittings. The wellhead fitting is designed to seal the well. The underground part is the pump itself. The pump consists of a plunger, rod string and tubing.*

*The main method of diagnosing a rod deep-well pump is dynamometry. Dynamometry allows to determine the equipment defects and control the efficiency of the pump operation mode without stopping the well operation.*

*Dynamometry is a process of measuring the loads, which are perceived by the polished rod during the operation of the well. There are theoretical and practical dynamograms. Practical dynamogram is a closed non-periodic curve with variable amplitude. There are various methods to automate the process of the dynamometry result processing.*

*In this paper we analyze the analog informative parameters of dynamometer signals. These parameters depend on the friction forces in the underground part of the rod pump, inertial forces, tightness of valve assemblies, dynamic liquid level, etc. The results obtained can be used in the development of the pumping process. The obtained results can be also applied to develop processing algorithms of practical dynamograms.*

**Keywords:** dynamogram, well, rod deep-well pump, informative parameter.

Получено: 16.07.24

### Образец цитирования

Ильин А. П., Миловзоров Г. В., Миловзоров А. Г. Классификация аналоговых информативных параметров сигналов динамографов штанговых глубинно-насосных установок // Интеллектуальные системы в производстве. 2024. Т. 22, № 3. С. 4–10. DOI: 10.22213/2410-9304-2024-3-4-9.

### For Citation

Ilyin A.P., Milovzorov G.V., Milovzorov A.G. [Classification of the analog informative parameters of the rod deepwell pump dynamograph signals]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2024, vol. 22, no. 3, pp. 4-9 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2024-3-4-9.