

УДК 622.276.057

DOI: 10.22213/2413-1172-2019-4-64-72

МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ГЛУБИННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ

Г. В. Миловзоров, доктор технических наук, профессор, Сарапульский политехнический институт (филиал) ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Сарапул, Россия

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

Т. А. Редькина, ИжГТУ имени М. Т. Калашникова, Ижевск, Россия

Своевременное диагностирование и прогнозирование отказов в работе глубинного насосного оборудования позволяет увеличить межремонтный период работы скважины. Наиболее распространенным и эффективным способом диагностирования глубинного насосного оборудования является анализ результатов динамометрирования, большинство из которых основаны на визуальном сравнении образцов практических динамограмм с эталонными.

В данной работе предложена методика диагностирования состояния глубинного насосного оборудования при помощи интервальных оценок результатов динамометрирования на примере утечки жидкости в нагнетательном узле насоса. Для определения границ данного интервала использовано распределение Стьюдента. Из анализа построенного доверительного интервала при ходе полированного штока вверх установлено, что он сужается на промежутке от 0,3 до 0,7 м. Данный диапазон соответствует интервалу, на котором при безотказном состоянии глубинного насосного оборудования шток воспринимает максимальную нагрузку, что свидетельствует о начале движения плунжера насоса вверх.

На основе разработанной методики диагностирования предложена методика прогнозирования отказов на примере утечки жидкости в нагнетательном узле насоса. Построен интервал изменения кривой зависимости относительного усилия на полированном штоке от его хода. По частоте вхождения данной кривой в полученный интервал с надежностью 95 % строится прогноз о нарастании отказа, связанного с негерметичностью клапанного узла.

Ключевые слова: динамограмма, штанговый глубинный насос, нагнетательный узел, диагностирование, прогнозирование, алгоритм, отказ.

Введение

В качестве факторов повышения эффективности добычи нефти большое распространение получили применение рациональные системы разработки месторождения, совершенствование технологии проведения работ по бурению, использование методов по увеличению нефтеотдачи пластов, совершенствование технологических процессов, а также увеличение межремонтного периода работы скважин, которое достигается за счет снижения отказов в работе насосного оборудования [1–3]. Для совершенствования технологических процессов в настоящее время используются различные программные комплексы и компьютерные симуляторы. Алгоритмы их работы совершенствуются – осуществляется переход от линейных моделей фильтрации углеводородов к нелинейной [4].

Увеличение межремонтного периода работы скважин зависит, в частности, и от надежности насосного оборудования. Причинами его отка-

зов может служить высокое содержание асфальтеносмолопарафиновых отложений, приводящих к нарушению герметичности клапанного узла, несбалансированности станка-качалки и др.

Существуют различные способы диагностирования глубинного насосного оборудования. Высокую эффективность показали дефектоскопы, основанные на акустических методах контроля, которые позволяют исключить допуск к эксплуатации элементов с пониженным ресурсом работы и увеличить срок службы оборудования [5].

Наиболее распространенным способом диагностирования состояния оборудования в процессе эксплуатации является анализ результатов динамометрирования.

Оборудование штанговых глубинных насосных установок (УШГН) состоит из двух частей – наземной и подземной. Для диагностирования состояния подземного оборудования используются динамографы, которые, в свою очередь, делятся на переносные и стационарные. Данные

приборы используются только для получения динамограмм – изображений зависимости усилия на полированном штоке от его хода, которые используются для решения большого спектра задач – от определения усилия на полированном штоке и производительности насоса до диагностирования рабочего состояния глубинного оборудования в процессе дальнейшей эксплуатации.

В настоящее время на большинстве месторождений, оборудованных УШГН, анализ динамограмм производится визуально, что существенно замедляет процесс своевременного диагностирования отказов в работе оборудования. Поэтому требуется автоматизировать процесс обработки динамограмм.

Следует отметить, что современная тенденция развития средств автоматизации нефтедобычи направлена на развитие программно-аппаратного комплекса диагностирования, контроля и управления работой оборудования. Так, например, до недавнего времени программное обеспечение анализа динамограмм для диагностирования состояния глубинного насосного оборудования было разработано преимущественно для персональных компьютеров. Подробный сравнительный анализ возможностей отечественных и импортных систем автоматизации скважин проведен в [6].

В настоящее время активно развиваются системы управления для нефтедобывающих скважин, в состав которых входят различные технологические датчики. Но для их согласованной работы необходимо создать программно-алгоритмическое обеспечение управления процессом добычи. В основе алгоритма управления используется оценка параметров датчиков. В качестве таких параметров могут быть использованы данные ваттметрирования и динамометрирования УШГН, например, для определения удельного потребления электроэнергии, по которой можно будет судить о состоянии наземного или глубинного насосного оборудования соответственно [7].

Хорошим примером является появление зарубежного программного обеспечения XSPOC для смартфонов, разработанного компанией Theta Oilfield Services. Использование данного продукта операторами станков-качалок существенно улучшает контроль и управление работой нефтедобывающего оборудования. Сдерживающим фактором для широкого применения зарубежного программного продукта в России является его дороговизна и англоязычный интерфейс, а также его предназначение для обра-

ботки сигналов только с динамографов зарубежной компании Lufkin automation.

Поэтому целью данного исследования является разработка методики диагностирования и прогнозирования отказов глубинного насосного оборудования по результатам динамометрирования, адаптированной под отечественное оборудование.

Методика диагностирования состояния

Методики диагностирования отказов можно разделить на два класса:

- 1) распознавание образов практических динамограмм, основанное на сравнении с эталоном;
- 2) определение неисправности исходя из физических законов получения динамограммы ненормальной работы насоса [8].

Второй класс методик не позволяет предоставить математическое описание зависимости форм динамограмм от физических процессов, поэтому их сложно использовать в разработке алгоритма диагностирования состояния глубинного насосного оборудования.

Из методик, относящихся к первой группе, можно выделить метод матричного представления практической динамограммы, основанный на построении бинарной матрицы, где вдоль линий практической динамограммы стоят единицы, а остальные элементы – нули. Полученную матрицу сравнивают с матрицей, взятой за образец при нормальной работе или при некотором отказе.

На сегодняшний день распространен способ визуального анализа отклонения практической динамограммы от эталонной (методика Grid Pattern), что существенно затрудняет своевременное диагностирование нарастания отказа глубинного оборудования.

Большого внимания заслуживает методика Алиева – Тер-Хачатурова, основанная на определении признаков рядов Фурье из практической динамограммы [9]. Некоторые ее элементы могут быть использованы в автоматизированной системе диагностирования состояния УШГН, над которой работают как зарубежные, так и российские производители программного обеспечения для обработки результатов динамометрирования.

Помимо определения признаков функциональных рядов не менее важно выделение релевантных точек на практической динамограмме. Данная методика может быть алгоритмизирована и требует на сегодняшний день дальнейшего изучения.

Упомянутые выше методики разрабатывались еще в конце прошлого века, но не все по-

лучили дальнейшее развитие. Однако некоторые из них могут быть использованы при разработке современных алгоритмов не только диагностирования, но и прогнозирования отказов УШГН.

В настоящее время наблюдается тенденция развития методик диагностирования отказов на более детальном математическом описании форм динамограмм с последующим их дискретным преобразованием [10, 11]. Так, современные исследования зарубежных ученых в области диагностирования УШГН при помощи динамограмм связаны с дискретным преобразованием кривой для выявления характеристик форм динамограмм с последующей их обработкой. Например, разрабатываемый азербайджанской научной школой под руководством Алиева Т. А. алгоритмы позиционно-бинарной идентификации неисправностей глубинно-насосных установок основан на построении дискретного ряда исходного сигнала с последующим сравнением его с эталонным рядом [12].

Активно в разработку прогнозирования отказов включились китайские ученые, которые

представили алгоритмы разреженного многографного регуляризованного экстремального обучения (SMELM), применяемые в качестве классификатора отказов [13].

Данные методики в той или иной степени решают поставленные перед ними задачи.

Определенный интерес представляет следующий способ диагностирования рабочего состояния УШГН. Предложено строить кривые верхней и нижней границ относительного усилия на штоке при некотором отказе. В основе данного метода лежит математическая модель оценки наступления отказа для случая утечки жидкости в нагнетательном узле глубинного насоса.

На рис. 1 приведена практическая динамограмма $AB'C'D'$ работы насоса при утечке жидкости в нагнетательном узле.

Теоретическая динамограмма нормальной работы $ABCD$ имеет форму параллелограмма и показывает линии восприятия нагрузки для случая с коэффициентом подачи, равным единице, при отсутствии сил трения и инерционно-динамических нагрузок.

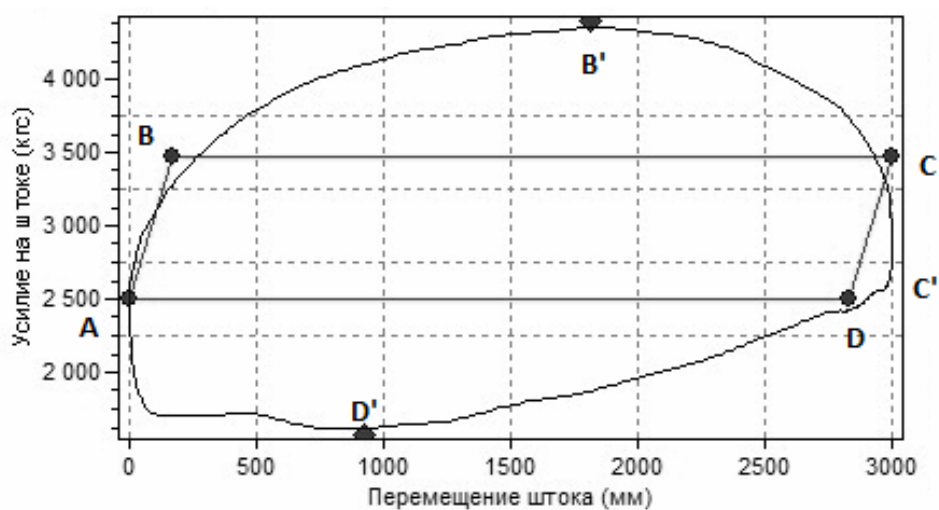


Рис. 1. Практическая динамограмма работы насоса при утечке жидкости в нагнетательном узле

Fig. 1. Practical dynamometer of the pump in case of fluid leakage in the injection unit

Динамограммы работы насоса с утечкой жидкости в нагнетательном узле (см. рис. 1) имеют следующие характерные очертания [14]:

- восприятие нагрузки описывается наклонной кривой, отличающейся от линии восприятия нагрузки при нормальной работе насоса меньшим углом наклона;
- правый верхний угол динамограммы закруглен; чем больше величина утечки, тем больше радиус кривизны этого закругления.

Точки B' и D' на рисунке показывают наибольшее и наименьшее восприятие нагрузок.

Одной из причин такого отказа могут быть повышенные содержания асфальтеносмолапарафиновых отложений (АСПО); под ними понимают высокомолекулярные органические соединения (смолы, асфальтены и др.), в состав которых входят углеводород, водород, сера, азот и которые обладают высокой поверхностной активностью и усложняют условия фильтрации нефти в пластах [15].

Предлагаемая методика диагностирования отказа основана на интервальной оценке характеристик динамограмм. Поскольку скважины

отличаются друг от друга по глубине, то сравнение нагрузок на полированном штоке нецелесообразно. Поэтому в качестве данных характеристик динамограмм рассмотрены относительные усилия на полированном штоке, которые показывают отношение нагрузки на полированном штоке к весу столба жидкости.

Под интервальной понимают оценку, которая определяется двумя числами – концами интервала. При помощи нее можно установить точность и надежность оценок.

Суть интервальной оценки заключается в следующем. Пусть найденная по данным выборки из динамограмм статистическая характеристика относительного усилия на полированном штоке Θ^* служит оценкой неизвестного параметра Θ . Очевидно, что найденная характеристика Θ^* тем точнее определяет параметр Θ , чем меньше абсолютная величина разности $|\Theta - \Theta^*|$. Другими словами, если $\delta > 0$ и выполнено неравенство

$$|\Theta - \Theta^*| < \delta, \tag{1}$$

то чем меньше δ , тем оценка точнее. Таким образом, положительное число δ характеризует точность оценки.

Однако статистические методы не позволяют категорически утверждать, что оценка Θ^* удовлетворяет неравенству (1). Можно лишь говорить о вероятности γ , с которой это неравенство выполняется. Тогда надежностью (доверительной вероятностью) оценки Θ по Θ^* называется вероятность γ , с которой осуществляется неравенство (1).

Для определения доверительного интервала используется неравенство

$$\frac{\bar{x}_B - t_\gamma S}{\sqrt{n}} < x < \frac{\bar{x}_B + t_\gamma S}{\sqrt{n}}, \tag{2}$$

где $\bar{x}_B = \frac{\sum n_i x_i}{n}$ – средняя выборочная, где x_i – относительное усилие на полированном штоке;

$S = \sqrt{\frac{\sum n_i (x - \bar{x}_B)^2}{n - 1}}$ – среднее квадратическое

отклонение исправленной выборочной дисперсии; t_γ – табличное значение коэффициента Стьюдента; n – объем выборки.

На рис. 2 представлен рассчитанный доверительный интервал с верхней и нижней границами при утечке жидкости в нагнетательном узле исследованных практических динамограмм для участков, соответствующих $AB'C'$ (см. рис. 1).

В качестве примера здесь же представлена кривая относительных усилий на полированном штоке одной из скважин с подобным отказом.

Из графика видно, что в случае негерметичности клапанного узла кривая относительных усилий полностью лежит между верхней и нижней границами рассчитанного интервала. Также можно заметить узкие места доверительного интервала при ходе полированного штока вверх на промежутке от 0,3 до 0,7 м и при 2,9 м. Данная особенность объясняется тем, что значения относительных усилий исследованных скважин на данных промежутках отличаются незначительно друг от друга. Кроме того, из анализа динамограмм при сбалансированной работе УШГН (рис. 3) установлено, что промежуток от 0,2 до 0,5 м хода штока вверх соответствует его максимальному значению восприятия нагрузки. Это означает, что плунжер глубинного насоса начинает движение вверх.

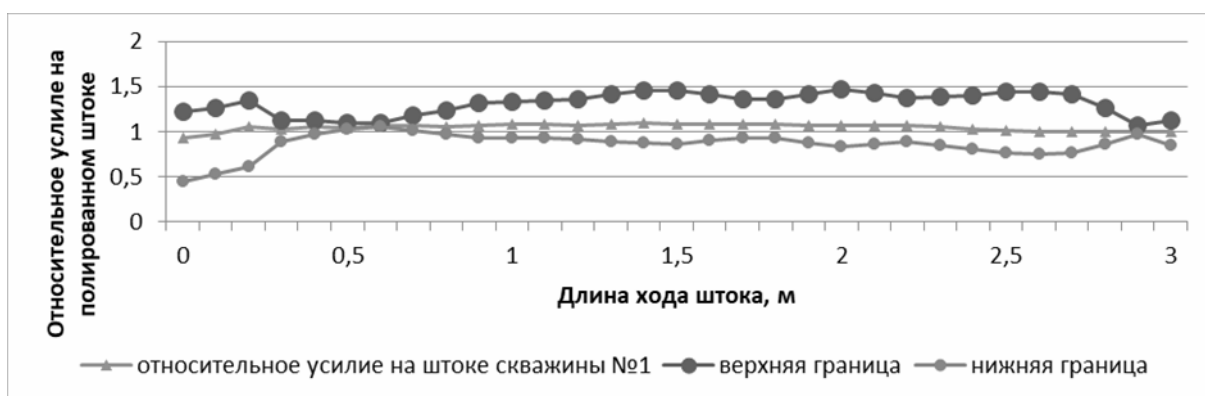


Рис. 2. Границы доверительного интервала относительного усилия на полированном штоке при утечке жидкости в нагнетательном узле

Fig. 2. The limits of the confidence interval of the relative effort on the polished rod in the event of a fluid leak in the discharge unit

Таким образом, для скважин с негерметичными клапанными узлами по практическим динамограммам определены значения относительного усилия на полированном штоке при соответствующей длине его хода и рассчитаны с использованием неравенства (2) верхние и нижние границы доверительного интервала.

Методика прогнозирования отказа

В основе разработанной методики прогнозирования отказа утечки жидкости в нагнетательном узле УШГН лежит описанное выше диагностирование состояния глубинного насосного оборудования. Для этого рассмотрим изменения форм практических динамограмм работы оборудования одной и той же скважины в разные периоды времени (рис. 3–5), из которых прослеживается нарастание отказа. При нормальной работе глубинного насосного оборудования

динамограмме (рис. 3) присущи следующие характерные признаки:

- линии восприятия и снятия нагрузок можно усреднить прямыми;
- левый нижний и правый верхний углы острые;
- углы наклона линии восприятия и снятия нагрузок равны соответствующим углам теоретических динамограмм;
- линия восприятия нагрузки параллельна линии снятия нагрузки.

Для предотказного состояния (рис. 4) углы наклона линий восприятия и снятия нагрузки практической динамограммы существенно отличаются от линий простейшей теоретической динамограммы. Кроме того, правый верхний угол практической динамограммы – тупой, что сигнализирует об утечке в нагнетательном узле насоса.

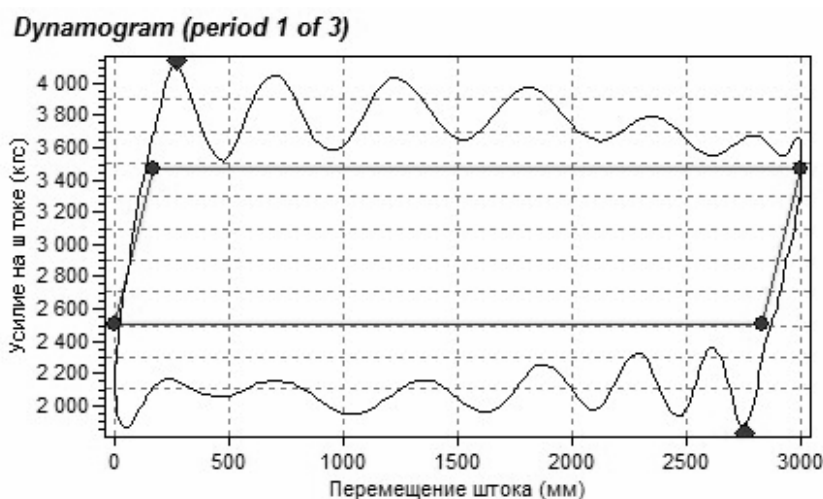


Рис. 3. Динамограмма нормальной работы

Fig. 3. Dynamometer normal operation

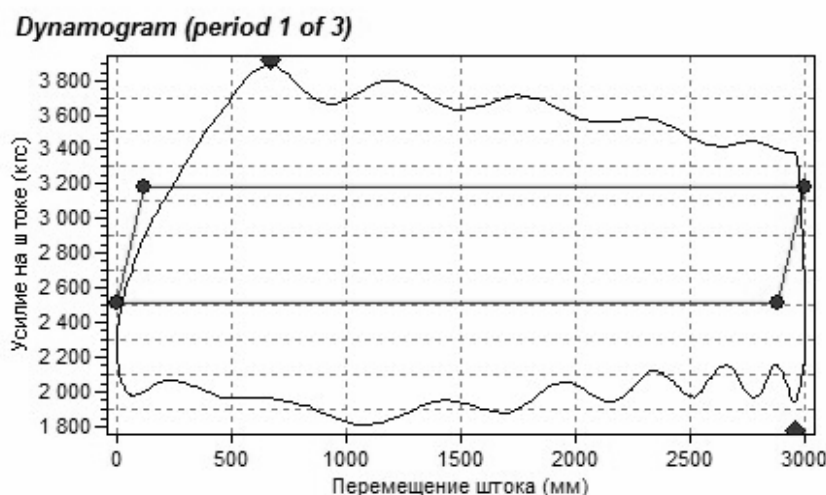


Рис. 4. Динамограмма предотказного состояния

Fig. 4. Pre-failure status dynamogram

Третья динамограмма (рис. 5) имеет сглаженные кривые практической динамограммы без явно выраженных колебаний. Углы наклона линий восприятия и снятия нагрузок не являются острыми и существенно отличаются от соответствующих углов теоретической динамограммы. Динамограммы подобной формы характерны для случая утечки жидкости в нагнетательном узле. Чем больше утечка, тем больше радиус закругления правого верхнего угла.

Для данных динамограмм построены графики относительных усилий на полированном штоке при движении плунжера вверх, из которых видно, что чем больше точек кривой попадают в доверительный интервал, тем больше нарастает отказ оборудования. Для сравнения: при нормальной работе УШГН (рис. 6) три точки (A, B, C) выходят за границы доверительного интервала, а при предотказном состоянии – всего одна точка (D). Таким образом, можно прогнозировать нарастание отказа.

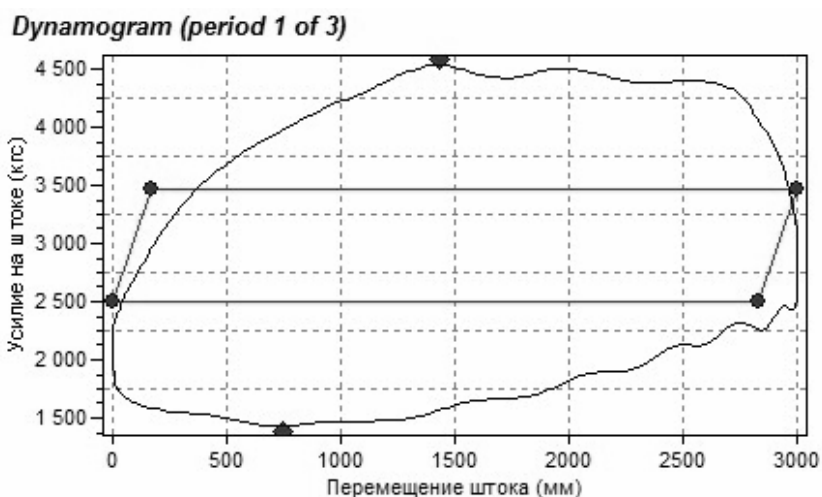


Рис. 5. Динамограмма при утечке жидкости в нагнетательном узле

Fig. 5. Fluid leakage dynamogram

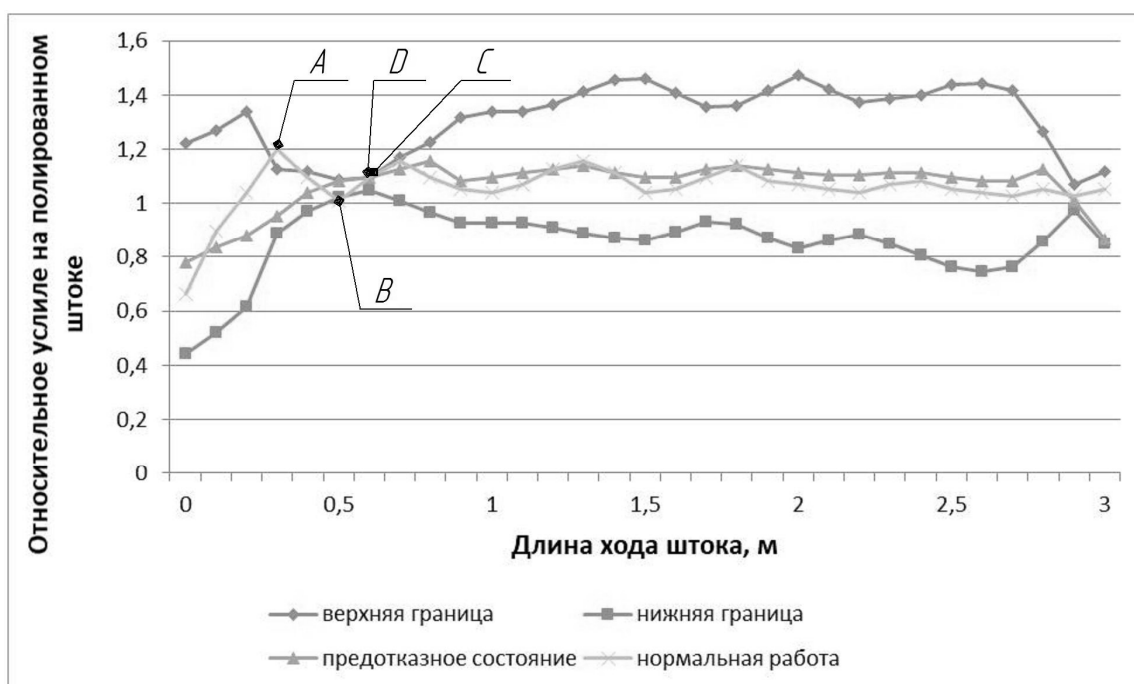


Рис. 6. Границы доверительного интервала при утечке жидкости в нагнетательном узле с обозначением характерных точек

Fig. 6. The boundaries of the confidence interval for fluid leakage in the injection unit with designation of characteristic points

Таким образом, предложена методика диагностирования состояния УШГН для случая утечки жидкости в нагнетательном узле насоса, в соответствии с которой необходимо определить верхнюю и нижнюю границы приведенного усилия на штоке. Если кривая относительно усилия на штоке не будет покидать границы интервала, то согласно критерию Стьюдента с надежностью 95 % можно констатировать наступление данного отказа.

Выводы

Проведен анализ существующих способов диагностирования отказов УШГН, который показал, что большинство отечественных методов основано на визуальном сравнении практических динамограмм с эталонными. При этом существует ряд зарубежных алгоритмов диагностирования и прогнозирования отказов, которые представляют определенный интерес для их реализации в автоматизированных системах управления работой УШГН.

Разработана методика диагностирования отказов УШГН при помощи интервальных оценок результатов динамометрирования на примере утечки жидкости в нагнетательном узле насоса, суть которой заключается в следующем. Сначала определяется доверительный интервал относительного усилия на полированном штоке в зависимости от его хода. Для определения границ данного интервала предложено использовать распределение Стьюдента.

Используя полученные результаты методики диагностирования, предложено расширить их для прогнозирования отказов на примере утечки жидкости в нагнетательном узле УШГН. После выявления границ доверительного интервала определяется частота вхождения в него кривой относительного усилия на полированном штоке. Чем больше значений принадлежат данному интервалу, тем больше вероятность нарастания данного отказа.

Результаты моделирования позволяют алгоритмизировать процесс прогнозирования нарастания отказов глубиннонасосного оборудования, что дает возможность применять его в процессе автоматизации управления работой УШГН.

Библиографические ссылки

1. Волохин Е. А., Терентьев А. Н., Волохин А. В. Усовершенствование балансирного привода штанговой скважинной насосной установки // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2019. Т. 22, № 3. С. 19–25.

2. Буденков Г. А., Недзвецкая О. В., Лебедева Т. Н. Новая прогрессивная технология дефектоскопии протяженных объектов металлургической и нефтедобывающей промышленности // Тяжелое машиностроение. 2004. № 11. С. 28–30.

3. Факторы, влияющие на эффективность возбуждения крутильных волн при волноводном контроле труб / О. В. Муравьева, С. В. Ленков, В. В. Муравьев, Ю. В. Мышкин, С. А. Мурашов // Дефектоскопия. 2016. № 2. С. 33–41.

4. Денисов С. В., Лялин В. Е. Обобщенная математическая модель нелетучей нефти. Реализация модулей, отвечающих за узлы, соединения, ограничения области месторождения // Интеллектуальные системы в производстве. 2018. Т. 16, № 3. С. 122–128.

5. Акустический волноводный контроль элементов глубиннонасосного оборудования / О. В. Муравьева, В. А. Стрижак, Д. В. Злобин, С. А. Мурашов, А. В. Прякин, Ю. В. Мышкин // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 110–115.

6. Сравнительный анализ возможностей отечественных и импортных систем автоматизации скважин, эксплуатируемых ШГН / М. И. Хакимьянов, С. В. Светлакова, Б. В. Гузеев, Я. Ю. Соловьев, И. В. Музалев // Нефтегазовое дело. 2008. № 2. С. 22.

7. Системы управления для интеллектуальных скважин, эксплуатируемых глубинно-насосным способом / Г. В. Миловзоров, М. И. Хакимьянов, Т. А. Редькина, А. Г. Миловзоров // Интеллектуальные системы в производстве. 2015. № 1. С. 55–58.

8. Садов В. Б. Определение дефектов оборудования нефтяной скважины по динамограмме // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. 2013. Т. 13, № 1. С. 61–71.

9. Алиев Т. М., Тер-Хачатуров А. А. Автоматический контроль и диагностика скважинных штанговых насосных установок. М. : Недра, 1988. 232 с.

10. Мансафов Р. Ю. Новый подход к диагностике работы УСН по динамограмме // Инженерная практика. 2010. № 9. С. 82–89.

11. Информационно-управляющие системы в нефтедобывающей промышленности / Гузаиров М. Б., Ильясов Б. Г., Тагирова К. Ф. [и др.] ; под ред. С. Т. Кусимова, Б. Г. Ильясова, В. И. Васильева. М. : Машиностроение, 2008.

12. Алгоритмы диагностики неисправностей штанговых глубинно-насосных установок / Т. А. Алиев [и др.] // Мехатроника, автоматизация, управление. 2015. Т. 16, № 5. С. 314–320.

13. Zhang Ao, Xianwen Gao. Fault diagnosis of sucker rod pumping systems based on Curvelet Transform and sparse multi-graph regularized extreme learning machine. International Journal of Computational Intelligence Systems, 2018, vol. 11, pp. 428-437.

14. Диагностирование глубиннонасосных скважин динамометрированием / Г. Г. Гилаев [и др.]. Ижевск : Парацельс, 2008. 12 с.

15. Ковинов В. Д., Сидоров М. Е., Светлакова С. В. Моделирование динамограммы станка-качалки. Утечки в клапанах // Нефтегазовое дело. 2005. Т. 3. С. 47–54.

References

1. Volokhin E.A., Terent'ev A.N., Volokhin A.V. [Improvement of the balancing drive of the sucker rod pumping unit]. *Vestnik IzhGTU imeni M.T. Kalashnikova*, 2019, vol. 22, no. 3, pp. 19-25 (in Russ.).
2. Budenkov G.A., Nedzvetskaya O.V., Lebedeva T.N. [New advanced flaw detection technology for long objects in the metallurgical and oil industries]. *Tyazheloe mashinostroenie*, 2004, no. 11, pp. 28-30 (in Russ.).
3. Muraveva O.V., Lenkov S.V., Muravev V.V., Myshkin Yu.V., Murashov S.A. [Factors that affect the excitation effectiveness of torsional waves during waveguide inspection of pipes]. *Russian journal of non-destructive testing*, 2016, vol. 52, no. 2, pp. 78-84.
4. Denisov S.V., Lyalin V.E. [Generalized Mathematical Model of Non-Oil Petroleum, Implementation of Modules Answering for Nodes, Connections, Limitations of Area of Deposit]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*, 2018, vol. 16, no. 3, pp. 122-128 (in Russ.).
5. Murav'eva O.V., Strizhak V.A., Zlobin D.V., Murashov S.A., Pryakhin A.V., Myshkin Yu.V. [Acoustic guidid wave testing of downhole pumping equipment elements]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 2016, no. 9, pp. 110-115 (in Russ.).
6. Khakim'yanov M.I., Svetlakova S.V., Guzeev B.V., Solov'ev Ya.Yu., Muzalev I.V. [Comparative analysis of the capabilities of domestic and imported systems for automating wells operated by rod deep pumps]. *Neftegazovoe delo*, 2008, no. 2, p. 22 (in Russ.).
7. Milovzorov G.V., Khakim'yanov M.I., Red'kina T.A., Milovzorov A.G. [Control system for intelligent oil wells operated by downhole method]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*, 2015, no. 1, pp. 55-58 (in Russ.).
8. Sadov V.B. [Identification of defects in the equipment of the oil well by dynamogram]. *Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Komp'yuternye tekhnologii, upravlenie, radioelektronika*, 2013, vol. 13, no. 1, pp. 61-71 (in Russ.).
9. Aliev T.M., Ter-Chachaturov A.A. *Avtomaticheskij kontrol i diagnostika ckvazhinnykh shtangovykh nasosnykh ustanovok* [Automatic control and diagnosis of well rod pumping units]. Moscow, Nedra Publ., 1988, 232 p. (in Russ.).
10. Mansafov R.Yu. [A new approach to work diagnostic of well rod pumping unit by dinamogram]. *Inzhenernaya praktika*, 2010, no. 9, pp. 82-89 (in Russ.).
11. Guzairov M.B., Il'yasov B.G., Tagirova K.F. *Informacionno-upravlyayushchie sistemy v nefteobrabatovannoy promyshlennosti* [Information-management systems in the oil industry]. Moscow, Mashinostroenie Publ., 2008. (in Russ.).
12. Aliev T.A. [Algorithms for diagnostics of fault conditions of the sucker rod pumping units]. *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie*, 2015, vol. 16, no. 5, pp. 314-320 (in Russ.).
13. Zhang Ao, Xianwen Gao. Fault diagnosis of sucker rod pumping systems based on Curvelet Transform and sparse multi-graph regularized extreme learning machine. *International Journal of Computational Intelligence Systems*, 2018, vol. 11, pp. 428-437.
14. Gilaev G.G. *Diagnostirovanie glubinnonasosnykh skvazhin dinamometrirovaniem* [Diagnosis of deep-well wells by dynamometry]. Izhevsk, Paracel's Publ., 2008, 212 p. (in Russ.).
15. Kovshov V.D., Sidorov M.E., Svetlakova S.V. [The dynamometer card of well pumping unit modeling. Valves' leakages]. *Neftegazovoe delo*, 2005, vol. 3, pp. 47-54 (in Russ.).

Methods for Diagnosis of Downhole Pumping Equipment Condition Based on Dynamometry

G. V. Milovzorov, DSc in Engineering, Professor, Sarapul Polytechnic Institute (branch) of Kalashnikov ISTU, Sarapul, Russia

A.P. Ilyin, PhD in Engineering, Kalashnikov ISTU, Izhevsk, Russia

T.A. Red'kina, Kalashnikov ISTU, Izhevsk, Russia

Timely diagnosis and prediction of failures in the operation of the downhole pumping equipment allows you to increase the overhaul period of the well. The most common and effective way to diagnose the downhole pumping equipment is to analyze the results of dynamometry, most of which are based on a visual comparison of the images of practical dynamograms with the reference ones.

In this paper, we propose a method for diagnosing the condition of the downhole pumping equipment using interval estimates of dynamometer results using the example of a fluid leak in the pump discharge unit. To determine the boundaries of this interval, the Student distribution is used. From the analysis of the constructed confidence interval during the upstroke of the polished rod, it was established that it is narrowed in the interval from 0.3 to 0.7 m. This range corresponds to the interval at which the rod takes up the maximum load during the failure-free state of the downhole pumping equipment, which indicates the beginning of the movement of the pump plunger up.

On the basis of the developed diagnostic technique, a methodology for predicting failures is proposed using the example of a fluid leak in the pump discharge unit. The interval of variation of the curve for the dependence of the relative force at the polished rod on its stroke is constructed. Based on the frequency of occurrence of this curve in the obtained interval with a reliability of 95%, a forecast is built on the growth of failure associated with leaks in the valve assembly.

Keywords: dynamogram, sucker rod pump, discharge unit, diagnosis, forecasting, algorithm, failure.

Получено 05.11.2019

Образец цитирования

Миловзорov Г. В., Ильин А. П., Редькина Т. А. Методы диагностирования состояния глубинного насосного оборудования на основе результатов динамометрирования // Вестник ИжГТУ имени М. Т. Калашникова. 2019. Т. 22, № 4. С. 64–72. DOI: 10.22213/2413-1172-2019-4-64-72.

For Citation

Milovzorov G.V., Pyin A.P., Red'kina T.A. [Diagnostic methods for the status of deep pumping equipment based on dynamometer results]. *Vestnik IzhGTU imeni M.T. Kalashnikova*, 2019, vol. 22, no. 4, pp. 64-72 (in Russ.). DOI: 10.22213/2413-1172-2019-4-64-72.