УДК 681.58 DOI: 10.17587/mau.23.132-145

Т. А. Алиев, д-р техн. наук, ст. науч. сотр., director@cyber.az,
Г. А. Гулуев, д-р техн. наук, зав. лаб., scb_06@mail.ru,
Ас. Г. Рзаев, д-р техн. наук, зав. лаб., asifrzayev48@gmail.com,
Ф. Г. Пашаев, д-р техн. наук, зав. лаб., pasha.farhad@gmail.com,
Н. Э. Рзаева, канд. техн. наук, науч. сотр., nikanel1@gmail.com,
Национальная академия наук Азербайджана,
Институт систем управления, Институт информационных технологий, г. Баку

Технология Noise-контроля нефтяных скважин по ваттметрограмме электродвигателя глубинно-насосной установки

Рассматривается возможность использования измерительной информации о потребляемой мощности (ваттметрограмы) электродвигателем глубинно-насосной установки для диагностики технического состояния оборудования нефтяных скважин. Показано, что одним из возможных путей при этом может быть применение Noise-технологии к обработке сигналов ваттметрограмм.

Предложена технология формирования множества комбинаций эталонных и текущих информативных признаков из оценок нормированных корреляционных функций полезного сигнала ваттметрограммы и показано, что они эквивалентны информативным признакам динамограммы, получаемой от датчика усилия, установленного на подвеске штанговой глубинно-насосной установки. Показано, что они в одинаковой степени отражают техническое состояние скважины и ее оборудования, благодаря чему информативные признаки по ваттметрограмме могут быть использованы для решения задач контроля, идентификации и управления процессом добычи нефти со штанговой глубинно-насосной установкой.

Предложены варианты уменьшения погрешности результатов корреляционного анализа ваттметрограммы и вариант применения нормированных корреляционных функций полезного сигнала ваттметрограммы для решения задач идентификации технического состояния оборудования ШГНУ. Для повышения эффективности систем контроля предложено дублирование функции диагностики системы с применением спектральной технологии Noise-контроля начала и динамики развития неисправностей.

Приведены особенности реализации на промыслах. Рассмотрены возможные варианты применения нормированных корреляционных функций полезного сигнала ваттметрограммы для решения задач идентификации технического состояния скважин в процессе ее эксплуатации. Приводится упрощенная структурная схема дистанционной системы контроля и управления ШГНУ по сигналам ваттметрограммы, которая внедрена на скважинах нефтедобывающего управления "Бибиэйбатнефть" в Азербайджане. Показано, что предложенные в работе алгоритмы и технологии анализа помехи ваттметрограмм, в принципе, могут найти широкое применение во многих областях экономики, где применяются электродвигатели.

Ключевые слова: *скважина, техническое состояние, контроль, сигнал, динамограмма, ваттметрограмма, информативный признак, помеха, корреляционная функция, нормирование*

Введение

В настоящее время в мировой практике механизированного способа добычи нефти наиболее широкое распространение получили штанговые глубинно-насосные установки (ШГНУ), которые в США охватывают более 85 % общего действующего фонда [1, 2]. Этот способ пока еще является основной насосной системой, которая обеспечивают механическую энергию для добычи нефти [3—5]. Однако при применении механизированной добычи из-за ненормальных условий работы основного оборудования и неэффективного управления ими эксплуатационные расходы при производстве резко увеличиваются [6, 7] и, следовательно, производственные выгоды становятся все более низкими [8—10].

Производственные выгоды снижаются за счет простоев скважин из-за невозможности обеспечения адекватной идентификации технического состояния оборудования, и в результате рентабельность добычи нефти ШГНУ существенно падает. Поэтому повышение адекватности идентификации технического состояния ШГНУ является основной проблемой в обеспечении рентабельности длительно

эксплуатируемых нефтяных месторождений. Решение этой задачи позволит обеспечить необходимый уровень стабилизации добычи нефти. В течение последних десятилетий были предложены различные методы и средства контроля технического состояния и управления ШГНУ [11—17]. В этих работах показано, что информация об усилии в точке подвеса штанг глубинных насосов содержит достаточно полные и наименее искаженные данные о состоянии подземного насосного оборудования. Поэтому динамометрирование, т. е. определение зависимости усилия штанг на подвеску от хода полированного штока, считается общепринятым способом контроля технического состояния ШГНУ.

В известных системах управления ШГНУ информация о динамограмме поступает от датчиков усилия и хода в виде электрического сигнала усилия и хода $U_S(t) = Y(t)$ во времени через канал связи. С использованием сочетания этих двух переменных строится динамограмма $U_P = f(U_S)$, график которой для нормально работающей установки описывает параллелограмм [1, 11—13]. Специалист-технолог путем визуального анализа искажений, формы полученных текущих динамограмм определяет более 20 видов технического состояния ШГНУ [11].

В работах [11, 13—15] подробно описаны результаты многих исследований, которые долгие годы проводились в этом направлении. На основе этих работ были сформированы научные основы и созданы различные системы контроля и управления ШГНУ по динамограммам, получаемым на устье скважины.

Один из основных недостатков динамометрирования связан с тем, что в этом случае для формирования динамограммы необходимо использование дорогостоящего датчика усилия, который в полевых трудных климатических условиях часто меняет свои метрологические характеристики. Из-за этого требуется постоянный контроль и настройка функционирования датчика усилия высококвалифицированным обслуживающим персоналом.

Недостатком всех этих способов также является тот факт, что они не позволяют осуществить автоматическую идентификацию динамограммы в реальном масштабе времени с достаточной адекватностью. По этой причине в большинстве реальных случаев идентификация динамограммы осуществляется путем ее интерпретации в полуавтоматическом режиме. Это в конечном итоге сводится к визуальному анализу полученной динамометрической информации специалистом-технологом. При этом результат диагностики зависит от квалификации специалиста-технолога, и процессы диагностики, т. е. идентификации технического состояния скважин, занимают достаточно долгое время. Кроме того, даже специалист высокой квалификации иногда затрудняется точно определить техническое состояние глубинного насоса визуально по динамограммам, особенно для глубоких скважин. Поэтому для повышения рентабельности нефтяных скважин необходимо создание новых способов, не требующих сложных датчиков контроля технического состояния ШГНУ. Таким способом может быть съем и анализ потребляемой мощности электродвигателя ШГНУ, т. е. ваттметрограмма.

Однако на потребляемую мощность электродвигателя, в отличие от усилия на полированный шток, оказывают влияние факторы от механических трений в редукторе и клиноременной передаче, а также балансирующий груз. От качественного учета влияния указанных факторов во многом зависит успех диагностирования по ваттметрограмме. Это обстоятельство обусловливает новые жесткие требования к разработке технологий анализа и идентификации технического состояния скважины в реальном масштабе времени с применением современных надежных и недорогих контроллеров для анализа ваттметрограммы.

В настоящей работе рассматривается методология диагностики технического состояния ШГНУ по ваттметрограмме электродвигателя с использованием Nose-технологии обработки сигналов, получившей развитие в работах [18—21].

Постановка задачи

Исследования показывают, что отсутствуют технологии, позволяющие обеспечить адекватность идентификации сигнала ваттметрограммы $U_V(t) = X(t)$ в реальном масштабе времени, так как погрешность полученных результатов от влияния шума $\varepsilon_1(t)$, сопровождающего полезный сигнал ваттметрограммы $U_P(t)$, в условиях эксплуатации меняется в достаточно большом диапазоне. Это связано с тем, что объект контроля, представляющий собой ШГНУ, функционирует в полевых условиях (при сильных перепадах температуры и влажности, ветрах и

т. д.), и в процессе функционирования насоса в результате возникновения различных неисправностей также формируется помеха $\varepsilon_2(t)$, которая имеет корреляцию с полезным сигналом $X(t)$ ваттметрограммы $U_V(t)$ [22]. Следовательно, помеха $\varepsilon(t)$, сопровождающая полезный сигнал ваттметрограммы $X(t)$ $U_P(t)$, формируется под влиянием двух факторов:

$$\varepsilon(t) = \varepsilon_1(t) + \varepsilon_2(t), \quad (1)$$

где $\varepsilon_1(t)$ — формируется от влияния изменений окружающей среды (перепады температур, влажности и т. д.); $\varepsilon_2(t)$ — формируется при эксплуатации объекта от возникновения различных дефектов в механических узлах насоса (износ, изгиб, трещина, усталость и т. д.).

Таким образом, на вход системы вместо полезного сигнала $U_V(t) = X(t)$ поступает сигнал $g(t)$, зашумленный помехой $\varepsilon(t)$. При этом анализируемый сигнал в аналоговой форме имеет вид

$$g(t) = U_V(t) + \varepsilon(t) = X(t) + \varepsilon(t), \quad (2)$$

в цифровой форме имеет вид

$$g(i\Delta t) = U_V(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t) = X(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t), \quad (3)$$

где Δt — шаг дискретизации сигнала при аналого-цифровом преобразовании; i — порядковый номер измерения.

Из-за указанных причин как амплитуда, так и спектр помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ меняются в довольно большом диапазоне. При этом погрешность измерительного сигнала $g(i\Delta t)$ с течением времени также меняется в большом диапазоне из-за вышеуказанных причин. Поэтому исключить зависимость полученных результатов от влияния помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ в реальном масштабе времени не удается. Это, в свою очередь, затрудняет решение задач идентификации ваттметрограммы с применением известных методов. Следовательно, для обеспечения адекватности идентификации требуется устранение влияния указанных факторов на погрешность полученных результатов.

Поэтому для решения рассматриваемой задачи очевидна целесообразность устранения необходимости применения датчика усилия в системе контроля нефтяных скважин и создания технологий идентификации технического состояния объекта на основе ваттметрограммы, которые лишены указанных трудностей.

Анализ возможных вариантов решения этой задачи показал, что изменение нагрузки насоса, которое отражается в показаниях датчика усилия $U_P(t)$, также отражается на ваттметрограмме электродвигателя $U_V(t)$, с помощью которого функционирует штанговая глубинно-насосная установка [16]. В связи с этим очевидна возможность осуществления контроля ШГНУ путем анализа ваттметрограммы. Рассмотрим один из возможных вариантов решения этой задачи.

Решение задачи

В работе [1] показано, что при анализе ваттметрограммы $U_V(i\Delta t) = g(i\Delta t)$ с применением традиционных технологий корреляционного анализа возникают большие погрешности, которые снижают степень адекватности ее идентификации. В связи с этим сначала рассмотрим возможные варианты уменьшения погрешности результатов анализа ваттметрограммы $U_V(t)$:

$$U_V(i\Delta t) = g(i\Delta t) = X(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t); \quad (4)$$

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu) &= \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} g(i\Delta t)g((i+\mu)\Delta t) = \\ &= \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} X(i\Delta t)X((i+\mu)\Delta t) + \\ &+ \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} X(i\Delta t)\varepsilon((i+\mu)\Delta t) + \\ &+ \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \varepsilon(i\Delta t)X((i+\mu)\Delta t) + \\ &+ \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon((i+\mu)\Delta t). \end{aligned} \quad (5)$$

Очевидно, что погрешность оценки $R_{gg}(\mu)$ можно определить по выражению

$$\begin{aligned} \lambda_{gg}(\mu) &= \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} X(i\Delta t)\varepsilon((i+\mu)\Delta t) + \\ &+ \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \varepsilon(i\Delta t)X((i+\mu)\Delta t) + \\ &+ \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon((i+\mu)\Delta t) = \\ &= 2R_{X\varepsilon}(\mu) + R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu). \end{aligned} \quad (6)$$

где $R_{gg}(\mu)$ — взаимокорреляция зашумленного сигнала; $R_{X\varepsilon}(\mu)$ — корреляция между полезным сигналом X и помехой ε; $R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu)$ — взаимокорреляция помехи с шагом ($\mu = 1,2,3,..$).

Экспериментальные исследования показали, что в процессе эксплуатации штанговых глубинно-насосных скважин ваттметрограммы электромоторов сопровождаются ощутимыми помехами $\varepsilon(i\Delta t)$, т. е.

$$\begin{cases} R_{X\varepsilon}(\mu) \gg 0; \\ R_{\varepsilon\varepsilon}(\mu) \gg 0; \\ \lambda_{gg}(\mu) \gg 0, \end{cases} \quad (7)$$

и поэтому в оценке $R_{gg}(\mu)$ имеет место значительная погрешность $\lambda_{gg}(\mu)$.

Из-за этого снижается степень адекватности результатов контроля работы скважины по ваттметрограмме. Именно этот фактор препятствует использованию ваттметрограммы для контроля ШГНУ. В связи с этим необходимо создание эффективных технологий анализа ваттметрограммы, позволяющих за счет извлечения достаточной полезной информации обеспечить уменьшение погрешностей от влияния помех $\varepsilon_1(i\Delta t)$ и $\varepsilon_2(i\Delta t)$ и обеспечить адекватность идентификации технического состояния ШГНУ по ваттметрограмме.

Для этого, в первую очередь, целесообразно привести оценки $R_{gg}(i\Delta t)$ к единой безразмерной величине путем применения процедуры нормирования.

С учетом соответствующих известных выражений нормирования [14, 17, 22] формулу определения нормированной оценки автокорреляционной функции ваттметрограммы можно представить в виде:

$$\left.\begin{aligned} r_{gg}(\mu = 0) &\approx \frac{R_{gg}(\mu = 0)}{D_g} = 1; \\ r_{gg}(\mu \neq 0) &\approx \frac{R_{gg}(\mu \neq 0)}{D_g - D_\varepsilon} \approx \frac{R_{XX}(\mu \neq 0)}{D_g - D_\varepsilon}. \end{aligned}\right\} \quad (8)$$

Как было указано выше, для реальных нефтяных скважин в процессе эксплуатации характерен переход в скрытый период зарождения различных дефектов [14, 15, 17, 22]. Обычно все это отражается на сигналах, получаемых от датчика усилия, и на ваттметрограмме в виде шума, который в большинстве случаев имеет корреляцию с полезными сигналами $X(i\Delta t)$ [14, 17]. Следовательно, суммарная помеха формируется из помехи $\varepsilon_1(i\Delta t)$, возникающей в результате влияния внешних факторов, и из шума $\varepsilon_2(i\Delta t)$, вызванного зарождением различных неисправностей. При этом дисперсия ваттметрограммы имеет вид

$$\begin{aligned} D_g \approx R_{gg}(0) &\approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} g^2(i\Delta t) \approx \\ \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} X^2(i\Delta t) &+ 2\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} X(i\Delta t)\varepsilon(i\Delta t) + \\ + \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} \varepsilon^2(i\Delta t) &\approx R_{XX}(0) + 2R_{X\varepsilon}(0) + R_{\varepsilon\varepsilon}(0), \end{aligned} \quad (9)$$

суммарная помеха

$$\varepsilon(i\Delta t) = \varepsilon_1(i\Delta t) + \varepsilon_2(i\Delta t) \quad (10)$$

имеет корреляцию с полезным сигналом $X(i\Delta t)$, а ее дисперсия D_ε определяется выражением

$$D_\varepsilon = 2R_{X\varepsilon}(0) + R_{\varepsilon\varepsilon}(0), \quad (11)$$

где $R_{X\varepsilon}(0)$ — взаимно корреляционная функция между полезным сигналом $X(i\Delta t)$ и помехой $\varepsilon(i\Delta t)$.

При этом дисперсия суммарной помехи D_ε представляет собой сумму дисперсии помехи $R_{\varepsilon\varepsilon}(0)$, возникающей в результате влияния внешних факторов, и взаимно корреляционной функции между полезным сигналом и помехой $2R_{X\varepsilon}(0)$, возникающей из-за зарождения различных неисправностей в самом объекте [1, 2, 11—13].

В связи с этим в этом случае формулу определения оценки $R_{gg}(\mu)$ можно представить в виде

$$\begin{aligned} R_{gg}(\mu) &\approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} g(i\Delta t)g((i+\mu)\Delta t) \approx \\ \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} &(X(i\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t))(X((i+\mu)\Delta t) + \\ + \varepsilon((i+\mu)\Delta t)) &\approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} [X(i\Delta t)X((i+\mu)\Delta t) + \\ + \varepsilon(i\Delta t)X((i+\mu)\Delta t) &+ \\ + X(i\Delta t)\varepsilon((i+\mu)\Delta t) + \varepsilon(i\Delta t)\varepsilon((i+\mu)\Delta t)] &\approx \\ \approx R_{XX}(\mu) + R_{\varepsilon X}(\mu) + R_{X\varepsilon}(\mu) + R_\varepsilon(\mu) &\approx \\ \approx \begin{cases} R_{XX}(0) + 2R_{X\varepsilon}(0) + R_{\varepsilon\varepsilon}(0), & \text{при } \mu = 0; \\ R_{XX}(\mu) + 2R_{X\varepsilon}(\mu), & \text{при } \mu \neq 0. \end{cases} \end{aligned} \quad (12)$$

Таким образом, из выражений (9) и (12) очевидно, что при наличии корреляции между полезным сигналом и помехой оценки корреляционной функции $R_{XX}(\mu)$ полезного сигнала ваттметрограммы $X(i\Delta t)$ можно определить по выражению

$$R_{XX}(\mu) = \begin{cases} R_{gg}(0) - 2R_{X\varepsilon}(0) - R_{\varepsilon\varepsilon}(0) = \\ = R_{gg}(0) - D_\varepsilon, \text{ при } \mu = 0; \\ R_{gg}(\mu) - 2R_{X\varepsilon}(\mu), \text{ при } \mu \neq 0. \end{cases} \quad (13)$$

В работе [1] показано, что оценки $D(\varepsilon)$ и $R_{X\varepsilon}(\mu)$ можно определять по выражениям

$$\begin{aligned} D_\varepsilon \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} &[g^2(i\Delta t) + g(i\Delta t)g((i+2)\Delta t) - \\ &- 2g(i\Delta t)g((i+1)\Delta t)], \end{aligned} \quad (14)$$

$$R_{X\varepsilon}(\mu) \approx \frac{1}{2N}\sum_{i=1}^{N}[g(i\Delta t)g((i+(\mu+1))\Delta t) - 2g(i\Delta t)((i+(\mu+1))\Delta t) + g(i\Delta t)g((i+(\mu+2))\Delta t)]. \quad (15)$$

Таким образом, наличие алгоритмов и технологий определения оценок дисперсии помехи $D(\varepsilon)$ и взаимно корреляционной функции между полезным сигналом и помехой $R_{X\varepsilon}(\mu)$ открывает возможность для уменьшения погрешности традиционных алгоритмов определения оценок корреляционных функций ваттметрограммы.

Проведенные эксперименты показали, что путем анализа полезного сигнала $X(i\Delta t)$ ваттметрограммы можно решать задачи контроля нефтяных скважин. Эквивалентность технологий контроля по динамограмме и по ваттметрограмме обеспечивается тем, что имеется возможность устранения погрешности в результате влияния помех ваттметрограммы. Благодаря этому обеспечивается достаточная точность оценок ее нормированных корреляционных функций $r_{XX}(\mu \neq 0)$ по формуле:

$$r_{XX}(\mu) = \frac{R_{XX}(\mu)}{D_X}, \quad (16)$$

где $D_X = R_{XX}(0)$.

Кроме того, оценки $D_{\varepsilon\varepsilon}(0)$ и $R_{X\varepsilon}(\mu)$ позволяют получить дополнительную информацию о техническом состоянии объекта в реальном масштабе времени. Обычно при нормальном ее состоянии они не превосходят максимальной эталонной величины, которая устанавливается экспериментально в процессе ее эксплуатации.

Особенности реализации

Теперь рассмотрим возможные варианты применения нормированных корреляционных функций $r_{gg}(\mu)$ полезного сигнала $X(i\Delta t)$ ваттметрограммы для решения задач идентификации технического состояния скважин в процессе ее эксплуатации. Анализ возможных вариантов решений этой задачи показал, что при этом можно использовать комбинации разности оценок нормированных корреляционных функций ваттметрограммы в качестве информативных признаков для определения технического состояния ШГНУ:

$$\begin{aligned}
&\Delta r_{XX}(\mu=1) = r_{XX}(\mu=0) - r_{XX}(\mu=1),\\
&\Delta r_{XX}(\mu=2) = r_{XX}(\mu=1) - r_{XX}(\mu=2),\ldots,\\
&\Delta r_{XX}(\mu=m) = r_{XX}(\mu=m-1) - r_{XX}(\mu=m);\\
&\Delta r_{XX}(\mu=1), \Delta r_{XX}(\mu=2),\ldots,\Delta r_{XX}(\mu=m).
\end{aligned} \quad (17)$$

Эксперименты на реальных нефтяных промыслах показали, что предлагаемая процедура позволяет вычислить оценки нормированной корреляционной функции $R_{XX}(\mu)$ полезного сигнала $X(i\Delta t)$ ваттметрограммы, т.е. $X(i\Delta t)$.

При опытной эксплуатации с применением указанной технологии и системы управления было установлено, что по нормированным корреляционным функциям $r_{XX}(\mu)$ полезного сигнала $X(i\Delta t)$ ваттметрограммы $g(i\Delta t)$, которые вычисляются по выражениям (13)—(16), можно формировать до одиннадцати информативных признаков. Благодаря этому появляется возможность идентификации технического состояния ШГНУ с использованием процедуры вычисления информативных признаков по ваттметрограмме. Для этого, в первую очередь, период качания T_{ST} ШГНУ разбивается на восемь равных временных интервалов:

$$\Delta T_{ST} = \frac{T_{ST}}{8}. \quad (18)$$

Например, если за период качания ШГНУ снято $T_{ST} = 1024$ отсчетов дискретных значений ваттметрограммы, тогда ΔT_{ST} будет равно 128 отсчетам.

После этого по формулам (13), (14) вычисляются оценки $r_{XX}(\mu = 0)$, $r_{XX}(\mu = 1\Delta T_{ST})$, $r_{XX}(\mu = 2\Delta T_{ST})$, ..., $r_{XX}(\mu = 7\Delta T_{ST})$ и их разности

$$\begin{aligned}
&\Delta r_{XX}(\mu = 1\Delta T_{ST}) =\\
&= r_{XX}(\mu = 0) - r_{XX}(\mu = 1\Delta T_{ST});\\
&\Delta r_{XX}(\mu = 3\Delta T_{ST}) =\\
&= r_{XX}(\mu = 2\Delta T_{ST}) - r_{XX}(\mu = 3\Delta T_{ST});\\
&\Delta r_{XX}(\mu = 5\Delta T_{ST}) =\\
&= r_{XX}(\mu = 4\Delta T_{ST}) - r_{XX}(\mu = 5\Delta T_{ST});\\
&\Delta r_{XX}(\mu = 7\Delta T_{ST}) =\\
&= r_{XX}(\mu = 6\Delta T_{ST}) - r_{XX}(\mu = 7\Delta T_{ST}).
\end{aligned} \quad (19)$$

Затем вычисляются минимальное значение нормированной корреляционной функции ваттметрограммы $\Delta r_{XX\min}(\mu)$ и соответствующее ему значение $\mu_{\min}$. После этого определяются информативные признаки в виде следующих коэффициентов:

$$\begin{aligned}
K_{N1} &= \Delta r_{XX}(\mu = 1\Delta T_{ST});\\
K_{N2} &= \Delta r_{XX}(\mu = 3\Delta T_{ST});\\
K_{N3} &= \Delta r_{XX}(\mu = 5\Delta T_{ST});\\
K_{N4} &= \Delta r_{XX}(\mu = 7\Delta T_{ST});
\end{aligned} \quad (20)$$

$$K_{N5} = \frac{\Delta r_{XX}(\mu = 1\Delta T_{ST})}{\Delta r_{XX}(\mu = 3\Delta T_{ST})};$$

$$K_{N6} = \frac{\Delta r_{XX}(\mu = 1\Delta T_{ST})}{\Delta r_{XX}(\mu = 5\Delta T_{ST})};$$

$$K_{N7} = \frac{\Delta r_{XX}(\mu = 1\Delta T_{ST})}{\Delta r_{XX}(\mu = 7\Delta T_{ST})};$$

$$K_{N8} = \frac{\Delta r_{XX}(\mu = 3\Delta T_{ST})}{\Delta r_{XX}(\mu = 5\Delta T_{ST})};$$

$$K_{N9} = \frac{\Delta r_{XX}(\mu = 3\Delta T_{ST})}{\Delta r_{XX}(\mu = 7\Delta T_{ST})};$$

$$K_{N10} = \frac{\Delta r_{XX}(\mu = 5\Delta T_{ST})}{\Delta r_{XX}(\mu = 7\Delta T_{ST})};$$

$$K_{N11} = \Delta r_{XX\min}(\mu).$$

Ниже будет показана возможность использования коэффициентов K_{N1}, ..., K_{N11} в качестве информативных признаков для идентификации технического состояния ШГНУ. Они были использованы в комплексе контроля, диагностики и управления для нефтяных скважин, эксплуатирующихся ШГНУ в нефтегазодобывающем управлении "Бибиэйбатнефть" [1, 24].

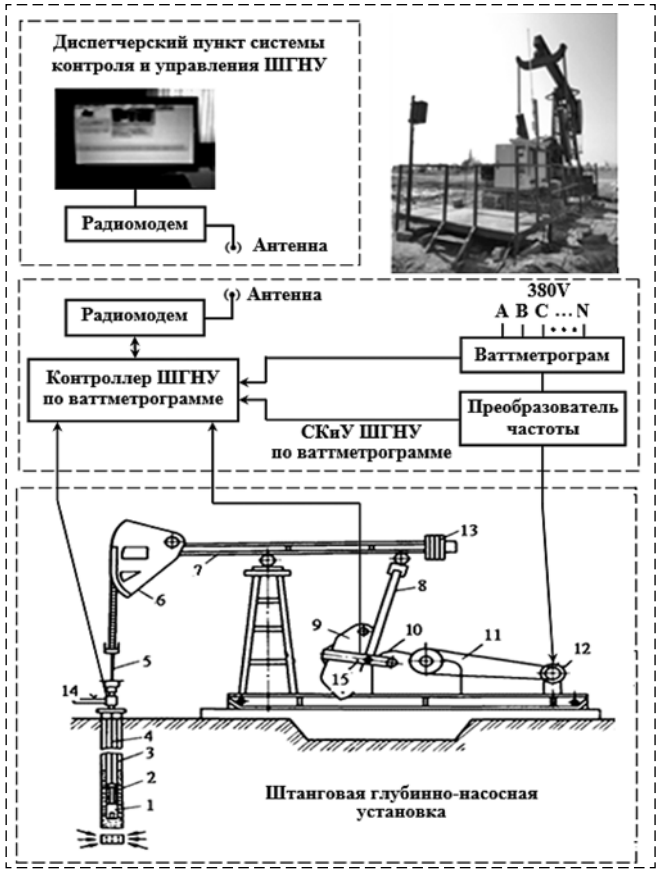

Рис. 1. Структурная схема дистанционной системы контроля и управления ШГНУ по ваттметрограмме

Fig. 1. Block diagram of the remote system of wattmeter card-based SRPU control and management

Простота вычислений этих коэффициентов позволяет реализовать предлагаемую технологию идентификации с помощью недорогих современных промышленных контроллеров (в нашем случае применен контроллер LPC 2148 FBD64).

На рис. 1 приведена структурная схема дистанционной системы управления ШГНУ по ваттметрограмме и станция контроля и управления ШГНУ по ваттметрограмме (СК и У ШГНУ по ваттметрограмме) в эксплуатации на станке-качалке. Структурная схема состоит из трех уровней:

1. Уровень глубинно-насосной установки, состоящей из плунжерного глубинного насоса *1*; плунжера *2*; насосных труб *3*; штанг *4*; полированного штока *5*; головки балансира *6*; балансира *7*; шатуна *8*; кривошипного противовеса *9*; редуктора *10*; клиноременной передачи *11*; электродвигателя *12*; балансирного противовеса *13*; датчика устьевого давления *14*; датчика угла поворота *15*.

2. Уровень станции контроля и управления (СК и У), состоящей из контроллера для сбора информации от датчиков усилия *14*, устьевого давления *15* и угла поворота *16*; преобразователя частоты для управления скоростью электродвигателя; радиомодема с антенной для осуществления информационного обмена СК и У с централизованным диспетчерским пунктом по протоколу MODBUS-RTU.

3. Уровень централизованного диспетчерского пункта нефтяного промысла состоит из промышленного компьютера и радиомодема с антенной и обслуживает до 200 скважин.

В системе управления вместо технологии контроля на основе анализа динамограммы использована технология идентификации технического состояния ШГНУ по оценкам нормированных корреляционных функций $R_{XX}(\mu)$ ваттметрограммы. При этом для их реализации, прежде всего исходя из длительности интервала периода качания T_{ST}, был определен шаг дискретизации сигнала. Для большинства нефтяных скважин длительность времени T_{ST} меняется в диапазоне 5...20 с.

Экспериментально было установлено, что для получения оценок нормированной корреляционной функции $r_{XX}(\mu)$ с необходимой точностью целесообразно дискретизировать ваттметрограммы с частотой f = 50...100 Гц. Экспериментально было установлено, что за период качания любое незначительное изменение техническо-

го состояния ШГНУ отражается на значениях оценок нормированных корреляционных функций $R_{XX}(\mu)$ ваттметрограммы $g(i\Delta t)$, что, в свою очередь, приводит к изменению информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11}. В результате процесса эксплуатации ШГНУ для ее различных технических состояний формируются и запоминаются соответствующие эталонные комбинации информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11} (см. таблицу). Эксперименты показали, что они позволяют осуществить надежную идентификацию ваттметрограммы $g(i\Delta t)$, т. е. технического состояния ШГНУ в реальном масштабе времени. Идентификация технического состояния ШГНУ сводится к формированию комбинаций текущих информативных признаков и их сравнению с соответствующими комбинациями эталонных информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11}. Благодаря этому отпадает необходимость визуальной интерпретации динамограммы для определения текущего технического состояния ШГНУ. Для иллюстрации возможности рассматриваемого варианта идентификации в реальной промысловой практике на рис. 2—4 приведены сигналы ваттметрограммы $U_V(i\Delta t)$ для нормально функционирующей ШГНУ (рис. 2), а также для наиболее часто встречаемых видов неисправностей: неисправностей типа "Откачка газа и утечка нагнетательной части глубинного насоса" (рис. 3, 4) и неисправности типа "прихват плунжера" (рис. 5). Здесь на оси ординат показан уровень измеряемого сигнала, соответствующий потребляемой мощности электродвигателя, а на оси абсцисс — число измерений с i-м шагом дискретизации Δt, соответствующих текущему моменту времени измерения за период качания ШГНУ. В таблице приведены комбинации информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11}.

В процессе функционирования системы в полевых условиях по полученным текущим ваттметрограммам вычисляются комбинации информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11} в реальном масштабе времени за период качания ШГНУ.

Комбинации информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11}

Combinations of informative attributes K_{N1}, ..., K_{N11}

Признаки	Нормальная работа скважины	Виды неисправностей	
		Откачка газа и утечка нагнетательной части насоса	Прихват плунжера
K_{N1}	−0,59 −0,74	−0,82 −0,54	−0,81
K_{N2}	0,03 0,09	0,04 −0,03	0,00
K_{N3}	−0,46 −0,38	−0,09 −0,36	0,05
K_{N4}	0,62 0,40	0,34 0,68	−0,07
K_{N5}	−25,8 −6,51	22,55 17,98	583,58
K_{N6}	1,62 1,56	8,88 1,49	−16,13
K_{N7}	−1,20 −1,46	−2,43 −0,80	12,07
K_{N8}	−0,06 −0,24	−0,39 0,08	0,03
K_{N9}	0,05 0,22	0,14 −0,04	−0,02
K_{N10}	−0,74 −0,94	−0,27 −0,53	−0,75
K_{N11}	0,62 0,40	0,34 0,68	0,05

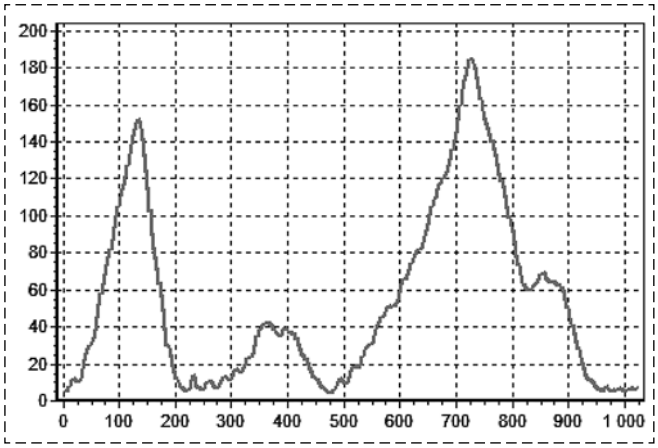

Рис. 2. Сигналы ваттметрограммы нормально функционирующей ШГНУ

Fig. 2. Signals of wattmetrogram signals of a normally functioning SRPU

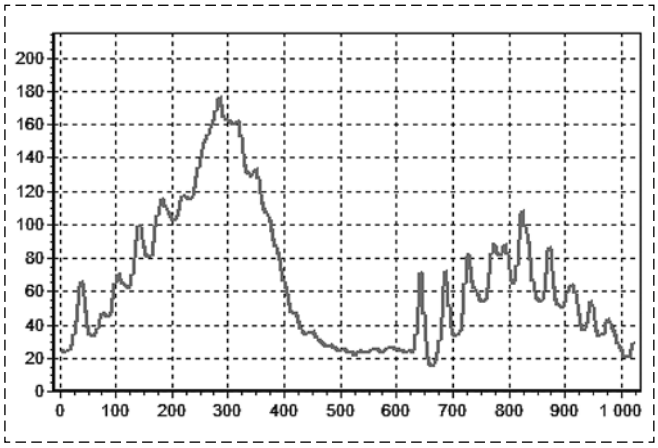

Рис. 3. Сигналы ваттметрограммы при неисправности ШГНУ в виде откачки газа нагнетательной части насоса

Fig. 3. Signals of wattmetrogram in case of malfunction of the SRPU in the form of pumping out the gas of the discharge part of the pump

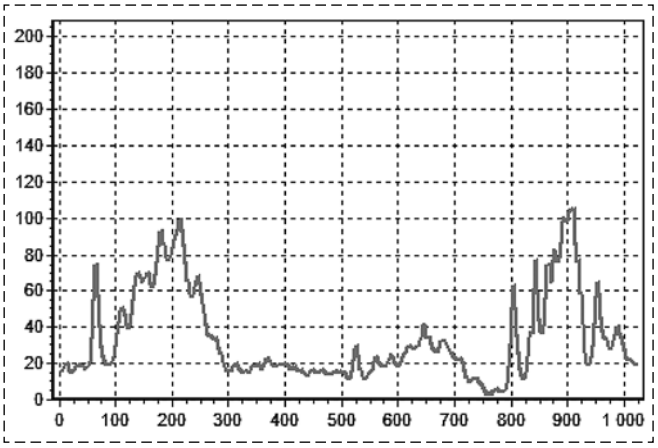

Рис. 4. Сигналы ваттметрограммы при неисправности ШГНУ в виде утечки нагнетательной части насоса

Fig. 4. Signals of wattmetrogram in case of malfunction of the SRPU in the form of leakage of the discharge part of the pump

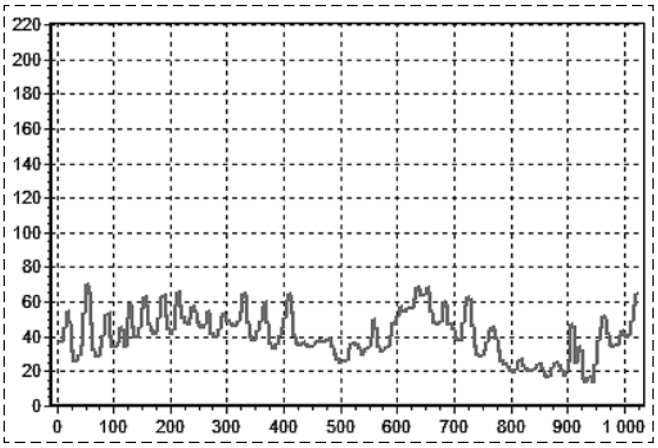

Рис. 5. Сигналы ваттметрограммы при неисправности ШГНУ в виде прихвата плунжера

Fig. 5. Signals of wattmetrogram in case of malfunction of the SRPU in the form of in the form of plunger tack

Эти коэффициенты сравниваются с заранее определенными эталонами. Наиболее близкие к эталонным значения коэффициентов определяют текущее техническое состояние ШГНУ. Благодаря этому при функционировании ШГНУ по полученным результатам идентификации формируются команды управления объектом, например, меняется длительность времени периода качания.

При внедрении предложенных технологий на нефтяных промыслах с большим числом скважин поочередно для каждой из них при всевозможных технических состояниях ШГНУ в процессе эксплуатации вычисляются и запоминаются комбинации соответствующих эталонных коэффициентов.

Это реализовывается с участием специалиста-технолога, который путем интерпретации ваттметрограммы определяет техническое состояние и регистрирует в блоке идентификации системы его соответствие комбинациям информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11}. Таким образом, в процессе эксплуатации при появлении на каждой скважине различных технических состояний в блоке идентификации каждой системы формируется комбинация соответствующих эталонных оценок коэффициентов. Благодаря этому через определенный промежуток времени эксплуатации на узлах идентификации систем управления ШГНУ всех скважин формируются и запоминаются комбинации эталонных коэффициентов соответствующих технических состояний. По истечении некоторого времени эксплуатации, когда в блоках идентификации формируются и запоминаются эталоны всевозможных состояний ШГНУ, она переводится в автоматический режим идентификации и управления.

Как известно, каждой ваттметрограмме соответствует только одна комбинация оценок ваттметрограммы K_{N1}, ..., K_{N11}. Также очевидно, что при наличии комбинаций информативных признаков K_{N1}, ..., K_{N11} однозначно определяются те же самые технические состояния, которые обычно специалистом-технологом по динамограмме определяются визуально. Следовательно, комбинации коэффициентов, полученных путем анализа сигналов ваттметорограммы, позволяют автоматически осуществить идентификацию технического состояния ШГНУ. Благодаря этому отпадает необходимость в использовании датчика усилия и анализа динамограммы для визуальной идентификации состояния ШГНУ в полуавтоматическом режиме.

Таким образом, экспериментально установлено, что с помощью нормированных корреляционных функций ваттметорограммы возможно определить нормированные коэффициенты K_{N1}, K_{N2}, ..., K_{N11}, на которые указанные помехи никакого влияния практически не оказывают. Преимущество применения этих коэффициентов заключается в том, что для их определения не требуется датчик усилия, их можно вычислить из сигналов ваттметорограммы с использованием современных контроллеров (например, LPC 2148 FBD64). Вследствие этого появляется возможность диагностики в реальном масштабе времени. Простота реализации этих технологий позволяет создавать простую, надежную и недорогую систему управления ШГНУ, которая была реализована на реальных объектах в Азербайджане. Опыт эксплуатации системы на скважинах Бибиэйбатского месторождения показал надежность функционирования этих

систем. При этом улучшение диагностики и управления ШГНУ позволило эксплуатировать скважины в адекватном режиме и за счет экономии электрической энергии и увеличения межремонтного периода значительно повысить их рентабельность. Например, на Бибиэйбатском нефтяном промысле экономия электроэнергии составила до 50 % и межремонтный период был продлен более чем на 30 %.

Отметим, что на основе опыта эксплуатации вышеуказанных систем было установлено, что на каждом промысле для скважин с одинаковой глубиной диапазон изменения одних и тех же коэффициентов K_{N1}, ..., K_{N11} при одних и тех же технических состояниях незначителен (не более 5...10 %). Таким образом, определяя комбинации этих эталонных коэффициентов при соответствующих состояниях для одной скважины, можно их использовать в системах управления ШГНУ других скважин с приблизительно той же глубиной. Если учесть, что в большинстве случаев для каждого старого месторождения характерны приблизительно одинаковые глубины спуска насоса, становится очевидным, что формирование эталонной базы комбинаций коэффициентов в системах управления ШГНУ не займет много времени.

Спектральная технология Noise-контроля начала неисправностей наземного оборудования нефтяных скважин

В реальной жизни при эксплуатации нефтяных скважин кроме идентификации технического состояния объекта также требуется решить актуальную задачу контроля неисправностей как подземной, так и наземной аппаратуры.

Анализ неисправностей наземного оборудования нефтяных скважин показал, что при зарождении соответствующих дефектов ваттметрограмма несет в себе информацию в виде помехи. Следовательно, для контроля начала этих неисправностей целесообразно создание дополнительных технологий анализа помех [17, 22, 23].

Анализ статистики неисправностей наземного оборудования нефтяных скважин показал, что зарождение неисправностей и динамика их развития сопровождаются появлением помехи $\varepsilon_2(i\Delta t)$, коррелированной с полезным сигналом $X(i\Delta t)$. При этом, как это было отмечено выше, помеха $\varepsilon_2(i\Delta t)$ складывается с помехой $\varepsilon_1(i\Delta t)$, в результате чего формируется суммарная помеха $\varepsilon(i\Delta t)$, которая в скрытом периоде аварий коррелирует с полезным сигналом. При этом для повышения надежности и достоверности результата решения задач контроля начала зарождения и динамики развития неисправностей целесообразно также применение оценки спектральных характеристик суммарной помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ в качестве информативных признаков $\varepsilon(i\Delta t)$. Анализ возможных вариантов решения этой задачи показал [2, 11—13], что для этого целесообразно заменить неподдающиеся измерению отсчеты помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ их приближенными эквивалентными величинами $\varepsilon^e(i\Delta t)$ При этом использование технологии вычисления оценки дисперсии помехи D_ε можно представить в виде

$$D_\varepsilon \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^2(i\Delta t) \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} g(i\Delta t)[g(i\Delta t) + g((i+2)\Delta t) - 2g((i+1)\Delta t)]. \quad (21)$$

Используя обозначения

$$\varepsilon'(i\Delta t) \approx g(i\Delta t)[g(i\Delta t) + g((i+2)\Delta t) - 2g((i+1)\Delta t)], \quad (22)$$

$$\operatorname{sgn}(\varepsilon'(i\Delta t)) = \begin{cases} +1 \text{ при } \varepsilon'(i\Delta t) > 0; \\ 0 \text{ при } \varepsilon'(i\Delta t) = 0; \\ -1 \text{ при } \varepsilon'(i\Delta t) < 0, \end{cases} \quad (23)$$

формулу вычисления эквивалентных величин отсчетов помехи $\varepsilon^e(i\Delta t)$ можно представить в виде

$$\varepsilon(i\Delta t) \approx \varepsilon^e(i\Delta t) \approx \operatorname{sgn}(\varepsilon'(i\Delta t)) \times \sqrt{\left|g(i\Delta t)[g(i\Delta t) + g((i+2)\Delta t) - 2g((i+1)\Delta t)]\right|} = \operatorname{sgn}(\varepsilon'(i\Delta t))\sqrt{\left|\varepsilon'(i\Delta t)\right|}. \quad (24)$$

При этом, допуская справедливость выражения

$$D_\varepsilon \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^2(i\Delta t) \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^{e2}(i\Delta t) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} g(i\Delta t)[g(i\Delta t) + g((i+2)\Delta t) - 2g((i+1)\Delta t)] \quad (25)$$

формулу вычисления средней величины $\varepsilon(i\Delta t)$ отсчетов помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ можно свести к вычислению средней величины эквивалентных отчетов помехи $\varepsilon^e(i\Delta t)$, т. е.

$$\overline{\varepsilon}(i\Delta t) = \overline{\varepsilon}^e(i\Delta t) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^e(i\Delta t) \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon(i\Delta t). \quad (26)$$

Многочисленные эксперименты показали что, несмотря на возможные отклонения при-

ближенных величин эквивалентных отсчетов $\varepsilon^e(i\Delta t)$ от их истинных значений $\varepsilon(i\Delta t)$на величину $\Delta\varepsilon(i\Delta t) = \varepsilon^e(i\Delta t) - \varepsilon(i\Delta t)$, между их оценками имеет место равенство

$$P\left\{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^{e2}(i\Delta t) > \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^{2}(i\Delta t)\right\} \approx$$
$$\approx P\left\{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^{e2}(i\Delta t) < \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^{2}(i\Delta t)\right\} = 1;$$
$$P\left\{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^{e}(i\Delta t) > \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon(i\Delta t)\right\} \approx$$
$$\approx P\left\{\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^{e}(i\Delta t) < \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon(i\Delta t)\right\} = 1,$$

где P — знак вероятности.

Как равенства (23)—(26), так и проведенные экспериментальные исследования подтвердили, что с помощью эквивалентных отсчетов помехи $\varepsilon^e(i\Delta t)$ по формуле

$$X^e(i\Delta t) \approx g(i\Delta t) - \varepsilon^e(i\Delta t) \approx$$
$$\approx g(i\Delta t) - \varepsilon(i\Delta t) = X(i\Delta t) \qquad (27)$$

можно определить эквивалентные отсчеты $X^e(i\Delta t)$ полезного сигнала $X(i\Delta t)$.

Благодаря этому формулу вычисления средней величины $\varepsilon(i\Delta t)$ отсчетов помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ можно свести к вычислению средней величины эквивалентных отчетов помехи $\varepsilon^e(i\Delta t)$, т. е.

$$\overline{\varepsilon}(i\Delta t) = \overline{\varepsilon}^e(i\Delta t) = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^e(i\Delta t). \qquad (28)$$

Эти исследования также подтвердили, что при этом, несмотря на определенные погрешности отсчетов $X_i^e(i\Delta t)$ по сравнению с отчетами полезных сигналов $X(i\Delta t)$, при достаточной длительности времени наблюдения T выполняются равенства

$$\begin{cases} P[X_1(i\Delta t) \geqslant X_1^e(i\Delta t)] = P[X_1(i\Delta t) \leqslant X_1^e(i\Delta t)]; \\ P[X_2(i\Delta t) \geqslant X_2^e(i\Delta t)] = P[X_2(i\Delta t) \leqslant X_2^e(i\Delta t)]; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ P[X_n(i\Delta t) \geqslant X_n^e(i\Delta t)] = P[X_n(i\Delta t) \leqslant X_n^e(i\Delta t)]; \\ P[X_1((i+\mu)\Delta t) \geqslant X_1^e((i+\mu)\Delta t)] = \\ = P[X_1((i+\mu)\Delta t) \leqslant X_1^e((i+\mu)\Delta t)]; \\ P[X_2((i+\mu)\Delta t) \geqslant X_2^e((i+\mu)\Delta t)] = \\ = P[X_2((i+\mu)\Delta t) \leqslant X_2^e((i+\mu)\Delta t)]; \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ P[X_n((i+\mu)\Delta t) \geqslant X_n^e((i+\mu)\Delta t)] = \\ = P[X_n((i+\mu)\Delta t) \leqslant X_n^e((i+\mu)\Delta t)]. \end{cases} \qquad (29)$$

Поэтому выражение для определения оценок спектральных характеристик помехи можно представить в виде

$$\begin{cases} a_{n_\varepsilon} = \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon(i\Delta t)\cos(n\omega(i\Delta t)) \approx \\ \approx \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^e(i\Delta t)\cos(n\omega(i\Delta t)); \\ b_{n_\varepsilon} = \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon(i\Delta t)\sin(n\omega(i\Delta t)) \approx \\ \approx \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\varepsilon^e(i\Delta t)\sin(n\omega(i\Delta t)). \end{cases} \qquad (30)$$

Легко можно убедиться, что, принимая во внимание обозначения (21) и (25), формулы определения оценок спектральных характеристик помехи можно представить в виде

$$a_{n_\varepsilon} \approx \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon'(i\Delta t))\times$$
$$\times\sqrt{\left|g(i\Delta t)[g(i\Delta t) + g((i+2)\Delta t) - 2g((i+1)\Delta t)]\right|}\times \qquad (31)$$
$$\times\cos(n\omega(i\Delta t)) =$$
$$= \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon'(i\Delta t))\sqrt{\left|\varepsilon'(i\Delta t)\right|}\cos(n\omega(i\Delta t));$$

$$b_{n_\varepsilon} \approx \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon'(i\Delta t))\times$$
$$\times\sqrt{\left|g(i\Delta t)[g(i\Delta t) + g((i+2)\Delta t) - 2g((i+1)\Delta t)]\right|}\times \qquad (32)$$
$$\times\sin(n\omega(i\Delta t)) =$$
$$= \frac{2}{N}\sum_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon'(i\Delta t))\sqrt{\left|\varepsilon'(i\Delta t)\right|}\sin(n\omega(i\Delta t)).$$

Таким образом, применение алгоритмов (31), (32) открывает возможность для регистрации начала скрытого периода неисправностей, так как только в начале аварийного состояния оценки a_{n_ε} и b_{n_ε} будут отличаться от эталонных информативных признаков. Таким образом, применение этих выражений позволит повысить надежность и достоверность контроля начала скрытого периода зарождения неисправностей оборудования нефтяных скважин.

Исследования показали, что динамика развития неисправностей влияет на изменение степени корреляции между отсчетами помехи $\varepsilon(i\Delta t)$. Это, в свою очередь, отражается также на изменении корреляции между отсчетами эквивалентной помехи $\varepsilon^e(i\Delta t)$, и по результатам спектрального анализа эквивалента $\varepsilon^e(i\Delta t)$ помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ при $\mu = 1\Delta t, 2\Delta t, 3\Delta t, \ldots, m\Delta t$,

т. е. $\varepsilon^e((i+1)\Delta t)$, $\varepsilon^e((i+2)\Delta t)$, $\varepsilon^e((i+3)\Delta t)$, ..., $\varepsilon^e((i+m)\Delta t)$, можно контролировать динамику развития аварий по выражениям

$$\begin{cases} a^*_{1\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\varepsilon^e((i+1)\Delta t)\cos(n\omega(i\Delta t)); \\ b^*_{1\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\varepsilon^e((i+1)\Delta t)\sin(n\omega(i\Delta t)); \\ a^*_{2\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\varepsilon^e((i+2)\Delta t)\cos(n\omega(i\Delta t)); \\ b^*_{2\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\varepsilon^e((i+2)\Delta t)\sin(n\omega(i\Delta t)); \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ a^*_{n\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\varepsilon^e((i+n)\Delta t)\cos(n\omega(i\Delta t)); \\ b^*_{n\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\varepsilon^e((i+n)\Delta t)\sin(n\omega(i\Delta t)). \end{cases} \quad (33)$$

Если неисправность стабильна, тогда эти оценки будут стабильными. Однако при наличии динамики развития неисправностей оценки $a^*_{1\varepsilon}, b^*_{1\varepsilon}, a^*_{2\varepsilon}, b^*_{2\varepsilon}, \ldots, a^*_{n\varepsilon}$ будут меняться, а в случае высокой динамики развития степени дефекта их отличия будут значительными.

Спектральная технология Noise-сигнализации начала скрытого периода неисправностей

Анализ технологий спектрального Noise-контроля показал, что при эксплуатации скважины также важна сигнализация начала скрытого периода неисправностей [1, 2, 11—13]. Для этой цели в качестве информативных признаков кроме вышеуказанных оценок также целесообразно использование оценок $a^*_{n\varepsilon}$ и $b^*_{n\varepsilon}$ релейных спектральных характеристик помехи $\varepsilon(i\Delta t)$ зашумленных сигналов $g(i\Delta t)$, которые можно вычислить по выражениям:

$$\begin{cases} a^{**}_{n\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon^e(i\Delta t))\cos(n\omega(i\Delta t)); \\ b^{**}_{n\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon^e(i\Delta t))\sin(n\omega(i\Delta t)). \end{cases} \quad (34)$$

Исследования также показали, что для сигнализации начала зарождения неисправностей также может быть использована технология знакового спектрального анализа помехи с помощью выражений

$$\begin{cases} a'_{n\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon^e(i\Delta t))\operatorname{sgn}(\cos(n\omega(i\Delta t))); \\ b'_{n\varepsilon} \approx \dfrac{2}{N}\sum\limits_{i=1}^{N}\operatorname{sgn}(\varepsilon^e(i\Delta t))\operatorname{sgn}(\sin(n\omega(i\Delta t))). \end{cases} \quad (35)$$

Целесообразность применения технологии релейного и знакового спектрального анализа для сигнализации начала скрытого периода аварий связана с тем, что она аппаратурно легко реализуется. При этом надежность сигнализации неисправностей целесообразно обеспечить дублированием их технологией релейного корреляционного анализа $R^*_{X\varepsilon}(\mu)$ по формуле

$$R^*_{X\varepsilon}(\mu) \approx \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} g(i\Delta t)[\operatorname{sgn}(g((i+1)\Delta t)) + \operatorname{sgn}(g((i+3)\Delta t)) - 2\operatorname{sgn}(g((i+2)\Delta t))], \quad (36)$$

где $R^*_{X\varepsilon}(\mu)$ — оценка релейной взаимно корреляционной функции между полезным сигналом $X(i\Delta t)$ и помехой $\varepsilon(i\Delta t)$.

В этом случае, если полученные оценки при $\mu = 1\Delta t$ будут больше эталонной, динамику развития неисправностей можно считать медленной. Если оценки будут больше эталонной при $\mu = 2\Delta t$, то динамика умеренная. В случае отличия от эталонных информативных признаков при $\mu = 3\Delta t$ и выше динамику развития можно считать ускоренной.

При этом из-за чрезвычайной важности обеспечения безаварийной эксплуатации нефтяных скважин контроль начала и динамики развития неисправностей целесообразно осуществить дублированием нескольких технологий Noise-контроля и Noise-сигнализации. При этом эталонное множество из оценок Noise-характеристик зашумленных сигналов в сочетании с текущими информативными признаками будет представлять собой основу информационного обеспечения решения задачи контроля.

Заключение

Отметим, что в настоящее время из-за влияния различных факторов затрудняется обеспечение безаварийной эксплуатации нефтяных скважин. Применяемые технологии и системы не обеспечивают удовлетворительный контроль их функционирования. Традиционные технологии не позволяют извлекать диагностическую информацию, достаточную для идентификации начала скрытого периода

зарождения дефектов в оборудованиях нефтяных скважин, а это, в свою очередь, влияет на задержку времени регистрации начала неисправностей, что иногда приводит к неизбежным авариям с нежелательными последствиями. Следовательно, для повышения надежности безаварийной эксплуатации и организации своевременного технического обслуживания скважин необходимо создание новых более эффективных технологий анализа зашумленных сигналов, позволяющих провести раннее обнаружение начала зарождения неисправностей. Из-за чрезвычайной важности контроля текущего состояния основных оборудований нефтяных скважин целесообразно хотя бы дублирование традиционных алгоритмов контроля с алгоритмами Noise-контроля начала и динамики развития неисправностей. Применением алгоритмов и технологий Noise-контроля в сочетании с традиционными алгоритмами и технологиями можно существенно повысить эффективность и надежность обеспечения безаварийной эксплуатации ШГНУ нефтяных скважин.

Важность исключения из системы контроля датчика усилия, кроме нестабильности их метрологических характеристик и трудности их эксплуатации, связана еще и с тем, что в глубоких скважинах динамограммы приобретают бесформенную картину, и с увеличением глубины скважины этот процесс продолжается. При этом ваттметрограммы более четко отражают техническое состояние объекта. Следовательно, с увеличением глубины скважины снижается необходимость использования динамограммы.

Кроме того, в последние годы для добычи нефти широко применяются погружные центробежные насосы, и основным показателем ее технического состояния становятся ваттметрограммы. Поэтому для нефтяных промыслов, где используются погружные насосы, анализ ваттметрограммы для формирования информативных признаков контроля и управления скважин становится чрезвычайно важным.

Кроме того, в ирригационных системах широко используются насосные станции и артезианские скважины, в которых изменение их технического состояния также отражается на ваттметрограммах. Для их контроля, диагностики, профилактики также необходимо формирование соответствующих информативных признаков путем анализа ваттметрограммы.

Наконец, во многих отраслях, например, в объектах энергетики, отопительных системах, в транспорте и т. д., которые функционируют с помощью соответствующих электромоторов, для обеспечения эффективности контроля начала и динамики изменения неисправностей целесообразно формирование и использование соответствующих эталонных и текущих информативных признаков. Следовательно, предложенные в работе алгоритмы и технологии анализа помехи, в принципе, могут найти широкое применение во многих областях экономики.

Список литературы

1. **Aliev T. A., Rzayev A. H., Guluyev G. A.** et al. Robust technology and system for management of sucker rod pumping units in oil wells // Mechanical Systems and Signal Processing. 2018. Vol. 99. P. 47—56. DOI: 10.1016/j.ymssp.2017.06.010.

2. **Neely A. B., Tolbert H. E.** (1988) Experience with Pump-Off Control in the Permian Basin // SPE Paper No. 14345. SPE Technical Conference and Journal of Petroleum Technology. 1988. P. 645—648.

3. **Li K., Han Y., Wang T.** 2018. A novel prediction method for down-hole working conditions of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine // Journal of Petroleum Science and Engineerin. 2018. N. 160. P. 285—301.

4. **Chen D., Zhang R., Meng H.** The study and application of dynamic liquid lever calculation model based on dynamometer card of oil wells // Science Technology and Engineering. 2015. N. 15(32). P. 32—35

5. **Yu D., Li Y., Sun H.** et al. A fault diagnosis method for oil well pump using radial basis function neural network combined with modified genetic algorithm // Journal of Controlence and Engineering. 2017. N. 2. P. 1—7.

6. **Zhang R., Wang Z., Wang X.** et al. 2018. Integrated Diagnostics Method and Application of Ground and Downhole Working Condition in Rod Pumping Well // Journal of Applied Science and Engineering. 2018. Vol. 24, N. 4. P. 615—624.

7. **Xing M. M., Dong S. M.** A New Simulation Model for a Beam-Pumping System Applied in Energy Saving and Resource-Consumption Reduction. SPE. Prod. Oper. 2015. Vol. 30, N. 02. P. 130—40.

8. **Sun Z., Lin C., Du D.** et al.2019Application of seismic architecture interpretation in enhancing oil recovery in late development stage taking meandering river reservoir in dongying depression as an example // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. N. 10. P. 67—69.

9. **Han D.** 2010. Discussions on concepts, countermeasures and technical routes for the secondary development of high water-cut oil fields //Petroleum Explorationand Development. 2010. 37(5), 583—591.

10. **Галимов И. Ф., Губайдуллин Ф. А., Вахин А. В., Исаев П. В.** Анализ эффективности гидроразрыва терригенных коллекторов Южно-Ромашкинской площади Ромашкинского месторождения на поздней стадии разработки // Журнал нефтяная промышленность. 2018. № 01. С. 52—54

11. **Алиев Т. М.** и др. Автоматический контроль и диагностика скважинных штанговых насосных установок. М.: Недра, 1988. 232 с.

12. **Gibbs S. G., Neely A. B.** Computer diagnosis of down-hole conditions in sucker rod pumping wells // Journal of Petroleum Technology. 1966. Vol. 8, N. 01. P. 91—94. DOI:10.2118/1165-PA.

13. **Aliev T. A.** Noise Control of the Beginning and Development Dynamics of Accidents. Springer, 2019.

14. **Aliev T. A., Guluyev G. A., Pashayev F. H.** et al. Noise monitoring technology for objects in transition to the emergency state // Mechanical Systems and Signal Processing. 2012. Vol. 27. P. 755—762. DOI: 10.1016/j.ymssp.2011.09.005.

15. **Fasel T. R., Todd M. D.** Chaotic insonification for health monitoring of an adhesively bonded composite stiffened panel. Mechanical Systems and Signal Processing. 2010. Vol. 24, N. 5. P. 1420—1430.

16. **Guluyev G., Pashayev A., Pashayev F.**et al. Building the dynamometer card of sucker rod pump using power consumption oftheelectric motor ofpumping unit // IV international conference"Problems of cybernetics and informatics". September 12—14, 2012, Baku, Azerbaijan. Vol. III. P. 19—21.

17. **Tang H., Liao Y. H., Cao J. Y., Xie H.** Fault diagnosis approach based on Volterra models // Mechanical Systems and Signal Processing. 2010. Vol. 24, N. 4. P. 1099—1113.

18. **Алиев Т. А., Нусратов О. Г., Гулуев Г. А., Рзаев А. Г., Пашаев Ф. Г., Резван М. Г., Керимов А. Б.** Алгоритмы диагностики неисправностей штанговых глубинно-насосных установок // Мехатроника, автоматизация, управление. 2015. Т. 16, № 5. С. 314—320.

19. **Алиев Т. А., Рзаев А. Г., Гулуев Г. А., Ализаде Т. А., Саттарова У. Э., Рзаева Н. Э.** Система диагностики и управления штанговых глубинно-насосных установок нефтяных скважин с использованием робастной noise-технологии // Мехатроника, автоматизация, управление. 2015. Т. 16, № 10. С. 686—698.

20. **Алиев Т. А., Мусаева Н. Ф., Сулейманова М. Т., Газызаде Б. И.** Чувствительные алгоритмы выявления степени развития неисправности штанговой глубинной насосной установки // Мехатроника, автоматизация, управление. 2017. Т. 18, № 2. С. 91—102.

21. **Алиев Т. А., Мусаева Н. Ф., Газызаде Б. И.** Технологии мониторинга динамики развития повреждений на буровых установках с использованием моментов высоких порядков помехи // Мехатроника, автоматизация, управление. 2020. Т. 21, № 4. С. 213—223.

22. **Bendat J. S., Piersol A. G.** Random Data, Analysis & Measurement Procedures. Wiley, New York, 2000.

23. **Bendat J. S., Piersol A. G.** Engineering Applications of Correlation and Spectral Analysis. Wiley, New York, 1993.

24. **Алиев Т. А., Искендеров Д. А., Гулуев Г. А.** и др. Результаты внедрения комплекса контроля, диагностики и управления для нефтяных скважин, эксплуатирующихся штанговыми глубинными насосами в нефтегазодобывающем управлении "Бибиэйбатнефть" // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 2014. № 6. С. 37—41.

Technology for the NOISE Control of Oil Wells by Wattmeter Card of the Electric Motor of Sucker Rod Pumping Units

T. A. Aliyev, director@cyber.az,
G. A. Guluyev, scb_06@mail.ru,
As. H. Rzayev, asifrzayev48@gmail.com,
F. H. Pashyev, pasha.farhad@gmail.com,
N. E. Rzayeva, nikanel1@gmail.com,
Institute of Control Systems (Azerbaijan National Academy of Sciences), Az-1141, Baku,Azerbaijan,
Institute of Information Technology (Azerbaijan National Academy of Sciences), Az-1141,Baku, Azerbaijan

Corresponding author: **Guluyev Gambar A.,** Dr. Sci., Head of Laboratory, Institute of Control Systems, Az-1141, Baku, Azerbaijan, e-mail: scb_06@mail.ru

Accepted on August 20, 2021

Abstract

The possibility of using measuring information on the power consumption (watt-metrogram) by the electric motor of a sucker rod pumping unit for diagnosing the technical condition of oil well equipment is considered. It is shown that one of the possible ways in this case can be the application of Noise technology to the processing of wattmetrogram signals.A technology is proposed for forming a set of combinations of reference and current informative attributes from the estimates of the normalized correlation functions of the useful signal of a wattmeter card; it is shown that they are equivalent to informative attributes of a dynamometer card received from a force transducer installed on the hanger of a sucker rod pumping unit. It is also shown that they equally reflect the technical condition of the well, due to which the informative attribute of the wattmeter card can be used to solve the problems of control, identification and management the oil production process with a sucker rod pumping unit. Variants of decreasing the error in the results of correlation analysis of the watt-metrogram and a variant of using the normalized correlation functions of the useful signal of the watt-metrogram for solving problems of identifying the technical state of the equipment of sucker rod pumping stations are proposed. To increase the effectiveness of monitoring systems, it is proposed to duplicate the system diagnostic function using the spectral technology for the control of the onset and dynamics of development of faults. The features of implementation in the fields are given. Possible options for using the normalized correlation functions of the useful signal of the wattmetrogram for solving the problems of identifying the technical state of wells during its operation are considered. A simplified structural diagram of the remote monitoring and control system of the sucker rod pumping unit based on the wattmetrogram signals, which has been introduced at the wells of the oil production department "Bibiheybatneft" in Azerbaijan, is presented. It is shown that the algorithms and technologies for analyzing the interference of wattmetrograms proposed in the work, in principle, can be widely used in many areas of the economy where electric motors are used.

Keywords: *Well, technical condition, control, signal, dynamometer card, wattmeter card, informative attribute, noise, correlation function, normalization*

For citation:

Aliyev T. A., Guluyev G. A., Rzayev As. H., Pashyev F. H., Rzayeva N. E. Technology for the NOISE Control of Oil Wells by Wattmeter Card of the Electric Motor of Sucker Rod Pumping Units, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie,* 2022, vol. 23, no. 3, pp. 132—145.

DOI: 10.17587/mau.23.132-145

References

1. **Aliev T. A., Rzayev A. H., Guluyev G. A.** et al. Robust technology and system for management of sucker rod pumping units in oil wells, *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2018, vol. 99, pp. 47—56, DOI: 10.1016/j.ymssp.2017.06.010.

2. **Neely A. B., Tolbert H. E.** Experience with Pump-Off Control in the Permian Basin*, SPE Paper No. 14345. SPE Technical Conference and Journal of Petroleum Technology*, 1988, pp. 645—648.

3. **Li K., Han Y., Wang T.** A novel prediction method for downhole working conditions of the beam pumping unit based on 8-directions chain codes and online sequential extreme learning machine, *Journal of Petroleum Science and Engineering.* 2018, no. 160, pp. 285—301.

4. **Chen D., Zhang R., Meng H.** The study and application of dynamic liquid lever calculation model based on dynamometer card of oil wells. *Science Technology and Engineering*, 2015, no. 15(32), pp. 32—35.

5. **Yu D., Li Y., Sun H.** et al. A fault diagnosis method for oil well pump using radial basis function neural network combined with modified genetic algorithm. *Journal of Control ence and Engineering*, 2017, no. 2, pp.1—7.

6. **Zhang R., Wang Z., Wang X.** et al. Integrated Diagnostics Method and Application of Ground and Downhole Working Condition in Rod Pumping Well, *Journal of Applied Science and Engineering*, 2018, vol. 24, no. 4, pp. 615—624.

7. **Xing M. M., Dong S. M.** A New Simulation Model for a Beam-Pumping System Applied in Energy Saving and Resource-Consumption Reduction, *SPE. Prod. Oper.*, 2015, vol. 30, no. 02, pp. 130—40.

8. **Sun Z., Lin C., Du D.** et al. Application of seismic architecture interpretation in enhancing oil recovery in late development stage taking meandering river reservoir in dongying depression as an example,*Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, no. 10, pp. 67—69.

9. **Han D.** Discussions on concepts, countermeasures and technical routes for the secondary development of high water-cut oil fields, *PetroleumExplorationandDevelopment,* 2010, vol. 37, no. 5, pp. 583—591.

10. **Galimov I. F., Gubaidullin F. A., Vakhin A. V., Isaev P. V.** Analyzing effectiveness of the terrigenous reservoirs hydrofracturing at South-Romashkinskaya area of Romashkinskoe oil field at the late stage of development, *Oil Industry Journal*, 2018, no. 01, pp. 52—54 (in Russian).

11. **Aliev T. M.** et al. Automated control and diagnostics of SRPU, Moscow, Nedra, 1988 (in Russian).

12. **Gibbs S. G., Neely A. B.** Computer diagnosis of down-hole conditions in sucker rod pumping wells, *Journal of Petroleum Technology*, 1966, vol. 8, no. 01, pp. 91—94, DOI: 10.2118/1165-PA.

13. **AlievT. A.** Noise Control of the Beginning and Development Dynamics of Accidents, Springer, 2019.

14. **Aliev T. A., Guluyev G. A., Pashayev F. H.** et al. Noise monitoring technology for objects in transition to the emergency state, *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2012, vol. 27, pp. 755—762, DOI: 10.1016/j.ymssp.2011.09.005.

15. **Fasel T. R., Todd M. D.** Chaotic insonification for health monitoring of an adhesively bonded composite stiffened panel, *Mechanical Systems and Signal Processing.* 2010, vol. 24, no. 5, pp. 1420—1430.

16. **Guluyev G., Pashayev A., Pashayev F.** et al. Building the dynamometer card of sucker rod pump using power consumption of the electric motor of pumping unit, *IV international conference "Problems of cybernetics and informatics",* September 12-14, 2012, Baku, Azerbaijan, vol. III, pp. 19—21.

17. **Tang H., Liao Y. H., Cao J. Y., Xie H.** Fault diagnosis approach based on Volterra models, *Mechanical Systems and Signal Processing*, 2010, vol. 24, no. 4, pp. 1099—1113.

18. **Aliev T. A., Nusratov O. G.,Guluyev G. A., Rzayev A. G., Pashaev F. G., Rezvan M. G., Kerimov A. B.** Algorithms for diagnostics of malfunctions of sucker rod pumping units, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie,* 2015, vol. 16, no. 5, pp. 314—320 (in Russian).

19. **Aliev T. A., Rzaev A. H., Guluyev G. A.,** Alizade T. A., **Sattarova U. E., Rzayeva N. E.** Diagnostic and control system for sucker rod pumping units of oil wells using robust noise technology, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie,* 2015, vol. 16, no. 10, pp. 686—698 (in Russian).

20. **Aliev T. A., Musaeva N. F., Suleymanova M. T., Gazizade B. I.** Sensitive algorithms for detecting the degree of development of a sucker rod pumping unit malfunction. *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie,* 2017, vol. 18, no. 2, pp. 91—102 (in Russian).

21. **Aliev T. A., Musaeva N. F., Gazizade B. I.** Technologies for monitoring the dynamics of damage development on drilling rigs using the moments of high orders of interference, *Mekhatronika, Avtomatizatsiya, Upravlenie,* 2020, vol. 21, no. 4, pp. 213—223 (in Russian).

22. **Bendat J. S., Piersol A. G.** Random Data, Analysis & Measurement Procedures, Wiley, New York, 2000.

23. **Bendat J. S., Piersol A. G.** Engineering Applications of Correlation and Spectral Analysis, Wiley, New York, 1993.

24. **Aliev T. A., Iskenderov D. A., Guluev G. A.** et al. Results of the implementation of a monitoring, diagnostics and management complex for oil wells operated by sucker rod pumps in the oil and gas production department "Bibieybatneft", *Azerbaijan Oil Industr*y, 2014, no. 6,pp. 37—41 (in Russian).