

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ВИБРОДИАГНОСТИКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

© 2018 г. К.Т. Кошеков^{1,*}, Ю.Н. Кликушин², А.А. Кашевкин¹, С.И. Латыпов¹, Н.Н. Софьина³, Г.В. Савостина¹, А.К. Кошеков¹

¹Северо-Казахстанский государственный университет имени М. Козыбаева
150000 Петропавловск, ул. Абая, 18

²Омский государственный технический университет
644050 Омск, просп. Мира, 11

³Научно-производственное предприятие «РОС»
614000 Пермь, ул. Пермская, 70, оф. 408

*e-mail: kkoshekov@mail.ru

Поступила в редакцию 06.06.2017

Описана интеллектуальная система диагностики и мониторинга нефтегазового оборудования с компьютерным прибором идентификационных измерений вибросигналов. В основе работы лежат базы экспертных знаний FRASH- и S-методов, а также база данных таблиц количественных и качественных характеристик объектов. Показано, что временные характеристики состояния объектов и их автокорреляционные функции четко описываются идентификационными параметрами. Применение интеллектуальной технологии идентификационных измерений на примере вибродиагностики насосного агрегата НМ 12500-210 № 12 показало, что диагностика и мониторинг более эффективны, поскольку распознаются не только состояния, включающие группы дефектов с похожими признаками, но и сами дефекты. Представлена реализация интеллектуальной компьютерной системы диагностики и мониторинга нефтегазового оборудования с применением современных инфокоммуникационных технологий.

Ключевые слова: нефтегазовое оборудование, вибродиагностика, идентификационные измерения, интеллектуальные системы.

ВВЕДЕНИЕ

Перспективным направлением повышения эффективности нефтедобычи в настоящее время стал переход на внедрение интеллектуальных технологий путем создания и внедрения в технологический процесс экспертных вибродиагностических систем и приборов [1]. Одним из лидеров по их разработке и внедрению является Научно-производственное предприятие «РОС» (г. Пермь), которое специализируется на разработке и производстве не только приборов и систем диагностики и мониторинга, но и противоаварийной защиты промышленного оборудования и объектов по параметрам вибросигналов [2].

Эффект от внедрения экспертных систем вибродиагностики и контроля состояния оборудования в настоящее время значительный и заключается в уменьшении [3] количества и стоимости ремонтов в 2—4 раза, объема запчастей (вследствие заранее известной номенклатуры), общей продолжительности ремонтов (т.к. они планируются заранее), а также в исключении замены исправных деталей.

Указанные эффекты возможны благодаря реализации в экспертных системах временных и частотных методов анализа вибросигнала. Благодаря временным методам определяются количественные параметры вибраций: виброперемещение, виброскорость и виброускорение. При их сравнении с установленными критическими (эталонными) значениями принимается решение о необходимости ремонта и устранения дефекта оборудования.

В основе частотных методов лежат анализ спектра огибающей и частотная фильтрация таких информативных компонент измерительного сигнала, которые затем можно было бы использовать в качестве диагностических признаков. В частности, возникновение дефекта оборудования сопровождается появлением гармонической составляющей в вибросигнале определенной частоты и амплитуды, пропорциональной степени влияния дефекта. Следовательно, путем фильтрации вибросигнала можно установить возможный вид дефекта и степень износа детали.

Несмотря на преимущества от применения экспертных систем при вибродиагностике, их работа считается недостаточно эффективной, поскольку они узкоспециализированы и распознаются только 60—70 % дефектов, то есть вероятность правильного прогноза достигает 0,6 [4, 5]. Основные причины такого положения дел заключаются в следующем.

Во-первых, разные по природе дефекты создают в вибродиагностическом сигнале гармонические составляющие с равными по значению частотами. Например, при диагностике насос-

ного агрегата НМ 12500-210 № 12 изгиб вала механизма, непараллельность валов в механизме, дефект подшипника скольжения и ослабление крепления подшипника скольжения имеют одинаковую гармоническую составляющую, то есть экспертная система идентифицирует состояние, включающее группу дефектов с похожими признаками, а не конкретный дефект.

Во-вторых, наблюдаются значительные методологические трудности при построении баз экспертных знаний, которые отражают практические навыки опытных специалистов-экспертов. Также возникают сложности при создании баз знаний и данных, которые учитывали бы все внешние воздействия случайных возмущающих факторов, неполноту информации о состоянии объекта, нечеткость информации, расплывчатый характер суждений и управленческих решений персонала.

В-третьих, при создании экспертных систем не учитывается влияние характера динамики производственной деятельности: изменения положения объектов и продукции в пространстве либо изменения состояния объектов и материалов во времени, связанные с процессами обработки. Также пока еще существует определенный технологический разрыв между техническими разработками, программными средствами искусственного интеллекта и возможностями их более широкого практического применения.

В-четвертых, диагностика и контроль состояния выполняются только по статистическим параметрам вибрации и потребляемой мощности, однако более эффективную диагностику и мониторинг необходимо проводить по динамическим изменениям параметров. Это становится возможным, если сделать более точными анализ и обработку временных характеристик вибросигнала.

Цель статьи — показать, как повысить эффективность экспертных систем вибродиагностики и мониторинга нефтегазового оборудования устранением вышеперечисленных недостатков на основе применения новых методов анализа сигналов, достижений искусственного интеллекта и современных инфокоммуникационных беспроводных технологий, а также научно-теоретических положений теории идентификационных измерений, позволяющих проводить более глубокий анализ временных характеристик вибраций.

МЕТОДИКА И ИНСТРУМЕНТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для проведения исследований авторами был разработан интеллектуальный компьютерный прибор, функциональная схема которого представлена на рис. 1 и включает в себя некоторые узлы, характерные для современных систем искусственного интеллекта [6].

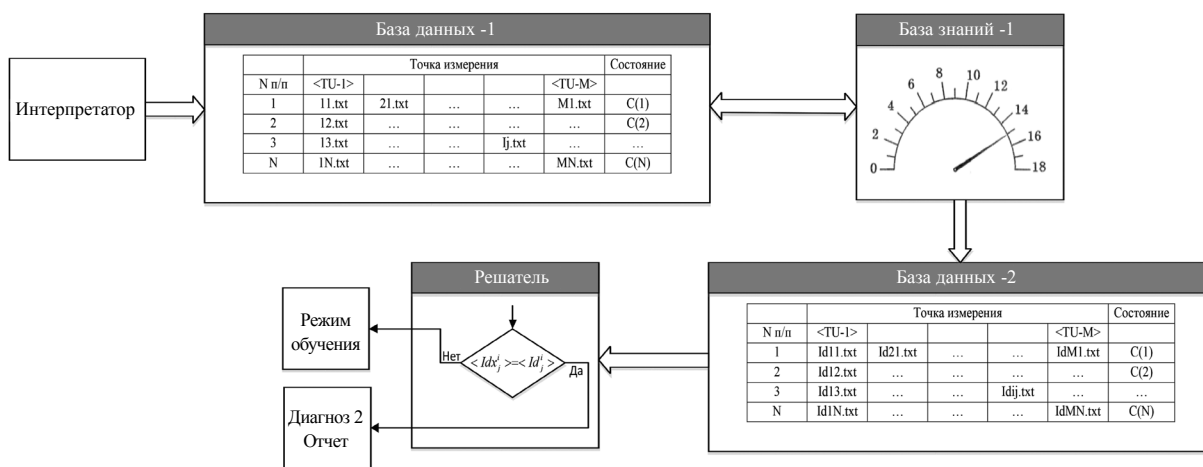


Рис. 1. Функциональная схема интеллектуального компьютерного прибора.

Для встраивания компьютерного прибора в диагностическую систему «Камертон» с программным обеспечением IDS для комплексной диагностики станков-качалок и насосного оборудования по частотным характеристикам был разработан интерпретатор, реализующий следующие функции:

$$A^* = \begin{Bmatrix} a_1(t) \\ a_2(t) \\ . \\ . \\ a_M(t) \end{Bmatrix} \rightarrow \{\hat{A}_1, \hat{A}_2, \dots, \hat{A}_i, \dots, \hat{A}_M\}; \quad (1)$$

$$V^* = \begin{Bmatrix} v_1(t) \\ v_2(t) \\ . \\ . \\ v_M(t) \end{Bmatrix} \rightarrow \{\hat{V}_1, \hat{V}_2, \dots, \hat{V}_i, \dots, \hat{V}_M\}; \quad (2)$$

$$S^* = \begin{Bmatrix} s_1(t) \\ s_2(t) \\ . \\ . \\ s_M(t) \end{Bmatrix} \rightarrow \{\hat{S}_1, \hat{S}_2, \dots, \hat{S}_i, \dots, \hat{S}_M\}, \quad (3)$$

где M — количество точек измерения; $a(t)$ — характеристика виброускорения; $v(t)$ — характеристика виброскорости; $s(t)$ — характеристика виброперемещения; A^* — множество массивов характеристик виброускорения; $\hat{A}_i = [a^1, a^2, \dots, a^k, \dots, a^p]$ — массив дискретных мгновенных значений виброускорения; p — размерность выборки.

Поскольку измерительные сигналы являются случайными и имеют сложную форму, то их систематизация с применением технологии идентификационных измерений [7] является важным и необходимым инструментом для реализации компьютерного прибора.

В результате работы интерпретатора производятся экспорт измерений и соответствующих им диагнозов в формате MS Excel, для каждого из них в таблицу выводится следующая информация:

имя;

диагноз (список кодов дефектов, разделенных запятой);

ссылки на файлы с данными измерений в формате tsv (tabseparatedvalues-значения, разделенные табуляцией).

В соответствии со структурной схемой сигналы с выхода интерпретатора систематизируются и представляются базой данных 1 (БД-1) в виде таблицы

$$\langle \text{БД} - 1 \rangle = \begin{bmatrix} \hat{A}_{11} & \dots & \hat{A}_{M1} \\ \dots & \hat{A}_{ij} & \dots \\ \hat{A}_{1N} & \dots & \hat{A}_{MN} \end{bmatrix}, \quad (4)$$

где $\hat{A}_{ij}$ — ссылки (названия файлов) на массивы мгновенных значений измерительных сигналов; M — количество сигналов в измерительных точках по направлениям; N — количество состояний объектов диагностики.

База знаний построена на основе применения основных положений теории идентификационных измерений (ТИИС) — комплекса интеллектуальных технологий (методов и компьютерных средств) идентификации, распознавания и цифровой обработки сигналов [8, 9]. Содержанием ТИИС является технология измерения формы — распределения мгновенных значений и вариабельности — распределения временных интервалов сигнала и его характеристик с обработкой идентификационных параметров в структуре глобальных эталонов с помощью идентификационных шкал.

В базе знаний проводится циклическое идентификационное измерение всех сигналов одного качественного состояния объекта ($N = \text{const}$).

Для определения идентификационных параметров также используются FRASH- и S-методы измерений. Для измерений используются временная и автокорреляционная функции, а также их реплики — это функции с теми же мгновенными значениями, равномерно распределенными благодаря подключению к генератору случайных чисел. Путем смешивания реплик и соответствующих входных характеристик сигнала определяются виртуальная частота и свойство регулярности/хаотичности в функциях.

FRaSH-метод идентификационных измерений позволяет создавать компактные и универсальные инструменты, поскольку используется один тип тестера — К-типа. Алгоритмически данный метод реализуется следующими шагами.

Шаг 1. Определение идентификационного числа из выборок с объемом N входного сигнала $X_1(t)$ и его приращения $\Delta X_1(t)$ по формуле

$$Y_1(N) = \frac{\left| \overline{\Delta X_1(t)} \right|}{\left| \overline{X_1(t)} \right|}. \quad (5)$$

Шаг 2. Определение идентификационного числа из выборок с объемом N ранжированной функции $X_2(t)$ входного сигнала $X_1(t)$ и его приращения $\Delta X_2(t)$ по формуле

$$Y_2(N) = \frac{\left| \overline{\Delta X_2(t)} \right|}{\left| \overline{X_2(t)} \right|}. \quad (6)$$

Шаг 3. Определение характеристической частоты входного сигнала

$$F = \frac{Y_1(N)}{Y_2(N)}. \quad (7)$$

Шаг 4. Нахождение идентификационного параметра, характеризующего форму распределения входного сигнала, по формуле

$$A = 2 \times Y_2(N) \times N. \quad (8)$$

Шаг 5. Определение идентификационного числа различных градаций (разрешение)

$$Reg = N/F. \quad (9)$$

Связь между идентификационными параметрами можно представить в виде идентификационной шкалы (ИШ) (табл. 1).

Таблица 1

Идентификационная шкала FRaSH-метода

$N=10000, L=100$	Вид распределения случайного сигнала							
	2mod	asin	even	trap	simp	gaus	lapl	kosh
A , рад	4	6,28	8	10	12	20	36	3000
F , Гц	2500	2027	1667	1380	1167	733	417	6

При использовании идентификационной шкалы результатом измерения служит имя одного из симметричных распределений (2mod — двумодального, asin — арксинусного, even — равномерного, trap — трапецеидального, simp — Симпсона, gaus — нормального, lapl — Лапласа, kosh — Коши). Эти имена взяты из словаря имен распределений, используемых при статистических измерениях, которые служат в данном случае «оцифрованными» отметками ИШ.

S-метод алгоритмически реализуется следующими шагами.

Шаг 1. Исследуемая выборка мгновенных значений входного сигнала ранжируется по возрастанию.

Шаг 2. Из ранжированной функции путем равномерной дискретизации выбираются 9 значений, причем пятое по счету значение должно совпадать с медианой исследуемой выборки.

Шаг 3. Вычисляется идентификационный S-параметр как

$$S = \frac{C(8) - C(2)}{C(9) - C(1)} 100, \quad (10)$$

где $C(i)$ — i -е значение ранжированной функции исследуемой выборки.

Вид ранжированных функций не зависит от параметров сдвига и масштаба, а средняя же крутизна на центральном участке плавно увеличивается и связана с формой распределения случайных сигналов так, как показано в табл. 2, которая называется идентификационной шкалой.

Таблица 2

Идентификационная шкала S-метода

Вид распределения	2MOD	ASIN	EVEN	TRAP	SIMP	GAUS	LAPL	KOSH
Rank	1	2	3	4	5	6	7	8
S-значения реперных точек шкалы	100	92	75	67	51	32	12	0—5

Табличное представление идентификационной шкалы S-тестера включает порядковые номера (Rank) реперных точек, их имена, компактно обозначающие симметричные распределения случайных сигналов: двумодального (2MOD), арксинусного (ASIN), равномерного (EVEN), трапециидального (TRAP), треугольного (SIMP), нормального (GAUS), двустороннего экспоненциального (LAPL) и Коши (KOSH), а также численные оценки их идентификационного параметра S-типа.

Эксперт-специалист форматирует базу знаний и базу данных во взаимосвязи с предметной областью: оценивает и характеризует состояния при неразрушающем контроле.

В результате идентификационных измерений из БД-1 формируется база данных 2 (БД-2) в виде новой таблицы

$$\langle \text{БД} - 2 \rangle = \begin{bmatrix} Id_{11} & \dots & Id_{M1} \\ \dots & Id_{ij} & \dots \\ Id_{1N} & \dots & Id_{MN} \end{bmatrix}, \quad (11)$$

где Id_{ij} — идентификационный параметр, полученный путем преобразования массива мгновенных значений соответствующего измерительного сигнала.

В качестве идентификационных параметров могут выступать числовые значения, полученные FRaSH- или S-методами, лингвистические значения в виде названий эталонов, а также названия эталонов с минимальным отклонением.

Решатель — программа, моделирующая ход рассуждений эксперта на основании знаний.

В решателе на основе циклического построчного сравнения соответствующих идентификационных параметров

$$Id_{ij} \ (j = \{1 \dots M\}) = Id_{(i+1)j} \ (j = \{1 \dots M\}) \quad (12)$$

принимается решение о выдаче заключения о состоянии объекта диагностики и мониторинга в интерфейс пользователя.

Интеллектуальный компьютерный прибор может функционировать в двух режимах: обучения и исследований.

М1. Режим обучения.

Шаг 1. Моделирование состояния. Например, искусственное введение дефекта или установление нового состояния объекта диагностики или мониторинга в режиме исследования.

Шаг 2. Автоматический сбор измерительных сигналов во всех измерительных точках.

Шаг 3. Формирование файлов с массивами распределений мгновенных значений сигналов и запись ссылок на файлы в соответствующие ячейки БД-1.

Шаг 4. Обращение к эксперту, исследование объекта диагностики или мониторинга, внесение лингвистического заключения для соответствующего состояния $C(i)$ в БД-1.

Шаг 5. Идентификационные измерения базой знаний (БЗ) всех массивов распределений мгновенных значений сигналов с помощью тестеров.

Шаг 6. Запись идентификационных параметров и состояний $C(i)$ в соответствующие ячейки БД-2.

М2. Режим исследования.

Шаг 1. В режиме диагностики или мониторинга автоматический сбор измерительных сигналов во всех измерительных точках для исследовательского состояния $C(x)$.

Шаг 2. Формирование файлов с массивами распределений мгновенных значений сигналов и запись ссылок на файлы в соответствующие ячейки БД-1 для состояния $C(x)$.

Шаг 3. Идентификационные измерения БЗ массивов распределений мгновенных значений сигналов с помощью тестеров.

Шаг 4. Запись идентификационных параметров и состояния $C(x)$ в соответствующие ячейки БД-2.

Шаг 5. Циклическое построчное сравнение соответствующих идентификационных параметров БД-2 под управлением решателя.

Шаг 6. Если определится равенство всех идентификационных параметров строки состояния Id_{ij} ($j = \{1 \dots M\} = Id_{(i+1)j}$ ($j = \{1 \dots M\}$), то переход на шаг 7, иначе переход на М1: Режим обучения.

Шаг 7. Принять $C(x) = C(i)$.

Шаг 8. Вывод на монитор или на печать заключения о состоянии $C(x)$.

В результате работа интеллектуального прибора протекает циклически. Это позволяет путем наращивания повышать точность прогноза. Более того, применение современных информационных технологий позволит проводить сбор информации и обучение компьютерного прибора с привлечением большого числа исследуемых объектов, что в свою очередь повышает эффективность и скорость наращивания базы.

Применение современных информационных технологий также существенно облегчает работу эксперта-специалиста в области неразрушающего контроля, поскольку он получает доступ к общей базе возможных диагнозов и состояний нефтегазового оборудования.

Компьютерный прибор реализован в среде LabVIEW, что облегчит его встраивание в существующие системы диагностики и мониторинга. Лицевая панель разработанного компьютерного прибора абсолютных идентификационных измерений представлена на рис. 2.

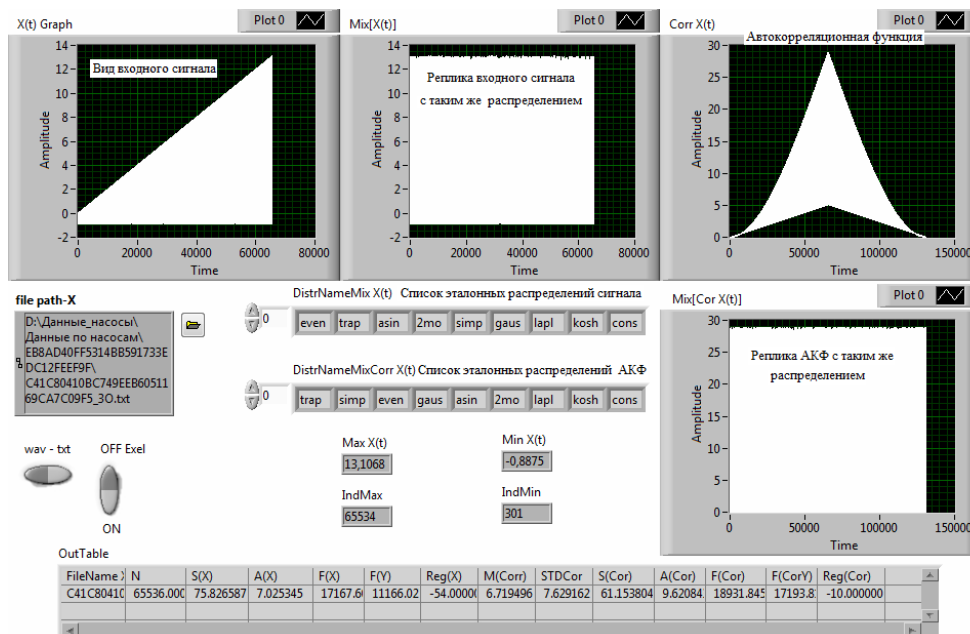


Рис. 2. Панель управления компьютерным прибором.

В нее входят индикаторы (мониторы) отображения характеристик для анализа и выдачи заключений экспертом: вид входного сигнала (временной характеристики диагностического сигнала) и его реплика с таким же распределением; вид автокорреляционной функции (АКФ) и ее реплика с таким же распределением.

Также на панели расположены элементы управления экспериментальными исследованиями: переключатель формата сигналов (wav-txt), указатель места для ввода файла в прибор (filepathX), список эталонных распределений сигнала (DistrNameMixX(t)), список эталонных распределений АКФ сигнала (DistrNameMixCorrX(t)), граничные значения входного сигнала по амплитуде и выборке (MaxX(t), MinX(t), IndMax, IndMin), переключатель вывода результатов эксперимента в виде отдельного табличного файла (Excel).

В нижней части панели интеллектуального компьютерного прибора представлена таблица результатов идентификационных измерений со следующими параметрами:

- 1) FileName — имя анализируемого сигнала;
- 2) N — объем выборки сигнала;
- 3) S(X) — идентификационный параметр S-тестера формы входного сигнала;
- 4) A(X) — идентификационный параметр FRaSH-тестера формы входного сигнала;
- 5) F(X) — виртуальная частота входного сигнала;
- 6) F(Y) — виртуальная частота реплики входного сигнала;
- 7) Reg(X) — оценка степени регулярности-хаотичности сигнала;
- 8) M(Corr) — среднее значение АКФ;
- 9) STDCor — среднее квадратическое значение АКФ;
- 10) S(Cor) — идентификационный параметр формы S-тестера АКФ;
- 11) A(Cor) — идентификационный параметр FRaSH-тестера АКФ;
- 12) F(Cor) — виртуальная частота АКФ;
- 13) F(CorY) — виртуальная частота реплики АКФ;
- 14) Reg(Cor) — оценка степени регулярности-хаотичности реплики АКФ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

1. Предложена на базе автоматизированного комплекса сбора сигналов «Камертон» с программным обеспечением IDS интеллектуальная система диагностики и мониторинга нефтегазового оборудования со встроенным компьютерным прибором идентификационных измерений. Структурная схема системы представлена на рис. 3.

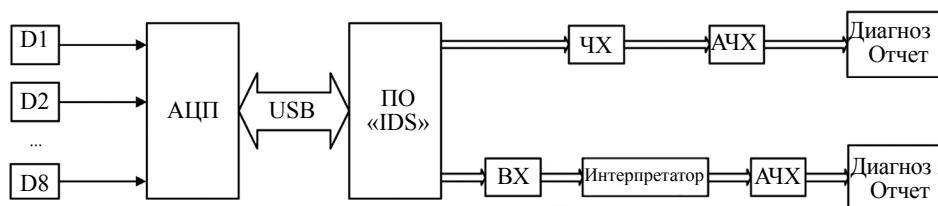


Рис. 3. Интеллектуальная система диагностики и мониторинга нефтегазового оборудования.

В разработанной системе с помощью программного обеспечения IDS проводился сбор диагностических сигналов вибраций в ортогональных направлениях, определялось среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в диапазоне частот от 10 Гц до 1 кГц, дополнительному нормированию подвергались СКЗ виброперемещения и виброускорения в соответствующей полосе частот. Программа выполняла экспертную оценку по анализу спектральной характеристики.

Компьютерный прибор параллельно измеряет временные характеристики с определением идентификационных параметров, в режиме исследования распознает состояние оборудования, в режиме обучения наращивает базу данных.

В результате работы формируются два заключения о состоянии объекта диагностики и мониторинга по частотным и временным характеристикам.

2. Интеллектуальная компьютерная система диагностики и мониторинга нефтегазового оборудования была реализована с использованием современных инфокоммуникационных технологий и представлена на рис. 4. Под нефтегазовым оборудованием понимается совокупность

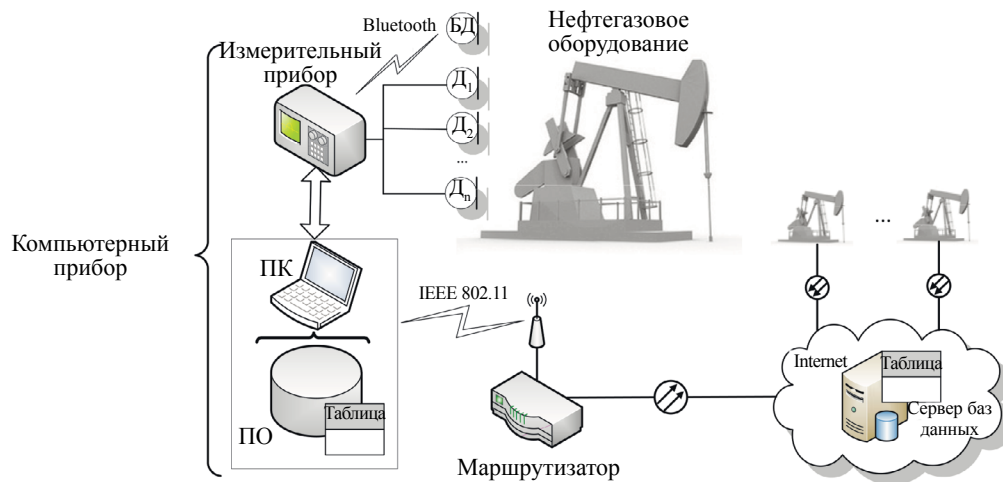


Рис. 4. Общая структурная схема интеллектуальной системы.

насосного оборудования, применяемого при добыче углеводородов, в том числе станки-качалки, используемые при эксплуатации нефтегазовых скважин.

Датчики для измерения характеристик (ускорения, скорости, перемещения) вибраций D_1 — D_n проводят сбор информации о состоянии исследуемого технологического процесса. Данные с датчиков подвергаются процедуре аналого-цифрового преобразования в измерительном приборе. Помимо проводных интерфейсов имеется возможность применения беспроводной технологии передачи данных Bluetooth с датчиков вибрации.

В качестве измерительного прибора в системе используется разработка компании НПП «РОС» (Россия, г. Пермь) под коммерческой маркой «Камертон». Данный тип оборудования позволяет выполнять следующие операции:

- создание и ведение баз данных замеров вибрации и ваттметрграмм;
- просмотр замеров вибрации и ваттметрграмм со всеми необходимыми математическими преобразованиями;
- реализация оценки текущего технического состояния по параметрам вибрации и потребляемой мощности;
- автоматическое определение неисправностей оборудования;
- расчет остаточного ресурса объектов исследования.

Измерительный прибор объединен в едином исполнении с персональным компьютером (ПК), на котором установлено программное обеспечение (ПО). Все это вместе представляет собой предложенный авторами компьютерный прибор. Программное обеспечение автоматически определяет неисправности оборудования и формирует соответствующую базу диагнозов и эталонов.

Информация с анализируемых объектов нефтегазового оборудования, расположенных в зоне прямой видимости (LoS/LineofSight), передается при помощи беспроводного транспортного канала IEEE 802.11. Управление сетью передачи данных реализуется на маршрутизаторе с предустановленным дистрибутивом OpenWRT на ядре GNU/Linux. Это позволяет создать систему с расширенным функционалом и гибкостью настроек управления транспортными потоками данных.

Накапливаемая информация в базе данных об исследуемом оборудовании передается на удаленный сервер Lighttpd и PHP5 с базами данных SQLite3 в сети Интернет, где аккумулируются в глобальной базе данных и доступны для просмотра и мониторинга экспертом удаленно. Предоставление доступа в Интернет осуществляется при помощи оптоволоконного канала связи. В случае возникновения внештатных ситуаций (нарушение производственного процесса) данные по тревоге доставляются эксперту в виде push-уведомлений.

Для сохранения конфиденциальности данных и предотвращения несанкционированного доступа в сети Wi-Fi используются современные технологии шифрования AES/CCMP с дополнительными проверками и защитой. Кроме того, при работе с Интернет предусмотрено использование протокола HTTPS — расширение протокола HTTP, поддерживающее шифрование. Данные «упаковываются» в криптографический протокол SSL или TLS.

Таким образом, структурная схема интеллектуальной системы, представленная на рис. 4, является верхним иерархическим уровнем предложенных в работе технических средств.

3. Разработанная интеллектуальная система была апробирована при диагностике насосного агрегата НМ 12500-210 № 12. Его структура и расположение контрольных точек для диагностики представлены на рис. 5, где P1—P8 — измерения на раме, Ф1—Ф8 — на фундаменте, 1—4 — на подшипниковой опоре.

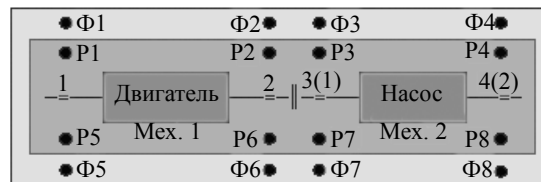


Рис. 5. Структура расположения контрольных точек для насосного агрегата НМ 12500-210 № 12.

В настоящее время для насосного агрегата известно не менее 55 видов дефектов [2], однако по частотным характеристикам в большинстве случаев выделяются только дефектные состояния (группы дефектов с похожими признаками), в которых при анализе необходимо выделить дефект, вносящий наибольший вклад в общий уровень вибрации (табл. 3).

Таблица 3

Экспертные оценки дефектных состояний насосного агрегата НМ 12500-210 № 12

Состояние	Обозначение дефекта	Название дефекта
С(1)	КД.А.12.0	Расцентровка в муфте
	КД.Мm1.0	Дефекты муфты
	КД.Мm2.0	Дисбаланс механизма
	КД.Пр.13.26	Дефекты гидродинамики в насосе
	КД.Пр.3.0	Дефекты электромагнитной природы в двигателе
	КД.Пр.2.0	Увеличенные зазоры в подшипнике
	КД.Пр.34	Ослабления в корпусе подшипника
	КД.А.11.0	Проблемы крепления агрегата к фундаменту
С(2)	КД.Мm.9.0	Изгиб вала двигателя
	КД.Пр.13.0	Механические ослабления конструкции
	КД.Пр.10.0	Осевые смещения вала
	КД.Пр.32	Дефект масляного клина в подшипнике скольжения

Из табл. 3 следует, что точность оценки недостаточно высокая, поскольку по частотным характеристикам распознаются только состояния с возможной группой дефектов — сами дефекты не идентифицируются.

Как следует из рис. 5, временные характеристики вибросигналов имеют сложную форму, содержащую стационарные и нестационарные составляющие, и описать их математическими зависимостями, связывающими внутреннюю структуру сигналов, довольно сложно. Однако с применением разработанной методики сложные по форме сигналы стало возможным описать численными значениями идентификационных параметров, что было представлено в [8, 9].

В ходе экспериментов был получен комплекс графической информации и количественных оценок параметров. На рис. 6 представлен пример результатов идентификационных измерений в точке 2 состояния С(2), характерного для КД.Пр.10.0 — Осевые смещения вала (вибросигнал осевого направления).

Результаты идентификационных измерений для состояния С(2) представлены в табл. 4, из которой следует, что временные характеристики состояния объектов и ее автокорреляционные функции четко описываются идентификационными параметрами. Их использование позволяет легко разрешать обратную задачу — распознавание состояний при диагностике и мониторинге.

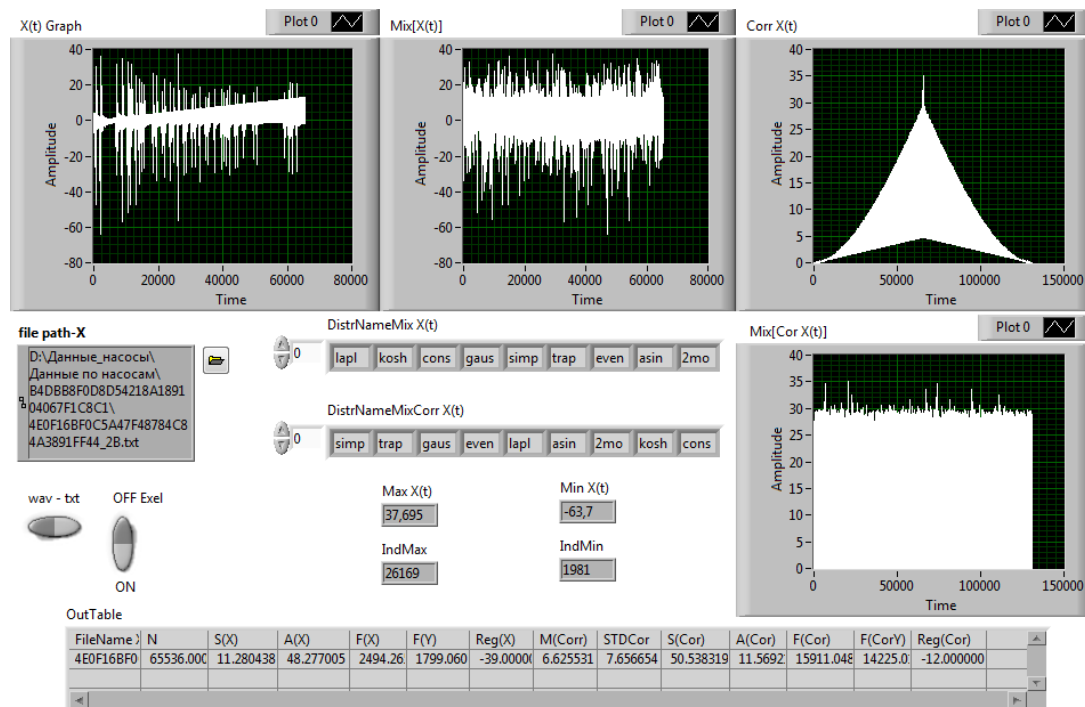


Рис. 6. Пример результатов идентификационных измерений в точке 2 состояния С(2), характерного для КД.Пр.10.0 — Осевые смещения вала.

Таблица 4

Идентификационные измерения дефектов состояния С(2) насосного агрегата НМ 12500-210 № 12

Идентификационный параметр	Дефекты состояния С(2)			
	КД.А.11.0	КД.Мм.9.0	КД.Пр.13.0	КД.Пр.32
S(x)	32,3	50,3	17,2	22,6
A(x)	44,1	16,4	32,8	57,7
F(x)	8556,7	13135,9	4523,3	5871,2
F(Y)	6007,5	8271,6	2333,5	4675,5
Reg(X)	-37,4	-52,6	-41,6	-32,2
M(Corr)	6,4	6,6	6,9	6,2
STDCor	7,54	7,64	7,55	7,72
S(Cor)	57,8	63,5	53,5	67,8
A(Cor)	11,3	9,7	12,77	16,6
F(Cor)	17002,6	19674,2	16095,4	20989,2
F(CorY)	16525,4	16996,8	15311,2	14872,3
Reg(Cor)	-8,7	-10,2	-6,3	-7,5

Применение интеллектуальной технологии идентификационных измерений по временным характеристикам дает возможность проводить вибродиагностику и мониторинг путем перехода от распознавания состояний к идентификации отдельных дефектов, поскольку каждый дефект создаст индивидуальные формы характеристик сигнала.

Направление дальнейших исследований необходимо сконцентрировать на наращивании базы данных компьютерных приборов идентификационных измерений для распознавания других дефектов нефтегазового оборудования, функционирующего на промышленных предприятиях, посредством сбора экспертных заключений с применением интернет-технологий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований было установлено, что на примере вибродиагностики насосного агрегата НМ 12500-210 № 12 и с применением теории идентификационных измерений временных характеристик вибросигналов можно успешно проводить оценку состояния сложного динамического оборудования. Применение интеллектуальной технологии идентификационных измерений на примере виброисследования насосного агрегата НМ 12500-210 № 12 показало, что вибродиагностика и мониторинг более эффективны, поскольку распознаются не только состояния с группой дефектов, но и сами дефекты.

Направление дальнейших исследований необходимо сконцентрировать на наращивании базы данных компьютерных приборов идентификационных измерений для идентификации других дефектов нефтегазового оборудования, функционирующего на промышленных предприятиях, посредством сбора экспертных заключений с применением интернет- технологий. Рассматривается возможность применения разработанной методики для вибродиагностики другого вида оборудования: станков-качалок, компрессоров и прочего вращающегося нефтегазового оборудования.

Работа выполнена в рамках научного гранта № 274 Министерства образования и науки Республики Казахстан и в порядке творческого сотрудничества Северо-Казахстанского государственного университета, Омского государственного технического университета и НПП «РОС».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Охтилев М.Ю., Соколов М.Ю., Юсупов Р.М.* Интеллектуальные технологии мониторинга и управления структурной динамикой сложных технических объектов. М.: Наука, 2006.
2. <http://www.ros-diagnostics.ru>
3. *Akhtar Hussain, Seung-Jae Lee, Myeon-Song Choi, Fouad Brikci.* An expert system for acoustic diagnosis of power circuit breakers and on-load tap changers // *Expert Systems with Applications*. V. 42. Issue 24. 30 December 2015. P. 9426—9433.
4. *Futao Zhu, Zhongmin Deng, Junfeng Zhang.* An integrated approach for structural damage identification using wavelet neuro-fuzzy model // *Expert Systems with Applications*. V. 40. Issue 18. 15 December 2013. P. 7415—7427.
5. *Satish Mohanty, Karunesh Kumar Gupta, Kota Solomon Raju.* Multi-channel vibro-acoustic fault analysis of ball bearing using wavelet based multi-scale principal component analysis / *IEEE Twenty First National Conference on Communications (NCC)*. 2015. 27 Feb.—1 March 2015. Mumbai. India. P. 37—40.
6. *Subhransu Sekhar Dash, M. Arun Bhaskar, Bijaya Ketan Panigrahi, Swagatam Das.* Artificial Intelligence and Evolutionary Computations in Engineering Systems. *Proceeding of ICAIECES*. Springer, 2015. 1360 p.
7. *Кликушин Ю.Н., Кошекков К.Т.* Методы и средства идентификационных измерений сигналов. Петропавловск: Изд-во СКГУ им. М. Козыбаева, 2007. 186 с.
8. *Koshekov K.T., Klikushin Yu.N., Kobenko V.Yu., Evdokimov Yu.K. and Demyanenko A.V.* Fuel Cell Diagnostics Using Identification Measurement Theory // *J. of Fuel Cell Science and Technology* 11(5). 051003. Paper No: FC-14-1027.
9. *Klikushin Yu.N., Koshekov K.T., Kobenko V.Yu., Trunin E.S.* An algorithm for evaluating the state of a generating unit based on the identification measurements of vibrosignals // *Russian J. of Nondestructive Testing*. July 2014. V. 50. Issue 7. P. 413—418.