

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Оренбургский государственный университет»
Кафедра систем автоматизации производства

Ю.Р. ВЛАДОВ, А.Ю. ВЛАДОВА

АГРЕГИРОВАННЫЕ МОДЕЛИ И АВТО- МАТИЗИРОВАННАЯ ИДЕНТИФИКА- ЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОНАПРЯЖЕННЫХ ПРОМЫШ- ЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом
государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Оренбургский государственный университет»

Оренбург 2007

УДК 681.5.015:621.64 (075.8)
ББК 32.965+39.7 (я73)
В 57

Рецензент
доктор технических наук, профессор **А.И. Сердюк**

Владов, Ю.Р.
В 57 Агрегированные модели и автоматизированная идентификация технического состояния энергонапряженных промышленных объектов: научно-методические рекомендации / Ю.Р. Владов, А.Ю. Владова. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2007. - 57 с.

Изложены в краткой форме основные теоретические и прикладные вопросы автоматизированной аналитической идентификации технического состояния энергонапряженных промышленных объектов на основе предложенных агрегированных моделей.

Предназначены для широкого круга научных работников, инженеров, аспирантов и преподавателей, занимающихся проблемой идентификации технического состояния объектов управления, а также студентов старших курсов специальностей: 220301.65 – Автоматизация технологических процессов и производств и 230104.65 – Системы автоматизированного проектирования.

ББК 32.965+39.7 (я73)

© Владов Ю.Р., Владова А.Ю., 2007
© ГОУ ОГУ, 2007

Содержание

Введение.....	5
1 Проблема идентификации технического состояния энергонапряженных промышленных объектов.....	8
2 Теоретические основы построения аналитических моделей технического состояния ЭПО.....	11
3 Систематизация аналитических моделей ТС ЭПО.....	25
4 Аналитическая идентификация технического состояния продуктопроводов..	28
5 Аналитическая идентификация технического состояния ТЭО.....	35
6 Эффективность функционирования ЭПО с аналитической идентификацией технического состояния.....	43
Выводы.....	50
Список основных опубликованных работ.....	53

ВВЕДЕНИЕ

Продуктопроводы (ПП) и теплоэнергетическое оборудование (ТЭО) относятся к категории энергонапряженных промышленных объектов (ЭПО), отказы в которых сопряжены со значительным материальным и экологическим ущербом. Увеличивающаяся продолжительность эксплуатации ЭПО, износ оборудования выдвигают вопросы идентификации технического состояния (ТС) в ранг наиболее важных научных проблем.

В известных работах в области анализа и прогнозирования ТС ЭПО выделены типичные механизмы отказов, составлены физико-механические и математические модели процессов на основе локальных параметров. В то же время методы локального диагностирования не отражают реальной интенсивности изменения ТС контролируемой системы в целом. Современные методы разрушающего и неразрушающего контроля, в том числе внутритрубные дефектоскопы-снаряды, позволяют получать обширную диагностическую информацию о дефектности ЭПО. Однако, объективный анализ результатов дефектоскопии затруднен из-за большой размерности задачи и невозможности использования существующих методов обработки с необходимостью ранжирования данных и потери связи при этом с исследуемым объектом. Накопленный объем информации, на наш взгляд, достиг насыщения и определил круг задач, неразрешимых традиционными способами. Принципиальный выход из создавшегося положения заключается в разработке новых методов аналитической идентификации ТС ЭПО на основе агрегированного подхода, позволяющего существенно сократить затраты материальных и временных ресурсов при проведении технического диагностирования, обслуживания и ремонтов.

Работа выполняется в соответствии с приоритетными направлениями развития науки и техники и Перечнем критических технологий федерального уровня: «Снижение риска и уменьшение последствий природных и техногенных катастроф»; «Трубопроводный транспорт нефти и газа» и «Компьютерное моделирование», а также в соответствии с планами НИР ОГУ и ООО «Оренбурггаз-

пром» по теме: «Определение коррозионной стойкости и дефектности материалов конструкций, проведение входного контроля и оценка эффективности ...», разделу «Проведение технического диагностирования газоконденсатопроводов», а также планами НИР ОГУ и НИОКР ОАО «Оренбургэнерго», согласованным с РАО «ЕЭС России»: «Создание программного обеспечения ПЭВМ по идентификации и прогнозированию состояния металла теплоэнергетического оборудования»; «Автоматизированный расчет остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций ОАО «Оренбургэнерго».

При выполнении работы использованы современные теории: идентификации и автоматического управления, диагностирования, системного анализа, надежности и эффективности, случайных процессов, корреляционного анализа, вероятности и математической статистики, профилометрии и экспериментальных исследований объектов.

Предложенная новая методология аналитической идентификации ТС ЭПО, заключающаяся в нахождении математических моделей четырех уровней, всесторонне характеризующих процесс изменения ТС на этапе длительной эксплуатации, позволяет получить следующие новые результаты:

1) оптимальные по критерию минимума среднего риска агрегированные модели ТС ПП и ТЭО, построенные на основе сформированных баз данных и комплекса параметров агрегирования;

2) аппроксимирующие зависимости для выявленных разновидностей авто- и взаимно- корреляционных функций изменения ТС, отражающих различные механизмы его изменения с увеличением наработки и построенные на основе информации по отказам оборудования тепловых электростанций (ТЭС) и Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) за более чем тридцатилетний период эксплуатации;

3) классификация аналитических моделей изменения ТС ЭПО, включающая классы, типы и группы, соответствующие аппроксимирующим зависимостям корреляционных функций;

4) агрегированные, корреляционные, аналитические и прогнозные модели изменения ТС продуктопроводов и теплоэнергетического оборудования;

5) структура АСУ ТС промышленных объектов, адаптированная под основное теплоэнергетическое оборудование ОАО «Оренбургэнерго» и соединительные трубопроводы от установок комплексной подготовки газа до газоперерабатывающего завода (УКПГ - ГПЗ);

б) модульные и многофункциональные программные комплексы для агрегированной, покомпонентной и групповой идентификации ТС ПП и ТЭО, а также статистического анализа потенциально опасных агрегатов, степень повреждения которых выше установленного порогового значения.

Результаты работы внедрены на предприятиях:

- ОАО «Оренбургэнерго» и Сакмарской ТЭЦ при проведении аналитической идентификации ТС ТЭО, разработке комплексных баз данных контроля элементов основного ТЭО при планируемом переходе с ремонтов по календарным графикам на ремонты по техническому состоянию с использованием многофункционального программного комплекса для автоматизированного покомпонентного, агрегированного и группового расчета степени повреждения металла с предоставлением полнофункциональной гипертекстовой справки и документации по использованию, а также при разработке метода и создании программы автоматизированного расчета остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций;

- Управление по эксплуатации соединительных продуктопроводов ООО «Оренбурггазпром» при проведении компьютерного анализа данных, полученных внутритрубной дефектоскопией и аналитической идентификации ТС газоконденсатопроводов, а также при составлении перспективного графика проведения внутритрубной дефектоскопии;

- ОАО «Челябинское специализированное предприятие «СВЭЧЕЛ» при аналитической идентификации и прогнозировании ТС парового котла ст.№ 2 на ТЭЦ ОАО «ЧМК» с оценкой остаточного ресурса, доли остаточного времени до разрушения и продлением ресурса на 5 лет;

- «Уфа-газ» ОАО «Газ-Сервис» (Башкортостан) при производстве электросварных труб производительностью до 10 тыс. тонн / год в процессе контроля качества трубной продукции на линии ТЭСА 20-114 для аналитической идентификации дефектов в сварных трубах.

Программные комплексы «Идентификация и прогнозирование ТС трубопроводов» и «Идентификация и прогнозирование ТС ТЭО» используются в учебных процессах Оренбургского государственного и Оренбургского представительства Всемирного технологического университетов при проведении лабораторных, практических и лекционных занятий, а также в курсовом и дипломном проектировании.

1 ПРОБЛЕМА ИДЕНТИФИКАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГОНАПРЯЖЕННЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Собранная за более чем тридцатилетний период эксплуатации ТЭС Оренбургского региона информация по отказам оборудования позволяет выделить определяющий для ТС ТЭО процесс и четыре основных причины повреждения металла: ползучесть (перегрев) металла (55,2 % от общего количества отказов), далее следуют дефекты металла и монтажа (22,4 %), коррозия (14,9 %) и исчерпание ресурса (7,5 %). В работах Антикайна П.А., Аскользина П.А., Ботвиной Л.Р., Гофмана Ю.М., Должанского П.Р., Израилева Ю.Л., Лубны-Герцака А.Л., Ланской К.А., Одингга И.А., Розенберга В.М., Хромченко Ф.А. и др. обсуждаются модели повреждения металла при ползучести, базирующиеся на теории упрочнения (наклепа) и разупрочнения (рекристаллизации). Однако, используемые параметры и математические модели (ММ) оценки состояния металла ТЭО в условиях высоких температур и напряжений носят локальный характер.

Известно, что с применением ТЭО в России вырабатывается более 70% электроэнергии, при этом количество отказавших элементов за последние 15 лет возросло вдвое, и эта тенденция, связанная со старением ТЭС, сохраняется.

Установлено, что энергетические котлы, например типа ТГМЕ-464, содержат около 3,5 тысяч элементов, существенных с точки зрения технического состояния. Состояние каждого элемента описывается 22 параметрами, значения которых определяются методами визуального, разрушающего и неразрушающего контроля.

Общее количество данных, накопленных за эксплуатационный период Оренбургского нефтегазохимического комплекса с 1974 по 2000 гг. составило более 1500 единиц информации, анализ которой позволяет также выделить определяющий коррозионный процесс повреждения металла и четыре основных механизма накопления повреждений: язвенная коррозия металла (42,5 %), водородное расслоение (20,3 %), механические повреждения (13,7 %) и сероводородное растрескивание (13,3 %). На отказы оборудования из-за потери герметичности и других причин приходится только 10,2 %.

Анализ известных параметров и математических моделей коррозионных процессов в работах Акимова Г. В., Аладинского В.В., Денисона И., Жука Н. П., Качанова Л.М., Махутова Н.А., Томашова Н. Д., Цикермана Л. Я. и др. показывает, что они также носят локальный характер, поэтому недостаточно адекватно отражают коррозионные процессы в трубопроводах. Известные методики диагностирования ЭПО, в том числе оборудования и трубопроводов сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений, устанавливая периодичность, способы и объем контроля, признаки для оценки вида дефекта, а также степень потенциальной опасности локальных дефектов, не позволяют количественно оценивать ТС, наблюдать его изменение до и после ремонтов, проводить сравнительный анализ и прогнозировать ТС с учетом выявленных аномалий.

С другой стороны, ЭПО требуют периодического диагностирования, по результатам каждого из которых создается объемная диагностическая информация. Так, на Оренбургском газоконденсатном месторождении активно применяется автоматизированный метод внутритрубной дефектоскопии (ВТД), имеющий ряд существенных преимуществ: высокую разрешающую способность, возможность измерения геометрических параметров дефектов всех типов, высо-

кую производительность и чувствительность. По результатам ВТД с помощью прибора-дефектоскопа «Ультраскан» создана уникальная база данных дефектов трубопроводов. Часть соединительных трубопроводов продиагностирована дважды с определенным временным интервалом. На каждый дефект в БД отводится более 10 записей, поэтому формируются большие массивы диагностической информации по результатам каждого диагностирования.

Большая размерность задачи идентификации ТС характерна в целом для энергонапряженных ЭПО. Известные методы обработки объемной диагностической информации не эффективны вследствие недостаточного снижения размерности задачи и потери при создании группированных рядов привязки местоположения дефектов к объекту. Из-за недостаточной информативности локальных параметров, при которых большой объем данных диагностирований остается невостребованным, априорно ухудшая адекватность разработанных на их основе математических моделей, целесообразны модели и операции агрегирования и декомпозиции (Гайцгори В.Г., Рапопорт Э.Я., Первозванский А.А. и др.), как основные приемы исследования сложных систем.

Проведенный анализ научной проблемы идентификации ТС энергонапряженных промышленных объектов позволяет сформулировать цель и соответствующие задачи исследования. Основная **цель** заключается в повышении эффективности функционирования промышленных объектов на этапе их длительной эксплуатации за счет новой методологии аналитической идентификации технического состояния. Достижение поставленной цели зависит от решения следующих задач:

- 1) разработать способы агрегирования диагностической информации и получения агрегированных моделей ТС ЭПО;
- 2) развить основные теоретические положения построения аналитических моделей ТС ЭПО;
- 3) предложить систему критериев и разработать соответствующую классификацию аналитических моделей ТС ЭПО;

- 4) разработать методики и провести аналитическую идентификацию ТС продуктопроводов и теплоэнергетического оборудования;
- 5) создать программные комплексы для автоматизированной идентификации ТС продуктопроводов и теплоэнергетического оборудования;
- 6) провести по основным технико-экономическим характеристикам сравнительный анализ эффективности функционирования ЭПО с автоматизированной аналитической идентификации ТС.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭПО

Ввиду сложности и масштабности проблемы аналитической идентификации ТС ЭПО на основе агрегированного подхода рациональна ее декомпозиция на четыре уровня, предполагающая нахождение: агрегированных моделей по сформированным базам данных по результатам диагностирований; аппроксимирующих зависимостей соответствующих корреляционных функций; общих и физически реализуемых аналитических моделей и моделей прогнозирования.

На основе исследований коррозионной поверхности трубопроводов предложено к рассмотрению новое свойство - рельефность, обладающее большей системностью и информативностью. Рельефность поверхности определяется совокупностью аномалий, создающих неравномерность и рассматриваемых в пределах базовой длины, выбирающейся в зависимости от характера поверхности. Её можно характеризовать той же системой параметров, что и известный в машиностроении показатель шероховатость, но с увеличением диапазона изменения в 10^2 раз. Таким образом, если в пространстве распределить параметры по определенной шкале измерений, то параметры рельефности непосредственно следуют за параметрами шероховатости. Впоследствии это свойство для трубопроводов обобщено до рельефности как поверхностных, так и внутренних дефектов, а для ТЭО до рельефности диагностической информации. Рельефность характеризуется основными агрегированными параметрами (1а,б,в):

- степень равномерности
$$N_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}|; \quad (1a)$$

- степень рассеивания
$$N_q = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}; \quad (1б)$$

- степень экстремальности
$$N_z = \frac{1}{k} \left(\sum_{i=1}^k |\delta_i - \bar{\delta}|_{\max} + \sum_{i=1}^k |\delta_i - \bar{\delta}|_{\min} \right); k = 5, \quad (1в)$$

где x_i, \bar{x} - нормированные текущие и средние значения;

n – количество элементов в агрегатах.

Агрегированные модели подразделены по степени агрегированности на модели с одиночными параметрами агрегирования и совокупностью этих параметров. Далее использованы модели на основе комплекса параметров (2а,б,в), учитывающие значимость входящих в них одиночных следующим образом:

а) аддитивные модели:
$$U_{\text{адд}} = \alpha_1 N_a + \alpha_2 N_q + \alpha_3 N_z; \quad (2a)$$

б) мультипликативные модели:
$$U_{\text{мул}} = N_a^{\alpha_1} + N_q^{\alpha_2} + N_z^{\alpha_3}; \quad (2б)$$

в) комбинированные модели:
$$U_{\text{комб}} = \xi U'_{\text{адд}} + (1-\xi) U'_{\text{мул}}, \quad (2в)$$

где α_i – весовые коэффициенты, определяемые методом экспертных оценок с обязательным соблюдением условия нормирования;

$U'_{\text{адд}}$ и $U'_{\text{мул}}$ – частичные аддитивная и мультипликативная модели;

ξ - коэффициент, учитывающий относительное количество агрегированных параметров, входящих в $U'_{\text{адд}}$.

Агрегированные модели обозначены: U – для общетеоретических построений, а также для ТС трубопроводов, определяемого по поверхностным и внутренним повреждениям; S – для ТС теплоэнергетического оборудования, а также для коррозионного состояния (КС) трубопроводов, определяемого только по параметрам поверхностных повреждений.

Процесс нахождения агрегированных моделей технического и коррозионного состояний трубопроводов предполагает три операции: 1 - подефектную, 2 - поагрегатную и 3 - общую. Информация о локальных параметрах, ха-

рактически характеризующих глубину h , длину l и ширину b как любых или только поверхностных повреждений, поступает из базы данных. Здесь для каждого повреждения после нормирования информации и в соответствии с его типом подсчитывается площадь F_h и объем V_h .

В пределах второй основной операции по заданному количеству повреждений на участок ТП находится минимальная длина, удовлетворяющая поставленному требованию и, тем самым, определяется количество агрегатов. Далее для всех агрегатов подсчитываются параметры N_a , N_q и N_z по глубине h , площади F_h и объему V_h повреждений, а также учитывается относительное количество повреждений \bar{n} . Весовые коэффициенты определяются методом экспертных оценок с учетом мнений специалистов по эксплуатации трубопроводов и выполнения условия нормирования α_{N_a} , $\alpha_{\bar{n}}$, α_{N_q} , α_{N_z} . Затем подсчитываются для всех агрегатов три агрегированные модели: аддитивная $U_{адд}$, мультипликативная $U_{млт}$ и комбинированная $U_{кмб}$ на основе одно- h , двух- F_h и трехмерного V_h представления повреждений и соответствующих критериев: J_h , J_{F_h} и J_{V_h} . Далее по критерию минимуму модуля разности между генеральным средним $J_{г.ср. hFV}$ и средними для одно- $J_{h.ср.}$, двух- $J_{F.ср.}$ и трехмерных $J_{V.ср.}$ представлений и между генеральным средним $J_{г.ср. mod}$ и средними значениями для аддитивной $J_{адд.ср.}$, мультипликативной $J_{млт.ср.}$ и комбинированной $J_{кмб.ср.}$ моделями находится оптимальное представление повреждений и оптимальная агрегированная модель $U_{агр.опт}$ для всех агрегатов трубопровода.

Третья операция агрегирования предусматривает вычисление средней величины ТС всего ТП $U_{тп}$, а также стандартной ошибки среднего u и доверительного интервала для различных вероятностей и числа степеней свободы по критерию Стьюдента t : $U_{тп} \pm t \cdot u$. В отдельных случаях количество локальных параметров удваивается за счет известной при ВТД толщины H оставшейся стенки трубы в месте повреждения, а также ее площади F_H и объема V_H .

Процесс нахождения агрегированных моделей ТС ТЭО предполагает пяти операционное агрегирование: покомпонентное (У-й уровень), поэлементное (ГУ-ый уровень), поагрегатное (Ш-й уровень), погрупповое (П-й уровень) и об-

щее (I-ый уровень) (рисунок 1). Покомпонентное агрегирование предусматривает нахождение степени повреждения металла по трем компонентам: надежностной $S_{нк}$ в соответствии с эффективной наработкой, температурной $S_{тк}$ в зависимости от напряжения с учетом температуры и механической компоненты $S_{мк}$ также в зависимости от эффективной температуры для каждого элемента с учетом 11-ти существенных физико-механических свойств, а также марки стали, давления и других факторов, выбранных из автоматизированной базы данных.

I	$S_{CRKV}, \sigma_u, u, [S_{SRKV} - t \cdot u, S_{SRKV} + t \cdot u]$																									
	$S_{опт арп1}$													$S_{опт арп33}$											
II	Гибы			$M_{Гиб}$			$D_{Гиб}$			$\sigma_{Гиб}$			Интервальные значения													
	Св. швы			$M_{св.шв}$			$D_{св.шв}$			$\sigma_{св.шв}$																
	Трубы			$M_{Труб}$			$D_{Труб}$			$\sigma_{Труб}$																
	$S_{адд1}$		$S_{мпт1}$		$S_{кмб1}$...		$S_{адд25}$		$S_{мпт25}$		$S_{кмб25}$												
	N_{a1}		N_{q1}		N_{z1}			...		N_{a25}		N_{q25}		N_{z25}												
	Схема 1											...		Схема 25												
III	$S_{опт арп1}$												$S_{опт арп33}$												
	$S_{адд1}$		$S_{мпт1}$		$S_{кмб1}$								$S_{адд33}$		$S_{мпт33}$		$S_{кмб33}$								
	N_{a1}		N_{q1}		N_{z1}			$\dots \alpha_{Na} > \alpha_{Nq} > \alpha_{Nz}$						N_{a33}		N_{q33}		N_{z33}								
	Агрегат 1																Агрегат 33								
IV	$S_{адд1}$...		$S_{адд3317}$												
	$S_{нк1}$		$S_{тк1}$		$S_{мк1}$								$S_{нк3317}$		$S_{тк3317}$		$S_{мк3317}$								
V	$S_{нк1}$		$S_{тк1}$		$S_{мк1}$								$S_{нк3317}$		$S_{тк3317}$		$S_{мк3317}$								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	...	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			

I – общая; II – погрупповая; III – поагрегатная (основная);

IV – поэлементная и V – покомпонентная

Рисунок 1 - Схема операций по нахождению агрегированных моделей ТС ТЭО

Методом экспертных оценок с учетом мнений специалистов энергетической отрасли и соблюдения условия нормирования выбраны весовые коэффициенты: в надежностной компоненте для вероятности отказов (1) $\alpha_{Q(t)}$, номинального допускаемого напряжения (2) α_{NDN} и относительного количества пусков (3) $\alpha_{\bar{n}}$; в температурной компоненте для допускаемого напряжения (4) α_{DH} , предела ползучести (5) α_{PP} и предела длительной прочности (6) α_{PDP} ; в механической компоненте для предела прочности (7) α_{PPr} , предела текучести (8) α_{PT} , от-

носительного удлинения (9) α_{ov} , относительного сужения (10) α_{os} и ударной вязкости (11) α_{uv} .

Поэлементное агрегирование предусматривает нахождение агрегированной модели степени повреждения металла (СПМ) элементов по компонентным данным, полученным при выполнении 1-ой операции. Найдены весовые коэффициенты для надежности, температурной и механической компонент, которые соответственно составили 1/2, 1/3 и 1/6. При третьей операции агрегирования сначала выбирается удельное количество элементов в агрегате. Выбор оптимального количества осуществляется по критерию минимума среднего риска, и оно находится в районе 100 элементов на агрегат.

Таким образом, созданы 33 агрегата, для каждого из которых вычисляются по предложенному алгоритму три параметра N_{ai} , N_{qi} , N_{z1} , из которых создаются по три агрегированные модели - аддитивная, мультипликативная и комбинированная с учетом весовых коэффициентов, заданных по умолчанию. Имеется возможность переназначения коэффициентов весомости, но с обязательным выполнением условия нормировки.

Погрупповое агрегирование имеет конечной целью получение основных статистических характеристик: математического ожидания M , дисперсии D , стандартного отклонения σ и границ интервалов для гибов, сварных соединений и труб с опорой на схемы графической части базы данных.

На уровне общего агрегирования в качестве исходной информации используются найденные оптимальные значения ТС каждого агрегата $S_{opt\ agr\ i}$, по которым вычисляются: стандартное среднее $S_{CR\ KV}$, стандартное отклонение σ_u , стандартная ошибка среднего u и доверительный интервал по критерию Стьюдента t для различных вероятностей и числа степеней свободы: $S_{CRKV} \pm t \cdot u$. Результаты агрегирования по каждому техническому диагностированию ЭПО свидетельствуют о существенной неравномерности ТС, его возрастании по мере увеличения наработки и возможности выделения потенциально опасных агрегатов.

На **втором** иерархическом уровне выясняется степень нелинейности связи входных и выходных агрегированных моделей ТС ЭПО, их стационарность и стационарная связанность, а также разработана методика нахождения аппроксимирующих корреляционных зависимостей. Отсутствие априорной информации о структуре и параметрах математической модели изменения ТС ЭПО требует количественной оценки степени нелинейности объекта, по величине которой принимается решение о возможности использования линейной модели и соответствующего математического аппарата. Необходимая информация создается на основе построения двумерных интервальных рядов, по которым вычисляются основные статистики, регрессии и дисперсионные отношения. Так, например, для оптимальных агрегированных моделей ТС энергетического котла построена 6-ти интервальная по входу и выходу корреляционная таблица, по которой с учетом известных соотношений определены: математические ожидания $\bar{U}_x = 0,50489$, $\bar{U}_y = 0,76933$; дисперсии $D_{U_x} = 0,000457$; $D_{U_y} = 0,000222$; коэффициент корреляции $r_{U_y U_x} = 0,71725$; прямые и обратные регрессии (рисунок 2а и б); дисперсионные отношения: $\eta_{U_y U_x} = 0,88707$ и $\eta_{U_x U_y} = 0,88139$; стандартные отклонения коэффициента корреляции и дисперсионных отношений: $\sigma_r = 0,01413$, $\sigma_{\eta_{U_y U_x}} = 0,03767$, $\sigma_{\eta_{U_x U_y}} = 0,03945$ и соответствующие критерии: $\theta_r = 50,74869$; $\theta_{\eta_{U_y U_x}} = 23,54753$; $\theta_{\eta_{U_x U_y}} = 22,34417$.

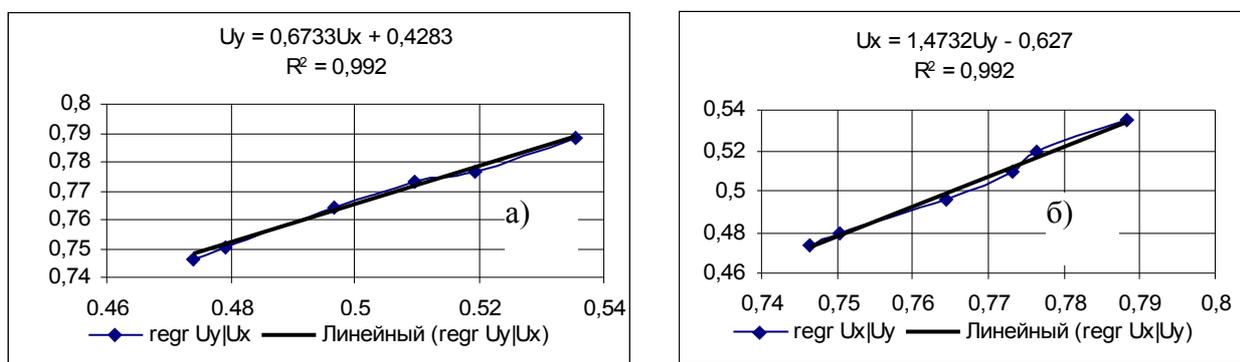


Рисунок 2 - Графики прямой и обратной регрессий

Значения коэффициента корреляции и дисперсионных отношений свидетельствует о наличии существенной статистической связи между оптимальными

ми агрегированными моделями U_y и U_x . Это подтверждается критериями, значения которых намного превосходят критическое значение, равное для вероятности 0,95 и числа степеней свободы $k_1=n-k$; $k_2=k-2$, $F_{\tau}=5,7664$. Следовательно, гипотеза о линейной зависимости между оптимальными агрегированными моделями на выходе и входе не противоречит опытным данным.

Из множества построенных на основе оптимальных агрегированных моделей ТС ЭПО по входу и выходу, выделены четыре наиболее часто встречающихся авто- $R_{xx}(\tau)$, $R_{yy}(\tau)$ и взаимно- ($R_{yx}(\tau)$ при $\tau \geq 0$ и $R_{xy}(\tau)$ при $\tau < 0$) корреляционных функций (КФ). Характерными особенностями КФ являются постоянство математических ожиданий и дисперсий, зависимость только от разности сечений τ случайных процессов и соблюдение условия эргодичности $\lim_{\tau \rightarrow \infty} R(\tau) = 0$, что свидетельствует в пользу стационарности и стационарной связанности случайных процессов на входе и выходе общей модели.

Предложены для авто- (3а,б,в,г) и взаимно- (4а,б,в,г и 5а,б,в,г) нормированных КФ аппроксимирующие зависимости с увеличивающимися по сложности описания моделями: экспоненциальные, экспоненциально косинусные, экспоненциально полиномиальные и экспоненциально косинусинусные:

$$r_{ii}(\tau) = A \cdot e^{-\alpha \cdot |\tau|}; \quad (3a)$$

$$r_{ii}(\tau) = A \cdot e^{-\alpha \cdot |\tau|} \cos \omega \tau; \quad (3б)$$

$$r_{ii}(\tau) = A \cdot e^{-\alpha \cdot |\tau|} \sum_{i=0}^n \tau^i; \quad (3в)$$

$$r_{ii}(\tau) = A \cdot e^{-\alpha \cdot |\tau|} (\cos \omega \tau + \sin \omega \tau). \quad (3г)$$

$$r_{ij}(\tau) = B \cdot e^{-\beta_1 \cdot \tau}; \quad (4a)$$

$$r_{ij}(\tau) = B \cdot e^{-\beta_1 \cdot \tau} \cos \omega \tau; \quad (4б)$$

$$r_{ij}(\tau) = B \cdot e^{-\beta_1 \cdot \tau} \sum_{i=0}^n \tau^i; \quad (4в)$$

$$r_{ij}(\tau) = B \cdot e^{-\beta_1 \cdot \tau} (\cos \omega \tau + \sin \omega \tau). \quad (4г)$$

$$r_{ji}(\tau) = B \cdot e^{\beta_2 \cdot \tau}; \quad (5a)$$

$$r_{ji}(\tau) = B \cdot e^{\beta_2 \cdot \tau} \cos \omega \tau; \quad (5б)$$

$$r_{ji}(\tau) = B \cdot e^{\beta_2 \tau} \sum_{i=0}^n \tau^i ; \quad (5в)$$

$$r_{ji}(\tau) = B \cdot e^{\beta_2 \tau} (\cos \omega \tau + \sin \omega \tau) . \quad (5г)$$

Разработаны методики определения координат авто- и взаимокорреляционных функций в точках, охватывающих интервал корреляции, в которых проявляется наиболее сильная статистическая взаимосвязь, и называемых далее опорными и построения предложенных аппроксимирующих корреляционных зависимостей с выбором по минимаксному критерию оптимальных. Во всех случаях коэффициенты аппроксимации, характеризующие свойства КФ, а, следовательно, и случайных процессов изменения ТС - положительные вещественные числа. Причём А и В характеризуют начальные условия; α, β_1, β_2 - интенсивность затухания КФ, а ω - среднюю частоту периодических составляющих случайного процесса.

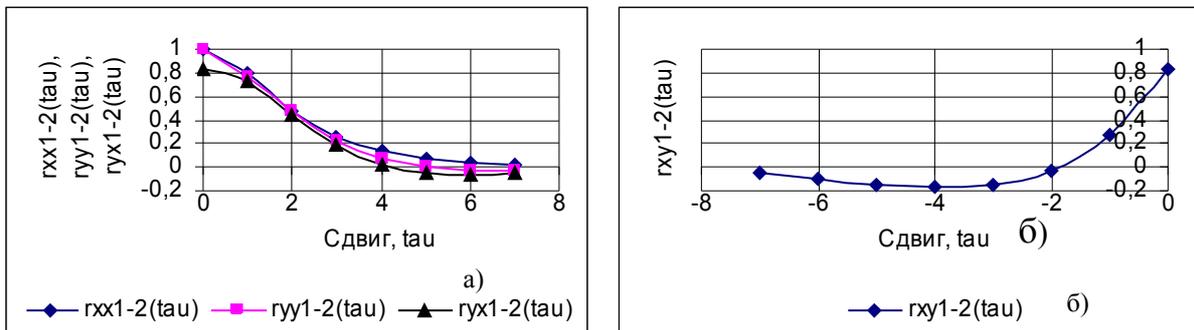


Рисунок 3 - Графики оптимальных нормированных аппроксимирующих авто- $r_{xx1-2}(\tau), r_{yy1-2}(\tau)$ (а) и взаимно- ($r_{yx1-2}(\tau)$ при $\tau \geq 0$ (а) и $r_{xy1-2}(\tau)$ при $\tau < 0$ (б)) корреляционных зависимостей изменения ТС энергетического котла

Нахождение аналитических моделей изменения ТС ЭПО, предусмотренное на **3-ем уровне**, предполагает статистическую постановку задачи с входной $U_x(t)$ и выходной $U_y(t)$ оптимальными агрегированными моделями как случайными функциями времени. Определение аналитических моделей сводится к нахождению оценки оператора, характеризующему интенсивность изменения ТС $v(t)$. При этом должно выполняться требование близости случайных функций

$U_y^*(t)$ выхода модели к случайной функции $U_y(t)$, являющейся выходной переменной объекта.

Введен критерий близости случайных функций в виде функции потерь $\rho[u_y(t), u_y^*(t)]$, на математическое ожидание (МО) которой наложено требование минимума:

$$M\{\rho[u_y(t), u_y^*(t)]\} = \min. \quad (6)$$

Критерий минимума среднего риска (6) будет выполнен, если потребовать минимум МО функции потерь при данной реализации случайной агрегированной модели на входе. Оператор условного математического ожидания или регрессия выходной переменной $\boxed{U_y(t)}$ относительно входной $U_x(t')$ дает оптимальный в смысле критерия (6) оператор объекта в классе всех возможных операторов. Ограничиваясь линейным описанием объекта, умножая на входную случайную функцию другой реализации, применяя операцию МО к обеим частям уравнения с учетом коммутативности оператора МО с оператором A_t^* и предполагая центрированность случайных процессов, определяем оптимальную оценку искомого оператора в классе линейных операторов по введенному критерию. С учетом нормированности предложенных аппроксимирующих корреляционных зависимостей, стационарности и стационарной связанности случайных функций $\boxed{U_y(t)}$ и $\boxed{U_x(t)}$, интенсивность изменения ТС ЭПО при бесконечном интервале наблюдения найдется из интегрального уравнения по типу Винера-Хопфа

$$\int_0^{\infty} v(\tau) \cdot r_{xx}(t - \tau) \cdot d\tau = r_{yx}(t), \quad -\infty < t < \infty, \quad v(\tau) = 0 \text{ ĩđè } \tau < 0. \quad (7)$$

Решение (7) связано с трудностями из-за того, что t изменяется во всем диапазоне, а пределы интеграла ограничены диапазоном положительных чисел. Из теории (Н.С. Райбман) известно, что интегральное уравнение Фредгольма 1-го рода типа (7) сводится путем декомпозиции авто- и взаимно- КФ на две со-

ставляющие при $t \geq 0$ и $t < 0$ к интегральному уравнению Вольтерра 1-го рода, аналитически решаемое с помощью преобразования Лапласа.

Все выбранные аппроксимирующие корреляционные зависимости представляют собой аналитические функции входной и выходной агрегированных моделей и допускают аналитическое продолжение на положительную ось. В силу единственности аналитического продолжения для функций $r_{xx}^-(t)$ и $r_{yx}^-(t)$ соответствующее уравнение имеет место для всех t , в том числе и для $t \geq 0$. Проводя интегральные преобразования, получим

$$\int_0^t v(\tau) \cdot [r_{xx}^+(t - \tau) - r_{xx}^-(t - \tau)] \cdot dt = r_{yx}^+(t) - r_{yx}^-(t). \quad (8)$$

Поскольку для всех рассматриваемых функций существует преобразование Лапласа, то решение (8) всегда существует, и притом оно единственное. Применив прямое преобразование Лапласа и учтя теорему умножения для свертки оригиналов, получим выражение для нахождения передаточной функции (ПФ) $G(s)$:

$$G(s) \cdot [r_{xx}^+(s) - r_{xx}^-(s)] = r_{yx}^+(s) - r_{yx}^-(s). \quad (9)$$

Зная ПФ, с помощью обратного преобразования Лапласа находим аналитические модели изменения технического состояния ЭПО.

Точность полученных аналитических моделей определяется систематическими ошибками и вероятностными характеристиками случайных ошибок выходной переменной. При этом величина систематических ошибок определяется математическим ожиданием, а вероятностные характеристики случайных ошибок оцениваются дисперсией выходной переменной. Общая задача исследования точности предполагает знание МО m_{Ux} и стандартного отклонения σ_{Ux} оптимальной агрегированной модели на входе и аналитической модели изменения ТС ЭПО определенного класса, типа и группы предложенной классификации. Необходимо найти МО $m_{Uy}(t)$ и дисперсию D_{Uy} выходной переменной и сопоста-

вить с МО $m_y^*(t)$ и $D_y^*(t)$, найденными по оптимальной выходной агрегированной модели.

Оценки $m_{U_y}^*(t)$ и $D_{U_y}^*(t)$ соответствующего стационарного случайного процесса, обладающего свойством эргодичности, могут быть вычислены по одной реализации на достаточном по длительности интервале $(0;T)$ как средние значения

$$m_{U_y}^*(t) = \frac{1}{T} \int_0^T u_y(t) dt; \quad D_{U_y}^*(t) = \frac{1}{T} \int_0^T [u_y^\circ(t)]^2 dt, \quad (10)$$

где $u_y(t)$ – реализация случайного процесса на выходе ММ;

$u_y^\circ(t) = u_y(t) - m_{U_y}^*$ - центрированная реализация выходного процесса.

Такая задача решается различными способами, но в данном случае целесообразен метод компьютерного моделирования в интегрированной среде визуального моделирования (VisSim), в которой организовываются блоки вычисления МО и дисперсии выходной переменной. Для этого физически реализуемая ПФ преобразуется в обыкновенное дифференциальное уравнение операторной формы, из которого выражается выходная переменная и находятся начальные условия для интегральных сумм, а правая часть переписывается в форме с операторами однократного интегрирования и реализуется аналоговая модель. При подаче на ее вход случайной функции $U_x(t)$, имеющей нормальный закон распределения, а следовательно, известное МО m_{U_x} и стандартное отклонение σ_{U_x} находятся значения $m_{U_y}^*$ и $D_{U_y}^*$ в конце интервала наблюдения T . Сопоставляя полученные значения с m_{U_y} и D_{U_y} , найденными непосредственно по оптимальной выходной агрегированной модели $U_y(t)$, производится статистическая оценка точности идентификации ТС ЭПО.

Для нахождения моделей прогнозирования, соответствующих **4-му уровню**, по полученной информации о $m_{U_y}^*$ и $D_{U_y}^*$ выбираются по минимуму стандартной ошибки аппроксимирующие зависимости $m_{U_y}^*(t)$ и $D_{U_y}^*(t)$ и находятся коэффициенты аппроксимации. Затем с учетом полученной информации производится прогнозирование и находятся прогнозные значения ТС исследуемого

ЭПО за требуемое время прогнозирования. Предложены также модели предварительного прогнозирования ТС ЭПО в виде обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ) 1-го (11а) или 2-го порядка (11б) с запаздывающим τ аргументом:

$$T \frac{du_y(t)}{dt} + u_y(t) = U_\infty u_x(t - \tau); \quad T_1 \frac{d^2u_y(t)}{dt^2} + T_2 \frac{du_y(t)}{dt} + u_y(t) = U_\infty u_x(t - \tau), \quad (11а,б)$$

где T, T_1, T_2 – постоянные времена.

В соответствии с физическими представлениями о динамике изменения ТС, данными исследований и стремлении при $t \rightarrow \infty$ к предельному значению $u(t) \rightarrow U_\infty$, находятся параметры прогнозных моделей (T и τ или T_1 и T_2 при найденной τ) из системы двух ОДУ с учетом результатов двух последовательных диагностирований ЭПО. В символьном виде соответствующие выражения (12а,б) запишутся:

$$T^* = \frac{t_2 - t_1}{\ln\left(\frac{U_\infty - U_x(t_1)}{U_\infty - U_y(t_2)}\right)}; \quad (12а,б)$$

$$\tau^* = t_1 + T \cdot \ln\left(1 - \frac{U_x(t_1)}{U_\infty}\right).$$

Прогнозные значения ТС U_{pr} находятся по модели первого (13а) или второго (13б) порядка путем подстановки времени прогнозирования t_{pr} в уравнение для последнего диагностирования:

$$U_{prI} = U_\infty \left(1 - e^{-\frac{t_{pr} - \tau^*}{T^*}}\right); \quad (13а)$$

$$U_{prII} = U_\infty \left(1 - \frac{T_1^*}{T_1^* - T_2^*} e^{-\frac{t_{pr} - \tau^*}{T_1^*}} + \frac{T_2^*}{T_1^* - T_2^*} e^{-\frac{t_{pr} - \tau^*}{T_2^*}}\right). \quad (13б)$$

Суммарная наработка ЭПО до момента перехода в предельное ТС, взятое с определенным коэффициентом K_3 , найдется $t_{pred} = \tau - T \cdot \ln\left(1 - \frac{U_{ost-pr}}{U_\infty}\right)$. Тогда остаточный ресурс $t_{ost.p.}$ определится как разность найденного t_{pred} и наработки, соответствующей времени последнего диагностирования.

В соответствии с результатами теоретических исследований разработан алгоритм аналитической идентификации ТС ЭПО на основе агрегированного подхода, предполагающий выполнение следующих процедур:

- 1) выявление в соответствии с особенностями ЭПО существенных локальных параметров;
- 2) вычисление агрегированных моделей по данным текущего и предыдущего диагностирования;
- 3) нахождение по критерию минимума среднего риска оптимальных агрегированных моделей ТС для входа и выхода;
- 4) вычисление опорных точек для авто- и взаимно- КФ входа и выхода;
- 5) нахождение аппроксимирующих зависимостей КФ и выявление среди них оптимальных по минимаксному критерию;
- 6) нахождение в символьном и численном виде общих и физически осуществимых аналитических моделей ТС и интенсивности его изменения;
- 7) нахождение прогнозных значений ТС, определение показателей надежности и оценка остаточного ресурса;
- 8) оценка полученных результатов и внесение в случае необходимости коррекции.

Для выполнения процедур при проведении прикладных исследований разработаны соответствующие программные комплексы, а также выбраны и использованы современные программные средства: компьютерной математики, интегрированные среды визуального моделирования и экспертные системы в области аппроксимации функций.

Таким образом, обоснована и разработана методология аналитической идентификации ТС энергонапряженных промышленных объектов. Декомпозиция проблемы на четыре уровня, предложенные критерии на каждом уровне, а также агрегирование диагностической информации позволяет существенно сократить размерность задачи и избежать большого количества вариантов за счет

целенаправленного выбора на каждом уровне оптимальных в указанном смысле моделей.

Основная отличительная особенность аналитической идентификации ТС ЭПО состоит в том, что использованы агрегированные модели, имеющие существенные преимущества перед локальными моделями. При формировании агрегированных моделей ТС ЭПО по разработанной методологии с использованием предложенных параметров агрегирования возникает эмерджентное свойство, названное рельефностью, и регуляризирующий эффект, позволяющий использовать математический аппарат, пригодный для нахождения аналитических моделей линейных систем.

На основе статистического анализа найдены аппроксимирующие зависимости авто- и взаимно-корреляционных функций изменения ТС ЭПО в соответствии с основными механизмами накопления повреждений металла.

Нахождение аналитических моделей изменения ТС ЭПО $u_y(t)$ и $v(t)$ потребовало статистической постановки задачи с входной $U_x(t)$ и выходной $U_y(t)$ оптимальными агрегированными моделями как случайными функциями времени и непараметрического решения интегрального уравнения методом разделения найденных аппроксимирующих зависимостей КФ при $\tau \geq 0$ и $\tau < 0$;

Целесообразно модели прогнозирования ТС находить методом компьютерного моделирования в интегрированной визуализированной среде (VisSim), в которой реализуются физически осуществимые аналитические модели в аналоговой форме с блоками вычисления МО и дисперсии выходной переменной с нахождением по минимуму стандартной ошибки аппроксимирующих зависимостей $m_{U_2}^*(t)$ и $D_{U_2}^*(t)$, по которым определяются прогнозные значения ТС исследуемого ЭПО за требуемое время прогнозирования.

3 СИСТЕМАТИЗАЦИЯ АНАЛИТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ТС ЭПО

Выделенные аппроксимирующие зависимости КФ изменения ТС ЭПО, а также непараметрическое решение интегрального уравнения с агрегированными моделями в комплексной плоскости, позволяет получить конечное множество аналитических моделей в символьном виде и вызывает необходимость разработки соответствующей систематизации. Анализ известных классификаций, предложенных П. Эйкхоффом, Э.П. Сейджем и Д.Л. Мелсом, Н.С. Райбманом и др. показывает, что они недостаточно определены и имеют избыточные параметры аппроксимации. В них также не учтены возможности использования агрегированных моделей. Полную определенность и однозначность математическим моделям изменения ТС ЭПО придают три критерия: класс в соответствии с четырьмя видами автокорреляционных зависимостей, полученных по входной оптимальной агрегированной модели (1-ая цифра индекса); тип в соответствии с четырьмя видами взаимокорреляционных зависимостей, полученных по выходной и входной оптимальным агрегированным моделям при $\tau \geq 0$ (2-ая цифра индекса) и группа, определяющаяся теми же четырьмя видами взаимокорреляционных зависимостей, но при $\tau < 0$ (3-я цифра индекса). Позиционный цифровой индекс, соответствующий классу, типу и группе, позволяет однозначно распознавать любую из 64 предложенных моделей (рисунок 4).

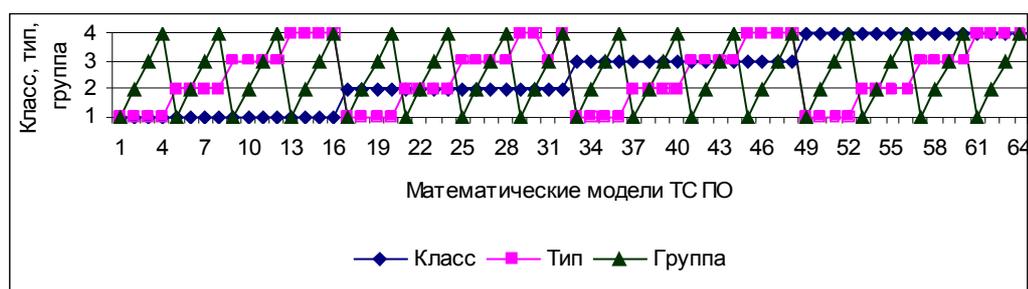


Рисунок 4 - Структура систематизации аналитических моделей ТС ЭПО

Для каждой математической модели найдены ПФ в общей и модифицированной в дробно-рациональную форму (к индексам добавлено соответственно а

и б). Выборочно приведены из общих ПФ $G_{322a}(s)$, а из преобразованных ПФ - $G_{422b}(s)$:

$$G_{322a}(s) = \frac{B \left(\frac{s + \beta_1}{(s + \beta_1)^2 + \omega^2} - \frac{s - \beta_2}{(s - \beta_2)^2 + \omega^2} \right)}{A \left(\left(\sum_{i=0}^1 \frac{i!1}{(s + \alpha)^{(i+1)}} \right) - \left(\sum_{i=0}^1 \frac{i!1}{(s - \alpha)^{(i+1)}} \right) \right)}; \quad (14)$$

$$G_{422b}(s) = \frac{B}{2A\alpha} \cdot \frac{[-(\beta_1 + \beta_2)s^2 + (\beta_2^2 - \beta_1^2)s + (\beta_1 + \beta_2)(\beta_1\beta_2 + \omega^2)](s^2 + 2s\alpha + \alpha^2 + \omega^2)(s^2 - 2s\alpha + \alpha^2 + \omega^2)}{(s^2 + 2\beta_1s + \beta_1^2 + \omega^2)(s^2 - 2s\beta_2 + \beta_2^2 + \omega^2)(-s^2 - 2\omega s + \alpha^2 + \omega^2)}. \quad (15)$$

С учетом полученных ПФ составлены также обыкновенные дифференциальные уравнения в канонической форме, более удобной при моделировании в интегрированных средах. В качестве примера приведено ОДУ (16), полученное по ПФ $G_{144ka}(s)$ вместе с соотношениями для постоянных времени и коэффициентов усиления (таблица 1):

$$\begin{aligned} T_4 \frac{d^4 u_y(t)}{dt^4} + T_3 \frac{d^3 u_y(t)}{dt^3} + T_2 \frac{d^2 u_y(t)}{dt^2} + T_1 \frac{du_y(t)}{dt} + u_y(t) = \\ = K \cdot (K_4 \frac{d^4 u_x(t)}{dt^4} + K_3 \frac{d^3 u_x(t)}{dt^3} + K_2 \frac{d^2 u_x(t)}{dt^2} + K_1 \frac{du_x(t)}{dt} + K_0 u_x(t)). \end{aligned} \quad (16)$$

Таблица 1 - Постоянные времени и коэффициенты усиления ОДУ

Коэффициенты усиления	Постоянные времени
$K_4 = \beta_1 + \beta_2$; $K_3 = (\beta_1 + \beta_2)(\beta_1 - \beta_2 + 2\omega)$;	$T_4 = 1/[(\omega^2 + \beta_1^2)(\omega^2 - \beta_2^2)]$;
$K_2 = (\beta_1 + \beta_2)(\omega(\beta_1 - \beta_2 - \omega) - \alpha^2 - \beta_1\beta_2)$;	$T_3 = \frac{2(\beta_1 - \beta_2)}{(\omega^2 + \beta_1^2)(\omega^2 + \beta_2^2)}$;
$K_1 = \alpha^2(\beta_1 + \beta_2)(\beta_2 - \beta_1 - 2\omega)$;	$T_2 = \frac{\beta_1^2 + 2(\omega^2 - 2\beta_1\beta_2) + \beta_2^2}{(\omega^2 + \beta_1^2)(\omega^2 + \beta_2^2)}$;
$K_0 = \alpha^2(\beta_1 + \beta_2)(\omega(\beta_2 - \beta_1 + \omega) + \beta_1\beta_2)$;	$T_1 = \frac{2(\beta_1 - \beta_2)(\omega^2 - \beta_1\beta_2)}{(\omega^2 + \beta_1^2)(\omega^2 + \beta_2^2)}$;
$K = \frac{B}{2A\alpha} \frac{1}{(\beta_1^2 + \omega^2)(\beta_2^2 + \omega^2)}$.	

Наконец, получены в символьном виде с экспоненциальными составляющими функция изменения ТС ЭПО $u_y(t)$ и интенсивность этого изменения $v(t)$,

снабженные теми же 3-х позиционными индексами. Выборочно приведены $u_{y133}(t)$ (17а) и $v_{111}(t)$ (17б):

$$u_{y133}(t) = \frac{B}{2A\alpha} \left[\frac{\beta_2(\beta_2^2 - \alpha^2)(1+t) + (\beta_2^2 + \alpha^2)}{\beta_2^2} e^{\beta_2 t} + \frac{\beta_1(\beta_1^2 - \alpha^2)(1+t) - (\beta_1^2 + \alpha^2)}{\beta_1^2} e^{-\beta_1 t} + \frac{\alpha^2(\beta_1 + \beta_2)(-\beta_1 + \beta_1\beta_2 + \beta_2)}{\beta_1^2\beta_2^2} \right]; \quad (17а,б)$$

$$v_{111}(t) = \frac{B}{2A\alpha} [(\beta_2^2 - \alpha^2)e^{\beta_2 t} - (\beta_1^2 - \alpha^2)e^{-\beta_1 t}].$$

Анализ символьных аналитических моделей изменения ТС ЭПО показывает, что общие выражения являются физически неосуществимыми, так как содержат хотя бы по одной экспоненциальной составляющей с положительным показателем. Для нахождения численных аналитических моделей исследуемых ПО необходим переход от общих к физически реализуемым моделям за счет устранения нулей и полюсов с положительной вещественной частью.

Таким образом, полученное конечное множество символьных аналитических моделей изменения ТС ПО требует их систематизации, поскольку известные классификации, предложенные П. Эйкхоффом, Э.П. Сейджем и Д.Л.Мелсом, Н.С. Райбманом и др. недостаточно определены, имеют избыточные параметры аппроксимации и не приспособлены для использования агрегированных моделей.

Три критерия: класс в соответствии с аппроксимирующими зависимостями автокорреляционных функций, полученных по входной оптимальной агрегированной модели (1-ая цифра индекса); тип в соответствии с аппроксимирующими зависимостями взаимно корреляционных функций, полученных по выходной и входной оптимальным агрегированным моделям при $\tau \geq 0$ (2-ая цифра индекса) и группа, определяющаяся теми же аппроксимирующими зависимостями взаимно корреляционных функций, но при $\tau < 0$ (3-я цифра индекса) придают полную определенность и однозначность аналитическим моделям изменения ТС ПО. Трехпозиционный цифровой индекс позволяет однозначно распознать любую из 64 предложенных моделей.

Все символьные аналитические модели изменения ТС ПО, полученные в форме с выделенными экспоненциальными составляющими, содержат хотя бы одну экспоненциальную составляющую с положительным показателем и являются физически неосуществимыми. Тем не менее, они являются основой при прикладной аналитической идентификации ТС ЭПО, позволяющей получать физически реализуемые численные аналитические модели его изменения за

счет устранения нулей и полюсов с положительными вещественными коэффициентами.

4 АНАЛИТИЧЕСКАЯ ИДЕНТИФИКАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОДУКТОПРОВОДОВ

При рассмотрении прикладных вопросов автоматизированной идентификации ТС трубопроводов (ТП) рассчитаны агрегированные модели ТС по произведенным двум ВТД. Результаты расчётов позволяют получить оптимальные по критерию минимума среднего риска агрегированные модели (рисунок 5). На входе получено: представление повреждений плоскостное F_h , оптимальная модель – комбинированная U_{kmb} при величине критерия минимума среднего риска - 0,03567, среднее значение ТС - 0,09579, а на выходе: представление повреждений - глубинное h , оптимальная модель – аддитивная U_{add} при величине критерия минимума среднего риска - 0,0233, средняя величина ТС - 0,22544. Причем, для входа и выхода общей модели длина участков ТП составила 1200 м и количество агрегатов – 32.

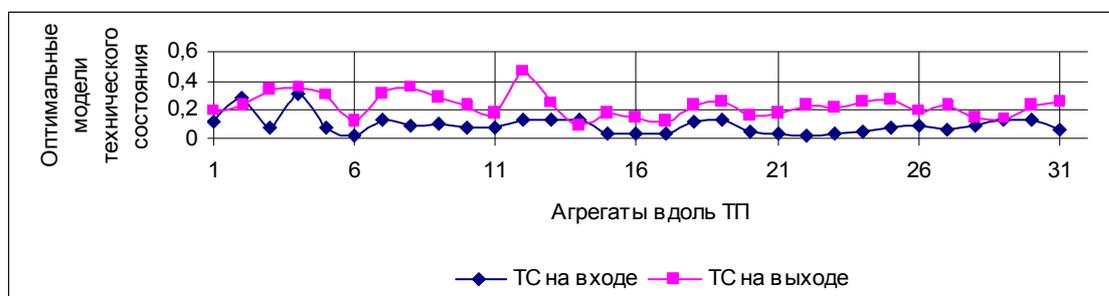


Рисунок 5 – Графики оптимальных агрегированных моделей ТС трубопровода УКПГ – ГПЗ

Найдены основные статистические характеристики, в том числе координаты опорных точек, по которым построены аппроксимирующие зависимости авто- и взаимокорреляционных функций. Погрешность выбранных по минимаксному критерию $|\Delta_{max}|_{min}$ оптимальных аппроксимирующих зависимостей (таблица 2) не превышает 10 %.

В соответствии с полученными результатами ПФ данного продуктопровода отнесена ко вторым классу, типу и группе, и в численном виде после преобразований запишется (18).

Таблица 2 – Оптимальные аппроксимирующие корреляционные зависимости ТС продуктопровода УКПГ - ГПЗ

Корреляционные функции	Вид аппроксимирующей зависимости	Критерий	Выбранные коэффициенты аппроксимации
		$ \Delta_{\max} _{\min}$	
$r_{xx}(\tau)$	$A \exp(-\alpha_x \tau) \cos(w_x\tau)$	0,098	$A=1,0; \alpha_x=0,728; w_x=1,318$
$r_{yy}(\tau)$	$A \exp(-\alpha_y \tau)(\cos(w_y\tau)+\sin(w_y\tau))$	0,053	$A=1,0; \alpha_y=0,959; w_y=1,966$
$r_{yx}(\tau)$	$B \exp(-\beta_1\tau)\cos(w\tau), \tau \geq 0$	0,040	$B=0,584; \beta_1=0,698; w=0,946$
$r_{xy}(\tau)$	$B \exp(\beta_2\tau)\cos(w\tau), \tau < 0$	0,087	$B=0,584; \beta_2=0,376; w=0,946$

$$G_{gkp}(s) = \frac{0,429s^6 - 0,0237s^5 + 0,421s^4 - 0,0569s^3 + 0,730s^2 - 0,122s - 3,16}{s^6 + 0,648s^5 - 0,500s^4 - 0,490s^3 - 2,03s^2 - 2,22s - 4,52}. \quad (18)$$

После ряда алгебраических преобразований, связанных с устранением нулей и полюсов в числителе и знаменателе с положительной вещественной частью и ограничением степени числителя, получено выражение физически реализуемой ПФ:

$$G_{gkp f}(s) = 0,429 \frac{s^2 + 1,46s + 2,27}{s^3 + 2,91s^2 + 3,494s + 2,084}. \quad (19)$$

Соответственно, с учетом (19) получено выражение для переходной функции $u_y(t)$, характеризующей изменение ТС с увеличением наработки:

$$u_{gkp}(t) = -0,036 \cos(0,943 \cdot t) e^{-0,7 \cdot t} - 0,262 \sin(0,943 \cdot t) e^{-0,7 \cdot t} - 0,431 e^{-1,51 \cdot t} + 0,467. \quad (20)$$

С помощью обратного преобразования Лапласа от физически реализуемой ПФ получено аналитическое выражение для интенсивности изменения ТС:

$$v_{gkp}(t) = 0,651 e^{-1,51t} - 0,222 e^{-0,700t} \cos(0,943 \cdot t) + 0,218 e^{-0,700t} \sin(0,943 \cdot t). \quad (21)$$

Совмещенные графики изменения ТС и модуля его интенсивности для ЭПО, названы идентограммами. По выражениям (20) и (21) построена идентограмма исследуемого трубопровода (рисунок 6).

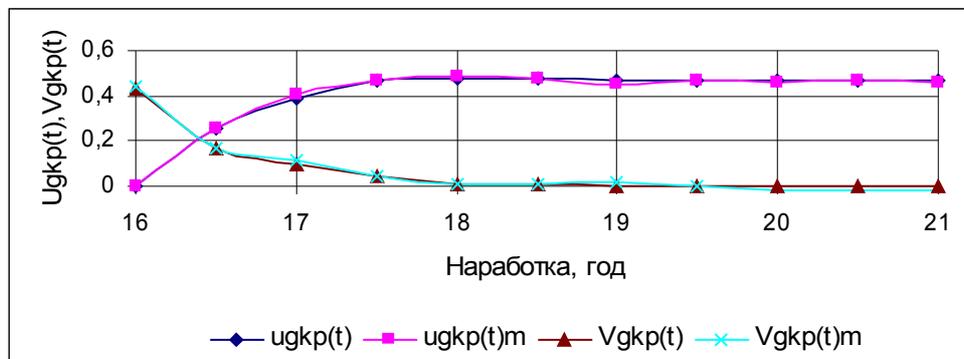


Рисунок 6 – Идентограмма трубопровода УКПГ - ГПЗ

Задача исследования точности идентификации ТС сформулирована следующим образом: на входе ММ с известным оператором преобразования в виде физически реализуемой ПФ (19) действует $U_x(t)$, представляющая собой различные функции, например, единичная ступенчатая $1(t)$, импульсная $\delta(t)$ или случайная функции времени. В последнем случае она соответствует ТС ЭПО, полученному по агрегированной модели в соответствии с результатами предыдущего диагностирования. Зная характеристики входной функции, требуется определить соответствующие характеристики выходного процесса $U_y(t)$.

Методом операторной формы по соотношению (29) составлено дифференциальное уравнение, которое преобразовано в уравнение с операторами однократного интегрирования (p^{-1}):

$$u_y = p^{-1} \{ b_2 u_x - a_2 u_y + p^{-1} [b_1 u_x - a_1 u_y + p^{-1} (b_0 u_x - a_0 u_y)] \}, \quad (22)$$

где $a_2, a_1, a_0, b_2, b_1, b_0$ - постоянные коэффициенты, индекс которых соответствует степени производной выходной или входной переменных. В уравнении (22) 1-й интегратор вычисляет интегральную сумму, записанную в круглых скобках, 2-й

– в квадратных и 3-й – в фигурных. Получены также выражения для нахождения начальных условий интегральных сумм.

С учетом (22) составлена в интегрированной среде VisSim соответствующая аналоговая модель. Подавая на вход $1(t)$, $\delta(t)$ или $u_x(t)$ на выходе аналоговой модели регистрируем соответственно переходную функцию ТС ЭПО, интенсивность его изменения или случайную функцию $u_y(t)$. Графики первых двух для исследованного ПП отражены на рисунке 6 с индексом «м». Сопоставление полученных в процессе моделирования значений переходных и импульсных переходных функций позволяет оценить погрешности найденных аналитических моделей ТС, которые для исследованных ЭПО не превышает 1 %.

С учетом приведенных соотношений для $m_{Uy}^*(t)$ и $D_{Uy}^*(t)$ составлена аналоговая модель ТС ЭПО для решения задачи прогнозирования (рисунок 7).

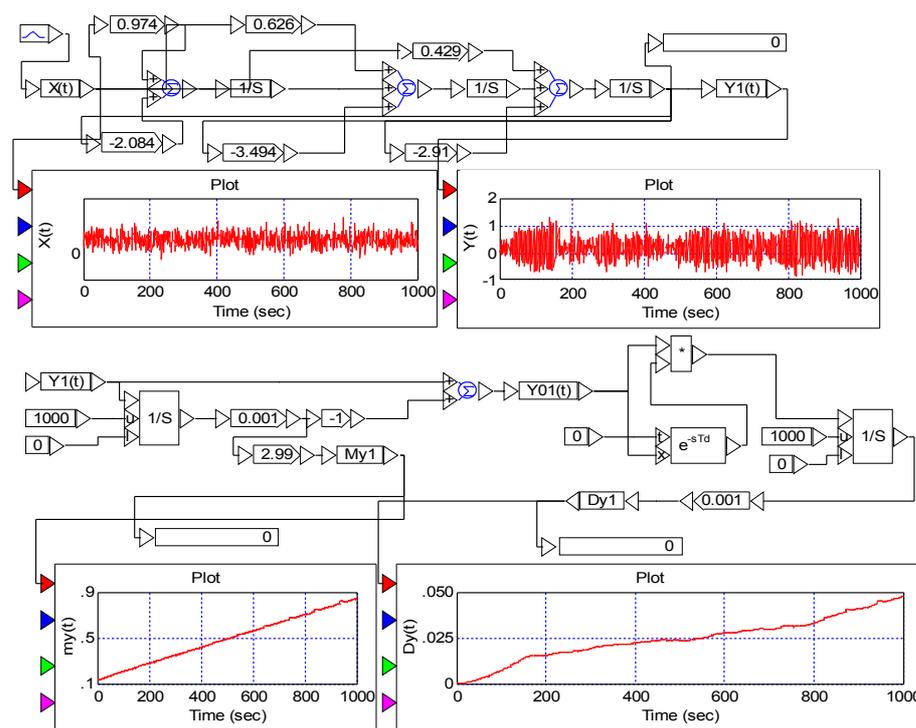


Рисунок 7 - Схема аналоговой модели с блоками вычисления $m_{Uy}(t)$ и $D_{Uy}(t)$

Результаты моделирования показывают существенное возрастание $m_{Uy}^*(t)$ и $D_{Uy}^*(t)$ с ростом m_{Ux} и σ_{Ux} (рисунок 8) при подаче на вход оптимальной агрегированной модели $U_x(t)$. Сопоставление модельных данных, полученных с входной агрегированной моделью, и данных по выходной агрегированной мо-

дели по окончании интервала наблюдения T показывает, что максимальная погрешность аналитических моделей ТС ПП не превышает 4,2 %.

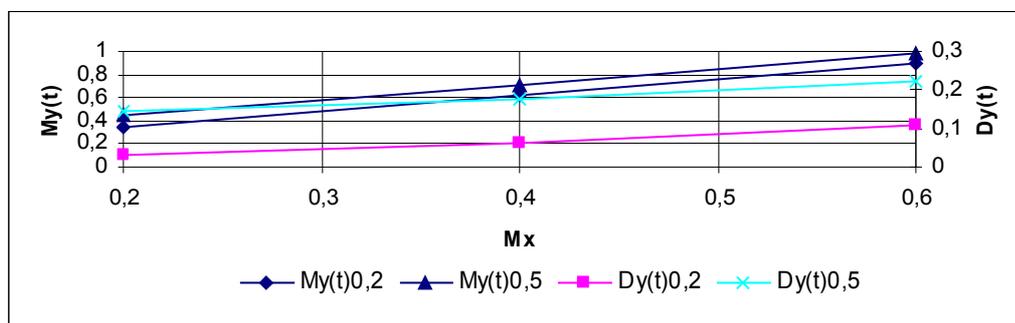


Рисунок 8 - Зависимости $m_{Uy}^*(t)$ и $D_{Uy}^*(t)$ от значений m_{Ux} и σ_{Ux} на входе (величина стандартного отклонения σ_{Ux} отражена в индексе названий кривых)

Рассмотрены вопросы прогнозирования ТС ТП. На первом этапе построенные кривые $m_{Uy}^*(t)$ и $D_{Uy}^*(t)$ аппроксимированы линейной моделью $m_{Uy}^*(t)=a+bt$ с коэффициентами аппроксимации: $a = 0,00091$ и $b = 0,00057$ и квадратичной моделью $D_{Uy}^*(t) = c + d \cdot t + e \cdot t^2$ с коэффициентами $c = 0,00437e-1$; $d = -1,46265e-5$; $e = 6,63111e-8$. Стандартная ошибка аппроксимации не превышает 0,00618, а коэффициент корреляции не ниже 0,97914. На втором этапе задаваясь прогнозным временем вычисляются прогнозные значения $m_{Uy пр}(t)$ и $D_{Uy пр}(t)$.

Предложена структура обобщенной автоматизированной системы управления техническим состоянием (АСУ ТС) ЭПО, содержащая в прямой цепи, кроме объекта управления, службу диагностики и технического надзора. Канал обратной связи для трубопроводов включает в себя снаряд-дефектоскоп, с помощью которого по результатам диагностирования формируется база данных. Информация из БД используется как в локальной диагностике с выработкой управляющего воздействия I_1 по потенциально опасным дефектам после сравнения с информацией из нормативно-технической базы, так и в разработанном программном комплексе для автоматизированной аналитической идентификации ТС ЭПО на основе агрегированных параметров и моделей с выработкой

управляющего воздействия I_2 по потенциально опасным агрегатам. Следовательно, управляющие воздействия I_1 и I_2 позволяют корректировать организацию, содержание и стратегию ВТД, а также технического обслуживания и ремонта.

Программный комплекс (ПК), входящий в АСУ ТС, структурно состоит из пяти основных модулей: 1- вычисления агрегированных моделей; 2- получения корреляционных зависимостей; 3- нахождения аналитических моделей ТС и интенсивности его изменения; 4- прогнозирования ТС и 5- оценки эффективности функционирования ЭПО.

Таким образом, реализация разработанной методологии аналитической идентификации ТС трубопроводов позволяет получить следующие модели:

1) оптимальные по критерию минимума среднего риска агрегированные модели ТС ПП УКПГ-ОГПЗ, на входе - представление дефектов плоскостное F_h , оптимальная модель – комбинированная U_{kmb} при величине критерия минимума среднего риска - 0,03567, среднее значение ТС - 0,09579, а на выходе - представление дефектов глубинное h , оптимальная модель – аддитивная U_{add} при величине критерия минимума среднего риска - 0,0233, средняя величина ТС - 0,22544. Причем, для входа и выхода длина участков ПП составила 1200 м и количество агрегатов – 32;

2) оптимальные по минимаксному критерию $|\Delta_{max}|_{min}$ аппроксимирующие зависимости авто- и взаимно- КФ с погрешностью не превышающей 9,8 %:

$$\begin{aligned}r_{xx}(\tau) &= A \exp(-\alpha_x |\tau|) \cos(w_x \tau); \\r_{yy}(\tau) &= A \exp(-\alpha_y |\tau|) (\cos(w_y \tau) + \sin(w_y \tau)); \\r_{yx}(\tau) &= B \exp(-\beta_1 \tau) \cos(w \tau), \tau \geq 0; \\r_{xy}(\tau) &= B \exp(\beta_2 \tau) \cos(w \tau), \tau < 0;\end{aligned}$$

3) ПФ данного трубопровода отнесена ко вторым классу, типу и группе и в численном виде имеет вид:

$$G_{gkp}(s) = \frac{0,429s^6 - 0,0237s^5 + 0,421s^4 - 0,0569s^3 + 0,730s^2 - 0,122s - 3,16}{s^6 + 0,648s^5 - 0,500s^4 - 0,490s^3 - 2,03s^2 - 2,22s - 4,52}$$

Физически реализуемая ПФ:

$$G_{gkpf}(s) = 0,429 \frac{s^2 + 1,46s + 2,27}{s^3 + 2,91s^2 + 3,494s + 2,084}$$

Переходная и импульсная переходная функции изменения ТС ТП:

$$u_{gkp}(t) = -0,036 \cos(0,943 \cdot t) e^{-0,7t} - 0,262 \sin(0,943 \cdot t) e^{-0,7t} - 0,431 e^{-1,51t} + 0,467;$$

$$v_{gkp}(t) = 0,651 e^{-1,51t} - 0,222 e^{-0,700t} \cos(0,943 \cdot t) + 0,218 e^{-0,700t} \sin(0,943 \cdot t).$$

Погрешность найденных аналитических моделей ТС при сопоставлении с результатами моделирования в интегрированной среде для исследованных трубопроводов не превышает 1 %. Максимальная погрешность аналитических моделей ТС ТП при подаче на вход оптимальной агрегированной модели как случайного процесса не превышает 4,2 %;

4) прогнозные модели ТС ТП находятся следующим образом: а) в интегрированной среде строятся кривые $m_{Uy}^*(t)$ и $D_{Uy}^*(t)$; б) производится оцифровка графиков $m_{Uy}^*(t)$ и $D_{Uy}^*(t)$; в) графики аппроксимируются линейной $m_{Uy}^*(t) = a + bt$ и квадратичной $D_{Uy}^*(t) = c + d \cdot t + e \cdot t^2$ моделями. Стандартная ошибка аппроксимации не превышает 1 %, а коэффициент корреляции не ниже 0,979. г) вычисляются прогнозные значения $m_{Uy пр}(t)$ и $D_{Uy пр}(t)$.

Предложена структура обобщенной автоматизированной системы управления техническим состоянием трубопроводов (АСУ ТС ТП) с разработанным программным комплексом, структурно состоящим из 5-ти основных модулей:

- 1- вычисления агрегированных моделей;
- 2- получения аппроксимирующих зависимостей КФ;
- 3- нахождения аналитических моделей изменения ТС;
- 4- прогнозирования ТС и

5- оценки эффективности функционирования трубопровода с аналитической идентификацией ТС.

5 Аналитическая идентификация технического состояния ТЭО

При рассмотрении вопросов аналитической идентификации ТС теплоэнергетического оборудования учтено, что его эксплуатация проводится в условиях повышенных температур и напряжений и характеризуется постепенным деформированием металла.

Выбранный по принципам типичности и информативности модельный энергетический котел декомпозирован на 3317 существенных элементов: сварные стыки, гибы и трубы. При нахождении агрегированных моделей ТС учтены следующие параметры и физико-механические свойства котельных марок стали: вероятность отказов, число пусков и допускаемое напряжение по наработке, объединенные в надежность компоненту, допускаемое напряжение по температуре, предел ползучести и предел длительной прочности, объединенные в температурную компоненту и пределы прочности и текучести, относительные удлинение и сужение, а также ударная вязкость, объединенные в механическую компоненту.

Проведено агрегирование информационных массивов с диагностической информацией, полученных по результатам трех диагностирований, с нахождением агрегированных моделей при различном (10...120) количестве элементов в каждом агрегате. По критерию минимума среднего риска получены оптимальные модели ТС котла (100 эл./агр.) для каждого диагностирования. Анализ агрегированных моделей (рисунок 9) показывает, что в соответствии с закономерностями, присущими ЭПО, степень повреждения металла с увеличением наработки также значительно возрастает, причем ухудшение ТС по агрегатам существенно неравномерное.

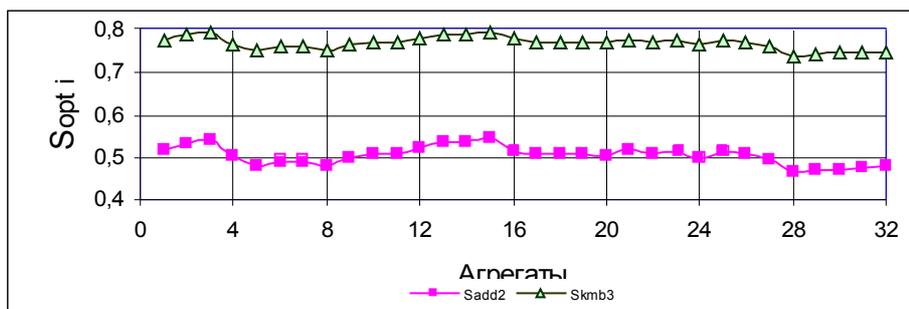


Рисунок 9 – Графики оптимальных агрегированных моделей ТС энергетического котла по данным 2-го и 3-го диагностирований

Получены поагрегатные интенсивности $V_{sk i}$ изменения ТС, а также зависимости изменения интенсивностей от ТС энергетического котла $V_{sk}(U)$ (рисунок 10). Выявлены коэффициенты аппроксимирующих полиномиальных зависимостей $V_{sk apr}(U)$.

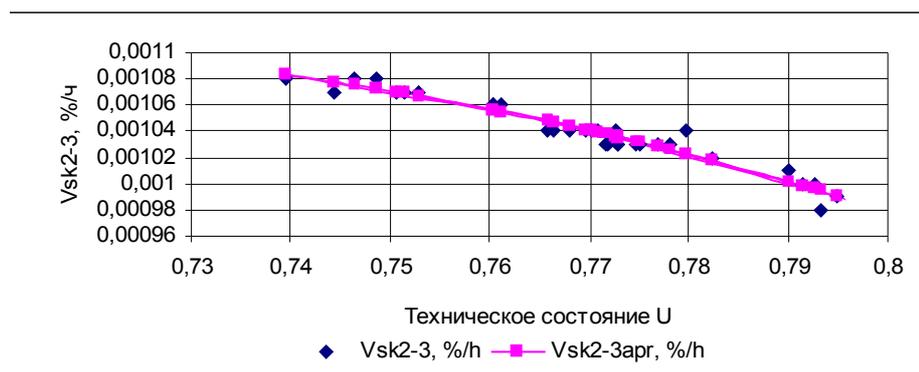


Рисунок 10 - Зависимость интенсивности изменения ТС от его величины для энергетического котла по данным 2-го и 3-го диагностирований

Установлено, что ТС энергетического котла по данным 1-го и 2-го диагностирований принадлежит диапазону 0,46...0,55, а соответствующая интенсивность (0,00025...0,00045) %/ч, а по данным 2-го и 3-го диагностирований – диапазон ТС существенно сдвигается в сторону больших значений (0,74...0,81), а интенсивность снижается в диапазоне (0,0011...0,00095) %/ч.

Рассчитаны опорные точки авто- и взаимно- КФ изменения ТС энергетического котла по результатам диагностирований, по которым подобраны опти-

мальные по минимаксному критерию аппроксимирующие зависимости (рисунок 11).

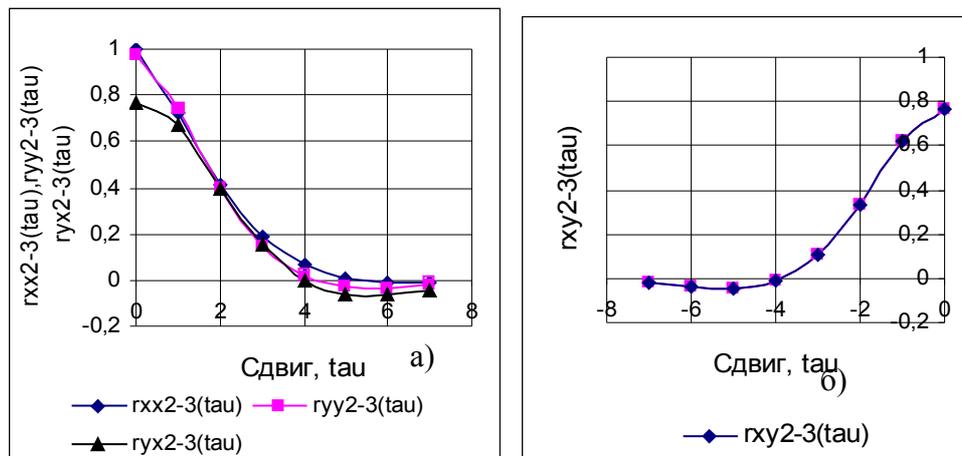


Рисунок 11 - Графики авто- $r_{xx2-3}(\tau)$, $r_{yy2-3}(\tau)$ и взаимно- $r_{yx2-3}(\tau)$ при $\tau \geq 0$ (а) и $r_{xy2-3}(\tau)$ при $\tau < 0$ (б) корреляционных зависимостей по агрегированным моделям 2-го и 3-го диагностирования

Математические модели ТС энергетического котла отнесены по данным 1-го и 2-го диагностирования к 3 классу, 4-ым типу и группе, а по данным 2-го и 3-го диагностирования к 4-ым классу, типу и группе, и после преобразований получены в численном виде. Устранение нулей и полюсов в числителе и знаменателе с положительной вещественной частью и ограничение до 2-й степени числителя позволяет получить после преобразований выражения для физически реализуемых ПФ:

$$G_{2-3f}(s) = 0,772 \frac{s^2 + 0,556s + 0,468}{s^3 + 2,022s^2 + 1,175s + 0,692} \quad (23)$$

С использованием единичного ступенчатого сигнала получены соответствующие переходные функции, отражающие изменение ТС энергетического котла по мере увеличения наработки:

$$u_{1_2}(t) = 0,145 - 0,031 \cos(0,619 \cdot t) e^{-0,268t} + 0,234 \sin(0,619 \cdot t) e^{-0,268t} - 0,114 e^{-2,155t}; \quad (24)$$

$$u_{2_3}(t) = 0,522 - 0,471 e^{-1,552t} - 0,051 \cos(0,625 \cdot t) e^{-0,235t} + 0,046 \sin(0,625 \cdot t) e^{-0,235t} \quad (25)$$

Модели интенсивностей изменения ТС металла энергетического котла получены с использованием обратного преобразования Лапласа от физически реализуемых ПФ:

$$V_{1_2}(t) = 0,245 e^{-2,155t} + 0,153 \cos(0,619 \cdot t) e^{-0,268t} - 0,044 \sin(0,619 \cdot t) e^{-0,268t}; \quad (26)$$

$$V_{2_3}(t) = 0,732 \cdot e^{-1,552t} + 0,04 \cos(0,625 \cdot t) e^{-0,235t} + 0,021 \sin(0,625 \cdot t) e^{-0,235t}. \quad (27)$$

Построены идентограммы как совокупности графиков технического состояния и модуля интенсивности его изменения, развернутые по наработке с учетом проведенных диагностирований (рисунок 12).

Процесс прогнозирования ТС ТЭО с использованием ОДУ с запаздывающим аргументом предполагает нахождение параметров прогнозных моделей.

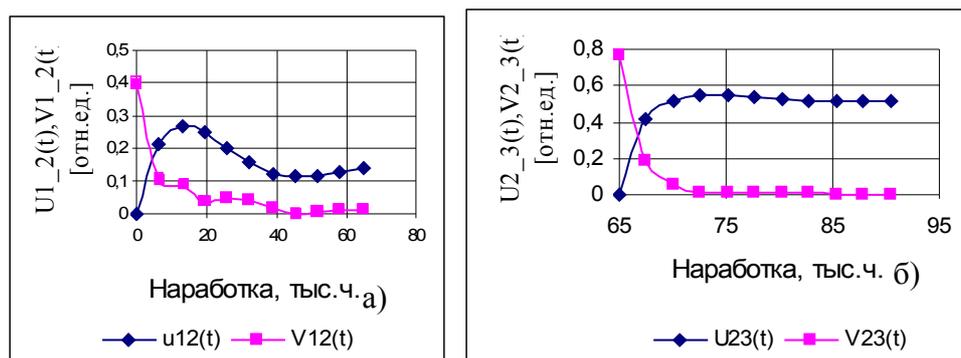


Рисунок 12 – Идентограммы, построенные по результатам 1-го и 2-го (а), 2-го и 3-го (б) диагностирований

Используя результаты 2-го и 3-го диагностирований, постоянная времени T для различных агрегатов котла составила от 44550 ч до 58397 ч, а время запаздывания τ – от 17322 до 39487 ч. Прогнозные агрегатные значения ТС получены подстановкой найденных параметров T и τ в уравнения моделей для последнего 3-го диагностирования. Рассчитан остаточный ресурс как наработка от последнего диагностирования до перехода в предельное ТС с определенным коэффициентом запаса K_3 ($U_{ost_pr} = K_3 \cdot U_\infty$) (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты расчёта остаточного ресурса агрегатов котла

№ агрегата	$U_{ost\ пр\ i} (K_3=5 \%)$	$T_{ост.р., ч}$
3	$U_{pred\ 3}$	70252
7	$U_{pred\ 7}$	81879
13	$U_{pred\ 13}$	81735
19	$U_{pred\ 19}$	88098
25	$U_{pred\ 25}$	98264

Структура замкнутой АСУ ТС ТЭО также основана на многомодульном и функциональном программном комплексе (ПК). Аналитическая идентификация ТС ТЭО достигается при выполнении следующих основных функций: выбор, считывание и анализ БД по объекту идентификации и наработке (тыс. часов); автоматизированный покомпонентный, поэлементный поагрегатный и погрупповой расчет степени повреждения металла; статистический анализ в виде точечных и интервальных с 95 % доверительной вероятностью характеристик ТС потенциально опасных элементов и агрегатов; сохранение конечных результатов; представление полнофункциональной гипертекстовой справки и др. В алгоритме функционирования ПК использованы ряд сформулированных закономерностей, присущих ТЭО: с ростом наработки под действием деградационных процессов ухудшается ТС металла и увеличивается степень его повреждения; чем больше по модулю воздействующие факторы и чем выше их неравномерность, тем при одной и той же наработке хуже ТС металла; механически напряженные элементы, такие как сварные стыки и гибы имеют при одной и той же наработке худшее ТС, чем, например, трубы.

В процессе создания ПК разработаны: 1) методика определения эквивалентной температуры эксплуатации с учетом наработки элементов на отказ, позволяющая скорректировать созданный для трех диагностированных комплексов баз данных энергетического котла и установить причины отказов элементов ТЭО за более чем 30-тилетний период эксплуатации, основной из которых является длительный перегрев металла и, как следствие, ускоренное протекание ползучести; 2) методика определения и сами полиномиальные аппроксимирующие зависимости выбранных физико-механических свойств металла ТЭО, во-

шедшие в надежность, температурную и механическую компоненты агрегированных моделей ТС трех котельных марок стали; 3) автоматизированный стенд с нагревательной камерой, снабженной системой автоматической стабилизации температуры, для испытаний на растяжение при повышенных температурах с уточнением аппроксимирующих зависимостей механической компоненты.

Следовательно, на основе, собранной за длительный период эксплуатации ТЭС, информации по отказам установлено, что основной причиной отказов ТЭО является перегрев (ползучесть) металла, далее следуют дефекты металла и монтажа, коррозии и истощение ресурса.

Выбранный по принципам типичности и информативности модельный энергетический котел декомпозирован на существенные элементы (около 3,5 тысяч): сварные стыки, гибы и трубы, диагностическая информация по которым представлена в табличной и графической частях организованной базы данных.

При нахождении агрегированных моделей ТС учтена следующая важная информация о параметрах и физико-механических свойствах котельных марок стали: вероятность отказов, число пусков и допускаемое напряжение по наработке, объединенные в надежность компоненту, допускаемое напряжение по температуре, предел ползучести и предел длительной прочности, объединенные в температурную компоненту и пределы прочности и текучести, относительные удлинение и сужение, а также ударная вязкость, объединенные в механическую компоненту.

Проведено агрегирование результатов трех диагностирований с нахождением по критерию минимума среднего риска оптимальных моделей ТС котла (100 эл./агр.), анализ которых показывает, что в соответствии с присущими ПО закономерностями степень повреждения металла с увеличением наработки значительно возрастает, причем ухудшение ТС по агрегатам существенно неравномерное.

Получены аппроксимирующие зависимости поагрегатных интенсивностей V_{ski} от ТС энергетического котла. Установлено, что ТС энергетического

котла по данным 1 и 2 диагностирований принадлежит диапазону 0,46..0,55, а соответствующая интенсивность (0,00025..0,00045) %/ч, а по данным 2 и 3-го диагностирований – диапазон ТС существенно сдвигается в сторону больших значений (0,74..0,81), а интенсивность снижается в диапазоне (0,0011..0,00095) %/ч .

Рассчитаны опорные точки авто- и взаимно- КФ изменения ТС энергетического котла по результатам диагностирований, по которым подобраны оптимальные по минимаксному критерию аппроксимирующие зависимости

Аналитические модели ТС энергетического котла отнесены по данным 1 и 2-го диагностирований к 3 классу, четвертым типу и группе, а по данным 2 и 3-го диагностирований класс, тип и группа – четвертые. Получены выражения физически реализуемых передаточных, переходных и импульсных переходных функций. Построены идентифицированные как совокупности графиков технического состояния и модуля интенсивности его изменения, развернутые по наработке с учетом проведенных диагностирований.

В процессе моделирования в интегрированной среде получены кривые МО ($M_{S2}(t)$ и $M_{S3}(t)$) и дисперсий ($D_{S2}(t)$ и $D_{S3}(t)$) выходных случайных процессов для 1 и 2-го, 2 и 3-го диагностирований при подаче на вход нормально распределенных случайных процессов u , $u D_{S3}(t)$ с параметрами, соответствующими средним значениям оптимальных агрегированных моделей на входе: M_{S1} , σ_{S1} и M_{S2} , σ_{S2} . Графики $M_{S2}(t)$ и $M_{S3}(t)$, $D_{S2}(t)$ и $D_{S3}(t)$ аппроксимированы при минимуме стандартной ошибки соответственно линейной $a+bt$ и квадратичной $a+bt+ct^2$ полиномиальными зависимостями. Расхождение результатов прогнозирования ТС ТЭО по аппроксимирующим зависимостям и моделированию в интегрированной среде VisSim не превышает для $M_{Si}(t)$ 3,4 %, а для $D_{Sj}(t)$ – 4,8 %.

Процесс прогнозирования ТС ТЭО с использованием ОДУ с запаздывающим аргументом предполагает нахождение параметров прогнозных моделей: постоянной времени T и времени запаздывания τ , которые для различных агрегатов котла соответственно составили от 44550 ч до 58397 ч и от 17322 до 39487 ч . Прогнозные агрегатные значения ТС получены подстановкой найден-

ных параметров T и τ в уравнения моделей для последнего третьего диагностирования. Рассчитан остаточный ресурс как наработка от последнего третьего диагностирования до перехода в предельное ТС с определенным коэффициентом запаса K_3 .

Структура замкнутой АСУ ТС ТЭО основана на многомодульном и функциональном программном комплексе. Аналитическая идентификация ТС ТЭО достигается при выполнении основных, предусмотренных разработанным алгоритмом, функций. В алгоритме функционирования ПК использованы сформулированные закономерности, присущие ТЭО: с ростом наработки под действием деградиционных процессов ухудшается ТС металла и увеличивается степень его повреждения; чем больше по модулю воздействующие факторы и чем выше их неравномерность, тем при одной и той же наработке хуже ТС металла; механически напряженные элементы, такие как сварные стыки и гибы имеют при одной и той же наработке худшее ТС, чем трубы.

В процессе создания ПК разработаны:

1) методика определения эквивалентной температуры эксплуатации с учетом наработки элементов ПО на отказ, позволяющая скорректировать созданный для трех диагностирований комплекс баз данных энергетического котла и установить причины отказов элементов ТЭО за более чем 30-ти летний период эксплуатации, основной из которых является длительный перегрев металла и, как следствие, ускоренное протекание ползучести;

2) методика определения и сами полиномиальные аппроксимирующие зависимости выбранных физико-механических свойств металла ТЭО, вошедшие в надежность, температурную и механическую компоненты агрегированных моделей ТС трех котельных марок стали;

3) автоматизированный стенд с нагревательной камерой, снабженной системой автоматической стабилизации температуры, для испытаний на растяжение при повышенных температурах с уточнением аппроксимирующих зависимостей механической компоненты.

Проведена аналитическая идентификация ТС паропроводов с получением агрегированных, корреляционных, математических и прогнозных моделей. На

основе исходной информации, представленной в виде альбома с результатами измерений величины и скорости их остаточной деформации в контрольных точках на гibaх и прямых участках сформирована база данных. Идентифицировано ТС трубопровода ГПП, включающем в себя паропровод «горячего» промперегрева (диаметр 160x16 мм) с выставленными бобышками ползучести на 412 мм, паропровод прогрева «горячего» промперегрева и паропровод прогрева «горячего» промперегрева к предохранительным клапанам (оба паропровода диаметром 273x11 мм с выставленными бобышками ползучести на 317 мм).

Для повышения эффективности автоматического управления температурой теплоносителя комплексного индивидуального теплового пункта жилого здания также проведена аналитическая идентификация контура отопления и получена адекватная математическая модель в виде физически реализуемой передаточной функции.

6 ЭФФЕКТИВНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭПО С АНАЛИТИЧЕСКОЙ ИДЕНТИФИКАЦИЕЙ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

Сравнительная оценка комплексного показателя технического состояния произведена с помощью трех наиболее важных частных характеристик: надежности функционирования, стоимости эксплуатации и производительности. Модель надежности функционирования ЭПО с учетом его начального состояния, вероятности безотказной работы и восстановления, экспоненциального закона распределения в предположении простых потоков отказов и восстановлений найдены из формулы для полной вероятности сложного события и пренебрежении членами высших порядков малости (28):

$$D_f(t) = P(0)P(t) + [1 - P(0)] V(\tau)P(t - \tau), \quad (28)$$

где $P(0)$ – вероятность исправного состояния ЭПО в начальный момент времени, характеризующаяся одним из коэффициентов готовности;

$P(t)$ – вероятность безотказной работы;

$V(\tau)$ - вероятность восстановления за время $\tau = T_B$;

$P(t-\tau)$ – вероятность безотказной работы ЭПО за время $(t-\tau)$, которое, безусловно, достаточно для его восстановления.

Выявлена закономерность: на этапе длительной эксплуатации ЭПО с ухудшением ТС надежность функционирования снижается, но с использованием результатов аналитической идентификации ТС она снижается существенно меньше за счет своевременного и оперативного воздействия на агрегаты ЭПО с ухудшенными техническими характеристиками. Поэтому вторая модель надежности функционирования $P_{fs}(t)$ ЭПО получается путем умножения первой на выявленную функцию $f_1(U)$ с агрегированной моделью, учитывающей влияние своевременного, оперативного и более объективного воздействия на ЭПО, поскольку анализ ведется по всем диагностическим данным объекта.

Модель стоимости эксплуатации $C_o(t)$ ЭПО (29) выражена в долях его общей проектной стоимости C_o :

$$C_o(t) = C_o^{-1} [C_{кз}(t) + C_{рем}(t) \cdot \varphi(t) + C_{зн}(t) + C_{пр}(t)] \cdot t, \quad (29)$$

где $C_{кз}(t)$ – расходы на защиту от коррозии, тыс. рублей;

$C_{рем}(t)$ – стоимость ремонта, тыс. рублей;

$\varphi(t)$ - показатель увеличения затрат на ремонт по мере износа;

$C_{зн}(t)$ – годовая зарплата обслуживающего персонала, тыс. рублей;

$C_{пр}(t)$ – прочие годовые расходы на эксплуатацию, тыс. рублей;

$T_{норм}$ – нормированный срок службы ЭПО.

Установлено, что на этапе длительной эксплуатации с ухудшением ТС стоимость эксплуатации повышается, но с использованием результатов аналитической идентификации она повышается существенно меньше за счет увеличения межремонтного цикла и уменьшения расходов на ремонт из-за повышения

объективности и информативности представления о ТС. Эта закономерность справедлива с учетом некоторого возрастания стоимости за счет расходов на формирование базы данных и разработки соответствующего программного комплекса. Поэтому, вторая модель стоимости эксплуатации $C_{эс}(t)$ ЭПО получается путем умножения (29) на выявленную функцию $f_2(U)$ с агрегированной моделью, учитывающей увеличение межремонтного цикла и уменьшение расходов на ремонт.

Для рассмотрения группы показателей, характеризующих производительность, примем в качестве ЭПО транспортирующий объект, например газопровод или паропровод. В этом случае будем говорить о суммарном объеме поставки продукта (m^3) за время функционирования объекта. Тогда третья по важности частная характеристика эффективности функционирования определяется формулой:

$$R(t) = \frac{Q}{Q_{ном} T_{ном}} t, \quad (30)$$

где Q и $Q_{ном}$ – действительная и номинальная объемные производительности (m^3/c), определяемые из соотношений: $Q = F \cdot V \cdot P$; $Q_{ном} = F_{ном} V_{ном} P_{ном}$.

Здесь F , $F_{ном}$ – рабочая и номинальная площади сечения, m^2 ;

V , $V_{ном}$ – рабочая и номинальная скорость поставляемой среды, m/c ;

P , $P_{ном}$ – фактическое и номинальное давления среды, МПа.

Вторая модель объема поставки газа $R_s(t)$ получается путем умножения (30) на выявленную функцию $f_3(U)$ с агрегированной моделью, учитывающей повышенные возможности соблюдения эксплуатационных режимов и сохранения проектных параметров, а также уменьшение времени простоя в ремонтный период и сокращение продолжительности ремонтов.

Комплексная оценка эффективности функционирования ЭПО произведена с учетом значений коэффициентов весомости частных характеристик - α_i , определенных методом экспертных оценок по результатам опроса специалистов соответствующих отраслей промышленности. Основные характеристики эф-

эффективности функционирования трубопроводов ОНГКМ определены на примере типовых линейных участков, представляющие из себя идентичные 3-х километровые модули. В соответствии с проведенными расчетами, результирующий коэффициент коррозионной опасности в зависимости от концентрации агрессивных примесей, содержащихся в транспортируемом газе, скорости потока газа, типа применяемого ингибитора и покрытия, а также климатических условий находится как произведение соответствующих коэффициентов и равен 0,752 для условий эксплуатации ТП ОНГКМ. В соответствии с проведенными расчетами, результирующий коэффициент технического состояния энергетического оборудования в зависимости от температуры, давления, химического состава пара находится как произведение соответствующих коэффициентов и для региональных условий составляет 0,653. Опыт эксплуатации ЭПО Оренбургского региона с учетом статистики отказов показывает, что частные характеристики эффективности после 20-ти летней эксплуатации целесообразно рассматривать с шагом в 10000 часов.

Структурная модель типового участка трубопровода после его декомпозиции представляет собой совокупность следующих элементов: 300 шт. стенок, 300 шт. продольных швов, через каждые 10 метров 200 шт. кольцевых швов и через каждые 30 метров 100 шт. монтажных швов, соединенных последовательно, а соответствующая модель энергетического котла включает в себя элементы в виде гибов, прямых участков труб и сварных соединений питательного трубопровода, водяного экономайзера, барабана, главного паропровода, конвективных и ширмовых пароперегревателей, экранов топки и газоходов, не обогреваемых соединительных паропроводов, подвесной системы, а также запорной, предохранительной и регулирующей арматуры.

Анализ полученных результатов (рисунок 13) позволяет заключить, что вероятность нормального функционирования $P_f(t)$ (трубопроводов и энергетических котлов) всех разработанных моделей в исследуемых интервалах времени монотонно убывает, поставка газа или пара растет, а относительная стоимость эксплуатации увеличивается. Найденные зависимости $W(U)$ позволяют заключить, что если техническое состояние ЭПО принадлежит диапазону (0,48-0,54),

то оно не оказывает существенного влияния на W , но с ухудшением технического состояния с 0,54 до 0,8 эффективность нелинейно убывает с 0,41 до 0,35.

Автоматизированная аналитическая идентификация ТС в среднем повышает надежность функционирования ЭПО на 5,7 %, стоимость эксплуатации уменьшается на 4,3 %, поставка газа или пара возрастает на 7,3 %, а эффективность функционирования ЭПО повышается на 7,8 % (рисунок 13).

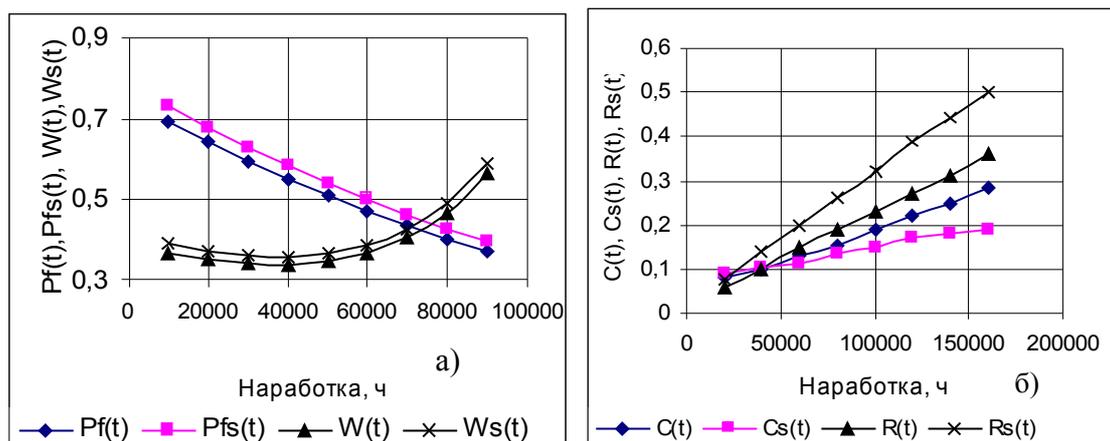


Рисунок 13 - Зависимости надежности и эффективности функционирования ТП (а), выработки пара и стоимости эксплуатации котла (б) от наработки

Разработаны аналитические модели изменения ТС для каждого трубопровода как с учетом выявленных повреждений, так и после их вырезки; предложена методика перехода от агрегированных моделей ТС к показателям надежности с соответствующим прогнозированием; идентифицированы технические состояния с получением полной статистической информации о соединительных и магистральных трубопроводах. На основании полученной информации построен перспективный график проведения ВТД, позволяющий существенно повысить равномерность ежегодно обследуемых длин ПП, а также сократить объемы дефектоскопии и ремонтных работ за счет возможности осуществления мониторинга за изменением ТС до и после ремонтов, возможности прогнозирования ТС и показателей надежности. Для группы из 5-ти энергетических котлов ТЭС комплексная оценка ТС при проведении автоматизированной аналитиче-

ской идентификации обеспечивает уменьшение объема ремонтных работ на (3,1-5,5) %, уменьшение объема технического диагностирования на (3,3-6,2) %. Верхние значения соответствуют большей наработке ТЭО.

Таким образом, эффективность функционирования ЭПО при автоматизированной аналитической идентификации ТС определена с помощью трех основных характеристик: надежности функционирования, стоимости эксплуатации и производительности. Модель надежности функционирования ЭПО построена с учетом его начального состояния, вероятности безотказной работы и восстановления, экспоненциального закона распределения в предположении простейших потоков отказов и восстановлений и найдена как полная вероятность сложного события при пренебрежении членами высших порядков малости. Выявлена закономерность: на этапе длительной эксплуатации ЭПО с ухудшением ТС надежность функционирования снижается, но с использованием результатов аналитической идентификации ТС она снижается существенно меньше за счет своевременного и оперативного воздействия на агрегаты ЭПО с ухудшенными техническими характеристиками.

Установлено, что на этапе длительной эксплуатации с ухудшением ТС стоимость эксплуатации повышается, но с использованием результатов аналитической идентификации она повышается существенно меньше за счет увеличения межремонтного цикла и уменьшения расходов на ремонт из-за повышения объективности и информативности представления о ТС. Эта закономерность справедлива с учетом некоторого возрастания стоимости за счет расходов на формирование БД и разработки соответствующего программного комплекса.

Из группы показателей, характеризующих производительность, принят суммарный объем поставки продукта (m^3) за время функционирования объекта, зависящий от действительного и номинального объемных расходов (m^3/c), рабочей и номинальной площади сечения (m^2), рабочей и номинальной скорости поставляемой среды (m/c), а также фактического и номинального давления среды (МПа). Вторая модель объема поставки газа или пара использует выявленную функцию с агрегированной моделью, учитывающую повышенные возможности

соблюдения эксплуатационных режимов и сохранения проектных параметров, а также уменьшение времени простоя в ремонтный период и сокращение продолжительности ремонтов.

Структурная модель типового участка трубопровода после его декомпозиции представляет собой совокупность стенок, продольных, кольцевых и монтажных швов, соединенных последовательно, а соответствующая модель энергетического котла включает в себя элементы в виде гибов, прямых участков труб и сварных соединений питательного трубопровода, водяного экономайзера, барабана, главного паропровода, конвективных и ширмовых пароперегревателей, экранов топки и газоходов, не обогреваемых соединительных паропроводов, подвесной системы, а также запорной, предохранительной и регулирующей арматуры.

Анализ полученных результатов позволяет заключить, что для всех разработанных моделей вероятность нормального функционирования $P_f(t)$ (трубопроводов и энергетического котла) в исследуемых интервалах времени монотонно убывает, поставка газа или пара растет, а относительная стоимость эксплуатации увеличивается. Если техническое состояние ЭПО принадлежит диапазону (0,48-0,54), то оно не оказывает существенного влияния на эффективность, но с ухудшением технического состояния с 0,54 до 0,8 эффективность нелинейно убывает с 0,41 до 0,35. Автоматизированная идентификация ТС в среднем повышает надежность функционирования ЭПО на 5,7 %, стоимость эксплуатации уменьшается на 4,3 %, поставка газа (пара) возрастает на 7,3 %, а эффективность функционирования ЭПО повышается в среднем на 7,8...10,2 %.

Разработаны аналитические модели изменения ТС для ПП как с учетом выявленных повреждений, так и после их вырезки; предложена методика перехода от агрегированных моделей ТС ПП к показателям надежности с соответствующим прогнозированием. На основании полученной информации построен перспективный график проведения ВТД, позволяющий существенно повысить равномерность ежегодно обследуемых длин ПП, а также сократить объемы дефектоскопии и ремонтных работ за счет возможности осуществления мониторинга

за изменением ТС ЭПО до и после ремонтов, возможности прогнозирования ТС и показателей надежности. Для группы из пяти энергетических котлов ТЭС комплексная оценка ТС за счет проведения аналитической идентификации обеспечивает уменьшение объема ремонтных работ на (3,1-5,5) % и уменьшение объема технического диагностирования на (3,3-6,2) %. Верхние значения соответствуют большей наработке ТЭО.

Выводы

К основным итогам работы относятся следующие результаты.

1 Определен класс ЭПО, характерными признаками которого являются: значительный объем получаемой диагностической информации и соответственно большая размерность задачи идентификации ТС; необходимость сохранения привязки диагностической информации к элементам ЭПО; отсутствие возможности измерения и синхронного получения входной и выходной информации; большой временной интервал (5-8 лет) между диагностированиями; отсутствие априорной информации о структуре и параметрах математических моделей изменения ТС ЭПО. Типичными представителями данного класса ЭПО являются трубопроводы и теплоэнергетическое оборудование.

Предложена декомпозиция общей проблемы идентификации ТС ЭПО, предполагающая нахождение:

- а) агрегированных моделей ТС на входе и выходе;
- б) аппроксимирующих зависимостей авто- и взаимно- КФ изменения ТС;
- в) общих и физически реализуемых аналитических моделей ТС и
- г) моделей прогнозирования ТС.

2 Разработана методика агрегирования диагностической информации ЭПО, предусматривающая группирование ее в агрегаты с определенным количеством элементов, оценку внутри агрегатного распределения данных с помощью предложенных агрегированных параметров: степени равномерности, рассеивания и экстремальности, всесторонне характеризующих эмерджентное свойство – рельефность, с последующим объединением их в агрегированные

модели ТС - аддитивные, мультипликативные и комбинированные, из которых по критерию минимума среднего риска находятся оптимальные. Они на организованном входе и выходе являются стационарными и стационарно связанными случайными процессами.

3 Сформированы, на основе собранной за длительный период эксплуатации оборудования Оренбургского нефтегазоконденсатного комплекса и тепловых электростанций Оренбургского региона информации по отказам, автоматизированные базы данных, содержащие характеристики существенных элементов ЭПО, отражающие конструктивные особенности, условия эксплуатации, наработку и причину отказов.

Определены с учетом результатов анализа причин отказов элементов ЭПО аппроксимирующие зависимости корреляционных функций: экспоненциальные; экспоненциально косинусные; экспоненциально полиномиальные и экспоненциально косинусинусные, отражающие различные механизмы изменения ТС при длительной эксплуатации ЭПО.

Предложена классификация аналитических моделей изменения ТС ЭПО, включающая классы, типы и группы, соответствующие аппроксимирующим зависимостям, декомпозированным по положительному и отрицательному аргументам. Получены для каждого сочетания класса, типа и группы символьные аналитические выражения математических моделей изменения ТС ЭПО.

4 Получены для аналитической идентификации ТС трубопроводов методики определения:

а) оптимальных по критерию минимума среднего риска агрегированных моделей по результатам последовательных диагностирований;

б) оптимальных по минимаксному критерию авто- и взаимокорреляционных зависимостей изменения ТС;

в) физически реализуемых численных аналитических моделей изменения ТС; г) моделей прогнозирования ТС с оценкой остаточного ресурса.

Предложено при идентификации ТС трубопроводов агрегированные модели получать по минимально возможным к задаваемому удельному количе-

ству дефектов равновеликим участкам с использованием степени равномерности, рассеивания и экстремальности, а также количества дефектов в агрегатах по измеренным при внутритрубных дефектоскопиях локальным параметрам аномалий - глубинам и оставшимися толщинами стенки трубы и вычисленным на их основе площадям и объёмам.

5 Разработана методика аналитической идентификации ТС ТЭО, предусматривающая:

а) декомпозицию с учетом конструктивных особенностей на существенные элементы;

б) формирование комплексной по проведенным диагностированиям базы данных в табличной и схемной (графической) формах с характеристикой условий эксплуатации, используемых марок стали, наработки и дефектности;

в) выбор и нахождение аппроксимирующих зависимостей, характеризующих безотказность, жаростойкость и механические свойства металлов;

г) создание агрегатов с одинаковым количеством элементов (95...104) с использованием основных агрегированных параметров и формирование на их основе температурной, надежностной и механической компонент;

д) нахождение из компонентных моделей: аддитивной, мультипликативной и комбинированной с выбором по критерию минимума среднего риска оптимальной;

е) статистический анализ агрегированной, групповой (гибы, стыки и трубы) и общей степени повреждения металла.

6 Разработаны и внедрены модульные и многофункциональные программные комплексы для автоматизированной аналитической идентификации ТС ЭПО как структурной основы соответствующих автоматизированных систем управления ТС. Они включают в себя модули нахождения агрегированных, корреляционных, аналитических и прогнозных моделей ТС ЭПО.

Определены эффективности функционирования трубопроводов и теплоэнергетического оборудования при автоматизированной аналитической идентификации ТС на основе надежности функционирования, величины поставки газа или тепловой энергии соответственно и стоимости эксплуатации. Результаты

исследований показывают, что эффективность функционирования ЭПО при её использовании возрастает в среднем на 7,8...10,2 %.

За разработку методов аналитической идентификации ТС теплоэнергетического оборудования авторам присвоено звание «Лауреат премии администрации Оренбургской области в сфере науки и техники» (2004 г.).

СПИСОК ОСНОВНЫХ ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ

1. Владов, Ю. Р. Исследование, разработка и внедрение лазерных способов автоматического определения шероховатости поверхностей движущихся изделий / И. Н. Антонов, Ю. Р. Владов, В. Н. Дегтярев // Применение лазеров в науке и технике : сб. науч. тр. / Акад. наук СССР, Урал. науч. центр, Ин-т физики металлов ; ПО «УралАЗ» ; Урал. науч.-исследоват. труб. ин-т. – Миасс, 1987. – С. 28-30.

2. Владов, Ю. Р. Оценка эффективности технических систем, контактирующих с коррозионными средами / В. М. Кушнарченко, Ю. Р. Владов, О. И. Стеклов // Нефтяная и газовая промышленность : науч.-техн. информ. сб. - М., 1992. - Вып. 3. - С. 15-21.

3. Владов, Ю. Р. Люминесцентные, лазерные и световые способы автоматического контроля технологических параметров / Ю. Р. Владов // Инновационное проектирование в образовании, технике и технологии : сб. науч. тр. Междунар. науч.-метод. конф. / Волгоград. гос. техн. ун-т. - Волгоград : ВолГТУ, 1995. - С. 117-120.

4. Владов, Ю. Р. Программное обеспечение для автоматизированной оценки состояния газопроводов / Ю. Р. Владов, В. М. Кушнарченко, Д. Н. Щепинов // Оптимизация информационных систем : межвуз. сб. науч. тр. / Оренбург. гос. ун-т. - Оренбург : ОГУ, 1997. – Ч. 2. - С. 164-169.

5. Владов, Ю. Р. Моделирование коррозионной поверхности трубопроводов / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова // Прогрессивные методы эксплуатации и ремонта транспортных средств : сб. науч. тр. IV Рос. науч.-техн. конф. / Оренбург. гос. ун-т. - Оренбург : ОГУ, 1999. - С. 89-91.

6. Владова, А. Ю. Модель автоматизированной системы управления надежностью трубопроводов / А. Ю. Владова, Ю. Р. Владов // Прогрессивные методы эксплуатации и ремонта транспортных средств : сб. науч. тр. IV Рос. науч.-техн. конф. / Оренбург. гос. ун-т. - Оренбург : ОГУ, 1999. - С. 256-259.

7. Владов, Ю. Р. Идентификация коррозионного состояния трубопроводных систем в машиностроении : учеб. пособие / Ю. Р. Владов. - Оренбург : ОГУ, 2000. - 100 с.

8. Владов, Ю. Р. Идентификация коррозионного состояния трубопроводов / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова // Социокультурная динамика региона:

Культура и образование : сб. науч. тр. Всерос. науч.-практ. конф. / Оренбург. гос. ун-т. - Оренбург : ОГУ, 2000. - С. 178-181.

9. Владов, Ю. Р. Анализ эффективности моделирования коррозионного состояния поверхности соединительных трубопроводов / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова // Прочность и разрушение материалов и конструкций : сб. науч. тр. II Всерос. науч.-техн. конф. / Орс. гос. техн. ин-т. - Орск : ОГТИ, 2000. - С. 75-77.

10. Владов, Ю. Р. Автоматизированная идентификация коррозионного состояния газопроводов с агрегированными параметрами и моделями / Ю. Р. Владов, Д. Н. Щепинов, А. Ю. Владова // Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред : сб. науч. тр. Междунар. науч.-техн. конф. / ОАО «Газпром» ; ООО «Оренбурггазпром» ; ОАО «Техдиагностика». - Оренбург, 2001. - С. 320-324.

11. Идентификация технического состояния соединительных газопроводов / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова, Д. Н. Щепинов, И. В. Коровяковский // Диагностика оборудования и трубопроводов, подверженных воздействию сероводородсодержащих сред : сб. науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф. / ОАО «Газпром» ; ООО «Оренбурггазпром» ; ОАО «Техдиагностика». - Оренбург, 2002. - С. 182-191.

12. Владов, Ю. Р. Надежность функционирования при оценке эффективности идентификации комплексных индивидуальных тепловых пунктов / Ю. Р. Владов, И. В. Коровяковский // Прочность и разрушение материалов и конструкций : сб. науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф. / Оренбург. гос. ун-т. - Орск : ОГУ, 2002. - С. 88-90.

13. Идентификация технического состояния теплоэнергетического оборудования по наработке / Ю. Р. Владов, В. М. Кушнарченко, А. Ю. Владова, Е. П. Степанов // Прочность и разрушение материалов и конструкций : сб. науч. тр. III Всерос. науч.-техн. конф. / Оренбург. гос. ун-т. – Орск : ОГУ, 2002. - С. 72-74.

14. Идентификация состояния энергооборудования / Ю. Р. Владов, В. М. Кушнарченко, А. Ю. Владова, Е. П. Степанов // Прогрессивные технологии в транспортных системах : сб. докл. V Рос. науч.-техн. конф. / Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2002. - Ч. 2. - С. 146-147.

15. Анализ повреждаемости парогенерирующего оборудования ТЭС / В. М. Кушнарченко, Н. Е. Кандыба, Е. П. Степанов, Ю. Р. Владов, Ю. А. Чирков // Вестн. Оренбург. гос. ун-та. – 2003. - № 6. – С. 177-182.

16. Владов, Ю. Р. Идентификация поверхностных дефектов сварных труб / Ю. Р. Владов, Д. А. Проскурин // Динамика и прочность материалов и конструкций : сб. науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф. / Орс. гос. техн. ин-т. – Орск : ОГТИ, 2003. – Вып. 5. - С. 90-94.

17. Владов, Ю. Р. Агрегированные и корреляционные модели степени повреждения металла теплоэнергетического оборудования / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова, Е. П. Степанов // Современные аспекты компьютерной интеграции машиностроительного производства : сб. науч. тр. Всерос. науч.-техн. конф. / Оренбург. гос. ун-т. - Оренбург : ОГУ, 2003. – С. 110-114.

18. Идентификационный подход к состоянию систем / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова, И. В. Коровяковский, Е. П. Степанов // Качество профессионального образования: обеспечение, контроль и управление : материалы Всерос. науч.-практ. конф. / Оренбург. гос. ун-т. - Оренбург : ОГУ, 2003. - С. 184-186.
19. Владов, Ю. Р. Теоретическое решение задачи идентификации технического состояния промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Современные аспекты компьютерной интеграции машиностроительного производства : сб. науч. тр. Всерос. науч.-практ. конф. / Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2003. - С. 205-215.
20. Владов, Ю. Р. Идентификация систем : учеб. пособие / Ю. Р. Владов. - Оренбург : ОГУ, 2003. - 202 с.
21. Владов, Ю. Р. Идентификация технического состояния металла теплоэнергетического оборудования : свидетельство об отраслевой регистрации разработки / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова. - № 2986 ; Гос. регистрация № 50200301000 от 15.12.2003. - М., 2003. - 1 с.
22. Владов, Ю. Р. Определение эквивалентной температуры эксплуатации ТЭО по времени до разрушения / Е. П. Степанов, В. М. Кушнарченко, Ю. Р. Владов // Вестн. Оренбург. гос. ун-та. - 2004. - № 5. - С. 63-65. - (Прил. : Авто-транспортные системы).
23. Идентификация технического состояния теплоэнергетического оборудования : монография / Ю. Р. Владов, В. М. Кушнарченко, Н. Е. Кандыба, Е. П. Степанов, А. Ю. Владова. - Оренбург : ОГУ, 2004. - 203 с.
24. Владов, Ю. Р. Решение задачи идентификации на основе агрегированных моделей технического состояния промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Вестн. Оренбург. гос. ун-та. - 2004. - № 6. - С. 151-156.
25. Владов, Ю. Р. Агрегирование при аналитической идентификации технического состояния промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Прочность и разрушение материалов и конструкций : материалы IV Междунар. науч. конф. / Рос. акад. естествознания. - М. : РАЕ, 2005. - С. 87-90. - (Прил. № 1 к журн. Рос. акад. естествознания «Современные наукоемкие технологии»).
26. Владов, Ю. Р. Математическая модель повреждений трубопроводов / Ю. Р. Владов, Д. Н. Щепинов // Прочность и разрушение материалов и конструкций : материалы IV Междунар. науч. конф. / Рос. акад. естествознания. - М. : РАЕ, 2005. - С. 80-82. - (Прил. № 1 к журн. Рос. акад. естествознания «Современные наукоемкие технологии»).
27. Владов, Ю. Р. Агрегированный подход к аналитической идентификации технического состояния промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Вестн. Оренбург. гос. ун-та. - 2005. - № 2. - С. 169-173.
28. Владов, Ю. Р. Агрегированные модели и методы аналитической идентификации технического состояния промышленных объектов : автореф. дис. ... д-р. техн. наук / Ю. Р. Владов. – Оренбург : ОГУ, 2005. - 33 с.
29. Владов, Ю. Р. Аналитическая идентификация технического состояния и эффективность функционирования промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Автоматизация в промышленности. - 2005. - № 4. – С. 9-12.
30. Владов, Ю. Р. Теоретические аспекты аналитической идентификации технического состояния промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Компьютер-

ная интеграция производства и ИПИ (GALS) технологии : сб. ст. Всерос. науч.-практ. конф. / Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2005. – С. 69-74.

31. Владов, Ю. Р. Прогнозирование технического состояния при аналитической идентификации промышленных объектов / Ю. Р. Владов, И. В. Коровяковский, Д. А. Проскурин // Компьютерная интеграция производства и ИПИ (GALS) технологии : сб. ст. Всерос. науч.-практ. конф. / Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2005. – С. 74-78.

32. Владов, Ю. Р. Систематизация математических моделей аналитической идентификации технического состояния промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Информационные, измерительные и управляющие системы (ИИУС-2005) : материалы Междунар. науч.-техн. конф. / Самар. гос. техн. ун-т. – Самара : СамГТУ, 2005. – С. 18-20.

46. Владов, Ю. Р. Систематизация математических моделей при аналитической идентификации технического состояния промышленных объектов / Ю. Р. Владов // Вестн. Самар. гос. техн. ун-т. - 2005. - № 33. – С. 14-19.

47. Автоматизированная идентификация технического состояния трубопроводных систем / Ю. Р. Владов, В. М. Кушнарченко, А. Ю. Владова, Е. В. Кушнарченко // Конструкторско-технологическая информатика КТИ-2005 : V Междунар. конгр. / Моск. гос. техн. ун-т. – М. : МГТУ : Станкин, 2005. – С. 246-249.

48. Владов, Ю. Р. Количественная оценка технического состояния трубопроводов по результатам диагностирования / Ю. Р. Владов, Д. Н. Щепинов // Прогрессивные технологии в транспортных системах : сб. докл. VII Рос. науч.-практ. конф. / Оренбург. гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2005. – С. 74-78.

49. Идентификация технического состояния газоконденсаторов / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова, Е. В. Кушнарченко, Д. Н. Щепинов // Вестн. Оренбург. гос. ун-та. - 2005. - № 9, прил. – С. 181-184.

50. Владов, Ю. Р. Аналитическая идентификация технического состояния газоконденсаторов. Теоретические и практические аспекты научного направления / Ю. Р. Владов // Вестн. Оренбург. гос. ун-та. - 2006. - № 2, т. 2. – С. 95-102.

51. Владова, А. Ю. Высокопроизводительная идентификация технического состояния промышленного оборудования / А. Ю. Владова, Ю. Р. Владов // Технологии Microsoft в теории и практике программирования : материалы конф. / под ред. Р. Г. Стронгина ; Нижегород. гос. ун-т. - Нижний Новгород : НижегородГУ, 2006. – С. 46-48.

52. Владов, Ю. Р. Модели и методы аналитической идентификации / Ю. Р. Владов, Е. В. Кушнарченко, А. Ю. Владова // Агрегированный подход : III Междунар. конф. по проблемам управления : тез. докл. : в 2-х т. / Рос. акад. наук, Ин-т проблем управления. - М., 2006. – Т. 1. - С. 102.

53. Владов, Ю. Р. Моделирование надежности энергонапряженных технических систем в интегрированных средах / Ю. Р. Владов, А. Ю. Владова, В. М. Кушнарченко // Образовательные, научные и инженерные приложения в среде LabView и технологии National Instruments : сб. тр. V Междунар. науч.-практ. конф. / Рос. ун-т дружбы народов. - М. : РУДН, 2006. – С. 433-436.

54. Волова, А. Ю. Классификация разработанных аналитических моделей технического состояния энергонапряженных систем / А. Ю. Волова, Ю. Р. Волов // Автоматизация в промышленности : материалы науч. конф. / Рос. акад. наук, Ин-т проблем управления. - М., 2007. - С. 9.