

ТЕХНОЛОГИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЛАВУЧЕЙ АТОМНОЙ ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Ю. Н. Мясников, В. Г. Хорошев

ФГУП Крыловский государственный научный центр (Санкт-Петербург, Российская Федерация)

Статья поступила в редакцию 21 июня 2016 г.

Излагаются авторская концепция и технология диагностического обеспечения энергетического оборудования плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС). Рассмотрены разработка и внедрение средств и систем диагностики оборудования ПАТЭС как эффективный инструмент совершенствования комплексной системы управления техническими средствами ПАТЭС, обеспечивающий переход от регламентного (по наработке или календарному времени) технического обслуживания к стратегии по фактическому техническому состоянию механизмов и аппаратов. Это мировая практика, и если Россия планирует выход с ПАТЭС на мировой рынок, реализация программы диагностического обеспечения ПАТЭС неизбежна.

Ключевые слова: диагностическое обеспечение, комплексная система управления техническими средствами, информационно-вычислительный комплекс, плавучая атомная теплоэлектростанция, программно-аппаратный комплекс технического диагностирования, система централизованного контроля, функционально-самостоятельный элемент.

«...Я считаю, что в атомной отрасли о вероятностном подходе необходимо забыть. Какой бы замечательной ни была ядерная установка, мы имеем право использовать ее только в том случае, когда нет ни малейшего шанса для пресловутого человеческого фактора. Если даже случится авария любого уровня, система безопасности сработает таким образом, что никакого радиационного переоблучения не произойдет».

Академик Ф. М. Митенков

Введение

Современный вектор развития энергетики определяется двумя основными факторами: экологическим и энергоресурсным. Экологический фактор есть следствие антропогенного давления на природу, вызванного беспрецедентным сжиганием ископаемых углеводородных топлив (нефть, газ, уголь и т. п.). Энергоресурсные проблемы возникают в связи с негативными тенденциями в энергетическом комплексе России. В первую очередь это рост доли трудноизвлекаемых углеводородных энергоносителей и ежегодный рост экспортной составляющей. Значительная часть рентабельных месторождений (Уренгой, Ямбург, Медвежье) выработана более чем на 75%. Нефтегазовый уход в Арктическую зону

влечет за собой не только значительное удорожание процессов добычи (скважины до 4,5 км, выживание в суровых условиях Арктики), но и спровоцирует невиданные до сих пор экологические катаклизмы. По данным экспертов ЮНЕСКО, при бурении скважины сбрасывается в море более 120 т нефти, до 400 т бурового шлама и более 1000 т разного рода отходов. Эксплуатация скважин и последующая транспортная перевозка добываемых нефтегазовых продуктов в разы усилит экологическое давление на окружающую среду.

Арктический бассейн — это регулятор климата на планете, и чтобы сохранить и обеспечить защиту природной среды Арктики, хозяйствующие субъекты в этом регионе должны быть обеспечены экологически чистой энергией [4]. Поэтому строительство плавучих атомных теплоэлектростанций (ПАТЭС)

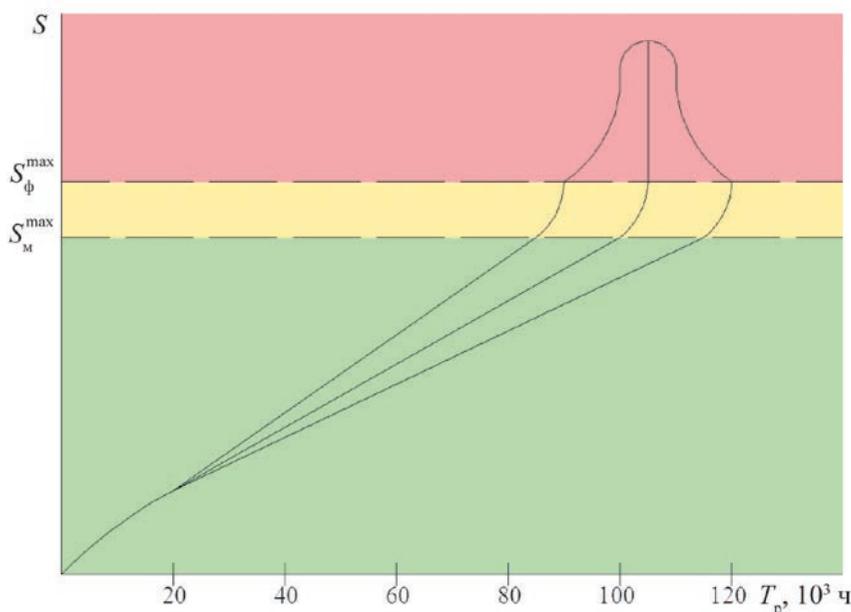


Рис. 1. Обобщенная характеристика изменения технического состояния энергетического оборудования. Светло-зеленым цветом обозначена тенденция для стран со стабильно развивающейся экономикой, желтым — тенденция для экономики, переживающей кризис, розовым — запретная область эксплуатации оборудования; S — параметр технического состояния оборудования, S_ϕ^{\max} — предельное значение ресурса по параметру физического износа, S_m^{\max} — предельное значение ресурса по параметру морального износа, T_p — ресурс оборудования

и размещение их вдоль северного побережья России следует признать оптимальным вариантом энергоснабжения северных территорий [3].

К сожалению, по известным причинам проектирование (ОАО ЦКБ «Айсберг») и строительство ПАТЭС затянулось на долгие годы, а хроническое недофинансирование оставило нерешенным ряд задач, определяющих безопасную эксплуатацию станции в условиях Арктики и в первую очередь ее диагностическое обеспечение.

Мировой и отечественный опыт эксплуатации стационарной и транспортной атомной энергетики свидетельствует, что значимое место в проблеме повышения эффективности и безопасности использования оборудования атомной энергетической установки (АЭУ) отводится методам и средствам технической диагностики. Их внедрение позволяет повысить безопасность, снизить вероятность ошибок операторов в процессе идентификации аномальных ситуаций, исключить радиационные аварии и связанную с ними опасность загрязнения окружающей среды.

На чем основаны такие предпосылки?

Они вытекают из современных требований к длительности эксплуатации оборудования, которые характеризуются двумя основными процессами:

- постоянным увеличением физической долговечности оборудования за счет применения конструктивных материалов, обладающих высокой прочностью и износостойкостью, усовершенствования конструкции и схемных решений;

- постепенным снижением ресурса по параметру физического износа до так называемого морального износа как проявления общей тенденции к снижению сроков обновления технических средств в условиях обострения конкуренции на мировом рынке производителей энергетического оборудования.

В результате к настоящему времени в развитых странах (США, Евросоюзе) сложилось положение, при котором роль ограничительной ресурсной характеристики играет не столько физическая долговечность, сколько моральный износ оборудования (рис. 1).

В современных условиях России, напротив, по известным причинам экономически оправданным является максимально возможное (и невозможное) использование всех располагаемых резервов физической долговечности оборудования. Нетрудно видеть (см. рис. 1), что при этом ресурсная характеристика попадает в доверительный интервал, характеризующий дисперсию физической долговечности оборудования. А это означает, что при средне-статистической оценке фактического расхода ресурса оборудования вероятность его отказа до наступления предельного состояния не только становится значимой, но и является причиной аварийных ситуаций и катастроф.

В этой связи регламентная система обслуживания технических средств ПАТЭС не обеспечит оптимальное решение проблемы экологической безопасности и эффективной эксплуатации станции.

Только переход к эксплуатации ПАТЭС по фактическому состоянию (ФТС) способен создать условия

для активного поддержания ее надежности и безопасности в течение всего срока службы.

Вместе с тем такой переход требует решения по крайней мере трех основных задач:

- совершенствования и разработки научно-методической базы диагностического обеспечения технических средств ПАТЭС, включающей не только машинную обработку параметров рабочего процесса энергетической установки и представление информации в словесно-рекомендательной форме (интеллектуальный советчик оператора), но и внедрение специальных диагностических приборов на новых физических принципах, позволяющих определять текущее техническое состояние оборудования и прогнозировать изменение этого состояния;
- разработки нормативно-технической документации и организационно-технических мероприятий по переводу ПАТЭС на эксплуатацию по ФТС;
- подготовки обслуживающего персонала, владеющего современными методами и средствами технической диагностики и способного развивать эти исключительно важные и необходимые направления при эксплуатации ПАТЭС.

Учитывая, что в основу создаваемых ПАТЭС положено широкое применение технических решений, используемых в корабельной энергетике, представляется целесообразным показать алгоритмический и приборный компоненты диагностического обеспечения корабельного оборудования [3; 4], которые при соответствующей доработке могут быть с успехом реализованы на ПАТЭС.

Задачи и основные компоненты диагностического обеспечения ПАТЭС

Основной предпосылкой возникновения и развития нештатных ситуаций является естественная деградация энергетического оборудования под воздействием разрушающих факторов (табл. 1).

Значительная часть указанных процессов протекает скрытно для персонала АЭУ. Обычным следствием неконтролируемого износа элементов оборудования является нарушение работоспособности систем, имеемое в теории надежности внезапным отказом.

Поддержание проектной надежности оборудования и систем АЭУ обеспечивается в настоящее время «Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования АС» (РД

Таблица 1. Разрушающие факторы и процессы деградации технического состояния оборудования систем РУ и ПТУ

Оборудование	Элементы, лимитирующие надежность	Эксплуатационные воздействия	Разрушающие процессы
Ядерный реактор	Корпус, оболочки тепловыделяющих элементов	Механические и термические напряжения, радиационное облучение	Термоцикловая усталость, растрескивание, охрупчивание
Парогенераторы	Поверхности нагрева	Статические и динамические нагрузки, радиационное облучение	Термоцикловая усталость корпуса и теплопередающих поверхностей
Паровые турбины	Рабочие лопатки	Эрозионные воздействия влажно-паровой среды	Эрозионный износ
	Подшипники	Радиальные и осевые усилия, вращение ротора	Триботехнический износ
	Концевые и межсекционные уплотнения	Касание неподвижных деталей при деформации и вращении ротора	То же
	Бандажные узлы ступеней турбины	Механические и термические нагрузки	Ползучесть и релаксация, ослабление креплений
Центробежные и осевые насосы	Рабочие колеса	Воздействие потока рабочей среды, воздействие агрессивных сред и абразивных частиц	Коррозионный и эрозионный износ
	Подшипники скольжения	Радиальные и осевые усилия, вращение ротора	Триботехнический износ
Поршневые насосы	Поршни, манжеты, гильзы	Трение, боковые усилия	То же
	Клапаны	Ударные нагрузки, воздействие агрессивных сред	Наклеп, усталость, трещинообразование, коррозия

Оборудование	Элементы, лимитирующие надежность	Эксплуатационные воздействия	Разрушающие процессы
Паровые эжекторы	Сопловые коробки	Эрозионное воздействие среды	Эрозия
	Водяные камеры конденсаторов	Коррозионное воздействие забортной воды	Коррозия, нарушение герметичности
Компрессоры	Клапаны	Ударные нагрузки	Усталость, трещинообразование
	Теплообменники ступеней	Термоцикловые нагрузки	Нарушение плотности в местах соединения узлов теплообменника
Трубопроводы (пар, газ)	Сварные швы, колена	То же	Усталость, охрупчивание материала, растрескивание
Трубопроводы (вода)	Внутренние поверхности в местах турбулизации потока	Коррозионно-эрозионное воздействие среды	Износ стенок
Регулирующие устройства	Чувствительные элементы	Воздействие агрессивной и загрязненной среды	Коррозия, загрязнение
	Уплотняющие пары	Трение	Износ, нарушение плотности
	Упругие элементы, пружины, мембраны	Циклические силовые и термические нагрузки	Усталость, изменение жесткости
Арматура	Уплотняющие элементы	Коррозионно-эрозионное воздействие среды	Износ
Емкости (цистерны, баки, баллоны, компенсаторы)	Стенки емкостей	Воздействие циклических нагрузок и агрессивных сред	Коррозия, усталость и старение металла
Фильтры	Фильтрующие элементы	Циклические знакопеременные нагрузки	Усталостное разрушение
Электрические машины	Обмотки	Динамические силовые нагрузки, тепловые, магнитные, электрические поля	Старение изоляции, обрывы жил, межвитковые замыкания
	Подшипники	Радиальные усилия, вращение ротора, эрозионное воздействие загрязненного масла	Износ, усталостное повреждение контактных поверхностей
Статические преобразователи	Полупроводниковые элементы, изоляция	Циклические термоэлектрические нагрузки	Механические повреждения, ухудшение характеристик
Кабельные трассы	Изоляция токоведущих жил	Деформация, длительное воздействие повышенных температур	Старение
Электрические коммутирующие устройства	Контактные элементы	Коррозионное воздействие окружающей среды, электрическая дуга при размыкании контактов	Коррозия, обгорание
	Механические узлы и элементы	Циклические нагрузки	Усталость, трещинообразование

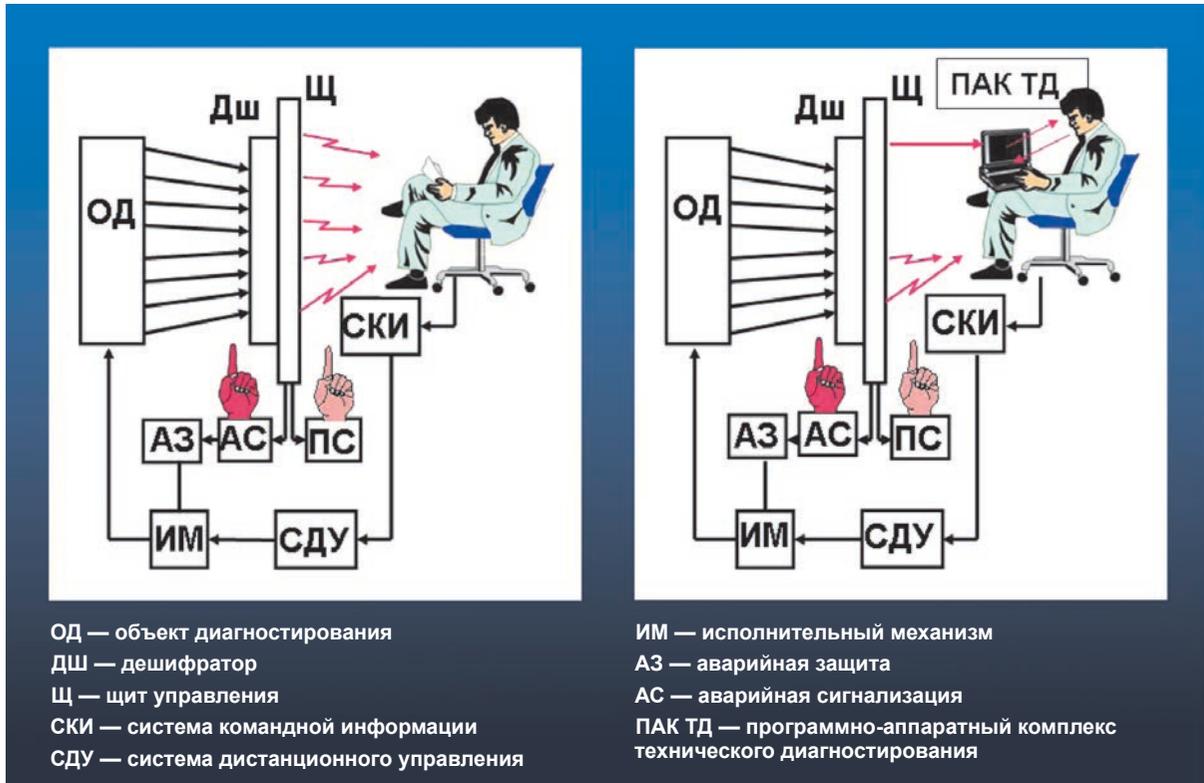


Рис. 2. Система централизованного контроля энергетической установки

53.025.002-88), в основу которых положен регламентный принцип организации профилактических работ, не отвечающий, как показано выше, современным требованиям безопасности и эффективной эксплуатации станции.

В этой связи, а также исходя из того, что система централизованного контроля (СЦК) ПАТЭС (рис. 2) практически полностью построена на информационной основе датчиков теплотехнических параметров, характер и область изменения которых описывается единичной импульсной функцией [5], чьи возможности ограничиваются установлением факта нарушения работоспособности АЭУ, проблема диагностического обеспечения станции сводится к решению двух основных задач:

- формализации, последующей автоматизации процедур поиска причин нарушения работоспособности (ППНР) АЭУ и формирования на этой основе рекомендаций (советов) обслуживающему персоналу по управляющему воздействию на установку (интеллектуальный советчик оператора);
- разработки состава и системной реализации приборов и аппаратуры на новых физических принципах, позволяющих определять текущее техническое состояние оборудования, прогнозировать его изменение в процессе эксплуатации без демонтажных работ.

Реализация второй задачи позволяет перейти на эксплуатацию станции по ФТС и технически обеспечить требуемую безопасность и эффективное использование ПАТЭС.

Решение первой задачи диагностики вытекает из характера и области изменения теплотехнических параметров [5], которые позволяют применить логический метод диагностики. В этом случае условие

$$D_T(t < T) = 1 \text{ и } D_T(t > T) = 0$$

принимает вид

$$Z_i = F_i^{\text{лог}} \left[\{z, x\}, \Theta \right],$$

где Z_i соответствует D_{Ti} и является выходным параметром i -го функционального самостоятельного элемента (ФСЭ¹); $F_i^{\text{лог}}$ — логическая функция входных параметров i -го ФСЭ; Z — выходные параметры других ФСЭ, являющиеся входными i -го ФСЭ; X — входные параметры i -го ФСЭ со стороны внешней среды; Θ — обобщенный механический параметр, характеризующий техническое состояние ФСЭ и искомый в рассматриваемой задаче.

Анализ системы таких функций относительно неработоспособного ФСЭ при исправных остальных ФСЭ, входящих в модель технического состояния (МТС) ПАТЭС, позволяет построить матрицу технического состояния АЭУ. Последняя является формализованной основой автоматизации процедур поиска ФСЭ с нарушенной работоспособностью и, таким

¹ ФСЭ — оборудование АЭУ, в котором происходит законченный цикл преобразования энергии.

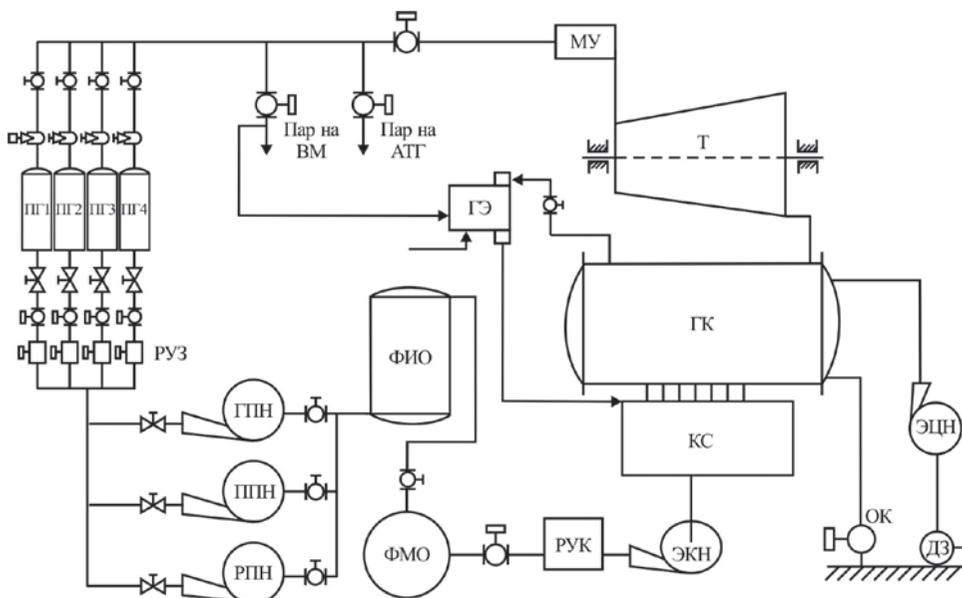


Рис. 3. Принципиальная схема главного цикла паротурбинной установки:

РУЗ – устройство системы управления, регулирования и защиты, – клапан с дистанционным управлением, – невозвратный клапан, ПГ – парогенератор, – паровая задвижка с электроприводом, – ручной запорный клапан, МУ – маневровое устройство, Т – турбина, ГК – главный конденсатор, ГЭ – главный эжектор, КС – конденсатосборник, ЭЦН – электроциркуляционный насос, – донная задвижка, ЭКН – электроконденсатный насос, РУК – регулятор уровня конденсата, ФМО – фильтр механической очистки, ФИО – фильтр ионообменный, ГПН – главный питательный насос, ППН – пусковой питательный насос, РПН – резервный питательный насос, ВМ – вспомогательные механизмы, АТГ – автономный турбогенератор

образом, позволяет решить первую задачу диагностики и вывести оператора из последовательной цепочки в СЦК в параллельную (см. рис. 2).

Покажем методику решения задачи на простом примере, принципиальная схема которого приведена на рис. 3.

Начальной ступенью формализации является построение на базе принципиальной схемы структурной схемы главного цикла ПТУ, позволяющей не только уточнить необходимый состав ФЭС, но и выявить связи между ними по рабочему телу (рис. 4).

Анализ количественных характеристик этих связей является основой построения диагностической модели АЭУ, и, таким образом, мы получаем обоснованный перечень измеряемых теплотехнических параметров, значения которых характеризуют процессы преобразования энергии в каждом ФЭС:

Парогенератор (позиции 1—4). Принципиальная тепловая схема ПГ представляет собой теплообменник, в котором питательная вода с температурой $T'_{пр}$ и давлением $P'_{пр}$ подается в трубки ПГ, кипит внутри трубок, нагреваемая водой первого контура с температурой $T'_{тн}$, превращается в насыщенный пар, который перегревается и на выходе ПГ имеет температуру $T''_{пр}$ и давление $P''_{пр}$.

В общем случае

$$P''_{пр}(T''_{пр}) = f [P'_{пр}, T'_{пр}, T'_{тн}, \theta_{пр}], \quad (1)$$

где $\theta_{пр}$ — обобщенный механический параметр.

Выражение (1) — диагностическая модель ПГ, где аргумент $\theta_{пр}$ характеризует техническое состояние теплопередающих поверхностей ПГ.

Коммутирующие устройства (клапаны, позиции 5—8, 13). Любое коммутирующее устройство выполняет две основных функции — запирающую и регулирующую. В первом случае рабочее тело беспрепятственно проходит через клапан устройства либо путь ему преграждает закрытое положение клапана, во втором случае различное положение открытого клапана позволяет регулировать давление и расход рабочего тела и тем самым обеспечивать многорежимность энергетической системы.

В обоих случаях определяющую роль играют положение запирающего устройства и его техническое состояние, характеризуемое обобщенным показателем θ_k . Можно записать:

$$P''_k = f(P'_k, H_k, \theta_k), \quad (2)$$

где P'_k и P''_k — давление рабочего тела перед клапаном и за ним; H_k — положение клапана.

Главный паропровод (позиция 9). Параметры состояния пара (давление и температура) перед маневровым устройством главной паровой турбины в равной мере зависят от характеристик пара после

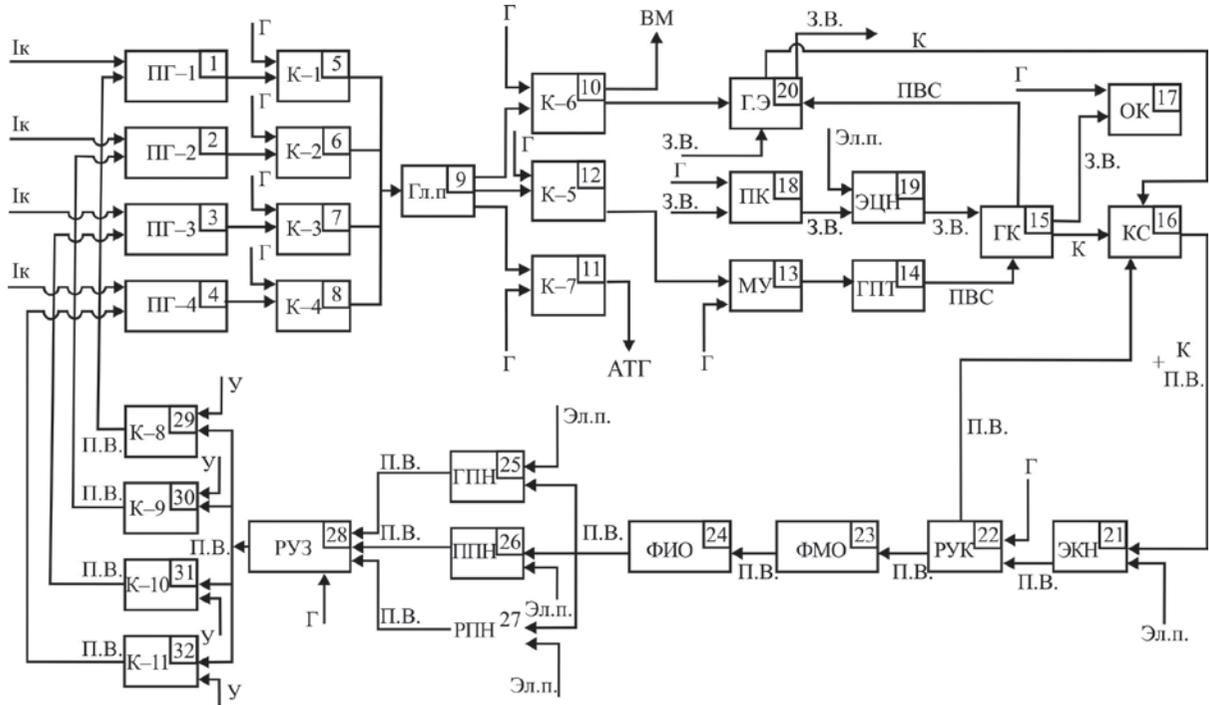


Рис. 4. Структурная схема главного цикла ПТУ: 1к – первый контур, ПГ – парогенератор, Г – система гидравлики, К – дистанционно управляемый клапан, Гл. п. – главный паропровод, ВМ – вспомогательные механизмы, АТГ – автономный турбогенератор, З. В. – заборная вода, ГЭ – главный эжектор, ПК – приемный кингстон, МУ – маневровое устройство, ПВС – паровоздушная смесь, Эл.п. – электропривод, ЭЦН – электроциркуляционный насос, ГПТ – главная паровая турбина, ГК – главный конденсатор, ОК – отливной кингстон, КС – конденсатосборник, ПВ – питательная вода, ЭКН – электроконденсатный насос, РУК – регулятор уровня конденсата, ФМО – фильтр механической очистки, ФИО – ионообменный фильтр, ГПН – главный питательный насос, ППН – пусковой питательный насос, РПН – резервный питательный насос, РУЗ – регулятор подачи воды в парогенераторы

парогенератора и от технического состояния главного паропровода, т. е.

$$P''_{гн}(T''_{гн}) = f(P'_{гн}, T'_{гн}, \theta_{гн}). \quad (3)$$

Главная паровая турбина (позиция 14). Номинальная (максимальная) мощность турбины определяется по формуле

$$N_B = G_B H_0 \eta_B, \quad (4)$$

где G_B — расход пара на рассматриваемом режиме; H_0 — изоэнтропийный перепад энтальпий в турбине (определяется по начальным параметрам пара и давлению в конденсаторе при рассматриваемом режиме работы); η_B — КПД турбины; $N_B = f(n_B)$; n_B — частота вращения турбины.

Главный конденсатор (позиция 15). Сводное уравнение теплового баланса конденсатора для квазистационарного режима имеет вид

$$Q_1 = Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5, \quad (5)$$

где Q_1 — общее количество теплоты, поступающее в конденсатор с обработавшим паром; $Q_2, \dots,$

Q_5 — количество теплоты, отводимой от конденсатора соответственно с охлаждающей водой, с отсасываемой эжектором паровоздушной смесью, с протечками паровоздушной смеси через концевые уплотнения турбины и с откачиваемым конденсатом.

Обозначив расход G ; энтальпию i , температуру T , теплоемкость рабочих сред C_p , запишем Q_1, \dots, Q_5 в следующем виде:

$$Q_1 = G_T^{отр.п.} i_T^{отр.п.},$$

$$Q_2 = G_{ГК}^{охл.в.} C_p^{охл.в.} (T_{ГК}^{охл.в.} - T'_{ГК}^{охл.в.}),$$

$$Q_3 = G'_{Эж.} i'_{Эж.}^{п.в.с.},$$

$$Q_4 = G'_{ку.} i'_{ку.}^{п.в.с.},$$

$$Q_5 = G''_{ГК} i''_{ГК}.$$

Выразив в приведенных уравнениях аргументы через термодинамические параметры, которые измеряются или могут быть измерены, запишем их в виде системы уравнений:

$$P''_T = f(P'_T, \theta'_T),$$

$$T''_{ГК} = f(T'_{ГК}, \theta'_{ГК}),$$

$$P'_{\text{эж}} = f(P''_{\text{т}}, P''_{\text{ку}}, T''_{\text{ку}}, \theta_{\text{гк}}), \quad (6)$$

$$P_{\text{гк}} = f(P''_{\text{п.в.с}}, T''_{\text{гк}}, \theta_{\text{кг}}).$$

Принятые сокращения: отр.п. — отработавший пар, охл.в. — охлаждающая вода, п.в.с. — паровоздушная смесь, гк. — главный конденсатор; эж. — эжектор; ку. — концевые уплотнения, к. — конденсат.

Конденсатосборник (позиция 16). Для нормальной работы конденсатно-питательной системы определяющее значение имеет уровень конденсата в конденсатосборнике, который должен находиться в заданных пределах $H_{\text{к.с.}}^{\min} \leq H_{\text{к.с.}} \leq H_{\text{к.с.}}^{\max}$. Функцию поддержания уровня выполняет регулятор уровня конденсата путем добавления питательной воды. В общем случае $H_{\text{к.с.}}$ зависит от параметров поступающего конденсата, параметров питательной воды и технического состояния конденсатосборника:

$$H_{\text{к.с.}} = f(P_{\text{гк}}, T''_{\text{к}}, P''_{\text{рук}}, \theta_{\text{к.с.}}). \quad (7)$$

Электроконденсатный насос (позиция 21). Для конденсатного насоса можно записать его диагностическую модель в виде

$$P''_{\text{эжн}} = f(H_{\text{к.с.}}, I_{\text{эл.пр.}}, \theta_{\text{эжн}}). \quad (8)$$

Главный паровой эжектор (позиция 20). Принципиальная тепловая схема парового эжектора представляет собой комбинированный теплообменник, выполняющий две основные функции: создание и поддержание вакуума в главном конденсаторе, а также удаление воздуха из паровоздушной смеси, отсасываемой из главного конденсатора.

Устойчивая работа эжектора обеспечивается в случае, когда давление во второй ступени паровой полости эжектора приблизительно равно давлению паровоздушной смеси в верхней полости главного конденсатора. Тогда $P''_{\text{гк}}$ может быть взято за выходной параметр эжектора, и его диагностическая модель описывается функцией

$$P''_{\text{гк}} = f(P''_{\text{гэж}}, P''_{\text{гк}}, \Delta T''_{\text{гэж}}, \theta_{\text{гэж}}), \quad (9)$$

где $P''_{\text{гк}} \cong P''_{\text{гэж}}$ — соответственно давление паровоздушной смеси в верхней полости главного конденсатора и давление во второй ступени паровой полости главного эжектора; $P''_{\text{гэж}}$ — давление пара перед соплами главного эжектора; $\Delta T''_{\text{гэж}}$ — перепад температур заборной охлаждающей воды на конденсаторе главного эжектора.

Электроциркуляционный насос (позиция 19). Диагностическая модель электроциркуляционного насоса аналогична модели (58) и имеет вид

$$P''_{\text{эжн}} = f(P''_{\text{з.в.}}, T''_{\text{з.в.}}, \theta_{\text{эжн}}, I_{\text{эл.пр.}}). \quad (10)$$

Регулятор уровня конденсата (позиция 22).

$$P''_{\text{рук}} = f(P''_{\text{эжн}}, H''_{\text{рук}}, \theta_{\text{рук}}).$$

Фильтр механической очистки (позиция 23).

$$P''_{\text{фмо}} = f(P''_{\text{рук}}, \theta_{\text{фмо}}).$$

Ионообменный фильтр (позиция 24).

$$P''_{\text{фио}} = f(P''_{\text{фмо}}, \theta_{\text{фио}}).$$

Питательные насосы (позиции 25—27).

$$P''_{\text{пн}} = f(P''_{\text{пн}}, \theta_{\text{пн}}, I_{\text{эл.пр.}}).$$

Регулятор подачи воды в парогенератор (позиция 28).

$$P''_{\text{руз}} = f(P''_{\text{пн}}, H''_{\text{руз}}, \theta_{\text{руз}}).$$

Полученные диагностические модели отдельных ФСЭ структурной схемы (рис. 4) позволяют преобразовать ее в диагностическую модель (рис. 5), связи между ФСЭ в которой выражаются через параметры рабочего процесса.

Диагностическая модель позволяет перейти к формальным связям между ФСЭ и построить логическую модель АЭУ. При этом переходе каждый измеряемый теплотехнический параметр в соответствии с ранее принятыми допущениями преобразуется в дискретный двоичный сигнал путем сравнения непрерывных значений параметров с уставками, результатом которого является массив сигналов, принимающих только два значения: 1 — когда величина параметра лежит внутри допустимых границ и ФСЭ исправен; 0 — когда значение параметра равно или находится за пределами уставок и ФСЭ неисправен.

При синтезе логической модели АЭУ следует учитывать требования математической логики, заключающиеся в том, что каждый ФСЭ должен иметь только один выход. В этой связи ФСЭ диагностической модели (рис. 5), имеющие более одного выхода, разделяются на блоки, число которых равно числу выходных сигналов. Каждый блок сохраняет неизменным число входных сигналов. С учетом сказанного диагностическая модель главного цикла (рис. 5) преобразуется в логическую модель (рис. 6).

Наличие логической модели позволяет написать систему логических функций выходных сигналов каждого ФСЭ, которые представляют собой зависимости выходных сигналов от изменения входных и обобщенного параметра технического состояния ФСЭ θ_i :

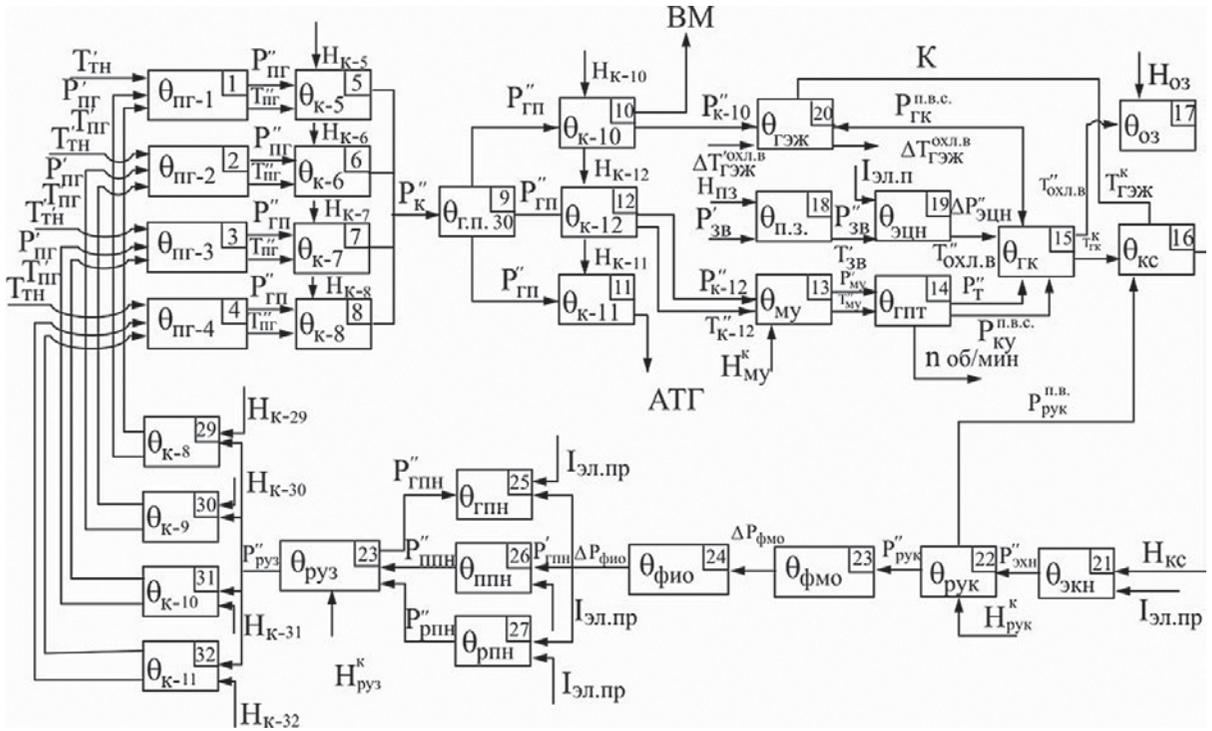


Рис. 5. Диагностическая модель главного цикла ПТУ

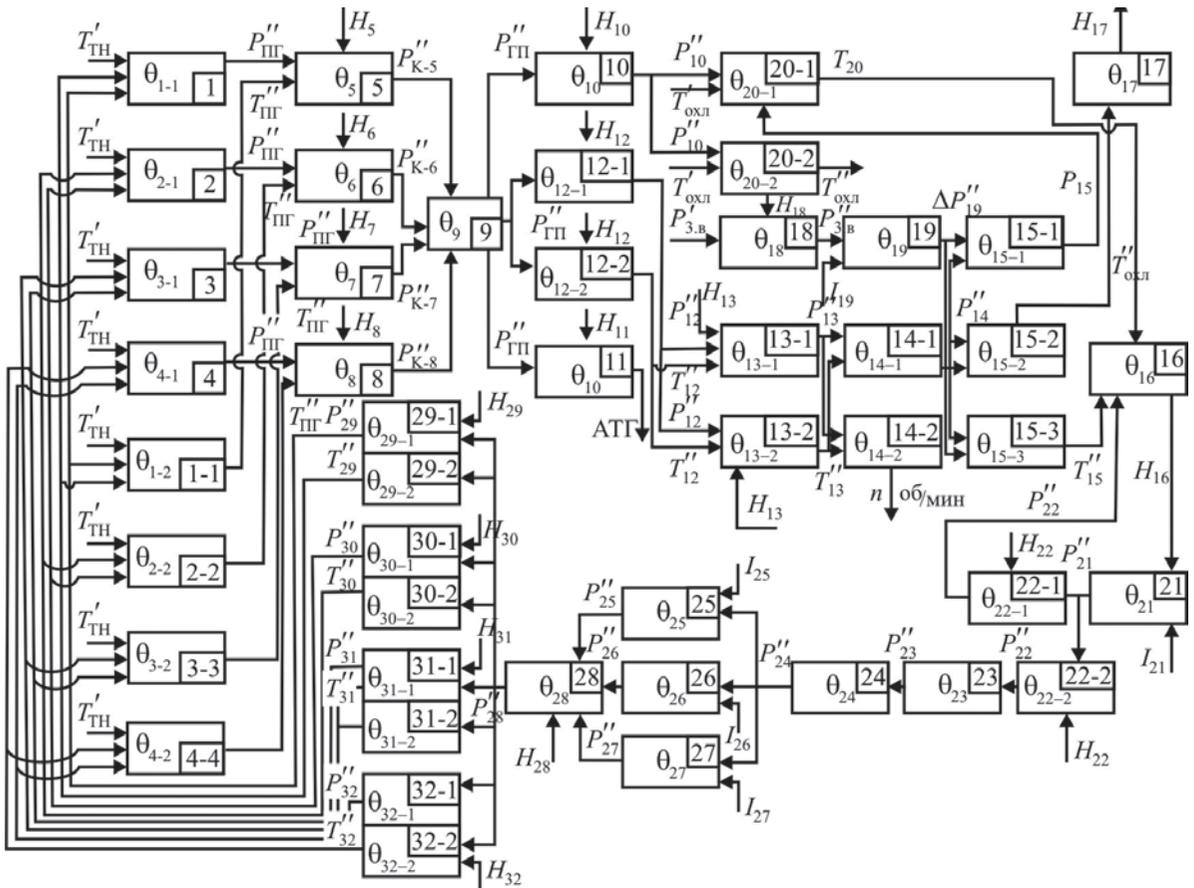


Рис. 6. Логическая модель главного цикла ПТУ

$$\begin{aligned}
 P_1'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{29}'' \vee T_{29}'') \wedge \theta_{1-1}, \\
 T_1'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{29}'' \vee T_{29}'') \wedge \theta_{1-2}, \\
 P_2'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{30}'' \vee T_{30}'') \wedge \theta_{2-1}, \\
 T_2'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{30}'' \vee T_{30}'') \wedge \theta_{2-2}, \\
 P_3'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{31}'' \vee T_{31}'') \wedge \theta_{3-1}, \\
 T_3'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{31}'' \vee T_{31}'') \wedge \theta_{3-2}, \\
 P_4'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{32}'' \vee T_{32}'') \wedge \theta_{4-1}, \\
 T_4'' &= T_{\text{тн.}}' \wedge (P_{32}'' \vee T_{32}'') \wedge \theta_{4-2}, \\
 P_5'' &= P_1'' \wedge T_1'' \wedge H_5 \wedge \theta_5, \\
 P_6'' &= P_2'' \wedge T_2'' \wedge H_6 \wedge \theta_6, \\
 P_7'' &= P_3'' \wedge T_3'' \wedge H_7 \wedge \theta_7, \\
 P_8'' &= P_4'' \wedge T_4'' \wedge H_8 \wedge \theta_8, \\
 P_9'' &= P_5'' \wedge P_6'' \wedge P_7'' \wedge P_8'' \wedge \theta_9, \\
 P_{10}'' &= P_9'' \wedge H_{10} \wedge \theta_{10}, \\
 P_{12}'' &= P_9'' \wedge H_{12} \wedge \theta_{12-1}, \\
 T_{12}'' &= P_9'' \wedge H_{12} \wedge \theta_{12-2}, \\
 P_{13}'' &= (P_{12}'' \vee T_{12}'') \wedge H_{13} \wedge \theta_{13-1}, \\
 T_{13}'' &= (P_{12}'' \vee T_{12}'') \wedge H_{13} \wedge \theta_{13-2}, \\
 P_{14}'' &= P_{13}'' \wedge T_{13}'' \wedge \theta_{14-1}, \\
 n_{14} &= P_{13}'' \wedge T_{13}'' \wedge \theta_{14-2}, \\
 P_{15}'' &= P_{14}'' \wedge P_{19}'' \wedge \theta_{15-1}, \\
 T_{15-2}'' &= P_{19}'' \wedge P_{14}'' \wedge \theta_{15-2}, \\
 T_{15-3}'' &= P_{14}'' \wedge P_{19}'' \wedge \theta_{15-3}, \\
 H_{16} &= H_{22} \vee T_{15}'' \vee T_{20} \wedge \theta_{16}, \\
 P_{18}'' &= P_{3.в.}' \wedge H_{18} \wedge \theta_{18}, \\
 P_{19}'' &= P_{18}'' \wedge I_{19} \wedge \theta_{19}, \\
 T_{20}'' &= T_{20}' \wedge P_{10}'' \wedge \theta_{20-1}, \\
 T_{20-2}'' &= T_{20}' \wedge P_{10}'' \wedge \theta_{20-1}, \\
 P_{21}'' &= H_{16} \wedge I_{21} \wedge \theta_{21},
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{22-1}'' &= H_{22} \wedge P_{21}'' \wedge \theta_{22-1}, \\
 P_{22-2}'' &= P_{21}'' \wedge H_{22} \wedge \theta_{22-2}, \\
 P_{23}'' &= P_{22}'' \wedge \theta_{23}, \\
 P_{24}'' &= P_{23}'' \wedge \theta_{24}, \\
 P_{25}'' &= P_{24}'' \wedge I_{25} \wedge \theta_{25}, \\
 P_{26}'' &= P_{24}'' \wedge I_{26} \wedge \theta_{26}, \\
 P_{27}'' &= P_{24}'' \wedge I_{27} \wedge \theta_{27}, \\
 P_{28}'' &= (P_{25}'' \vee P_{26}'' \vee P_{27}'') \wedge H_{28} \wedge \theta_{28}, \\
 P_{29}'' &= P_{28}'' \wedge H_{28} \wedge \theta_{29-1}, \\
 T_{29}'' &= P_{28}'' \wedge H_{29} \wedge \theta_{29-2}, \\
 P_{30}'' &= P_{28}'' \wedge H_{30} \wedge \theta_{30-1}, \\
 T_{30}'' &= P_{28}'' \wedge H_{30} \wedge \theta_{30-2}, \\
 P_{31}'' &= P_{28}'' \wedge H_{31} \wedge \theta_{31-1}, \\
 T_{31}'' &= P_{28}'' \wedge H_{31} \wedge \theta_{31-2}, \\
 P_{32}'' &= P_{28}'' \wedge H_{32} \wedge \theta_{32-1}, \\
 T_{32}'' &= P_{28}'' \wedge H_{32} \wedge \theta_{32-2}.
 \end{aligned}$$

Полученные логические уравнения решаются как единая система путем последовательного придания нулевых значений аргументам θ_{i-j} .

При этом определяются значения всех выходных параметров ФСЭ, которые заносятся в матрицу технических состояний (рис. 7). Здесь по горизонтали отложены θ_i , а по вертикали — выходные параметры. Первый столбец матрицы заполнен значениями выходных параметров логической модели при исправном состоянии всех ее ФСЭ. Для неисправных ФСЭ ($\theta_i = 0$) имеется соответствующий ряд нулевых значений параметров.

Матрица технического состояния АЭУ является формализованной основой автоматизации процедур поиска неисправных ФСЭ при нарушении работоспособности АЭУ на основе анализа изменений традиционно измеряемых теплотехнических параметров.

Поскольку программно-аппаратный комплекс технического диагностирования становится неотъемлемой частью современных информационно-измерительных систем, внедрение этого метода не должно встречать принципиальных трудностей и может рассматриваться как диагностическая система первой очереди, развивающая функции традиционных систем централизованного контроля. Ее можно называть программой «Поиск». Блок-схема алгоритма,

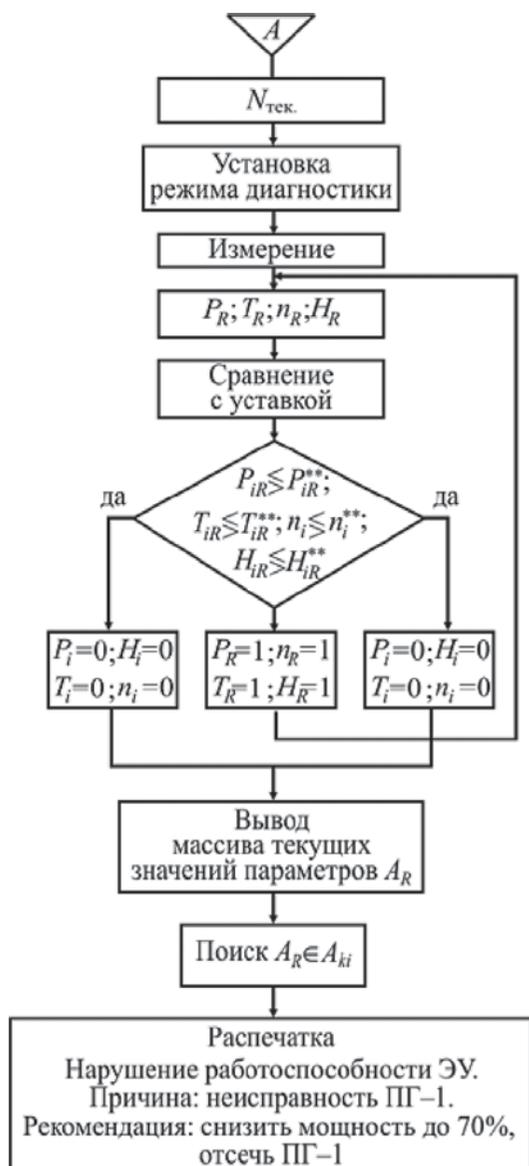


Рис. 8. Алгоритм поиска неисправного ФЭС (алгоритм «Поиск»): A – матрица технических состояний, N – мощность (режим работы), R – число строк в матрице, * – верхняя уставка, ** – нижняя уставка, k – число столбцов в матрице, i – номер строки или столбца

- защитное ограждение (оболочка с обычной для судовых конструкций степенью герметичности и водонепроницаемости).

Первые два барьера радиационной безопасности являются традиционными для всех водо-водяных реакторов.

Герметичная защитная оболочка выполняется из плоских секций высокопрочной стали толщиной 35 мм. Прочностные характеристики и герметичность защитной оболочки определяются на основе двух предельных условий: внутреннего давления 0,5 МПа и температуры паровоздушной смеси 135°C, что отличается от предельных условий ПАТЭС (давление 0,4 МПа, температура 155°C).

Конструктивно внутреннее пространство защитной оболочки эксплуатируемых ледокольных судов разделено по высоте герметичным настилом на два помещения: реакторное и аппаратное, что аналогично строящейся ПАТЭС. Оборудование реакторного помещения находится под биологической защитой, выполненной из малогабаритных и легкоъемных блоков. Двери, люковые закрытия и герметизирующие устройства мест проходки труб и кабельных коробок рассчитаны на те же параметры прочности и герметичности, что и защитная оболочка. Система вентиляции защитной оболочки обеспечивает в ней разрежение, организованные потоки воздуха и необходимые температурные условия. На вытяжных и проточных каналах установлены автоматические быстрозакрывающиеся клапаны, отсекающие защитную оболочку в аварийных ситуациях по сигналу повышения давления среды до 8 кПа (на ледоколах типа «Арктика» — до 5 кПа).

Система аварийного снижения давления предотвращает разрушение защитной оболочки от избыточного давления, появляющегося в ней при разгерметизации первого контура. При повышении давления в реакторном или аппаратном помещениях до 0,15 МПа срабатывают предохранительные заглушки, и паровоздушная смесь по трубам поступает в распределительное устройство. Данная система позволяет ограничить давление в защитной оболочке при предельно возможной аварии до 0,18 МПа за счет увеличения объема аварийного помещения (объем защитной оболочки плюс объем коффердама) и конденсации пара при барботаже. Таким образом, защитная оболочка является барьером на пути распространения радиоактивных продуктов из активной зоны в окружающую среду, что принципиально для ПАТЭС.

Однако ПАТЭС не имеет штатных средств контроля состояния конструкционного материала, в результате чего не обеспечивается превентивный контроль возможной утраты оболочки герметичности по параметрам целостности структуры металла. Более того, опыт создания систем мониторинга состояния металла защитных оболочек отсутствует.

Поскольку для контроля целостности защитной оболочки применимы только методы и средства, позволяющие вести контроль при одностороннем доступе с обнаружением как глубинных, так и поверхностных дефектов металла, число применимых средств ограничивается ультразвуковым методом и методом акустической эмиссии.

По ряду причин (в первую очередь из-за трудностей установки УЗ датчиков при наличии серпентиновой бетонной защиты) авторы отдают предпочтение АЭ-методу. Он основан на явлении, заключающемся в генерации упругих волн в твердых телах при деформировании, что позволяет по результатам регистрации и анализа сигналов оценивать наличие и динамику развития трещины. Этот метод в отличие от эхоимпульсного УЗ метода является пассивным,

Таблица 2. Примерный перечень диагностируемого оборудования ПАТЭС

№ п/п	Оборудование	Узлы	Метод диагностики
1	Реакторная установка	Циркуляционные насосы первого контура	Виброакустический метод
		Исполнительные механизмы СУЗ	Концепция разработчика
		Главные патрубки	Метод акустической эмиссии (АЭ-метод)
2	Паровая турбина	Подшипники скольжения	Виброакустический метод
			Контроль содержания меди и свинца в смазочном масле
		Валы	Контроль и устранение разбалансировки
			Проверка и устранение несоосности
Масло	Анализ качества масла		
3	Автономный турбогенератор	Подшипники скольжения	Виброакустический метод
			Контроль содержания меди и свинца в смазочном масле
		Валы	Контроль и устранение разбалансировки
			Проверка и устранение несоосности
		Электрические обмотки	Контроль электрического сопротивления обмоток
Масло	Анализ качества масла		
4	Обратимые преобразователи	Подшипники качения	Метод ударных импульсов
		Коллекторы	Термометрический метод
		Электрические обмотки	Контроль электрического сопротивления обмоток
5	Компрессорные станции	Кривошипно-шатунные механизмы, подшипники	Контроль содержания меди и свинца в смазочном масле
		Масло	Анализ качества масла
6	Запорная арматура	Неплотность закрытия	Ультразвуковой контроль перетечек
7	Насосы (центробежные, винтовые, шестеренчатые)	Проточная часть	Визуальный контроль
		Подшипники скольжения	Виброакустический метод
		Подшипники качения	Метод ударных импульсов
		Валы, рабочие колеса	Виброакустический метод
		Обмотки электропривода	Комплексный контроль электрического сопротивления обмоток
8	Холодильные машины	Подшипники качения электроприводов насосов	Метод ударных импульсов
		Обмотки электропривода	Контроль комплексного электрического сопротивления обмоток
		Масло	Анализ качества масла
		Трубопроводы, теплообменники	Ультразвуковое обнаружение течи
			Контроль температуры поверхностей
Запорная арматура	Ультразвуковой контроль перетечек		

№ п/п	Оборудование	Узлы	Метод диагностики
9	Электровентильаторы судовой системы вентиляции	Подшипники качения	Метод ударных импульсов
		Обмотки электропривода	Контроль комплексного электрического сопротивления обмоток
		Крыльчатка	Виброакустический метод
10	Дизель-генераторы	Поршневая группа	Визуальный контроль
			Измерение параметров индикаторного процесса
			Контроль плотности цилиндро-поршневой группы
			Контроль содержания продуктов износа в масле
		Подшипники	Виброакустический метод
Масло	Анализ качества масла		
11	Теплообменные аппараты	Корпус, теплопередающие поверхности	Ультразвуковое обнаружение течи, ультразвуковой контроль перетечек, контроль температуры поверхностей
12	Электродвигатели преобразователей	Подшипники качения	Метод ударных импульсов
		Обмотки электропривода	Контроль комплексного электрического сопротивления обмоток
13	Электрические щиты	Шинно-болтовые соединения	Бесконтактный контроль температуры щита
14	Трубопроводные системы	Запорная арматура	Ультразвуковой (УЗ) контроль перетечек
		Трубопроводы	УЗ контроль толщины стенок
			УЗ течеискание

а активную роль источника сигнала выполняет сам развивающийся дефект. Определяющим достоинством АЭ-метода является функция определения координат развивающейся трещины по разности времен прихода сигнала на разнесенные по поверхности датчики.

В России и Молдавии имеется опыт создания многоканальных АЭ-систем, работающих в автоматическом режиме и выполняющих следующие функции:

- сбор и накопление результатов измерений с технологической привязкой отдельных зон контроля;
- обработка результатов по специальному алгоритму и хранение информации в компьютерной базе данных;
- оценка текущего состояния и прогнозирование развития ситуации потенциально опасных зон защитной оболочки.

Исключение в принципе катастрофических аварий с выбросами в окружающее пространство радиоактивных веществ требует наряду с вышеизложенным совершенствования радиационных методов контроля состояния барьеров безопасности.

Требованиям по быстродействию и чувствительности обнаружения неплотностей барьеров безопасности удовлетворяет разработанный В. Г. Кондратьевым метод динамического радиационного контроля изменяющегося во времени гамма-поля, физические носители которого обладают необходимыми свойствами, достаточно хорошо изучены и сравнительно просто регистрируются. Экспериментальное исследование аппаратной реализации метода показало его универсальность, в том числе возможность обнаружения неплотностей любых герметичных систем, содержащих радионуклиды в любой фазе.

Системная реализация программы диагностического обеспечения ПАТЭС должна включать (рис. 9):

1. Программно-аппаратный комплекс технического диагностирования (ПАК ТД), основой которого является алгоритм «Поиск», обеспечивающий в масштабе реального времени интеллектуальную поддержку оператора в процессе поиска причин нарушения правильного функционирования ПАТЭС и принятия решений по управляющему воздействию

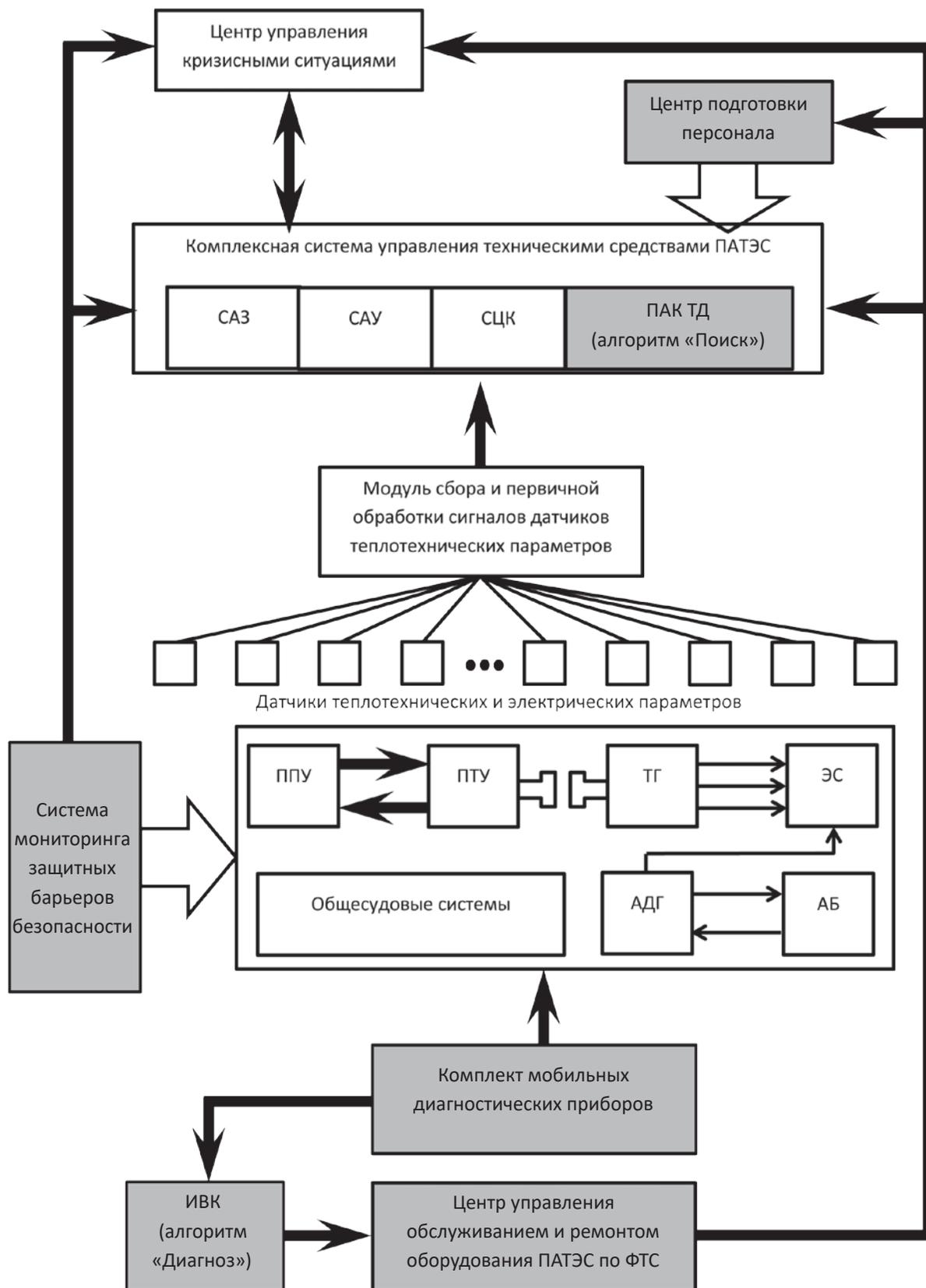


Рис. 9. Структурная схема диагностического обеспечения ПАТЭС

на комплексную систему автоматизированного управления (КСУ ТС).

2. Комплект мобильных диагностических приборов и информационно-измерительный комплекс (ИВК), реализующий алгоритм «Диагноз» [5], обеспечивающий в режиме периодического контроля определение технического состояния оборудования ПАТЭС и генерирующий информационную основу для прогнозирования остаточного ресурса оборудования и перевод его на эксплуатацию по ФТС.

3. Систему мониторинга защитных барьеров безопасности ПАТЭС, реализующую современные методы раннего обнаружения потери герметичности защитных оболочек.

Заключение

Разработку и внедрение средств и систем диагностики оборудования ПАТЭС следует рассматривать как эффективный инструмент совершенствования КСУ ТС ПАТЭС, обеспечивающий переход от регламентного (по наработке или календарному времени) технического обслуживания и ремонта к стратегии по фактическому техническому состоянию. Это мировая практика, и если Россия планирует выход с ПАТЭС на мировой рынок, реализация программы диагностического обеспечения ПАТЭС неизбежна.

Легко видеть (см. рис. 9), что компоненты системы диагностического обеспечения конструктивно не связаны с КСУ ТС. Их объединяет только информационная составляющая. А это значит, что система диагностики может внедряться на любой стадии жизненного цикла ПАТЭС.

Следует обратить внимание, что диагностическое обеспечение ПАТЭС не только активно поддерживает ее надежность и безопасность в течение всего срока службы, но и призвано минимизировать человеческий фактор. Более того, оно хорошо вписывается в систему информационной поддержки технического обслуживания и ремонта атомных станций (АСУ «Ремонт АЭС»), основной задачей которой является решение проблем управления техническим состоянием оборудования атомных станций на двух уровнях:

- на уровне атомной станции и ремонтного предприятия;
- на уровне кризисного центра концерна «Росатом», осуществляющего централизованное управление эксплуатацией АЭС.

Литература

1. Мясников Ю. Н. Базовые вызовы и ориентиры в сфере развития энергетики // Атом. стратегия XXI. — 2013. — № 80.
2. Митько В. Б. Эволюция геополитических факторов, определяющих устойчивое развитие Северо-Востока России // Атом. стратегия XXI. — 2013. — № 78.
3. Мясников Ю. Н. Диагностическое обеспечение кораблей не роскошь, а эколого-экономическая необходимость // Атом. стратегия XXI. — 2010. — № 48.
4. Мясников Ю. Н. Нужен не подвиг, а советчик оператора // Атом. стратегия XXI. — 2007. — № 29.
5. Мясников Ю. Н., Иванченко А. А., Никитин А. М. Информационные технологии в пропульсивном комплексе морского судна. — СПб.: ГУМ и РФ им. адмирала С. О. Макарова, 2013.

Информация об авторах

Мясников Юрий Николаевич, доктор технических наук, главный научный сотрудник, ФГУП Крыловский государственный научный центр (196158, Россия, Санкт-Петербург, Московское ш., 44), e-mail: yu.myasnikov@yandex.ru.

Хорошев Виталий Геннадьевич, доктор технических наук, научный руководитель — начальник отделения, ФГУП Крыловский государственный научный центр (196158, Россия, Санкт-Петербург, Московское ш., 44), e-mail: V.Horoshev@ksrc.ru.

Библиографическое описание данной статьи

Мясников Ю. Н., Хорошев В. Г. Технология диагностического обеспечения плавучей атомной теплоэлектростанции // Арктика: экология и экономика. — 2017. — № 3 (27). — С. 69—85. DOI 10.25283/2223-4594-2017-3-69-85.

TECHNOLOGY OF DIAGNOSTIC ASSURANCE OF THE FLOATING THERMAL NUCLEAR POWER PLANT

Myasnikov Y. N., Horoshev V. G.

Krylov State Research Centre (St. Petersburg, Russian Federation)

Annotation

World and domestic experience in the operation of stationary and transport nuclear power generation industry shows that a significant place in the problem of increasing the efficiency and safety of using atomic energy plant (AEP) is given to methods and means of technical diagnosis. Their adaptation allows the increasing of safety, reducing of the probability of operator's errors in the process of identifying abnormal situations, eliminating of the radiation accidents and the associated danger of environmental pollution.

System of centralized control of the floating NPP is built on the information basis of sensors of thermal engineering parameters. The nature and range of variation of these parameters are described with the single impulsive function. As a result, only the fact of malfunction of AEP is detected. Problem of diagnostic assurance of the station is reduced to solving two main tasks:

- formalization with following automation of procedures of searching the malfunction of AEP and, taking this as a basis, forming the recommendations (advises) on the control actions to the nuclear power plant equipment (intelligent operator advisor) to the staff;
- elaboration of the composition and system implementation of instruments and equipment with the new physical principles, that is going to help to define the current technical condition of the equipment, to predict its changes during the operational process without the dismantling. Realization of the task allows switching to the operation of the station according to the actual technical condition and technically providing the required safety and effective use of the floating NPP.

The article presents a detailed technology for solving the formulated diagnostic problems, brought to practically significant algorithms.

Development and adaptation of methods and systems of diagnostics of the floating NPP equipment are considered as an effective tool for improving the complex control system of technical means of the floating NPP. Their adaptation provides a transition from routine (by operating time or calendar time) maintenance to a strategy based on the actual technical condition of machinery and apparatus. This is a world practice, and if Russia plans to enter the world market with the floating NPP, the implementation of the diagnostic assurance program is inevitable.

Keywords: diagnostic assurance, complex control system of technical means, information computation complex, floating thermal nuclear power plant, software-hardware complex of technical diagnosis, system of centralized control, functional independent element.

References

1. Myasnikov Yu. N. Bazovyye vyzovy i oriyentiry v sfere razvitiya energetiki. [Basic challenges and landmarks in the energy development sphere]. *Atom. strategiya XXI*, 2013, no. 80. (In Russian).
2. Mitko V. B. Evolyutsiya geopoliticheskikh faktorov, opredelyayushchikh ustoychivoye razvitiye Severo-Vostoka Rossii. [The evolution of geopolitical factors, defining sustainable development of Northeast of Russia]. *Atom. strategiya XXI*, 2013, no. 78. (In Russian).
3. Myasnikov Yu. N. Diagnosticheskoye obespecheniye korablye ne roskosh, a ekologo-ekonomicheskaya neobkhodimost. [Diagnostic provision of the ships is not a luxury, but the ecological and the economic necessity]. *Atom. strategiya XXI*, 2010, no. 48. (In Russian).
4. Myasnikov Yu. N. Nuzhen ne podvig, a sovetchik operatora. [There are no feats needed, but an advisor of the operator]. *Atom. strategiya XXI*, 2007, no. 29. (In Russian).
5. Myasnikov Yu. N., Ivanchenko A. A., Nikitin A. M. Informatsionnyye tekhnologii v propulsivnom komplekse morskogo sudna. [Informational Technologies in the propulsive complex of the marine vessel]. St. Petersburg, GUM i RF im. admirala S. O. Makarova, 2013. (In Russian).

Information about the authors

Myasnikov Yuriy Nikolaevich, Doctor of Technical Sciences, chief research scientist, Krylov State Research Centre (44, Moskovskoe shosse, St. Petersburg, Russia, 196158), e-mail: yu.myasnikov@yandex.ru.

Horoshev Vitalij Gennadjevich, Doctor of Technical Sciences, research instructor — divisional head, Krylov State Research Centre (44, Moskovskoe shosse, St. Petersburg, Russia, 196158), e-mail: V.Horoshev@ksrc.ru.

Bibliographic description

Myasnikov Y. N., Horoshev V. G. Technology of diagnostic assurance of the floating thermal nuclear power plant. The Arctic: ecology and economy, 2017, no. 3 (27), pp. 69—85 (In Russian). DOI 10.25283/2223-4594-2017-3-69-85.