

Некоммерческое акционерное общество
«АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ»

Кафедра «Тепловые энергетические установки»

Специальность 6М071700 - Теплоэнергетика

Допущен к защите

Зав. кафедрой Кибарин А.А.

« _____ » _____ 20__ г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

пояснительная записка

Тема «Прогрессивные методы оценки технического состояния
газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом»

Магистрант _____ Окбаев Олжас Маратович

подпись (Ф.И.О.)

Руководитель диссертации _____ Кибарин А.А.

подпись (Ф.И.О.)

Рецензент _____

подпись (Ф.И.О.)

Алматы, 2014г.

Содержание

Введение.....	3
Библиография.....	5
Глава1 Техническая диагностика газотурбинных газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях магистральных газопроводов	6
1.1 Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным приводом как техническая система со сложными взаимосвязями.....	7
1.1.1 Структурный анализ сложных технических систем.....	7
1.1.1 Классификация технических систем по характеру отказов.....	9
1.1.3 Виды отказов технической системы	9
1.1.4 Характеристика технического состояния ГПА.....	13
1.1.5 Назначение и основные задачи технической диагностики.....	13
1.1.6 Анализ критичности (аварийных ситуаций).....	16
1.1.7 Характер изменения скорости износа.....	17
1.2 Газоперекачивающий агрегат как объект диагностирования.....	18
1.2.1 Компоновка элементов ГПА	18
1.2.2 Основные параметры, характеризующие работу ГПА.....	21
1.2.3 Основные причины, способствующие появлению неисправностей ...	23
1.2.4 Особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата как объекта диагностики.....	26
1.3 Задачи и методы технической диагностики газоперекачивающих агрегатов.....	27
1.4 Основные положения термогазодинамической диагностики газоперекачивающих агрегатов.....	33
1.5 Определение круга задач для исследования.....	39
Глава 2 Оценка технического состояния ГПА по параметрам вибросостояния.....	

	40
2.1 Вибрационная диагностика (динамический метод контроля).....	40
2.2 Алгоритм диагностирования ГПА.....	41
2.3 Виброанализатор СД-12М.....	44
Глава 3 Термогазодинамическая диагностика (динамический метод контроля).....	59
3.1 Термогазодинамическая модель газоперекачивающего агрегата с учетом различных видов неисправностей центробежного нагнетателя и газотурбинной установки.....	60
3.2 Построение газодинамических характеристик центробежного нагнетателя.....	62
3.3 Методика определения технического состояния и технологических параметров газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.....	64
Заключение.....	72
Список использованной литературы.....	73
Приложение I.....	74
Приложение II.....	96
Приложение III.....	103

Аңдатпа

Газ шығырлы тепкісі бар газ айдайтын құрылғылардың техникалық жағдайын бағалау үшін газ айдайтын құрылғылардың техникалық диагностикасының есептері мен әдістері қарастырылды. ГАҚ виброқалпы бойынша техникалық бағалау жүргізілді. Вибродиагностика мен параметрлік диагностика қарастырылды. Мониторинг және диагностика үшін арналған СД – 12 М виброанализаторымен танысу.

Аннотация

Для оценки технического состояния газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом, были рассмотрены задачи и методы технической диагностики газоперекачивающих агрегатов. Проведена оценка технического состояния ГПА по параметрам вибросостояния. Рассмотрены вибродиагностика и параметрическая диагностика. Ознокомление с виброанализатором СД-12М - для мониторинга и диагностики.

Annotation

For an assessment of technical condition of gas-distributing units with the gas-turbine drive, tasks and methods of technical diagnostics of gas-distributing units were considered. The assessment of technical condition of GPU in vibrostate parameters is carried out. Vibration diagnostics and parametrical diagnostics are considered. Introduction with a vibration analyzer SD-12M - for monitoring and diagnostics.

Введение

В настоящее время все более и более ужесточаются требования к определению оценки технического состояния газоперекачивающих агрегатов. Так как своевременная оценка технического состояния газоперекачивающих агрегатов является:

- залогом долгосрочной службой агрегатов и оборудовании,
- залогом безотказной работой узлов и деталей,
- предупреждением об аварийной ситуаций и различных отказов.
- возможностью составления прогноза в будущий период и межремонтного интервала.

Оценка технического состояния ГПА возможна на основании измерения и анализа параметров, отражающих техническое состояние. К таким параметрам относятся: эффективная мощность, часовой расход топлива, частота вращения роторов, температурные характеристики (например, температура газов перед турбиной, входные и выходные значения температуры и давления газа), давление и температура смазочного масла, состав газа и т.д.

При работе ГПА все его детали, узлы и сам агрегат совершают вынужденные и резонансные колебания, которые во многом определяются величинами и характером возмущающих сил, упругомассовых характеристик элементов конструкции, на которые, в свою очередь, влияют конструктивные, технологические и эксплуатационные факторы. Вынужденные колебания систем ГПА имеют в основном механическое и аэродинамическое происхождение. Колебания механического происхождения вызываются: неуравновешенными силами процесса, обусловленного силами трения (качения или скольжения) и взаимодействиями элементов конструкции через упругие связи. Источники колебаний аэродинамического происхождения – это переменные силы возмущающего потока газа в проточной части агрегата вследствие пульсации потока, переменные импульсы, создаваемые лопатками ротора, неравномерность сгорания топлива, неравномерность поступления воздуха на охлаждение, вибрация трубопроводов и т.д.

Самыми распространенными методами оценки технического состояния газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом является вибрационная и параметрическая диагностика газотурбинной установки и центробежного нагнетателя. Вышеуказанные методы приобрели широкий спектр применения на всех предприятиях нефтегазовой отрасли, в том числе ОАО «ГазПром» и АО «Интергаз Центральная Азия», однако по отдельности методы не всегда удовлетворяют точным результатом, поэтому в работе представлено комплексное применение этих методов.

1. Техническая диагностика газотурбинных газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях магистральных газопроводов

Эффективность и надёжность эксплуатации оборудования во многом определяется совершенством системы обслуживания, которая зависит как от системы проведения ремонтов и уровня квалификации обслуживающего персонала, так и от должного уровня эксплуатации, системы контроля работоспособности и ремонтпригодности оборудования.

Для обеспечения должного уровня эксплуатации необходима техническая диагностика, целью которой является обнаружение отказов и неисправностей на ранних стадиях их развития. Техническая диагностика - наука о распознавании состояния технической системы. Структура технической диагностики включает два взаимосвязанных направления: теорию распознавания и теорию контролепригодности. Контролепригодность - свойство изделия, характеризующее его приспособленность к проведению контроля заданными средствами [1, 2].

Теория распознавания, используется для построения диагностических моделей объектов диагностирования, а также для разработки алгоритмов распознавания и правил принятия решения.

Теория контролепригодности включает разработку средств и методов получения диагностической информации, контроль технического состояния объекта и поиск неисправностей. Контролепригодность должна обеспечиваться конструкцией изделия и системой его технической диагностики.

В настоящее время уровень развития системы транспорта газа и развитие диагностических технологий приводит к увеличению значимости знания о техническом состоянии оборудования, что в свою очередь требует расширения и углубления приборной и методологической базы диагностических исследований.

Сегодня в Казахстане и России уделяется большое внимание созданию систем технической диагностики газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (далее – ГПА). Это вызвано, с одной стороны, возрастанием требований к надёжности и эффективности работы газопроводов [3, 4, 5, 6], с другой стороны, успехами в применении аналогичных систем в авиационной, судовой технике, на автомобильном транспорте [7, 8, 9, 10, 11].

Основными направлениями развития оборудования системы транспорта газа остаются: повышение эффективности и надёжности, ремонтпригодности, контролепригодности и увеличение ресурса работы. В связи с этим возрастает значимость решения задач по повышению точности определения параметров работы ГПА, термогазодинамических показателей (далее – ТГП): температуры, давления, расхода рабочего тела, мощности, коэффициента полезного действия агрегатов, как контролируемых параметров и диагностических признаков.

Контроль и диагностика по ТГП позволяет определять режим работы и вероятные неисправности ГГПА, что даёт возможность своевременно выводить агрегат в наиболее благоприятный режим по техническому состоянию агрегата или останавливать в ремонт с прогнозируемым объёмом работ.

Контроль и диагностика позволяют решить проблему энергосбережения за счёт повышения эффективности и надёжности оборудования, зависящих от режимов работы, технического состояния оборудования и качества ремонтных работ, роль диагностики все более возрастает для агрегатов со значительным сроком эксплуатации.

В отличие от теории надёжности, использующей средневероятностные, статистические показатели, техническая диагностика позволяет определить реальное состояние объекта и фактические показатели работы ГГПА.

В настоящее время эксплуатационная эффективность и надёжность оборудования компрессорной станции (далее – КС) обеспечивается системой планово-предупредительных ремонтов. Необходимость перехода к эксплуатации агрегатов по фактическому техническому состоянию существует много лет, но так и не нашла полного внедрения.

Переход возможен только при условии создания комплексной системы контроля и диагностики каждого агрегата. Такой переход позволит сократить затраты на ремонт агрегатов в среднем на 20-30 %, увеличить межремонтный ресурс ГГПА до 30 %, сократить затраты газа на собственные нужды КС на 5 - 10 % [2, 6, 12, 13].

1.1 Газоперекачивающий агрегат с газотурбинным приводом как техническая система со сложными взаимосвязями

1.1.1 Структурный анализ сложных технических систем

Для качественного исследования технического состояния сложные системы должны быть разделены на подсистемы (комплексы, агрегаты) и элементы (узлы и детали). В составе подсистем могут рассматриваться конструктивно и функционально завершённые составные части системы, взаимодействие которых обеспечивает достижение поставленной цели при выполнении запланированной задачи. В качестве элементов в рассмотрение включаются составные части, являющиеся результатом некоторого деления конструкции системы без соблюдения принципов конструктивной и функциональной завершенности частей.

Каждый элемент системы связан с другими элементами определенным образом, а идентичные элементы могут иметь различные характеристики в различных системах. Поэтому, прежде всего, необходимо выявить взаимосвязи и провести ее структурный анализ. Полученная таким образом информация представляется в виде различных схем, чертежей, технических описаний, карт логических переходов и т.д. [14, 15, 16].

Компрессорную установку можно определить как сложную техническую систему, в которой нельзя разграничить действие переменных различной физической природы, поскольку они обладают свойством эмергентности, то есть они не сводятся к сумме составляющих частей, а представляют собой некое единое целое, обладающее качествами, ни одной из составляющих ее частей не присущими [17,18].

Все, что не входит в техническую систему, является по отношению к ней внешней средой. Система может испытывать воздействия этой среды и сама воздействовать на нее. Первые можно определить как входные воздействия, вторые - как выходные. Входные воздействия можно разделить на регулируемые, случайные динамические воздействия и «шум» системы. Совокупность выходных параметров можно охарактеризовать, как основу (вектор) технического состояния. В свою очередь вектор технического состояния посредством датчиков воспринимается измерительными комплексами и подвергается исследованию определенными методами анализа, образуя, в свою очередь, отклик системы, градиент изменения которого указывает на изменение технического состояния. Принципиальная схема взаимосвязей сложной технической системы приведена на рисунке 1.1 [19, 20, 21].

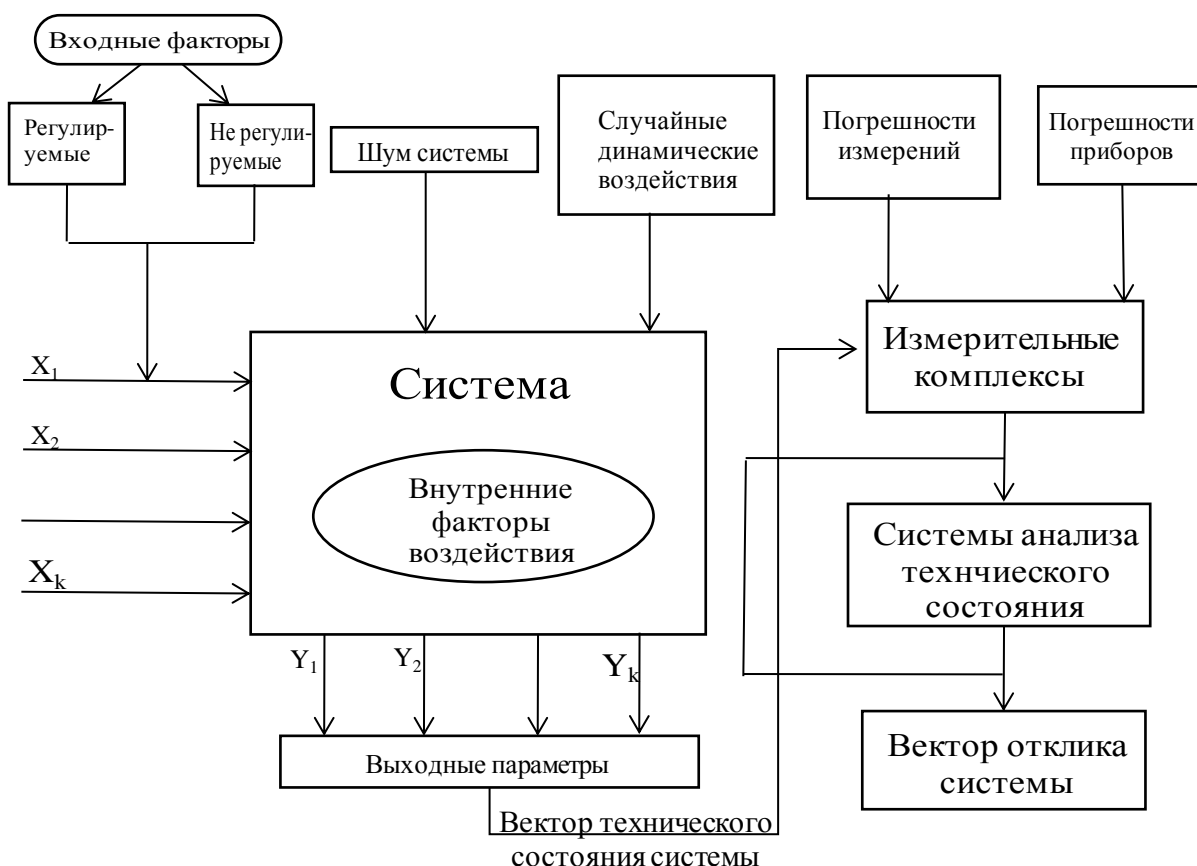


Рисунок 1.1 Принципиальная схема взаимосвязей элементов сложной технической системы

Понятия элемента и системы трансформируются в зависимости от поставленной задачи. Агрегат, при установлении его собственной надежности рассматривается как система, состоящая из отдельных элементов- механизмов, узлов и т.д. Устройство, входящее в агрегат, (например, газотурбинный привод компрессора, центробежный нагнетатель) может рассматриваться, в данном случае, как элемент системы.

1.1.2 Классификация технических систем по характеру отказов

По характеру влияния отказов на выполнение общей задачи системы подразделяются на простые и сложные.

Простая система при отказе одного или нескольких элементов либо полностью прекращает выполнение своих функций, либо продолжает выполнять свои функции в полном объеме, если отказавший элемент резервирован. Таким образом, для простой системы понятие отказа является естественным отображением события, заключающегося в прекращении выполнения системой поставленной задачи.

Сложные системы обладают способностью при отказе отдельных элементов и подсистем продолжать выполнение задачи при некотором снижении характеристик эффективности. Это свойство сложных систем обычно вызывает определенные трудности при формулировании по отношению к ним понятия «отказа системы» . [12,16,22, 23].

Отказы элементов являются основополагающими данными при анализе причинно - следственных связей. Для точного определения вида, значимости и места нахождения отказа в период эксплуатации оборудования необходимо рассмотреть само понятие «отказ» как событие, заключающееся в нарушении работоспособности изделия, системы или элемента. Отказ сложной системы определяется как событие, обусловленное выходом характеристик эффективности за нижний допустимый предел и связанное с ним частичное или полное невыполнение задачи. Очевидно, простые системы являются частным случаем сложных, поэтому практически все методы диагностики простых систем могут быть распространены на сложные, то есть здесь возможно использование принципа суперпозиции [12, 16, 24, 25].

1.1.3 Виды отказов технической системы

Отказы не возникают мгновенно - обязательно прослеживается определенный конечный промежуток времени между причиной и следствием. Отказ возникает в случае, если причина его вызвавшая (или причины) не устранена за некоторый промежуток времени, в течение которого возможно предотвращение возникновения опасной ситуации, при условии, что опасность однозначно определена. В этой связи, методы исследования технического состояния агрегатов (техническая диагностика)

базируются на поэлементной классификации отказов, которая является основой установления истинной причины выхода из строя оборудования.

Отказы, в зависимости от физической природы, характеризуются как [1, 2, 26, 27, 28]:

- связанные с разрушением деталей - поломки, различные виды повреждений и износа, коррозия, старение;

- не связанные с разрушениями - низкая вязкость масла, ослабление резьбовых и других соединений, нарушение регулировки узлов, дисбаланс. В соответствии с этим, отказы устраняют заменой деталей или комплектов, регулированием или очисткой.

По возможности дальнейшего использования изделий отказы делят на:

- полные, исключающие возможность работы изделия до их устранения;
- частичные, когда изделие может использоваться с неполной мощностью или на пониженной нагрузке.

В ряде исследований отказы делят на три группы [16,18,24,29,30], несмотря на многообразие, в зависимости от вызвавших их причин:

первая - конструкционные отказы, являющиеся следствием: недостатков и дефектов конструкции, недостатков технологии производства и эксплуатационно-технической документации. Они одинаковы для всех идентичных изделий системы или же для некоторой группы изделий. При обнаружении отказа на отдельном экземпляре могут приниматься решения о проведении доработок на остальных экземплярах или же выполнении мероприятий, исключающих появление подобного вида отказов;

вторая группа - производственные отказы, которые вызваны ограниченностью сроков службы комплектующих элементов, случайными неблагоприятными сочетаниями параметров отдельных элементов в пределах установленных допусков, случайными неблагоприятными сочетаниями режимов работы или условиями эксплуатации и т.д. Характерной особенностью отказов данной группы является то, что они вызываются зачастую не повторяющимися для разных экземпляров системы причинами. Обнаружение отказов второй группы на одном экземпляре данной системы не дает оснований делать заключение о ненадежности остальных, нужна значительная выборка по группе таких отказов;

третья группа - неизбежно-эксплуатационные отказы, происходящие в результате износа подвижных сопряжений и вращающихся частей под влиянием сил трения или вследствие долговременного воздействия пульсирующих и знакопеременных нагрузок (силовых и температурных), коррозии.

При проектировании оборудования мало уделяют внимание износостойкости и далеко не всегда используют наиболее эффективные средства снижения износа, учитывающие конкретные условия работы. Разрушения при износе имеют накопительный характер. Отказы могут возникать также вследствие взаимодействия жидкостей и газов с поверхностями твердых тел - в процессе трения формируется «третье тело»,

что существенно изменяет молекулярную составляющую трения. Это взаимодействие может носить характер либо физической адсорбции, либо хемосорбции.

Все отказы, вне зависимости от принадлежности к той или иной группе, классифицируются по принципу:

- первичные отказы;
- вторичные отказы;
- ошибочные команды.

Первичный отказ определяют как нерабочее состояние, причиной которого является сам элемент, и необходимо выполнить некоторый объем ремонтных работ для возвращения его в рабочее состояние (например, «появление трещины в корпусной детали в результате естественного старения»).

Вторичный отказ подобен первичному, за исключением того, что сам элемент не является причиной отказа [31, 32]. Эти отказы появляются из-за воздействия избыточных напряжений на элементы, которые могут быть вызваны любым видом нагрузок, действующих на систему. Примером может служить сигнал «срабатывание системы защиты при повышенной вибрации подшипника», то есть подача сигнала защиты системы при превышении предельных значений функциональных параметров.

Ошибочные команды интерпретируются как элемент, находящийся в нерабочем состоянии из-за неправильного сигнала управления или помехи, при этом, как правило, для возвращения элемента в рабочее состояние ремонт не требуется.

Для оценки надежности системы и достоверности определения ее действительного технического состояния используют такое понятие как дефект - повреждение не приведшее к потере работоспособности оборудования. Обычно любому отказу предшествуют развивающиеся дефекты и неисправности. Поиск дефекта заключается в указании с определенной степенью точности его местоположения в системе или прогнозирование его развития на установленном отрезке времени эксплуатации агрегата. Сложность этого поиска в том, что каждый элемент, участвуя в рабочем процессе, воздействует с другими элементами. Степень этого воздействия различна. Анализ причин возникновения отказов в период эксплуатации, а так же классификация отказов по группам, являются важнейшими этапами исследования надежности технических систем и их своевременной диагностики.

Для правильной классификации типа отказов и оценки возможности их возникновения следует различать три периода функционирования оборудования [16, 17, 33, 34]:

- **период приработки** - обычно происходит при работе агрегата на холостом ходу с постепенным нагружением для предотвращения повреждений в начальный период работы. Этот период характеризуется

повышенной интенсивностью отказов, с его окончанием связывают срок гарантийного обслуживания;

- **период нормальной эксплуатации** - интенсивность отказов снижается, стабилизируется и изменяется во времени незначительно. Время появления отказа не связывают с предыдущей наработкой изделия;

- **период интенсивного износа элементов системы** характеризуется увеличением общего количества отказов.

Опыт эксплуатации показывает, что интенсивность отказов функционально связанных элементов по времени для большинства узлов и агрегатов носит характер кривой [1, 16, 17, 33, 34, 35] изображенной на рисунке 1.2.

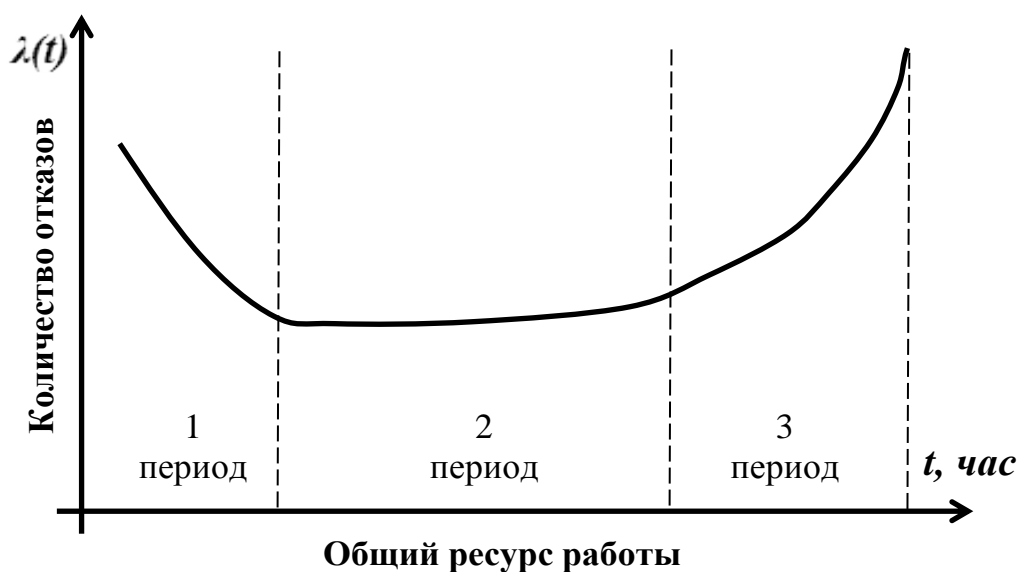


Рисунок 1.2 Зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации

Для выявления и устранения дефектов в первом периоде проводят приемосдаточные испытания. Ресурс изделия определяют от окончания первого периода до окончания третьего. Считается, что замена изношенных деталей новыми, целесообразна только во втором периоде, так как профилактическая замена узлов и элементов в третьем периоде снижает общий уровень надежности изделия [1, 2, 16, 17, 18].

Каждый период эксплуатации характеризуется определенными проявлениями видов отказов первой, второй и третьей групп. В начале периода приработки системы преобладают отказы первой группы, а с течением времени, по мере накопления информации об отказах и проведении мероприятий по их устранению в конце этого периода они практически достигают своего минимума. В период нормальной эксплуатации преобладают отказы второй и третьей групп, а в начале третьего периода снова появляются отказы первой группы, обусловленные износом элементов и системы в целом. Во временном промежутке этого периода удельный вес отказов первой и третьей групп увеличивается [1, 2, 16, 17, 23].

Помимо воздействий со стороны функционально связанных элементов, некоторые системы компрессорной установки подвергаются воздействию внешних факторов и управляющих команд [1, 2, 16, 17, 23, 36]. Влияние внешних воздействий обычно может проявляться, например, для турбоагрегата, в разбросе плотности и состава компонентов топливного или перекачиваемого газа, давлений на входе в камеры сгорания (турбокомпрессоры) или камеры сжатия (центробежные нагнетатели), геометрических параметров конструкции (действие разноразмерности в пределах установленных допусков), гидравлических характеристик маслосистем, магистралей и газовых трактов и т.д.

1.1.4 Характеристика технического состояния ГПА

Под термином «техническое состояние» (ТС) понимается совокупность свойств объекта, которые изменяются в процессе эксплуатации, характеризуемая в определенный момент времени признаками, установленными стандартами или его технической документацией. Совокупность условий, удовлетворяющих или не удовлетворяющих требованиям, определяющим исправность, работоспособность или заданную точность функционирования объекта, образует соответствующие виды его технического состояния [1, 8].

Определение вида технического состояния возможно, если известны: конфигурация технической системы в целом и ее элементов в частности; требования и параметры функционирования системы; предельно-допустимые значения параметров; эталонные характеристики конкретного агрегата, полученные экспериментальным путем; действительное техническое состояние как системы в целом, так и отдельных ее элементов, выявленное доступными методами диагностирования.

При определении технического состояния системы необходимо с высокой степенью достоверности установить начальные состояния входящих в нее элементов - то есть следует осуществить проведение диагностики агрегата непосредственно после окончания ремонтных операций. Все элементы, как уже отмечалось ранее, которые могут иметь больше одного рабочего состояния, создают различные начальные условия. Необходимо так же, с достаточной степенью точности установить рабочий отрезок времени функционирования технической системы: режимы работы компрессорных установок при пуске и остановке могут создавать разного рода опасные условия, отличающиеся от установившихся режимов работы, эти операции необходимо проводить в полном соответствии с нормативной документацией.

Достаточное количество информации по возможным техническим состояниям, как отдельных элементов, так и самой системы в целом, дает возможность составить подробные описания вариантов развития процессов

(сценария) деструкции оборудования, их взаимосвязей и конкретно определить возможные конечные нежелательные события (возникновение дефекта, неисправности, отказа).

1.1.5 Назначение и основные задачи технической диагностики

Техническая диагностика - это направление в науке и технике, представляющее собой процесс определения и оценки технического состояния сложных технических объектов и комплексов с необходимой степенью точности не только в качестве выпускного контроля предприятия, но и систематического наблюдения за функционированием оборудования [1, 2, 16, 17, 23, 37]. Научные основы технической диагностики разрабатываются на базе общей теории распознавания образов, теории информации, математической статистики, теории вероятностей, термодинамики, теплопередачи, электроники и т.д.

Сущность технической диагностики составляют теория, методы, средства изучения и поиска дефектов и неисправностей объектов техники. Цель диагностирования - проверка исправности, работоспособности и оценка правильности функционирования системы, как в текущий момент, так и в последующие (предыдущие) периоды работы.

Техническое диагностирование компрессорного агрегата (практически любой сложной технической системы) решает три типа задач [1, 2, 16, 17, 37, 38]:

Первый тип. Определение состояния, в котором находится объект или его элементы в настоящий момент времени: от заключения «годен - не годен», применительно ко всей установке, до поэлементного анализа технического состояния отдельных узлов и агрегатов. Это и есть основная задача диагностирования, решение которой дает возможность сделать вывод о гарантированной исправной работе объекта в данный период времени.

Второй тип. Задачи по определению состояния, в котором окажется система (или ее отдельные элементы) в некоторый будущий момент времени. Это задачи прогноза, решаемые для определения безопасного периода работы, при развитии выявленных неисправностей (или дефектов), предназначенные для установления сроков проведения профилактических осмотров и текущих ремонтов.

Третий тип. Определение технического состояния, в котором отказавший объект находился в некоторый момент времени в прошлом и истинных причин, приведших к отказу. Это задачи «генеза», которые решаются в связи с расследованием происшествий или предпосылок к ним.

Строгая постановка этих задач предполагает [1,16]: прямое или косвенное задание класса возможных, наиболее вероятных вводимых в рассмотрение дефектов, неисправностей, отказов, аварийных ситуаций и случайных нештатных входных воздействий; взаимосвязи неисправностей и последовательность их возникновения; наличие формализованных методов

построения алгоритмов диагностирования, реализация которых обеспечивает обнаружение дефектов заданного класса с требуемой полнотой или их поиск с необходимой глубиной; распознавание трудноразличимых между собой неисправностей (состояний), что определяет степень детализации поиска и служит качественным показателем эффективности диагностирования; обеспечение быстрого поиска для выявления и устранения дефектов и неисправностей агрегатов и систем или их регулировки с целью сокращения времени простоя и эксплуатационных затрат.

Общая схема последовательности принципиального решения задач технической диагностики приведена на рисунке 1.3 [1, 2, 39].

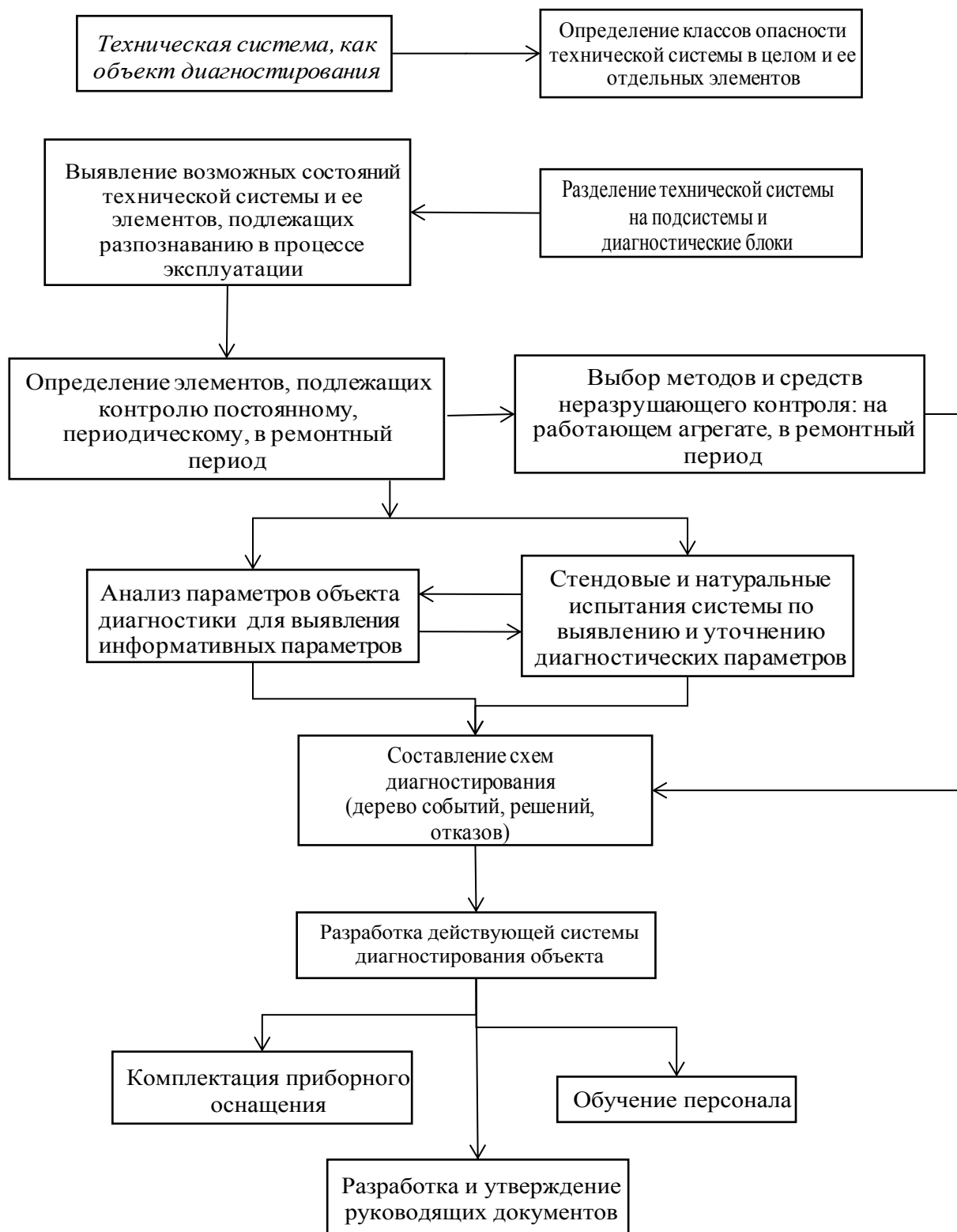


Рисунок 1.3. Общая принципиальная схема решения задач технической диагностики

Одной из наиболее значимых проблем при разработке систем диагностирования является получение в достаточном объеме достоверной информации о техническом состоянии исследуемого объекта.

Сбор таких данных возможен только путем применения надежных измерительных систем, использующих современные аппаратные средства,

обеспечивающие высокую точность измерений и автоматическую возможность анализа ситуации.

1.1.6 Анализ критичности (аварийных ситуаций)

Аварийное сочетание событий представляет собой определенный набор исходных событий, и если эти исходные события случаются все в определенной последовательности, то существует гарантия, что конечное событие авария произойдет [1, 3, 38]. В этом случае, перед специалистами, осуществляющими диагностику оборудования, ставится задача: четко провести различие между последовательностью событий для отдельного узла или элемента системы, не приводящих к отказам с тяжелыми последствиями и нежелательными событиями, могущими привести к аварийным отказам всей технической системы.

Сложные технические системы, такие как компрессорные установки, включающие в себя не только сам нагнетатель, но и большое количество систем и устройств его обслуживающих (более 100 входящих в него элементов и подсистем) может иметь множественное количество разнообразных видов отказов, в том числе и аварийных. Поэтому, чтобы упростить анализ необходимо вводить в рассмотрение только те виды отказов, которые являются для данной технической системы основными в том смысле, что для возникновения аварийного отказа один или несколько обязательно предшествующих отказов должны произойти [1, 2].

Обычно к авариям приводят ошибки следующих типов: технические ошибки, обусловленные неправильной эксплуатацией (например, работа при нагрузках больше допустимых, нарушения регламента пуска и останова); ошибки проектирования, в результате чего отдельные элементы или узлы конструкции обладают недостаточной несущей способностью при заданной нагрузке; погрешности изготовления и монтажа (элементы конструкции не соответствуют требованиям технической документации); некачественный ремонт; организационные ошибки; недостаток квалификации обслуживающего персонала (способность персонала правильно эксплуатировать техническую систему имеет столь же важное значение, что и рабочие характеристики системы, при этом должны быть учтены умственные и физические возможности персонала).

1.1.7 Характер изменения скорости износа

Можно выделить пять отчетливо различимых фаз износа исследуемого агрегата в процессе его эксплуатации.

Во время первой фазы идет интенсивная приработка элементов, то есть происходит изменения микро- и макроструктуры поверхностей, а иногда и их физико-механических свойств [2].

Износ во второй фазе - нормальный период, происходящий медленно на довольно длительном временном промежутке (при отсутствии возмущающих явлений). Третья фаза - повторный период приработки. По длительности и интенсивности время его протекания примерно на порядок меньше первого. Затем наступает четвертая фаза - снова период медленного износа. По степени интенсивности он соответствует второму, но во временном промежутке значительно короче. Пятая фаза - аварийный износ, являющийся следствием количественных и качественных изменений в структуре поверхности сопрягаемых деталей, причем процесс развивается с катастрофической скоростью. Такой вид износа более характерен для систем, которые работают по заданному ресурсу и не подвергаются периодическому обследованию с целью корректировки функциональных параметров. Эта схема наглядно представлена на рисунке 1.4 [39]. Разрушения при износе имеют кумулятивный характер и являются результатом последовательного многократного накопления повреждений и обычно, под термином «износ», подразумевают протекание не одного, а одновременно нескольких процессов.

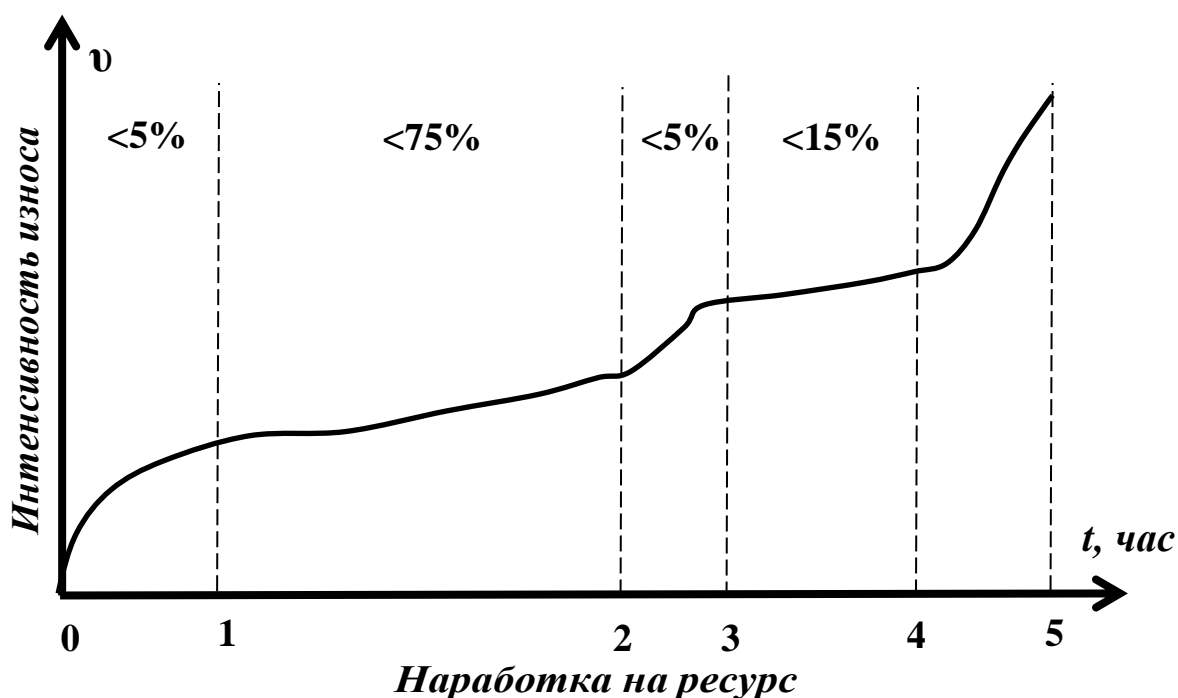


Рисунок 1.4. Периоды изменения характера износа

0-1- период приработки, 1-2- медленный износ, 2-3- повторная приработка, 3-4 -медленный износ, 4-5- катастрофический износ

Для того чтобы правильно оценить влияние на износ различных факторов, следует учитывать, что свойства самого изнашиваемого материала могут изменяться во времени. Трудности, связанные с испытаниями элементов систем на износ хорошо известны - они состоят в исключительной

длительности процесса испытаний. Задача диагностики состоит в том, что, наблюдая путем измерений за ходом износа на сравнительно короткой базе времени, оценить вид и параметры безотказной работы системы и, в первую очередь, скорость износа. Пренебрежение этим правилом может привести к искажению выводов. Известно, что износ сопряжений характеризуется изменением взаимного расположения сопряженных деталей и измеряется теми геометрическими параметрами (одним или несколькими) которые определяют изменение расположения деталей относительно друг друга, происшедшие вследствие износа поверхностей.

1.2 Газоперекачивающий агрегат как объект диагностирования

1.2.1 Компоновка элементов ГПА

Газоперекачивающий агрегат, а так же функционально связанные с ним агрегаты и устройства являются составной частью системы эксплуатационной диагностики. Выбор методов и средств технического диагностирования основных узлов и элементов компрессора в условиях эксплуатации во многом определяется их контролепригодностью, то есть обеспеченностью конструкций специальным оборудованием, возможностью получения достоверной информации, необходимой для объективной оценки технического состояния безразборными методами динамического контроля.

Для успешного проведения диагностических операций ГПА следует разделить на подсистемы и элементы с иерархической структурой связей. Каждая подсистема, решая конкретную задачу, обеспечивает достижение общей цели. В свою очередь, подсистемы необходимо расчленить, на конечное число более простых узлов до тех пор, пока не получим элемент, который в условиях данной подсистемы не подлежит разделению на части. Диагностирование таких подсистем возможно независимо друг от друга, так как элементы системы работают во взаимодействии, но выполняют разные функции.

ГПА может включать в себя следующие подсистемы и блоки:

- компрессор, обеспечивает сжатие воздуха, подаваемого в камеру сгорания;
- система дозирования топлива, обеспечивает необходимый поток газа в камеру сгорания;
- камера сгорания, обеспечивает преобразование химической энергии топлива в газодинамическую и тепловую энергию продуктов сгорания;
- турбина, преобразует энергию газового потока в механическую энергию вращения вала компрессора и центробежного нагнетателя;
- нагнетатель осуществляет сжатие транспортируемого газа;
- регенератор осуществляет нагрев воздуха на входе в камеру сгорания за счет тепла выхлопных газов;

- утилизатор тепла выхлопных газов служит для нагрева воды, отопления.

Оценка состояния ГПА требует одновременного измерения и регистрации большого количества функционально и стохастически взаимосвязанных параметров, а целостность системы означает, что все ее части служат достижению общей цели. Опыт эксплуатации и результаты стендовых испытаний свидетельствуют о том, что объективная оценка технического состояния агрегата, в зависимости от сложности его конструкции возможна путем измерения и анализа 40-50 параметров [1, 2, 37, 40]. Обработка такого количества данных позволяет обеспечить контроль работоспособности, соответствия рабочих режимов технической документации, определение исправности компрессора с глубиной до узла (в некоторых случаях и до детали). Появление неисправности или отказа любого элемента подсистемы приводит к снижению надежности, эффективности работы, или отказу.

К параметрам ГТУ, используемым в расчётных задачах следует отнести:

1) Паспортные параметры привода:

- учетные данные (название привода, шифр в базе данных);

2) Номинальные параметры:

- мощность [кВт];

- КПД.

3) Ограничения для управляемых приводов:

- минимальная частота вращения вала;

- максимальная частота вращения вала.

4) Коэффициенты состояния и влияния:

- технического состояния ГТУ по мощности;

- технического состояния ГТУ по топливному газу;

- влияния антиобледенительной системы;

- учет работы ГТУ без регенерации;

- влияния системы утилизации тепла выхлопных газов;

- влияния $T_{\text{воз}}$ на входе ГТУ на располагаемую мощность;

- наработка < 25 тыс. час; 25 тыс. час. < наработка < 50 тыс. час;
наработка > 50 тыс. час;

5) Параметры затрат:

- номинальный расход топливного газа ГТУ [тыс.м³/час] при номинальной мощности, а также при следующих параметрах:

• температура воздуха на входе ГТУ [К];

• давление воздуха [МПа];

• удельная низшая теплота сгорания [кДж/(м³ К)];

- норма расхода топливного газа ГТУ [тыс.м³/(кВт час)];

- норма расхода газа на собств. нужды КЦ [тыс м³/(кВт час)];

К параметрам ЦБН, используемым в расчётных задачах следует отнести:

1) Паспортные параметры нагнетателя:

- учетные данные (название нагнетателя; шифр в базе данных);

- признак полнонапорный или нет.
- 2) Номинальные параметры:
 - номинальная частота вращения;
 - номинальное давление газа на входе [МПа];
 - номинальное давление на выходе [МПа];
 - номинальная объемная производительность [$\text{м}^3/\text{мин}$];
 - номинальная коммерческая производительность [$\text{млн.м}^3/\text{сут}$];
 - номинальная степень сжатия;
 - номинальный политропический КПД.
- 3) Ограничения:
 - минимальная степень сжатия;
 - максимальная степень сжатия.
- 4) Параметры состояния:
 - коэффициент технического состояния по мощности;
 - коэффициент механических потерь (механический КПД).
- 5) Параметры приведения характеристик нагнетателя:
 - коэффициент сжимаемости;
 - температура газа [К];
 - параметры газа (газовая постоянная [$\text{н м}/(\text{кг К})$] или плотность газа при стандартных условиях [$\text{кг}/\text{м}^3$] или молярная масса газа [$\text{кг}/\text{кмоль}$]);
 - давление газа на выходе [МПа] (когда мощностная характеристика приведена к давлению газа);
 - давление газа на входе [МПа].
- 6) Параметры характеристик:
 - размерность производительности, для которой представлены характеристики:
 - $q_{\text{пр}}$ объемная приведенная к номинальным оборотам [$\text{м}^3/\text{мин}$],
 - $Q_{\text{об,мин}}$ объемная [$\text{м}^3/\text{мин}$],
 - $Q_{\text{об,сек}}$ объемная [$\text{м}^3/\text{сек}$],
 - $Q_{\text{ком}}$ коммерческая [$\text{млн.м}^3/\text{сут}$];
 - признак - характеристика по мощности приведена к:
 - плотности газа [$\text{кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$],
 - давлению нагнетания [$\text{кВт}/\text{МПа}$],
 - давлению на входе [$\text{кВт}/\text{МПа}$],
 - не приведена [кВт].
 - кол-во оборотов ГПА, для которых представлены характеристики;
 - относительные обороты, для которых представлены характеристики;
 - минимальная производительность;
 - максимальная производительность;
 - коэффициенты полиномов, аппроксимирующих:
 - напорную характеристику;
 - характеристику политропического КПД;
 - мощностную характеристику.

7) Параметры газа (параметры газа могут быть представлены либо компонентным составом, по которому рассчитываются основные характеристики, либо непосредственно параметрами, которые используются в расчетных формулах):

- плотность газа при стандартных условиях;
- низшая удельная объемная теплота сгорания;
- молярная доля диоксида углерода CO_2 ;
- молярная доля азота N_2 .

8) Параметры внешней среды:

- температура воздуха на входе ГТУ;
- барометрическое давление.

9) Параметры газового потока:

давление, температура, расход газа, на входе и выходе нагнетателя.

Набор заданных и расчетных параметров зависит от конкретной задачи.

1.2.2 Основные параметры, характеризующие работу ГПА

Работа ГПА характеризуется сложным взаимодействием систем (в зависимости от конструкции и назначения), составляющих агрегат. Это могут быть агрегаты с турбоприводом, авиационным приводом, дожимные, заводские установки для сжатия газа перед подачей его в транспортную систему и т.д. Поэтому оценка технического состояния самого нагнетателя возможна только на основании измерения и анализа всех параметров, отражающих эту связь. Такие параметры называют основными. К ним относятся: эффективная мощность, часовой расход топлива, частота вращения роторов, температурные характеристики (например, температура газов перед турбиной, входные и выходные значения температуры и давления газа), давление и температура смазочного масла, состав газа и т.д.

Характеристика работы ГПА не возможна без учета параметров внешней среды.

Внешняя среда – информационный объект, содержащий параметры внешней физической среды, по отношению к ГПА, такие как температура, барометрическое давление воздуха. Кроме того, для расчета затрат на перекачку газа может быть задана: цена топливного газа, электроэнергии и так далее.

Расчеты ГПА невозможны также без знания характеристик газового потока.

Газовый поток - расчетный объект, содержащий параметры, характеризующие технологический газовый поток, например, компонентный состав, плотность, расход, давление, температура газа, скорость потока и другие.

Рабочий цикл всей компрессорной установки может быть представлен некоторой системой параметров, взаимосвязь которых отображена на рисунке 1.5 [2, 40].

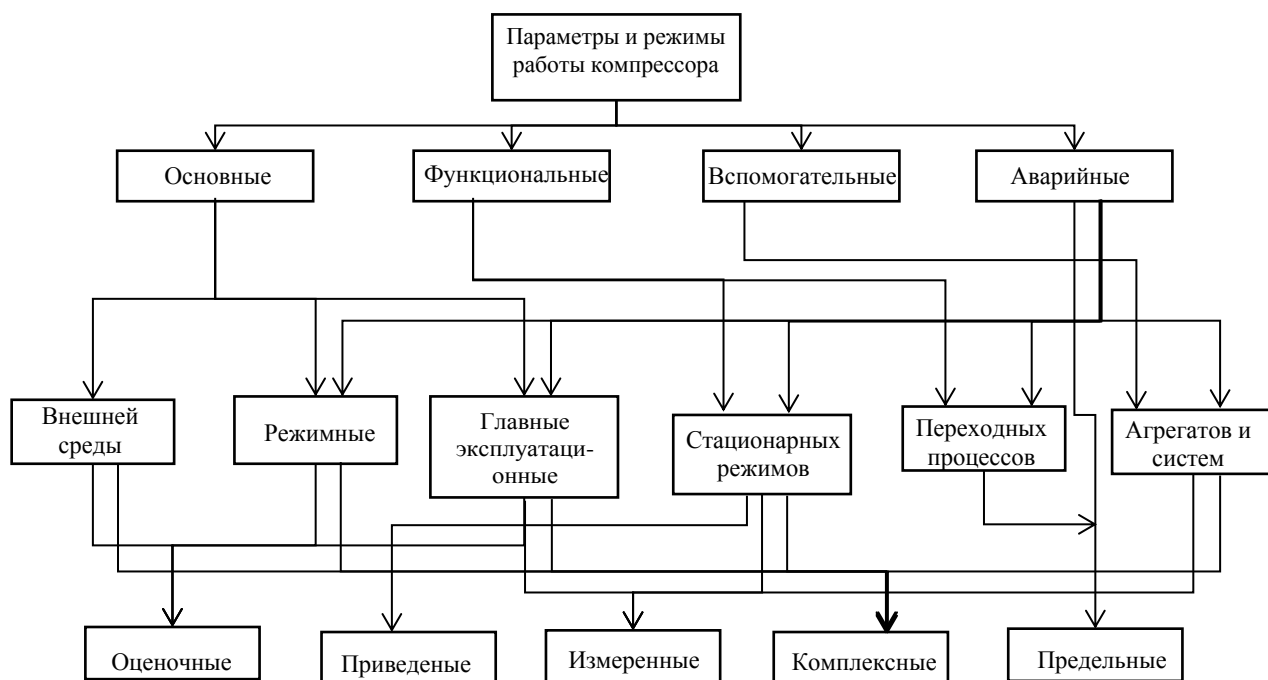


Рисунок 1.5. Основные параметры, характеризующие работу ГПА

Соответственно, к каждой группе параметров предъявляются различные требования по времени и точности измерения. Так, основные параметры должны быть измерены с высокой степенью точности [1, 2, 40]. Вспомогательные, определяющие выполнение отдельными узлами или агрегатами функциональных задач в условиях эксплуатации, могут измеряться с меньшей степенью точности, так как они используются с глубиной диагностирования до узла или агрегата.

Задача описания объекта диагностики зависит, в первую очередь, от объема располагаемой информации и состоит в получении достоверных экспериментальных данных, необходимых для определения состояния ГПА в каждый конкретный момент его эксплуатации. Проведение успешного контроля технического состояния ГПА зависит от количества и качества сведений об изменении контрольных параметров системы, которые определяются дискретными (признаками) и непрерывными величинами (параметрами).

Распознавание состояния системы (процесс установления диагноза) состоит в отнесении предъявленной совокупности признаков к одному из вероятных типичных состояний. Количество таких состояний зависит от особенностей задач и целей распознавания. Нередко требуется выбрать только одно из двух возможных состояний, например, «исправное - неисправное», «годен - не годен». В других случаях необходимо конкретизировать неисправные состояния: «разрушение подшипника скольжения», «разрушение лопатки компрессора» и т. д.

В практике диагностики при наличии значительного количества признаков, можно принимать условие их независимости друг от друга, даже в случае сильных корреляционных связей между ними - принцип суперпозиции. Особое значение в условиях эксплуатации имеет точность измерения критических значений функциональных параметров, выход которых за пределы допуска может привести к остановке агрегата или к аварии.

Как уже говорилось ранее, в процессе эксплуатации ГПА неизбежно возникновение дефектов и неисправностей по различным причинам, подробно описанным в работах [1, 2, 23, 37, 38, 41]. Поэтому, весьма важно изучить и правильно оценить все возможные явления и причины, приводящие к деструкции оборудования, а это возможно только при помощи многоступенчатого анализа надежности, риска и безопасности и, прежде всего, используя методы «деревьев» событий, решений и отказов разработанных для конкретного типа оборудования. Эти документы являются основанием для определения диагностических признаков и диагностической ценности обследования по исследуемым признакам.

При выборе функциональных диагностических параметров [1, 2, 40] количество рассматриваемых состояний и количество их признаков зависит от требуемой глубины диагностирования. С одной стороны, для правильного выбора диагностических параметров конкретного типа компрессорной установки необходимо включать в их число как можно больше характеристик физико- механических процессов, сопровождающих работу энергетической установки, которые в какой-то мере реагируют на возникновение неисправностей или отклонений в работе подсистем и элементов привода и нагнетателя. Особую ценность представляют собой параметры, величина которых изменяется по мере выработки ресурса как общего для всей технической системы, так и для отдельных элементов в частности [1, 2, 40]. Однако, принимая в рассмотрение значительное число диагностических признаков, следует учитывать тот факт, что целесообразно стремиться к оптимизации их количества, так как слишком большой набор второстепенных диагностических признаков, особенно для трудноразличимых неисправностей, скорее может затруднить установление диагноза, нежели уточнить и детализировать его. Эти условия обычно диктуются соображениями, связанными с потерей достоверности диагноза при слишком большом количестве факторов, учитываемых в моделях объекта.

1.2.3 Основные причины, способствующие появлению неисправностей

В общем случае все дефекты и неисправности ГПА в процессе эксплуатации подразделяются на:

- а) неисправности, возникающие из-за:

- ошибок персонала, в основном связанные с тем, что исполнители по окончании ремонтных работ оставляют в компрессоре посторонние предметы (инструменты, гайки и т.д.);
 - неточной установки деталей или агрегатов после замены, разрегулировки, дефектов вновь устанавливаемых элементов;
 - небрежности проведения ремонтных работ и недостаточной чистоты выполнения ремонтных операций;
 - неправильного определения области допустимых режимов работы в зависимости от внешних условий, превышения времени работы на недопустимых режимах;
- б) неисправности, появляющиеся вследствие нарушения функционирования систем, обеспечивающих заданные параметры работы, возникшие из-за некачественного технического обслуживания, неправильной работы электрических, гидравлических и пневматических систем по причине загрязнения или использования некондиционных жидкостей или газов, дефектов устройств герметизации, конструктивных недоработок;
- в) дефекты, развивающиеся в результате изнашивания деталей установки, образования отложений на лопатках турбин и роторов, в камере сгорания, несоответствия зазоров в сопряжениях заданным величинам, ухудшения качества, несущей способности и повышения температуры смазки;
- г) коррозионные процессы;
- д) механические повреждения деталей проточной части и подшипников при попадании в них посторонних предметов и частиц из внешней среды;
- е) деформации и разрушения деталей узлов агрегата по конструктивным, производственным и эксплуатационным причинам;
- ж) нарушение регулировки агрегатов и систем, в результате ослабления креплений и изменения соосности узлов и механизмов;
- з) нарушения режимов работы узлов и систем вследствие принятия руководством компрессорной станции неадекватных решений.

Причинно-следственные связи факторов воздействия на агрегат и возможные вызываемые ими последствия представлены на рисунке 1.6 [23, 38, 41].

Следует отметить, что наличие дефектов не обязательно свидетельствует о критическом состоянии системы или потере целостности конструкции, но обязательно о снижении ее несущей способности, вследствие неблагоприятного сочетания концентраций напряжений в дефектной зоне изменения зазоров, формы элементов и несущих поверхностей, ухудшении условий газодинамического течения газа в проточной части компрессора и т.д. Опыт эксплуатации ГПА показывает, что место и момент времени проявления неисправности не всегда совпадают с местом и моментом ее возникновения. Так, например, разрушение подшипников ротора центробежного нагнетателя сопровождается выносом

металлических частиц, которые при циркуляции масла в маслосистеме осаждаются на маслофильтрах и обнаруживаются при осмотре фильтра на неработающем двигателе. Осмотр же фильтров производится, как правило, через значительный промежуток времени работы двигателя. Кроме того, обнаружение металлических частиц на фильтре не указывает конкретного места возникновения неисправности. Однако, если в маслосистеме, непосредственно за подшипником, устанавливается фильтр-сигнализатор, то время проявления и место возникновения неисправности определяются с достаточной точностью.

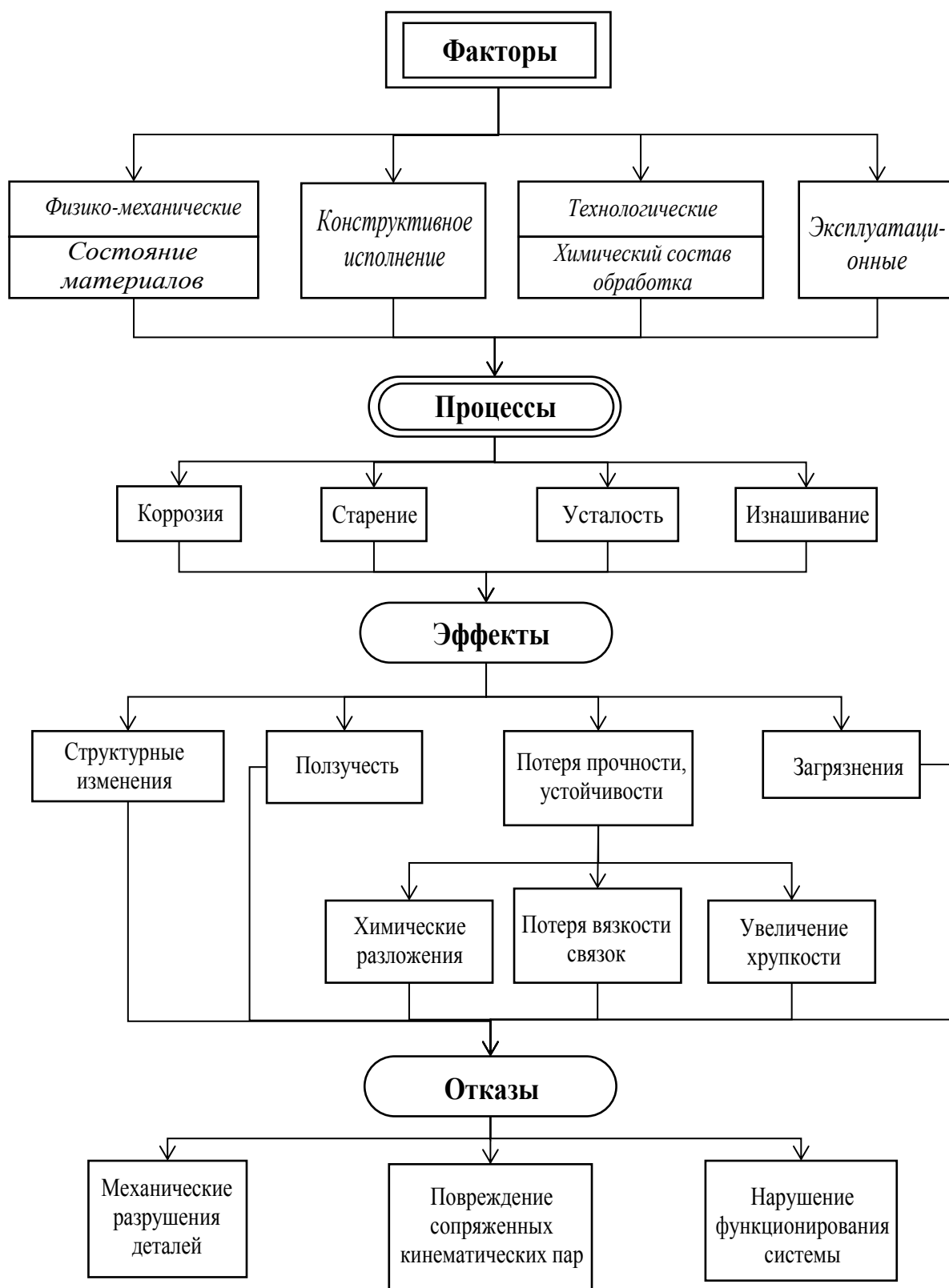


Рисунок 1.6. Факторы, вызывающие процессы деструкции элементов агрегата

Таким образом, диагностирование технического состояния агрегата значительно упрощается, если места и моменты возникновения и проявления неисправности совпадают [1, 2, 23].

В существующей практике формирования диагностических признаков наибольшие трудности связаны с целенаправленным поиском

количественных и качественных характеристик факторов воздействия на техническую систему, которые могли бы быть использованы как единичные или обобщенные показатели, пригодные для решения различных задач оценки технического состояния компрессорной установки [38,40]. Отсутствие методического подхода к такому поиску приводит, как правило, к тому, что диагностические признаки выбираются из числа традиционно используемых при анализе технического состояния системы. При этом проблема выбора состоит обычно в соотнесении известных диагностических признаков с известными возможными нежелательными событиями, с соблюдением требований к их существенности и независимости.

1.2.4 Особенности газотурбинного газоперекачивающего агрегата как объекта диагностики

Газоперекачивающий агрегат представляет собой сложную техническую систему, в которой происходит целый комплекс процессов различной физической природы. На него трудно осуществить непосредственный перенос существующих систем и методов диагностики различных установок, в том числе и энергетических. В целом ряде случаев ГГПА, работающие на разных компрессорных станциях, требует разработки своей специальной системы диагностики. Это объясняется целым рядом факторов, основными из которых являются [13, 27, 42, 43]:

- различные типоразмеры ГГПА (для МГ САЦ 5 типов ГТУ, имеющих значительную наработку с различными типами нагнетателей, в том числе полнонапорными);
- различие единичных номинальных мощностей (мощность 6 и 16 МВт и КПД газотурбинных установок от 20 до 30 %);
- большие наработки с начала эксплуатации по ряду типов ГГПА (50 % ГГПА выработали моторесурс или их наработка близка к предельному, ряд агрегатов работают с превышением установленных предельных значений в [44, 45, 46, 54]);
- большая величина межремонтного ресурса (~16 - 30 тыс. час до капитального ремонта);
- длительный период непрерывной работы (до ~ 6 - 8 тыс. час);
- различия в схемах работы ГГПА на КС (одно-, двух- и трех ступенчатое компримирование газа);
- существенные различия в условиях эксплуатации ГГПА, как по режиму работы газопровода, так и по климатическим факторам;
- сложность, а в ряде случаев и невозможность, проведения оперативных испытаний ГГПА в процессе эксплуатации;
- отсутствие в ряде случаев индивидуальных термогазодинамических характеристик основных элементов ГГПА и их существенное отличие, как между различными агрегатами, так и от типовых (паспортных);

- существенные различия в надежности отдельных элементов как для одного типа ГПА, так и для соответствующих элементов различных типов ГПА;

- слабое оснащение КС специальными контрольно-измерительными приборами и низкая точность эксплуатационных замеров, в том числе из-за низкой ответственности оперативного персонала;

- различия в объеме штатных измерений по разным типам ГПА (даже если ГПА оснащен автоматизированной системой измерения и управления архивы не ведутся и не анализируются, а данные на щите управления списываются вручную);

- сложность организации замеров в проточной части ЦБН и ГТУ, в ряде теплонапряженных элементов ГПА и т.д.

Следует отметить также, что для ГПА характерно наличие сложных связей между диагностическими параметрами и показателями технического состояния. Изменение технического состояния какого-либо элемента ГПА может оказывать влияние одновременно на несколько диагностических показателей и наоборот, диагностический параметр может изменяться под влиянием изменения технического состояния одновременно нескольких элементов.

В настоящее время при разработке математических моделей ГПА используются в основном два подхода:

1) принцип "черного ящика" (объект представляется как единое целое, внутренние связи которого не рассматриваются, а изучается только входная и выходная информация);

2) объект делится на взаимосвязанные элементы, состояние которых оценивается отдельно.

В данной работе предлагается рассматривать ГПА как единый объект, состоящий из двух функционально связанных элементов - ЦБН и ГТУ, оценка технического состояния которых осуществляется в рамках единой термогазодинамической модели.

1.3 Задачи и методы технической диагностики газоперекачивающих агрегатов

Научной разработке теории технической диагностики посвящены работы [1, 2, 4, 22], в которых сформулированы следующие основные задачи:

- оценка технического состояния объекта;

- поиск неисправностей и причин отказов;

- прогноз дальнейшего изменения технического состояния объекта.

Основной определяющей характеристикой состояния любого объекта является его работоспособность, под которой, в соответствии с ГОСТ 27002-83, понимают состояние объекта, при котором значения всех параметров,

характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствует требованиям нормативно-технической документации.

Однако, здесь необходимо различать следующие подмножества состояний [2, 3, 22, 48, 50]: нормальная работоспособность, частичная утрата работоспособности, полная утрата работоспособности.

Оценка технического состояния объекта диагностики по существу и состоит, в первую очередь, в отнесении его к одному из указанных подмножеств по какому-либо диагностическому параметру или их комплексу.

Следующим этапом является поиск причин снижения (утраты) работоспособности, который состоит в обнаружении конкретного неисправного узла, а в ряде случаев и выявлении причин неисправности.

Эффективность систем диагностики существенно повышается при решении задач прогнозирования изменения технического состояния агрегата в будущие моменты времени. При этом используются статистические методы обработки измерений, при помощи которых строятся линейные или экспоненциальные модели в 95 %-ой доверительной области [48].

Прогноз позволяет своевременно принять меры к предотвращению неисправностей, заранее спланировать техническое обслуживание, заказ запасных частей и ремонт агрегатов.

Применение методов технической диагностики ГПА на газопроводах преследует следующие основные цели:

- повышение эффективности работы ГПА за счет оптимизации режимов его работы;
- сокращение числа отказов и аварийных остановок ГПА;
- сокращение времени поиска неисправностей и причин отказов;
- сокращение материальных затрат на эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт, сокращение объема, а следовательно, и времени проведения ремонтных работ;
- сокращение затрат топливного газа на собственные нужды КС и т.д.

Внедрение систем технической диагностики позволит также с большей эффективностью планировать и прогнозировать работу цеха, КС и газопровода в целом, обоснованно подойти к разработке соответствующих нормативов на различных уровнях.

Контроль технического состояния ГПА может проводиться на остановленном, вскрытом и работающем агрегатах [2, 48].

Одним из основных способов определения неисправностей на остановленном агрегате является визуально-измерительный контроль [1, 2, 18, 48, 50]. Визуально-измерительный контроль заключается в осмотре с помощью лупы многократного увеличения больших поверхностей и труднодоступных мест деталей из различных материалов для обнаружения трещин, механических и коррозионных повреждений, нарушения сплошности защитных покрытий, остаточных деформаций, изменения характера разъемных и неразъемных соединений, течи, следов излома,

задеваний. Преимущество этого способа состоит в простоте контроля и сравнительно малой трудоемкости.

Достаточно хорошо исследованы способы контроля на вскрытом агрегате [1, 2, 18, 48, 50].

Метод неразрушающего контроля проникающими веществами (ПВК) (цветной метод) основан на проникающих свойствах жидкости и используется для обнаружения открытых трещин, пор, коррозионных повреждений деталей, различных по форме и размерам, изготовленных из магнитных и немагнитных материалов. Технологический процесс определения дефектов этим методом состоит из следующих операций: очистка и обезжиривание поверхности; пропитка поверхности индикаторным раствором; удаление избыточного индикаторного раствора с поверхности для его сохранения только в трещинах; нанесения на поверхность проявителя; осмотр детали и оценка состояния.

Ультразвуковой метод (УЗК) основан на свойстве распространения упругих колебаний в металлах и их отражения от границы раздела двух сред. Этот метод используют для обнаружения внутренних и наружных дефектов в труднодоступных местах у деталей, изготовленных из магнитных и немагнитных материалов. Метод не применяется при наличии галтелей, отверстий, так как требуется подготовка поверхности, наличие контактной жидкости и подбор соответствующих датчиков.

Вихретоковый метод (ВК) основан на возбуждении в поверхности детали с помощью датчика вихревого тока, сила которого различна в местах изменения сплошности или свойств металла. Наиболее распространенными приборами этого метода являются дефектоскопы. Этот метод используют для обнаружения открытых и закрытых поверхностных дефектов у деталей из электропроводных материалов.

Наряду с выше перечисленными методами контроля, применяют метод травления. Он основан на том, что под воздействием растворов кислот места повреждения растворяются быстрее, чем прилегающая поверхность, и трещины становятся видимыми на блестящем фоне.

Эти способы обладают наиболее полной информативностью, но требуют довольно существенных материальных и трудовых затрат.

Недостатком обоих отмеченных видов контроля, ограничивающим их широкое применение, является необходимость останковки агрегата, что далеко не всегда возможно в условиях эксплуатации.

В связи с этим, особое место занимают методы диагностики на работающем агрегате. Наиболее широкое применение в нашей стране и за рубежом нашли методы акустической эмиссии, вибрационной, термогазодинамической диагностики и диагностики по анализу отработанного масла [1, 6, 12, 28, 29]. Эти методы различаются по виду используемой информации (геометрической, тепловой, акустической, электромагнитной и т.д.), количеству контролируемых параметров, гибкости, точности и т.д.

Методы акустической эмиссии используют в качестве диагностической информации поля упругих волн - источников акустической эмиссии, представляющие собой сложный спектр шумов аэродинамического и механического происхождения, которые могут меняться в зависимости от внешних условий и технического состояния ГПА.

Акустическая эмиссия (АЭ) представляет собой колебательный волновой процесс, возникающий в деталях, если в кристаллических решетках их материалов происходят необратимые процессы разрушения с образованием микротрещин. Этот колебательный процесс может фиксироваться пьезодатчиком, установленным непосредственно на контролируемой детали. Или для определения места нахождения дефекта могут использоваться несколько датчиков, расположенных вне детали, генерируемой акустические сигналы. Заметим, что метод акустической эмиссии позволяет обнаруживать транс- и межкристаллические трещины, которые нельзя выявить другими методами неразрушающего контроля. Для ГПА метод акустической эмиссии применяется для ранней диагностики питтинга (усталостное разрушение взаимодействующих поверхностных слоёв, сопровождающееся выкрашиванием) в зубчатых передачах.

При контроле работоспособности ГПА серьезное внимание уделяется виброобследованию, так как вибрационное состояние является одним из основных показателей, характеризующих состояние силовых элементов агрегата.

При работе ГПА все его детали, узлы и агрегаты совершают вынужденные и резонансные колебания, которые зависят от величины и характера возмущающих сил, упругомассовых характеристик элементов конструкции, на которые, в свою очередь, влияет ряд конструктивных, технологических и эксплуатационных факторов. В общем случае вынужденные колебания систем ГПА имеют в основном механическое, аэродинамическое происхождение. К источникам колебаний механического происхождения относятся: неуравновешенные силы процесса, обусловленные силами трения (качения или скольжения) и взаимодействие элементов конструкции через упругие связи. Источники колебаний аэродинамического происхождения - переменные силы возмущающего потока газа в проточной части агрегата вследствие пульсации потока, неравномерность потока в радиальном и осевом направлениях, переменные импульсы, создаваемые вращающимися лопатками ротора, неравномерность сгорания топлива, вибрация трубопроводов и т.д.

Вибрационный метод неразрушающего контроля (ВМК). Схож с методом АЭ только используется область низких частот. Измеряется общий уровень вибрации (виброперемещение, виброскорость или виброускорение) в определённых точках ГПА (для каждого типа агрегата прописывается свой маршрут). Общий уровень измеряется в трёх направлениях (вертикальное, горизонтальное и осевое). В каждом направлении снимается спектр. После

обработки и сравнения измеренных параметров делается вывод о работоспособности узла ГПА.

В общем случае диагностика повреждений по параметрам вибрации конструкций осуществляется в три этапа [2, 5]:

1. Улавливание и регистрация сигналов вибраций, исходящих от работающего агрегата с помощью специальных датчиков. На этом этапе получают исходные данные, необходимые для последующего анализа вибрации (этап сбора информации).

2. Первичная обработка сигналов с помощью измерительных устройств, предварительный анализ сигналов, с выделением существенных и отбрасыванием несущественных данных.

3. Оценка состояния конструкции. Этап принятия решений, на котором экспериментальные данные сравнивают с эталонными, что позволяет оценить состояние системы и, при необходимости, принимать оперативные решения.

При исследовании вибраций в широком диапазоне датчик посылает сигналы, образованные всеми составляющими спектра колебаний, которые воспринимаются прибором, регистрирующим не только частоты следования сигналов, но и модуляции амплитуд. Это дает возможность не только с большой степенью точности установить наличие развивающегося дефекта или неисправности, но и проследить интенсивность его развития за определенный период времени. Чтобы установить элемент, подвергающийся износу, нужно выделить сигналы колебаний, полученных от каждого компонента агрегата. Таким образом, каждая деталь вибрирует на определенной дискретной частоте, с амплитудой, изменяющейся в зависимости от интенсивности развития дефекта. Будучи отображенной на виброграмме, эта амплитуда образует пик, выходящий за пределы «белого шума» (спектральный анализ в виде огибающей) или отдельные всплески (в случае линейчатого отображения спектра). Если эти пики или всплески с течением времени в последующих спектрах имеют тенденцию к возрастанию, то это означает, что дефект продолжает развиваться. Все методики расшифровки виброграмм, а, следовательно, и установления места нахождения и степени развития неисправности, базируются, в основном, на соотнесении найденных экспериментально или теоретически графических форм спектров вибрации со спектрами колебаний, полученными при исследовании объекта диагностики [2]. Однако, в настоящее время имеется довольно много проблем с расшифровкой спектров вибраций взаимозависимых неисправностей - то есть таких, когда сложно указать первопричину возникновения одной из них.

Поэтому весьма важны разработки новых методов, дающих возможность распознать по спектрам вибрации трудноразличимые неисправности [1].

Определенную информацию о техническом состоянии ГПА может представлять спектральный анализ отработанного масла, позволяющий

судить о степени износа узлов агрегата по наличию в масле различных механических примесей.

При вполне удовлетворительном техническом состоянии агрегата и его опорных узлов необходимо иметь сведения об интенсивности и характере износа поверхностей трения. В этом случае требуется диагностирование состояния узлов трения на основе анализа смазочного масла [2]. Метод диагностирования технического состояния деталей компрессора, омываемых маслом, по содержанию в нем продуктов износа характеризует высокая достоверность оценки. Его применение основывается на допущении, что при взаимном перемещении контактирующих поверхностей деталей происходит их износ и перенос субмикроскопических частиц износа потоком масла. Подвижный контакт между металлическими деталями любой механической системы всегда сопровождается износом, который является причиной последующего увеличения количества частиц износа. При вполне удовлетворительном техническом состоянии агрегата и его опорных узлов необходимо иметь сведения об интенсивности и характере износа поверхностей трения. В этом случае требуется диагностирование состояния узлов трения на основе анализа смазочного масла.

Следует отметить, что при эксплуатации исправной системы частицы допустимого износа образуют в масле пастообразную массу с низкой вязкостью и практически не оказывают заметного влияния на изменение темпов износа контактирующих поверхностей.

В процессе постепенного разрушения деталей поток масла, омывающий их, систематически уносит продукты разрушения из зоны трения. В смазываемой системе эти частицы находятся во взвешенном состоянии в циркулирующем масле. Период времени от начала до полного разрушения достаточно велик при условии обеспечения нормального режима смазки. В этом случае масло можно эффективно использовать как носитель информации о техническом состоянии узлов трения. Сигналом обнаружения неисправности является присутствие в масле частиц, выносимых из контактных зон. Это позволяет выявить неисправность на начальной стадии ее проявления.

Создание и применение в условиях эксплуатации эффективных систем контроля загрязнений смазочных материалов весьма сложная проблема [2, 28]. В настоящее время разработаны датчики, которые встраиваются в маслосистему ГПА и в режиме реального времени отслеживают степень концентрации металлических примесей.

Все эти методы имеют важное значение и право на использование для оценки технического состояния ГПА.

Однако, особое место среди них занимает термогазодинамическая диагностика, позволяющая определить техническое состояние ГПА по его термогазодинамическим параметрам, замеряемым в процессе эксплуатации. Оценка любого технологического показателя при любом методе диагностики может быть осуществлена лишь после выявления его связи с показателями

термогазодинамической диагностики. Кроме того, только термогазодинамическая диагностика позволяет определить абсолютные значения технологических величин. При этом, чем сильнее изменение технического состояния агрегата, тем важнее роль термогазодинамической диагностики в технологических расчетах.

Следует отметить, что значение диагностики непрерывно возрастает по мере разработки АСУ трубопроводного транспорта газа, в рамках которой должна быть реализована комплексная система технической диагностики, основанная на совокупности различных методов. Разработка такой системы является одной из предпосылок перехода к полной автоматизации работы ГПА и их управления при помощи компьютерных систем.

1.4 Основные положения термогазодинамической диагностики газоперекачивающих агрегатов

Диагностика по термогазодинамическим параметрам является одним из наиболее перспективных и широко развиваемых направлений технической диагностики ГПА. Это связано, прежде всего, с тем, что в настоящее время не имеется датчиков, позволяющих непосредственно измерять техническое состояние элементов ГПА (эрозионные износы рабочих колес ЦБН, радиальные зазоры турбин высокого и низкого давлений и т.д.). Трудно ожидать, что такие датчики появятся в ближайшее время, причем все сразу. В связи с этим, методы оценки технического состояния ГПА по значениям непосредственно измеряемых в процессе эксплуатации технологических параметров, то есть косвенным путем, необходимо развивать и совершенствовать.

Методы термогазодинамической диагностики довольно успешно применяются в авиационной промышленности, на судовом транспорте. Успехи в применении этих методов для контроля технического состояния ГПА на КС магистральных газопроводов пока значительно скромнее. Это связано с тем, что большинство таких методов [28, 29, 48] используют приближенные термодинамические модели или используют ряд допущений, существенно снижающих точность диагностирования. Наиболее же совершенные методы [1, 32, 33] достаточно сложны в реализации, требуют, как правило, специальной измерительной аппаратуры, предъявляю повышенные требования к точности измерений. Следует отметить, что низкая точность эксплуатационных измерений на КС газопроводов, существенные различия в объеме измерений и ряд других факторов, существенно снижает эффективность разработанных методов диагностики, а в ряде случаев делает невозможным их внедрение в эксплуатацию на газопроводах. Следует также отметить, что существующие методы термогазодинамической диагностики применимы, как правило, лишь к отдельным типам ГПА и не обеспечивают стабильных показателей в процессе длительной эксплуатации.

Все это подтверждает необходимость дальнейшего продолжения теоретических исследований и практических разработок в области термогазодинамической диагностики.

Методы термогазодинамической диагностики ГПА могут быть общими и частными [1, 2]. Применение частных методов, связанных с определением относительного изменения параметров технического состояния газотурбинных ГПА, позволяет выявить темп изменения состояния агрегатов, его технологических и топливно-энергетических показателей - производительности, мощности, расхода топливного газа и т.д.; определить, с известным приближением, суммарный расход топливного газа на КС, среднестатистические значения параметров состояния парка ГПА (ГТУ и ЦБН). Применение общих методов позволяет перейти к определению абсолютных величин технологических показателей ГПА, необходимых для построения системы планово-предупредительных ремонтов, планирования и прогнозирования работы агрегатов и КС в целом. Без них невозможно построение комплексной автоматизированной системы диагностики ГПА [3, 4].

В зависимости от структуры представления объекта, методы термогазодинамической диагностики могут быть интегральными (рассматривающими установку в целом) и дифференциальными (рассматривающими каждый элемент агрегата в отдельности).

В этих методах могут применяться и различные способы задания исходной информации о режимах работы ГПА и его элементов в виде функциональных уравнений или характеристик, найденных опытным путем.

Оценка технического состояния объекта в первом случае связана с построением его математической модели. При этом, широкое применение нашли наиболее простые, линейные модели, представляемые в матричном виде следующим образом:

$$Y = AX \quad (1.1)$$

где X , Y - вектор-функции входных и выходных параметров, k - оператор элемента.

Изменение технического состояния связано с изменением оператора. При этом, определив предварительно влияние каждого ожидаемого вида неисправностей на выходную функцию (т.е. рассчитав так называемые коэффициенты влияния), можно перейти к решению задачи идентификации различных видов неисправностей. Получаемая при таком подходе диагностическая таблица является конечным результатом математического описания объекта с точки зрения диагностики. Однако, при построении и использовании диагностической таблицы приходится решать ряд довольно сложных задач.

Прежде всего, необходимо выбрать набор диагностических параметров, достаточно полно отражающих изменение технического состояния и довести

решение задачи до получения количественной зависимости между показателями технического состояния и диагностическими сигналами. Для решения подобной задачи необходимо проводить экспериментальные исследования, как в условиях эксплуатации, так и в лабораторных условиях или на стенде с имитацией изменения технического состояния отдельных узлов агрегата. Такие исследования долгие, естественно, проводятся отдельно для каждого типа агрегатов. Решить эту задачу по всему многообразию типов агрегатов, применяемых на газопроводах, в настоящее время весьма затруднительно. В то же время, даже в случае успешной разработки подобной диагностической системы, неизбежно придется столкнуться с необходимостью проведения большого количества дополнительных замеров по агрегату, причем с точностью практически недостижимой в настоящее время в условиях эксплуатации. Однако, даже столь сложные системы диагностики дают возможность, как правило, идентифицировать лишь единичные неисправности. Диагностирование же кратных неисправностей в основном успеха не имеет [9, 23]

Метод характеристик, рассматриваемый в данной работе, заключается в опытном определении "сдвига" фактических характеристик ГПА или его элементов от эталонных «паспортных» характеристик. При этом, знание закономерностей протекания рабочих процессов не обязательно, так как, с одной стороны, эталонные характеристики могут быть получены опытным путем, а, с другой стороны, взаимосвязь между "сдвигом" характеристик и техническим состоянием так же может быть получена экспериментально [59].

Поэтому оценку изменения состояния центробежного нагнетателя и ГТУ можно и целесообразно произвести по "сдвигу" различных приведенных термогазодинамических характеристик ЦБН и приведенных характеристик ГТУ.

При этом возможны следующие варианты:

а) "сдвиг" характеристики не выходит за пределы погрешности измерительной аппаратуры. Следовательно, данные характеристики практически не изменяются при изменении состояния нагнетателя или ГТУ. Это позволяет по непосредственно измеряемой величине контролировать значения величин, непосредственно не измеряемых.

б) "сдвиг" характеристик значительно превосходит пределы погрешности измеряемой аппаратуры. В этом случае по величине "сдвига" можно судить об изменении состояния нагнетателя и ГТУ и контролировать его по непосредственно измеряемым параметрам.

Такая диагностика достаточно хорошо отработана для судовых и авиационных ГТУ, где она построена как диагностика отдельных узлов - воздушного компрессора, газовой турбины, камеры сгорания и регенератора. "Сдвиг" характеристик этих узлов характеризует степень их удаленности от паспортных, а, следовательно, и их техническое состояние.

В состав приведенных газодинамических характеристик центробежных нагнетателей обычно вводят графики зависимостей приведенной относительной мощности, политропического КПД $\eta_{\text{пол}}$ и приведенного соотношения давлений сжатия газа $\varepsilon_{\text{пр}}$ (при значении приведенной частоты вращения $\left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right) = 1$) от приведенной объемной производительности $Q_{\text{пр}}$ [2, 14]. В состав альбома характеристик вводят также зависимость перепада температур газа в ЦБН $\Delta t_{\text{пр}}$ (при $\left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right) = 1$) от величины $Q_{\text{пр}}$. Пересчет величин $\varepsilon_{\text{пр}}$ и $\Delta t_{\text{пр}}$ на другие значения приведенной частоты вращения проводят по известным формулам приведения. Таким образом, приведенные характеристики центробежного нагнетателя имеют одну независимую переменную $Q_{\text{пр}}$:

$$\left(\frac{N_i}{\rho_n}\right)_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}}), \quad (1.2)$$

$$\eta_{\text{пол}} = f(Q_{\text{пр}}), \quad (1.3)$$

$$\varepsilon_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}}), \quad (1.4)$$

$$\Delta t_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}}), \quad (1.5)$$

Из системы соотношений (1.2) - (1.5) можно получить ряд зависимостей, связанных между собой расчетными соотношениями термодинамики.

Приведенная разность энтальпии газа:

$$\Delta i_{\text{пр}} = \Delta i \left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)^2 = \frac{\left(\frac{N_i}{\rho_n}\right)_{\text{пр}}}{Q_{\text{пр}}}, \quad (1.6)$$

Приведенная потенциальная работа:

$$\omega_{\text{пр}} = \omega \left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)^2 = \eta_{\text{пол}} \Delta i_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}}) \quad (1.7)$$

Приведенная величина необратимых потерь работы:

$$\omega_{\text{пр}}^{**} = \omega^* \left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)^2 = \Delta i_{\text{пр}} - \omega_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}}) \quad (1.8)$$

Показатель политропического (внешнеадиабатического) процесса сжатия газа:

$$k^* = \frac{n_i}{1 - \frac{1}{\eta_{\text{пол}}}(1 - \frac{n_i}{k})} \quad (1.9)$$

где

k - показатель адиабаты газа, n_i - показатель изоэнтальпийного процесса; при построении характеристик значения k и n_i принимаются обычно равными $k = 1,3$; $n_i = 1$

Газотурбинные установки имеют следующие приведенные характеристики [2, 48]:

$$BQ_{\text{пр}}^{\text{р}} = f(N_{e_{\text{пр}}}), \quad (1.10)$$

$$\varepsilon_{\text{к}} = f(N_{e_{\text{пр}}}), \quad (1.11)$$

$$T_{\text{z}_{\text{пр}}} = f(N_{e_{\text{пр}}}), \quad (1.12)$$

$$G_{\text{в}_{\text{пр}}} = f(N_{e_{\text{пр}}}), \quad (1.13)$$

$$\eta_{\text{е}} = f(N_{e_{\text{пр}}}), \quad (1.14)$$

где

B - расход топливного газа;

$Q_{\text{пр}}^{\text{р}}$ - низшая рабочая теплота сгорания;

$\varepsilon_{\text{к}}$ - соотношение давлений сжатия воздуха в компрессоре;

$T_{\text{z}_{\text{пр}}}$ - приведенная температура газа на входе в турбину высокого давления;

$G_{\text{в}_{\text{пр}}}$ - приведенный массовый расход воздуха в компрессоре;

$\eta_{\text{е}}$ - эффективный к.п.д. ГТУ;

$N_{e_{\text{пр}}}$ - приведенная мощность ГТУ.

Вид приведенных характеристик ЦБН и ГТУ представлен на рисунке 7.

Каждая из этих характеристик несет в себе определенную диагностическую информацию и может быть использована в системах диагностики.

"Сдвиг" любой из рассмотренных характеристик свидетельствует о наличии какого-либо вида неисправности. Однако, величина "сдвига", может быть различной. В диагностическую модель целесообразно вводить лишь характеристики наиболее чувствительные к изменению технического состояния ГПА, так как чем больше "сдвиг", тем легче его обнаружить.

Обобщенные требования, которые необходимо учитывать при построении систем интегральной термогазодинамической диагностики сводятся к следующему:

а) система приведенных термогазодинамических характеристик ЦБН и ГТУ является однопараметрической (для каждого данного состояния);

б) состояние ГПА характеризуется постоянством системы приведенных характеристик на данный момент времени, действительном в широком диапазоне режимов;

в) приведенные термогазодинамические характеристики могут иметь "сдвиг" в процессе эксплуатации, величину "сдвига" можно учесть введением специального коэффициента технического состояния;

г) каждый из коэффициентов технического состояния должен учитывать "сдвиг" одной из приведенных характеристик, причем общее количество коэффициентов, используемых в системе, должно быть достаточным для нахождения величин "сдвига" всех остальных характеристик;

д) состояние нагнетателя и ГТУ сравнивается с начальным состоянием для данного межремонтного периода (если такие сведения имеются) или с эталонными «паспортными» характеристиками.

Приведенные требования положены в основу представленной далее методики термогазодинамической диагностики газотурбинных ГПА.

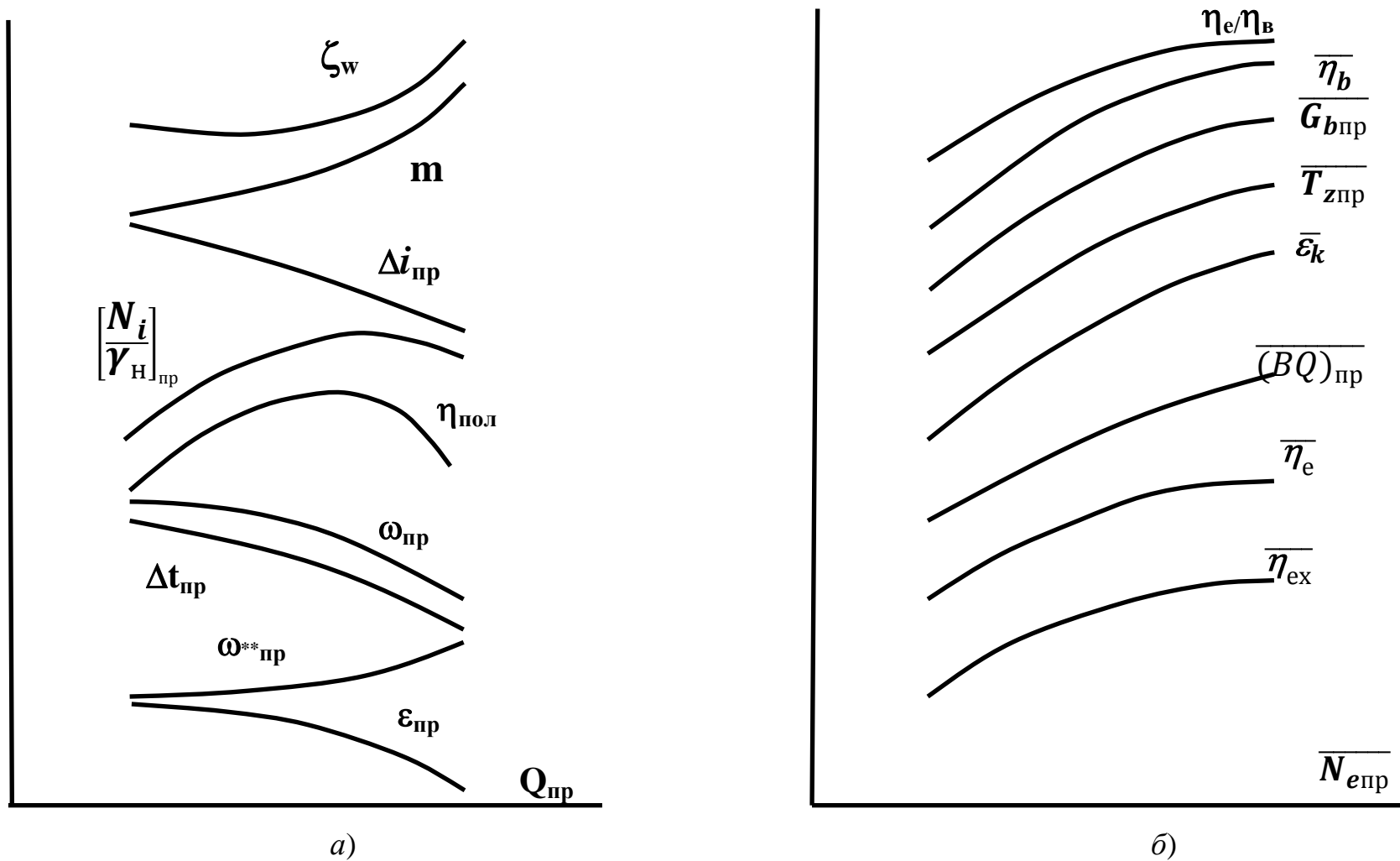


Рисунок 1.7. Иллюстративный график развернутой системы характеристик ГПА (*a* – нагнетателя, *б* – ГТУ)

1.5 Определение круга задач для исследования

Разработка эффективных методов контроля технологических параметров газоперекачивающих агрегатов (ГПА) в период эксплуатации, выявление дефектов и неисправностей на ранней стадии их возникновения является весьма актуальной проблемой. Ввиду сложности процессов, протекающих в ГПА недостаточно одного метода диагностики, только применение комбинированных методов диагностики, позволяющих оптимизировать обслуживание и ремонт оборудования, может привести к повышению качества, надежности и экономической эффективности эксплуатации ГПА магистральных газопроводов.

Для совершенствования методов контроля технологических параметров газоперекачивающих агрегатов в период эксплуатации необходимо провести:

- анализ системы оценок надежности, риска и безопасности функционирования ГПА;
- исследование текущего технического состояния газоперекачивающего агрегата в период эксплуатации;
- исследование влияния вибрации на техническое состояние ГПА;
- совершенствование математической диагностической модели анализа технического состояния нагнетателей ГПА по термогазодинамическим параметрам;
- анализ вибрационного состояния ГПА на компрессорной станции «Кульсары»;
- теплотехнические испытания на ряде агрегатов и их анализ.

2. Оценка технического состояния ГПА по параметрам вибросостояния

2.1. Вибрационная диагностика (динамический метод контроля)

При работе ГПА все его детали, узлы и агрегаты совершают вынужденные и резонансные колебания, которые зависят от величины и характера возмущающих сил, упругомассовых характеристик элементов конструкции, на которые, в свою очередь, влияет ряд конструктивных, технологических и эксплуатационных факторов. В общем случае вынужденные колебания систем ГПА имеют в основном механическое, аэродинамическое и электрическое (в случае использования в качестве привода компрессора электродвигателя) происхождение. К источникам колебаний механического происхождения относятся: неуравновешенные силы процесса, обусловленные силами трения (качения или скольжения) и взаимодействие элементов конструкции через упругие связи. Источники колебаний аэродинамического происхождения - переменные силы возмущающего потока газа в проточной части агрегата вследствие пульсации потока, неравномерность потока в радиальном и осевом направлениях,

переменные импульсы, создаваемые вращающимися лопатками ротора, неравномерность сгорания топлива, вибрация трубопроводов и т.д.

В общем случае диагностика повреждений по параметрам вибрации конструкций осуществляется в три этапа.

1. Улавливание и регистрация сигналов вибраций, исходящих от работающего агрегата с помощью специальных датчиков. На этом этапе получают исходные данные, необходимые для последующего анализа вибрации (этап сбора информации).

2. Первичная обработка сигналов с помощью измерительных устройств, предварительный анализ сигналов, с выделением существенных и отбрасыванием несущественных данных.

3. Оценка состояния конструкции. Этап принятия решений, на котором экспериментальные данные сравнивают с эталонными, что позволяет оценить состояние системы и, при необходимости, принимать оперативные решения.

При исследовании вибраций в широком диапазоне датчик посылает сигналы, образованные всеми составляющими спектра колебаний, которые воспринимаются прибором, регистрирующим не только частоты следования сигналов, но и модуляции амплитуд. Это дает возможность не только с большой степенью точности установить наличие развивающегося дефекта или неисправности, но и проследить интенсивность его развития за определенный период времени. Чтобы установить элемент, подвергающийся износу, нужно выделить сигналы колебаний, полученных от каждого компонента агрегата. Таким образом, каждая деталь вибрирует на определенной дискретной частоте, с амплитудой, изменяющейся в зависимости от интенсивности развития дефекта. Будучи отображенной на виброграмме, эта амплитуда образует пик, выходящий за пределы «белого шума» (спектральный анализ в виде огибающей) или отдельные всплески (в случае линейчатого отображения спектра). Если эти пики или всплески с течением времени в последующих спектрах имеют тенденцию к возрастанию, то это означает, что дефект продолжает развиваться. Все методики расшифровки виброграмм, а, следовательно, и установления места нахождения и степени развития неисправности, базируются, в основном, на соотношении найденных экспериментально или теоретически графических форм спектров вибрации со спектрами колебаний, полученными при исследовании объекта диагностики [1, 5]. Однако, в настоящее время имеется довольно много проблем с расшифровкой спектров вибраций взаимозависимых неисправностей - то есть таких, когда сложно указать первопричину возникновения одной из них.

Поэтому весьма важны разработки новых методов, дающих возможность распознать по спектрам вибрации трудноразличимые неисправности.

2.2. Алгоритм диагностирования ГПА

В большинстве случаев наблюдение за процессом изменения рабочих параметров технической системы ведется не от начала ее эксплуатации, поэтому диагноз устанавливается по непосредственному проявлению неисправности и исследование может осуществляться в условиях ограниченной информации о предыдущих состояниях объекта. Для определенного вида механических устройств (подшипников качения, скольжения, зубчатых передач, роторных групп и т.д.) выделены наиболее типичные неисправности, наличие которых довольно точно устанавливается с помощью неразрушающих методов контроля [1, 3, 5, 12, 34]. Эту информацию получают: в результате расчетов при проектировании агрегатов, на основании теоретических исследований, стендовых испытаний отдельных блоков и устройств в искусственно созданных неблагоприятных условиях, опыта эксплуатации или приработки всего изделия в целом. База данных постоянно пополняется, так как современные средства измерений и регистрации признаков, присущих тем или иным дефектам, позволяют проводить более эффективный анализ причин нарушений функционирования как всего агрегата в целом, так и отдельных его элементов, что оказывает весьма ощутимое влияние на снижение затрат обслуживания и ремонта. Поэтому, обоснованная и оперативная оценка технического состояния ГПА имеет важное информационное значение для успешного решения текущих задач и прогнозирования остаточного ресурса работы системы.

Спектр вибрации работающего агрегата имеет довольно широкий диапазон параметров: вибрационных, энергетических, конструктивно - технологических, инерционно - жесткостных, эксплуатационных, и определяется:

- частотой вращения роторов;
- частотой прохождения лопаток;
- частотой вращения элементов подшипников качения;
- частотой вращения зубчатых колес, пересопряжения зубьев, элементов шестеренчатых масляных насосов;
- частотой собственных колебаний элементов конструкции;
- частотой акустических воздействий;
- турбулентностью и пульсацией потока газа в проточной части и подводящих трубопроводах;
- кинематическими и технологическими погрешностями изготовления и сборки;
- изменением шероховатости, геометрии контактирующих поверхностей в результате процессов износа и окисления;
- нарушениями целостности и сплошности материалов, конструкций и т.д.

Как уже отмечалось ранее, ГПА представляет собой сложный объект диагностирования, в котором необходимо выделить такие части, с точностью

до которых желательно проводить поиск дефектов. В качестве таких элементов могут быть системы, подсистемы, узлы, функциональные блоки и даже отдельные детали. Работоспособность того или иного элемента оценивается на основе поэлементного анализа спектра вибраций и идентификации полученных данных с возможностью возникновения или развития той или иной неисправности.

Для принятия решения о способности объекта контроля выполнять свои функции, на первом этапе диагностики необходимо определить область значений показателя качества (общего уровня вибрации), который соответствует понятию «годен - не годен». Результаты измерения интенсивности колебаний на этом этапе показывают только превышение (или его отсутствие) параметров вибрации агрегата над допустимыми нормированными значениями, что еще ничего не говорит о составе или причинах возбуждения этих колебаний. Для правильного определения характера и качественно-количественных оценок зарождающегося или развивающегося дефекта (неисправности) необходимо выполнить разложение спектра вибраций на элементарные составляющие, которые можно идентифицировать с определенной причиной интенсификации колебаний машины. Эта информация может быть получена только при помощи амплитудно-частотного анализа.

В ряде случаев адекватная связь между параметрами спектра и неисправностями в изделии может оказаться весьма сложной для теоретического анализа. Поэтому вполне обосновано использование экспериментальных методов распознавания, базирующихся на наборе статистических данных, отражающих связь между дефектами, обнаруженными при разборке изделия и особенностями спектров, полученных до разборки или в результате испытаний с искусственно созданными неисправностями, связь которых с параметрами спектра изучается.

Построение алгоритма диагностирования базируется на многошаговых процедурах, на каждом шаге которых выполняется одна или несколько элементарных проверок, являющихся частичным решением поставленной задачи. Объединение этих фрагментов в одну систему контроля дает представление о техническом состоянии агрегата в целом. Поэтому как при ручной обработке информации, так и в процессе разработки систем мониторинга используют некоторый набор программ диагностики каждого конкретного узла (или элемента), по которым, на основании результатов обследования, и выдается заключение о возможности дальнейшей эксплуатации ГПА.

Для эффективного проведения процедур диагностики, как уже упоминалось ранее, необходимо сложный объект диагностирования расчленить на такие составные части, с точностью до которых (на втором и третьем уровнях диагностики) целесообразно проводить поиск дефектов и неисправностей. В свою очередь, каждый выделенный узел (агрегат) следует

рассматривать как информационный блок, в состав которого входят элементарные объекты, исправное состояние которых определяет работоспособность технической системы в целом (третий уровень диагностики).

Разбивка (классификация) агрегата на составные части позволяет идентифицировать колебания, по принадлежности к отдельным узлам. Удобство подобной классификации заключается в непосредственной связи вибрации с ее источником и возможностью прогнозирования в общих чертах структуры и характера вибрации. По сути дела это один из вариантов построения дерева решений. Рассмотренная постановка проблемы поэлементного диагностирования силовой установки дает возможность определить последовательность задач, возникающих при идентификации конкретного дефекта или неисправности.

Такой системный подход позволит в реальных условиях при наличии неизбежных ограничений, отклонений от заданного технологического режима, всевозможных помех и погрешностей измерительной аппаратуры добиться наибольшей эффективности анализа технического состояния ГПА [33].

Большинство ГПА имеют штатные системы оценки вибрационного состояния, однако эти системы морально устарели, многие работают не корректно. Поэтому для оценки состояния ГПА на КС «Кульсары» были проведены исследования вибрационного состояния агрегатов при помощи современного виброанализатора СД-12М. СД-12М - цифровой анализатор спектров и сборщик данных с расширенными возможностями и полным комплектом вибрационных измерений, сертифицированный по целому ряду стандартов ГОСТ и ИСО.

2.3 Виброанализатор СД-12М

Прибор разработан специально для использования персоналом, обслуживающим оборудование в промышленных условиях. СД-12М сочетает в себе современные технологии цифровой обработки сигналов, обеспечивающие исключительную надежность и точность измерений, с простотой и удобством пользовательского интерфейса.

СД-12М имеет функции удаленного управления, в том числе по модему, с использованием стандартных линий связи.

Виброанализатор СД-12М - цифровой виброанализатор и сборщик данных позволяет проводить:

Измерения для мониторинга и диагностики:

- временной сигнал (режим осциллографа);

- уровни вибрации в полосах предусмотренных ГОСТами и другими документами;

- автоспектры;

- спектры огибающей компонент сигнала, выделенных полосовыми фильтрами;

- скорость вращения;

- амплитуда и фаза сигнала на частоте вращения и ее гармониках;

Балансировка роторов

- 1,2,3-плоскостная балансировка;

- до восьми точек контроля;

- балансировка по коэффициентам влияния;

- подпрограммы для оценки пробных грузов, сложения и распределения балансировочных масс;

- выбор пользователем направления увеличения фазы и, соответственно, угла установки корректирующих масс (по или против направления вращения машины);

- сопряжение результатов измерения фаз с приборами, имеющими сдвиг фазы;

- контроль достоверности результатов измерения по величине дисперсии сигнала вибрации;

- контроль сигнала с датчика оборотов в процессе измерения;

- формирование протоколов балансировки.

Виброналадка

- амплитудно-фазочастотные характеристики во время пуска или выбега машины(до 16 каналов измерения);

- анализ резонансов, возбуждаемых ударом, определение частот и декрементов затухания собственных колебаний;

Особенности прибора:

-Работа по маршрутным картам;

-Принимает сигналы с зарядовых акселерометров, акселерометров с предусилителем, ICP[®] акселерометров, линейного входа по напряжению, сигналы TTL с датчика оборотов;

-Внутренний источник питания для датчика оборотов;

-Простое управление от 6 клавиш кнопок;

-Встроенная справочная система по работе с прибором;

-Полноэкранный отображение спектров в процессе и после измерений, курсор, лупа;

-Возможность управления и коммутации до 16 входных каналов;

-Работа, как в переносном, так и в стационарном режимах с управлением непосредственно от компьютера;

-Возможность обмена данными по модему и телефонным линиям связи;

Технические характеристики прибора представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 Технические характеристики

Вход	
Типы преобразователей	акселерометр, токоизмерительные клещи, датчики оборотов, микрофон
Частотный диапазон	0.5 - 25600 Гц
Максимальная неравномерность АЧХ	+ / - 0.5 дБ (5%)
Линейный вход	1 мкВ - 3 В
Усиление	авто, 0-54 дБ шагами по 6 дБ
Параметры вибрации	
Измеряемые величины	виброперемещение, виброскорость, виброускорение, пик-фактор

Детектор	СКЗ, пик, пик-пик (размах)
Полосы для измерения вибрации:	
- по ГОСТам	2..1000, 10..1000, 10..2000 Гц
- дополнительные	2..200, 3..300, 5..500, 10..5000, 5000..10000, 10000..25000 Гц
Диапазон измерения:	
- виброускорение	от 0,02 до 1000м/с ²
- виброскорость	от 0,01 до 1000мм/с
- виброперемещение	от 0,1 до 10000мкм
Спектральный анализ	
Граничные частоты	25, 50, 100, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 12800, 25600 Гц
Частотное разрешение	400, 800, 1600 полос
Динамический диапазон	70 дБ, не хуже
Число усредняемых спектров	1-256
Детектор огибающей с полосовыми фильтрами:	
1/3 октавные	800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3200, 4000, 5000, 6400, 8000, 10000, 12800, 16000, 20000 Гц
1/1 октавные	50, 100, 200, 400, 800, 1600, 3200, 6400, 12800, 8000, 16000 Гц
Измерения амплитуды и фазы для балансировки	
Диапазон частот вращения	0.5-1700 Гц
Погрешность по частоте	+ / - 1%
Погрешность по фазе	+ / - 5 %

Погрешность по амплитуде	+ / - 1 дБ
Автоматический контроль	наличия и формы сигнала с датчика положения вала, качества измерений
Единицы измерения амплитуды	дБ, g, м/с ² , мм/с, мкм, in/s, mils (СКЗ, Пик, Пик-Пик)
Встроенный источник питания для фотодатчика	5 В пост. тока, 15 мА
Амплитудно-фазочастотные характеристики при разгоне-выбеге	
Диапазон частот вращения	от 0.5 до 1700 Гц
Диапазон частот	от 0.5 Гц до 10-й гармоники частоты вращения
Количество отсчетов	до 200 по двум гармоникам
Измеряются параметры на	1-8 гармониках частоты вращения
Общие данные	
Диапазон рабочих температур	-20 / +50С
Вес в чехле	2 кг
Размеры	150 x 225 x 45 мм
Время работы аккумулятора	10 часов, не менее

Схема расположения контрольных точек измерения представлена на рисунке 2.1.

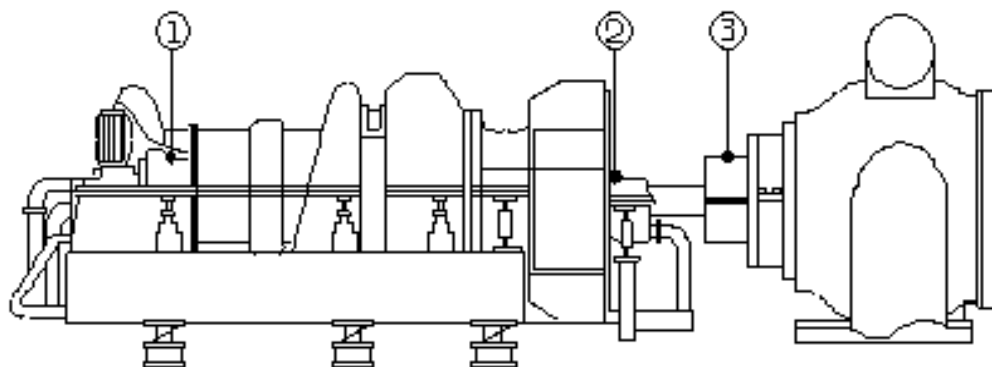


Рисунок 2.1 Схема расположения контрольных точек на ГТУ и ЦБН

Далее в таблицах 2.2 - 2.11 приведены результаты исследования вибрационного состояния агрегатов типа ГТ-750-6, КС Кульсары.

Таблица 2.2 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №1 ГПА №1.

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		87	93	84		
1	В	2,22	1,60	2,01	7,1	11,2
1	Г	1,98	2,16	1,25	7,1	11,2
1	О	1,60	1,73	1,40	7,1	11,2
2	В	3,10	4,11	3,00	7,1	11,2
2	Г	3,25	5,12	2,60	7,1	11,2
2	О	1,11	1,28	0,87	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		87	93	84		
3	В	0,83	0,75	0,74	4,5	7,1
3	Г	0,73	0,82	0,64	4,5	7,1
3	О	1,32	1,45	1,18	4,5	7,1

Оценки вибросостояния ГТУ: Хорошо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.3 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №1 ГПА №2

Корпуса ГТУ, СКЗ, мм/с						
------------------------	--	--	--	--	--	--

№ точки	№ датчика ¹⁾ Ось	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		86	91	85		
1	В	3,37	2,96	2,84	7,1	11,2
1	Г	1,92	4,27	1,51	7,1	11,2
1	О	2,85	3,88	2,30	7,1	11,2
2	В	4,01	4,04	3,53	7,1	11,2
2	Г	3,45	4,17	2,56	7,1	11,2
2	О	1,26	1,81	0,93	7,1	11,2
Корпуса ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	№ датчика ¹⁾ Ось датчика	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		86	91	85		
3	В	0,76	0,78	0,66	4,5	7,1
3	Г	0,82	0,76	0,65	4,5	7,1
3	О	0,92	1,13	0,96	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.4 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №1 ГПА №4

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	№ датчика ¹⁾ Ось датчика	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		74	76	77		
1	В	3,87	3,73	3,70	7,1	11,2
1	Г	6,17	4,62	4,15	7,1	11,2
1	О	6,15	5,22	4,91	7,1	11,2

2	В	5,73	5,00	4,89	7,1	11,2
2	Г	8,64	8,72	8,76	7,1	11,2
2	О	1,54	2,34	2,11	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		74	76	77		
3	В	0,70	0,79	0,81	4,5	7,1
3	Г	0,99	0,90	0,92	4,5	7,1
3	О	0,91	0,87	0,88	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Требуется принятия мер

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.5 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №1 ГПА №5

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		98	95	92		
1	В	2,93	2,90	2,82	7,1	11,2
1	Г	1,75	1,43	1,25	7,1	11,2
1	О	3,49	3,53	3,62	7,1	11,2
2	В	5,82	3,96	2,52	7,1	11,2
2	Г	6,28	5,22	3,58	7,1	11,2
2	О	1,34	1,26	1,44	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	датчик ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется"	Аварийная уставка "Недопустимо"

		98	95	92	принятия мер"	
3	В	1,59	1,09	0,74	4,5	7,1
3	Г	1,57	1,71	1,13	4,5	7,1
3	О	1,12	0,91	0,96	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо; Оценка вибросостояния ЦБН: Допустимо.

Таблица 2.6 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №1 ГПА №6

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		92	89	86		
1	В	4,29	3,75	3,47	7,1	11,2
1	Г	0,94	0,77	0,71	7,1	11,2
1	О	4,33	3,29	2,19	7,1	11,2
2	В	4,94	4,89	5,35	7,1	11,2
2	Г	2,94	2,36	2,88	7,1	11,2
2	О	3,88	2,53	1,88	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		92	89	86		
3	В	0,73	0,78	0,85	4,5	7,1
3	Г	0,87	0,91	0,82	4,5	7,1
3	О	0,93	1,42	0,85	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.7 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №2 ГПА №7

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		90	87	84		
1	В	1,50	1,85	1,98	7,1	11,2
1	Г	1,47	1,12	1,04	7,1	11,2
1	О	2,68	1,73	1,29	7,1	11,2
2	В	9,54	8,84	8,46	7,1	11,2
2	Г	3,51	3,76	3,91	7,1	11,2
2	О	1,97	2,46	2,66	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		90	87	84		
3	В	1,15	0,96	0,89	4,5	7,1
3	Г	1,61	1,20	1,04	4,5	7,1
3	О	1,90	1,03	1,23	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Требуется принятия мер

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.8 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №2 ГПА №8

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		88	84	91		
1	В	1,89	2,42	1,73	7,1	11,2

1	Г	2,15	1,19	2,82	7,1	11,2
1	О	3,78	3,91	3,61	7,1	11,2
2	В	5,14	4,92	5,29	7,1	11,2
2	Г	5,53	5,71	5,40	7,1	11,2
2	О	1,34	1,63	1,22	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		88	84	91		
3	В	0,90	1,17	0,76	4,5	7,1
3	Г	0,88	0,85	0,93	4,5	7,1
3	О	1,38	1,00	1,51	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.9 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №2 ГПА №10

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с							
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"	
		89	85	83			
1	В	0,65	0,76	0,83	7,1	11,2	
1	Г	0,75	0,73	0,76	7,1	11,2	
1	О	1,55	1,56	1,55	7,1	11,2	
2	В	4,96	4,62	4,14	7,1	11,2	
2	Г	1,82	2,17	1,72	7,1	11,2	
2	О	0,91	1,09	0,94	7,1	11,2	
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с							
№	д	а	т	ч	Уровень вибрации при	Предупредительная	Аварийная уставка

точки		мощности, %			уставка "Требуется принятия мер"	"Недопустимо"
		89	85	83		
3	В	2,66	3,07	2,60	4,5	7,1
3	Г	1,05	1,01	0,95	4,5	7,1
3	О	1,15	1,18	1,20	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.10 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №2 ГПА №11

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		77	83	87		
1	В	2,68	4,62	3,85	7,1	11,2
1	Г	1,69	3,43	2,34	7,1	11,2
1	О	2,26	5,46	5,44	7,1	11,2
2	В	4,22	5,08	7,71	7,1	11,2
2	Г	3,49	6,56	9,50	7,1	11,2
2	О	1,62	2,10	2,54	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		77	83	87		
3	В	1,06	1,10	1,27	4,5	7,1
3	Г	0,82	0,76	1,15	4,5	7,1
3	О	1,47	1,02	1,59	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Требуется принятия мер

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.11 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №2 ГПА №12

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		79	85	91		
1	В	2,98	4,15	6,14	7,1	11,2
1	Г	0,88	1,10	2,66	7,1	11,2
1	О	2,53	3,27	5,43	7,1	11,2
2	В	4,49	7,64	12,90	7,1	11,2
2	Г	1,93	3,64	5,91	7,1	11,2
2	О	0,87	1,82	3,19	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		79	85	91		
3	В	1,51	1,72	1,73	4,5	7,1
3	Г	1,30	1,23	1,16	4,5	7,1
3	О	1,96	1,53	1,43	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Недопустимо

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

В таблицах 2.12 - 2.23 приведены результаты исследования вибрационного состояния агрегатов типа ГТК-10-4, КС Кульсары.

Таблица 2.12 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №3 ГПА №13

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№	датчик	Уровень вибрации при			Предупредительная	Аварийная уставка

точки		мощности, %			уставка "Требуется принятия мер"	"Недопустимо"
		90	92	88		
1	В	1,02	1,08	1,07	7,1	11,2
1	Г	1,59	1,44	1,55	7,1	11,2
1	О	1,74	1,60	1,80	7,1	11,2
2	В	1,73	1,48	1,73	7,1	11,2
2	Г	2,04	2,30	1,91	7,1	11,2
2	О	1,58	1,63	1,44	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		90	92	88		
3	В	1,18	1,10	1,13	4,5	7,1
3	Г	1,02	1,26	1,04	4,5	7,1
3	О	1,17	1,17	1,17	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Хорошо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.13 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №3 ГПА №14

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		88	86	84		
1	В	1,31	1,14	0,97	7,1	11,2
1	Г	1,21	0,77	0,76	7,1	11,2
1	О	1,72	1,31	1,14	7,1	11,2
2	В	4,15	3,88	3,79	7,1	11,2
2	Г	5,84	6,02	6,26	7,1	11,2

2	О	3,50	2,62	3,03	7,1	11,2
Корпус ЦНБ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		88	86	84		
3	В	1,10	1,26	0,81	4,5	7,1
3	Г	1,32	1,20	0,91	4,5	7,1
3	О	1,12	0,92	0,88	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.14 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №3 ГПА №15

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		95	94	91		
1	В	0,66	0,60	0,53	7,1	11,2
1	Г	0,85	0,63	0,57	7,1	11,2
1	О	0,67	0,76	0,66	7,1	11,2
2	В	2,14	7,04	4,96	7,1	11,2
2	Г	6,24	7,17	6,45	7,1	11,2
2	О	3,09	3,35	2,93	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		95	94	91		
3	В	1,88	2,11	2,01	4,5	7,1
3	Г	1,48	1,74	1,42	4,5	7,1
3	О	1,78	1,67	1,75	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Требуется принятия мер

Оценка вибросостояния ЦБН: Допустимо.

Таблица 2.15 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №4а ГПА №16

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		99	97	95		
3	В	1,58	1,36	1,37	4,5	7,1
3	Г	1,39	1,18	1,27	4,5	7,1
3	О	0,99	0,95	1,09	4,5	7,1
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		99	97	95		
3	В	1,58	1,36	1,37	4,5	7,1
3	Г	1,39	1,18	1,27	4,5	7,1
3	О	0,99	0,95	1,09	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо

Оценка вибросостояния ЦБН: Допустимо

Таблица 2.16 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №4а ГПА №17

Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
-----------------------	--	--	--	--	--	--

№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		99	95	91		
1	В	1,07	1,02	0,95	7,1	11,2
1	Г	0,94	0,79	0,76	7,1	11,2
1	О	1,04	0,90	0,97	7,1	11,2
2	В	2,58	2,40	2,05	7,1	11,2
2	Г	2,90	2,55	2,06	7,1	11,2
2	О	1,31	1,19	1,29	7,1	11,2

Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с

№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		99	95	91		
3	В	3,91	2,62	2,26	4,5	7,1
3	Г	1,98	1,83	1,55	4,5	7,1
3	О	0,89	0,66	0,76	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Хорошо; Оценка вибросостояния ЦБН: Допустимо.

Таблице 2.17 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №4а ГПА №18

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		95	93	91		
1	В	0,49	0,49	0,61	7,1	11,2
1	Г	0,49	1,06	0,46	7,1	11,2
1	О	0,77	0,46	0,49	7,1	11,2
2	В	1,80	1,68	1,55	7,1	11,2

2	Г	1,75	1,77	2,24	7,1	11,2
2	О	1,79	0,87	0,94	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		95	93	91		
3	В	1,79	1,54	1,51	4,5	7,1
3	Г	1,73	1,47	1,15	4,5	7,1
3	О	0,91	0,71	0,66	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Хорошо

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.18 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №4а ГПА №19

№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		96	94	91		
1	В	0,56	0,92	0,70	7,1	11,2
1	Г	0,65	0,86	0,67	7,1	11,2
1	О	0,77	0,69	0,76	7,1	11,2
2	В	2,37	2,39	2,35	7,1	11,2
2	Г	2,26	1,65	1,29	7,1	11,2
2	О	1,70	1,35	0,90	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		96	94	91		
3	В	1,17	1,03	1,03	4,5	7,1
3	Г	2,56	1,29	1,15	4,5	7,1

3	О	0,81	0,68	0,65	4,5	7,1
---	---	------	------	------	-----	-----

Оценка вибросостояния ГТУ: Хорошо

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.19 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №4а ГПА №20

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		97	95	92		
1	В	0,74	0,81	0,61	7,1	11,2
1	Г	0,67	0,67	0,69	7,1	11,2
1	О	1,55	1,65	1,30	7,1	11,2
2	В	2,76	2,47	3,44	7,1	11,2
2	Г	3,46	3,75	2,71	7,1	11,2
2	О	1,99	2,28	1,59	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		97	95	92		
3	В	2,42	2,01	1,59	4,5	7,1
3	Г	1,56	1,54	1,38	4,5	7,1
3	О	1,32	0,76	0,77	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Допустимо; Оценка вибросостояния ЦБН: Допустимо.

Таблица 2.20 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №4а ГПА №21

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
-----------------------	--	--	--	--	--	--

№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		96	94	91		
1	В	0,51	0,45	0,43	7,1	11,2
1	Г	0,55	0,57	0,49	7,1	11,2
1	О	0,72	0,61	0,62	7,1	11,2
2	В	4,48	4,73	4,64	7,1	11,2
2	Г	7,36	6,92	6,14	7,1	11,2
2	О	1,49	1,44	1,55	7,1	11,2

Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с

№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		96	94	91		
3	В	1,24	1,09	1,03	4,5	7,1
3	Г	1,15	1,01	0,93	4,5	7,1
3	О	1,34	0,85	0,94	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Требуется принятия мер

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.21 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №46 ГПА №22

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		93	91	89		
1	В	0,86	0,86	0,78	7,1	11,2
1	Г	0,77	0,75	0,66	7,1	11,2
1	О	0,75	0,72	0,62	7,1	11,2
2	В	5,49	5,87	6,10	7,1	11,2

2	Г	8,17	7,73	7,69	7,1	11,2
2	О	0,96	1,23	0,81	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		93	91	89		
3	В	1,25	1,18	1,03	4,5	7,1
3	Г	1,07	1,35	1,19	4,5	7,1
3	О	0,89	0,80	0,69	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Требуется принятия мер

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.22 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех № 46 ГПА №23

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		96	93	90		
1	В	2,53	2,50	2,57	7,1	11,2
1	Г	1,44	0,92	1,20	7,1	11,2
1	О	1,49	1,66	1,86	7,1	11,2
2	В	3,15	3,23	3,16	7,1	11,2
2	Г	3,06	3,22	2,75	7,1	11,2
2	О	2,28	2,48	2,26	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	датчик ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется"	Аварийная уставка "Недопустимо"

		96	93	90	принятия мер"	
3	В	1,75	1,68	1,52	4,5	7,1
3	Г	1,29	1,21	1,45	4,5	7,1
3	О	0,92	1,13	0,79	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Хорошо

Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Таблица 2.23 Общие уровни вибрации в контрольных точках корпуса ГТУ и ЦБН Цех №46 ГПА №24

Корпус ГТУ, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		95	93	91		
1	В	0,90	0,75	0,69	7,1	11,2
1	Г	0,68	0,62	0,57	7,1	11,2
1	О	1,12	0,90	0,80	7,1	11,2
2	В	2,08	2,03	2,23	7,1	11,2
2	Г	1,46	1,35	1,50	7,1	11,2
2	О	1,78	1,56	1,53	7,1	11,2
Корпус ЦБН, СКЗ, мм/с						
№ точки	Ось датчика ¹⁾	Уровень вибрации при мощности, %			Предупредительная уставка "Требуется принятия мер"	Аварийная уставка "Недопустимо"
		95	93	91		
3	В	1,07	1,04	1,02	4,5	7,1
3	Г	0,95	1,04	0,81	4,5	7,1
3	О	0,70	0,56	0,57	4,5	7,1

Оценка вибросостояния ГТУ: Хорошо; Оценка вибросостояния ЦБН: Хорошо.

Из представленных данных видно, что по ряду агрегатов уровень вибрации требует принятия мер, это относится как к ГТУ, так и к ЦБН. По

ряду агрегатов повышенный уровень вибрации характерен для нагрузок близких к номинальным, на ряде агрегатов, нагрузка составляет порядка 80 %, так как при повышении нагрузки уровень вибрации повышается до недопустимого. Данные свидетельствуют о необходимости тщательного контроля за состоянием агрегатов. И такой контроль необходимо проводить постоянно.

На рисунке 2.2 представлены данные по ряду агрегатов с повышенной вибрацией. Из рисунка видно, что на некоторых агрегатах допустимый уровень нагрузки не может быть более 80-85 %.

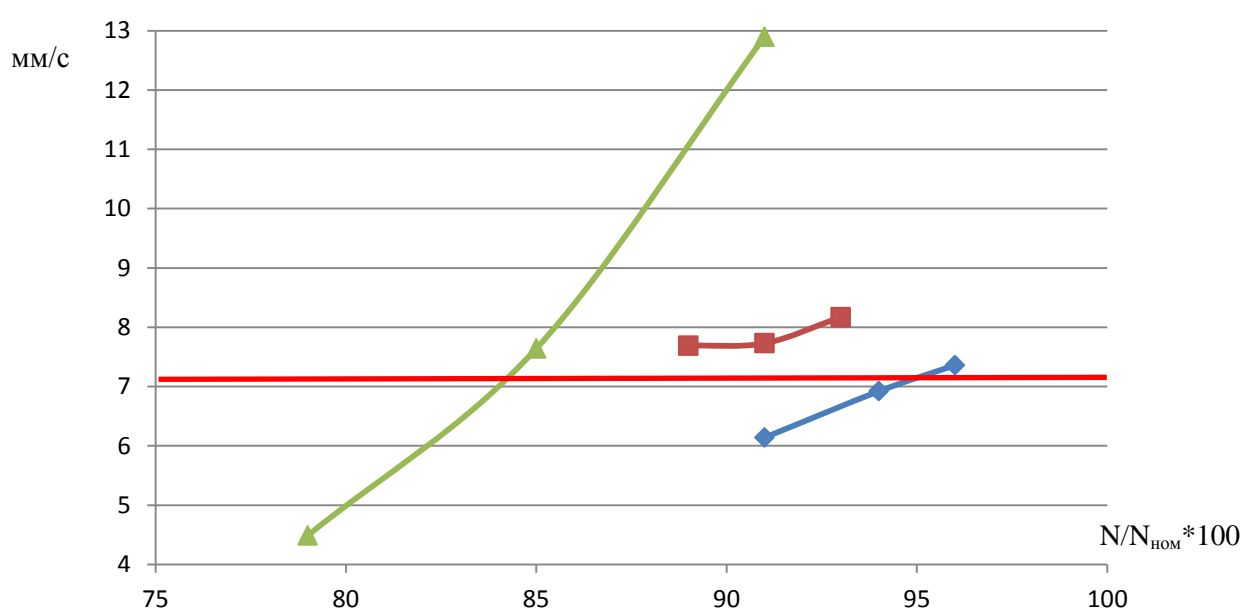


Рисунок 2.2 Зависимость уровня вибрации мм/с от относительной мощности

Из рисунка видно, что на некоторых агрегатах допустимый уровень нагрузки не может быть более 80-85 % и необходимо осуществлять поиск причин повышенной вибрации, в том числе с использованием термогазодинамической диагностики.

3. Термогазодинамическая диагностика (динамический метод контроля)

Поиск неисправностей и зарождающихся дефектов в проточной части центробежного компрессора (осевого компрессора, турбины) не может ограничиваться только данными вибродиагностики, которая дает около 60%

достоверной информации о состоянии газозоудного тракта. Поэтому, для своевременного получения информации о состоянии проточной части и характере течения потока газа необходимо произвести оценку текущих параметров газозоудного потока, отклонение которых от допускаемых норм может привести к выходу из строя узлов и агрегатов компрессора. Своевременное выявление опасных режимов, в случае их возникновения, позволит предотвратить отказы и избежать аварийных ситуаций.

Определение технического состояния газозоудного тракта центробежного нагнетателя компрессорной установки (а так же осевого компрессора при использовании газотурбинного привода) осуществляется методами функционального диагностирования [1, 44, 46, 47], основанного на анализе результатов измерений отклонений основных измеряемых рабочих параметров (признаков)- прямой метод анализа. В случае, если некоторые значения диагностических параметров не поддаются непосредственному измерению, их значения определяются математической обработкой других измеряемых параметров, связанных с ними физическими и математическими зависимостями с учетом возможных погрешностей систем и способов измерения (косвенный метод анализа). Метод позволяет выявить только те неисправности, которые вызывают изменение отклонений термогазодинамических параметров (давлений, температур, расхода газа) от средних, заданных технической документацией значений. Основная сложность контроля технического состояния проточной части центробежного нагнетателя заключается в трудности математического моделирования или количественной оценки процессов, протекающих в нагнетателе, что приводит к сложным проблемам установления достоверного диагноза за приемлемый промежуток времени.

Сущность термогазодинамической диагностики заключается в [1, 3, 5, 44, 54]:

- постоянном или периодическом контроле текущих параметров газозоудного потока и состояния проточной части;
- сравнения полученных данных с эталонными характеристиками;
- количественное и качественное определение отклонений, учитывая погрешности измерения;
- предупреждение обслуживающего персонала компрессорной установки о приближении режима работы системы к критическим точкам (задолго до срабатывания аварийных систем) или появлении нежелательных явлений (вращающийся срыв, отложения, эрозия и т.д.) в работе газозоудного тракта.

Следует отметить, что, несмотря на сложность составления методик параметрической диагностики и проведения расчетов по разработанным математическим моделям, этот метод оценки технического состояния проточной части нагнетателя, как показали экспериментальные проверки, дает весьма удовлетворительный результат.

3.1 Термогазодинамическая модель газоперекачивающего агрегата с учетом различных видов неисправностей центробежного нагнетателя и газотурбинной установки

Ухудшение состояния нагнетателя и ГТУ в процессе эксплуатации влияет на надежность, моторесурс, газодинамические характеристики ГПА и самые различные технологические показатели газопровода. Количественное определение влияния изменения технического состояния ЦБН и ГТУ на технологические показатели работы газопровода может быть осуществлено в рамках термогазодинамической модели ГПА.

Анализ влияния различных видов неисправностей ЦБН и ГТУ, обработка многочисленных эксплуатационных и лабораторных данных по режимам работы и определению технического состояния ГПА, позволяют сделать вывод о том, что минимальный набор исходной информации для определения основных технологических параметров ГПА (мощности, эффективного к.п.д. ГТУ и т.д.) и его технического состояния являются: значения температур (t_1, t_2) и давлений газа (P_1, P_2) на входе и выходе нагнетателя, частота вращения ротора ЦБН (n), объемная производительность ЦБН (Q), температура газов перед ТВД (t_z), температура и давление воздуха на входе в осевой компрессор (t_a, P_a) и расход топливного газа (B).

Термогазодинамическая модель ГПА, построенная по данным параметрам для заданного состава газа, описывается следующей системой соотношений:

разность энтальпии газа:

$$\Delta i = f(P_1, P_2, t_1, t_2), \quad (3.1)$$

потенциальная работа сжатия газа ((напор):

$$\omega_{1,2} = f(P_1, P_2, t_1, t_2), \quad (3.2)$$

политропический к.п.д.:

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{\omega_{1,2}}{\Delta i}, \quad (3.3)$$

паспортный политропический к.п.д.:

$$\eta_{\text{пол}}^{\text{п}} = f(Q, n), \quad (3.4)$$

коэффициент технического состояния ЦБН по политропическому к.п.д.:

$$K_{\text{н}}^{\eta_{\text{пол}}} = \frac{\eta_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}^{\text{п}}}, \quad (3.5)$$

паспортное значение работы сжатия газа:

$$\omega_{\text{пол}}^{\text{п}} = f(Q, n), \quad (3.6)$$

коэффициент технического состояния ЦБН по величине работы сжатия:

$$K_H^\omega = \frac{\omega_{1,2}}{\omega_{1,2}^n}, \quad (3.7)$$

массовая производительность:

$$G = f(Q, P_1, t_1), \quad (3.8)$$

эффективная мощность:

$$N_e = G\Delta i + N_{\text{мех}} \quad (3.9)$$

паспортная мощность:

$$N_e^n = f(N_e, t_a, P_a) \quad (3.10)$$

коэффициент технического состояния ГТУ по мощности:

$$K_{\text{ГТУ}}^{N_e} = \frac{N_e}{N_e^n}, \quad (3.11)$$

паспортная величина расхода топливного газа:

$$B^n = f(N_e, t_a, P_a) \quad (3.12)$$

коэффициент технического состояния ГТУ по расходу топливного газа:

$$K_{\text{ГТУ}}^B = \frac{B}{B^n}, \quad (3.13)$$

эффективный к.п.д. ГТУ:

$$\eta_e = \frac{N_e}{BQ_H^p}, \quad (3.14)$$

Для полнонапорных и однотипных нагнетателей, работающих при одинаковой (близкой) частоте вращения, приведенная модель является, по существу, термогазодинамической моделью компрессорного цеха и станции в целом.

Частным случаем рассмотренной является модель, предназначенная только для определения технологических параметров ГПА (без определения его технического состояния). Такая модель не использует газодинамических характеристик ЦБН и ГТУ и является термодинамической. Исходными параметрами для нее являются те же величины, что и для ранее рассмотренной модели, за исключением частоты вращения ротора, температуры газов перед турбиной высокого давления, температуры и давления воздуха на входе в осевой компрессор.

Данная модель описывается системой соотношений (3.1)-(3.3), (3.8)-(3.9).

3.2 Построение газодинамических характеристик центробежного нагнетателя

При построении системы технической диагностики, прежде всего, должны предъявляться повышенные требования к точности построения

приведенных характеристик ЦБН. Используемые в настоящее время характеристики представляют собой зависимости приведенной внутренней относительной мощности $\left(\frac{N_i}{\rho_n}\right)_{\text{пр}}$, политропического к.п.д. $\eta_{\text{пол}}$ и соотношения давлений сжатия ε /с разверткой по приведенным оборотам/ от приведенной объемной производительности $Q_{\text{пр}}$. Построение характеристик осуществляется по методике ВНИИГаза. При снятии характеристик в заводских условиях или на испытательном стенде возможно осуществить прямое измерение мощности на силовом валу нагнетателя. Кроме того, при испытаниях обычно измеряются объемная производительность нагнетателя (с помощью диафрагменных устройств) [6, 32], температуры (t_1, t_2) и давления (P_1, P_2) на входе и выходе нагнетателя. Получаемый комплекс измерений дает возможность непосредственно построить зависимости, $\left(\frac{N_i}{\rho_n}\right)_{\text{пр}} = f(Q_{\text{пр}})$.

Зависимость $\eta_{\text{пол}} = f(Q_{\text{пр}})$ обычно строится при $k = 1,30$.

Величина $\varepsilon_{\text{пр}}$ (при $\left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)_{\text{пр}} = 1$) является параметром подобия компрессорных машин, а развертка ε по величине $\left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)_{\text{пр}} \neq 1$ осуществляется по соотношению:

$$\varepsilon = \left[1 + \left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)^2 \left(\varepsilon_{\text{пр}}^{\frac{m-1}{m}} - 1\right) \right]^{\frac{m-1}{m}}, \quad (3.15)$$

Подобный подход к построению характеристик ЦБН помимо ошибок, допускаемых при применении теории "идеального пара" с некорректным выбором показателя адиабаты, приводит к отсутствию термодинамического соответствия между построенными зависимостями. Это, в свою очередь, дает дополнительную ошибку, как при диагностике ГПА, так и при определении его технологических параметров.

Согласно известным термодинамическим соотношениям по любым двум из имеющихся в составе приведенных характеристик зависимостей, не прибегая к дополнительным экспериментам, можно построить третью. Для этого необходимо, задавшись определенными начальными условиями (например, номинальными оборотами и равной единице величине приведенных относительных оборотов), решить систему уравнений:

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{(PV)_m \ln \varepsilon}{\Delta i}, \quad (3.16)$$

$$(PV)_m = \frac{1}{2} (z_{\text{пр}} R_{\text{пр}} T_{\text{пр}}) \left(1 + \varepsilon^{\frac{k-1}{k \eta_{\text{пол}}}} \right), \quad (3.17)$$

$$\Delta i = \Delta i_{\text{пр}} \left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)^2 = \frac{\left(\frac{N_i}{\rho_n}\right)_{\text{пр}}}{Q_{\text{пр}}} \left(\frac{n}{n_{\text{ном}}}\right)^2, \quad (3.18)$$

Для корректировки характеристик необходимо в качестве базовых выбрать две характеристики, определяемые при испытаниях с наибольшей точностью. В качестве одной из них можно выбрать соотношение давлений сжатия газа в ЦБН, так как ее измерение с достаточно высокой степенью точности не представляет затруднений. Выбор второй базовой характеристики зависит от точности измерения параметров. Например, при снятии характеристик ЦБН в заводских условиях, с достаточно точным измерением мощности, в качестве нее может быть выбрана приведенная относительная внутренняя мощность ГТУ. В другом случае, в качестве базовой можно взять характеристику политропического к.п.д., рассчитанного по точным термодинамическим соотношениям.

Анализ существующих приведенных характеристик ЦБН показывает, что все они, в той или иной степени, не удовлетворяют требованиям контроля термодинамического соответствия. Определяемые величины могут довольно значительно отличаться от паспортных. Так, для нагнетателя 370-18-1 политропический к.п.д. отличается от паспортного на величину - $6,7 \pm 2,1$ %, что дает довольно существенную погрешность при определении технического состояния ЦБН. Аналогичные результаты дает и корректировка газодинамических характеристик других типов ЦБН.

Следует отметить, что построение приведенных характеристик ЦБН можно осуществить и без привлечения данных о мощности на его валу, замер которой с достаточной точностью в эксплуатационных условиях осуществить пока достаточно сложно. В этом случае, в качестве исходной величины в системе соотношений (3.16)-(3.18) необходимо использовать разность энтальпии газа в нагнетателе.

В случае, когда имеется возможность измерения мощности, эту величину можно использовать в качестве контрольной.

Следует отметить, что данный метод построения характеристик предъявляет повышенные требования к точности используемых термодинамических соотношений для определения разности энтальпии газа и политропического к.п.д. нагнетателя.

Целесообразно определять разность энтальпии газа и политропический к.п.д. по соотношению (3.16), где величины PV , $C_{pm,1}$ и $(C_p D_i)_{m,2}$ рассчитываются эмпирическим соотношениям. Точность определения величин по указанной системе соотношений удовлетворяет предлагаемым диагностическим методам.

Развертку величины ϵ по соотношению (3.17) можно осуществлять и вне области действия теории "идеального пара" (до давления 10,0 МПа). Это объясняется структурой формулы пересчета, в которой величина ϵ слабо зависит от незначительных изменений показателя m . Однако, вводить величину степени сжатия газа в состав газодинамических характеристик ЦБН, по-видимому, нецелесообразно, так как определение по ней реальных технологических показателей ГПА (мощности, объемной

производительности и т.д.) невозможно в силу "сдвига" характеристики в процессе эксплуатации.

Рассмотренный подход можно использовать при построении и корректировке газодинамических характеристик ЦБН с выходным давлением не более 7,5 МПа.

При технологических расчетах ГПА, решении задач планирования и прогнозирования работы компрессорного цеха и станции в целом, необходимо иметь индивидуальные характеристики каждого ЦБН, которые могут довольно существенно отличаться от заводских (паспортных). Корректировку паспортных характеристик ЦБН следует проводить как в начале работы ГПА, так и периодически в процессе эксплуатации. Использование предлагаемой системы соотношений, включая эмпирические соотношения для определения ряда термодинамических величин, позволяет периодически осуществлять контроль за приведенными характеристиками всего парка ЦБН на КС. Предложенный алгоритм можно реализовать на компьютере. Обработку отдельных эксплуатационных замеров для построения характеристик удобно осуществить, например, с применением метода наименьших квадратов.

Описанная методика была апробирована при обработке экспериментальных данных и при построении газодинамических характеристик ГПА ГТК-10-4 и ГТ-750-6 по результатам их теплотехнических испытаний.

3.3 Методика определения технического состояния и технологических параметров газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.

Для оптимизации режима работы компрессорной станции, правильного подхода к планированию и прогнозированию ее работы необходимо знать как реальное техническое состояние ГПА, так и основные технологические показатели - мощность, к.п.д. ЦБН и ГТУ и т.д., которые, как правило, в эксплуатационных условиях не измеряются. Для их определения служит термогазодинамическая модель ГПА, связывающая эти величины непосредственно измеряемыми. Ниже представлена реализация термогазодинамической модели ГПА, рассмотренной в разделе 3.2 в виде графиков и расчетных соотношений. Реализация модели в виде графиков представлена в качестве примера для ГПА типа ГТК-10 с ЦБН 370-18-1.

Исходными данными для данной модели являются:

t_1 - температура газа на входе в нагнетатель, °С;

t_2 - температура газа на выходе нагнетателя, °С;

P_1 - давление газа на входе в нагнетатель, МПа;

P_2 - давление газа на выходе нагнетателя, МПа;

n - частота вращения ротора нагнетателя, об/мин;

Q - объемная производительность нагнетателя, м³/мин;

t_z - температура газов перед ТВД, °С;
 B - расход топливного газа, нм³/час;
 t_a - температура воздуха на входе в осевой компрессор, °С;
 P_a - давление воздуха на входе в осевой компрессор, МПа;
 r_{CH_4} - содержание метана в газе, в долях единицы;
 Q_H^p - низшая рабочая теплота сгорания топлива, кДж/нм³.
 Разность энтальпии газа в нагнетателе:

$$\Delta i = C_{pm,1} \Delta t - (C_p D_i)_{m,2} \Delta P, \text{ кДж/кг} \quad (3.19)$$

где $C_{pm,1}$ - среднее значение теплоемкости газа при условии $P_1 = idem$ в интервале температур от t_1 до t_2 ;

$(C_p D_i)_{m,2}$ - среднее значение величины $C_p D_i$ при условии $t_2 = idem$ в интервале давлений газа от P_1 до P_2 ;

Δt - разность температур газа в нагнетателе ($\Delta t = t_2 - t_1$);

ΔP - разность давлений газа в нагнетателе ($\Delta P = P_2 - P_1$);

Величины $C_{pm,1}$, $[\frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{К}}]$ и $(C_p D_i)_{m,2}$, $[\frac{\text{кДж}}{\text{кг}\cdot\text{МПа}}]$ определяются по графикам (рисунок 3.1, 3.4, 3.8, 3.10) или из соотношений:

$$C_{pm,1} = (0,37 + 0,63r_{CH_4})[(0,003 - 0,0009P_1)t_m + 0,11P_1 + 2,08], \quad (3.20)$$

$$(C_p D_i)_{m,2} = (1,37 + 0,37r_{CH_4})[(0,00012t_2^2 - 0,0135t_2 + 0,31)P_m - 0,0463t_2 + 11,19], \quad (3.21)$$

где r_{CH_4} - мольная концентрация метана в газе /в долях единицы/;

t_m - среднеарифметическое значение температуры газа $t_m = \frac{t_1+t_2}{2}$;

P_m - среднеарифметическое значение давления газа $P_m = \frac{P_1+P_2}{2}$.

Потенциальная работа процесса сжатия газа (эффективный напор):

$$\omega_{1,2} = (PV)_m \ln \varepsilon, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (3.22)$$

где ε - соотношение давлений процесса сжатия газа, $\varepsilon = P_2/P_1$;

$(PV)_m$ - среднее значение величины / PV / в процессе сжатия:

$$(PV)_m = \frac{(P_1 V_1) + (P_2 V_2)}{2} \quad (3.23)$$

Величины $(P_1 V_1)$ и $(P_2 V_2)$, $[\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}]$ определяются из соотношений:

$$P_1 V_1 = (1,49 + 0,1r_{CH_4})[(0,017P_1 - 0,555)t_1 - 2,73P_1 + 139,4], \quad (3.24)$$

$$P_2 V_2 = (1,49 + 0,1r_{CH_4})[(0,017P_2 - 0,555)t_2 - 2,73P_2 + 139,4], \quad (3.25)$$

Политропический к.п.д. процесса сжатия газа в нагнетателе (фактический):

$$\eta_{\text{пол}} = \frac{\omega_{1,2}}{\Delta i}, \quad (3.26)$$

Приведенная объемная производительность нагнетателя:

$$Q_{\text{пр}} = Q \left(\frac{n_{\text{ном}}}{n} \right), \frac{\text{м}^3}{\text{мин}} \quad (3.27)$$

где $n_{\text{ном}}$ - номинальное значение частоты вращения ротора нагнетателя.

Паспортный политропический к.п.д. определяется из приведенных характеристик ЦБН по величине $Q_{\text{пр}}$ (рисунок 3. 1) или из соотношения:

$$\eta_{\text{пол}}^{\text{п}} = \sum_{j=1}^n a_j Q_{\text{пр}}^{j-1} \quad (3.28)$$

Значения коэффициентов a_j для разных типов нагнетателей приведены в таблице 3.1.

Коэффициент технического состояния нагнетателя (по политропическому к.п.д.):

$$k_{\text{н}}^{\eta_{\text{пол}}^{\text{п}}} = \frac{\eta_{\text{пол}}}{\eta_{\text{пол}}^{\text{п}}} \quad (3.29)$$

Паспортное значение потенциальной работы сжатия газа в нагнетателе определяется по данным рисунок 3. 1 (по величине $Q_{\text{пр}}$) или из соотношения:

$$\omega_{1,2}^{\text{п}} = 60 \left(\frac{n_{\text{ном}}}{n} \right)^2 \sum_{j=1}^m b_j Q_{\text{пр}}^{j-1}, \frac{\text{кДж}}{\text{кг}} \quad (3.30)$$

Значения коэффициентов b_j для различных типов нагнетателей приведены в таблице 3.2.

Коэффициент технического состояния ЦБН по величине потенциальной работы сжатия газа:

$$k_{\text{н}}^{\omega} = \frac{\omega_{1,2}}{\omega_{1,2}^{\text{п}}} \quad (3.31)$$

На основе альбома газодинамических характеристик нагнетателей были получены коэффициенты полиномов для установленных на КС АО «Интергаз Центральная Азия» нагнетателей (таблица 3.1 и 3.2)

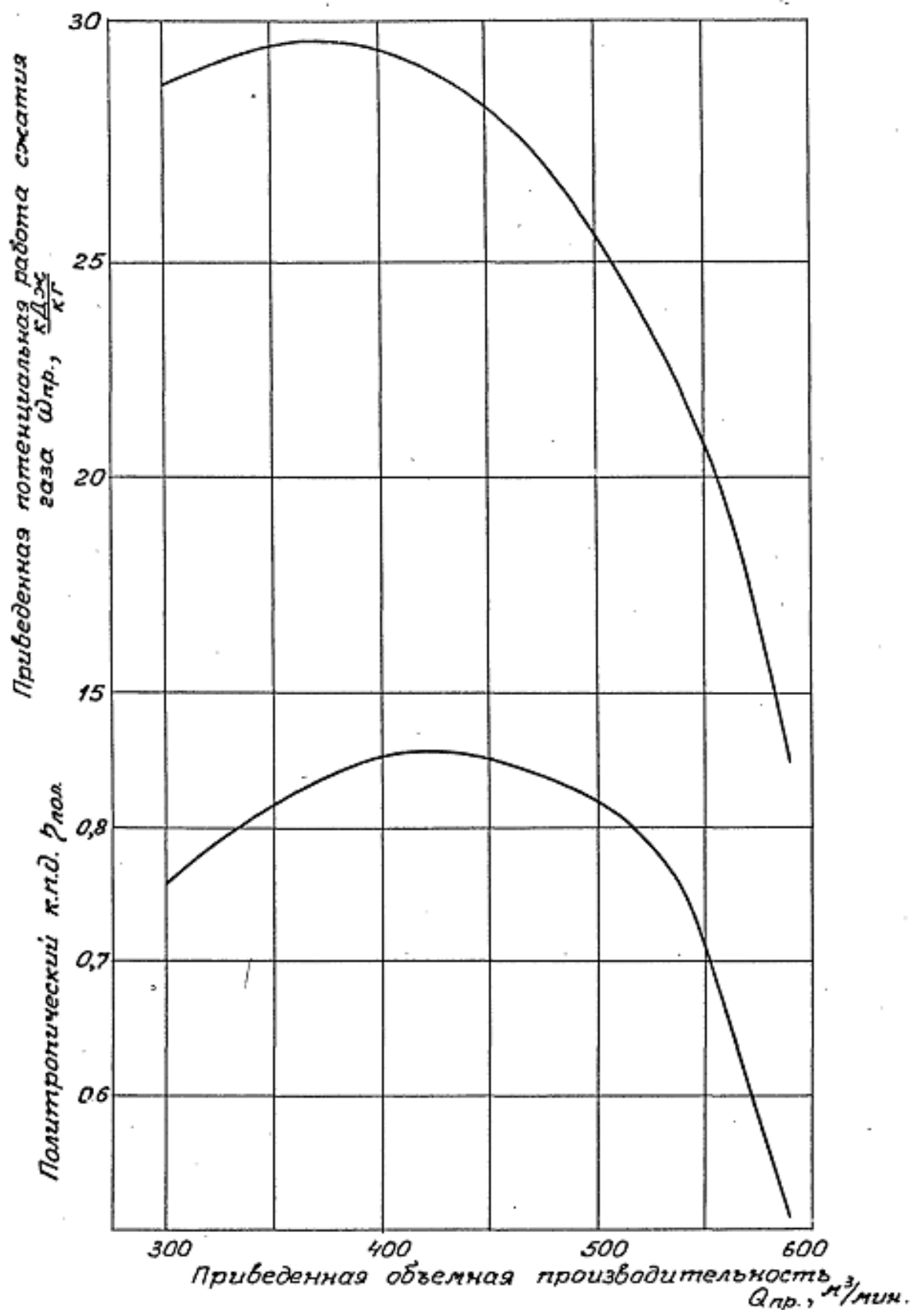


Рисунок 3.1 Приведение газодинамической характеристики ЦБН 370-18-1.

Таблица 3.1. Значения коэффициентов a_j для расчета политропического к.п.д. нагнетателя

Коэффициенты a_j	a_1	$a_2 \cdot 10^2$	$a_3 \cdot 10^4$	$a_4 \cdot 10^6$
Тип нагнетателя				
280-11-2, Ø620, n=11	-0,304	0,8159	-0,1470	-
280-11-2, Ø620, n=11	1,175	0,9318	0,6345	-0,12640
280-11-2, Ø600	2,531	-3,0867	1,7883	-0,33335
370-14-1	0,677	-0,0505	0,0836	-0,01549
НЦ-6,3-56/1,45	1,389	-1,0260	0,5960	-0,11940
520-12-1	2,073	-0,9823	0,2496	-0,02034
370-18-1	-0,4661	0,6362	-0,0766	-

Таблица 3.2. Значения коэффициентов b_j для расчета потенциальной работы сжатия газа в ЦБН

Коэффициенты a_j	b_1	$b_2 \cdot 10^2$	$b_3 \cdot 10^4$	$b_4 \cdot 10^6$
Тип нагнетателя				
280-11-2, Ø620, n=11	0,348	0,2506	-0,0672	-
280-11-2, Ø620, n=11	1,091	-0,6491	0,3111	-0,05952
280-11-2, Ø600	1,499	-1,4428	0,7677	-0,14680
370-14-1	0,352	0,1839	-0,0406	-
НЦ-6,3-56/1,45	1,804	-1,1872	0,6230	-0,1296
520-12-1	0,9702	-0,2613	0,0683	-0,00660
370-18-1	-0,1164	0,3321	-0,0451	-

Плотность газа на входе в нагнетатель:

$$\rho_H = \frac{10^3 P_1}{P_1 V_1}, \text{ кг/м}^3 \quad (3.32)$$

Массовая производительность:

$$G = \rho_H Q, \text{ кг/мин} \quad (3.33)$$

Эффективная мощность ГТУ:

$$N_e = G\Delta i + N_{\text{мех}}, \text{ кВт} \quad (3.34)$$

где

$N_{\text{мех}}$ - механические потери в системе ГТУ - нагнетатель (в расчетах можно принять $N_{\text{мех}} = 100$ кВт).

Паспортная мощность ГТУ из соотношения:

$$N_e^{\text{п}} = N_{e \text{ ном}} \left[1 - 1,42 \left(1 - \frac{T_z}{T_{z \text{ ном}}} \frac{T_{a \text{ ном}}}{T_a} \right) \frac{T_z}{T_{z \text{ ном}}} \frac{T_{a \text{ ном}}}{T_a} \right] \frac{P_a}{P_{a \text{ ном}}} \sqrt{\frac{T_a}{T_{a \text{ ном}}}}, \text{ кВт} \quad (3.35)$$

Коэффициент технического состояния ГТУ по мощности:

$$K_{\text{ГТУ}}^{N_e} = \frac{N_e}{N_e^{\text{п}}} \quad (3.36)$$

Паспортная величина расхода топлива (при данной мощности) определяется из соотношения:

$$B_{\text{к}}^n = \frac{3600(BQ_{\text{н}}^{\text{п}})^n}{Q_{\text{н}}^{\text{п}}}, \text{ нм}^3/\text{ч} \quad (3.37)$$

где величина $(BQ_{\text{н}}^{\text{п}})^n$ определяется по приближенному соотношению:

$$(BQ_{\text{н}}^{\text{п}})^n = \frac{0,25}{\eta_{e \text{ ном}}} \left(N_{e \text{ ном}} \frac{P_a}{P_{a \text{ ном}}} \sqrt{\frac{T_a}{T_{a \text{ ном}}}} + 3N_e \right), \text{ кВт} \quad (3.38)$$

Коэффициент технического состояния ГТУ по расходу топлива:

$$K_{\text{ГТУ}}^B = \frac{B_{\text{к}}}{B_{\text{к}}^{\text{п}}}, \quad (3.39)$$

Теплота сгорания топлива:

$$BQ_{\text{н}}^{\text{п}} = \frac{B_{\text{к}} Q_{\text{н}}^{\text{п}}}{3600}, \text{ кВт} \quad (3.40)$$

Эффективный к.п.д. ГТУ:

$$\eta_e = \frac{N_e}{BQ_{\text{н}}^{\text{п}}}, \quad (3.41)$$

Значения величин $\eta_{e \text{ ном}}$, $N_{e \text{ ном}}$, $t_{z \text{ ном}}$, $n_{\text{ном}}$, $t_{a \text{ ном}}$ и $P_{a \text{ ном}}$ для различных видов нагнетателей приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3. Значения номинальных параметров ГПА

Параметры	$n_{\text{ном}}$, об/мин	$N_{e \text{ ном}}$, кВт	$t_{z \text{ ном}}$, °C	$\eta_{e \text{ ном}}$	$t_{a \text{ ном}}$, °C	$P_{a \text{ ном}}$, МПа
ГТ-750-6	5300	6000	750	0,27	15	0,1011
ГПА-Ц-6,3	8200	6300	710	0,225	15	0,1011
ГПА-10	4800	10000	785	0,265	15	0,1011
ГТК-10	4800	10000	780	0,29	15	0,1011

Данные по результатам экспериментальных исследований на КС «Кульсары» представлены в приложениях 1, 2, 3. А анализ по коэффициентам технического состояния ГПА КС «Кульсары», определенных по представленной методике представлен на рисунке 3.2.

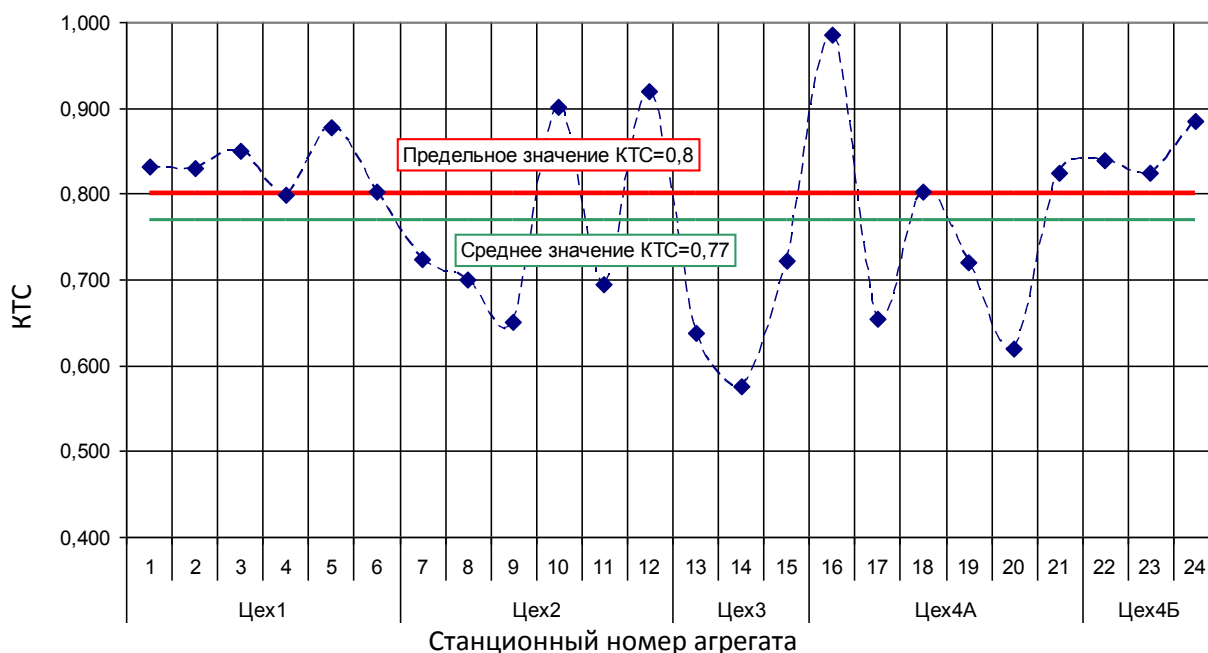


Рисунок 3.2 - Значения КТС ГТУ КС «Кульсары»

Как видно из рисунка 3.2, значительная часть агрегатов имеют КТС ниже предельного значения, а среднее значение КТС по компрессорной станции находится на уровне 0,77, что является достаточно низким показателем.

Проведенные расчеты по определению удельных расходов топлива на ГТУ показали, что для большинства агрегатов удельный расход топлива выше нормативных и тем более паспортных значений, для некоторых агрегатов удельный расход условного топлива доходит до 0,8 кг.у.т./кВт*ч при нормативном для ГТ-750-6 - 0,66 кг.у.т./кВт*ч, для ГТК-10-4 - 0,62 кг.у.т./кВт*ч

Заключение

На основании обобщения известных данных о методах определения работоспособности технических систем и результатов теоретических и экспериментальных исследований, опыта эксплуатации газоперекачивающих агрегатов предложен подход к определению безопасности функционирования основного оборудования компрессорных станций, который может быть использован для оптимизации проведения технического обслуживания и ремонта, основанный на вибродиагностике и термогазодинамической диагностике.

На основании проведенных испытаний, анализа диагностической информации, а так же обобщения опыта эксплуатации газоперекачивающих агрегатов МГ «САЦ» с центробежными нагнетателями предложена методика расчета технического состояния ГПА по термогазодинамическим параметрам. Предложенная методика содержит:

- методические основы выбора информативных функциональных параметров и диагностических критериев сравнения;
- диагностическую математическую модель анализа технического состояния проточной части центробежного нагнетателя.

Предложены основы формирования базы данных для алгоритма диагностирования технического состояния центробежного нагнетателя, создана база данных полиномиальных характеристик нагнетателей..

Рассмотрены методы определения технического состояния центробежного нагнетателя и ГТУ по термогазодинамическим параметрам с использованием приемов математического моделирования.

Список использованных источников

1. Сиротин Н.Н., Коровин Ю.М. Техническая диагностика авиационных газотурбинных двигателей. М.: Машиностроение. 1979. -272с.
2. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинными приводами. М.: Недра. 1987. -198 с.
3. Кеба И.В. Диагностика авиационных газотурбинных двигателей. М.: Транспорт. 1980.-248с.
4. Хенли Д., Кумамото Х. Надёжность технических систем и оценка риска. М.: Мир, 1987.-528с.
5. Кунина П.С., Павленко П.П.. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с центробежными нагнетателями. Ростов-на-Дону, изд-во РГУ, 2001 .- 362с.
6. Червонный А.А., Лукьяненко В.И., Котин Л.В. Надёжность сложных систем. М.: Машиностроение. 1976. -288с.
7. Решетов Д.Н. Работоспособность и надёжность деталей машин. М.: Высшая школа. 1974. -206с.
8. Голуб Е.С. Диагностирование судовых технических средств. М.: Машиностроение. 1993. -354 с.
9. Биргер А.А. Техническая диагностика. М.: Наука. 1987. -240с.
10. Генкин М.Д., Соколова А.Г. Виброакустическая диагностика машин и механизмов. М.: Машиностроение. 1987. -288с.
11. Технические средства диагностирования: Справочник /В.В.Клюев, П.П.Пархоменко, В.Е. Абрамчук и др.; /Под общ. ред. В.В.Клюева.-М.: Машиностроение, 1989. -672 с.
12. Васильев Ю.Н., Бесклетный М.Е., Игуменцов Е.А., Хризстен В.Е. Вибрационный контроль технического состояния газотурбинных и газоперекачивающих агрегатов. М.: Недра. 1987. -197с.
13. Зарицкий С., Стрельченко А., Тимофеев В., Бойко А., Шайхутдинов А. Вибромониторинг и диагностика - основа достоверной информации о состоянии ГПА. //Газотурбинные технологии. 2000. № 5, с. 24-28.
14. Микаэлян Э.А. Эксплуатация газотурбинных газоперерабатывающих аппаратов компрессорных станций, газопроводов. М.: Недра. 1994. -304с.
15. Микаэлян Э.А. Техническое обслуживание газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. Методология, исследования, анализ, практика. РГУнефти и газа им. Губкина И.Н. 1998. -318с.
16. Кудашев Э.Р. Идентификация неисправностей газоперекачивающего агрегата методом «слабых резонансов» / Э.Р. Кудашев, В.А. Иванов, А.С. Семенов // Сб. науч. тр. «Мегапаскаль. Выпуск 1». - Тюмень: ТюмГНГУ, 2005.-С. 57-61.
17. Блехман И.И. Вибрационная механика. М.: Наука. 1994. -394с.
18. Диментберг М.Ф. Нелинейные стохастические задачи механических колебаний. М.: Наука. 1980. -368с.

19. Карасёв В.А., Максимов В.П., Сидоренко М.К. Вибрационная диагностика газотурбинных двигателей. М.: Машиностроение 1978г.-306 с.
20. Боев Б.В., Бугровский В.В., Вершинин М.П. и др. Идентификация и диагностика в информационно-управляющих системах аэрокосмической отрасли. М.: Наука, 1988. -157 с.
21. Дятлов Н.Н. Диагностика технического состояния проточной части двухконтурного авиационного двигателя. Казань: изд-во КАИ, 1988.- 98 с.
22. Скубачевский Г.С. Авиационные газотурбинные двигатели. Конструкция и расчёт деталей. М.: Машиностроение. 1969г.-564с.
23. Поршаков Б.Л. Газотурбинные установки. -М.: Недра, 1982.-238 с.
24. Черказ Н.В. Инженерные расчеты газотурбинных двигателей методом малых отклонений. М.: Машиностроение, 1975.- 264 с.
25. Абианц В.Х. Теория авиационных газовых турбин. М.: Машиностроение, 1979.
26. Сидоренко М.В. Газоперекачивающие агрегаты с авиационным приводом в газовой промышленности, ГП, 1978, №8, с.6-12.
27. Скубачевский Г.С. Авиационные газотурбинные двигатели, конструкция и расчет деталей. - М.: Машиностроение, 1981.
28. Терентьев А.Н., Седых З.С., Дубинский В.Г. Надежность газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. - М.: Недра, 1979. -207с.
29. Ширман А.Р., Соловьев А.Б. Практическая вибродиагностика и мониторинг механического оборудования. М.-1996,276с.
30. Харионовский В.В. Надежность и диагностика газопроводов//Газовая промышленность.- 1997.-№3.-С.10-12.
31. Адаменко С.В., Елкин А.А., Каширин А.И., Ключев О.Ф. Повышение мощности ГТУ// Газовая промышленность. - 2000.-№3.-С.57-59.
32. Байков И.Р., Жданова Т.Г., Гареев Э.А. Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта нефти и газа. - Уфа, 1994.- 127 с.
33. Байков И.Р., Смородов Е.А., Китаев С.В. Изучение влияния очистных мероприятий проточных частей осевых компрессоров на надежность работы газотурбинных установок//Известия ВУЗов. Проблемы энергетики.- 2000.-№5-6.
34. Байков И.Р., Гольянов А.И., Смородов Е.А., Китаев С.В. Уточнение методики оценки технического состояния проточной части газоперекачивающих агрегатов//Известия ВУЗов. Проблемы энергетики.-2001.- №3-4.
35. Завальный П.Н., Ревзин Б.С., Тарасов А.В. Повышение эффективности использования ГПА//Газовая промышленность. - 1996.-№9-10.-С.51-52.
36. Загорученко В.А., Бикчентай Р.Н., Вассерман А.А. Теплотехнические расчеты процессов транспорта и регазификации природных газов. - М.: Недра, 1980.- 320 с.
37. Калинин М.С., Дубинский В.Г., Чарный Ю.С., Левицкий Т.Д., Журавлев Е.Н. Задачи технической диагностики ГПА//Газовая промышленность. - 1982.- №1-6.-С.24-26.

38. Латыпов Р.Ш. Вопросы рациональной эксплуатации газотурбинных установок.- Уфа, 1993.-103 с.
39. Львовский Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул. - М.: Наука, 1990.-223с.
40. Пиотровский А.С., Старцев В.В. Повышение надежности и эффективности работы компрессорных станций с газотурбинными ГПА.- М.:ИРЦ Газпром, 1993.-82 с.
41. Поршаков Б.П., Лопатин А.С., Назарьина А.М., Рябченко А.С. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций. - М.:Недра, 1992.-207 с.
42. Яценко А.И. Диагностирование ГПА по тренду виброакустического состояния//Нефтяная и газовая промышленность. - 1990.-№1.-С.40-42.
43. Кибарин А.А. Анализ эксплуатационных и экологических характеристик газотурбинных установок ГТК-10 на КС «Кульсары». Экология и безопасность жизнедеятельности: Сборник статей IX Международной научно-практической конференции / МНИЦ ПГСХА. – Пенза: РИО ПГСХА, 2009. – С.110-112
44. Белоконь Н.И., Поршаков Б.П. Газотурбинные установки на компрессорных станциях магистральных газопроводов. - М.: Недра. 1969. - 109 с.
45. Вертепов А.Г., Кибарин А.А., Огай В.Д., Ходанова Т.В., Усеров Т.Г., Спиридонский Е.Д. «Методика определения мощности и технического состояния ГТК–10-4» Труды 5-ой Международной научно-технической конференции «Энергетика, телекоммуникации и высшее образование в современных условиях» – Алматы, 2006. – С. 27-30.
46. Кибарин А.А., Ходанова Т.В., Касимов А.С., Мартынов И.В., Перегудов Ю.М. Учет технического состояния газотурбинной установки при определении ее рабочей мощности// Павлодар, Вестник Евразийского инновационного университета, 2010- №4 (40). С. 25-27.
47. Смородов Е.А., Китаев С.В. Применение методов линейного программирования к расчету коэффициентов технического состояния газоперекачивающих агрегатов//Газовая промышленность.- 2000. - №5.- С. 29-31.
48. Степаненко А.И. Современные методы диагностики трубопроводов и оборудования//Газовая промышленность.- 1996.-№6.- С.57-58.
49. Ольховский Г.Г. Тепловые испытания стационарных газотурбинных установок. - М.: Энергия, 1971. - 406 с.
50. Юн В.К. Методы расчета термогазодинамического процесса сжатия реальных газов в проточных частях центробежных компрессоров/Компрессорная техника и пневматика. – 2011. - №5-С.24-30.
51. Достяров А.М., Кибарин А.А, Наушиев Т.Е., Толумбаев А.З., Туманов М.Е., Усеров А. Г. Основные результаты исследования технического состояния газотурбинных установок ГПА-750-6 в условиях эксплуатации на магистральных газопроводах // Экология и нефтегазовый комплекс: материалы

Международ. науч.-практ. конф. Атырауский ин-т Нац. Инж. Академии РК. – Атырау, 2004. – С. 359-366.

52. А.А. Кибарин, Т.В. Ходанова, А.С.Касимов К вопросу влияния технического состояния ГПА на загрязнение воздушного бассейна в районе компрессорных станций магистральных газопроводов. – Вестник АИЭС, 2009 г. №2

53. Кибарин А.А. Анализ технического состояния парка газовых турбин ГТ-750-6 на компрессорных станциях МГ «Средняя Азия Центр» – Естественные и технические науки, Москва, 2010, №3. - С.397-402.

54. Кибарин А.А., Ходанова Т.В., Касимов А.С. Анализ технического состояния агрегатов ГТК-10 на компрессорных станциях магистрального газопровода//Алматы, Вестник КазАТК, 2010.- №4. С. 58-63.