

УДК 620.179.14

ИСПЫТАНИЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ РОТОРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН ПО ОСЕВОМУ КАНАЛУ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЕКТРАЛЬНО-АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ

Н.В. Быкова, аспирант 2 года обучения, И.С. Быков, гр. ТСм-141, 2 курс
Научный руководитель: А.Н. Смирнов, д.т.н., профессор; Н.В. Абабков, к.т.н.
Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева
г. Кемерово

В настоящее время в России проблемы экспертизы (технического диагностирования) технических устройств опасных производственных объектов приобретают важнейшее значение. Парк оборудования практически не обновляется в течение десятилетий, за исключением некоторых, развивающихся на современном мировом уровне фирм и компаний. Потенциально опасное оборудование, в основном своем количестве, отработало расчетный срок, и реальная оценка его технического состояния актуальнейшая задача [1].

Роторы паровых турбин – наиболее ответственные элементы, лимитирующие ресурс паровых турбин. Жесткие условия эксплуатации с высокими температурами и напряжениями приводят к процессам ползучести и малоциклового усталости, вызывающими накопление повреждений в металле, а также необратимое изменение свойств стали. При оценке эксплуатационной надежности роторов нельзя ограничиваться контролем какой-то одной зоны, поскольку в них существует несколько высоко нагруженных зон, в которых поврежденность накапливается по разным механизмам. Это требует применения комплекса расчетных и контрольных методов, позволяющих оценить состояние металла ротора в целом [2].

К наиболее нагруженным зонам цельнокованого ротора следует отнести, прежде всего, зону осевого канала, где на стационарном режиме работы турбины повышенные тангенциальные напряжения от центробежных сил способствуют образованию трещин ползучести, ориентированных вдоль оси ротора. Кроме того, центральная зона поковки наиболее загрязнена металлургическими дефектами, зачастую ориентированными также в радиально-осевой плоскости, которые могут служить очагами зарождения трещин ползучести [2].

В практике эксплуатации паровых турбин известны серьезные аварии в результате повреждения роторов. Большое внимание привлекли следующие случаи: авария на тепловой электростанции в США (штат Теннесси, 1974 г.); авария в России на Каширской ГРЭС-4 (октябрь 2002 г.); авария в Украине на одном из энергоблоков Приднепровской ТЭС (2007 г.); авария в России на ООО «Западно-Сибирский Металлургический Комбинат» (2010 г.) [3].

Анализ причин технических аварий и даже техногенных катастроф многих ответственных объектов показывает, что значительного их числа, если не всех, можно было бы избежать при наличии необходимых средств неразрушающего контроля и диагностики состояния материала [4,5].

В промышленных условиях [6] для диагностики роторов паровых турбин со стороны осевого канала используют следующие методы неразрушающего контроля (рис. 1): визуально-измерительный метод; вибрационная диагностика; магнитопорошковый метод; ультразвуковой метод; капиллярный метод; вихретоковый метод.

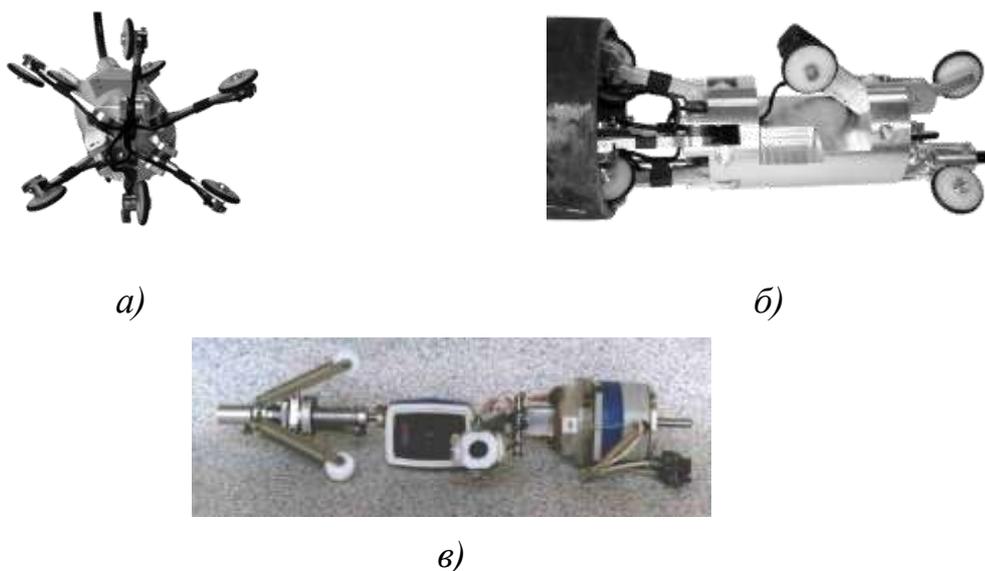


Рис. 1. Разновидности установок для контроля валов роторов паровых турбин по осевому каналу:

а – ультразвуковой метод; *б* – ультразвуковой метод и визуально-измерительный метод; *в* – вихретоковый метод

Необходимость в 100%-ном обследовании оборудования при оценке ресурса не вызывает сомнений, однако для реализации этой задачи на практике требуются большие затраты времени и материально-финансовых средств. С помощью традиционных методов неразрушающего контроля решить ее невозможно. Следует отметить непригодность традиционных методов неразрушающего контроля для определения дефектов на раннем этапе их развития [8]. В этом отношении перспективны акустические методы контроля, в частности, спектрально-акустический метод («АСТРОН»).

В связи с этим, для диагностики роторов паровых турбин со стороны осевого канала с применением спектрально-акустического метода контроля было спроектировано и изготовлено специальное устройство.

Исходными данными для проектирования устройства являлись такие параметры как: диаметр и длина осевого канала вала ротора паровой турбины, шероховатость поверхности осевого канала, контактная жидкость и др.

Конструктивно валы роторов паровых турбин изготавливают с осевыми каналами, которые предназначены для проведения технической диагностики с применением неразрушающих методов контроля во время плановых остановов паровых турбин. Диаметр осевого канала вала ротора паровой турбины варьируется в пределах от 70 до 90 мм. Поэтому диаметр самого устройства было решено сделать 65 мм во избежание застревания его в осевом канале. Длина устройства также варьируется в пределах от 450 мм для меньшего диаметра осевого канала и 350 мм для наибольшего значения диаметра осевого канала.

Устройство для контроля роторов паровых турбин по осевому каналу (рис. 2) состоит из корпуса 1, в котором располагаются три отверстия – каналы с втулками. Работает устройство следующим образом: при помощи гаечной распорки устанавливается необходимый размер опор-роликов, соответствующий диаметру осевого канала ротора паровой турбины, выставляются вылеты втулок – первой 4 для подачи контактной жидкости, второй 5 – для датчика, третьей 6 – для губки для сбора контактной жидкости, затем устройство располагается в осевом канале ротора паровой турбины. Необходимое прижатие датчика обеспечивается при помощи пружины в соответствующей втулке. На первую втулку через гибкий резиновый шланг небольшого сечения (до 5 мм) подается контактная жидкость – глицерин или дистиллированная вода. Начинается продольное перемещение устройства по осевому каналу, при этом информация с датчика передается на измерительный прибор. Перемещение устройства осуществляется вручную.

Для обеспечения устойчивости с обоих концов устройства имеется по три опоры 7 в виде роликов 8, с помощью которых также осуществляется продольное перемещение установки по осевому каналу. Необходимое прижатие опор-роликов к стенкам осевого канала обеспечено при помощи гаечной распорки 3 [9,10].

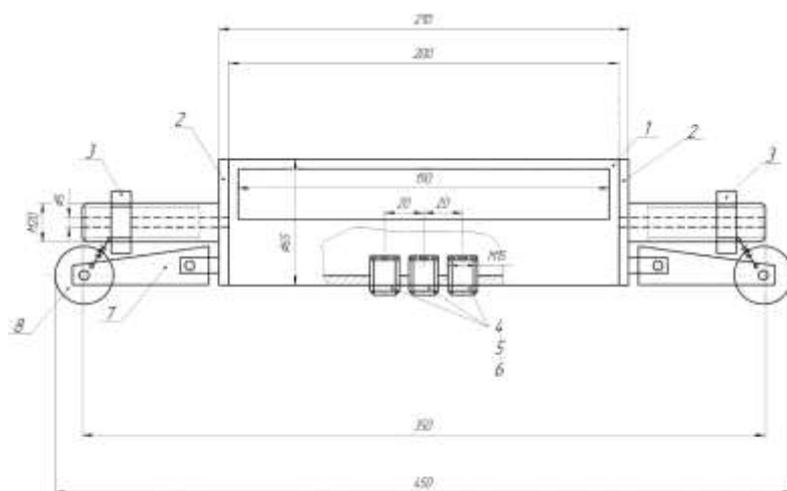


Рис. 2. Эскиз устройства для диагностики роторов паровых турбин по осевому каналу с применением спектрально-акустического метода контроля

В устройстве используются два типа датчиков: датчик продольных волн и датчик поверхностных акустических (Релеевских) волн. В связи с тем, что валы роторов паровых турбин имеют большую протяженность – до 20 000 мм, то возникает необходимость в кабеле соответствующей длины. К размерам датчиков предъявляются также требования по размерам. В частности, в связи с тем, что втулки имеют внутреннюю полость диаметром всего 11 мм, то и диаметр датчиков соответственно не должен превышать 11 мм.

В качестве контактной жидкости используются: для датчика продольных волн дистиллированная вода; для датчика поверхностных акустических (Релеевских) волн – глицерин.

Согласно проведенным расчетам были выбраны и описаны типы датчиков, которые используются в устройстве для диагностики роторов паровых турбин по осевому каналу с применением спектрально-акустического метода контроля. После этого данные датчики были изготовлены совместно с ООО «Интеллект-НН», г. Нижний Новгород.

Ниже приведены фотографии изготовленных датчиков (рис. 3).



а)



б)



в)



г)

Рис. 3. Датчики: *а-б* – продольных волн 4 КГц и 6 КГц соответственно;
в-г –поверхностных акустических (Релеевских) волн 4 КГц и 6 КГц
соответственно

В соответствии с чертежом (рис. 2) была произведена сборка устройства для диагностики роторов паровых турбин по осевому каналу с применением спектрально-акустического метода контроля (рис. 4).

В процессе сборки использовались резьбовые разъемные соединения (детали 7 и 8, 2 и 4, 5, 6), а также неразъемные сварные соединения (детали 1 и 2). Для разъемных соединений использовались болты под шестигранную головку.

После сборки на все поверхности устройства было нанесено коррозионностойкое лакокрасочное покрытие.

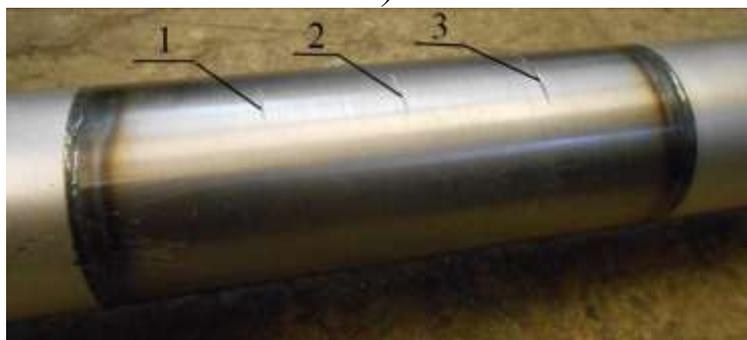


Рис. 4. Устройство в сборе

Далее необходимым шагом было испытание устройства в лабораторных условиях. Для этого был спроектирован и изготовлен испытательный стенд, представляющий собой трубу (рис. 5, а) на двух опорах с обработанной внутренней поверхностью и нанесенными искусственными дефектами на наружной поверхности трубы (рис. 5, б). Первый дефект глубиной 0,5 мм, второй – 1 мм и третий – 1,5 мм.



а)



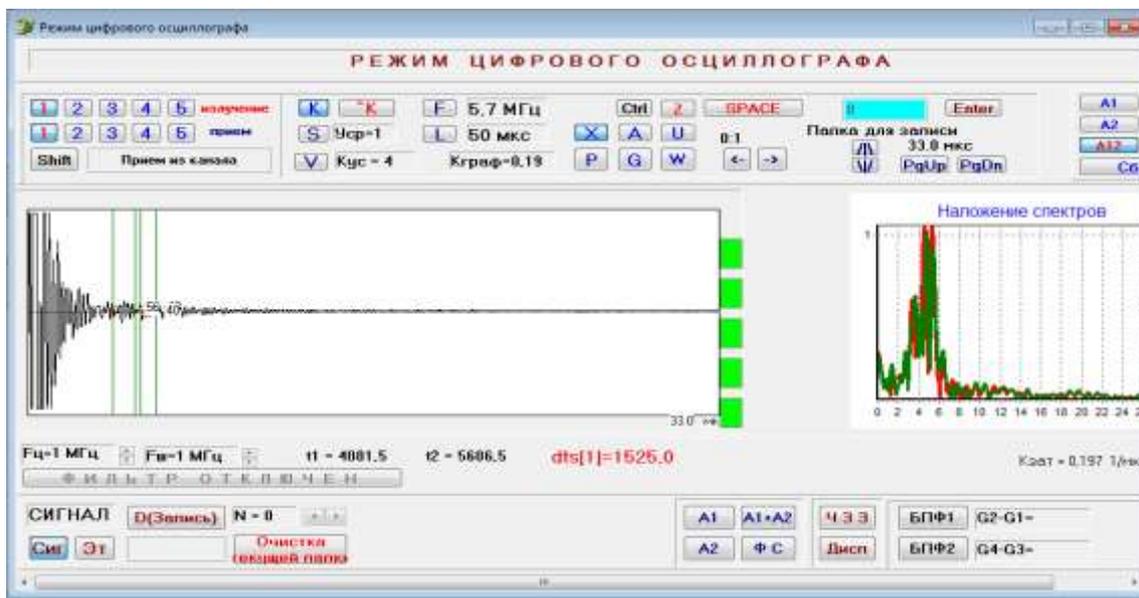
б)

Рис. 5. Испытательный стенд:

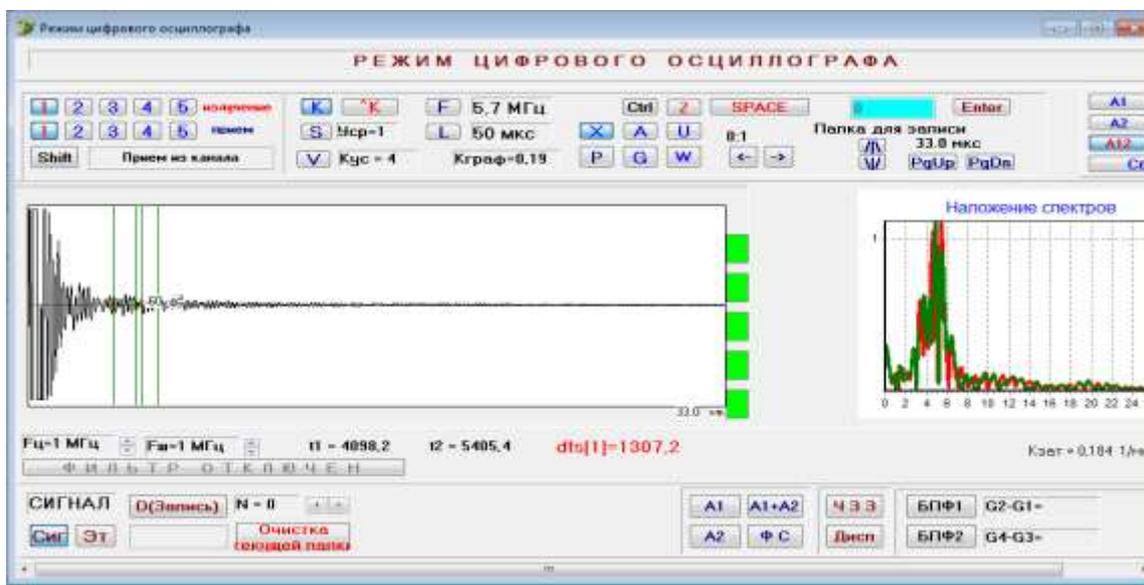
а – внешний вид; б – искусственные дефекты

Сначала измерения проводились на бездефектной поверхности, затем непосредственно в местах расположения дефектов № 1, № 2 и № 3. Расстояние между дефектами составляет 25 мм.

Результаты лабораторных испытаний показали, что в местах нанесения искусственных дефектов (рис. 6, а) наблюдаются более высокие значения времени задержки поверхностной акустической волны (рис. 6, б), чем в местах без дефектов.



а)



б)

Рис. 6. Результаты акустических измерений:
а – в месте дефекта; б – в месте без дефекта

В связи с успешным испытанием устройства в лабораторных условиях, следующим шагом исследования является испытание устройства на производстве.

Выводы

1. Традиционные методы неразрушающего контроля металла роторов паровых турбин непригодны для определения дефектов на раннем этапе их развития, в связи с чем необходим переход от традиционной дефектоскопии к технической диагностике металла роторов паровых турбин с использованием принципиально новых подходов и методов контроля.
2. Показано, что для контроля металла роторов паровых турбин по осевому каналу используются установки на основе традиционных методов контроля. Предполагается, что перспективным направлением контроля металла роторов паровых турбин по осевому каналу станет использование специализированного устройства на основе спектрально-акустического метода контроля.
3. Выполнены необходимые расчеты, подготовлены чертежи, изготовлены и собраны детали и узлы устройства для диагностики роторов паровых турбин по осевому каналу с применением спектрально-акустического метода контроля, а также успешно проведено испытание устройства в лабораторных условиях.

Список литературы

1. Смирнов, А. Н. Комплексный подход к оценке работоспособности элементов энергетического оборудования / А. Н. Смирнов, Н. В. Абабков // Известия Самарского научного центра РАН, 2010. – Т. 12. – №1 (2). – С. 520–524.
2. Резинских, В.Ф. Диагностика и контроль состояния роторов и турбин / В.Ф. Резинских, В.И. Гусев // Энергетик. – 1996. – № 7. – С. 9-10.
3. Смирнов, А. Н. Анализ повреждаемости роторов паровых турбин (обзор) / А. Н. Смирнов, Н. В. Быкова, Н. В. Абабков и др. // Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2014. – № 2. – С. 38–47.
4. Углов, А.Л. Акустический контроль оборудования при изготовлении и эксплуатации / А. Л. Углов, В. И. Ерофеев, А. Н. Смирнов. – М.: Наука, 2009. – 279 с.
5. Ключев, В.В. Неразрушающий контроль и диагностика – фундамент технической безопасности 21 века / В.В. Ключев // Дефектоскопия. – 1994. – № 5. – С. 8-24
6. Пчелкин, А. Б. Анализ систем диагностики роторов паровых турбин в России и Европейском союзе / А. Б. Пчелкин, А. А. Любимов // Энергетик. – 2013. – № 12. – С. 26–28.
7. Артамонов, В. В. Совершенствование методов диагностики металла теплоэнергетического оборудования / В. В. Артамонов, В. П. Артамонов // Энергетик. – 2000. – №7. – С. 37–38.
8. Дубов, А.А. Проблемы оценки остаточного ресурса стареющего оборудования / А.А. Дубов // Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – С. 54-57.
9. Абабков, Н. В. Разработка экспериментальной установки для диагностики роторов паровых турбин по осевому каналу с применением спек-

трально-акустического метода контроля / Н. В. Абабков, А. Н. Смирнов, Н. В. Быкова // Инновации в машиностроении – основа технологического развития России: материалы VI МНПК – Барнаул: АлтГТУ, 2014. – Ч.1. – С. 7–12.

10. Быкова, Н. В. Неразрушающий контроль качества металла паровых турбин. Современное состояние и перспективы / Н.В. Быкова, Н.В. Абабков, А.Н. Смирнов, И.С. Быков // Вестник Кузбасского государственного технического университета, 2015. – № 4. – С. 45–52.