

УДК 621.311.22+621.311.25

**Выбор и обоснование методов контроля ротора паровой турбины К-1000-60/1500-2**

Иванов Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ГЕРАСИМОВА А.Г.

Безопасная, надежная и долговечная работа оборудования в первую очередь связана со своевременным и качественным контролем и диагностикой его состояния.

Оценка технического состояния и качества металла оборудования важна как на начальном этапе, при вводе в эксплуатацию оборудования, так в процессе эксплуатации и продлении его срока службы.

Паровая турбина К-1000-60/1500-2 тихоходного типа представляет собой одновальный агрегат состоящий из четырех цилиндров (один цилиндр высокого давления, трех цилиндров низкого давления). В состав турбоустановки также входят три конденсатора, пять опор подшипников, органы парораспределения и регулирования системы маслоснабжения. Турбоустановка К-1000-60/1500-2 имеет семь нерегулируемых отборов пара (для подогрева питательной воды, на теплофикационную установку, на турбину приводов питательных насосов и технологические нужды блока). Валопровод турбины состоит из роторов четырех цилиндров и ротора электрогенератора. Технические характеристики турбоустановки приведены в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Технические характеристики турбоустановки К-1000-60/1500-2

Технические характеристики	Величина
Номинальная мощность, МВт	1114
Частота вращения, об/мин	1500
Максимальный расход свежего пара, т/ч	6430
Параметры свежего пара: давление, кгс/см <sup>2</sup> температура, °С степень сухости	60,0 274,3 0,955
Температура промежуточного перегрева пара, °С	250
Абсолютное давление пара перед ЦНД, кгс/см <sup>2</sup>	11,1
Удельный расход теплоты (при тепловой мощности реактора 3000 МВт), кДж/(кВтч)	10258
Габаритные размеры турбины: длина, м ширина турбины (по выхлопному патрубку ЦНД), м высота ЦНД от горизонтального разъема до атмосферных клапанов, м	52,2 4,88 14,86

Ротор представляет собой вращающуюся часть турбины и является наиболее ответственным ее элементом, который работает в сложных и напряженных условиях:

- большая частота вращения;
- неравномерность потока пара;
- значительные вращающиеся массы.

В процессе работы в роторе турбины возникают большие напряжения от действия центробежных сил, развиваемых массой закрепленных на нем лопаток, вставок, бандажей, демпферных связей, а также от действия центробежных сил самого ротора.

Для удовлетворения тяжелым условиям эксплуатации, материал ротора турбины должен обладать: высокими механическими качествами, значительным относительным удлинением, относительным сужением, большим коэффициентом теплопроводности и малым коэффициентом линейного расширения, чистотой и однородностью состава материала, отсутствием внутренних пороков, хорошей механической обрабатываемостью.

Ротор части высокого давления турбины К-1000-60/1500-2 двухопорный, жесткий, сварно-кованный и состоит из четырех частей. Изготовлен ротор из высококачественной

легированной стали марки 30ХНЗМ1ФА. Средняя часть ротора имеет сравнительно тонкую стенку и выполнена заодно с дисками. Такая конструкция ротора называется барабанной. Масса ротора ЦВД (с облапачиванием) – 49280 кг, максимальный диаметр – 2220 мм, длина 11035 мм [1].

Данные длительной эксплуатации роторов позволяют выявить зоны, представляющие наибольшую опасность из-за образования в них эксплуатационных трещин. К этим зонам относятся:

- зона осевого канала;
- тепловые канавки концевых, диафрагменных и промежуточных уплотнений;
- обода дисков в местах крепления замковых лопаток;
- галтели дисков;
- радиусы скругления пароразгрузочных отверстий дисков;

Зоны вероятного образования эксплуатационных трещин в ступенях роторов турбин показаны на рисунке 1.

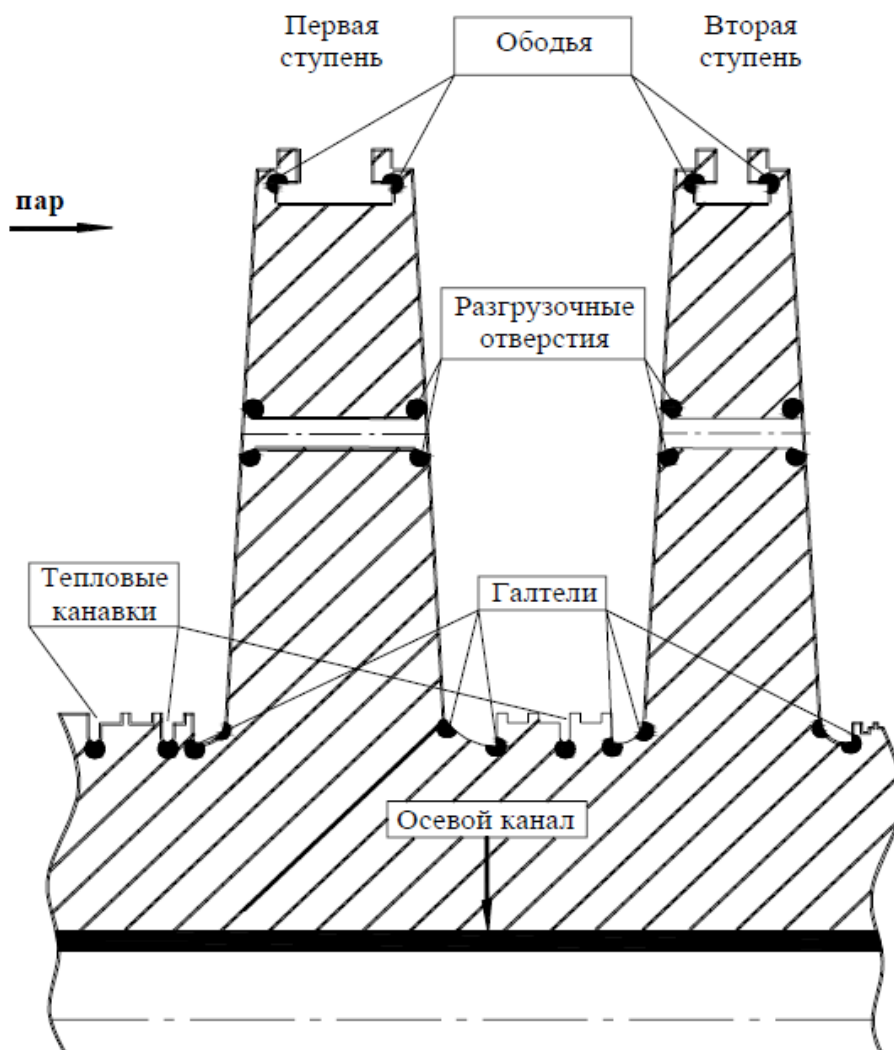


Рисунок 1 – Зоны образования трещин в ступенях роторов турбин

**Осевой канал ротора турбины** предназначен для снятия эксплуатационных напряжений с турбины и представляет собой сквозное отверстие длиной 9160 мм, которое состоит из 4 ступеней разного диаметра. Основным механизмом является малоцикловая усталость.

**Обод диска турбины** – периферийная часть диска турбины, в ней размещаются и закрепляются рабочие лопатки турбины. Лопатки устанавливаются на диск с помощью хвостовиков (грибовидных). На ободья дисков действуют высокие статические напряжения от

центробежных сил и потока пара, действующего на лопатки турбины в сочетании с высокой концентрацией напряжений. Напряжения увеличиваются также из-за неплотной установки лопаток в диске, когда на него начинают действовать наряду с центробежной силой переменные напряжения от колебаний лопатки. Основным механизмом накопления повреждения также является малоцикловая усталость.

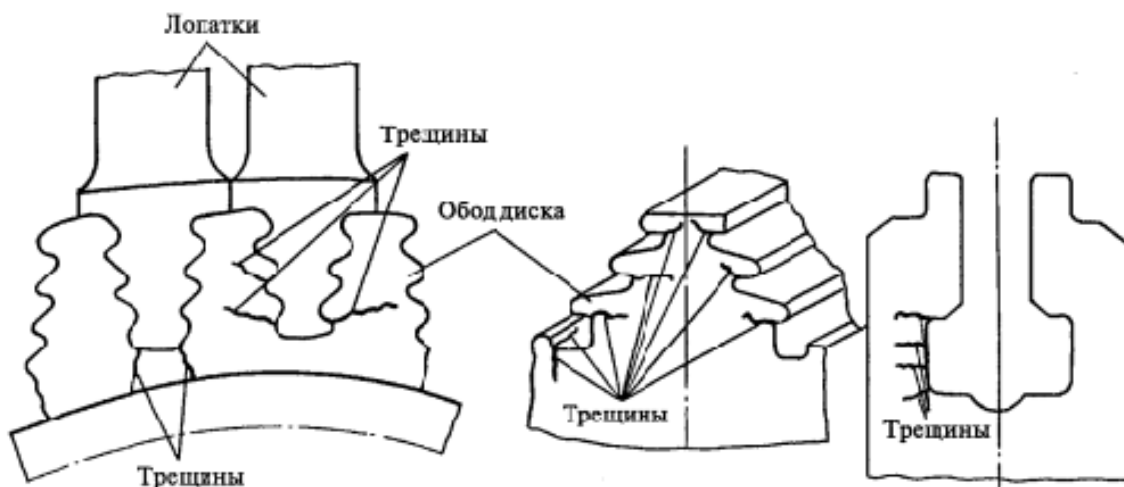


Рисунок 2 – Трещины коррозии под напряжением в зоне контакта хвостовых соединений с ободом диска

**Галтель вала** является переходом на валу ротора, между сечениями разного диаметра, между диском и валом. Обычно делается круглым для снятия напряжений материала в месте перехода. Галтельный переход является концентратором напряжений. В которых как правило возникают трещины усталости из-за вибраций в материале диска.

**Тепловые канавки** предназначены для уменьшения вероятности прогиба вала ротора и представляют собой узкие прорезы глубиной от 8 до 12 мм. Из-за наличия тепловых канавок при сильном разогреве некоторого участка вала в результате задеваний он имеет возможность свободно расширяться в осевом направлении, без изгиба всего вала. Однако, наличие тепловых канавок приводит к уменьшению диаметра вала турбины в сечении тепловой канавки, что влечет за собой увеличение напряжения, т.е. тепловая канавка является концентратором напряжений.

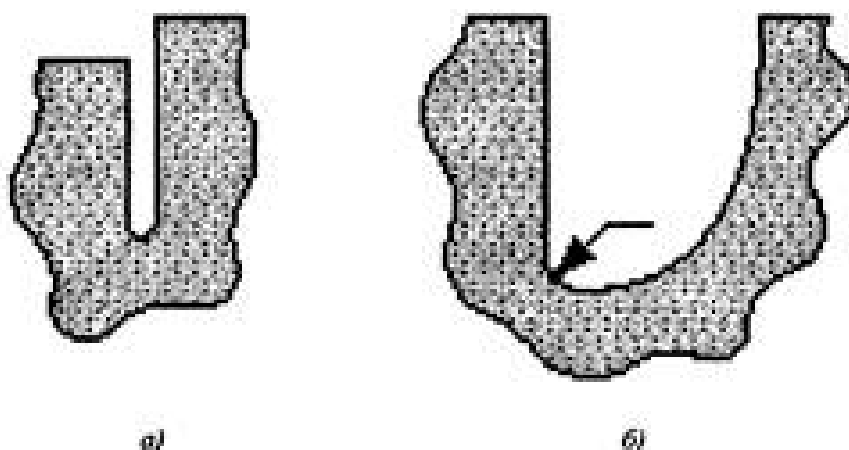


Рисунок 3 – Тепловая канавка и галтельный переход:  
а – тепловая канавка; б – галтельный переход

**Разгрузочные отверстия** в дисках ротора предназначены для разгрузки ротора от осевых усилий и уменьшения нагрузки на упорный подшипник. В дисках всех ступеней выполнено по семь пароразгрузочных отверстий диаметром 50 мм.

Из перечисленных зон концентраторов напряжения наиболее опасной является зона осевого канала. Напряжения возникающие при эксплуатации в зоне осевого канала приводят к образованию трещин в радиально осевой плоскости ротора. Данное расположение дефектов не сказывается на изменении вибрационных характеристик валопровода, и как правило остаются незамеченным при увеличении до критических размеров, после чего очень велика вероятность хрупкого лавинообразного разрушения ротора [2].

Условия работы рабочих лопаток также весьма сложные. При вращении в рабочих лопатках возникают высокие центробежные силы и высокие напряжения растяжения, которые стремятся вырвать лопатку из диска. Окружная сила, которая создает крутящий момент на валу турбины, изгибает лопатку в плоскости диска, кроме этого лопатка изгибается из-за разности давлений. Кроме этого изгибающие силы, действующие на рабочие лопатки, непрерывно изменяются из-за различий в проходных сечениях сопловых лопаток.

Одной из основных причин повреждения рабочих лопаток последних ступеней является капельная эрозия, которая приводит к интенсивному износу их поверхностей.

Материал для удовлетворения условий работы лопаток турбины должен обладать: высокой статической прочностью, высокой пластичностью для равномерного распределения напряжений по всей площади сечения лопаток ударной вязкостью, высоким сопротивлением ползучести, длительной прочностью, многоцикловой и термической усталостью, сопротивлением эрозии, технологичностью.

Для рабочих лопаток цилиндра высокого давления и всех ступеней, кроме последней, используют сталь высокохромистая сталь электрошлакового переплава 12Х13-Ш, а лопатки последней ступени изготовлены из более прочной стали 15Х11МФ-Ш, которую дополнительно легируют молибденом и ванадием.

Для первой ступени ЦВД характерен высокий уровень возбуждающих сил, поэтому ее лопатки выполняют с интегральным бандажом. На их периферии протачиваются кольцевые пазы с профилем «ласточкин хвост», в которые заводятся демпфирующие вставки, располагаемые в шахматном порядке. Рабочие лопатки даже первых ступеней имеют достаточно большую длину (250 мм), и поэтому к диску они крепятся двухопорным хвостовиком с замками [1].

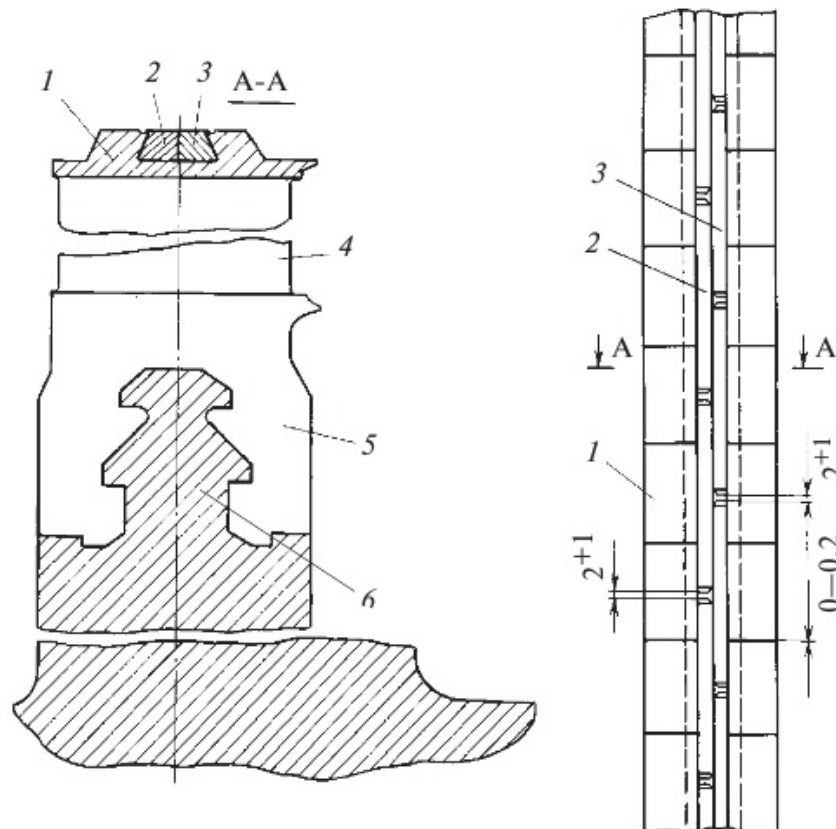


Рисунок 4 – Конструкция облопачивания первой ступени цилиндра высокого давления: 1 – бандаж; 2,3 – вставки демпферные; 4 – лопатка рабочая; 5 – хвостовик; 6 – гребень диска

К зонам лопатки, которые представляют высокую опасность, из-за вероятного образования эксплуатационных трещин относятся:

- усталость хвостовиков;
- радиусы скругления хвостов лопаток;
- разрушение периферийных бандажей.

**Хвостовик** также является весьма напряженным элементом лопатки. Предназначен хвостовик для крепления лопатки на диске. Наиболее частой причиной обрыва рабочих лопаток в сечении хвостовика является зарождение и развитие в них трещин до критического размера. Трещины возникают в результате проникновения вибрации с рабочей части вглубь хвостового соединения. Концентрация напряжений в хвостовом соединении обусловлена его сложной формой, высоким уровнем статических напряжений, растяжений и изгибов.

**Шипы лопаток** предназначены для установки бандажей. Радиусы скругления в месте контакта шипа с пером лопатки являются концентраторами напряжений.

**Бандажи** предназначены для повышения вибрационной надежности лопаточного аппарата. Периферийный бандаж также снижает утечку пара и как следствие повышает КПД ступени. Наиболее слабыми местами в бандаже являются зоны возле отверстия под шип. Вызвано это высокими значениями номинальных напряжений в сечениях под шипы, особенно в отверстия прямоугольной формы.

Для выявления наружных дефектов на поверхности материала ротора и лопаток турбины был выбран метод цветной дефектоскопии (капиллярный контроль). Данный метод является наиболее оптимальным так как ротор и лопатки турбины обладают высоким качеством поверхности, малой шероховатостью, а сам капиллярный контроль является дешевым и наглядным методом, обладающим высокой чувствительностью.

Капиллярный метод неразрушающего контроля основан на проникновении индикаторных жидкостей (пенетрантов) внутрь дефекта и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом.

Капиллярным методом можно контролировать объекты любых форм и размеров независимо от марки стали или сплава. Процесс капиллярного контроля состоит из пяти технологических этапов:

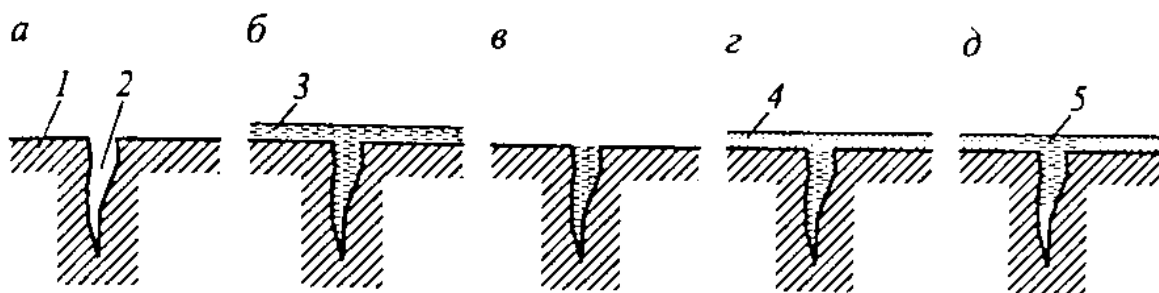


Рисунок 5 – Схема контроля деталей капиллярным методом с применением проявителя

На первом этапе (рисунок 5 а) поверхность контроля (1) очищают водой или очистителем с целью удаления загрязняющих веществ (ржавчины, окалины, масла и т.п.), а также имеющихся покрытий, например лакокрасочных, чтобы индикаторная жидкость (2) могла свободно проникать в дефекты. После чего поверхность просушивается, чтобы внутри дефекта не оставалось воды или очистителя.

На втором этапе (рисунок 5 б) на поверхность контроля путем распыления наносится пенетрант (3).

На третьем этапе (рисунок 5 в) избыток индикаторной жидкости удаляют путем промывки водой или очистителем. Индикаторную жидкость необходимо удалить только с контролируемой поверхности. После удаления излишек пенетранта поверхность необходимо полностью высушить.

На четвертом этапе (рисунок 5 г) на высушенную поверхность контроля наносится проявитель (4) (например, порошок мела или его суспензия), который за счет явления капиллярности и диффузии «вытягивает» из дефектов на поверхность объекта контроля индикаторную жидкость.

На пятом этапе (рисунок 5 д) проводится анализ индикаторного рисунка, проявляющегося в местах дефектов. При контроле выявляются и регистрируются индикаторные следы (5). Имеющиеся дефекты видны достаточно контрастно, интенсивность окраски которых говорит о глубине дефекта [3].

Для выявления внутренних дефектов в поверхности материала ротора и лопаток турбины был выбран метод ультразвукового контроля.

Выбор данного метода обоснован тем, что ультразвуковой контроль (УЗК) позволяет регистрировать предельно малые дефекты в материале, обеспечивает точные результаты измерений без разрушения и повреждения объекта исследования, обладает высокой скоростью исследования, отсутствуют опасные факторы для персонала проводящего контроль, также материал ротора и лопаток турбины обладает высоким качеством поверхности, в результате чего будет хороший контакт между зондом и объектом.

Суть метода заключается в прозвучивании изделия и последующем принятии отраженных ультразвуковых колебаний с помощью ультразвукового дефектоскопа и пьезоэлектрических преобразователей и в последующем анализе полученных результатов с целью выявления дефектов, а также их эквивалентного размера, вида, формы и глубины залегания.

Диапазон частот ультразвукового составляет от 20 кГц до 2000 МГц. Интенсивность колебаний обычно не должна превышать 1 кВт/м<sup>2</sup>.

Параметры выявленных дефектов определяются с помощью ультразвуковых дефектоскопов, томографов или интроскопов.

В настоящее время утверждены и действуют два альтернативных метода УЗК ротора со стороны осевого канала: иммерсионный и контактный.

Схема иммерсионного метода показана на рисунке 6.

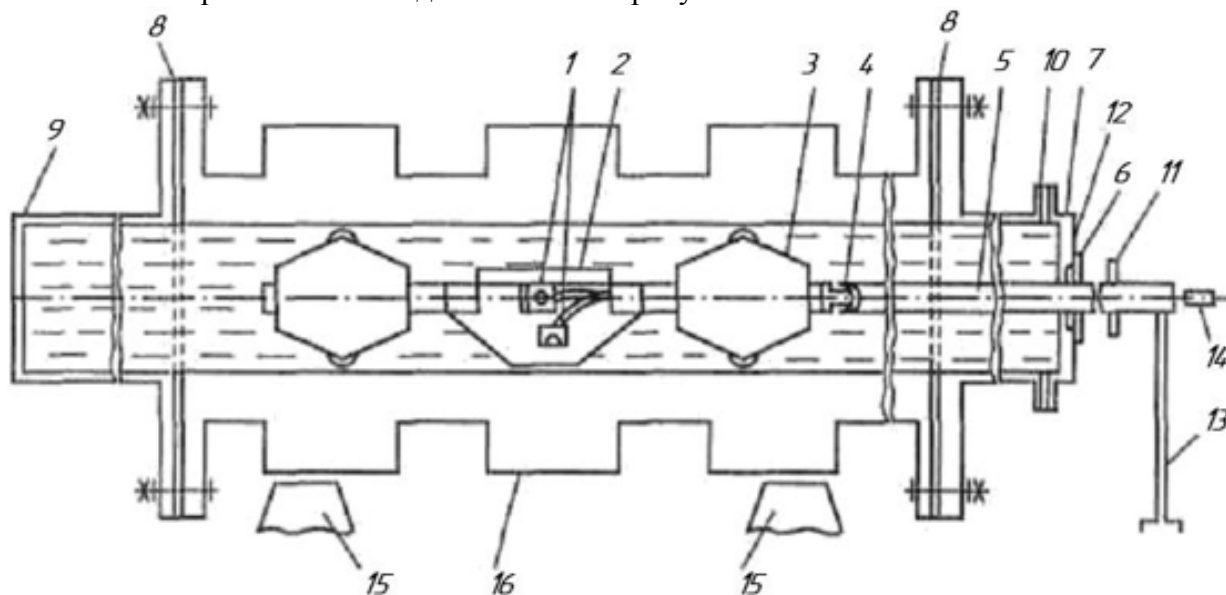


Рисунок 6 – Общий вид устройства для УЗК ротора иммерсионным методом:

1 – пьезоэлектрический преобразователь (ПЭП); 2 – каретка механическая; 3 – устройство для центровки; 4 – шарнир; 5 – штанга; 6 – манжета резиновая; 7 – проходное доньшко; 8 – резиновые прокладки; 9 – глухое доньшко; 10 – патрубок; 11 – рукоятка подачи; 12 – диск азимутальный; 13 – тренога; 14 – кабель к дефектоскопам; 15 – опоры; 16 – ротор турбины

Контактный вариант реализуют с помощью призматических ПЭП, которые перемещают в канале ротора с помощью ориентирующей рамки и легкой трубы диаметром 18-25 мм рисунок 7.

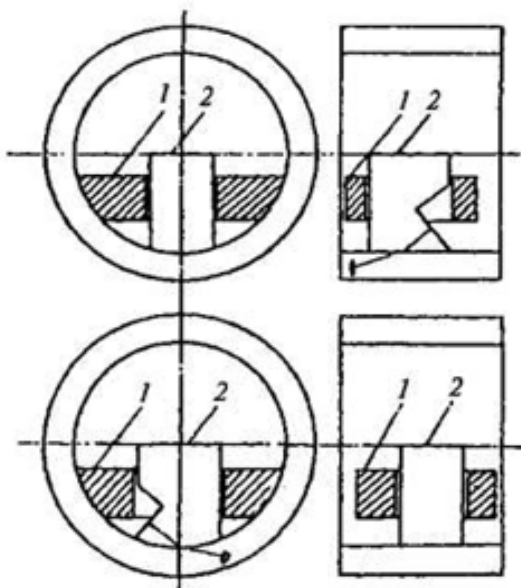


Рисунок 7 – Схема контактного метода контроля ротора при вводе ультразвука в осевой (а) и азимутальной (б) плоскостях: 1 – ориентирующее устройство; 2 – ПЭП

Для создания контакта пьезоэлектрического преобразователя с металлом ротора или лопатки применяют дегазированные жидкости (воду, минеральное масло). Для дегазации жидкости ее выдерживают в открытом сосуде не менее 8 часов при комнатной температуре.

При иммерсионном методе в заполненный контактной жидкостью канал ротора погружают пьезоэлектрические преобразователи. В качестве пьезоэлемента используют пьезопластину из цирконата-титана свинца диаметром 12 мм с частотой ультразвуковых колебаний 2,5 МГц. Которая своей рабочей поверхностью соприкасается с водой.

В иммерсионном методе используется два канала обнаружения. Первый канал предназначен для обнаружения дефектов, расположенных вдоль оси ротора. Второй – для обнаружения дефектов, расположенных поперек оси ротора [4].

При контактном методе применяют наклонные ультразвуковые пьезоэлектрические преобразователи, которые снабжены приспособлениями ориентации и перемещения в осевом канале ротора [5].

При ультразвуковом контроле лопаток турбины методика сводится к следующему: щуп прикладывается у основания лопатки к выходной кромке так, чтобы ультразвуковые колебания были направлены вдоль нее к периферии. Если в лопатке имеется трещина, то на экране прибора между начальным и конечным сигналами появляется дополнительный сигнал, вызванный отражением ультразвуковых волн в месте дефекта. Для точного обнаружения дефекта измерения необходимо производить дважды с последующим наружным осмотром места предполагаемого дефекта через лупу.

Для измерения твердости металла ротора и лопаток турбины можно использовать динамические твердомеры, например, типа ТЭМП-4. При использовании динамического твердомера проводятся измерения твердости металла в более высокотемпературной зоне ротора и сравниваются с допустимыми значениями. Различие твердости материала высокотемпературных и низкотемпературных указывает на степень разупрочнения металла в процессе длительной эксплуатации и является дополнительной характеристикой, которая учитывается при принятии решения о продлении эксплуатации.

Для анализа микроструктуры металла ротора можно использовать метод полистирольных реплик, который относится к неразрушающему контролю структуры

материала. Данный метод заключается в получении оттиска состояния поверхности металла ротора на полистирольном кубике, предварительно смоченном растворителем и плотно прижатом к поверхности контроля. После его высыхания производят отделения реплики, которую в дальнейшем фотографируют и исследуют на электронном металлографическом микроскопе при 100-500-кратных увеличениях [3].

Определение химического состава роторной стали можно довольно точно и быстро определить портативным лазерным анализатором химического состава, например, типа Vulcan. Принцип действия которого основан на методе эмиссионного автоматического спектрального анализа с возбуждением пробы с помощью лазерно-искрового разряда. **Заключение.** С учетом конструктивных особенностей, условий эксплуатации и применяемой марки стали ротора паровой турбины К-1000-60/1500-2 были подобраны оптимальные методы и методики оценки состояния металла ротора, позволяющие 100% оценить его состояние.

#### Литература

1. Балаковская Атомная Электростанция служба подготовки персонала. Системы турбинного отделения. Часть 2. Турбина К-1000-60/1500-2. – Балаково, 2015 – 383 с.
2. Сухинин, В.П., Пугачева Т.Н. Ресурс паровой турбины/ В.П. Сухинин, Т.Н. Пугачева – Харьков, 2014 – 132-138 с.
3. Герасимова, А.Г. Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС: учеб. пособие/А.Г. Герасимова. – Минск: Высшая школа, 2011 – 272 с.
4. РД 34.17.440-96. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/15НО.html>. Дата доступа 25.09.2019 (на 01.11.2019 действующий).
5. СО 153-34.17.440-2003. Инструкция по продлению срока эксплуатации паровых турбин сверх паркового ресурса. М., 2008 (на 01.11.2019 действующий).