

УДК 621.165

О ПРАВКЕ РОТОРОВ ПАРОВЫХ ТУРБИН

Адинцова Я.П., Михалчёнок В.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Качан С.А.

Остаточный прогиб роторов турбоагрегатов является серьёзным и весьма распространённым дефектом. В соответствии с общепринятыми рекомендациями для турбин с частотой вращения 3000 об/мин биение вала в любом его сечении не должно превышать 0,04 – 0,06 мм (остаточный прогиб 0,02 – 0,03 мм) [3].

Проверка остаточного прогиба (боя) ротора производится во время каждого капитального ремонта. На рисунке 1 показан формуляр проверки боев ротора на примере ротора высокого давления (РВД) турбины Т-100/120-130 с указанием допустимых величин прогиба [3].

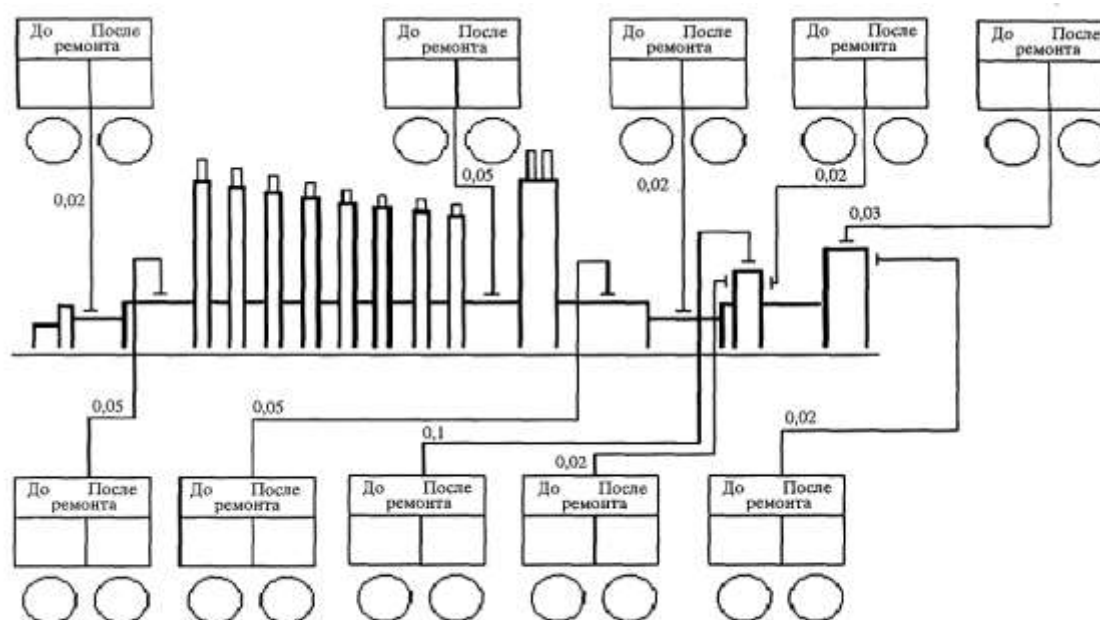


Рисунок 1. Формуляр проверки боев РВД турбины Т-100/120-130

В действительности роторы часто эксплуатируются и при более значительном прогибе, если его влияние на вибрацию удаётся устранить балансировкой. При этом считается, что при остаточном прогибе свыше 0,15 мм эксплуатация ротора не допустима, даже если вибрация соответствует нормам.

Основные причины, по которым могут возникнуть остаточные прогибы цельнокованных роторов, следует разделять на конструкционные, связанные со свойствами материалов, работающих при высоких температурах и напряжениях, и технологические, связанные с нарушениями эксплуатационного характера.

К первой группе причин относятся прогибы, вызванные как ползучестью, так и достижением в ряде случаев эксплуатационными напряжениями предела текучести. Ко второй группе причин относятся тепловой удар (захолаживание),

задевание в диафрагменных и (или) концевых уплотнениях, неравномерное остывание остановленного ротора.

Мероприятия по устранению остаточного прогиба должны учитывать причину его возникновения.

Если в качестве причины остаточных прогибов роторов выступает ползучесть, то прогибы могут возникать даже в результате нормальной эксплуатации.

В [2] показано, что на начальном этапе эксплуатации паровой турбины протекает процесс неустановившейся ползучести, который характеризуется неравномерными деформациями ползучести в разных участках ротора. Продолжительность этого этапа может занимать до 10% ресурса турбины. Деформации на рассматриваемом этапе в значительной мере определяются остаточными напряжениями, не снятыми в результате термообработки поковки, и поверхностными напряжениями, внесёнными в результате механической обработки. Не будучи критическими по величине, остаточные напряжения, даже при некоторой неравномерности характеристик металла в окружном направлении, как правило, не выявляются при тепловой пробе ротора. Однако при нагружении ротора эксплуатационными напряжениями протекают процессы релаксации, в результате которых в областях с повышенными суммарными напряжениями напряжения снижаются, а в областях с пониженными напряжениями, как правило, несколько возрастают.

Таким образом, на первом этапе возможен прогрессирующий рост остаточного прогиба ротора. Такой характер развития остаточного прогиба наблюдался на многих турбинах сразу после начала их эксплуатации. При этом следует отметить, что для устранения остаточного прогиба, обусловленного неравномерной ползучестью ротора, целесообразно применить тепломеханический метод правки или произвести механическую обработку (проточку) ротора. Чисто тепловая правка ротора в этом случае может оказаться малоэффективной. Например, при высоком отпуске остаточные напряжения, ранее сниженные в результате релаксации на этапе неустановившейся ползучести, могут не превзойти предела текучести при заданных температурах и сохраниться в роторе.

Затем наступает период установившейся ползучести, когда деформации ползучести равномерны по окружности ротора и скорости деформаций умеренны. Именно поэтому на этом этапе и рост остаточного прогиба либо прекращается, либо заметно замедляется.

В [1] говорится, что окружная неравномерность физических и механических свойств, а также химического состава поковки роторов может служить причиной возникновения и развития прогрессирующего прогиба роторов и на более поздних этапах эксплуатации. Указанные неравномерности проявляются в различных значениях предела текучести по сечению вала, что в условиях многократного достижения напряжений, равных пределу текучести (многократных пусков), приводит к возникновению остаточного прогиба. Очевидно, что в результате снижения механических свойств ротора в ходе эксплуатации этот процесс будет только ускоряться и на определённом этапе

данное обстоятельство может сделать дальнейшую эксплуатацию ротора невозможной.

Так как в рассматриваемом случае на остановленном роторе могут наблюдаться значительные остаточные напряжения, то для правки ротора можно ограничиться только его термообработкой и проточкой. Однако при дальнейшей эксплуатации, поскольку локализация дефектов не изменяется, указанное явление может продолжиться, причём прогиб ротора чаще всего будет происходить в том же, что и ранее, направлении. Поэтому и в этом случае предпочтительной является тепломеханическая правка ротора.

Другое дело, если остаточный прогиб возник в результате захлаживания, задеваний или после неравномерного остывания ротора. В этом случае можно провести только термообработку (высокий отпуск) ротора для снятия возникших остаточных напряжений [4].

Опыт показывает, что тепловая правка погнутого в результате задеваний ротора исключительно эффективна, если имеются не локальные, а относительно равномерно распределённые по длине ротора задевания. Кроме того, многолетний опыт подтверждает, что установка погнутого ротора без какого-либо вмешательства или после выполнения простейшей двухплоскостной балансировки обратно в турбину (если остаточный прогиб это позволяет) и его эксплуатация на номинальном режиме в течение очень ограниченного срока, измеряемого несколькими сотнями часов, приводят к частичной релаксации напряжений и уменьшению прогиба вследствие нагрева ротора до 500 - 540°C и действия восстанавливающих напряжений.

В заключение отметим, что при нагреве ротора полной релаксации напряжений, как правило, не происходит. Поэтому для правки погнутого ротора часто и прибегают к тепломеханическому способу, осуществление которого возможно лишь на специализированных предприятиях или под руководством опытных специалистов [4].

На рисунках 2 и 3 показаны схема правки ротора методом релаксации [3] и фото установки для правки этим способом, соответственно.

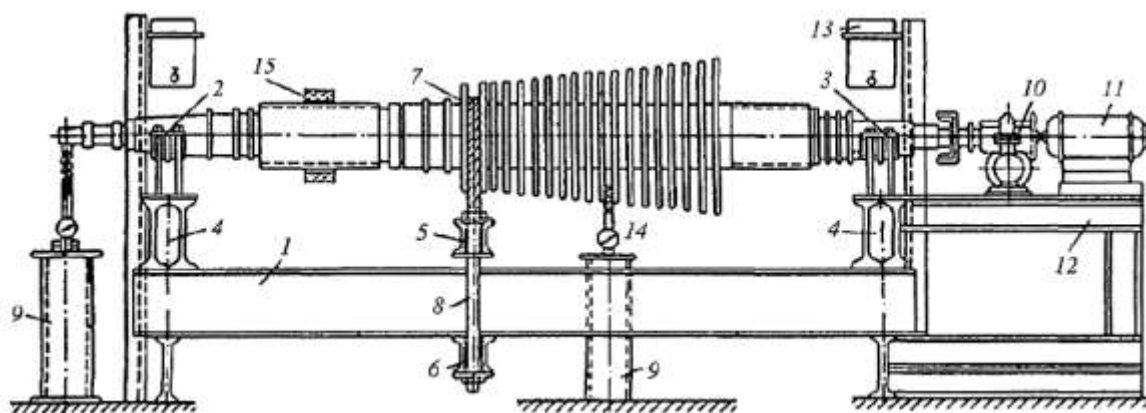


Рисунок 2. Правка вала способом релаксации:

1 – станина, 2 и 3 – подшипники, 4 – опоры подшипников, 5 и 6 – траверсы, 7 – нажимной трос, 8 – стяжной болт, 9 – подставка для индикатора, 10 – редуктор, 11 – электромотор, 12 – опора привода, 13 – сосуд для смазочного масла, 14 – индикатор, 15 – индукционный нагреватель



Рисунок 3. Установка для правки ротора методом релаксации ЗАО «Турбинист»

Литература

1. Ковалёв, И.А. Проблема прогибов роторов паровых турбин и пути её решения. / И.А. Ковалёв, Л.А. Хоменок, Д.В. Елькин. – Теплоэнергетика, 2003. – № 2.
2. Костюк, А.Г. Динамика и прочность турбомашин: Учебник для вузов. М.: Издательство МЭИ, 2000.
3. Ремонт паровых турбин: учебн. пособие / В.Н. Родин [и др.]; под общ. ред. Ю.М. Бродова В.Н. Родина. – Екатеринбург: УПИ, 2002. – 455 с.
4. Урьев, Е.В. О правке роторов системами балансировочных грузов / Е.В. Урьев, А.В. Кистойчев, А.В. Олейников. – Электрические станции. – 2009. – № 1. – С. 10–15.