

О ПОЛЗУЧЕСТИ ВАЛОВ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ РОТОРОВ ПАРОВЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТУРБИН

© 2019 г. В.С. Пермикин^{1,*}, Д.В. Пермикин^{2,**}

¹ООО «Научно-производственная мастерская «Ньютона», Россия 620049 Екатеринбург,
ул. Первомайская, 109

²Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, Россия 620108
Екатеринбург, ул. Мира, 19
E-mail: *vladimir.permikin@yandex.ru; **permikindv@mail.ru

Поступила в редакцию 29.05.2018; после доработки 01.06.2018;
принята к публикации 17.08.2018

Приведены примеры ползучести длительно эксплуатируемых валов высокотемпературных роторов энергетических турбин, которая проявляется в виде спиралевидной деформации поверхности осевого канала и одновременно спиралевидно расположенных дефектов, возникающих в толще вала, которые выявляются ультразвуковым методом. Рассмотрены силы и моменты сил, действующие на ротор при его эксплуатации, и их связь с обнаруженными эксплуатационными дефектами. Обсуждены критерии состояния металла ротора с эксплуатационными дефектами для оценки его остаточного ресурса и обеспечения безопасной эксплуатации.

Ключевые слова: ползучесть, ротор, паровая турбина, ультразвуковой контроль, деформация ползучести, ресурс.

DOI:10.1134/S01303082190100044

ВВЕДЕНИЕ

Валы роторов паровых турбин — это достаточно крупные (весом в несколько тонн, длиной до 7–8 м) и ответственные детали, которые при эксплуатации испытывают весьма разнообразные нагрузки и воздействия. Первоначальной технологической операцией при изготовлении валов роторов является отливка слитка. Поскольку кристаллизация и остывание металла в изложнице (форме, в которую заливается расплав) происходят неравномерно, верхняя (так называемая прибыльная), нижняя и центральная осевые зоны свободно застывшего слитка содержат различные литейные дефекты. Перед ковкой прибыльная и нижняя части от слитка отрезаются, а наружная поверхность подвергается обдирке — грубой шлифовке. Для удаления литейных дефектов в осевой зоне заготовки вала после операцииковки предусмотрено высверливание центральной зоны диаметром 70—150 мм, при этом в роторе и образуется цилиндрическая осевая расточка, за которой закрепился термин «осевой канал».

Однако не всегда при высверливании осевого канала литейные металлургические дефекты (рыхлоты, шлаковые и неметаллические включения, флокены и пр.) удаляются из центральной осевой зоны вала ротора полностью. В наибольшей степени такая картина наблюдается в валах роторов, эксплуатирующихся в условиях ползучести. Такие (высокотемпературные¹) роторы омываются паром с температурой выше 450 °С. Связано это с тем обстоятельством, что в высокотемпературных роторах (или зонах роторов) диски для крепления лопаток изготавливаются конструктивно целиком с валом. В высокотемпературных роторах (или в высокотемпературной зоне ротора, если в турбине он один и в нем совмещены зоны высокой и низкой температуры пара) в отличие от низкотемпературных не применяют насадные диски, потому что из-за релаксации напряжений при ползучести посадка (натяг) насадного диска неизбежно со временем ослабевает. При ковке так называемая «бочка» поковки, то есть наиболее толстая часть ротора (где в последующем протачи-

¹ Для понимания дальнейших рассуждений сделаем замечание о сложившихся названиях роторов паровых турбин, получивших распространение в энергетике. Первоначально пар с высокими параметрами (давлением более 9 МПа и температурой более 510 °С) попадает в первый цилиндр турбины, он и дает название ротору (и первому цилиндру) — ротор высокого давления, или высокотемпературный ротор. По мере продвижения по турбине пар теряет свою энергию, при этом уменьшаются и температура, и давление. Следующие по ходу пара роторы (и их цилиндры) являются низкотемпературными (с температурой менее 350–370 °С), но в их названии отражается только величина давления: ротор среднего, а третий и следующие — низкого давления. Если цилиндр у турбины один, то выделяют зоны высокого, среднего и низкого давления, а по температуре — высокотемпературную зону и зону низких температур. У конденсационных турбин имеется особенность: пар после первого цилиндра возвращается в котел, где подогревается до первоначальных температур (при этом давление его по сравнению с давлением на выходе из первого цилиндра меняется незначительно) и затем уже подается в цилиндр среднего давления. Поэтому ротор среднего давления конденсационной турбины является высокотемпературным, то есть металл ротора эксплуатируется в условиях ползучести.

ваются диски для установки лопаток), вытягивается в меньшей степени, чем более тонкие части ротора. И в «бочке» может сохраниться часть литейных дефектов.

Необходимость контроля роторов со стороны осевого канала возникла после разрушения нескольких роторов зарубежных турбин в 70-е годы XX в. [1]. Подробное расследование причин разрушения одного из таких роторов (среднего давления (РСД) конденсационной турбины мощностью 225 МВт станции «Галлатин» (США)) описано в [1, 2]. Разрушение произошло после эксплуатации 106 тыс. ч и проведения 183 пусков турбины. Ротор разрушился с образованием 30-и крупных фрагментов. Расследование причин разрушения ротора выявило металлургические дефекты на поверхности осевого канала и в толще металла, которые послужили очагами образования трещин. При расследовании других разрушенных роторов было установлено, что во всех случаях очагами трещин служили металлургические дефекты (то есть дефекты, возникающие при отливке заготовки и расположенные в основном в середине отливки, вдоль ее оси).

По результатам расследования разрушений роторов в большинстве энергетических компаний мира был введен эксплуатационный контроль металла роторов (у которых имеются цельнокованные диски) со стороны осевого канала [3]. В Советском Союзе также была разработана технология такого контроля, который стал обязательным с начала 80-х годов [4] и предусмотрен в России современной нормативной документацией [5, 6].

После внедрения этого вида контроля большинство роторов, в которых имелись дефекты с размерами, превышающими браковочные, были выведены из эксплуатации или отремонтированы путем проточки дефектных участков осевого канала. Несколько роторов с дефектами были подвергнуты разгонным испытаниям [2].

Опыт контроля валов высокотемпературных роторов обобщен в [1, 2, 7, 8]. Впервые такой обзор был проведен в [7], в нем приведены результаты исследований механических свойств и микроструктуры основных сталей, из которых изготавливаются высокотемпературные роторы паровых турбин, — 34ХМА, 25Х1М1Ф и 20Х3МВФ после длительных сроков эксплуатации (от 130 000 до 280 000 ч). Показано, что все стали при условии их эксплуатации в интервалах температур, для которых они рекомендованы, и после длительной эксплуатации обладают высоким сопротивлением ползучести и стабильностью микроструктуры, а также приведен пример эксплуатации ротора с цепочкой трещин на поверхности осевого канала. Трещины были обнаружены магнитопорошковым методом при первом контроле, проведенном после 190 тыс. ч эксплуатации. Повторный контроль после 20 тыс. ч эксплуатации следов подрастания трещин не выявил. Ротор был демонтирован и исследован разрушающими методами. Следов развития трещин не обнаружено, то есть они были классифицированы как металлургические.

В Методических указаниях [1] подробно описаны типовые повреждения валов и других деталей (лопаток, дисков и др.) проточной части турбины — внутренней части турбины, которая омывается рабочей средой паром. Приведены характерные признаки различных механизмов повреждений и впервые (в русскоязычной литературе) появилась подробная информация о разрушении упомянутого выше ротора станции «Галлатин».

В [8] рассмотрены многочисленные случаи обнаружения трещин на поверхности осевых каналов роторов, изготовленных из стали 34ХМ, и опыт эксплуатации роторов с такими трещинами. Основной вывод: «существенного прироста параметров дефектов за период эксплуатации до 30 тыс. ч при рабочих параметрах не зафиксировано».

В [2] приведены достаточно подробные описания обнаруженных металлургических дефектов в 6 роторах, в том числе анализ разрезки нескольких роторов и разгонных испытаний образцов с дефектами. В этом обзоре обобщен более чем 20-летний опыт контроля валов роторов со стороны осевого канала, приведены следующие сравнительные сведения дефектности роторов, изготовленных из наиболее распространенных марок сталей. Так, оказалось, что в роторах, изготовленных из стали 34ХМА, протяженные дефекты встречались в каждом втором роторе. В роторах, изготовленных из стали 20Х3МВФ (ЭИ-415), такие дефекты встречены в 20-25 %, а из стали 25Х1М1ФА (Р2, Р2МА) — в 3-5 %.

ОБЪЕМ, РЕГЛАМЕНТ И МЕТОДИКИ КОНТРОЛЯ МЕТАЛЛА РОТОРОВ СО СТОРОНЫ ОСЕВОГО КАНАЛА

Согласно основной инструкции по контролю металла энергетического оборудования [5], контроль валов высокотемпературных ротора со стороны осевого канала проводится первый раз через 100 тыс. ч эксплуатации, второй — после исчерпания так называемого паркового ресурса. Для деталей, работающих в условиях ползучести, в энергетике под парковым ресурсом понимается

Рис. 1. Эскиз испытательного образца с плоскодонными отражателями $\varnothing 2$ мм:
 D — диаметр осевого канала; 1 и 2 — ультразвуковые преобразователи.

наработка однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, в пределах которого обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении требований действующей нормативной документации [5]. Для турбин с давлением пара (p) от 9,0 до 14,0 МПа парковый ресурс составляет 220 или 270 тыс. ч, а для турбин с давлением пара 24,0 МПа — 100 тыс. ч [5].

Контроль состоит из:

подготовительной операции — удаления окалины с поверхности канала и его шлифовки;

осмотра поверхности канала (визуального контроля до и после удаления окалины) с помощью видеокамеры или жесткого эндоскопа;

ультразвукового контроля металла ротора на глубину до 80 мм от поверхности канала;

магнитопорошкового контроля или контроля с помощью вихревых токов поверхности канала;

измерения диаметра канала для дальнейшего расчета деформации ползучести наиболее горячей зоны ротора по отношению к холодным (факультативно).

При эксплуатации сверх паркового ресурса контроль повторяется с периодичностью, которая определяется экспертом в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Все контрольные операции проводятся в соответствии с методиками, приведенными в [4], и требуют специального инструмента, поскольку длина ротора составляет от 4 до 7 м, а диаметр канала у большинства роторов — от 70 до 150 мм.

Рассмотрим более подробно ультразвуковой метод, поскольку именно этим методом были обнаружены дефекты, о которых пойдет речь ниже.

Согласно действующей инструкции [6], при ультразвуковом контроле предусмотрена возможность применения как контактного, так и иммерсионного (через воду) варианта контроля. Результаты контроля, которые приведены далее, получены при контроле иммерсионным методом. Данный метод контроля при невозможности оператора непосредственно рукой «покачивать и притирать» датчик к поверхности объекта контроля является предпочтительным, поскольку обладает гораздо большей воспроизводимостью результатов по сравнению с контактным.

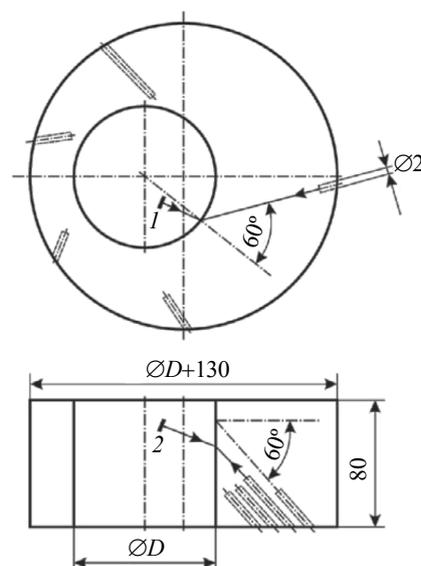
Контроль проводится поперечными волнами двумя датчиками (1 и 2 на рис. 1), оси которых ориентированы в плоскости, проходящей через ось ротора (продольное сканирование), и в плоскости, перпендикулярной оси ротора (поперечное).

В качестве основного образца для настройки чувствительности ультразвукового дефектоскопа используется образец с эталонными дефектами 1-го рода (по классификации Й. Крауткремер и Г. Крауткремер [10]), то есть с плоскодонными отражателями (рис. 1, 2)².

Для настройки дефектоскопа предусмотрены и упрощенные образцы, отражателями в которых являются боковые поверхности цилиндрических отверстий (образцы 2-го рода [10]). А для пересчета амплитуд, полученных на этих образцах от цилиндрических отражателей к плоскодонным, в зависимости от глубины их залегания, применяется таблица [6, 9]. Такой пересчет представляет известную сложность, т.к. одна из компонент кривизны цилиндрической поверхности осевого канала не позволяет воспользоваться АРД-диаграммами (эта поверхность в значительной степени отличается от плоскости), она была преодолена путем расчетов и уточнения результатов расчетов при экспериментах.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ДЕФЕКТЫ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ РОТОРАХ

Данный раздел посвящен эксплуатационным дефектам, которые появляются после длительных сроков (200 тыс. ч и более, то есть после 20-30 и более лет) эксплуатации в валах роторов, первоначально признанных бездефектными, то есть в роторах, в которых при проведении первичного



²После изготовления настроечного образца по чертежам [6, 9] выявлен существенный его недостаток: большой донный сигнал от наружной поверхности при настройке датчиком № 1 (см. рис. 1). В первоначальном настроечном образце такая картина не наблюдалась, т.к. он не имел эксцентрисности.



Рис. 2. Образец с плоскодонными отражателями $\varnothing 2$ мм для настройки чувствительности ультразвукового дефектоскопа перед контролем вала турбины со стороны осевого канала. Видны входные отверстия трех поясов плоскодонных отражателей, расположенных под различными углами к поверхности осевого канала настроечного образца. Отражатели среднего пояса расположены под углом 60° так, как показано на верхней проекции схемы, приведенной на рис. 1.

контроля не были обнаружены дефекты с размерами выше контрольных уровней чувствительности примененных неразрушающих методов контроля. В нем обобщены результаты контроля подобных роторов, полученные нами (совместно с коллегами [10, 11]) за более чем двадцатилетний период.

Все роторные стали (34ХМА, 20Х3МВФ и 25Х1М1ФА) при условии их эксплуатации при температурах, для которых они разрабатывались, имеют высокий уровень длительной прочности и без каких-тоотягочающих факторов в роторах при сроках эксплуатации 200—400 тыс. ч не должны были бы возникать дефекты, о которых пойдет речь ниже. Можно утверждать, что наиболее вероятной причиной ускорения ползучести в приведенных ниже случаях является наличие в роторе достаточно большого количества мелких литейных дефектов. К настоящему времени дефекты, которым посвящена настоящая статья, обнаружены в четырех следующих роторах:

- совмещенный ротор высокого-среднего-низкого давления (сталь 34ХМА) турбины К-50-90 [10, 11];
- ротор высокого давления (сталь 25Х1М1ФА) турбины Т-50-130 (в турбине имеется еще один ротор — совмещенный ротор среднего-низкого давления) [11];
- совмещенный ротор высокого-среднего-низкого давления (сталь 34ХМА) турбины ПТ-25-90;
- ротор среднего давления (сталь 20Х3МВФ) конденсационной турбины К-300-240 (в турбине имеются еще три ротора — низкого (два) и высокого (один) давления).

Ниже приведены результаты контроля ротора турбины К-50-90.

Первый раз контроль со стороны осевого канала этого ротора был проведен при наработке 220 тыс. ч в полном объеме (см. выше). Недопустимых дефектов обнаружено не было.

Повторный контроль («контроль после исчерпания паркового ресурса» [5]) на этой турбине был проведен при наработке 265 тыс. ч. На поверхности осевого канала методом вихревых токов и при визуальном контроле дефектов обнаружено не было, а при ультразвуковом контроле на глубине 45-49 мм от поверхности канала в районе ступеней номеров 1—19, то есть в районе «бочки», обнаружены одиночные и протяженные дефекты, амплитуда некоторых значительно (на 20-30 дБ) превышала браковочный уровень³. Общее количество обнаруженных дефектов — 7 шт.

При проведении контроля через год (через 7 тыс. ч), при наработке 272 тыс. ч, видимого роста увеличения количества дефектов не обнаружено.

При наработке турбины 305,5 тыс. ч был проведен очередной контроль металла ротора. Зафиксировано значительное увеличение количества недопустимых дефектов — 21 шт. (рис. 3, дефектограмма приведена на схеме второй сверху, на ней отмечены только протяженные дефекты). Амплитуда для большинства дефектов превышала браковочные значения (на 20-30 дБ). Все обнаруженные дефекты расположены на глубине 45-49 мм от поверхности канала.

Большинство дефектов протяженные, некоторые длиной до 1 м и имеют выраженную направленность по винтовой линии.

Характерными особенностями дефектов, выявленных в этом роторе, являются:

все обнаруженные дефекты расположены на одной глубине — 45-49 мм от поверхности канала;

³Для одиночных дефектов, согласно [2], браковочным уровнем является амплитуда отраженного сигнала от эквивалентного отражателя $\varnothing 6$ мм, что на 10 дБ выше, чем контрольный уровень фиксации, который определяется эквивалентным плоскодонным отражателем $S = 3 \text{ мм}^2$ ($\varnothing 2 \text{ мм}$).

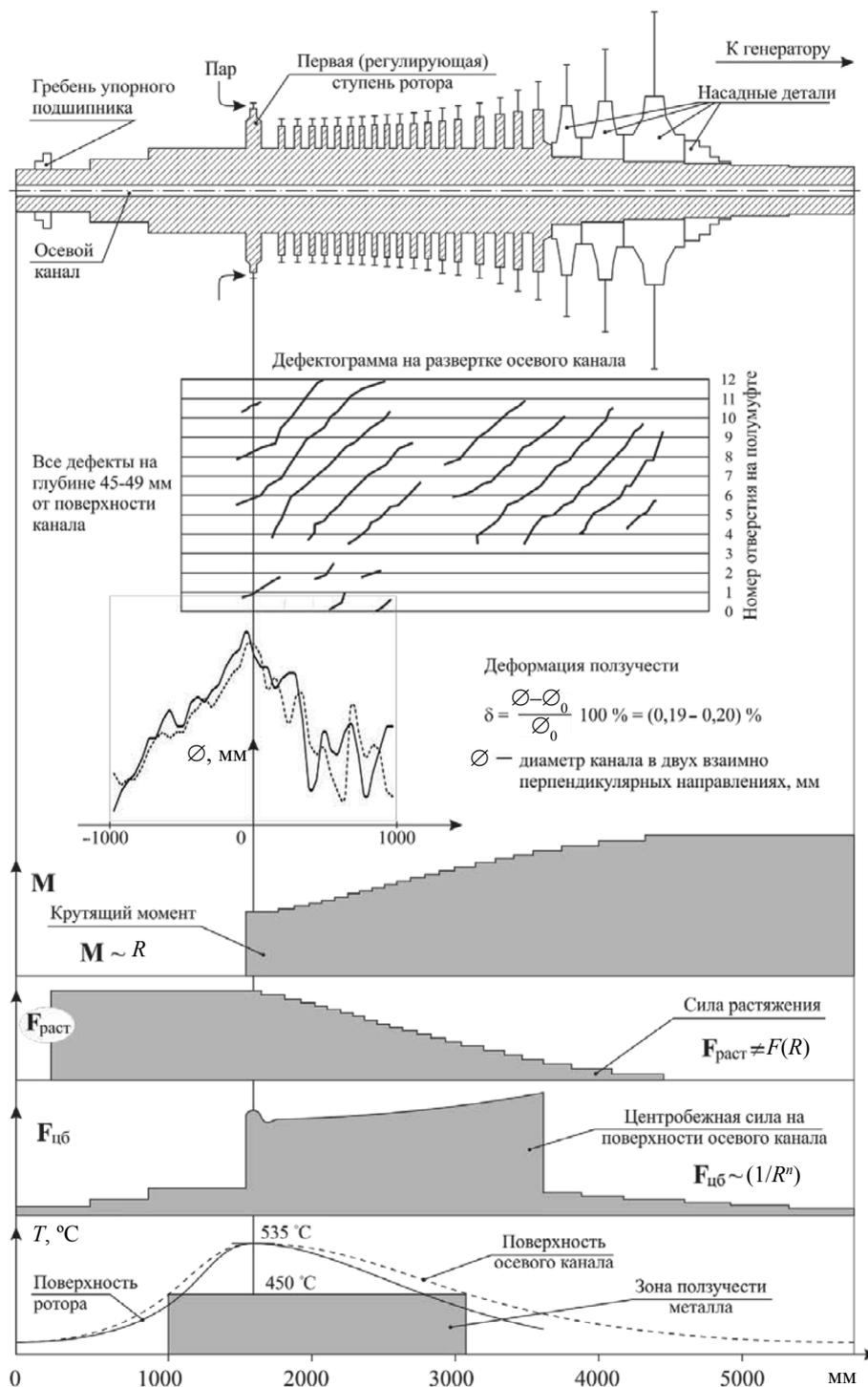


Рис. 3. Сводная диаграмма обнаруженных дефектов, деформации ползучести, эпюр усилий и распределения температур в роторе турбины К-50-90.

большинство дефектов протяженные, некоторые длиной до 1 м и имеют выраженную направленность по винтовой линии;

в расположении дефектов прослеживаются пять винтовых линий, вложенных друг в друга с шагом между ними 400—430 мм.

При визуальном контроле поверхности осевого канала, проведенном после удаления окалины и шлифовки, обнаружена спиралевидная волнистость поверхности осевого канала в зоне «бочки» под цельноковаными ступенями (рис. 4, 5, все фотографии сделаны в сторону генератора —

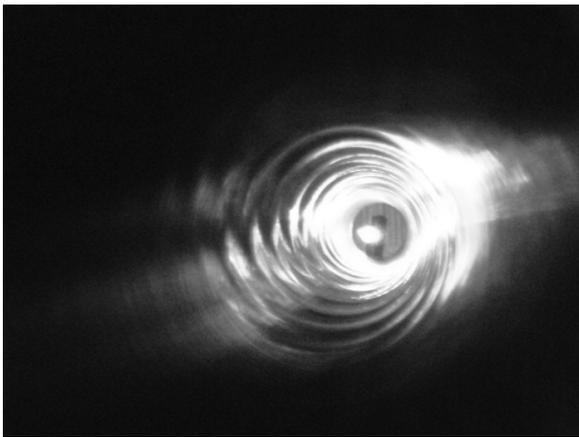


Рис. 4. Волнистость поверхности осевого канала. Шаг между гребнями — 400—430 мм. Фотография с искусственной подсветкой со стороны, противоположной наблюдению.

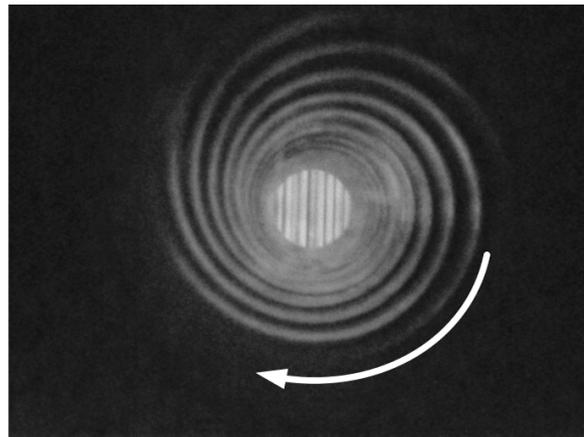


Рис. 5. Фотография с естественным освещением со стороны, противоположной наблюдению. Стрелкой показано направление вращения ротора. Хорошо видны пять «рукавов галактики» — одна в другой пять спиралей. Шаг каждой из спиралей равен 2000—2100 мм.

по ходу пара). Эта волнистость свидетельствует о винтообразной остаточной деформации вала ротора. При предыдущих обследованиях такая деформация не наблюдалась.

По значениям измеренного диаметра осевого канала в зоне ± 1000 мм от регулирующей⁴, то есть 1-й (по ходу пара) ступени, был составлен график. Он представлен на рис. 3 (схема 3-я сверху). Амплитуда деформации, выраженная в % от диаметра, рассчитана по формуле (см. рис. 3) и равна 0,19-0,20.

Как видно на рис. 5, деформация поверхности осевого канала представляет собой пять спиралей, вложенных друг в друга. Шаг между спиральями на поверхности канала совпадает с шагом между спиральями расположения дефектов на дефектограмме, полученной при ультразвуковом контроле.

Интересно отметить, что на одном из перечисленных выше роторов (на роторе турбины ПТ-25-90), обследованном также неоднократно, наблюдается картина, несколько отличная от картины описываемого случая. В этом роторе при ультразвуковом контроле также обнаружены протяженные спиралевидные дефекты, расположенные примерно на одной глубине от поверхности осевого канала, на которой также имеется спиралевидная деформация. Причем количество спиралей на дефектограмме и шаг между ними совпадают с количеством спиралей деформации и шагом между ними на поверхности канала. Единственное отличие от ротора турбины К-50-90 состоит в том, что в «галактике» ротора турбины ПТ-25-90 наблюдаются не пять, а три спирали, вложенные друг в друга.

В дополнение к спиральности деформации ползучести, описываемой в данной статье, приведем сообщение, не вошедшее в печатные материалы Международной научно-технической конференции «Диагностика и ресурс металла теплосилового оборудования электростанций» ОАО «ВТИ» (2016 г.): при правке высокотемпературных роторов, в которых при эксплуатации возникает прогиб вала, встречаются роторы, прогиб в которых не расположен в одной плоскости. В этих роторах ось вала, в его высокотемпературной зоне, представляет из себя как бы 1-1,5 витка штопора.⁵

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

На рис. 3 ниже схемы ротора турбины К-50-90, дефектограммы и графика результатов измерения диаметра осевого канала приведены схемы эпюр действия основных сил и моментов на вал ротора (в стационарном рабочем состоянии турбины):

- крутящего момента M , создаваемого паром на лопатках и передаваемого генератору;
- силы растяжения $F_{\text{раст}}$, возникающей из-за лобового сопротивления лопаток, которая уравновешена реакцией упорного гребня подшипника;
- центробежной силы $F_{\text{цб}}$ (приведена эпюра для силы на поверхности осевого канала, то есть там, где она максимальна).

⁴Так называется 1-я ступень на роторе высокого давления.

⁵Сведения приводятся с разрешения автора сообщения Е.В. Шилехина (ЗАО «Турбинист», г. Тольятти).

Еще ниже на рис. 3 приведена схема распределения температуры вдоль поверхности ротора.

Рассмотрим распределение по сечению вала суммарных растягивающих напряжений и порознь вклады в них, создаваемые крутящим моментом, растягивающей силой и центробежной, с учетом их зависимости от расстояния, отсчитываемого от оси вала, — R . Растягивающая сила $F_{\text{раст}}$ из-за лобового сопротивления лопаток создает однородно распределенные по сечению вала растягивающие напряжения. Растягивающие напряжения, создаваемые крутящим моментом, увеличиваются с увеличением расстояния от оси вала R , а растягивающие напряжения из-за центробежных сил уменьшаются с расстоянием R .

Из такого достаточно простого рассмотрения вкладов в растягивающие напряжения от всех трех основных воздействий ясно, что суммарные действующие растягивающие напряжения максимальны не на поверхности осевого канала и не на поверхности вала ротора, а где-то между ними.

Становится понятным, почему металлургические дефекты на поверхности осевого канала не служат источниками трещин, как отмечено в [7, 8]. Поверхность осевого канала при эксплуатации вала ротора (в отличие от разгонных испытаний, когда на образец, вырезанный из вала, действует только центробежная сила) не является зоной, где действуют максимальные напряжения.

В дополнение к обоснованию факта, что поверхность осевого канала не является самой напряженной зоной вала, приведем результаты измерения скорости поверхностных волн (вдоль направляющей и вдоль образующей цилиндрической поверхности осевого канала) по методике, описанной в [12]. При измерении скорости поверхностных волн в осевом канале одного из роторов — ротора высокого давления турбины Т-50-130 (в этом роторе имеются наибольшие значения остаточной деформации⁶) — уменьшения скорости, характеризующего наличие микропор ползучести, не обнаружено. Это говорит о том, что металл поверхности осевого канала находится на первой или второй стадии ползучести, на которых еще не образуются микропоры ползучести, а на глубине ~50 мм от поверхности канала имеются дефекты, которые говорят о том, что металл этой зоны ротора находится на более высокой (третьей) стадии ползучести (последней, при которой остаточная деформация увеличивается с ускорением, что и приводит к разрушению).

Приведенные в нормативных документах [4—6] предельно допустимые значения остаточной деформации металла роторов (1,0 % для стали Р2 и 0,8 % для остальных роторных сталей) взяты из результатов лабораторных испытаний стали на ползучесть, то есть из простой схемы нагружения образца одной растягивающей силой. При этом в поперечном сечении образца возникают однородно распределенные растягивающие напряжения.

На ротор, как показано выше, действуют три основных воздействия (силы и момент) и в нем возникает сложнапряженное состояние с неоднородно распределенными напряжениями. Но это значит, что применять критерии состояния, взятые из простых испытаний, нужно с известной долей осторожности. Хорошо известно, что и достаточно пластичный металл может разрушаться хрупко (то есть катастрофически быстро), если в нем имеется сложнапряженное состояние и нагрузка нарастает достаточно быстро. В роторах могут возникать ситуации, когда крутящий момент сил нарастает быстро и его пиковое значение в несколько раз превышает крутящий момент сил, приложенный к ротору в его стационарном рабочем состоянии. Такой ситуацией является короткое замыкание в электрической сети.

При проектировании турбогенератора его валопровод (совместный вал — роторы турбины и ротор генератора) рассчитывается на способность сопротивляться воздействиям, возникающим при внезапном коротком замыкании в электрической сети, к которой подключен генератор [13]. В этом расчете учитываются свойства металла в состоянии поставки. Трудно предсказать поведение металла ротора, в котором имеются многочисленные протяженные (с длиной, пусть и эффективной, то есть определенной ультразвуковым методом, по несколько дециметров) дефекты, как в роторе турбины К-50-90. Во-первых, это дефекты эксплуатационные, то есть возникшие при той же схеме нагружения, что и при коротком замыкании (только соотношения величин сил и момента различны); во-вторых, их размеры превышают все допустимые в инструкциях нормы; в-третьих, они как концентраторы напряжений являются источниками дополнительных напряжений в металле ротора; в-четвертых, в настоящее время достаточно надежно установлено, что микродефекты ползучести уже на стадии микропор ползучести⁷ влияют на динамическую механическую харак-

⁶В этом роторе величина остаточной деформации ползучести вала, рассчитанной по результатам измерения диаметра осевого канала, равна 0,36 – 0,38 % [11]. В валах роторов турбин К-50-90 и ПТ-25-90 значения остаточной деформации равны 0,19 – 0,20 и 0,35±0,04 % соответственно. В роторе среднего давления турбины К-300-240 измерения диаметра осевого канала не проводились, т.к. осевой канал этого ротора протачивался для удаления поверхностных дефектов, обнаруженных при первом контроле.

⁷Микропоры ползучести — это микродефекты с размерами в несколько микрон, которые не обнаруживаются при ультразвуковом контроле.

теристику — ударную вязкость, понижая ее [14]. Все эти четыре обстоятельства увеличивают риск возможности хрупкого разрушения ротора при внезапном коротком замыкании.

К настоящему времени многие паровые турбины отработали свой парковый ресурс и срок их эксплуатации продлевался по несколько раз, то есть они достаточно стары физически и морально: их КПД в 1,5 раза меньше, чем у современных блоков парогазовых установок. Но несмотря на это, их эксплуатация продолжается и массовая замена не предвидится. В частности, все четыре ротора, приведенные в качестве примеров в данной статье, в настоящее время находятся в эксплуатации: два эксплуатируются постоянно, а два используются как подменные, то есть эксплуатируются периодически.

Ползучесть является процессом деградации металла, который не имеет порога стабилизации (по напряжениям) в отличие, например, от усталости металла (если она не происходит в химически активной среде). Ползучесть металла проявляется при температурах, когда становятся активными процессы диффузии не только атомов внедрения, но и атомов самой кристаллической решетки матрицы. Для перлитных низколегированных сталей, к которым относятся все роторные стали, — это температуры выше 450 °С. Если деталь из перлитной стали эксплуатируется при температуре выше 450 °С, то она имеет ограниченный ресурс даже при малых напряжениях, действующих в ней. Поэтому по мере старения парка турбин признаки ползучести металла будут возникать у все большего количества роторов.

В связи с этими обстоятельствами неизбежно возникает необходимость решения вопросов о: повышении достоверности контроля, объемах и методах контроля роторов с подобными дефектами; критериях оценки состояния металла роторов, у которых имеются явные признаки ползучести; сроках безопасной эксплуатации таких роторов; том, как «смягчить» воздействие при коротком замыкании на ротор, у которого есть эксплуатационные дефекты.

В заключение данной статьи приведем сведения о дефектах другого типа, также возникающих при эксплуатации, но не в высокотемпературных, а низкотемпературных роторах среднего и низкого давления. В металле вала при его вращении, кроме напряжений, рассмотренных выше, еще действуют циклические напряжения растяжения-сжатия вследствие прогиба вала, которые в некоторых роторах низкого и среднего давления из-за большой массы насадных дисков приводят к появлению кольцевых усталостных трещин в канавках под насадными дисками. Достаточно подробно эта проблема освещена в [15]. Стоит отметить, что до настоящего времени не разработана методика обнаружения таких кольцевых трещин без снятия насадных дисков с вала ротора (если подразумевать под методикой технологию, вошедшую в один из нормативных документов Системы промышленной безопасности, действующей в России в настоящее время). Возможно, информация об этой проблеме привлечет к ней внимание со стороны специалистов по ультразвуковому контролю.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Резинских В.Ф., Гинзбург Э.С., Клытина А.М. и др. Методические рекомендации и атлас повреждений деталей проточной части турбин. Исследование изломов. М.: ВТИ, 1993. 132 с.
2. Резинских В.Ф., Гладиштейн В.И., Авруцкий Г.Д. Увеличение ресурса длительно работающих паровых турбин. М.: Изд. дом МЭИ, 2007. 295 с.
3. Зигель М., Ньюхауз Э., Шрайнер Т. (Siemens/KWU) Переаттестация турбинных элементов / Сб. докл. на междунар. конф. «Продление ресурса ТЭС». Т 3. Докл. 25. Пер. с нем. М.: ВТИ, 1994. С. 45.
4. И 34-70-013-84. Инструкция по контролю за металлом котлов, турбин и трубопроводов. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1984. 40 с.
5. РД 10-577-03. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. М.: НТЦ Госгортехнадзора РФ, 2003. 123 с.
6. СО 153-34.17.440-2003. Инструкция по продлению срока эксплуатации паровых турбин сверх паркового ресурса. М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. 170 с.
7. Гофман Ю.М. Оценка работоспособности металла энергооборудования ТЭС. М.: Энергоатомиздат, 1990. 136 с.
8. Темрюк В.М., Волков Б.И., Балашов Ю.В. Диагностика, ремонт и оценка ресурса роторов паровых турбин из стали 34ХМ с дефектами на поверхности осевого канала. Научно-техн. конф. «Металл оборудования ТЭС. Проблемы и перспективы» / Сб. докл. М.: ОАО «ВТИ», 2006. С. 194—198.
9. И 34-70-005-82. Инструкция по ультразвуковому контролю цельнокованных роторов паровых турбин со стороны осевого канала. М.: СПО «Союзтехэнерго», 1984. 39 с.
10. Пермикин В.С., Стадников Я.В. Нужен ли повторный ультразвуковой контроль ротора со стороны осевого канала? Научно-техн. конф. «Ресурс, надежность и безопасность теплосилового оборудования электростанций» / Сб. докл. М.: ОАО «ВТИ», 2011. С. 169—171.

11. *Пермикин В.С., Пермикин Д.В., Стадников Я.В., Шумахер В.А.* Ползучесть металла роторов паровых турбин. Междун. научно-техн. конф. «Диагностика и ресурс металла теплосилового оборудования электростанций» / Сб. докл. М.: ОАО «ВТИ», 2016. С. 199—205.

12. *Пермикин В.С.* Патент РФ № 2177612. Способ ультразвукового контроля состояния металла, работающего в условиях ползучести, прогнозирование его остаточного ресурса и акустический блок для его осуществления (варианты). 27.12.2001.

13. РТМ 108.021.13—83. Расчет валопровода турбоагрегата на внезапное короткое замыкание. Л.: ОАО «НПО ЦКТИ», 1984. 31 с.

14. *Антикайн П.А.* Металлы и расчет на прочность котлов и трубопроводов. М.: Энергоатомиздат, 1990. 368 с.

15. *Ермолаев В.В., Жученко Л.А., Шкляр А.И.* и др. Проблемы повреждаемости низкотемпературных роторов паровых турбин. Научно-техн. конф. «Металл оборудования ТЭС. Проблемы и перспективы» / Сб. докл. М.: ОАО «ВТИ», 2006. С. 214—219.