

УДК 622.311.22.019

ПРАКТИКА ФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОИСКРОВЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ УПРОЧНЕНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЛОПАТОЧНОГО АППАРАТА ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЕПЛОВЫХ И АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

БЕЛЯКОВ А.В., ШАПИН В.И., кандидаты техн. наук, ГОРБАЧЕВ А.Н., инж.

Представлены результаты исследований по проблемам электроискрового легирования турбинных лопаток ЦНД, проводимых совместно сотрудниками ВТИ (г. Москва) и кафедры теоретической и прикладной механики ИГЭУ. Приведены оптимальные технологические режимы и инструментарий, результаты объемного тиражирования и практики формирования электроискровых покрытий.

Ключевые слова: эрозионные повреждения, упрочнение и восстановление рабочих лопаток, вибратор, микротвердость.

FORMATION OF ELECTRO-SPARK SURFACES FOR HARDENING AND BLADE SYSTEM RESTORATION OF TURBINE BUCKETS AT THE HEAT AND NUCLEAR POWER STATIONS

A.V. BELYAKOV, V.I. SHAPIN, Candidates of Engineering, A.N. GORBACHEV, Engineer

The authors represented the research results of electro-spark alloying problems of turbine buckets with low-pressure cylinder. The scientists of Moscow Russian Heat Engineering Institute and research workers of Theoretical and Applied Mathematics Department (ISPEU) were carrying out these investigations. The optimal operating practices and list of tools, results of volume replication and formulation of electro-spark surfaces are given.

Key words: erosion damage. turbine buckets hardening and restoration, vibrator, microhardness.

Эксплуатация энергетического оборудования предопределяет воздействие различных факторов, приводящих к износу его элементов, что, в свою очередь, определяет ресурс и надежность энергетического оборудования в целом. В этой связи затраты на замену изношенных и малонадёжных элементов не только неизбежны, но и так велики, что проблема повышения ресурса и надёжности элементов энергетического оборудования является весьма важной и актуальной. Неуклонное возрастание мощности энергетического оборудования определяет повышение эксплуатационных параметров (нагрузок, давления, скорости, температуры), что еще более ужесточает характер эксплуатации оборудования и изнашивания элементов его составляющих.

Одной из наиболее важных является проблема эрозионно-коррозионного повреждения рабочих лопаток (РЛ) паровых турбин ТЭС и АЭС. Проблема эрозионно-коррозионного повреждения РЛ, испытывающих при этом воздействие сложного спектра малоцикловых и высокочастотных термомеханических нагрузок, актуальна уже почти 70 лет. В мировой практике (начиная с 30-х гг. XX в.) при эксплуатации турбин мощностью 50 МВт и выше выявились многочисленные случаи повреждения РЛ последних ступеней. Эти повреждения проявились в наибольшей мере там, где двухфазная среда (пар и капли водяного конденсата) воздействовала на лопатки с наибольшей энергией. Так, например, в 1938 г. советский ученый Л.И. Дегтярев указывал [1], что почти половина наиболее мощных турбин страдает от эрозии.

Эрозия РЛ последних ступеней ТЭС и АЭС является одной из извечных, но до сих пор не решенных проблем паротурбостроения. Практически все отечественные заводы и зарубежные фирмы последние 40 лет ведут экспериментальные и теоретические исследования эрозионной стойкости

различных металлов и ищут новые методы защиты РЛ от каплеударного разрушения.

Указанная проблема актуальна не только для отечественной теплоэнергетики. Так, в США ущерб от эрозии и коррозии оборудования энергоблоков составляет несколько миллиардов долларов [2].

Многолетний опыт эксплуатации последних ступеней мощных конденсационных и теплофикационных паровых турбин свидетельствует о том, что одной из основных причин, определяющих снижение их надежности, является эрозионный износ входных и выходных кромок РЛ. Значительное количество вынужденных остановов паровых турбин ТЭС обусловлено поломками РЛ [3]. По оценкам исследовательского института США EPRI, в 73 % случаев остановов их причиной являются поломки лопаток. Из общего числа поврежденных лопаток больше половины приходится на долю лопаток последних трех ступеней. Преимущественно эрозионным повреждениям подвергается лопаточный аппарат ступеней, работающих в зоне фазового перехода.

Проявление эрозионного износа РЛ возрастает в связи с повышением окружных скоростей на периферии РЛ (до 630–660 м/с) и, нередко, с ухудшением водного режима на электрических станциях. Сегодня эрозионный износ РЛ необходимо рассматривать в сочетании с коррозией металла под воздействием агрессивных сред, содержащихся в паре. Многолетние статистические исследования результатов эксплуатации 25 теплофикационных турбин Т-100-130 и 15 турбин Т-250/300-240 показали, что из-за повреждений ресурс РЛ последних ступеней составляет в среднем 50 тыс. ч, а повреждения проявляются в виде усталостных трещин на входных и выходных кромках, причиной которых является концентрация напряжений, вызванная каплеударной эрозией [2].

В этой связи решается актуальная задача повышения надежности и ресурса РЛ последних ступеней ТЭС и АЭС, изготовленных из коррозионно-стойких сталей и титановых сплавов.

Анализ эрозионных повреждений показывает, что входная кромка РЛ после длительной эксплуатации имеет эрозионные повреждения в приторцевой зоне, составляющие 30–50 % от длины рабочей части лопатки, а выходная кромка – повреждения в прикорневой зоне РЛ с размерами, составляющими обычно 30–60 % от длины рабочей части лопатки. Потери мощности турбоагрегатов могут достигать величин более 6,0%, что определяет огромные материальные и финансовые потери. Изнашивание входной и выходной кромок под эрозионным воздействием влажнопарового потока до предельно допустимых размеров, а также наличие недопустимых дефектов на РЛ (трещины, точечные и линейные сквозные промывы и пр.) обязывают энергетические предприятия производить замену РЛ, что также сопряжено с большими финансовыми затратами, так как стоимость РЛ, особенно последних ступеней, весьма высока и составляет для РЛ паровых турбин мощностью 300, 500 и 800 МВт около 1000 дол. США за штуку при изготовлении их из коррозионно-стойких сталей 20Х13-Ш, 15Х11МФ-Ш, 13Х11Н2В2МФ-Ш и около 6000 дол. за штуку при изготовлении их из титановых сплавов, например, из сплава ТС-5.

Учитывая изложенное выше, нашей задачей стала разработка универсального технологического процесса, позволяющего упрочнять и восстанавливать изнашиваемые поверхности РЛ в процессе эксплуатации при проведении ремонтных работ на паровых турбинах. С этой целью был проведен анализ основных существующих в настоящее время методов борьбы с эрозией РЛ паровых турбин. Особое внимание при этом было уделено методам, в которых технологические операции осуществлялись на лопатках, находящихся в составе ротора.

Анализ литературных источников и нормативных документов показал, что существует, как минимум, 15 активных и пассивных способов борьбы с эрозионным воздействием влажно-капельного парового потока, предлагаемых различными предприятиями. Из них активных – 5 способов, пассивных – 9. При этом следует отметить, что с помощью активных способов можно обеспечить удаление около 50–60% влаги. Поэтому для эффективной борьбы с эрозией необходимо использовать одновременно как активные, так и пассивные способы.

Приведем некоторые характеристики активных и пассивных способов.

Активные способы:

1. *Влагоудаление* [4, 5]. Существует большое разнообразие конструктивно-схемных решений. Осуществляется удаление части влаги – до 50–60%. При этом следует отметить, что существует опасный эрозионный износ отдельных лопаток первые 5–10 лет эксплуатации.

2. *Оптимизация сопряжения бандажей* [4, 5]. Используется на большинстве ТЭС. При этом отмечается сложность осуществления технологического процесса оптимизации сопряжения бандажей.

3. *Соблюдение эксплуатационных параметров турбины*. Неукоснительное соблюдение эксплуатационных параметров турбины в течение всего срока эксплуатации является предпочтительным,

так как большинство повреждений происходит на фоне несоблюдения (нарушения) эксплуатационных параметров.

4. *Постоянный контроль за уровнем динамических напряжений с использованием дискретно-фазового метода*. Применяется для обеспечения работы турбины в расчетных эксплуатационных параметрах на большинстве ТЭС с турбоагрегатами большой мощности. К недостаткам следует отнести трудности обеспечения контроля за уровнем динамических напряжений с использованием дискретно-фазового метода.

5. *Нагрев направляющих лопаток паром*. Этим методом достигается уменьшение количества крупнодисперсной влаги. Однако этот путь приводит к усложнению конструкции направляющих лопаток, диафрагм и конструкции в целом. Метод реализован пока только на экспериментальных установках.

Пассивные способы:

1. *Закалка токами высокой частоты (ТВЧ)* [6]. Этим способом осуществляется защита входных кромок рабочих лопаток из стали 15Х11МФ-Ш на длину не менее 1/3 от длины рабочей части пера. Характеризуется сложностью технологии, которая определяется высокими требованиями к конструкциям индукторов ТВЧ, а также специализированным сложным оборудованием. К недостаткам можно отнести следующее:

- невозможность осуществления технологического процесса непосредственно на облопаченном роторе;
- большая вероятность образования трещин длиной до 0,5 мм в закалочных зонах металла лопаток;
- отсутствие технологического процесса высокого отпуска.

Способ закалки ТВЧ применяется на АО «Турбоатом» (Украина) для ТЭС и АЭС с турбинами типа К-300-240 ХТГЗ, К-500-240 ХТГЗ, К-750-240 ХТГЗ, К-1000-60/1500 ХТГЗ.

2. *Напайка (припайка) стеллитовых пластин из кобальтового стеллита марки ВЗК* [4, 5]. Напайка (припайка) стеллитовых пластин из стеллита ВЗК осуществляется с помощью серебряного припоя ПСр-45. Способ является основным для защиты входных кромок лопаток и внедрен для РЛ турбин ЛМЗ и УТМЗ. Этим способом обеспечивается защита наиболее повреждаемой части входной кромки РЛ (до 400 мм) на период 10–15 лет. В ряде случаев на ТЭС применялся ремонт лопаток, при котором стеллитовые пластины напайвались в места отслоившихся. Однако этот прием ремонтной технологии не всегда себя оправдывал из-за перегрева лопатки. Основные недостатки способа заключаются в следующем:

- ухудшается аэродинамика профиля рабочих лопаток;
- ускоряется промыв метла за пластинами, в зоне резкого изменения профиля, имеющего вид почти ступеньки;
- закрепление стеллитовых пластин посредством серебряного припоя является ненадежным;
- происходит отрыв отдельных пластинок и повреждение ими трубок конденсатора, (например, на блоках 300, 800 МВт Рязанской ГРЭС, 300, 1200 МВт Костромской ГРЭС);
- несовершенство технологии пайки стеллитовых пластинок к лопаткам из стали ЭИ961-Ш

(13X11H2B2MФ-Ш) приводит к образованию опасных подкалочных зон, способствующих образованию и развитию усталостных трещин, создающих аварийные ситуации (например, на блоках 800 МВт Сургутской ГРЭС-2 (Циркуляр Ц 01-00) [7];

- неподдающийся прогнозу процесс отрыва стеллитовых пластинок может ухудшать отстройку от резонанса отдельных лопаток, что, в свою очередь, может ускорить процесс повреждения и аварийного разрушения энергоблоков ТЭС с турбинами ЛМЗ и ТМЗ.

3. *Диффузионное никельборирование* (по рекомендации французской фирмы «Лаваль») [8]. Этим способом осуществляется защита входных и выходных кромок от эрозии и всей лопатки от коррозии. Однако информация по использованию никельборирования за рубежом отсутствует.

4. *Приварка (и/или наварка) пластин вместо поврежденной части лопатки* [9]. Способ рекомендован ОАО «НПО ЦКТИ». Реализуется как без разлопачивания ротора при вскрытом цилиндре, так и с разлопачиванием на лопатках из сталей 20X13-Ш, 15X11MФ-Ш. Позволяет восстанавливать близкий к исходному профиль рабочих лопаток. Однако приварка пластин без соответствующей термообработки опасна.

Наварка защитного слоя в зонах, подвергшихся эрозии, также опасна и не может быть рекомендована для РЛ в качестве типового нормативного способа. Имеется информация об аварийных ситуациях, возникающих при разрушениях таких лопаток. Ремонт рабочих лопаток осуществляется путем нанесения высоконикелевой аустенитной наплавки без послесварочной термической обработки с обязательной приваркой стеллитовых пластин из кобальтового стеллита марки ВЗК.

Наличие аустенитной наплавки неизбежно приводит к получению сварочного соединения с резкой химической, структурной и механической неоднородностью металла по зонам.

Реализация технологии осуществлялась группой ТЭС в течение 10 лет.

5. *Ионная имплантация с формированием на поверхности покрытия TiN* [10, 12]. Покрытие наносится на лопатки в специальных камерах при использовании вакуумного оборудования. Обязательно разлопачивание ротора. Упрочнение достигается за счет формирования износостойкого коррозионно-стойкого однослойного покрытия из TiN или многослойного с возможным чередованием слоев (Ti+TiN), толщина которого не превышает 50 мкм. Способ предполагает использование дорогостоящего вакуумного оборудования. К недостаткам следует отнести:

- низкую производительность при формировании покрытия;
- высокую стоимость процесса формирования покрытия;
- разнотолщинность покрытия на лопатке, в зависимости от расположения катода по отношению к лопатке.

В энергетике ионная имплантация с покрытиями на основе TiN отработана на РЛ последних ступеней из сталей 20X13-Ш и 15X11MФ-Ш, но широкого применения не получила. С 2004 г. проводится промышленный эксперимент на ТЭЦ-25 ОАО «Мосэнерго» в составе турбины Т-250/300.

6. *Ремонт рабочих лопаток нанесением высокохромистой наплавки*. [11–13]. Наплавка осуществляется в разлопаченном состоянии ручной аргонодуговой сваркой на РЛ из стали 15X11MФ-Ш сварочной проволокой Св-05Х14 Ø 1,6–2,2 мм с последующей приваркой стеллитовых пластин с использованием проволоки Св-06Х15Н60М15 Ø 1,6 без подогрева. Ток при аргонодуговой сварке – от 60 до 115 А. Процесс наплавки осуществляется с последующим отпуском при температуре 700 °С в течение 0,5 ч. Отремонтированные многослойной наплавкой РЛ РНД из стали 15X11MФ-Ш успешно эксплуатируются на ряде ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» в составе турбин Т-250/300.

7. *Наплавка кобальтовым стеллитом марки ВЗК* [14]. Применяется порошковая проволока Ø2,6мм из стеллита марки ВЗК. Способ позволяет осуществлять ремонт изношенных лопаток. Наплавка характеризуется высокой прочностью основного и наплавленного металла. Стеллит наплавляют в нейтральном или слегка восстановительном кислородно-ацетиленовом пламени, во избежание изменения содержания углерода в наплавленном металле, так как науглероживание повышает чувствительность стеллита к образованию трещин.

Процесс осуществляется на демонтированных РЛ. Необходима зачистка кромок РЛ и шлифовка наплавленного металла после наплавки.

При этом необходимо помнить, что наплавка в кислородно-ацетиленовом пламени опасна, так как может инициировать образование микродефектов.

Данных о конкретном использовании и эффективности применения этого технологического процесса не имеется.

8. *Дозвуковое и сверхзвуковое плазменное напыление износостойких покрытий*. Покрытие наносится как на новые лопатки, так и на изношенные с разлопачиванием ротора в специальных камерах. Фактически срок защиты лопаток пока существенно меньше года, а лучший – до 18 месяцев–2 лет (по зарубежным данным). Сведений о положительных результатах на ТЭС России пока не имеется.

9. *Электроискровое легирование (ЭИЛ)* [8]. Электроискровое упрочнение входных кромок РЛ из высокохромистых коррозионно-стойких сталей 20X13-Ш, 15X11MФ-Ш для формирования защитно-упрочняющего покрытия из металлокерамического твердого сплава Т15К6 применяется с 60-х годов XX столетия на АО «Турбоатом» (Украина) для большого количества ТЭС и АЭС. Производительность формирования покрытия – 2–3 см²/мин. Недостатки способа:

- осуществление процесса формирования покрытия на РЛ в разлопаченном состоянии;
- громоздкость оборудования для осуществления процесса ЭИЛ;
- нарушение сплошности формируемого покрытия;
- невозможность получения слоя толщиной более 0,3–0,5 мм.

Все рассмотренные пассивные способы обладают достоинствами и недостатками. Некоторые способы позволяют эффективно упрочнять изнашиваемые поверхности лопаток, другие – восстанавливать геометрический профиль лопаток. Основными недостатками рассматриваемых способов является то, что многие из них оказывают сильное термическое влияние на материал лопатки или не применимы при использовании их в условиях станци-

онных ремонтов, когда нет возможности осуществлять процесс упрочнения или восстановления РЛ при нахождении их на роторе турбины.

Технико-экономический анализ способов пассивной защиты от эрозионно-коррозионного изнашивания входных и выходных кромок РЛ последних ступеней паровых турбин позволил обратить серьезное внимание на возможности метода ЭИЛ при формировании эрозионностойких защитных покрытий на входной и выходной кромках, тем более, что метод ЭИЛ, традиционно, более 40 лет использовался при упрочнении входных кромок лопаток последних ступеней паровых турбин на Харьковском турбинном заводе «Турбоатом». При этом термическое воздействие на материал лопаток минимально. Метод достаточно прост и легко может быть реализован в условиях любого предприятия. Оценка метода с точки зрения борьбы с эрозионными повреждениями, по данным различных исследователей, весьма невысока. Применение твердого металлокерамического сплава Т15К6 в виде покрытия толщиной 0,25 мм уступает по эрозионной стойкости кобальтовому стеллиту марки ВЗК в виде пластин, припаиваемых к входной кромке лопатки. Если говорить о достоинствах метода ЭИЛ с точки зрения упрочнения поверхности лопаток, то они следующие:

- возможность нанесения в виде покрытия любого токопроводящего материала, в том числе коррозионно- и износостойкого;
- локальное формирование покрытия в местах эрозионного изнашивания (входная и выходная кромка);
- возможность формирования покрытия за счет поочередного нанесения электродных материалов;
- высокая прочность сцепления сформированного покрытия с материалом подложки, близкая к когезионной прочности наносимого материала или материала подложки за счет поверхностных металлургических процессов и образования диффузионной зоны между покрытием и подложкой;
- возможность формирования гидрофильного покрытия за счет высокой шероховатости, позволяющей удерживать определенный слой влаги на поверхности сформированного покрытия;
- отсутствие нагрева материала лопатки;
- возможность создания небольших установок по габаритам и весу, применимым в условиях любого предприятия;
- универсальность применения технологии ЭИЛ относительно других деталей;
- возможность механизации и автоматизации процесса;
- сравнительно высокие характеристики по производительности (0,5–2,0 мин/см²);
- быстрое освоение техническим персоналом технологического процесса формирования покрытия.

К недостаткам метода следует отнести следующие:

- малая толщина формируемого слоя покрытия (до 0,3 мм);
- стационарное оборудование для формирования покрытия и невозможность его использования в условиях ремонта рабочих лопаток, находящихся в составе ротора;

- невозможность формирования покрытий из не-токопроводящих материалов;
- нарушение сплошности формируемого покрытия.

Учитывая достоинства и недостатки метода ЭИЛ, с 1999 г. ВТИ совместно с Рязанской ГРЭС, Костромской ГРЭС, Ставропольской ГРЭС, ИГЭУ приступил к разработке технологического процесса упрочнения и восстановления входных и выходных кромок РЛ последних ступеней паровых турбин ТЭС и АЭС. Разработка включала три основных направления:

- поиск и исследование новых эрозионностойких материалов для упрочнения и восстановления методом ЭИЛ;
- разработку нового мобильного оборудования и оснастки для формирования покрытия на РЛ;
- разработку нормативного технологического процесса для формирования покрытия в процессе упрочнения и восстановления.

Процесс исследования эрозионной стойкости материалов, обработка технологического процесса, опробование оборудования осуществлялись на РЛ последних ступеней различных профилей (№№ 1224, 1355, 1400 и др.) действующих турбин К-300-240 ЛМЗ и ХТГЗ. При этом РЛ изготавливались из сталей мартенситного класса 15X11МФ-Ш, 13X11Н2В2МФ-Ш (ЭИ961-Ш), псевдо α -титанового сплава ТС-5. В целях определения эффективности различных покрытий в отношении эрозионной стойкости их формирование производилось из большого сочетания различных материалов. В качестве материалов для этих исследований использовались: чистые металлы (вольфрам и молибден), способные формировать износостойкие интерметаллидные соединения, такие как Fe₂W, Fe₂Mo, Fe₇W₆ и др.; металлокерамические твердые сплавы Т15К6, ВК6, ВК6ОМ, ВК8; кобальтовый стеллит марки ВЗК; никелевые износостойкие сплавы ВЖЛ2, ВЖЛ2М, ВЖЛ16; сталь 15X11МФ-Ш; износостойкая никелевая бронза ВВрЗ. При этом для расширения спектра испытываемых покрытий эти материалы наносились в различных сочетаниях с количеством компонентов не более двух, например, W + стеллит ВЗК или Mo + сплав ВЖЛ2М. В процессе эксплуатации в течение 2-х лет производились периодические осмотры состояния входных и выходных кромок РЛ в целях выявления лидирующих покрытий по эрозионной стойкости.

В результате таких исследований наиболее перспективными для упрочнения и восстановления РЛ последних ступеней оказались покрытия из следующих материалов:

- ВК6; ВК6М, ВК6ОМ, ВК-8, стеллита ВЗК, износостойких никелевых сплавов ВЖЛ2 (ВЖЛ2М) при формировании покрытия на новых лопатках;
- W + стеллит ВЗК; Mo + стеллит ВЗК при восстановлении кромок лопаток.

Однослойные покрытия использовались при упрочнении РЛ, двухслойные покрытия – при восстановлении РЛ при условии сильного эрозионного износа.

В связи с тем, что для качественного формирования ЭИЛ-покрытия требуется довольно чистая поверхность, технологический процесс при восстановлении РЛ предусматривает подготовку эродированной поверхности лопаток зачисткой с помощью абразивных кругов и удаление эрозионных язвин на 80 % обрабатываемой площади. Наиболее глубокие язвины не удаляются зачисткой. Для этого используются вольфрам или молибден, имеющие высокие

температуры плавления (соответственно 3411 и 2625 °С), с помощью которых при формировании первого слоя ЭИЛ-покрытия переплавляют поверхностный слой металла лопатки. При этом осуществляется обработка поверхности оставшихся язвин, выжигание оксидных продуктов с поверхности язвин. Такая технология позволяет осуществлять минимум подготовительных операций шлифовкой и сохранять максимальной толщину лопатки. На подготовленную таким образом поверхность наносят второй слой покрытия из сплава ВЗК, который является рабочим, обеспечивая противозерозионную защиту.

Одновременно с поиском материалов покрытий для упрочнения и восстановления входных и выходных кромок РЛ решалась вторая задача – разработка технологичного и эффективного оборудования для электроискрового легирования.

Применение установок типа «ЭФИ» и «ЭЛИТРОН» производства Республики Молдова [15] оказалось малоперспективным из-за низкой производительности, больших габаритов и веса. Например, установка «ЭЛИТРОН-20» с максимальной энергией единичного импульса в 1,0 Дж имеет габариты 480×480×200 мм, а массу – 33 кг. При этом время формирования покрытия на одной лопатке составляет от 40 до 60 мин. Другой, явно слабой позицией было использование электромагнитного вибратора, которым укомплектовывалась установка и у которой весьма низкими были ресурс и надежность. Время работы электромагнитных вибраторов до первой поломки составляло от 1 до 100 ч. При этом имело место частое отклонение от установленных параметров режима вибрации по частоте и амплитуде вибрации из-за быстрой разладки вибратора.

Учитывая перечисленные выше недостатки оборудования, необходимость создания специализированного оборудования для формирования покрытий стала очевидной. При этом разработка установок для ЭИЛ осуществлялась в нескольких направлениях, включавших разработку источников питания (генераторов импульсов) и вибраторов. Работа над конструкцией вибраторов предусматривала модернизацию электромагнитных вибраторов и создание новой конструкции вибратора.

Во-первых, так как все существующие установки, разработанные для ЭИЛ ранее, имели в источниках питания понижающий трансформатор (с 220 В на рабочее пониженное напряжение), на долю которого приходилось не менее 50 % массы и габаритов источника питания, то отказ от напряжения переменного тока 220 В в условиях станции и переход к использованию стационарной сварочной сети постоянного тока 60–80 В давали существенный выигрыш в габарите и массе установки для формирования покрытий. В результате этой работы нами были спроектированы и изготовлены установки ГБФ-2 и ГБФ-2М, имеющие 7 тиристорных разрядных контуров (каналов), обеспечивающих энергию единичного разрядного импульса от 0,38 до 4,32 Дж. При этом масса генераторов импульсов составила не более 15 кг, а габаритные размеры – 360×340×220 мм. Для управления генерацией сигнала источники питания установок ГБФ-2 запитывались напряжением 220 В, так как для этого в конструкции источника питания предусматривался понижающий трансформатор 220/5 В. Указанная установка предназначалась для формирования покрытий на РЛ при положении ротора в опорах скольже-

ния турбоагрегата или на козлах (стапеле) в условиях ремонтной площадки. В целях использования установки при формировании покрытия на РЛ последних ступеней без вскрытия крышек цилиндров (через конденсатор турбоагрегата) и обеспечения требований электробезопасности в установках ГБФ-2М предусматривалась схема переключения, позволяющая получать питание 5 В непосредственно от трансформаторного блока, устанавливаемого за пределами конденсатора турбоагрегата.

Во-вторых, другим направлением стала разработка малогабаритных мобильных установок, способных работать как от стационарной сварочной сети постоянного тока 60–80 В, так и от сети переменного тока с напряжением 220 В. В итоге реализации этого направления было разработано семейство установок для формирования электроискровых покрытий КГБ-1 – КГБ-5, позволяющих производить формирование покрытия РЛ в различных положениях ротора: на опорах скольжения, на козлах ремонтной площадки и без вскрытия крышек цилиндров. При этом масса установок составляла не более 10 кг при габаритах 335×185×220 мм, энергия единичного импульса составляла от 3,0 до 25,0 Дж.

В-третьих, в целях обеспечения бесперебойной работы при формировании покрытия, а также увеличения надежности и ресурса вибраторов была разработана конструкция электромагнитного вибратора, а конструкция электромагнитного вибратора, а конструкция электромагнитного была модернизирована под применение шарниров вместо консольной заделки якоря электрододержателя. На рис. 1 представлен эскиз электромагнитного вибратора с шарнирным креплением якоря электрододержателя с частотой вибрации 100 Гц и амплитудой 0,15–0,2 мм. Однако указанные значения амплитуды вибрации, как показали исследования, не достаточны, чтобы формировать покрытие с максимальной толщиной. Электромагнитный вибратор имел полый электрододержатель, в нижний конец которого закреплялся электрод из материала формируемого покрытия, а верхний конец с помощью шланга присоединялся к системе подачи воздуха. Это позволяло обеспечить охлаждение как электрода, так и зоны обрабатываемой поверхности.

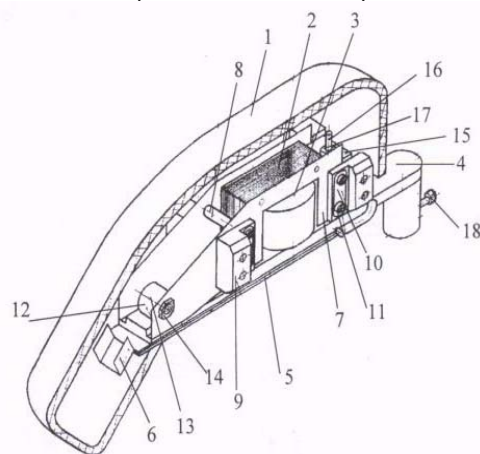


Рис. 1. Конструкция электромагнитного вибратора: 1 – корпус; 2 – сердечник; 3 – катушка; 4 – электрододержатель; 5 – якорь электрододержателя; 6 – клемма; 7 – кармашковая пластина; 8 – втулка, демпфер; 10 – пластина; 11 – винт М3; 12 – втулка; 13 – ось; 14 – гайка М6; 15 – корпус регулятора зазора; 16 – ось регулятора; 17 – гайка М5; 18 – винт прижимной

Исходя из условий обеспечения стабильной амплитуды колебаний вибратора, влияющей на параметры производительности и толщину формируемых покрытий, ОАО «ВТИ» совместно с кафедрой теоретической и прикладной механики ИГЭУ была разработана принципиально новая конструкция вибратора [16], отличающаяся тем, что механические колебания в вибраторе возбуждаются электродвигателем. Электродвигатель приводится во вращение (до 6000 об/мин) переменным (постоянным) током с напряжением до 27 В, что позволяет регулировать частоту вибрации электрода в пределах 20–100 Гц. На рис. 2 представлена конструктивная схема электромеханического вибратора. Электрододержатель совершает механические колебания с фиксированной амплитудой, равной заданному эксцентриситету, для чего используются сменные эксцентрики со значениями эксцентриситета 0,1; 0,15; 0,2; 0,3; 0,6; 0,8; 1,0; 1,2 мм. Исследования кинетики формирования покрытия показали, что для большинства материалов, применяемых для формирования покрытий на РЛ, амплитуда вибрации составляет 0,8 или 1,0 мм. Для одновременного охлаждения двигателя, электрододержателя и рабочей зоны в конструкции предусмотрена система охлаждения сжатым воздухом посредством шлангов, штуцеров и патрубков. Выходящий из вибратора воздух охлаждает как электрод, так и поверхность, которая подвергается обработке. Испытания вибратора показали его высокую надежность и стабильность обеспечения технологических параметров. Ресурс вибратора до первой незначительной поломки составил примерно 12000 ч.

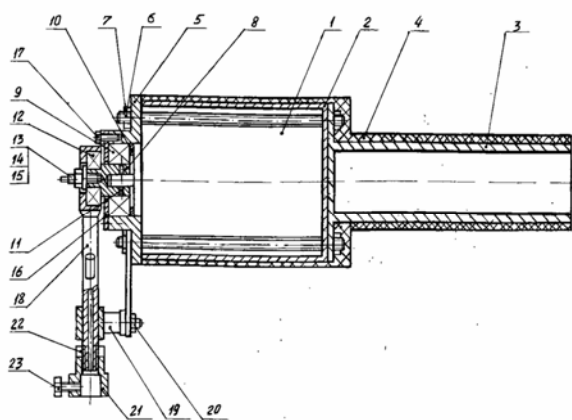


Рис. 2. Конструкция электромеханического вибратора: 1 – электродвигатель; 2 – корпус из капролактама; 3 – рукоятка; 4 – изоляционный материал; 5 – крышка; 6, 7 – шпильки и гайки; 8 – эксцентрик; 9 – подшипник; 10 – шайба; 11 – штифт, соединяющий эксцентрик с валом; 12 – шарикоподшипник; 13, 14, 15 – шпилька, винт и гайка; 16 – крышка подшипника; 17 – винт; 18 – шатун-электрододержатель; 19 – направляющая втулка; 20 – кронштейн; 21 – головка электрододержателя; 22 – контргайка; 23 – зажимной винт для электрода

Воздух к установкам (непосредственно к вибраторам) подается через воздушные шланги от воздушной разводки, находящейся на ремонтной площадке под давлением 0,4–0,6 МПа. Сбалансированная подача воздушной массы позволяет получить не только охлаждение электрода и озоны обрабатываемой детали, но и обеспечить дополнительные условия для получения максимального переноса электродного материала на поверхность обрабатываемой детали и,

соответственно, способствовать обеспечению максимальной толщины слоя покрытия.

В связи с тем, что технологический процесс формирования покрытия на РЛ предусматривает ручной труд, для соблюдения ограничения вибратора по массе (не более 0,8 кг) применялись прочные и легкие материалы. Использование капролактама для изготовления корпуса и дуралюминия для крышек и съемной ручки позволило получить следующие конструктивные и технологические параметры вибратора:

- вес от 600 г (без рукоятки) до 750 г (с рукояткой);
- длина, соответственно, 155 и 235 мм.

Сравнительные характеристики виброактивности вибраторов (см. таблицу) показали, что ускорение вибрации снижено почти на порядок за счет качественного исполнения узлов и снижения веса виброударного инструмента.

Определение лидирующих покрытий непосредственно на рабочих лопатках, а также разработка мобильного оборудования позволили реализовать процесс формирования покрытия при их упрочнении и восстановлении без разлопачивания ротора, разработать и внедрить технологию [17, 18] на ряде электрических станций применительно к широкому спектру турбин.

Результаты виброизмерений вибраторов

| Место измерения виброактивности | Ускорение вибрации, м/с ² | |
|-----------------------------------|--------------------------------------|---------------------|
| | Тип вибратора | |
| | Электромагнитный | Электромеханический |
| Электрододержатель (холостой ход) | 150,0 | 46,0 |
| Электрододержатель (работа) | 130,0 | 38,0 |
| Рукоятка | 80,0 | 10,0 |
| Запястье | 3,2 | 2,0 |
| Локоть | 2,0 | 0,2 |

На рис. 3 показан внешний вид электромеханического вибратора со съемной ручкой и комплектом эксцентриков.

В результате проведенных исследований по поиску эрозиястойких материалов для электроискровых покрытий был разработан технологический процесс восстановления и упрочнения РЛ, реализуемый в следующих видах:

- на облопаченном роторе непосредственно на турбоагрегате при вскрытой крышке цилиндра;
- на облопаченном роторе, находящемся на опорах ремонтной площадки;
- на облопаченном роторе непосредственно на турбоагрегате без вскрытия крышки цилиндра через конденсатор.

Технологический процесс не исключает возможности формирования покрытия на новых или демонтированных восстанавливаемых РЛ в условиях цехов или ремонтных мастерских, так как использование оборудования возможно и в стационарных условиях. Необходимо подчеркнуть, что подготовка оборудования к рабочему состоянию составляет не более 30 мин.

Схема формирования покрытий на входной и выходной кромках РЛ представлена на рис. 4, где 1 – зона стеллитовых пластин и за стеллитовыми пластинами шириной 15–20 мм; 2 – зона цельнофрезерованного бандажа; 3 – зона ниже ряда стеллитовых пластин длиной 50–100мм, шириной 15–20 мм; 4 – прикорневая зона длиной 600–800 мм от корня лопатки, шириной 8–15 мм.



Рис. 3. Внешний вид электромеханического вибратора: 1 – вибратор без съемной рукоятки; 2 – съемная рукоятка; 3 – сменные эксцентрики; 4 – образец формируемого покрытия

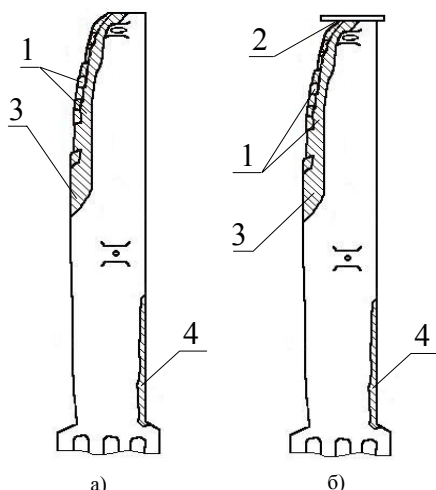


Рис. 4. Схема расположения защитно-упрочняющих покрытий на рабочих лопатках: а – профиля 1224; б – профиля 1355

За период с 1999 г. по 2006 г. формирование защитных покрытий было осуществлено более чем на 18000 лопаток последних ступеней турбин: К-300-240 ЛМЗ и ХТГЗ, К-800-240 ЛМЗ, К-220-40 ХТГЗ, Т-250/300, Т-100-130/15, К-165-240 ЛМЗ (ОАО «Рязанская ГРЭС», ГРЭС-24 ОАО «Мосэнерго», ОАО «Ставропольская ГРЭС», ОАО «Невинномысская ГРЭС», ОАО «Костромская ГРЭС», ОАО «Березовская ГРЭС-1», Ириклинская ГРЭС ОАО «Оренбургэнерго», Кольская АЭС, ТЭЦ-25 ОАО «Мосэнерго», Нижнекамская ТЭЦ-1, АО «Кишиневская ТЭЦ-2»).

При этом следует отметить, что все виды технологического процесса были применены неоднократно, в том числе и технологический процесс формирования защитно-упрочняющих покрытий через конденсатор.

На рис. 5 и 6 представлены примеры формирования покрытий на РЛ в процессе ремонта.

Впервые опробование такой технологии было осуществлено при ремонте лопаток 29-й, 34-й и 39-й ступеней турбины К-300-240 ЛМЗ (ст. №3) ОАО «Рязанская ГРЭС» в 2000 г. Впоследствии этот вид тех-

нологического процесса был неоднократно повторен на ОАО «Рязанская ГРЭС» на РЛ турбин К-300-240 ЛМЗ, К-800-240 ЛМЗ, ОАО «Березовская ГРЭС-1» – на турбинах К-800-240 ЛМЗ, ГРЭС-24 ОАО «Мосэнерго» – на турбине К-300-240-5 ЛМЗ.

Металлографические исследования формируемых покрытий показали высокое качество формируемых покрытий. Дефектов в виде микротрещин, несплошностей покрытия не наблюдается. Покрытия выявляются при травлении 3 %-м хлорным железом в виде нетравящихся зон. На рис. 7, 8 представлены микроструктуры электроискровых покрытий, получаемых на установках ГБФ-2 (ГБФ-2М) в процессе упрочнения и восстановления лопаток из стали 15Х11МФ-Ш. Микротвердость покрытий из твердого металлокерамического сплава ВК60М составляет от 8000 до 12000 МПа. Микротвердость покрытия W + стеллит ВЗК – 6000–10500 МПа. Изменение микротвердости обусловлено неравномерным по слою содержанием электродного материала на стали, процентное содержание которого увеличивается по направлению к поверхности и достигает 70–90 %.

Разработанные технологические решения были представлены на Всемирной выставке инновационных технологий «EVRIKA-2005» в Брюсселе (Бельгия) и удостоены диплома 1-й степени и золотой медали.

Оптимизация технологических решений позволила получить новые конструктивные решения по РЛ последних ступеней [19, 20].

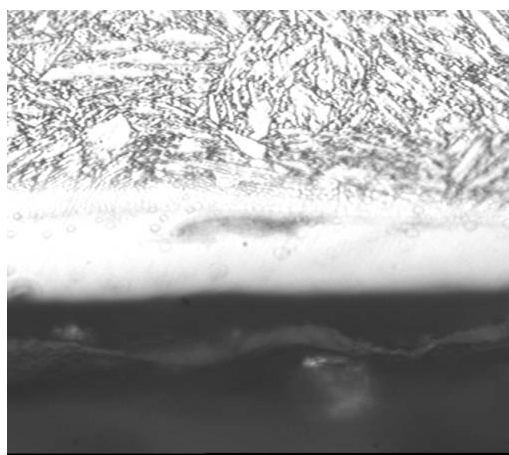
Совершенствование технологического процесса, оборудования дает основания для получения более толстых покрытий на сталях и титановых сплавах. Возможность получения электроискровых покрытий толщиной 1–1,5 мм (а последние эксперименты подтверждают это) путем разработки и совершенствования технологического оборудования позволит перейти к процессу полнопрофильного восстановления изношенных мест лопаток, а также восстановления стеллитовой защиты вместо разрушенной в процессе эксплуатации.



Рис. 5. Нанесение металллизатором защитных покрытий на лопатки 29-й ступени через конденсатор при ремонте турбины К-300-240 ЛМЗ ОАО «Рязанская ГРЭС» (ст. №3)



Рис. 6. Нанесение металллизатором защитных покрытий на лопатки 30-й ступени при ремонте турбины ПТ-80-130/30 ЛМЗ АО «Кишиневская ТЭЦ-2» (ст. №1) при расположении ротора на козлах ремонтной площадки



×500

Рис. 7. Микроструктура стали 15X11МФ-Ш с покрытием W + стеллит ВЗК (толщина покрытия 160 мкм)



×500

Рис. 8. Микроструктура стали 15X11МФ-Ш с покрытием ВК60М (толщина покрытия 250 мкм)

Заключение

Таким образом, на основе проведенных исследований разработан технологический процесс упрочнения и восстановления РЛ последних ступеней паровых турбин без разлопачивания роторов, позволяющий осуществлять формирование покрытий на лопатках в различных положениях ротора, в том числе без вскрытия крышек цилиндров турбоагрегата (через конденсатор).

Определены материалы для формирования покрытий при упрочнении и восстановлении РЛ последних ступеней.

Разработаны и изготовлены образцы мобильного оборудования для осуществления процесса формирования покрытий на лопатках без разлопачивания.

Разработан вибратор (вибровозбудитель), обладающий высокими параметрами ресурса и минимальным вибрационным воздействием на руку металллизатора.

Отработаны процессы формирования покрытий на различных профилях лопаток и типах турбин.

Упрочнено и восстановлено более 22000 РЛ последних ступеней турбоагрегатов различных электростанций.

Список литературы

1. Дегтярев Л.И. Эрозия турбинных лопаток // Советское котлотурбиностроение. – 1938. – № 4.
2. Рыженков В.А. Состояние проблемы и пути повышения износостойкости энергетического оборудования ТЭС // Теплоэнергетика. – 2000. – № 6.
3. Ремезов А.Н. Проблемы технического перевооружения и продления ресурса оборудования электростанций // Электрические станции. – 1997. – № 9.
4. Яблоков Л.Д., Логинов И.Г. Паровые и газовые установки. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Перельман Р.Г., Пряхин В.В. Эрозия элементов паровых турбин. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
6. Сельский С.В., Сорокина Т.М. Повышение эрозийной стойкости лопаток турбин закалкой с нагревом ТВЧ // Металловедение и термическая обработка металлов. – 2000. – № 4.
7. Влияние перегревов, возникающих при напайке стеллитовых пластин, на структуру и свойства металла лопаток из стали ЭИ961-Ш / В.Ф. Резинских, Л.Д. Чистякова, Д.А. Казанский и др. // Теплоэнергетика. – 2003. – № 6.

8. Иванов Г.П. Технология электроискрового упрочнения инструментов и деталей машин. 2-е изд., исп. и доп. – М.: МАШГИЗ, 1961.

9. Гонсеровский Ф.Г., Петреня Ю.К., Силевич В.М. Долговечность паротурбинных рабочих лопаток с учетом ремонта в условиях электростанций // Электрические станции. – 2000. – № 3.

10. Рыженков В.А. Состояние проблемы и пути повышения износостойкости энергетического оборудования ТЭС // Теплоэнергетика. – 2000. – № 6.

11. Технология ремонта рабочих лопаток паровых турбин. Ч. 1. Ремонт методом нанесения высокохромистой наплавки / Ф.А. Хромченко, В.А. Лаппа, И.В. Федина и др. // Сварочное производство. – 1998. – № 11.

12. Технология ремонта рабочих лопаток паровых турбин. Ч. 2. Ремонт комбинированным способом сварки и наплавки / Ф.А. Хромченко, В.А. Лаппа, И.В. Федина и др. // Сварочное производство. – 1999. – № 2.

13. Технология ремонта рабочих лопаток паровых турбин. Ч. 3. Усталостная прочность отремонтированных рабочих лопаток / Ф.А. Хромченко, В.А. Лаппа, И.В. Федина и др. // Сварочное производство. – 1999. – № 4.

14. Сичиков М.Ф. Металлы в турбостроении. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1974.

15. Электроискровое легирование металлических поверхностей / А.Е. Гитлевич, В.В. Михайлов, Н.Я. Парканский и др.; Под ред. Ю.И. Петрова. – Кишинев: Штиинца, 1985.

16. Патент РФ на полезную модель № 38661 «Устройство для электроискрового легирования с приводом от вращающегося ротора» / А.В. Беляков, А.Н. Горбачев, В.И. Шапин, С.В. Вихрев. – 2004.

17. Беляков А.В., Гурылев О.Ю., Шапин В.И., Горбачев А.Н. Опыт применения электроискровых технологических процессов при упрочнении и восстановлении деталей основного и вспомогательного оборудования тепловых электрических станций / Повышение надежности сварных соединений при монтаже и ремонте технологического оборудования в энергетике: Докл. 2-го науч. практ. семинара, 6–8 декабря 2005 г. – Киев, 2005.

18. СтО ВТИ 30.003-2004 Методические указания о порядке формирования эрозионностойких защитно-упрочняющих покрытий на рабочих лопатках паровых турбин в процессе изготовления, эксплуатации и ремонта методом электроискрового легирования / А.В. Беляков, В.Ф. Резинских, Е.А. Гринь и др. – М.: ОАО «ВТИ», 2004.

19. Патент РФ на полезную модель № 52104 «Рабочая лопатка с защитным покрытием для влажно-паровой ступени паровой турбины» / А.В. Беляков, В.Ф. Резинских, А.Н. Горбачев, О.Ю. Гурылев и др. – 2005.

20. Патент РФ на полезную модель № 63451 «Рабочая лопатка влажнопаровой ступени турбины с двухслойным эрозионностойким покрытием пера лопатки» / А.В. Беляков, А.Н. Горбачев, О.Ю. Гурылев, Ф.Ф. Сергеев и др. – 2007.

Беляков Анатолий Васильевич,
Всесоюзный Российский теплотехнический институт (г. Москва),
кандидат технических наук, доцент, зав. лабораторией «Защитные покрытия элементов оборудования»,
телефон (495) 675-41-18,
e-mail: bela@progtech.ru

Шапин Вадим Иванович,
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»,
кандидат технических наук, профессор кафедры теоретической и прикладной механики,
tipm@tipm.ispu.ru

Горбачев Алексей Николаевич,
Всесоюзный Российский теплотехнический институт (г. Москва),
ведущий инженер лаборатории «Защитные покрытия элементов оборудования»,
телефон (495) 675-41-18,
e-mail: bela@progtech.ru