
**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В МАШИНОСТРОЕНИИ**

УДК 621.924.93

**РЕМОНТ КОМПОНЕНТОВ ТУРБИН
МЕТОДАМИ СТРУЙНО-АБРАЗИВНОЙ ОБРАБОТКИ****© 2021 г. С. Н. Полянский^{1,*}, С. В. Бутаков^{2,**},
И. С. Ольков^{2,***}, В. А. Александров^{3,****}**¹ Компания “Инновационные технологии” Екатеринбург, Россия² Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина,
Екатеринбург, Россия³ Уральский государственный аграрный университет, Екатеринбург, Россия

*e-mail: psn50@mail.ru

**e-mail: bsv_53@mail.ru

***e-mail: olkoff57@mail.ru

****e-mail: alexandrov_vikt@mail.ru

Поступила в редакцию 18.06.2020 г.

Принята к публикации 22.10.2020 г.

В процессе эксплуатации современных газовых и паровых турбин неизбежно растет количество отложений на поверхностях компонентов агрегатов (преимущественно в виде аморфного кремния), что приводит к коррозионным и эрозионным повреждениям металла. В статье показана актуальность решения задачи удаления технологических загрязнений в процессе ремонта газовых и паровых турбин в целях восстановления проектной мощности оборудования. Установлена эффективность использования технологии гидроабразивной обработки для выполнения операций ремонта компонентов турбин (роторов, лопаток и др.). Разработанный способ является альтернативой химическим процессам очистки и механической обдирки поверхности, технология не оказывает негативного влияния на окружающую среду, имеет замкнутую систему использования технологических компонентов. Технология (состав технологической среды) и оборудование (высокая скорость и плотность частиц) обеспечивают очистку компонентов газовых и паровых турбин от отложений, в частности, лопаток турбин, с высокими показателями качества получаемой поверхности и требуемой производительности.

Ключевые слова: турбина, ремонт, отложения, гидроабразивная обработка, шероховатость, поверхность, качество

DOI: 10.31857/S0235711921010144

Внедрение современных высокоэффективных газовых и паровых турбин приводит к росту отложений, эрозии и проблемам коррозии поверхностей компонентов агрегатов. Тенденция к уменьшению допусков на размеры проточной части в турбинах, а также “бедный” пар являются причинами для создания этих условий. Главным образом, ремонту подлежат лопатки низкого давления и замок диска. Основным видом технологических загрязнений турбины являются отложения на лопатках. Такие формообразования искажают проектную форму лопаток и сопел турбины.

Состав технологических загрязнений зависит от вида электростанции и типа турбины, также он варьируется по длине ротора. Отложения выделяются, в основном, в виде аморфного кремния [1], который имеет различную природу. По данным компании

Таблица 1. Анализ химического состава отложений на лопатках и дисках ротора (Skoda, Plsen)

Хим. состав, % вес.	VAR 1	VAR 2	VAR 3
Fe	35.90	47.65	1.76
Cu	5.01	4.21	0.66
Zn	0.24	0.32	0.08
Mn	0.42	0.26	0.02
Pb	0.58	0.89	0.06
Ni	3.25	1.55	0.00
Na	1.41	0.48	0.11
Cr	0.72	2.16	0.04
Ca	0.33	0.12	0.08
K	0.30	0.05	0.02
Mg	0.20	0.14	0.02
SiO ₂	26.01	9.19	87.99
Нерастворимый осадок	0.48	0.44	2.00

Doosan Skoda Power [2] твердость отложений на основе Si, Fe, Cu и других металлов изменяется в пределах “мягкие–жесткие”.

На электростанции Columbia эксплуатационные загрязнения возникают на лопатках турбины высокого давления. Они состоят из гидроксидов натрия, карбоната натрия, хлорида натрия [3]. С ростом толщины отложений мощность турбины снижается на 5–10% после непродолжительной эксплуатации.

Отложения (табл. 1), содержащие иониты, органические кислоты и другие опасные компоненты, содействуют коррозии напряженных частей турбин.

Множество разновидностей и высокое количество отложений, большие потери мощности, рост опасности коррозионных разрушений компонентов подчеркивают актуальность ремонта всех видов турбин.

Методы струйно-абразивной обработки занимают значительную долю в затратах финишной обработки и ремонта компонентов газовых и паровых турбин. Несмотря на внешнюю схожесть операции струйно-абразивной обработки имеют существенные отличия по физико-химическому воздействию на обрабатываемую поверхность.

Целый ряд предприятий России, Европы и других стран продолжают использовать традиционную пескоструйную обработку в операциях ремонта паровых и газовых турбин. Основным недостатком метода является нарушение природоохранных и санитарных норм, а также низкая производительность, высокий расход материалов и энергии, низкие показатели качества обработанной поверхности. Среднестатистическая продолжительность ремонта ротора методом пескоструйной очистки составляет 6 чел. · смен. Удаление отложений пескоструйной обработкой ухудшает качество поверхности, затрудняет дефектоскопию. После очистки возникает необходимость производить консервацию различных частей турбины (смазка, воск).

В наибольшей степени требованиям ремонта компонентов турбин отвечает способ обработки поверхности суспензией рафинированных абразивных частиц в высокоскоростном потоке газа, wetblasting (WB), разработанный в середине прошлого века [4]. Аналог технологии независимо создан в 1980-х годах на территории СССР и получил название гидроабразивная обработка (ГАО).

На текущий момент отмечен устойчивый рост продаж установок гидроабразивной обработки до 2025 г. Стоимость мирового сегмента ГАО составит около \$500 млн/год к концу прогнозируемого периода [5].

Наиболее объемное исследование рынка технологии гидроабразивной обработки (ГАО) представлено в конце 2017 г. [6]. В докладе выделены главные компании-производители машин. В перечень включены лидеры отрасли: VIXEN, Wheelabrator, Vapor-matt, Rosler, Airblast. На основании достоверных источников исследований рынка машин прогнозируется рост продаж по экспоненциальному закону. Доклад дает анализ локализации машин, экономической выгоды, показателей степени роста рынка, преимущества и недостатки технологии, риски и т.п. Отмечается, что предприятия возвращаются к проведению исследований в области струйно-абразивных технологий.

На современных автоматизированных установках оператор контролирует параметры процесса, способен управлять и оптимизировать показатели качества обрабатываемой поверхности при удалении различных видов загрязнений, в том числе из микропор и микротрещин (в том числе коррозионных) без повреждения поверхности.

Метод обеспечивает межоперационную консервацию поверхности компонентов, создает конверсионный слой, обеспечивающий высокую адгезию поверхности. Последние разработки ведущих мировых фирм предлагают Fe-Zn-фосфатные ингибиторы для увеличения прочности сцепления последующих покрытий с поверхностью [7, 8].

Способ дает уникальную возможность обработки крупногабаритных конструкций без демонтажа и разборки узлов. Технология позволяет производить обработку тонкостенных конструкций, в том числе из металлических и неметаллических материалов.

Цель статьи: показать возможность применения технологии гидроабразивной обработки для ремонта компонентов турбин при условии полного удаления конкретных технологических загрязнений компонентов турбин (отложения, окалина, нагар и т.п.), при отсутствии повреждений поверхности компонентов турбины.

Поставлена задача удаления отложений и продуктов коррозии с поверхности роторов, лопаток двигателя и вентилятора, дисков, диафрагм при исходной величине шероховатости поверхности компонентов Ra 0.5–2.5 мкм.

Работы по удалению технологических загрязнений поверхности компонентов турбин выполнены на производственной площадке ЗАО ИнТеК [9–11]. Для обработки деталей использовали мобильную установку МБ 80. Обработке подвергались ротор турбины и лопатки.

Операцию очистки производили в ручном режиме без применения дополнительной технологической оснастки. Качество обработки поверхности оценивали визуально в сравнении с эталонами качества. Хронометраж продолжительности операции проводили секундомером Agat. Концентрацию пульпы определяли методом седиментации.

Энергоносителем рабочего потока служит сжатый воздух от винтового компрессора (давление 7.5 бар, расход 300 м³/ч). Подачу абразивной суспензии выполняли вибрационным насосом (давление 5 бар, производительность 200 л/ч). Для формирования струи использовали инструмент с диаметром проходного сечения ускорительной трубки 12 мм, диаметр проходного сечения трубки подачи пульпы 4 мм. Рабочее давление сжатого воздуха – 5.5 бар, суспензии – 3.5 бар.

Технологическую среду (ТС) формировали на основе промышленных отходов абразива и первичных составов абразива. Носителем ТС служила вода техническая. Концентрация пульпы – 20–30 об. %. Содержание ингибитора коррозии – менее 1.5%.

Для измерения шероховатости поверхности использовали прибор Perthometer M4Pi.

Исследования загрязненности поверхностных зон изделия проводили на растровом электронном микроскопе BS-300, относительную величину степени наклепа оценивали по ширине дифракционной линии β (102) на установке ДРОН-3 [12].

Результаты исследований показывают отсутствие инородных частиц абразива на поверхности. Величина относительной степени наклепа поверхности изделий составляет 127–133% глубина наклепа – до 0.07 мм. Полученные значения наклепа совпадают с ана-



Рис. 1. Поверхность ротора паровой турбины после гидроабразивной очистки.

логичными показателями измерений после операции ленточного шлифования. Выполнен химический микроанализ приповерхностных зон. Содержание элементов соответствует основе металла, газонасыщение приповерхностных зон отсутствует.

Проведены демонстрационные работы по ремонту крупногабаритных деталей, в частности, ротора паровой турбины [13]. Работы выполнены на производственной площадке заказчика без использования дополнительной технологической оснастки и специальных мер санитарной безопасности (рис. 1).

Результаты работы были оценены в качестве эффективной высококачественной обработки поверхности крупногабаритных деталей, в том числе в труднодоступных местах. Сотрудники технического контроля заказчика особо отметили возможность проведения операции визуального контроля обработанной поверхности с высокой достоверностью получаемого результата. Материал технологической среды рециркулирует более 5–10 раз, что существенно уменьшает стоимость операции. Степень чистоты обработанной поверхности устанавливается стандартами ISO 8501-1-2014, ГОСТ 9.402-2004. Поверхности ротора после очистки соответствует высшей степени очистки Sa 3.0 ISO 8501-1-2014 и/или классу 1 ГОСТ 9.402-2004.

Базовые исследования зависимости изменения шероховатости поверхности проведены при обработке рабочей лопатки БТ-191 652 паровой турбины ПТ 140/165-130/15 (24 ступень) [13]. Материал лопатки – сталь 20Х13Ш. Технологические загрязнения на поверхности пера лопатки – в виде твердых отложений темного цвета. В исходном состоянии шероховатость поверхности лопатки – Ra 0.5 мкм.

Выполнено исследование влияния размера фракции абразива на шероховатость поверхности пера лопатки. При обработке использовали электрокорунд (твердость 9.0 Mohs) и шлам граната (твердость 7.5–8.0 Mohs) после гидроабразивной резки (рис. 2).

Отмечен резкий рост шероховатости с увеличением размера частиц абразива выше 80 мкм, при обработке абразивом фракцией 14–40 мкм показатель шероховатости идентичен. Определено, что в данном диапазоне твердости абразива доминирующим фактором, влияющим на величину шероховатости, является размер фракции частиц.

Выполнено исследование влияния давления энергоносителя и размера фракции абразива (электрокорунд ГОСТ 28818-90) на производительность операции очистки пера лопатки (табл. 2). По результатам экспериментов был отмечен рост производительности с увеличением давления и размера зерна абразива.

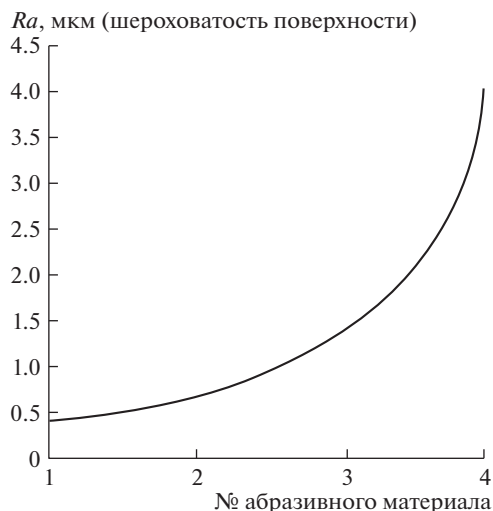


Рис. 2. Зависимость шероховатости поверхности пера лопатки от размера частиц абразива: 1 – 20–14 мкм (M20); 2 – 40–28 мкм (M40); 3 – 80–63 мкм (№ 6); 4 – 150–80 мкм (шлам граната GMA).

При увеличении давления на 22% производительность возрастает в 2.24 раза вне зависимости от размера частиц абразива. Визуальный осмотр показал, что поверхность со стороны внутреннего и наружного профиля в зонах гидроабразивной очистки гладкая, однородная, серого цвета.

Проведены опыты по удалению окалина с поверхности пера лопатки (сталь 20X13Ш) с применением шлама гранатового концентрата с размером фракции зерна 40–120 мкм. Выполнена оценка величины шероховатости на наружной и внутренней поверхностях по длине пера после обработки (табл. 3).

Отмечено, что шероховатость поверхности пера лопатки при исходной величине 2.5–4.7 мкм в результате обработки снижена почти в 2 раза, а значения шероховатости в зонах обработки по длине пера лопатки практически одинаковы (наибольшая разность значений Ra составляет 0.7 мкм).

Проведены работы по удалению нагара с поверхности пера лопатки (сплав ХН65ВМТЮ). В исходном состоянии на поверхности присутствует тонкий слой нагара, на кромке слой нагара утолщен.

Таблица 2. Зависимость производительности операции очистки поверхности лопатки от технологических параметров

№ п/п	Параметр	Зернистость абразива, мкм	Давление воздуха, МПа	
			0.45*	0.55**
1	Производительность, м ² /час	20–14 (M20)	1.69	3.79
2		40–28 (M40)	1.82	4.10
3		63–50 (M63)	2.07	4.64
4		80–63 (№ 6)	2.65	5.93
5		125–100 (№ 10)	2.90	6.50

Примечание. Давление компрессора 6.0* бар и 7.0** бар.

Таблица 3. Шероховатость поверхности по длине пера лопатки

№ п/п	Зона	Шероховатость, <i>Ra</i> , мкм	
		Поверхность наружная	Поверхность внутренняя
1	Свидетель (без обработки)	3.3–4.7	2.5–4.0
2	Кромка	2.0	2.4
3	Середина	2.4	2.4
4	Замок	1.7	2.4

Таблица 4. Шероховатость пера лопатки в продольном и поперечном направлениях

№ п/п	Поверхность пера лопатки	Шероховатость, <i>Ra</i> , мкм			
		вдоль		поперек	
		до	после	до	после
1	Вогнутая (внутренняя)	0.7–1.0	0.7	1.1–1.2	1.0
2	Выпуклая (наружная)	0.4–0.5	0.5	0.6–0.8	0.8

При обработке использовали электрокорунд ГОСТ 28818-90 и глинозем марки ГЭФ фракцией 20 мкм. Производительность очистки пера лопатки при использовании ГЭФ составила 9.9 м²/ч, электрокорунда – 31 м²/ч при давлении энергоносителя 0.45 МПа.

После очистки были выполнены измерения шероховатости поверхности прибором Perthometer M4P_i в продольном и поперечном направлениях (табл. 4).

Отмечено, что величина шероховатости внутренней поверхности в 1.5 раза выше аналогичного значения для внешней поверхности. В результате обработки шероховатость внутренней поверхности понижается, а внешняя поверхность сохраняет прежний уровень.

Выполнен анализ технологии удаления технологических загрязнений с поверхности компонентов при операциях ремонта турбин. На основании результатов исследования выделены основные компоненты ремонта, технологические загрязнения, параметры обработки при различных материалах ТС. Проведен сравнительный анализ производительности операции ГАО при ремонте компонентов турбин и аналогичных операций в процессе их изготовления (табл. 5).

Отмечено, что операция удаления отложений требует наибольшей трудоемкости. Максимальную производительность получают при использовании электрокорунда фракции 60–80 мкм. В каждом случае получен требуемый диапазон шероховатости. Показатели качества получаемой поверхности соответствуют эталонам.

На основании исследований создана линейка промышленного оборудования систем гидроабразивной обработки. На установках реализуют операции удаления дефектов (царапин, рисок), окалины, нагара, покрытий, отложений. Производят операции шлифовки (*Ra* 2.5 мкм, съем металла до 5 мкм); полировки (*Ra* 0.32–0.50 мкм).

В дополнение проведены исследования по удалению аналогичных технологических загрязнений с поверхности оборудования нефтегазовой отрасли.

Проведены испытания по удалению технологических загрязнений (отложений) с поверхности деталей погружного центробежного насоса (статор и ротор).

Исходное состояние деталей – технологические загрязнения на наружной поверхности и на внутренней поверхности каналов в виде твердых отложений темного цвета. Сечение каждого канала заблокировано шламом на площади до 100% на всей его протяженности. Часть заготовок перед испытаниями выдерживали в водном растворе

Таблица 5. Параметры обработки поверхности компонентов турбин в зависимости от вида загрязнения

№ п/п	Изделие	Абразив	Шероховатость, Ra , мкм		Вид загрязнений	Производительность, $m^2/ч$
			до	после		
1	Лопатка, диск, ротор, диафрагма	Электрокорунд (20–80 мкм) Шлам граната (40–150 мкм)	0.8–2.5	0.8–4.0	Отложения, продукты коррозии	1.69–6.5
2	Лопатка	Шлам граната (40...150 мкм)	2.5–4.7	1.7–2.4	Окалина	2.9–6.5
3	Лопатка	Электрокорунд (20 мкм) Глинозем ГЭФ (20 мкм)	0.4–1.2	0.5–1.0	Нагар	31 9.9
4	Лопатка	Смесь ТС (электрокорунд, бентонит и др.)	Нет данных	0.25–2.50	Царапины, риски, нагар	1.5–12.0 мин/шт.

Таблица 6. Продолжительность операции удаления загрязнений с поверхности погружных насосов

Исходное состояние	Подготовка к операции очистки		Продолжительность, мин	
	Химическая		Без подготовки	С подготовкой
Твердые отложения темного цвета (на наружной и внутренней поверхностях). Блокировка отверстий 100%	Тринатрий фосфат, продолжительность выдержки – 8 ч	Пробивка отверстий стальной проволокой	4.0 (статор) 4.25 (ротор)	2.40 (статор) 2.35 (ротор)

тринатрийфосфата в течение восьми часов. Предварительно в каналах стальной проволокой пробивали отверстие (табл. 6).

Установлено, что доля временных затрат на обработку внутренней поверхности каналов достигает 80% от общей продолжительности операции. Себестоимость обработки составляет 2.5–5.0 р/шт. без предварительной подготовки деталей. С учетом предварительной подготовки стоимость операции возрастает на 25–30%. Предварительная подготовка обеспечивает рост производительности при обработке статора в 1.67 раза, ротора в 1.91 раза.

На Нижневартковском ГПЗ состоялось опытное апробирование технологии гидроабразивной очистки элементов компрессора (ротор, диафрагма). Испытания проводились с применением уникального оборудования, разработанного ЗАО “ИнТеК”.

В результате испытаний оборудования продемонстрировало высокую эффективность в вопросах очистки металлических поверхностей от загрязнений, в том числе органического характера, и ржавчины.

Выводы. 1. Обоснована актуальность задачи удаления технологических отложений в процессе ремонта турбин. Выполнен анализ состава отложений. **2.** Показаны перспективы рынка систем ГАО. Установлена эффективность технологии ГАО для выполнения операций ремонта турбин. **3.** Шероховатость поверхности лопаток соответствует требуемым параметрам во всем диапазоне обработки. Показатели качества обработанной поверхности превосходят требования существующих эталонов. Поверхность металла в ходе обработки не повреждена, степень наклепа минимальна (практически в 2 раза ниже,

чем при пескоструйной обработке) и соответствует значениям, получаемым в процессе ленточного чистового шлифования. 4. Выполнена оценка производительности обработки и трудоемкости удаления технологических отложений. 5. По результатам исследования разработана линейка оборудования стационарного и мобильного исполнения. 6. Показана перспективность применения предлагаемой технологии в нефтегазовой промышленности для выполнения операций удаления с поверхности оборудования технологических загрязнений.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Авторы заявляют, что у них нет конфликта интересов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Jonas O., Machimer L. Steam turbine corrosion and deposits problem and solutions / Proceeding of the 37-th turbomachinery symposium. 2008. P. 211.
2. Поиск неисправностей. www.doosankodapower.com.
3. University of Illinois at Urbana-Champaign Library Large-scale Digitization Project, 2007. The Cause and Prevention of Steam Turbine Blade Deposits. F. G Straub. 1936.
4. Vapormatt: Wet Blasting and Surface Treatments. <https://www.vapormatt.com>.
5. Sandblasting Machines Market Share & Forecast, 2018–2025. Globe Newswire (press release). 20 June 2018 г. Source: Global Market Insights, Inc. <https://www.gminsights.com/>
6. Amit Pawar. Global Wet Blasting Machines Industry Production, Sales and Consumption Status and Prospects Professional Market Research Report 2017–2022. September 15, 2017. <https://www.360marketupdates.com/enquiry/request-sample/11014038>
7. Surface Pretreatment by Phosphate Conversion Coatings a Rewires T.S.N. Sankara Narayanan National Metallurgical Laboratory, Madras Centre CSIR, Complex, Taramani, Chennai-600 113, India Received: April 22, 2005. P. 130.
8. Даниловская Д.П., Крымская Р.С. Ингибиторы коррозии металлов. С.-Петербург: СПбГМТУ, 2017. 34 с.
9. Полянский С.Н., Бутаков С.В., Александров В.А. Применение метода гидроабразивной обработки при ремонтах деталей турбин / “Ресурсосберегающие технологии ремонта, восстановления и упрочнения деталей машин, механизмов, оборудования, инструмента и технологической оснастки от нано- до макроуровня”: матер. 12-й Междунар. науч.-практ. конф. Санкт-Петербург: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. Ч. 2. С. 342.
10. Полянский С.Н., Бутаков С.В., Александров В.А., Ольков И.С. Ремонт деталей турбин с использованием струйных методов / Ремонт. Восстановление. Реновация: матер. Всерос. науч.-практ. конф. Уфа, Башкирский ГАУ, 2011. С. 64.
11. Polyanski S.N., Butakov S.V., Olkov I.S. Method of Cleaning Contaminants in Field Pipelines and Energy Equipment During Servicing Operations // Chemical and Petroleum Engineering. March 2014. Issue 11–12. V. 49. P. 820.
12. Рыбакова Л.М. Рентгенографическое исследование структуры поверхностных слоев пластически деформированного металла // Металловедение и термическая обработка металлов. 1995. № 7. С. 18.
13. Уральский турбинный завод. www.utz.ru