

УДК 621.452.3:620.1

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЛОПАТОК ТУРБИН В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИОННО-АКТИВНОЙ СРЕДЫ

М. Н. Давыдов¹, А. С. Гишваров², А. Х. Рахимов³

¹ mar55@mail.ru, ²⁻³ kafedra.ad@mail.ru

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет» (УГАТУ)

Поступила в редакцию 30.12.2014

Аннотация. Проведен анализ основных причин повреждений лопаток турбин, обусловленных высокотемпературной газовой коррозией. Рассмотрены особенности высокотемпературной сульфидной коррозии лопаток турбин, ведущей к снижению долговечности.

Ключевые слова: моделирование; долговечность; высокотемпературная коррозия; лопатки турбин.

Известно, что надежность и ресурс ГТД определяются в основном элементами «горячей» части (рабочими и сопловыми лопатками, дисками турбин), подверженными действию статических, циклических, повторно-статических нагрузок, а также действию процессов газовой коррозии.

Сульфидно-оксидная газовая коррозия, связанная с воздействием золы и газовых продуктов сгорания ГТД является одним из серьезных видов повреждений лопаток, вызывающих снижение надежности и экономичности газовых турбин. Интенсивность сульфидно-оксидной коррозии в некоторых случаях столь велика, что лопатки турбины ГТД выходят из строя в течение нескольких сот часов [1–3].

Существующие методы экспериментального моделирования долговечности лопаток турбин или имеют низкий уровень воспроизведения коррозионной повреждаемости, или требуют большой длительности и затрат на испытания. Воспроизведение коррозионной повреждаемости лопаток в испытаниях позволяет повысить достоверность оценки таких механических свойств материалов, как длительная прочность, ползучесть, усталостная прочность, в результате чего возрастает достоверность комплексной оценки долговечности лопаток турбин ГТД [1].

Надежная работа газовых турбин в значительной мере зависит от работоспособности их лопаточного аппарата, прежде всего лопаток первых ступеней, находящихся в области наиболее высокой температуры.

Ввиду того что мощность и КПД газовых турбин возрастают при увеличении начальной температуры газов, лопатки, особенно 1-й ступени, должны быть в состоянии противостоять влиянию высокой температуры. Уровень

начальной температуры газа в энергетических газовых турбинах равен 960...1060° С для базовых агрегатов и 1065...1100° С – для пиковых. В турбинах авиационных ГТД температура газов достигает 1027...1077° С и более [4, 5].

Температура материала лопаток газовых турбин достигает 0,8 от температуры плавления, сама лопатка к тому же находится в напряженном состоянии. Сопловые лопатки 1-й ступени испытывают действие изгибных напряжений, вызванных потоком газа. Их величина находится в пределах 50...80 МПа, достигая для мощных газотурбинных установок (ГТУ) значения 130 МПа. Сопловые лопатки подвергаются также действию циклического изменения температур, соответствующего числу пусков ГТУ. При этом в лопатках возникают перепады температуры и вызванные ими термические напряжения. Количество таких термоусталостных циклов за ресурс для приводных турбин составляет до 300, а для пиковых – до 5000 циклов, для вспомогательных силовых установок (ВСУ) до 3000 и более [6].

В еще более сложном напряженном состоянии находятся рабочие лопатки турбин, которые подвергаются одновременно воздействию растягивающих (центробежных), изгибных и динамических вибрационных нагрузок.

Знакопеременные напряжения в лопатках 1-й ступени могут составлять 50...100 МПа, а суммарные (эквивалентные) – 150 МПа. В профильной части лопаток последних ступеней с максимальной температурой металла 650° С суммарные напряжения достигают 350 МПа.

В связи с высоким уровнем температур и напряжений, испытываемых лопатками газовых турбин, в качестве материала для их изго-

товления используются только жаропрочные сплавы, основными из которых являются сплавы на никелевой основе [5–7].

ПОВРЕЖДЕНИЯ ЛОПАТОК ТУРБИН, ОБУСЛОВЛЕННЫЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ ГАЗОВОЙ КОРРОЗИЕЙ

Один из серьезных видов повреждений лопаток, вызывающих снижение надежности и экономичности газовых турбин, связан с коррозионным воздействием золовых и газовых продуктов сгорания, поступающих в их проточную часть [6, 8–10].

Это воздействие определяется специфическим видом коррозии, получившим название высокотемпературная газовая коррозия (сульфидно-оксидная, горячая, высокотемпературная, сульфидная, солевая, сернистая или сульфатная) [5, 7, 11].

Часто проявляемым дефектом на сопловых лопатках турбины является высокотемпературная газовая коррозия, связанная с недостаточной жаростойкостью материала [4, 8, 12].

Анализ литературных данных по исследованию долговечности лопаток турбин показывает, что процессы газовой коррозии их элементов менее изучены, чем процессы разрушения от действия механических нагрузок [7, 13–16]. Вследствие противоречивого влияния компонентов сплава и требований жаропрочности и жаростойкости невозможно создать сплав, обладающий одновременно высокой жаростойкостью и жаропрочностью.

Несмотря на многообразие разработанных в настоящее время для лопаток газовых турбин никелевых сплавов, все они подвергаются высокотемпературной газовой коррозии и могут быть использованы в ГТУ при высокой температуре в течение длительного времени только при условии нанесения на них защитных покрытий.

Широко используют никелевые сплавы для лопаток газовых турбин, при разработке которых обращается главное внимание на повышенные стойкости против высокотемпературной газовой коррозии, для чего в их состав вводятся в большем количестве хром и увеличивается одновременно отношение концентраций титана и алюминия [17–19].

Сульфидно-оксидная коррозия лопаток газовых турбин и, прежде всего, их 1-й ступени стала отчетливо проявляться и активно влиять на работоспособность турбоагрегатов с середины 60-х годов. Это было вызвано рядом факторов, среди которых главными являются: расширение сфер применения газовых турбин, ис-

пользование в них низкосортных видов топлива, повышение начальной температуры газов и увеличение ресурса лопаток [5].

Соединения, вызывающие сульфидно-оксидную коррозию или способствующие ее развитию, могут попадать в проточную часть турбин не только как продукты сгорания топлива, но и вместе с воздухом, поступающим в воздухозаборные камеры, а затем в компрессоры и далее в камеру сгорания и турбину. Например, одним из наиболее агрессивных соединений, попадающих с воздухом в проточную часть морских и авиационных турбин (при эксплуатации самолетов на море и в приморских районах), является хлорид натрия [17].

Основные источники коррозионно-активных включений, попадающих в проточную часть двигателя, приведены в табл. 1 [5, 18–21]. Жидкое топливо является основным источником серы и щелочных металлов – главных коррозионных агентов, попадающих с газовым потоком в турбину. Например, соли морской воды могут попадать в жидкое топливо при балластировании морской водой топливных емкостей на судах морского флота.

Источниками коррозионно-активных соединений, попадающих в топливо, могут быть также грунтовые воды, проникающие в плохо оборудованное хранилище для жидкого топлива. Таким путем топливо может загрязняться сульфатом и хлоридом натрия. Примеси в виде солей щелочных металлов, соединений ванадия и других агрессивных компонентов могут вызвать загрязнение высококачественного жидкого топлива при транспортировке его в цистернах, в которых ранее перевозили мазут или другое топливо с большим содержанием примесей [5].

К числу других примесей жидкого топлива, способствующих интенсивной коррозии лопаток, относятся соединения ванадия, хлора, свинца и углерода [5, 7].

Наибольшей коррозионной активностью обладают марки топлива ТС-1 и Т-2, полученные из сернистых нефтей. Их высокая коррозионная агрессивность обусловлена присутствующими в них сернистыми соединениями.

Среди сернистых соединений наибольшей коррозионной агрессивностью обладают сероводород, свободная сера и меркаптаны. Присутствие сероводорода в реактивном топливе не допускается. Из топлива он полностью удаляется при нефтепереработке. Удаление же свободной серы и меркаптанов представляет значительные трудности, и поэтому они в небольших количествах остаются в реактивном топливе (табл. 2) [5, 22].

Таблица 1

Способ попадания	Виды коррозионно-активных включений	Максимальная концентрация, кг/м ³
1. Естественный	взвешенная пыль (Na ⁺ , K ⁺ , Pb ²⁺)	$K_{NaCl+KCl} = 10 \times 10^{-6}$
	водяной пар	–
	соли морской воды	$K_{NaCl} = 0,01$ (ясная погода) ... 1 (шторм)
	грунтовые воды	–
	дождь, грязь, снег, туман	$K_{SO_4} = 6...40,3$ мг/л $K_{Cl} = 1...6,9$ мг/л $K_{NO_3} = 0,5...5,3$ мг/л $K_{Na} = 0,5...4,5$ мг/л
2. Промышленный	продукты сгорания	–
	летучие промышленные отходы	–
3. Внутренние	отслаивающиеся частицы окалины, продукты износа деталей	–
4. Топливо, микрозагрязнения топлива	S ⁴⁺ , Na ⁺ , Pb ²⁺ , V ⁵⁺ , Cl ⁻	$K_{NaCl} = 0,04 \times 10^{-6}$ $K_S = 45 \times 10^{-6}$
5. Впрыскиваемая вода	Na ⁺ , S ⁰ , Cl ⁻	$K_{NaCl} = 1 \times 10^{-6}$
6. Пары турбинного масла	S ⁴⁺	$K_S = 1$ %
7. Косточковая крошка	S ⁴⁺ , Na ⁺ , K ⁺ , Cl ⁻	$K_S = 1,56$ % $K_{Na} = 0,56$ % $K_{Cl} = 7$ % $K_K = 0,1$ %

Таблица 2

Топливо	Содержание серы, %						
	Общая сера	Серо-дород	Свободная	Меркаптан-ы	Дисульфидная	Сульфидная	Остаточная
Т-1 бакинское	0,06	–	–	–	0,007	0,019	0,038
ТС-1 туймазинское	0,24	–	–	0,004	0,051	0,032	0,153
ТС-1 куйбышевское	0,25	–	-0,012	–	0,05	0,064	0,126
ТС-1 серноводское	0,732	–	0,014	0,154	0,028	0,024	0,512
Т-2 туймазинское	0,22	–	0,004	0,005	0,009	0,015	0,191
Т-2 башкирское	0,22	–	0,004	0,052	0,021	0,073	0,073

Природный газ, используемый как топливо в газовых турбинах, может содержать серу в виде сероводорода и меркаптановых соединений в довольно больших количествах. Природный газ может быть загрязнен также газовым конденсатом, в состав которого входят соединения серы и щелочных металлов.

Сероводород обычно отсутствует в товарном реактивном топливе, о чем судят по цвету медной пластинки, которая выдерживается в топливе 3 часа при 50 и 100° С.

Для предотвращения коррозионного воздействия топлива в нем должны отсутствовать водорастворимые кислоты и щелочи, а также нерастворенная влага [22].

Сульфидно-оксидной коррозии также подвержены газовые турбины, работающие на доменном (колошниковом) газе. Продукты сгорания доменного газа также вызывают сульфидно-оксидную коррозию лопаток турбин. Отличие от коррозии в турбинах, сжигающих жидкое нефтяное топливо, заключается в образовании в этом случае коррозионно-агрессивных отложений на лопатках, содержащих в качестве главного компонента K_2SO_4 , а не Na_2SO_4 [5, 7].

Для турбоустановок, эксплуатируемых в районе с засоленной почвой (например, солончаковые пустыни и полупустыни), актуальна проблема попадания в проточную часть турбин вместе с воздухом в виде пыли коррозионно-агрессивных примесей, содержащих сульфат и хлорид натрия. Например, при эксплуатации сопловых лопаток турбины на агрегатах ГТК-10, работающих в районах с повышенной коррозионной опасностью, наблюдается коррозионное повреждение на рабочей вогнутой части и на спинке в зоне входной кромки пера лопатки [5, 18].

Наряду с примесями, попадающими в газовый тракт турбин и вызывающими интенсивную коррозию материала лопаток, необходимо отметить, что газовая атмосфера в турбине всегда является высокоокислительной. При этом состав газа не остается все время постоянным, поскольку зависит от условий эксплуатации турбины. Например, в авиационной турбине отношение «горючее–воздух» при взлете равно 0,36, во время полета снижается до 0,2, а на режиме холостого хода составляет лишь 0,05. В газовой атмосфере турбин обычно мольная доля кислорода равна 0,15...0,2, азота 0,7, углекислого газа и паров воды 0,03...0,05. Мольная доля SO_2 в газе при концентрации серы в топливе 0,5 % равна примерно 10^{-4} . Давление газа в турбинах достигает 2 МПа.

Поток газа в проточной части турбин движется со скоростью до 700 м/с. При наличии

в нем твердых частиц он может оказывать эрозионное воздействие на лопатки. В связи с этим устанавливаются ограничения на концентрацию и размер частиц в газовом потоке. Содержание твердых частиц в газовом потоке энергетических газовых турбин может достигать $0,4 \text{ мг/м}^3$, а их размер – 100 мкм; при неблагоприятных условиях концентрация может кратковременно повышаться до $2,5 \text{ мг/м}^3$, а размер частиц увеличиваться до 250 мкм [5]. Это приводит к ухудшению тягово-экономических характеристик двигателя вследствие ухудшения КПД турбины (рис. 1).

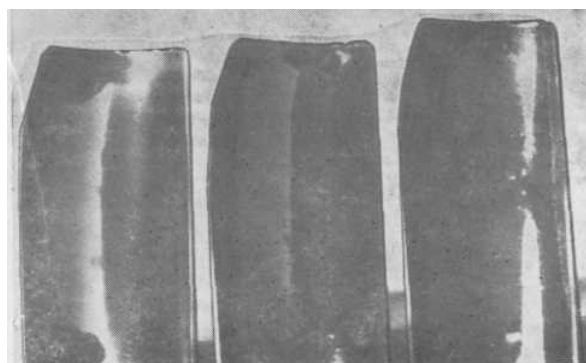


Рис. 1. Разрушение (80 %) концевых кромок лопаток турбины 1-й ступени частицами нагара, уносимыми газовым потоком из камеры сгорания

Интенсивная коррозия лопаток из сплава IN713С авиационных газотурбинных двигателей наблюдается после коротких периодов эксплуатации (около 250 ч) в прибрежных районах Юго-Восточной Азии. Сульфидно-оксидной коррозии (турбина работала на природном газе с небольшой примесью сероводорода) подвергаются сопловые лопатки 1-й ступени из сплава IN713С промышленной газовой турбины, расположенной в районе канадских прерий.

Интенсивная коррозия сульфидно-оксидного типа сопловых лопаток 1-й ступени из сплава IN713С наблюдалась после эксплуатации в течение 2800 ч при 780...800° С в турбине типа MW171G, сжигающей остаточное топливо с 2,5...4,5 % S; 1 мг/кг Na и 5 мг/кг V. Кроме того, в газовый поток турбины вместе с воздухом проникали, как показал анализ отложений на воздушных фильтрах, следующие примеси: Na_2S_4 , $Na_2SO_3 \cdot 2H_2O$, NaCl и Na_2CO_3 . Последующие наблюдения за коррозией рабочих лопаток 2-й ступени этой турбины, проводившиеся в течение 22000 ч, позволили смоделировать закономерность изменения их массы.

Значительные коррозионные повреждения лопаток турбин наблюдаются при использовании их для привода оборудования и получения

электроэнергии на нефтепромыслах Саудовской Аравии [5]. К особенностям условий работы этих турбин относится высокое содержание солей натрия в песках пустынь (концентрация натрия до 2 %). В воздухе также содержатся соли натрия в виде мелкой пыли, во время песчаных бурь концентрация их возрастает приблизительно в десять раз. При остановках турбин, сжигающих сопутствующий газ с высоким молярным содержанием H_2S (1–12 %), выявлена сильная коррозия лопаток из сплава NimSOA, работавших при $730^\circ C$ в течение 50000 ч. Коррозия этих лопаток привела к значительному уменьшению их сечения. Интенсивная коррозия рабочих лопаток 1-й ступени из сплава U700, проработавших 4400 ч при температуре $820^\circ C$, установлена по снижению мощности турбины MS 5001, сжигавшей природный газ с 3,5 % H_2S . В этом случае из-за коррозии происходило уменьшение сечения лопатки, в результате чего под возросшей эффективной нагрузкой обламывалась ее профильная часть на 25...38 мм. Установка в эту турбину рабочих лопаток из сплава IN738 показала, что этот более стойкий сплав подвергается интенсивной сульфидно-оксидной коррозии через 18000 ч.

На основании осмотра и исследования лопаток после эксплуатации установлен разный характер их повреждений в различных газовых турбинах и в различных условиях эксплуатации. Первым признаком повреждения сульфидно-оксидной коррозией лопаток мощных стационарных энергетических газовых турбин типа ГТ-100, сжигающих жидкое газотурбинное или дизельное топливо, обычно является образование мелких бугорков на сопловых лопатках 1-й ступени турбины высокого давления (ТВД), изготовленных из сплава ЖС6К [5].

Влияние эрозии твердыми частицами на возникновение язвенной коррозии лопаток подтверждается связью распределения пораженных

язвами участков поверхности лопаток с аэродинамикой газового потока. В частности, этим вызвано появление мелких язв на нижней половине (со стороны ротора) рабочих лопаток 1-й ступени турбины низкого давления (ТНД), несмотря на слабую общую коррозию, свойственную ТНД установок ГТ-100.

На компрессорных станциях, где лопатки турбин подвержены интенсивной коррозии, в газопроводах присутствует конденсат газа, содержащий до 0,1 % S; 0,02 % Na; 0,0004 % K и 0,1 % V. Химический анализ отложений, образующихся в зоне всасывания воздуха в компрессоры, и проб грунта на компрессорных станциях показал присутствие в них в относительно большом количестве соединений серы, щелочных металлов и хлора (табл. 3), иногда в них присутствуют соединения ванадия.

Протеканию сульфидно-оксидной коррозии лопаток может способствовать также использование на некоторых станциях косточковой крошки для очистки компрессоров. Установлено, что в ее состав входят следующие коррозионно-активные компоненты: 1,64 % S, 0,56 % Na, 0,1 % K, 6,93 % Cl. Наряду с вышеописанным видом коррозионного повреждения лопаток турбин, сжигающих природный газ, загрязненный соединениями серы, иногда наблюдается более опасный вид повреждения. Он характерен для рабочих лопаток, которые, как известно, испытывают действие значительных напряжений. Металлографический анализ показывает в таких случаях не только наличие слоя продуктов коррозии на поверхности металла, но и интенсивную межкристаллитную коррозию поверхностного слоя лопатки. Обрыв лопатки (рис. 2) происходит в этом случае под действием коррозии и вибрационных нагрузок, вызывающих образование трещин в зоне межкристаллитного повреждения никелевого сплава.

Таблица 3

Вид пробы	Содержание элементов, %							
	$S_{\text{общ}}$	$S_{\text{сульф}}$	Na	K	Cl	Si	Ca	Mg
Отложения в воздухе на входе в ГТД	1,81	1,48	0,99	1,23	0,56	25,47	10,61	5,51
	1,51	1,34	0,75	0,95	0,14	25,73	7,77	4,56
	1,99	1,4	0,73	1,17	0,14	27,07	7,24	3,8
Грунт	1,3	0,89	0,81	1,42	0,14	33,14	4,48	2,28
	1,61	1,06	0,46	0,85	0,14	27,82	9,94	4,94
	1,81	0,93	0,86	1,04	0,28	32,34	5,90	3,61

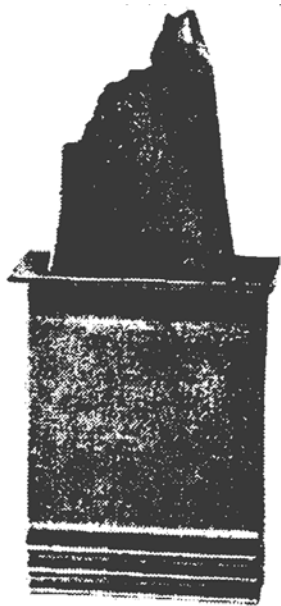


Рис. 2. Разрушенная рабочая лопатка 1-й ступени ТВД турбины MS-3142 из сплава IN738 после 22759 ч эксплуатации [7]

На этапе зарождения трещины существенную роль играет расплав эвтектики Ni_3S_2-Ni , образующийся на границе металла и поверхностного слоя продуктов коррозии.

Виды повреждений лопаток транспортных газовых турбин (авиационных и судовых), вызванных сульфидно-оксидной коррозией, примерно такие же, как и стационарных ГТУ.

Статистический анализ отказов двигателей самолетов гражданской авиации показал, что сульфидно-оксидной коррозии подвергаются лопатки всех типов газотурбинных двигателей [7]. Однако степень повреждения различных двигателей неодинакова, что связано с условиями их эксплуатации и составом материала лопаток. Обычно сульфидно-оксидной коррозии подвержены входные кромки лопаток авиационных газовых турбин, но очаги коррозии располагаются и на других поверхностях – в большей мере на вогнутой поверхности лопаток. Часто наблюдается язвенная коррозия верхней и нижней частей «корыта» лопаток. В ряде случаев образуются сколы на входной и выходной кромках, вызванные межкристаллитной коррозией. Наблюдаются обрывы лопаток из-за одновременного действия коррозии и вибрационных нагрузок.

Сульфидно-оксидной коррозии подвергаются в основном лопатки турбин самолетов, эксплуатирующихся на приморских аэродромах с высокой концентрацией солей в воздухе. Источником коррозионно-активных примесей, попадающих в газоздушный тракт авиационных

газовых турбин, является также вода, впрыскиваемая в двигатель, что делается особенно часто в аэропортах южной климатической зоны (до 1000...1200 впрысков в год, в результате чего через двигатель проходит до 40...80 т воды). При этом главным источником серы, участвующей в коррозионном процессе, в авиационных двигателях, как и в других газовых турбинах, является топливо, хотя применяющийся для этой цели керосин содержит относительно немного серы – до 0,10...0,25 %.

Сульфидно-оксидной коррозии обычно в наибольшей степени подвергаются направляющие и рабочие лопатки 1-й, иногда 2-й ступени всех типов газовых турбин. Это связано с усилением сульфидно-оксидной коррозии при повышении температуры [5].

По данным [7], одним из наиболее типичных видов повреждений направляющих лопаток при длительной эксплуатации являются коррозионные, приводящие к утоньшению кромок лопаток, появлению язв и шероховатости поверхности (рис. 3), снижающих аэродинамические параметры направляющего аппарата. Выход из строя деталей газового тракта турбины в результате высокотемпературного коррозионного повреждения является частой причиной досрочного съема авиационных двигателей и ГТУ [23].



Рис. 3. Повреждение направляющих лопаток

ОСОБЕННОСТИ МЕХАНИЗМА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СУЛЬФИДНОЙ КОРРОЗИИ ЛОПАТОК ТУРБИН

Развитая форма сульфидно-оксидной коррозии лопаток стационарных и транспортных ГТУ различных типов представляет собой интенсивное образование продуктов коррозии на всей поверхности пера лопаток или на значительных ее участках, где температура, как правило, выше. Слой продуктов коррозии на лопатках относительно неравномерный, образует шероховатую корку, при комнатной температуре он до-

вольно твердый и трудно удаляется (пескоструйной обработкой или шлифовкой). В местах наибольшей скорости коррозии наблюдается изменение профиля лопаток, «разъедание» их краев.

Иной характер коррозии, чем вышеописанный для турбин, сжигающих жидкое топливо, наблюдается при повреждении лопаток газоперекачивающих турбин, сжигающих газообразное топливо. Скорость коррозии лопаток в этом случае намного меньше. Обычно существенные коррозионные повреждения наблюдаются после 10000...25000 ч работы лопаток из сплава ЖС6К при температуре 800° С. Интенсивной коррозии подвергаются только сопловые лопатки 1-й ступени ТВД ГТУ и лишь на отдельных компрессорных станциях. Причиной возникновения в этом случае сульфидно-оксидной коррозии является попадание в проточную часть турбин вместе с газом газового конденсата (содержащего до 0,02 % Na, 0,1 % V и 0,1 % S), а также вместе с пылью воздуха солей щелочных металлов (сульфат натрия, хлориды и т. д.) и соединений ванадия [5, 7].

Повреждения имеют локализованный характер и представляют собой при внешнем осмотре лопаток обычно местные наросты (рис. 4).

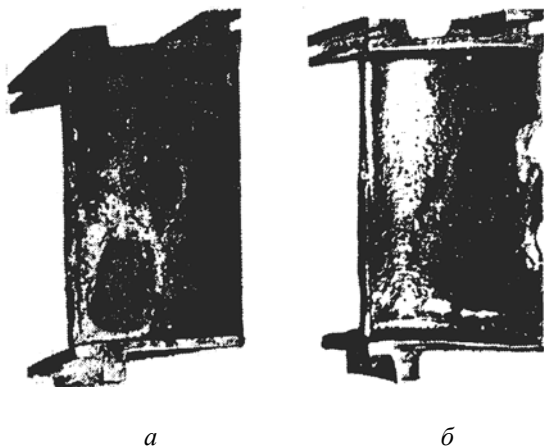


Рис. 4. Сопловые лопатки 1-й ступени турбины из сплава ЖС6К, поврежденные коррозией в результате эксплуатации в течение 16000 и 26000 ч в турбинах, сжигающих газообразное топливо

Эти наросты, относительно равномерные по толщине, занимают в ряде случаев достаточно большие участки поверхности пера лопаток – несколько сантиметров в длину и ширину. Они располагаются чаще всего на входной кромке и на вогнутой поверхности. На некоторых лопатках на входной кромке вдоль пера имеются трещины, проникающие иногда до внутренней полости. Иногда наросты образуются только на

входной кромке или только вблизи выходной кромки на вогнутой стороне пера. Наблюдается выкрашивание выходной кромки (рис. 4, б). Наросты на лопатках характеризуются высокой твердостью, они хорошо сцеплены с металлом, часто имеют четкую границу с остальной поверхностью пера лопатки (рис. 4, а). Поперечный разрез лопаток показывает, что наросты могут занимать основную часть сечения стенки; их толщина достигает нескольких миллиметров, тогда как над поверхностью лопатки они лишь немного выступают.

Поверхности лопаток, не подвергшиеся описанным выше повреждениям, покрыты обычной для эксплуатации ГТУ на природном газе тонкой плотной оксидной пленкой черного или темно-коричневого цвета. Эти поверхности гладки и не имеют никаких признаков местной коррозии. Особенностью лопаток газоперекачивающих турбин является отсутствие на них отложений.

Металлографическим анализом установлено, что металл под наростами – продуктами коррозии – имеет характерную для сплава ЖС6К структуру после длительного старения при температуре около 800° С. На границе с продуктами коррозии на поверхности сплава находится тонкий нетравящийся слой без выделений упрочняющих фаз, образовавшийся вследствие обеднения поверхности сплава легирующими элементами. Слой продуктов коррозии на лопатках, внешне имеющий вид наростов, характеризуется, как показали рентгеноструктурный и микрорентгеноспектральный анализы, специфическим строением и составом. Обычно он состоит из трех подслоев. Главной особенностью строения слоя продуктов коррозии является наличие внутреннего тонкого (10...20 мкм) подслоя, расположенного со стороны сплава. В этом подслое наблюдается высокое содержание никеля и серы, а также наличие включений (диаметр 1...3 мкм), состоящих из хрома, титана, никеля и серы (до 20 %). Внутренний подслоя представляет собой эвтектику Ni_3S_2-Ni с включениями в ней смешанных сульфидов хрома, титана и никеля.

Наружный подслоя продуктов коррозии толщиной 200...300 мкм образован оксидами никеля, хрома, титана и алюминия. В эти оксиды в качестве растворенных элементов входят другие легирующие элементы материала лопатки. Основная фаза наружного подслоя – оксид NiO . В него входят также оксиды типа Mo_2O_3 , образованные на основе Cr_2O_3 , и шпинель Mo_3O_4 , образованная на основе $Ni(Cr,Al)_2O_4$. В наружном подслое соединений серы обычно не обнаруживается.

Промежуточный подслоя продуктов коррозии составляет наибольшую часть трехслойных продуктов коррозии и достигает нескольких миллиметров. Главная его составляющая – оксиды никеля, хрома, титана и алюминия. Структурной составляющей промежуточного подслоя являются включения диаметром 5...10 мкм, состоящие в основном из никеля (93...95 %) и содержащие также серу (~ 2 %) и кобальт (~ 4 %). Кислород в этих включениях, как и во внутреннем подслое, отсутствует.

Анализ статистики отказов агрегатов ГТК-10 вследствие повреждения лопаток показал, что появление коррозии на первой стадии сопровождается равномерным окислением поверхности лопатки, возникновением незначительного вспучивания, обширных пятен округлой формы кирпичного цвета и отдельных бугорков [18]. Вторая стадия характеризуется потемнением рабочей поверхности лопатки, образованием многочисленных бугорков, вспучивания, коррозионных язв и зон (ускоренная коррозия). На третьей стадии развитие коррозии носит катастрофический характер: наблюдается слияние отдельных «язвенных» зон в большие вспученные области, образование макро- и микротрещин, выкрашивание участков пера или разрушение лопатки. Процесс происходит в температурном интервале работы лопаток 760...803° С. Вспученные участки поверхности лопаток или наросты имеют металлический блеск и обладают достаточно хорошим сцеплением с основным металлом пера лопатки. Наиболее интенсивно высокотемпературная коррозия развивается на сопловых лопатках агрегатов, работающих при температурах 780...810° С [18].

Результаты исследования показывают, что механизмы взаимодействия жаропрочных лопаточных материалов с коррозионно-активными веществами, содержащимися в газовом потоке, можно представить как процесс изменения физико-химических свойств поверхностных слоев в виде следующей схемы [24–26]:

- расходование или разрушение защитных покрытий вследствие их эрозионно-коррозионного повреждения или растрескивания при значительных амплитудах изменения термонапряжений;
- образование и расходование защитных окисных пленок на поверхности лопаток в результате взаимодействия легирующих элементов и основы сплава с кислородом;
- образование и конденсация на поверхности лопаток серосодержащих соединений щелочных и ряда других коррозионно-активных металлов при попадании их в проточную часть двигателя;

- разрушение защитных окисных пленок вследствие растворения в солях и соединение серы с компонентами сплава;

- образование сульфидов никеля и хрома на границе "сплав–окалина";

- автокаталитическое окисление эвтектики Ni_3S_2-Ni с освобождением и диффузией серы вглубь сплава фронтально или по границам зерен и образование на поверхности лопатки окиси никеля.

Такая схема повреждения жаропрочных материалов справедлива для различных видов высокотемпературной коррозии – солевой, язвенной, межкристаллитной, сульфидной, ванадиевой и т. п. Конкретная форма внешнего проявления высокотемпературной коррозии зависит от состава и свойств коррозионно-активных соединений, их концентрации, температуры газового потока, состава и структуры поверхностных слоев, уровня и вида механических нагрузок.

По данным [22], процесс высокотемпературной сульфидной коррозии протекает автокаталитически и не зависит от поступления в зону реакций серы или солей щелочных металлов (рис. 5). Для протекания реакций, характерных для сульфидного поражения сплавов, необходимо, чтобы температура поверхности была выше температуры плавления эвтектики Ni_3S_2 ($T_{пл} = 624^\circ C$), поэтому, если позволяют температурные условия, начавшееся сульфидирование не прекращается до полного разрушения материала.

По данным источника [27], в условиях эксплуатации двигателя подвергаются преимущественно сульфидной коррозии, стимулированной сульфатами щелочных металлов и других солей, попадающих непосредственно из топлива, морской воды, пыли воздуха и др.

В настоящее время существует несколько гипотез механизма высокотемпературной коррозии [5, 7, 10], но ни одна из них не объясняет полностью высокотемпературную коррозию в сложных жаропрочных сплавах [10]. Однако при этом многие исследователи [5, 9, 14, 23, 28] отмечают наличие следующих особенностей коррозионного разрушения:

- формирование оксидной пленки, растворение в ней серы и образование сульфидов внутри пленки и на границе с металлом;

- образование обезлегированной зоны на поверхности металла, обусловленное формированием пленки продуктов коррозии и переходом в нее легирующих элементов (Cr, Ti, Al и др.);

- образование эвтектики Ni_3S_2-Ni (при $T_{экспл} > T_{кр}$), приводящее к катастрофическому характеру коррозии сплавов.

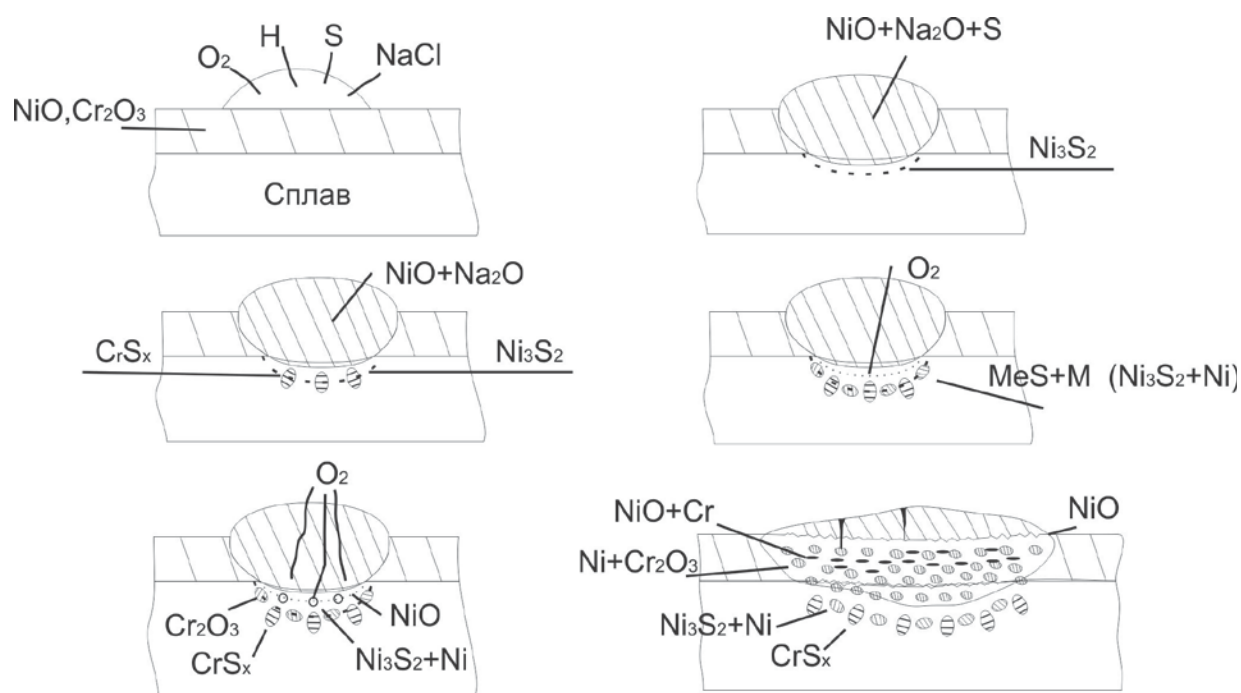


Рис. 5. Механизм окисления лопаток турбин

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гишваров А. С. Повреждаемость материалов энергетических установок в условиях коррозионно-активной среды. М.: Машиностроение, 2014. 297 с. [A. S. Gishvarov, *Defectiveness materials power plants under corrosive environment*, (in Russian). Moscow: Mashinostroenie, 2014.]

2. Абраимов Н. В., Елисеев Ю. С. Химико-термическая обработка жаропрочных сталей и сплавов. М.: Интермет Инжиниринг, 2001. 622 с. [N. V. Abraimov and Y. S. Eliseev, "Chemical heat treatment of heat-resistant steels and alloys," (in Russian). Moscow: Intermet Ingining, 2001.]

3. Анализ причин разрушения сопловых лопаток малоресурсных авиационных двигателей военного назначения / Б. С. Карпинос, А. Г. Карасев, В. В. Самулеев и др. // Вибрация в технике и технологиях. 2001. № 5. С. 91–93. ["Analysis of the causes of destruction of nozzle vanes little resource of aircraft engines for military purposes," B. S. Karpinos, A. G. Karasev, V. V. Samuleev, et al., (in Russian), in *Vibratsiia v tehnikе i tehnologii*, no. 5, pp. 91–93, 2001.]

4. Карпинос Б. С., Барило В. Г., Самулеев В. В. Разрушение элементов горячего тракта авиационных газовых турбин // Вестник двигателестроения. 2004. № 1. С. 4–10. [B. S. Karpinos, V. G. Barilo, V. V. Samuleev, "The destruction of the hot section components of aircraft gas turbines," (in Russian), in *Vestnik dvigatelestroeniia*, no. 1, pp. 4–10, 2004.]

5. Никитин В. И. Коррозия и защита лопаток газовых турбин. Л.: Машиностроение, 1987. 272 с. [V. I. Nikitin, *Corrosion protection of gas turbine blades*, (in Russian). Leningrad: Mashinostroenie, 1987.]

6. Гишваров А. С. Теория ускоренных ресурсных испытаний технических систем. Уфа: Гилем, 2000. 338 с. [A. S. Gishvarov, *The theory of accelerated life tests of technical systems*, (in Russian). Ufa: Gilem, 2000.]

7. Гецов Л. Б. Материалы и прочность деталей газовых турбин. М.: Недра, 1996. 591 с. [L. B. Getsov, *Material and*

strength of gas turbine parts, (in Russian). Moscow: Nedra, 1996.]

8. Кузнецов Н. Д., Цейтлин В. И. Эквивалентные испытания газотурбинных двигателей. М.: Машиностроение, 1976. 216 с. [N. D. Kuznetsov, V. I. Tseitlin, *Equivalent tests of gas turbine engines*, (in Russian). Moscow: Mashinostroenie, 1976.]

9. Коломыцев П. Т. Высокотемпературные защитные покрытия для никелевых сплавов. М.: Metallurgiya, 1981. 237 с. [P. T. Kolomitsev, *High-temperature protective coatings for nickel alloys*, (in Russian). Moscow: Metallurgiya, 1981.]

10. Симс Ч., Хагель В. Жаропрочные сплавы. М.: Metallurgiya, 1976. 558 с. [C. Sims, W. Hagel, *The superalloys*, (in Russian). Moscow: Metallurgiya, 1976]

11. Орышич И. В. Разработка методики испытания жаропрочных сплавов в расплавах солей // Защита металлов. 1981. № 1. С. 16–23. [I. V. Orishich, "Development of methodology for testing high-temperature alloys in molten salts," (in Russian), in *Zashita metallov*, no.1, pp. 16–23, 1981.]

12. Ющенко К. А., Савченко В. С. Высокотемпературная газовая коррозия лопаток турбин из никелевых сплавов в процессе эксплуатации // Автоматическая сварка. 2005. № 5. С. 25–34. [K. A. Ushenko, V. S. Savchenko, "High-temperature gas corrosion of turbine blades of nickel alloys in service," (in Russian), in *Avtomaticheskaya svarka*, no. 5, pp. 25–34, 2005.]

13. Коломыцев П. Т. Защитные покрытия для никелевых сплавов. М.: Metallurgiya, 1991. 154 с. [P. T. Kolomitsev, *Protective coatings for nickel alloys*, (in Russian). Moscow: Metallurgiya, 1991.]

14. Коломыцев П. Т. Газовая коррозия и прочность никелевых сплавов. М.: Metallurgiya, 1984. 216 с. [P. T. Kolomitsev, *Gas corrosion and strength nickel alloys*, (in Russian). Moscow: Metallurgiya, 1984.]

15. Окисление жаростойких сталей и сплавов / Л. Л. Мигай, Н. П. Козлова, А. И. Ляпунов, Е. Г. Мальчев-

ский, Б. И. Бекетов // Защита металлов. 1972. № 6. С. 34–46. ["Oxidation of heat-resistant steels and alloys," L. L. Migay, N. P. Kozlova, A. I. Lyapunov, E. G. Malchevskiy, (in Russian), in *Zashita metallov*, no. 6, pp. 34–46, 1972.]

16. **Обеспечение** коррозионной надежности лопаток газовых турбин. / Под ред. Л. Б. Гецова Л.: Судостроение, 1989. 77 с. [*Ensuring the reliability of corrosion of gas turbine blades*, L. B. Getsov, (in Russian). Leningrad: Sudostroenie, 1989.]

17. **Надежность** и эффективность в технике: справочник в 10 т. / Ред. совет: В. С. Авдучевский и др. М.: Машиностроение, 1989. Т. 7. 280 с. [*The reliability and the effectiveness of the technique*, V. S. Avduevskiy, et al., (in Russian). Moscow: Mashinostroenie, 1989.]

18. **Акимов Л. М., Щуровский В. А., Романов Е. П.** Коррозионное повреждение сопловых лопаток турбин в продуктах сгорания природного газа // Энергомашиностроение. 1984. № 10. С. 17–20. [L. M. Akimov, V. A. Shurovskii, E. P. Romanov, "Corrosion damage nozzle turbine blades in the combustion products of natural gas," (in Russian), in *Energomashinostroenie*, no. 10, pp. 17-20, 1984.]

19. **Исследование** высокотемпературного окисления лопаток турбины ГТД в присутствии солей щелочных металлов / Е. Н. Карпов, И. И. Тарасевич, Н. Н. Мотрий и др. // Надежность и долговечность авиационных газотурбинных двигателей: сб. науч. тр. Киев: КИИГА, 1979. С. 35–46. ["The high-temperature oxidation of the turbine blade GTE presence of alkali metal salts," E. N. Karpov, I. I. Tarasevich, N. N. Motriy, et al., (in Russian), in *Proc. Workshop on Nadejnost i dolgovechnost aviatsionnih gazoturbinnih dvigateley*, Kiev, pp. 35–46, 1979.]

20. **Кулик Н. С.** Оценка коррозионной повреждаемости лопаток турбин авиационных двигателей в эксплуатационных условиях // Надежность и долговечность авиационных газотурбинных двигателей: сб. науч. тр. Киев: КИИГА, 1979. С. 47–53. [N. S. Kulik, "Evaluation of corrosion of damage to the turbine blades of aircraft engines under operating conditions," (in Russian), in *Proc. Workshop on Nadejnost i dolgovechnost aviatsionnih gazoturbinnih dvigateley*, pp. 47–53, Kiev, 1979.]

21. **Хуссейн Э. Х.** Оценка повреждаемости лопаток турбин газотурбинных двигателей в эксплуатации // Вестник НАУ. 2004. № 1. С. 126–130. [E. H. Husein, "Assessment of damage to the turbine blades of gas turbine engines in operation," (in Russian), in *Vestnik NAU*, no. 1, pp. 126–130, 2004.]

22. **Зрелов В. Н., Пискунов В. А.** Реактивные двигатели и топливо. М.: Машиностроение, 1986. 293 с. [V. N. Zrelov, V. A. Piskunov, *Jet engines and fuel*, (in Russian). Moscow: Mashinostroenie, 1986.]

23. **Орлов М. Р., Ключихин В. Г.** К вопросу о сульфидной коррозии жаропрочных никелевых сплавов // Вестник двигателестроения, 2003. № 1. С. 25–29. [M. R. Orlov, V. G. Kluchihin, "About sulfide corrosion of heat-resistant nickel alloys," (in Russian), in *Vestnik dvigatelestroenia*, no. 1, pp. 25–29, 2003.]

24. **К вопросу** о теоретических основах высокотемпературной коррозии металлов // Высокотемпературная коррозия и методы защиты от нее / В. И. Архаров, Н. А. Баланева, В. Н. Богословский, Н. М. Стафеева. М.: Наука, 1973. С. 5–19. ["On the question of the theoretical foundations of high-temperature corrosion of metals," V. I. Arharov, N. A. Balaneva, V. N. Bogoslovskiy, N. M. Stafeeva, (in Russian), in *Visokotemperaturnaya korroziya i metodi zashiti ot nee*, pp. 5–19, 1973.]

25. **Кулик Н. С., Карпов Е. Н., Хуссейн Э. Х.** Коррозионные повреждения лопаток газовых турбин // Вестник двигателестроения. Киев: НАУ, 2001. № 2. С. 30–34. [N. S. Kulik, E. N. Karpov, E. H. Husein, "Corrosion damage gas turbine blades," (in Russian), in *Vestnik dvigatelestroenia*, no. 2, pp. 30–34, 2001.]

26. **Ли С. И.** Влияние температуры на высокотемпературную коррозию // Энергетические машины и установки. 1973. № 1. С. 71–80. [S. I. Li, "Effect of temperature on high-temperature corrosion," (in Russian), in *Energeticheskie mashini i ustanovki*, no. 1, pp. 71-80, 1973.]

27. **Орышич И. В.** Способ испытания жаропрочных сплавов на стойкость к высокотемпературной солевой коррозии: авт. свид. № 1772694. МПК⁷ G01N17/00. Опубл. 23.12.1992. Бюл. № 12. [I. V. Orishich, *Test of superalloys high resistance to salt corrosion*, (in Russian), certificate no. 1772694, 1992.]

28. **Хуссейн Э. Х.** Эксплуатация газотурбинных установок MB6001 в Ливане // Вестник НАУ. 2004. № 4. С. 120–129. [E. H. Husein, "Operation of gas turbines MV6001 in Lebanon," (in Russian), in *Vestnik NAU*, no. 4, pp. 120-129, 2004.]

ОБ АВТОРАХ

ДАВЫДОВ Марсель Николаевич, доц. каф. авиац. двигателей. Дипл. инж.-мех. по авиац. двигателям (УГАТУ, 2002). Канд. техн. наук по тепл. и э/ракетн. двигателям ЛА (УГАТУ, 2006). Иссл. в обл. ускоренных испытаний техн. систем.

ГИШВАРОВ Анас Саидович, проф., зав. каф. авиац. двигателей. Дипл. инж.-мех. (УАИ, 1973). Д-р техн. наук по тепловым двигателям ЛА (УГАТУ, 1993). Теор. и эксп. исследования в обл. надежности, ресурса и испытаний технических систем.

РАХИМОВ Абдусатто Хасанович, маг. гр. АСМ-01 УГАТУ

METADATA

Title: Modeling of durability of turbine blades in the corrosive environment.

Authors: M. N. Davydov¹, A. S. Gishvarov², A. H. Rahimov³.

Affiliation:

Ufa State Aviation Technical University (UGATU), Russia.

Email: ¹mar55@mail.ru, ²⁻³ad@mail.rb.ru

Language: Russian.

Source: Vestnik UGATU (scientific journal of Ufa State Aviation Technical University), vol. 20, no. 1 (71), pp. 71–80, 2016. ISSN 2225-2789 (Online), ISSN 1992-6502 (Print).

Abstract: The analysis of the main causes of damage to the turbine blades due to the high temperature gas corrosion. The features of the high-temperature sulfide corrosion of turbine blades, leading to a decrease in durability.

Key words: modeling; durability; high temperature corrosion; turbine blades.

About authors:

DAVYDOV, Marsel Nikolaevich, Dipl. engineer of aircraft engines (USATU, 2002), Cand. of Tech. Sci. (UGATU, 2006).

GISHVAROV, Anas Saidovich, Prof., Dept. of Aircraft Engines. Dipl. engineer (UAI, 1973). Dr. of Tech. Sci. (USATU, 1993).

RAHIMOV, Abdusatto Hasanovich, mag. USATU