

Атаев Р.Ч., Якубов Я.Д., Дурдыев А.Ю., Атамырадов Г.

## ОСОБЕННОСТИ КОРРОЗИИ ЭЛЕМЕНТОВ ПРОТОЧНЫХ ЧАСТЕЙ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

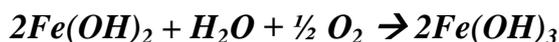
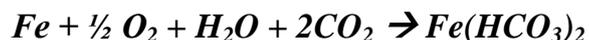
*Государственный Энергетический Институт Туркменистана. Преподаватели,  
студент.*

В проводимых Президентом Туркменистана реформах особое внимание уделяется электроэнергетике нашей страны. Электроэнергетическая отрасль связана не только решением производственных и экономических задач, но и развивается для решения важных социально значимых задач. В рамках концепции развития электроэнергетической отрасли Туркменистана построены и введены в эксплуатацию современные газотурбинные установки, и источником энергии для обеспечения вращательного движения роторов турбин на этих электростанциях служит смесь воздуха и природного газа [1].

Использование газотурбинных установок показало, что количество хлоридов натрия и калия, образующихся в отложениях на лопастях компрессора, смешивающих природный газ и воздух, достигает нескольких процентов. Указанные хлориды в сочетании с водой образуют высокоэффективный (агрессивный) электролит, что приводит к образованию коррозии (коррозия — латинское слово, обозначающее самопроизвольное разрушение твердых тел при химическом или электрохимическом взаимодействии с окружающей средой) в виде пятна материала лопасти [2]. Вода может поступать непосредственно в компрессор в результате дождевых капель или конденсации расширения влажного воздуха в конфузоре. При повышении температуры в компрессоре вода быстро испаряется, и поэтому коррозия образуется только в первых и вторых рядах лопастей в рабочем агрегате.

Такая коррозия приводит к тому, что весь лопастной аппарат компрессора подвергается воздействию. Конечным результатом такого вида коррозии является не только отличительное снижение сопротивления усталости, но и образование трещин в лопастях. Это также приводит к большим затратам на обслуживание оборудования. Лопастные аппараты первых ступеней газовых турбин более подвержены коррозии. Его температурную коррозию (ее возникновение в зависимости от участвующих в механизме действия веществ) можно разделить на два вида [2]:

Первый вид – высокотемпературная коррозия. В основном это связано с коррозией, образующейся в диапазоне температур 800-900°C. При этом соль и сера могут поступать из топлива, воздуха с определенной циркуляцией или из других источников, то есть из ингибиторов ванадия или источников воды, подаваемых в газотурбинную установку (ГТУ), т.е. на металле происходят следующие процессы:



Во втором виде, реакция образования сульфата натрия протекает следующим образом:



Этот вид коррозии характеризуется гладкой, привычно поврежденной, загрязненной поверхностью. Может быть интенсифицирован с участием ванадия. При

сгорания топлива в камере сгорания образуется  $V_2O_5$  и получают его щелочные соединения с низкой температурой плавления (около  $600^\circ\text{C}$ ) [3].

Эти вещества активны в растворимом виде и растворяют оксиды металлов, задерживают в себе кислород. С повышением температуры активность этой коррозии возрастает экспоненциально. Ванадиевая коррозия поверхностная.

Высокотемпературная коррозия также усиливается с участием хлоридов. Они поступают вместе с топливом в виде хлоридов щелочных металлов или с воздухом, поступающим в камеру сгорания газовых турбин, и могут быть описаны на основе связи на рисунке 1.

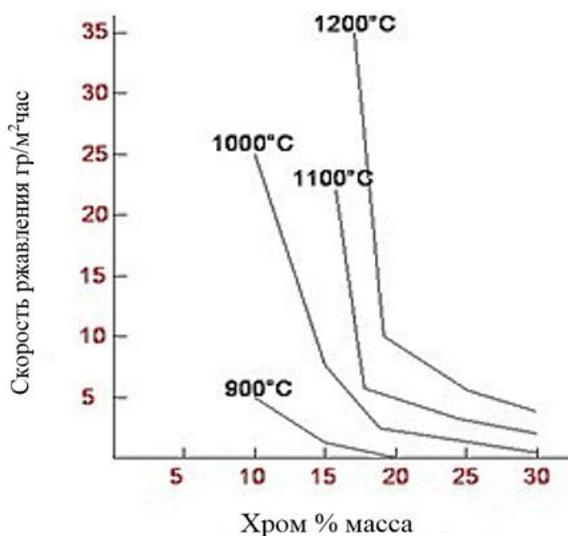


Рисунок 1 – Коррозионная стойкость хромистой стали

Низкотемпературная коррозия возникает при температурах ниже  $600^\circ\text{C}$ . В этом случае коррозионное воздействие становится точечной коррозией. Продукты коррозии обычно представляют собой смесь оксидов и сульфидов. Такой тип коррозии также может быть обусловлен сульфатами (в первую очередь сульфатом калия).

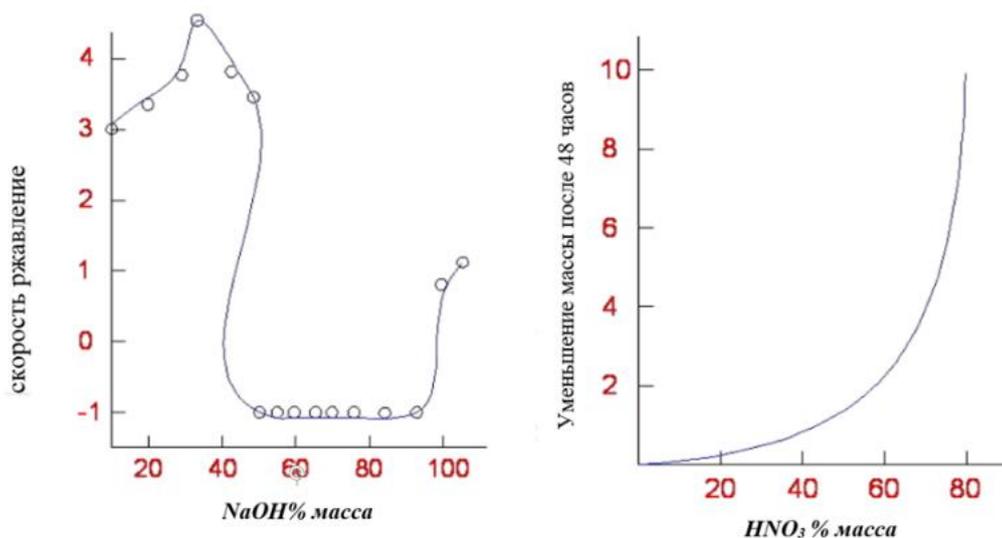


Рисунок 2 – Коррозия углеродистых сталей в  $\text{HNO}_3$  и  $\text{NaOH}$

Высокотемпературная коррозия газовой турбины происходит за очень короткое время, а это значит, что уже через несколько тысяч часов работы, большое количество лопастей выйдут из строя. Структура лопастей с воздушным охлаждением быстро разрушается, потому что у них меньшая толщина стенок, чем у сплошных лопастей.

Все коррозионные повреждения газовых турбин приводят к ухудшению аэродинамических характеристик лопастного аппарата, изгибу вершины лопастей, к значительному снижению электрического КПД и сопровождается снижением выработки электроэнергии (рис. 3). Неровность (шероховатость) поверхности рабочих и сопловых лопастей  $3 \cdot 10^{-3}$  мм приводит к потере 2,7% КПД длины аэродинамического профиля, а потери при выработке электроэнергии близки к 4,05 МВт. Если принять годовую функциональность газовой турбины за 5000 часов, то расчеты показывают, что годовые потери при выработке электроэнергии составляют 20,31 ГВт, а перерасход топлива на ГТУ мощностью 150 МВт составляет  $4,37 \cdot 10^6$  кг [4].

На основании проведенных анализов, нецелесообразно откладывать замену лопастей после установленного срока и своевременные меры по восстановлению лопастей с коррозией позволяют окупить их. Повышенная шероховатость поверхности также повышает технический коэффициент теплопередачи. Это означает, что для лопастей которые охлаждаются, достаточно повышается температура металла и, следовательно, это означает сокращение срока его службы. Эрозия компрессорных лопастей, вызванная частицами размером более 10 мкм (эрозия — от лат. «разъедание» это послойное разложение поверхности металлических изделий под действием газовых или жидких агрегатов, а также окружающей среды и т.д.), приводит к возникновению переднего притупления аэродинамического профиля, т.е. изменению угла воздействия воздушного комплекса, а также к ненужному утончению лобной части заднего элемента лопасти. Эрозия лопастей газовых турбин аналогична эрозии лопастей компрессора, и приводит к повреждению вплоть до исчезновения пути потока каналов охлаждающего воздуха профиля лопастей, то есть это приводит к потере охлаждающего воздуха и даже к проникновению горячего воздуха в потоки лопастей. В результате, это усложняет охлаждение поврежденных, неисправных лопастей, образуется перегретая зона, и происходит разрушение лопастей. После этих событий, это приводит к последующему повреждению лопастного аппарата газовой турбины.

Полная замена газотурбинной части ГТУ мощностью 150 МВт, повысит трудоемкость ремонтных работ, даже если не учитывать затраты, связанные с полным выполнением работ и монтажом [3].

Жидкое топливо или природный газ также могут подавать эрозионные частицы во время рабочего процесса. Это означает, что топливная система газотурбинной установки также может быть подвержена эрозии. Выход из строя топливных форсунок приводит к ухудшению процесса сгорания. Количество топлива, подаваемого в камеру сгорания, может быть увеличено локально. Это означает, что температурная зона горячего газа перед газовой турбиной может привести к изменению в сторону разрушения. На отдельных участках может происходить формирование локальных зон перегрева.

Воздушные фильтры на входе задерживают и удерживают до 99% других коррозионно-активных загрязнителей, присутствующих в воздухе. В последние годы за рубежом получили широкое распространение индивидуальные пакеты и двух- или трехступенчатые воздушные фильтры пульсирующего типа. Они автоматически очищаются в зависимости от разницы давлений, возникающей при закупоривании. Последнюю ступень фильтров обязательно надо заменять через три-четыре месяца. Загрязнение фильтров приводит к увеличению их сопротивления, и в каждом случае падение давления ниже 100 Па снижает массовый расход воздуха примерно на 0,1%. При поддержании температуры выходных газов ГТУ постоянной, т.е. около 0,22% выработки электроэнергии, что соответствует снижению электрической КПД на 0,07%.

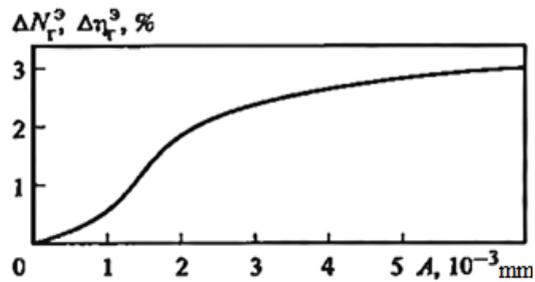


Рисунок 3 – Зависимость ухудшения характеристик ГТУ с увеличением шероховатости (неровности) газотурбинных лопастей

Где:  $\Delta N_r^э$  – Снижение электрической мощности ГТУ, %;

$\Delta \eta_r^э$  – уменьшение КПД производства электроэнергии;

$A=K/L$  – относительная шероховатость поверхности газотурбинной лопасти ( $K$  – шероховатость поверхности лопасти,  $L$  – рассматриваемая длина профиля лопасти).

В результате, для исключения ухудшения параметров газотурбинных установок в определенной степени, считается целесообразным обеспечить регулярный контроль воздушных фильтров комплексной системы очистки воздуха и их очистку [4].

В засушливых регионах с континентальным климатом воздушные фильтры покрываются пылью. Внезапные дождливые дни приводят к таянию солей, в составе осевшей пыли в фильтрах, и приводит к попаданию этого высококонцентрированного солевого раствора в компрессор и газовую турбину. Поэтому возникает необходимость в регулярной очистке от пыли воздушных фильтров на входе. Однако даже самые лучшие воздушные фильтры не способны полностью устранить большое количество пыли попадающую в ГТУ.

По результатам проведенных анализов, на газотурбинной установке мощностью 150 МВт, потребляющей в среднем 500 кг/ч воздуха, наблюдались следующие условия:

- при средней концентрации пыли в воздухе 0,5 Мг/кг и при КПД воздушного фильтра 99% возможно, что за 5000 часов работы через установку может пройти около 45 кг пыли;

- если концентрация NaCl в пыли близка к 2%, то вместе с пылью в компрессор попадет 0,9 кг NaCl. Таким образом, хорошая фильтрация воздуха, поступающего в компрессор, еще не может в достаточной мере защитить компрессор от коррозии и требует принятия дополнительных мер защиты. Антикоррозионные покрытия используются в первых рядах лопастей в центробежных компрессорах.

Предоставленные данные, полностью доказывает необходимость постоянного и высокого уровня антикоррозионного контроля оборудования, широко внедряемых газотурбинных установок в Туркменистане.

*Список использованных источников:*

1. Сборник актов Президента Туркменистана и постановлений Правительства Туркменистана, А-2021.
2. Кормильцин Г.С., Воробьев А. М., Промтов М.А. Диагностика и техническое обслуживание технологического оборудования. Тамбов, 2013 г.
3. Л. В. Зысин. Парогазовые и газотурбинные установки. Санкт-Петербург, 2010 г.
4. Ю. С. Елисеев, В. В. Крымов, К.А. Малиновский, В. А. Попов. Технология эксплуатации диагностики и ремонта газотурбинных двигателей. Москва “Высшая школа” – 2002 год.