

## ЭРОЗИЯ-КОРРОЗИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ПЕРЕВОДЕ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС НА СВЕРХНОМИНАЛЬНУЮ МОЩНОСТЬ

© 2023 г. Г. В. Томаров<sup>а</sup>, \*, А. А. Шипков<sup>а</sup>, \*

<sup>а</sup>ООО “Геотерм-М”, ул. Лефортовский Вал, д. 24, Москва, 111250 Россия

\*e-mail: [geoatom.m@gmail.com](mailto:geoatom.m@gmail.com)

Поступила в редакцию 29.04.2022 г.

После доработки 23.06.2022 г.

Принята к публикации 28.06.2022 г.

Развитие современной атомной отрасли характеризуется переводом действующих энергоблоков на сверхноминальный уровень мощности, что обеспечивает увеличение выработки и снижение себестоимости электроэнергии. Этого можно достичь повышением мощности реакторной установки и увеличением КПД турбоустановки. В России и за рубежом практикуется увеличение мощности энергоблоков АЭС на 2–20% сверх номинальной. Наиболее масштабно подобные мероприятия реализуются в США и Европе. Увеличение мощности энергоблока выше номинальной может потребовать модернизации турбин, конденсаторов, электрогенераторов и другого оборудования. Переход на сверхноминальную мощность приводит к изменению условий эксплуатации оборудования и трубопроводов энергоблоков, в том числе таких параметров рабочей среды, как температура, давление, расход, степень влажности пара и др. Это, в свою очередь, может оказывать влияние на скорость протекания процессов эрозии-коррозии металла рабочих поверхностей технологического контура и приводить к уменьшению остаточного ресурса до достижения предельно допустимых утонений стенок оборудования и трубопроводов. Расчетные исследования зарубежных специалистов свидетельствуют о том, что скорость эрозии-коррозии отдельных линий трубопроводов и групп оборудования после перехода на сверхноминальную мощность может увеличиваться более чем на 50%. В связи с этим в США для получения лицензии на эксплуатацию энергоблока АЭС на сверхноминальной мощности требуется выполнение расчетных исследований с использованием программных средств по выявлению трубопроводов и оборудования, на которых возможно повышение скорости эрозии-коррозии. На отечественных атомных станциях для прогнозирования скорости эрозии-коррозии элементов трубопроводов и оборудования с 2009 г. используется расчетный код РАМЭК. Отмечается, что на практике при переводе энергоблока на сверхноминальную мощность в узлах со сложной геометрией проточной части наряду с интенсификацией эрозии-коррозии может возрастать воздействие кавитационной и каплеударной эрозии. Указывается на целесообразность расчетно-экспериментальных исследований по оценке степени влияния изменения условий эксплуатации на интенсивность и локализацию эрозионно-коррозионного износа элементов трубопроводов и оборудования при переводе отечественных энергоблоков АЭС на сверхноминальную мощность.

*Ключевые слова:* атомная станция, энергоблок, сверхноминальная мощность, эрозия-коррозия, II контур, трубопроводы и оборудование, остаточный ресурс

**DOI:** 10.56304/S0040363623010071

Перевод энергоблоков на сверхноминальную мощность приводит к изменению условий эксплуатации оборудования и линий трубопроводов энергоблоков, в том числе давления, температуры, расходов рабочей среды, степени влажности пара, а также параметров водно-химического режима вследствие роста концентрации железа и изменения протекания термодинамических процессов, что может оказывать влияние на скорость и локализацию эрозионно-коррозионного воздействия на металл. Поэтому перед переводом

энергоблоков на сверхноминальную мощность целесообразно оценить возможное увеличение скорости эрозии-коррозии и изменение расположения локальных зон наибольшего утонения стенок трубопроводов и оборудования энергоблока. Для обеспечения требуемого уровня безопасности АЭС по результатам этих исследований при необходимости должны быть разработаны компенсационные мероприятия и проведена корректировка типовых программ эксплуатационного контроля металла.

## ЭРОЗИЯ-КОРРОЗИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС

В настоящее время достаточно хорошо изучены процессы и закономерности эрозии-коррозии металла в одно- и двухфазных потоках [1, 2]. Эрозии-коррозии подвержены практически все трубопроводы и оборудование II контура энергоблоков АЭС, изготовленные из углеродистых и низколегированных конструкционных сталей и работающие в конденсатно-питательном и влажно-паровом трактах. На интенсивность эрозии-коррозии влияют химический состав металла (в первую очередь содержание хрома, молибдена и меди), температура, фазовое состояние и скорость течения рабочей среды, а также параметры водно-химического режима (значение pH и содержание кислорода).

Месторасположение локальных зон наибольшего эрозионно-коррозионного утонения в элементах трубопроводов и оборудования зависит, прежде всего, от особенностей гидродинамики потока. Как показывают многочисленные исследования, на процесс эрозии-коррозии влияют различные параметры и характеристики потока, отражающие гидродинамический фактор эрозионно-коррозионного воздействия на металл [3].

В процессе эксплуатации энергоблоков АЭС происходит значительное количество эрозионно-коррозионных повреждений элементов трубопроводов и оборудования, что подтверждают статистические данные. Согласно [4], механизм эрозии-коррозии становится причиной разрушений элементов трубопроводов и оборудования французских энергоблоков АЭС в 58% случаев.

Эрозионно-коррозионное воздействие приводит к возникновению сквозных дефектов и разгерметизации рабочего контура и, как следствие, к вынужденным отключениям оборудования и останову энергоблоков атомных станций.

На рис. 1 представлены статистические данные, собранные в системе CODAC, о количестве эрозионно-коррозионных разрушений элементов трубопроводов различного диаметра на АЭС с PWR в периоды с 2000 по 2004 г. и с 2005 по 2009 г. [5]. Согласно диаграмме, в большей степени эрозионно-коррозионному воздействию подвержены элементы трубопроводов диаметром 100–250 мм, однако в период с 2005 по 2009 г. было отмечено значительное число эрозионно-коррозионных повреждений трубопроводов диаметром 50–100 мм.

Следует обратить внимание на довольно высокий уровень повреждаемости трубопроводов малых диаметров (менее 50 мм) (см. рис. 1). По этой причине в США и некоторых других странах реализуются программы по предотвращению эрозии-коррозии трубопроводов малых диаметров [6]. В рамках комплексной программы Концерн «Росэнергоатом» также предусмотрено проведе-

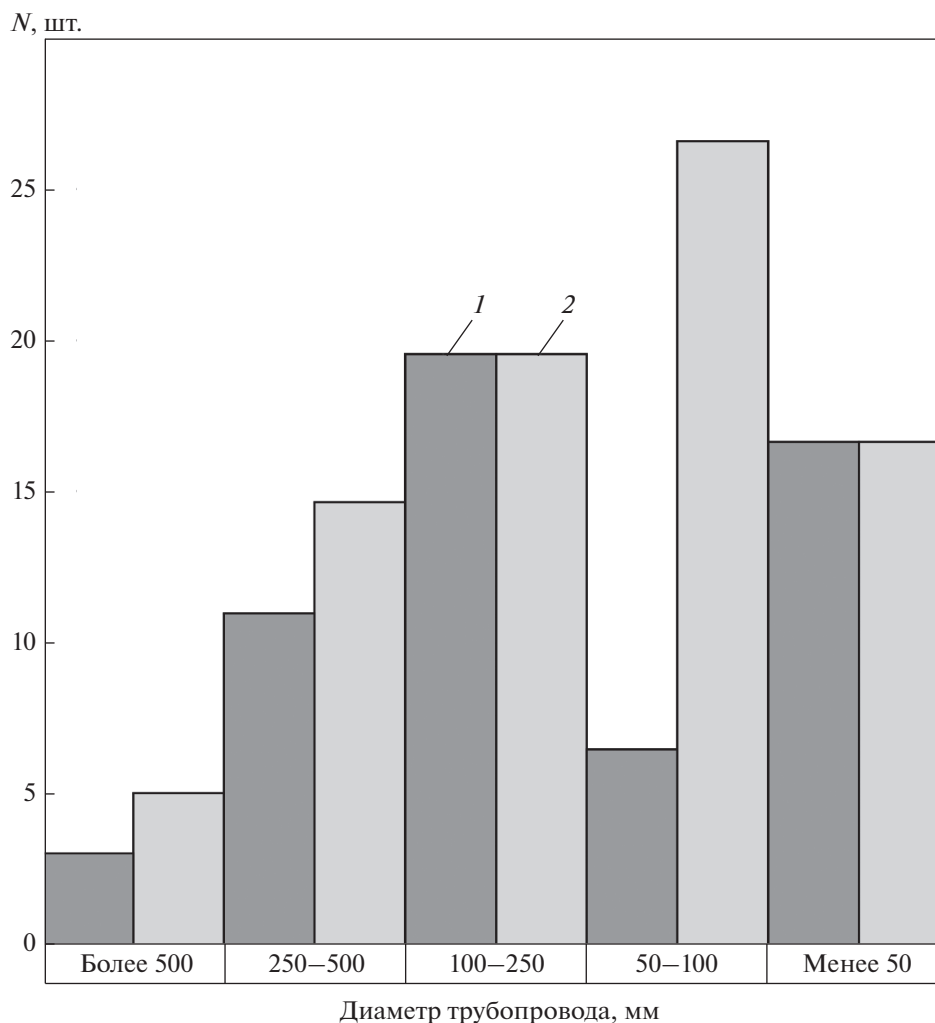
ние мероприятий на АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) и реакторами на быстрых нейтронах по предупреждению недопустимых эрозионно-коррозионных утонений элементов трубопроводов малых диаметров.

На рис. 2 приведены статистические данные, полученные по системе CODAC, о доле разных видов последствий, вызванных эрозионно-коррозионными разрушениями элементов технологического контура энергоблоков АЭС, изготовленных из различных металлов. Наибольшее число случаев значительных утечек рабочей среды вследствие разрушения элементов приходится на углеродистые и низколегированные стали. В результате эрозионно-коррозионного утонения происходит внезапное разрушение стенок элементов трубопроводов и оборудования из углеродистых и низколегированных сталей, работающих в одно- и двухфазных потоках. Так, на рис. 3 отчетливо видны эрозионно-коррозионные разрушения гнба трубопровода влажно-парового тракта энергоблока АЭС в Чехии [5].

Нержавеющие стали не подвержены эрозии-коррозии. Причиной образования трещин в элементах из нержавеющей стали чаще всего является коррозионное растрескивание под напряжением с образованием щелевых дефектов и появлением относительно больших протечек рабочей среды – менее 0.06 кг/с. Кроме того, для таких элементов редки случаи недопустимых локальных утонений стенок, которые при определенных условиях могут формироваться вследствие кавитационной или каплеударной эрозии.

С целью обеспечить целостность рабочих контуров действующих энергоблоков АЭС проводятся мероприятия, направленные, с одной стороны, на своевременное обнаружение эрозионно-коррозионных утонений, близких к предельно допустимым, а с другой – на повышение эксплуатационной эрозионно-коррозионной стойкости элементов трубопроводов и оборудования. Эффективность эксплуатационного контроля толщины стенок обеспечивается выполнением работ по расчетно-экспериментальному выявлению элементов группы риска интенсивного утонения с помощью программных средств прогнозирования скорости эрозии-коррозии [7], например расчетного кода РАМЭК, который используется на отечественных АЭС с 2009 г. [8].

Для повышения эксплуатационной эрозионно-коррозионной стойкости элементов трубопроводов и оборудования применяются активные (корректировка параметров водно-химического режима, гидродинамики потока и др.) и пассивные (выполнение элементов из эрозионно- и коррозионно-стойких металлов, нанесение защитных покрытий и др.) методы.



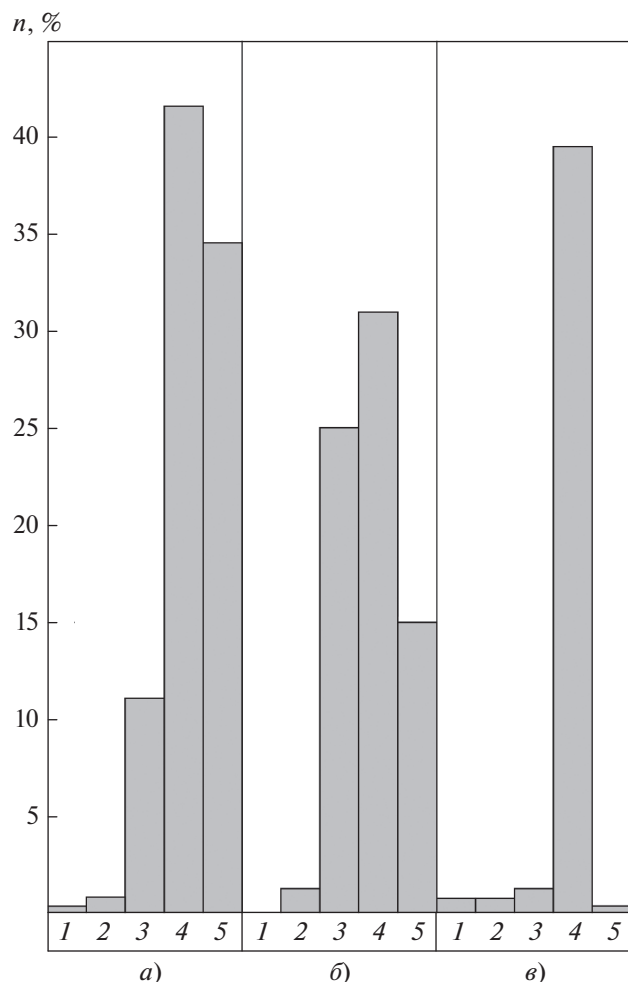
**Рис. 1.** Статистические данные, полученные по системе CODAC, о количестве эрозионно-коррозионных разрушений ( $N$ ) трубопроводов различного диаметра на АЭС с PWR в периоды с 2000 по 2004 г. (1) и с 2005 по 2009 г. (2)

#### ИЗМЕНЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ II КОНТУРА ПРИ ПЕРЕВОДЕ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС НА СВЕРХНОМИНАЛЬНУЮ МОЩНОСТЬ

Известно немало случаев перевода энергоблоков АЭС на сверхноминальную мощность (с наибольшим превышением номинальной мощности на 20%) [9–11]. При этом используются различные технические решения, обеспечивающие безопасное повышение мощности энергоблоков АЭС сверх номинальной, которые, в частности, предполагают увеличение производительности парогенератора и пропуска количества пара в турбину в том числе за счет переоблапачивания цилиндра высокого давления (ЦВД). Так, в [12] обоснованы возможности работы турбоустановки К-1000-60/1500-2М на сверхноминальном уровне мощности до 110%.

Перевод на сверхноминальную мощность влечет за собой изменение условий эксплуатации, в том числе температуры и расхода рабочей среды в конденсатно-питательном и влажно-паровом трактах II контура энергоблоков АЭС [13]. Кроме того, происходит изменение рабочих значений степени влажности пара.

Следует отметить, что увеличение температуры рабочей среды может приводить как к повышению, так и к снижению скорости износа трубопроводов, поскольку температурная зависимость эрозии-коррозии имеет экстремум. Для примера на рис. 4 приведены экспериментальные данные о влиянии температуры влажного пара на скорость эрозии-коррозии стали Ст20 и 12ХМ [2]. Температурная зависимость скорости эрозии-коррозии сталей в водном потоке имеет аналогичный характер (рис. 5) [1].

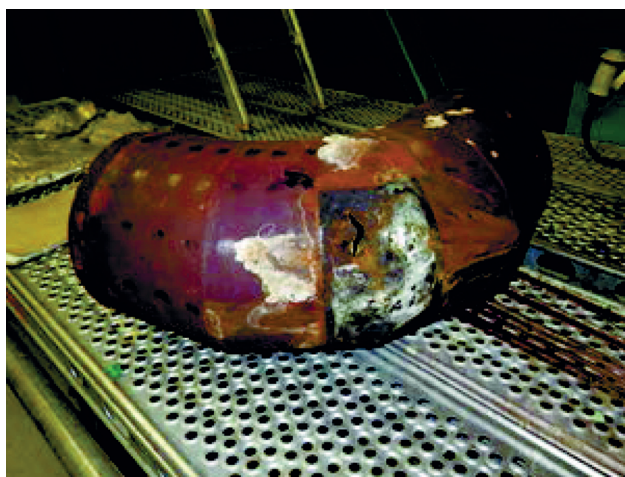


**Рис. 2.** Статистические данные, полученные по системе CODAC, о доле  $n$  разных видов последствий: утечках рабочей среды (1–4) и недопустимых утонениях (5), вызванных эрозионно-коррозионными разрушениями элементов технологического контура энергоблоков АЭС, изготовленных из различных видов стали.

Сталь: *а* – углеродистая; *б* – низколегированная; *в* – нержавеющая.

Утечки рабочей среды, кг/с: 1 – 3.0–30.0; 2 – 0.3–3.0; 3 – 0.06–0.3; 4 – менее 0.06

На рис. 4 показаны также результаты оценки изменения скорости эрозии-коррозии при увеличении температуры влажного пара на  $10^{\circ}\text{C}$  в первом, четвертом отборах ЦВД и шестом отборе цилиндра низкого давления (ЦНД) турбоустановки К-1000-60-3000 (без учета влияния сепарационной способности отборов на степень влажности пара) при переходе на сверхноминимальную мощность. Очевидно, что интенсивность эрозионно-коррозионного утонения трубопроводов четвертого и шестого отборов при увеличении температуры влажного пара на  $10^{\circ}\text{C}$  может возрасти на 10 и 95% соответственно. При этом скорость эрозии-коррозии трубопроводов первого отбора снизится на 25%.



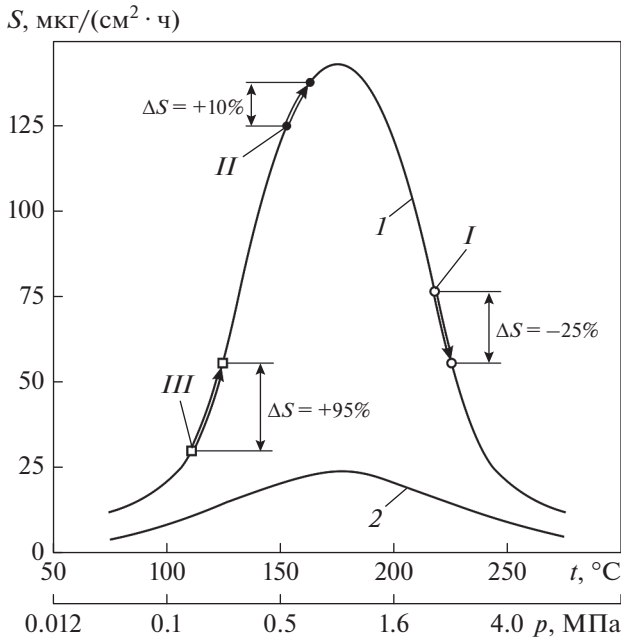
**Рис. 3.** Эрозионно-коррозионное разрушениегиба трубопровода влажно-парового тракта энергоблока АЭС (Чехия)

АЭС Leibstadt (Швейцария) через год после пуска, состоявшегося в 1984 г., была переведена на повышенную мощность 104.2%, в 1998 г. – на 106%, в 1999 г. – на 109%, в 2000 – на 112% и в 2002 г. – на 114% [14]. Это привело к увеличению температуры и расхода питательной воды на  $8.5^{\circ}\text{C}$  и 49 кг/с соответственно.

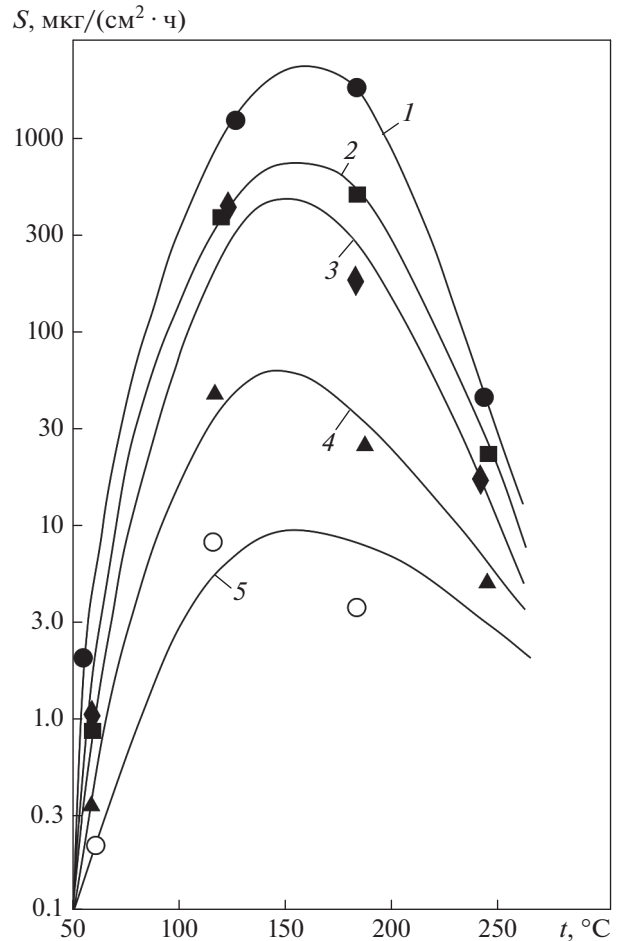
Увеличение расхода и, как следствие, скорости течения рабочей среды может приводить к интенсификации процессов локальной эрозии-коррозии и смещению по потоку зон наибольшего утонения стенок элементов трубопроводов, прежде всего, расположенных после регулирующих арматуры, суживающих устройств и других узлов с каналами сложной геометрии. Для оценки этого эффекта необходимо исследовать изменения в гидродинамике течения рабочей среды в конкретном элементе или узле с учетом влияния предвключенного участка.

#### ВЛИЯНИЕ НА СКОРОСТЬ ЭРОЗИИ-КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ ПЕРЕВОДА ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС НА СВЕРХНОМИНАЛЬНУЮ МОЩНОСТЬ

При рассмотрении вариантов перевода на сверхноминимальные мощности энергоблоков атомных станций в США рекомендуется предварительно определять возможные изменения значений термодинамических, расходных и водно-химических параметров и других характеристик, влияющих на протекание процессов эрозии-коррозии [9, 13]. На основе результатов расчетов с помощью программных средств прогнозирования скорости эрозии-коррозии необходимо идентифицировать элементы линий трубопрово-



**Рис. 4.** Зависимости скорости эрозии-коррозии сталей Ст20 (1) и 12ХМ (2) от температуры влажного пара и оценка изменения скорости эрозии-коррозии при увеличении температуры влажного пара на  $10^{\circ}\text{C}$  в первом (I), четвертом (II) отборах ЦВД и шестом (III) отборе ЦВД турбоустановки К-1000-60-3000 ( $S_0$  – исходная скорость эрозии-коррозии;  $S$  – скорость эрозии-коррозии после вывода на сверхноминальный режим;  $\Delta S = (S - S_0)/S_0$  – изменение скорости эрозии-коррозии)



**Рис. 5.** Влияние температуры на скорость эрозии-коррозии различных сталей в водном потоке при давлении  $p = 4.0$  МПа;  $\text{pH} = 7.0$ ; скорости потока  $V = 35$  м/с;  $\text{CO}_2 = 40$  мг/кг. Сталь: 1 – Ст35.8; 2 – 15Mo3; 3 – 15NiCuNb5; 4 – 13CrMo44; 5 – 10CrMo910

дов и оборудования, где в большей степени следует ожидать изменение степени эрозионно-коррозионного воздействия.

Эти сведения используются для разработки рекомендаций по компенсационным мероприятиям, направленным на обеспечение:

требуемого ресурса элементов трубопроводов и оборудования до достижения предельно допустимого утонения, в том числе благодаря замене материала;

оптимизации планирования эксплуатационного контроля для своевременного обнаружения и предупреждения предельно допустимых утонений.

Так, на энергоблоках АЭС США, которые переводятся на сверхноминальные мощности, используются расчетный код SNECWORKS для прогнозирования изменения скорости эрозии-коррозии элементов трубопроводов и оборудования. На основе результатов расчета корректируется программа эксплуатационного контроля металла элементов трубопроводов и оборудования энергоблоков.

Повышение мощности энергоблоков АЭС до сверхноминальной принято условно делить на три

уровня: менее чем на 2.0, до 7.0 и до 20%. Последний уровень требует значительной модернизации оборудования, включая турбины, конденсатные насосы, электрогенераторы и трансформаторы.

К 2012 г. в США более чем на 140 энергоблоках АЭС Комиссией по ядерному регулированию (NRC) была разрешена (выдана лицензия) эксплуатация на режимах сверхноминальной мощности от 1.0 до 20%, что в итоге позволило дополнительно получить 6823.7 МВт (7921 МВт к началу 2020 г.) электрической и 20492.2 МВт тепловой мощности [9]. На рис. 6 показана динамика увеличения годового и суммарного прироста мощности энергоблоков АЭС в США (накопительным итогом) в период с 1977 по 2012 г. вследствие перехода на сверхноминальную мощность [10].

В Европе также практикуется перевод энергоблоков АЭС на сверхноминальные мощности.

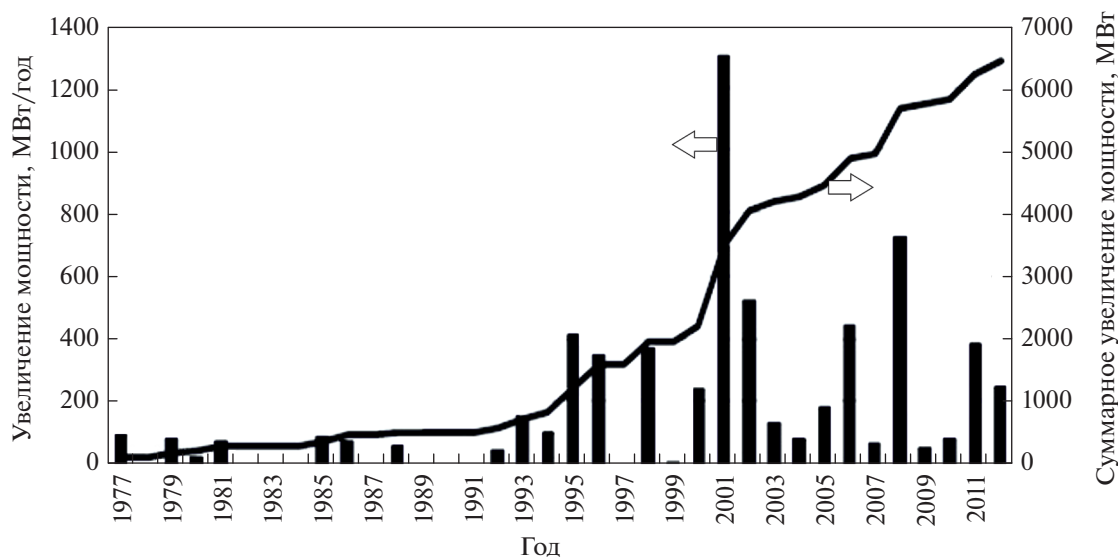


Рис. 6. Динамика увеличения прироста дополнительной мощности за счет перевода на сверхноминальную мощность энергоблоков АЭС в США в период с 1977 по 2012 г.

В 2012 г. благодаря этому было получено дополнительной мощности 2936 МВт (т.е. около 2.0% общей мощности АЭС). В итоге суммарная дополнительная мощность от перевода энергоблоков АЭС в США и Европе на режим работы на сверхноминальной мощности составила 8745.7 МВт, что равноценно семи новым реакторным установкам мощностью 1200 МВт каждая.

В табл. 1 представлены обобщающие сведения о суммарной дополнительной мощности, полученной при переводе энергоблоков АЭС в США на различные уровни перевода сверхноминальной мощности. Наибольший вклад в увеличение мощности получен при переводе энергоблоков на самый высокий уровень – до 120% номинальной.

Некоторые данные о параметрах влажного пара на входе в один из регенеративных подогрева-

телей питательной воды до и после повышения мощности, а также относительные значения расчетных скоростей эрозионно-коррозионного утонения металла приведены в табл. 2. Расчетные данные, полученные с помощью кода CHECWORKS, свидетельствуют об увеличении на 31% скорости эрозии-коррозии металла рассматриваемого участка трубопровода после перехода энергоблока на сверхноминальную мощность.

Прогнозирование с привлечением кода CHECWORKS показало, что наибольшее увеличение скорости эрозии-коррозии следует ожидать в трубопроводах отборов пара на регенеративные подогреватели. В итоге был сделан вывод, что повышение мощности сверх номинальной вызывает определенную интенсификацию эрозионно-коррозионного износа. Установлено, что

Таблица 1. Обобщенные сведения о суммарной дополнительной мощности, полученной при переводе энергоблоков АЭС США на сверхноминальную мощность

Уровень повышения мощности, %	Общая мощность, МВт	Доля в увеличении общей мощности, %	Количество энергоблоков АЭС
До 2	786.33	11.52	55
До 7	2833.07	41.52	65
До 20	3204.00	46.96	28

Таблица 2. Параметры рабочей среды, а также значения относительной скорости эрозии-коррозии исследуемого трубопровода до и после перевода энергоблока АЭС на сверхноминальную мощность

Показатель	До перевода	После перевода
Давление, МПа	0.717	0.731
Температура, °С	165.6	172.2
Степень сухости пара, %	96.78	96.70
Относительная скорость эрозии-коррозии по CHECWORKS, %	100	131

при переходе типового энергоблока АЭС с ВВР на сверхноминальные мощности (105 и 115%) скорость эрозии-коррозии отдельных линий трубопроводов может как увеличиваться (более чем на 50%), так и уменьшаться (почти на 30%) [13].

Изменение условий эксплуатации энергоблоков АЭС при переводе на сверхноминальную мощность может способствовать увеличению выноса продуктов эрозии-коррозии в рабочий контур. Так, в результате изменения условий эксплуатации при переводе АЭС Leibstadt (Швейцария) на повышенный до 114% уровень мощности был отмечен рост концентрации железа в пароводяном тракте вследствие интенсификации процессов эрозии-коррозии, что потребовало пересмотра программ эксплуатационного контроля металла трубопроводов оборудования [14].

Пример результатов расчетно-аналитических исследований с использованием модели эрозии-коррозии РАМЭК по определению чувствительности скорости эрозии-коррозии к изменению значений различных параметров рабочей среды и химического состава металла представлен на рис. 7. В качестве объекта исследований чувствительности скорости эрозии-коррозии к изменению значений параметров рабочей среды и содержания хрома в составе металла выбран гиб трубопровода питательной воды в районе подогревателя высокого давления (ПВД) энергоблока АЭС с ВВЭР-1000.

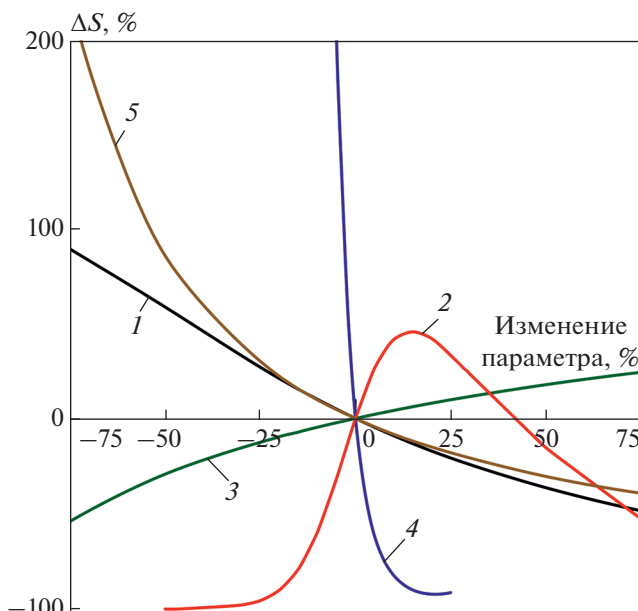
Расчеты показывают, что чувствительность скорости эрозии-коррозии к изменению различных параметров может существенно меняться. В большей степени на скорость эрозии-коррозии влияют изменения температуры и рН рабочей среды. При этом степень влияния изменения температуры на скорость эрозии-коррозии зависит от расположения исходного значения на расчетной кривой (см. рис. 7). Следует также отметить, что изменение температуры в большей степени сказывается на скорости эрозии-коррозии углеродистых сталей.

На практике в узлах со сложной геометрией проточной части (регулирующая арматура, суживающие устройства и др.) процесс эрозии-коррозии может сопровождаться кавитационной эрозией в условиях конденсатно-питательного тракта или каплеударной эрозией во влажно-паровом тракте турбоустановок АЭС. Кавитирующий поток характеризуется критическим числом кавитации:

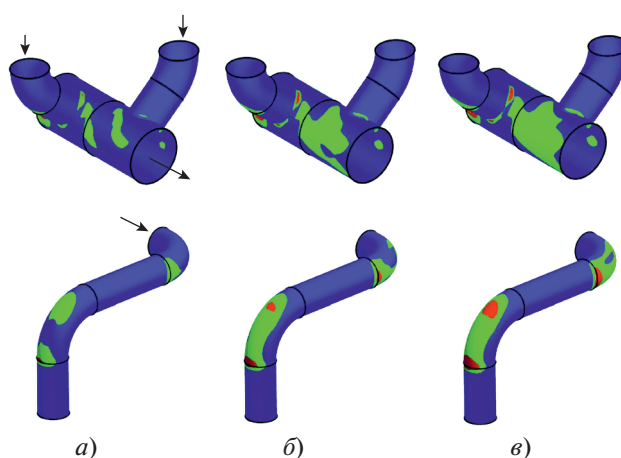
$$X = \frac{2(p - p_s)}{\rho V^2},$$

где  $p$  – давление на входе в канал;  $p_s$  – давление насыщения паров жидкости;  $V$  – скорость потока;  $\rho$  – плотность жидкости.

С увеличением расхода и, как следствие, с повышением скорости потока критическое число



**Рис. 7.** Результаты расчетных исследований влияния изменения значений параметров рабочей среды и химического состава металла на скорость эрозии-коррозии трубопровода ПВД энергоблока АЭС с ВВЭР. Точка (0, 0) соответствует условиям эксплуатации рассматриваемого участка трубопровода (Ст20;  $C_{Cr} = 0.14\%$ ;  $d = 474$  мм;  $t = 164^\circ\text{C}$ ;  $\text{pH} = 9.0$ ;  $V = 5.2$  м/с). 1 – диаметр трубопровода  $d$  ( $V = \text{const}$ ); 2 – температура водного потока  $t$ ; 3 – скорость водного потока  $V$  ( $d = \text{const}$ ); 4 – pH (изменение концентрации амина); 5 – содержание хрома  $C_{Cr}$



**Рис. 8.** Результаты расчетных исследований расположения зон наибольшего воздействия каплеударной эрозии в элементах трубопроводов влажного пара энергоблока АЭС при повышении его номинальной мощности от 100% (а) до 105% (б) и 110% (в). Верхний ряд – гиб, установленные параллельно, нижний ряд – гиб, установленные последовательно. Светлые участки – появление эрозии-коррозии, темные участки – зоны наибольшего эрозионно-коррозионного утонения металла

**Таблица 3.** Значения некоторых параметров рабочей среды (свежего пара) при различных уровнях мощности энергоблока АЭС

Уровень мощности энергоблока АЭС, %	Скорость потока рабочей среды, м/с	Степень влажности пара, %
100	18.98	1.52
105	19.21	1.85
110	19.46	2.08

уменьшается, т.е. возможность возникновения кавитационной эрозии возрастает.

Требуется тщательного изучения вопрос об изменении степени влажности пара, вызванном переводом энергоблока на повышенную мощность и способном повлиять на структуру пароконденсатного потока, а значит, и на интенсивность и месторасположение зон наибольшего проявления каплеударной эрозии. В качестве примера на рис. 8 показаны некоторые результаты расчетного моделирования каплеударного воздействия с определением локальных мест наибольшего износа [15] при изменении параметров двухфазного потока, приведенных в табл. 3.

Для действующих энергоблоков АЭС, в том числе с продленным сроком эксплуатации, на которых эрозивно-коррозионное состояние трубопроводов и оборудования характеризуется наличием накопившихся утонений металла элементов трубопроводов и оборудования, интенсификация процессов износа при переходе на сверхноминимальную мощность может существенно сократить их остаточный ресурс.

## ВЫВОДЫ

1. Мировая практика многочисленных переводов энергоблоков АЭС на сверхноминимальную мощность с целью повысить выработку электроэнергии и снизить ее стоимость свидетельствует о целесообразности проведения таких мероприятий.

2. Изменение условий эксплуатации при работе энергоблоков АЭС на мощности выше номинальной может приводить к интенсификации процессов эрозии-коррозии, а также других механизмов утонения металла — кавитационной эрозии в питательном тракте и каплеударной эрозии во влажно-паровом тракте. Поэтому, например, в США для получения лицензии на эксплуатацию на сверхноминимальной мощности энергоблока АЭС требуется обосновать и провести компенсирующие мероприятия по предупреждению эрозии-коррозии.

3. В целях обеспечения требуемого уровня безопасности в части целостности технологического

контура при переводе отечественных энергоблоков АЭС на сверхноминимальную мощность целесообразно выполнять расчетно-экспериментальные исследования по оценке степени влияния изменения условий эксплуатации на интенсивность и локализацию эрозивно-коррозионного износа элементов трубопроводов и оборудования и при необходимости разрабатывать и обосновывать компенсационные мероприятия и корректировку типовых программ эксплуатационного контроля металла.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Flow-accelerated corrosion in power plant:** Techn. rep. 106611. EPRI; Électricité de France, 1996.
2. **Томаров Г.В., Шипков А.А.** Эрозивно-коррозионный износ энергетического оборудования: исследование, прогнозирование и предупреждение. Часть. 1. Процессы и закономерности эрозии-коррозии// Теплоэнергетика. 2018. № 8. С. 5–16. <https://doi.org/10.1134/S0040363618080064>
3. **Poulson B.** Predicting and preventing flow accelerated corrosion in nuclear power plant // Int. J. Nucl. Energy. 2014. № 23. P. 1–23.
4. **Combrade P., Ford P., Scott P.** Key emerging issues and recent progress relating to structural materials degradation: LCC8 Annual Report, 2012.
5. **NEA component operational experience, degradation and ageing arogramme (CODAP): Second Term (2015–2017).** Status Report. NEA/CSNI/R (2019).
6. **Recommendations for an effective flow-accelerated corrosion program (NSAC-202L-R4).** Palo Alto, CA, EPRI, 2013. 3002000563.
7. **Zander A.** Assessment of material degradation in the CRD system of a NPP with the software program COMSY // Proc. of the Intern. Conf. on Flow Accelerated Corrosion. Lyon, France, 4–7 May 2010.
8. **Томаров Г.В., Шипков А.А.** Применение программных средств прогнозирования скорости эрозии-коррозии для обеспечения целостности оборудования и трубопроводов энергоблоков АЭС // Теплоэнергетика. 2020. № 8. С. 101–112. <https://doi.org/10.1134/S0040363620080056>
9. **Analysis of power uprate in nuclear power plants/ A. Nuñez-Carrera, A.L. Carreño-Padilla, E.G. Espinosa-Martínez, R. Camargo-Camargo // Energy Res. J. 2017. V. 8. No. 1. P. 1–10. DOI 103844/erjsp. 2017.1/10**
10. **Independent statistics and analysis.** U.S. Energy Information Administration/ Uprates can increase U.S. nuclear capacity substantially without building new reactors. 17 July 2012. [Электрон. ресурс.] Режим доступа: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7130>. — Загл. с экрана.
11. **Chan Y.K., Tsai Y.C.** Power uprate operation at Chinshan nuclear power station// Nuc. Eng. Des. 2019. No. 343. P. 96–102.
12. **Шутиков А.В., Хрусталева В.А.** Обоснование способов и эффективности повышения мощности энергоблоков АЭС с ВВЭР выше номинального уровня //



- Вестник Саратов. гос. техн. ун-та. 2006. № 4 (20). С. 106–114.
13. **Investigation** of the effect on flow accelerated corrosion (FAC) in plant power uprate: CRIEPI Annual Research Report, 2008. P. 90–91.
14. **Engel R., Zichanowicz K.** Experience with extended power uprate at Leibstadt nuclear power plant// Proc. of the ASME Pressure Vessels and Piping Division. Chicago, Illinois, USA, 27–31 July 2008.
15. **An analysis** of possible impacts of power uprate on the distributions of erosion-corrosion wear sites for a BWR through CFD simulation / Ferng Yuh-Ming, Tseng Yuhwai, Pei Bau, S. Wang, Shih Chunkuan, Hung Tsun// Nucl. Technol. 2008. V. 162. P. 308–322.

## Erosion and Corrosion of Pipelines and Equipment on the Power Uprate of Power Units at Nuclear Power Plants (NPP)

G. V. Tomarov<sup>a, \*</sup> and A. A. Shipkov<sup>a, \*</sup>

<sup>a</sup> *OOO Geoterm-M, Moscow, 111250 Russia*

*\*e-mail: geoatom.m@gmail.com*

**Abstract**—The development of the modern nuclear industry is characterized by the conversion of operating power units to operation at a thermal power level above the current rated power level to enhance generation of electricity and reduce its cost. This process is referred to as a power uprate (PU). This can be done by increasing the thermal power of a reactor units and improving the efficiency of the turbine unit. In Russia and abroad, the thermal power of NPP power units is usually increased by 2–20% above the nominal level. Such measures are most widely implemented in the United States and Europe. Increasing the thermal power of a power unit above the rated value may require retrofitting of turbines, condensers, electric generators, and other equipment. The power uprate changes the operating conditions of equipment and pipelines of the power units, including such working fluid conditions as temperature, pressure, and steam wetness. This, in turn, can affect the erosion-corrosion rate of the metal of the working surfaces in the process circuit and decrease the residual service life until the maximum allowable thinning of the walls of equipment and pipelines is attained. Computational studies of foreign specialists demonstrate that the erosion-corrosion rate of individual pipelines and groups of equipment after the power uprate can increase by more than 50%. Because of this, obtaining a license for the power uprate of an NPP power unit in the United States requires computational studies using software tools to identify pipelines and equipment where the erosion-corrosion rate can increase. Since 2009, the RAMEK software code has been used at Russian nuclear power plants to predict the erosion-corrosion rate of pipeline and equipment elements. It is noted that, in practice, the power uprate of a power unit can enhance not only the erosion-corrosion rate in elements with a complex geometry in the flow path but also the effect of cavitation and droplet impact erosion. The expediency is pointed out of computational and experimental studies to assess the effect of changes in the operating conditions on the rate and distribution of erosion-corrosion wear of pipeline elements and equipment.

*Keywords:* nuclear power plant, power unit, power uprate, erosion-corrosion, secondary circuit, pipelines and equipment, residual service life