

ВЛИЯНИЕ ДЛИТЕЛЬНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА СКОРОСТЬ КОРРОЗИИ В ОДНОФАЗНЫХ И ДВУХФАЗНЫХ СРЕДАХ

В.И. Бараненко*, О.М. Гулина, Н.Л. Сальников*****

* АО «ВНИИАЭС»

109507, г. Москва, ул. Ферганская, 25

** ОАО «ОКБ Гидропресс»

142103, Московская обл., г. Подольск, ул. Орджоникидзе, 21

*** ИАТЭ НИЯУ МИФИ

249020, Калужская обл., г. Обнинск, Студгородок, 1

Р

Современные зарубежные компьютерные коды прогнозируют линейный рост утонения стенки трубопроводов с течением времени вследствие процесса коррозии, усиленной потоком, – эрозионно-коррозионного износа (ЭКИ). Однако линейная зависимость величины утонения от времени и постоянство скорости коррозии нетипичны для условий эксплуатации трубопроводов АЭС. А связанная с этим излишняя консервативность оценок остаточного ресурса влечет повышение экономических затрат на проведение повторного контроля. В отечественных программных средствах ЭКИ-02 и ЭКИ-03 влияние длительности эксплуатации учитывается путем введения соответствующего коэффициента в модель Чексала-Гурвица на основе выхода продуктов коррозии в теплоноситель. Однако улучшение условий эксплуатации, проведение профилактических мероприятий, совершенствование водно-химического режима и т.д. способствуют снижению интенсивности ЭКИ в элементах оборудования и трубопроводов, и использование когда-то полученных зависимостей может оказаться слишком консервативным. В работе на основании большого количества повторных замеров, а также данных с индикаторов коррозии показано, что влияние времени может быть описано функцией определенного вида, коэффициенты которой отличаются для разных блоков, типов элементов и видов подсистем. Это позволяет определить «функцию старения» по данным контроля, а затем использовать ее адресно для конкретных элементов. Показано, что консерватизм таких оценок существенно ниже.

Ключевые слова: эрозионно-коррозионный износ, оценка скорости коррозии, утонение стенок трубопроводов, модель Чексала-Гурвица.

ВВЕДЕНИЕ

Эрозионно-коррозионный износ является распространенным видом повреждения тепломеханического оборудования и трубопроводов АЭС. Ему подвержены практически все элементы конденсатно-питательного и парового трактов турбоустановок АЭС и ТЭС. Другие виды износа металла в большинстве случаев протекают со-

© В.И. Бараненко, О.М. Гулина, Н.Л. Сальников, 2021

вместно с этим процессом [1 – 5].

Первые версии компьютерных кодов (КК) для расчета эрозионно-коррозионного износа (ЭКИ) были разработаны в американском Научно-исследовательском институте электроэнергетики (Electric Power Research Institute – EPRI). В 80 – 90-е гг. прошлого века были разработаны компьютерные коды CHEC, CHEC-NDE, CHEC-T, CHECMATE, CHECWORKS и другие. При их разработке было принято допущение, что значения утонения прямо пропорциональны времени [6, 7]. Такая зависимость величины утонения от времени реализуется, если условия в ходе эксплуатации не меняются и вторичные процессы, связанные с образованием защитных пленок, не играют никакой роли [8], т.е. если факторы, ускоряющие коррозию и ее замедляющие, приблизительно уравниваются друг другом.

Для условий эксплуатации трубопроводов АЭС линейная зависимость величины утонения от времени и постоянство скорости коррозии нетипичны. А излишняя консервативность оценок влечет повышение экономических затрат на проведение повторного контроля, поскольку в этом случае остаточный ресурс по прогнозу существенно меньше, чем при убывающей скорости ЭКИ. Такой подход к оценкам утонений имеет, безусловно, весьма консервативный характер. Поэтому вопрос – учитывать или не учитывать время – остается открытым.

Целью работы является исследование этой проблемы на основании данных контроля толщин стенок, включая анализ повторных замеров, и данных о поврежденных трубопроводах, а также анализ показаний индикаторов коррозии.

МОДЕЛЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СКОРОСТИ ЭКИ

Аналогом для отечественных программных средств ЭКИ-02, ЭКИ-03 (авторы статьи являются разработчиками этих ПС) служит компьютерный код CHECWORKS (Chexal-Horowitz Engineering Corrosion Workstation) [9]. При их разработке использован опыт, накопленный за рубежом, и результаты отечественных исследований [10 – 13]. Расчеты скорости ЭКИ и утонения стенки с помощью программных средств ЭКИ-02, ЭКИ-03 проводятся по уравнениям

$$W_{\text{ЭКИ}} = C_0 \cdot F_1(T) \cdot F_2(XC) \cdot F_3(v) \cdot F_4(O_2) \cdot F_5(\text{pH}) \cdot F_6(K_k) \cdot F_7(\alpha) \cdot F_8(A) \cdot F_9(\tau), \quad (1)$$

$$\Delta S_{\text{утн}} = \int_{\tau_0}^{\tau} W_{\text{ЭКИ}} d\tau, \quad (2)$$

где $W_{\text{ЭКИ}}$ – скорость коррозии, мм/год; C_0 – коэффициент, равный 1 мм/год; $F_1(T)$ – коэффициент, учитывающий температуру; $F_2(XC)$ – коэффициент, учитывающий состав металла; $F_3(v)$ – коэффициент, определяемый скоростью среды; $F_4(O_2)$ – коэффициент, учитывающий концентрацию кислорода; $F_5(\text{pH})$ – коэффициент, учитывающий значение pH; $F_6(K_k)$ – коэффициент, учитывающий геометрию трубопровода (коэффициент Келлера); $F_7(\alpha)$ – коэффициент, учитывающий влажность пара (для однофазной среды $F_7(\alpha) = 1$); $F_8(A)$ – коэффициент, учитывающий используемый амин (аммиак, морфолин, этаноламин); $F_9(\tau)$ – коэффициент, учитывающий длительность эксплуатации элемента.

В ПС ЭКИ-02 и ЭКИ-03 введен параметр, учитывающий влияние времени эксплуатации на скорость коррозии и величину утонения стенок, что позволяет получать оценки скорости ЭКИ и утонения, оставаясь в рамках «разумной консервативности».

Введение в ПС ЭКИ-02 и ЭКИ-03 параметра времени позволяет рассчитывать

- скорость ЭКИ в начальный момент времени эксплуатации трубопровода;
- скорость ЭКИ в конечный момент времени эксплуатации трубопровода;
- среднюю скорость ЭКИ за расчетный временной интервал;
- утонение стенки трубопровода за расчетный временной интервал.

При определении зависимости, описывающей влияние времени эксплуатации на скорость коррозии, принято, что концентрация железа в питательной воде обусловлена выходом железа в процессе ЭКИ оборудования и трубопроводов второго контура.

Содержание железа лишь косвенно отражает процессы ЭКИ, так как есть и другие факторы, такие как вклад в коррозионные процессы стояночной коррозии, мероприятия по удалению продуктов коррозии из оборудования и другие. Естественно, что упрощение модели за счет такого рода факторов в ПС отражается на погрешности расчетов. К настоящему времени накопилось достаточно данных об интенсивности процесса ЭКИ в элементах трубопроводов АЭС с разными реакторными установками. Анализ таких данных позволяет предложить методику оценки индивидуальной зависимости скорости ЭКИ от времени и ее использование в задаче прогнозирования утонения элемента трубопровода и расчета его остаточного ресурса.

ОЦЕНКА СКОРОСТИ ЭКИ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДОВ С ОДНОФАЗНОЙ И ДВУХФАЗНОЙ СРЕДАМИ ПО ДАННЫМ ПОВТОРНОГО КОНТРОЛЯ (АЭС С ВВЭР-440)

Скорость коррозии по данным контроля оценивается следующим образом [14, 15]:

$$W_{\text{эки}} = (S_{\text{ном}} - S_{\text{мин}}) / \tau, \quad (3)$$

где $W_{\text{эки}}$ – скорость ЭКИ по данным эксплуатационного контроля, мм/год; $S_{\text{ном}}$ – значение номинальной толщины стенки, мм; $S_{\text{мин}}$ – значение минимальной толщины стенки по данным эксплуатационного контроля, мм; τ – время от начала эксплуатации элемента до даты проведения контроля.

При повторных замерах точечные оценки скорости ЭКИ, полученные по формуле (3), аппроксимированы функцией вида $f(\tau) = a\tau^{-b}$. Результаты расчета скорости коррозии для трубопроводов питательной воды (ПВ) и паропроводов (ПП) приведены на рис. 1, 2 и в табл. 1, 2, где $W_{\text{эки}}$ – точечные оценки, $W_{\text{тренд}}$ – их аппроксимация.

Для питательной воды зависимость для скорости ЭКИ

$$W_{\text{тренд}}^{\text{пв}} = 1,725 \cdot \tau^{-0,75},$$

для паропроводов

$$W_{\text{тренд}}^{\text{пп}} = 3,307 \cdot \tau^{-1,10}.$$

При определении длительности остаточного ресурса эксплуатации трубопроводов $\Delta\tau$ до достижения минимально допустимой толщины используется зависимость

$$\Delta\tau = (S_{\text{мин}} - S_{\text{доп}}) / W_{\text{эки}}$$

где $\Delta\tau$ – остаточный ресурс; $S_{\text{доп}}$ – значение минимально допустимой толщины, мм.

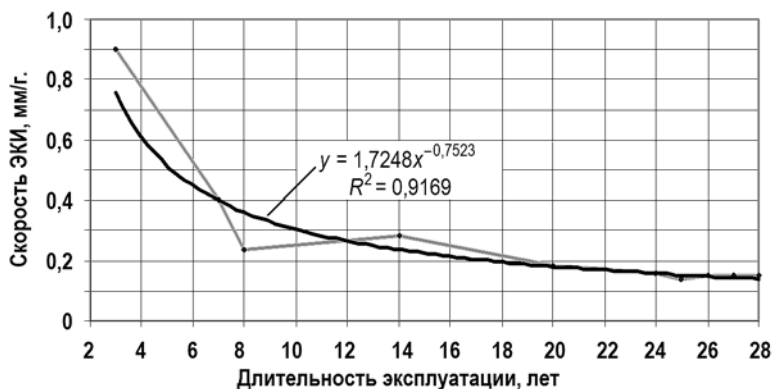


Рис. 1. Скорость ЭКИ трубопроводов питательной воды на АЭС с ВВЭР-440

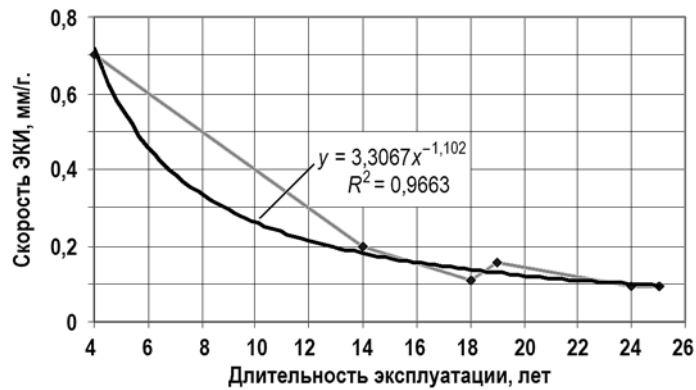


Рис. 2. Скорость ЭКИ главного паропровода на АЭС с ВВЭР-440

Таблица 1

Скорость ЭКИ в трубопроводе питательной воды, полученная из данных контроля, и ее аппроксимация

№	Дата, г.	τ, лет	W _{эки} , мм/г.	W _{тренд^{ПВ}} , мм/г.
1	1984	3	0,900	0,772
2	1988	7	0,400	0,396
3	1989	8	0,238	0,357
4	1995	14	0,286	0,230
5	2001	20	0,180	0,174
6	2001	20	0,185	0,174
7	2005	24	0,158	0,146
8	2006	25	0,136	0,141
9	2007	26	0,154	0,142
10	2007	26	0,112	0,142
11	2008	27	0,148	0,138
12	2009	28	0,154	0,134

Таблица 2

Скорость ЭКИ в паропроводе, полученная из данных контроля, и ее аппроксимация

№	Дата, г.	τ, лет	W _{эки} , мм/г.	W _{тренд^{ПП}} , мм/г.
1	1985	4	0,700	0,882
2	1989	8	0,575	0,381
3	1995	14	0,200	0,194
4	1999	18	0,120	0,143
5	2000	19	0,158	0,134
6	2005	24	0,096	0,101
7	2006	25	0,092	0,096

На рисунках 1, 2 гладкие линии представляют собой аппроксимацию тренда.

На рисунке 3 приведены скорости ЭКИ в паропроводе, рассчитанные по ПС, и полученные на основе тренда по данным контроля. Показано хорошее согласие обеих

кривых и возможность их использования для прогнозирования скорости ЭКИ: после 20 – 25-ти лет эксплуатации значения скорости практически одинаковы и близки к константе.

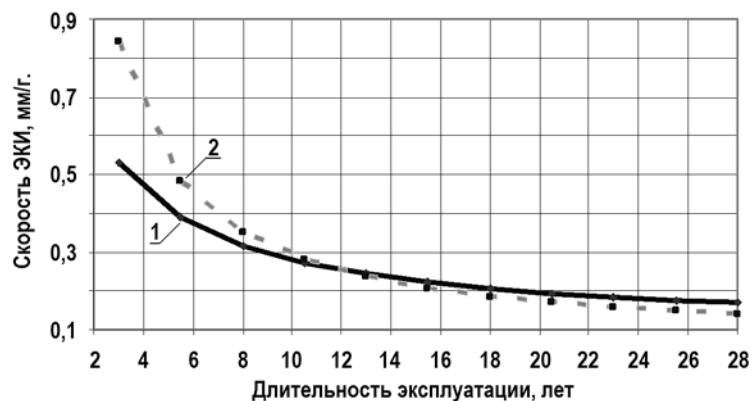


Рис. 3. Скорость ЭКИ главного паропровода на АЭС с ВВЭР-440: 1 – расчет по ПС; 2 – по тренду данных контроля

ВРЕМЕННОЙ АНАЛИЗ ИНДИКАТОРОВ КОРРОЗИИ ДЛЯ АЭС С ВВЭР-440

Для расчета скорости коррозии (глубины проникновения коррозии) металла на различном оборудовании и трубопроводах используются индикаторы коррозии (ИК). Значение скорости проникновения коррозии на индикаторах вычисляется как отношение потери массы к площади поверхности и плотности металла. Другими словами, это характеристика общей коррозии металла в среде.

Для определения характера коррозионного износа ИК на АЭС с ВВЭР-440 обработаны значения скоростей проникновения коррозии 27 ИК, установленных на оборудовании с однофазной средой на трех блоках АЭС с ВВЭР-440, при длительности экспозиции от 7,9 до 61,3 тыс. ч (табл. 3). На всех блоках скорость проникновения коррозии $W_{пр}$ изменялась примерно одинаково – от 5 до 0,6 мкм/г., что позволило объединить статистику по всем блокам для получения усредненного результата.

Таблица 3

Скорость проникновения коррозии на ИК АЭС с ВВЭР-440

№	Экспозиция, ч	$W_{пр}$, мкм/г.	№	Экспозиция, ч	$W_{пр}$, мкм/г.
1	7896	5	14	18456	2
2	8568	3	15	19128	1,2
3	8736	4	16	24960	2
4	8784	4	17	25848	0,6
5	8856	3	18	26304	3
6	8928	4,1	19	33168	1,5
7	9528	3	20	35208	2,5
8	10224	3,2	21	35808	2
9	17208	2	22	41472	1,1
10	17640	2	23	43416	1,1
11	17784	3	24	51624	0,97
12	17904	2	25	51672	0,6
13	18336	1	26	61224	0,9
			27	61296	0,85

На рисунке 4 представлены значения скорости проникновения коррозии $W_{пр}$, приведена линия тренда и ее уравнение в виде степенной зависимости.

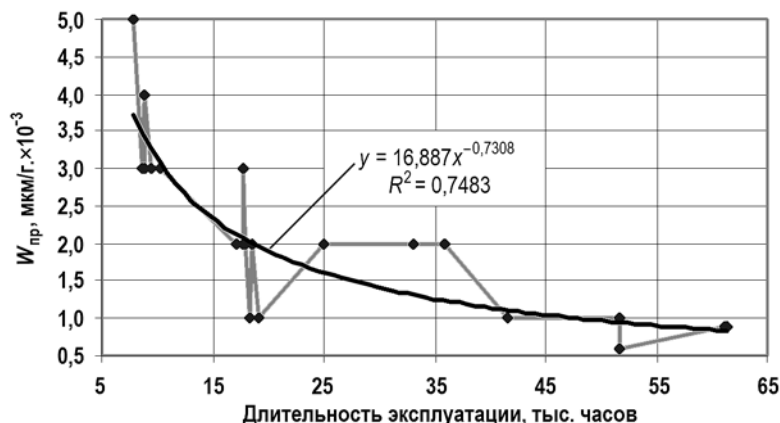


Рис. 4. Скорость проникновения коррозии на ИК оборудования с однофазной средой на АЭС с ВВЭР-440 ($W_{эки} = 16,887 \cdot \tau^{-0,731}$)

Следует заметить, что вопросы обработки и интерпретации данных контроля – одни из самых сложных [15, 16]. При сравнении скоростей ЭКИ в трубопроводе ПВ (0,900 – 0,112 мм/г.) и в индикаторах коррозии в однофазной среде (5 – 0,6 мкм/г.) видно, что интенсивность общей коррозии (индикаторы) на два порядка ниже, чем определенная по данным контроля в трубопроводе. Причем изменение во времени описывается функцией одного и того же вида. Одним из вариантов объяснений этого факта может служить то, что скорость ЭКИ оценивается по максимальному утонению, зафиксированному при контроле (локальный эффект). А для индикаторов коррозии скорость проникновения рассчитывалась как усредненная по поверхности величина, что характеризует общую коррозию. Средняя по всем замерам величина толщины стенки в трубопроводе также весьма слабо отличается от номинальной толщины (несколько процентов), т.е. ресурс трубопровода определяется, в основном, локальными эффектами (турбулентность потока, околошовные зоны, состав металла на отдельных участках и т.п.), а не общей коррозией в трубопроводе.

ВРЕМЕННОЙ АНАЛИЗ ИНДИКАТОРОВ КОРРОЗИИ ДЛЯ АЭС С РБМК-1000

Расчет скорости проникновения коррозии проведен для ИК из углеродистых и высокохромистых сталей, установленных на трубопроводах на энергоблоках АЭС с РБМК-1000. Если при эксплуатации в водной среде ИК из углеродистой стали подвержены коррозионному износу, то в высокохромистых сталях и сплавах фиксируется электрохимическая коррозия, которая определяется наличием электродного потенциала.

Для стали 20 в различных трубопроводах на АЭС № 1 и АЭС № 2 время экспозиции составляет от 10-ти до 113-ти тыс. ч. Значения скоростей проникновения коррозии лежат в диапазоне от 1 до 11,5 мкм/г.

В общем виде уравнения для расчета скорости проникновения коррозии $W_{пр}$ сводятся к виду

$$W_{пр} = C_0 \cdot \tau^{-n}, \text{ мкм/г.},$$

где C_0 – коэффициент; τ – длительность экспозиции ИК, г.; n – показатель степени.

Средняя погрешность расчета скоростей проникновения коррозии по уравнениям тренда по отношению к данным контроля не превышает 10 %.

График $W_{пр}$ для ИК в трубопроводах насыщенного пара представлен на рис. 5, где проведена линия тренда и указано значение достоверности аппроксимации.

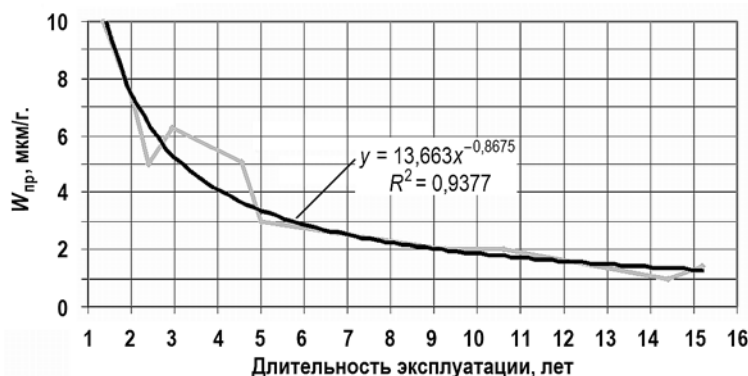


Рис. 5. Скорость проникновения коррозии для трубопровода насыщенного пара

На рисунке 6 показаны обработанные данные с ИК из аустенитной стали 08X18H10T в трубопроводе ПВ АЭС с РБМК-1000.

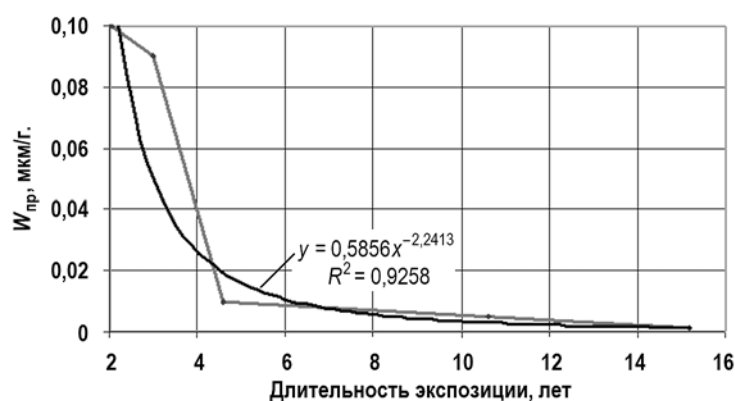


Рис. 6. Скорость проникновения коррозии в трубопроводе питательной воды АЭС с РБМК-1000

Аналогичная функция описывает зависимость скорости проникновения коррозии для ИК в трубопроводах насыщенного пара

$$W_{пр}^{нп} = 0,4126 \cdot \tau^{-0,921}.$$

Данные с индикаторов коррозии на трубопроводах из нержавеющей стали на АЭС №2 также с РУ РБМК-1000 приведены в табл. 4 и на рис. 7.

Таблица 4

Скорость проникновения коррозии в стали 08X18H10T

Длительность экспозиции, тыс. ч	18	26	40	93	133
$W_{пр}$, мкм/г.	0,20	0,17	0,13	0,10	0,08

Расчет доверительных интервалов для тренда:

$$\Delta_{s,t} = t_{n,\beta} \cdot (S^2/n)^{1/2},$$

где $\Delta_{s,t}$ – величина доверительного интервала; β – доверительная вероятность ($\beta = 0,95$); n – число измерений (размер выборки = 5); $t_{n,\beta}$ – квантиль распределения Стьюдента (для $n = 5$ и $\beta = 0,95$ значение $t_{n,\beta} = 2,776$); S^2 – выборочная дисперсия:

$$S = \sqrt{\sum_{i=1}^n (f(t_i) - y_i)^2 / (n-1)},$$

где $f(t_i)$ – значения скорости по тренду в момент времени t_i ; y_i – значения скорости по экспериментальным данным в момент времени t_i ; t_i – время экспозиции. Отсюда получаем следующие результаты: $S = 0,0052$; $\Delta_{s,t} = 0,0064$ (рис. 8).

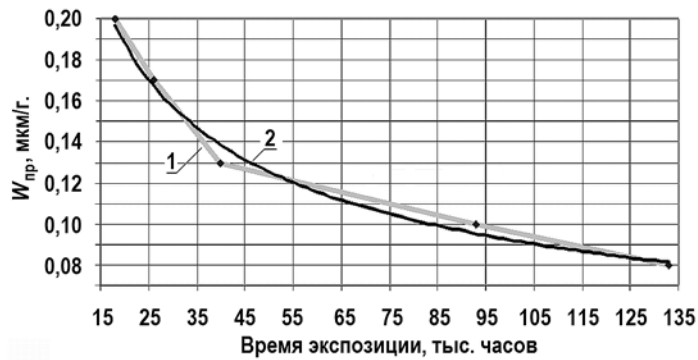


Рис. 7. Скорость проникновения коррозии в ИК из нержавеющей стали 08X18H10T: 1 – ИК; 2 – аппроксимация $W_{пр} = 0,7052 \cdot \tau^{-0,4415}$

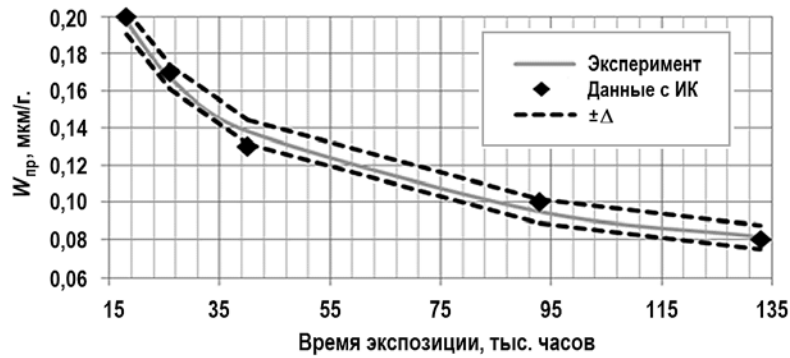


Рис. 8. Доверительные интервалы для скорости проникновения коррозии в ИК из нержавеющей стали, мкм/г.

В атомной энергетике коррозионное влияние рабочей среды на материал элементов конструкции в эксплуатационных условиях учитывается с помощью прибавки C_2 , которая характеризует влияние рабочей среды на материал элементов конструкции в эксплуатационных условиях [6, 7]. Прибавка C_2 для коррозионно-стойких сплавов аустенитного класса и высокохромистых сталей принимается равной 0,1 мм за время эксплуатации 30 лет, что соответствует скорости общей коррозии, равной 3,3 мкм/г. Это значение превышает скорость проникновения коррозии для нержавеющей сталей, полученное из обработки данных по ИК, примерно на порядок.

Наибольшее значение глубины проникновения коррозии за 60 лет экспозиции, спрогнозированное по полученным функциональным зависимостям, равно 2,64 мкм, т.е. существенно меньше 0,1 мм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Опыт эксплуатации, повторные замеры, анализ данных с индикаторов коррозии показывают существенное снижение скорости ЭКИ со временем. Поэтому игнорирование влияния времени на оценку скорости ЭКИ приводит к излишнему консерватизму в оценке остаточного ресурса.

Помимо встроенной в ПС ЭКИ-02.1 и ЭКИ-03.1 функции времени можно использовать полученную по повторным замерам на элементах конкретной АЭС зависимость. Показано, что для разных трубопроводов эта зависимость имеет одинаковый вид – $f(\tau) = a\tau^{-b}$.

Показано, что функция времени, используемая в ПС ЭКИ-02.1 и ЭКИ-03.1, до 20 – 25-ти лет дает более консервативные значения остаточного ресурса, чем функции, полученные по результатам контроля; при более длительной эксплуатации различие нивелируется.

Обработка данных по индикаторам коррозии в одно- и двухфазной средах показал аналогичную зависимость для скорости проникновения коррозии, что и для трубопроводов. Однако в отличие от скорости ЭКИ (локальный эффект) эти значения характеризуют общую коррозию.

Использование полученных по данным контроля функциональных зависимостей позволяет снизить консерватизм расчетов скоростей ЭКИ и общей коррозии в период назначенного ресурса и адекватно прогнозировать значения этих характеристик на период продления ресурса.

Литература

1. *Chexal B. et al.* Predicting corrosion damage with the CHECWORKS software package. // Nucl. Eng. Inter. – 1992. – No. 12. – PP. 22-25.
2. *Henzel N., Egan D.L.* Managing erosion/corrosion with the WATHEC code. // Nucl. Eng. Inter. – 1989. No. 5. – PP. 18-20.
3. *Horowitz J., Smith D.* Recommendation for an Effective Flow-Accelerated Corrosion Program (NSAC-202L-R4). EPRI/3002000563. Technical Report. – Palo-Alto, Clf, USA: EPRI, 2013. – 94 p.
4. *Chexal Bindi, Horowitz Jeffery, Bouchacourt Michel et al.* Flow-Accelerated Corrosion in Power Plants. TR-106611-R1. EPRI Energy Conversion. – Palo-Alto, Clf, USA: EPRI, 1998. – 504 p.
5. *Chexal V.K., Horowitz J.S.* Chexal-Horowitz Flow-Accelerated Corrosion Model-Parameter and Influences. Current Perspective of Inter. J. Pressure Vessels and Piping: Codes and Standard. Book No. 409768. – ASME, 1995. – PP. 231-243.
6. *Zander A.* COMSY – A Software Tool for Aging and Plant Life Management. // Proc. of the AREVA NP GmbH, PTCMT-G III-th Plant Life Management Conf. May 14-17, 2012. – Salt Lake City, USA.
7. *Rodriguez I., Contino M. et al.* Implementation of the COMSY Code in a PHWR NPP Analysis of Low Pressure Turbine Extraction Lines. // Proc. of the Intern. Conference on FAC. May 21-24, 2013. – Avignon, France: EDF. – 15 p.
8. *Акимов Г.В.* Основы учения о коррозии и защите металлов. – М.: Физматгиз, 1946. – 461 с.
9. ASME code Case N-480. Examination Requirements for Pipe Wall Thinning Due Single Phase Erosion and Corrosion. Section XI, Division. – PP. 787-795.
10. *Гулина О.М., Бараненко В.И., Докукин Д.А., Янченко Ю.А.* О расчете скорости эрозионно-коррозионного износа и остаточного ресурса и трубопроводов АЭС. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2010. – № 2. – С.55-63.
11. *Нафталъ М.М., Бараненко В.И., Гулина О.М.* Использование программных средств для расчета эрозионно-коррозионного износа. // Теплоэнергетика. – 2014. – № 6. – С. 1-8.
12. *Бараненко В.И., Просвирнов А.А., Европин С.В., Арефьев А.А., Юрманов В.А., Гулина О.М.* Разработка программных средств и нормативной документации по эрозионно-коррозионному износу трубопроводов на АЭС. // Теплоэнергетика. – 2012. – № 5. – С. 34-38.
13. *Гулина О.М., Фролова О.О.* Прогнозирование ресурса оборудования АЭС в условиях эрозионно-коррозионного износа на основе эмпирической модели. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2012. – № 1. – С. 57-65.
14. *Бараненко В.И., Гулина О.М., Сальников Н.Л., Мурзина О.Э.* Обоснование расчетов скорости эрозионно-коррозионного износа и остаточного ресурса трубопроводов АЭС по данным эксплуатационного контроля. // Известия вузов. Ядерная энер-

гетика. – 2016. – № 2. – С. 55-65.

15. Бараненко В.И., Гулина О.М., Сальников Н.Л. Расчет скорости коррозии и остаточного ресурса элементов трубопроводов АЭС по данным контроля. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2017. – № 4. – С. 83-94. DOI: <https://doi.org/10.26583/пре.2017.4.08>.

16. Бараненко В.И., Гулина О.М., Миронов С.А., Сальников Н.Л. Повторные замеры и качество оценок при анализе эрозионно-коррозионного износа трубопроводов АЭС. // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2020. – № 3. – С. 17-29. DOI: <https://doi.org/10.26583/пре.2020.3.02>.

Поступила в редакцию 14.10.2019 г.

Авторы

Бараненко Валерий Иванович, профессор, д-р техн. наук

E-mail: baranenko_vi@mail.ru

Гулина Ольга Михайловна, профессор, д-р техн. наук

E-mail: omgulina18@mail.ru

Сальников Николай Леонидович, профессор, д-р техн. наук

E-mail: salnickovnickolay@yandex.ru

UDC 621.311.25:621.039.620.193.1

INFLUENCE OF OPERATING TIME ON THE CORROSION RATE IN SINGLE-PHASE AND TWO-PHASE MEDIA

Baranenko V.I. *, Gulina O.M. **, Salnikov N.L. ***

* All-Russian Research Institute for Nuclear Power Plants Operations
(VNIIAES JSC)

25 Ferganskaya Str., 109507 Moscow, Russia

** Federal State Unitary Enterprise OKB Hidropress

21 Ordzhonikidze Str., 142103 Podolsk, Moscow Reg., Russia

*** Obninsk Institute for Nuclear Power Engineering, NRNU MEPHI

1 Studgorodok, 249040 Obninsk, Kaluga Reg., Russia

ABSTRACT

Modern foreign computer codes forecast a linear increase in pipe wall thinning over time due to the process of flow-accelerated corrosion (FAC), i.e., erosion-corrosion wear (ECW). However, the linear time-thinning dependence and the corrosion rate constancy are not typical of the operating conditions of NPP pipelines. And the associated excessive conservatism of the residual lifetime estimates leads to increased economic costs of repeated monitoring. In the domestic software tools, EKI-02 and EKI-03, the effect of the operating time is taken into account by introducing an appropriate coefficient into the Chexal-Horowitz model based on the yield of corrosion products into the coolant. This reflects the fact that the ECW rate increases in the early years of operation, when the yield of iron compounds in the feed water is very high, and that this process slows down significantly over time. The analysis showed that this dependence is valid for nuclear

power plants with various types of reactor facilities. However, improving operating conditions, carrying out preventive measures, refining the water chemistry, etc. can reduce the FAC intensity in the components of equipment and pipelines, and the use of the dependences once obtained may turn out to be too conservative. Based on a large number of repeated measurements as well as data from corrosion indicators, the authors show that the effect of time can be described by a certain function, the coefficients of which differ for different units, types of components and subsystems. This makes it possible to determine the 'aging function' according to the control data, and then use it in a targeted way for specific elements. It is shown that the conservatism of such estimates is significantly lower.

Key words: erosion-corrosion wear, corrosion rate estimation, pipeline wall thinning, Chexal-Horowitz Flow-Accelerated Corrosion Model.

REFERENCES

1. Chexal B. et al. Predicting corrosion damage with the CHECWORKS software package. *Nucl. Eng. Inter.* 1992, no. 12, pp. 22-25.
2. Henzel N., Egan D.L. Managing erosion/corrosion with the WATHEC code. *Nucl. Eng. Inter.* 1989, no. 5, pp. 18-20.
3. Horowitz J., Smith D. *Recommendation for an Effective Flow-Accelerated Corrosion Program* (NSAC-202L-R4). EPRI/3002000563. Technical Report. Palo-Alto, Clf, USA. EPRI, 2013, 94 p.
4. Chexal Bindi, Horowitz Jeffery, Bouchacourt Michel et al. *Flow-Accelerated Corrosion in Power Plants*. TR-106611-R1. EPRI Energy Conversion. Palo-Alto, Clf, USA. EPRI, 1998, 504 p.
5. Chexal V.K., Horowitz J.S. *Chexal-Horowitz Flow-Accelerated Corrosion Model-Parameter and Influences. Current Perspective of Inter. J. Pressure Vessels and Piping: Codes and Standard*. Book No. 409768. ASME, 1995, pp. 231-243.
6. Zander A. COMSY – A Software Tool for Aging and Plant Life Management. *Proc. of the AREVA NP GmbH, PTCMT-G III-th Plant Life Management Conf. May 14-17, 2012*. Salt Lake City, USA.
7. Rodriguez I., Contino M. et al. Implementation of the COMSY Code in a PHWR NPP Analysis of Low Pressure Turbine Extraction Lines. *Proc. of the Intern. Conference on FAC. May 21-24, 2013*. Avignon, France. EDF, 15 p.
8. Akimov G.V. *Fundamentals of Teaching about Corrosion and Protection of Metals*. Moscow. Fizmatgiz Publ., 1946, 461 p. (in Russian).
9. ASME code Case N-480. Examination Requirements for Pipe Wall Thinning Due Single Phase Erosion and Corrosion. Section XI, Division, pp. 787-795.
10. Baranenko V.I., Gulina O.M., Dokukin D.A., Yanchenko Yu.A. Estimation of erosion-corrosion wear rate and residual lifetime for NPP piping. *Izvestia Vysshikh Uchebnykh Zawedeniy. Yadernaya Energetika*. 2010, no. 2, pp. 55-63 (in Russian).
11. Naftal' M.M., Baranenko V.I., Gulina O.M. Use of software for calculation of erosion and corrosion wear of NPP equipment and pipelines. *Teploenergetika*. 2014, no. 6, pp. 1-8 (in Russian).
12. Baranenko V.I., Prosvirnov A.A., Evropin S.V., Arefiev A.A., Yurmanov V.A., Gulina O.M. Development of software tools and regulatory documents for erosion-corrosion wear of pipelines at NPPs. *Teploenergetika*. 2012, no. 5, pp. 34-38 (in Russian).
13. Gulina O.M., Frolova O.O. Prediction of NPP equipment lifetime under the conditions of erosion-corrosion wear based on an empirical model. *Izvestia Vysshikh Uchebnykh Zawedeniy. Yadernaya Energetika*. 2012, no. 1, pp. 57-65 (in Russian).
14. Baranenko V.I., Gulina O.M., Salnikov N.L., Murzina O.E. Substitution of FAC rate and service life estimation under operation control data. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*, 2016, no. 2, pp.55-65 (in Russian).

15. Baranenko V.I., Gulina O.M., Salnikov N.L. Flow-accelerated corrosion rate and residual life time estimation for the components of pipeline systems at NPPs based on control data. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2017, no. 4, pp.83-94; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2017.4.08> (in Russian).

16. Baranenko V.I., Gulina O.M., Mironov S.A., Salnikov N.L. Repeated measurements and quality estimates in the analysis of erosion-corrosion wear of NPP pipelines. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2020, no. 3, pp. 17-29; DOI: <https://doi.org/10.26583/npe.2020.3.02> (in Russian).

Authors

Baranenko Valery Ivanovich, Professor, Dr. Sci. (Engineering)

E-mail: baranenko_vi@mail.ru

Gulina Olga Mikhailovna, Professor, Dr. Sci. (Engineering)

E-mail: omgulina18@mail.ru

Salnikov Nikolay Leonidovich, Professor, Dr. Sci. (Engineering)

E-mail: salnickovnickolay@yandex.ru