

## Разработка компьютерных программ для расчета эрозионно-коррозионного износа трубопроводов реакторов АЭС

В. И. Бараненко<sup>а</sup>, С. Г. Олейник<sup>а</sup>, В. Н. Меркушев<sup>а</sup>, М. Б. Бакиров<sup>б</sup>,  
А. В. Кумов<sup>в</sup>

<sup>а</sup> ЭНИЦ ВНИИАЭС, Электрогорск, Россия

<sup>б</sup> ВНИИАЭС, Москва, Россия

<sup>в</sup> ВНИИАМ, Москва, Россия

*На основе анализа результатов лабораторных исследований и данных об эксплуатационном контроле гибов паропроводов разработаны программы для прогнозирования эрозионно-коррозионного износа материалов оборудования АЭС. Предложенные программные средства позволяют учитывать влияние различных факторов (структурные особенности и трассировка трубопроводов, водно-химический режим, химический состав металлов трубопроводов, режимные параметры) на интенсивность эрозионно-коррозионного износа в процессе длительной эксплуатации энергоблоков АЭС.*

**Ключевые слова:** эрозионно-коррозионный износ, перлитная сталь, фактор влияния, программные средства.

Распространенным видом повреждения теплотехнического оборудования и элементов трубопроводных систем АЭС, изготовленных из сталей перлитного класса, является эрозионно-коррозионный износ (ЭКИ). Крупные аварии, связанные с ЭКИ, происходят достаточно редко, в основном в трубопроводах после ЭКИ образуются сквозные повреждения. Поэтому снижение или подавление ЭКИ оборудования и элементов трубопроводных систем второго контура – одна из наиболее актуальных проблем при эксплуатации АЭС [1–3].

Несмотря на значительные убытки вследствие ЭКИ, этому вопросу в атомной энергетике серьезного внимания не уделялось вплоть до аварии на АЭС “Сарри-2” 9 декабря 1986 г. Во время аварии был разрушен трубопровод питательной воды диаметром 457,2 мм, температура которой составляла 170°C. Компания “Вирджиния Пауэр”, являющаяся владельцем АЭС “Сарри-2”, признала, что поврежденный трубопровод за время эксплуатации не подвергался осмотру, поскольку при проектировании был рассчитан на 40 лет эксплуатации. После аварии был остановлен также блок “Сарри-1” с целью более тщательного осмотра трубопроводов обоих блоков. В результате выявлена необходимость замены еще около 40 участков трубопроводов. Ремонт поврежденных участков АЭС “Сарри-1, 2” обошелся компании в два миллиона долларов. Продолжительность ремонта на “Сарри-1” составила шесть недель, на “Сарри-2” – два месяца [4].

После этой аварии во многих странах, имеющих в эксплуатации аналогичные реакторные установки, резко возрос интерес к изучению проблемы ЭКИ. Были разработаны национальные программы, направленные на повышение надежности теплотехнического оборудования и трубопроводов второго контура АЭС.

Институт эксплуатации АЭС США (INPO) совместно с Американским обществом инженеров-механиков (ASME) при участии Комитета ядерного регулирования (NRC) и специалистов из электроэнергетического института (EPRI) начали интенсивную работу, направленную на повышение надежности теплотехнического оборудования и трубопроводов. В задачи научно-исследовательского института EPRI входила разработка программных средств (ПС) для расчета интенсивности ЭКИ. В ПС CHEC (Chexal Horowitz Erosion Corrosion) для расчета интенсивности ЭКИ в однофазной среде использовалась эмпирическая модель, позволяющая прогнозировать потерю металла оборудования и трубопроводов. Для расчета интенсивности ЭКИ в трубопроводах с двухфазной средой разработано ПС CHECMATE. Дальнейшее развитие работ позволило специалистам EPRI разработать ПС CHECNDE, CHEC-T и CHECWORKS [5–8].

В Германии в департаменте производства энергии КВУ (АО “Сименс”) при поддержке EPRI разработаны ПС WATHEC (Wall Thinning due to Erosion Corrosion) и DASY, которые позволяют определять на участках трубопроводов и оборудовании АЭС места, подверженные ЭКИ, во Франции – ПС BRT-CICERO. В Германии и Франции разработано комплексное программное средство COMSY, предназначенное для управления сроком эксплуатации оборудования и трубопроводов АЭС [9, 10].

В настоящее время решение проблемы по снижению скорости ЭКИ на АЭС Российской Федерации очень актуально. Так, 26 марта 2003 г. на первом энергоблоке Калининской АЭС возникла течь на трубопроводе сброса конденсата греющего пара ПВД в деаэрагор диаметром 630 мм с температурой среды 190°C. Причина столь крупной аварии – эрозионно-коррозионный износ трубопровода, изготовленного из углеродистой стали, на прямом участке за секторным отводом на расстоянии 25–30 мм от сварного соединения. Для устранения аварии понадобилось 4 сут.

В России специалистами ВНИИАЭС и ЭНИЦ ВНИИАЭС разработаны ПС ЭКИ-02 для расчета эрозионно-коррозионного износа элементов трубопроводных систем с однофазной средой и ПС ЭКИ-03 – для элементов трубопроводных систем с двухфазной средой, аналогом для которых послужил ПС CHECWORKS. Разработанные ПС в настоящее время проходят стадии аттестации в надзорных органах и адаптации на пилотных АЭС России.

В ПС ЭКИ-02 и ЭКИ-03 учитывается влияние на скорость ЭКИ следующих факторов: температура среды, °C; скорость потока, м/с; вид применяемого амина; водно-химический режим (ВХР) среды – содержание кислорода в мкг/кг и рН среды; химический состав стали (весовое содержание, %, в стали элементов Cr, Mo, Cu); геометрия и диаметр трубопровода; время эксплуатации трубопровода.

В таблице представлено сравнение результатов расчетов с данными эксплуатационного контроля ЭКИ гибов паропроводов.

С использованием ПС ЭКИ-02 и ЭКИ-03 проведены расчеты скорости ЭКИ элементов трубопроводных систем, которые находились в условиях длительной эксплуатации на блоках № 3 и 4 НВАЭС. Расчетные величины максимальных утонений элементов трубопроводных систем совпадают с данными эксплуатационного контроля. При этом погрешность составляет  $\pm 50\%$ .

Сопоставление результатов расчета с данными эксплуатационного контроля ЭКИ гибов паропроводов

№ заключения эксплуатационного контроля	№ стыка		Дата замера	Срок эксплуатации, годы	Максимальные утонения, мм	Максимальная скорость ЭКИ	Состав стали, %			Расчет скорости, мм/год	Расчет утонения, мм	Погрешность расчета, %
	на входе	на выходе					Cr	Mo	Cu			
2003	73	74	06.07.93	22	2,9	0,13	0,03	0,05	0,03	2,9	0,13	0
2003	74	75	06.07.93	22	3,2	0,15	0,03	0,03	0,03	3,3	0,15	3
2003	78	79	06.07.93	22	2,3	0,11	0,03	0,15	0,03	2,4	0,11	4
2003	79	80	06.07.93	22	1,1	0,05	0,10	0,10	0,03	1,1	0,05	0
2003	80	81	06.07.93	22	1,7	0,08	0,05	0,10	0,03	1,8	0,08	6
468/96	73	74	27.09.96	25	2,8	0,11	0,03	0,10	0,03	2,8	0,11	0
468/96	78	79	27.09.96	25	2,7	0,11	0,03	0,10	0,03	2,8	0,11	4
468/96	79	80	27.09.96	25	1,0	0,04	0,15	0,03	0,03	1,0	0,04	0
468/96	80	81	27.09.96	25	1,6	0,06	0,09	0,03	0,03	1,6	0,06	0
2003	81	82	06.07.93	22	4,6	0,21	0,03	0,08	0,03	4,7	0,21	2
347/96	81	82	04.10.96	25	5,0	0,20	0,03	0,08	0,03	5,0	0,20	0

На рис. 1 приведен участок трубопровода подвода питательной воды к парогенераторам ПГ-4, ПГ-5, ПГ-6 блока 3 НВАЭС, где кружочками выделены гибы, подверженные ЭКИ. На рис. 2 представлено сопоставление результатов эксплуатационного контроля с расчетными данными, полученными с помощью ПС ЭКИ-02.

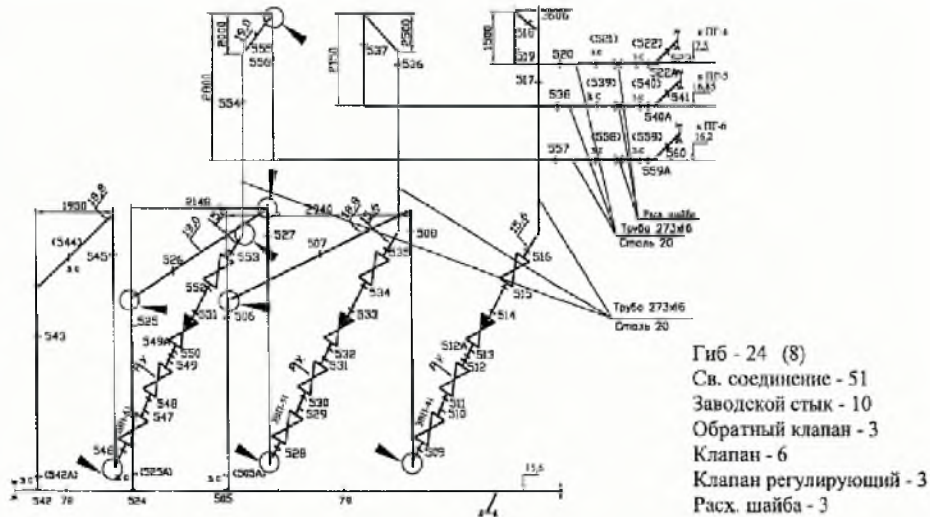


Рис. 1. Подвод питательной воды к парогенераторам ПГ-4, ПГ-5, ПГ-6.

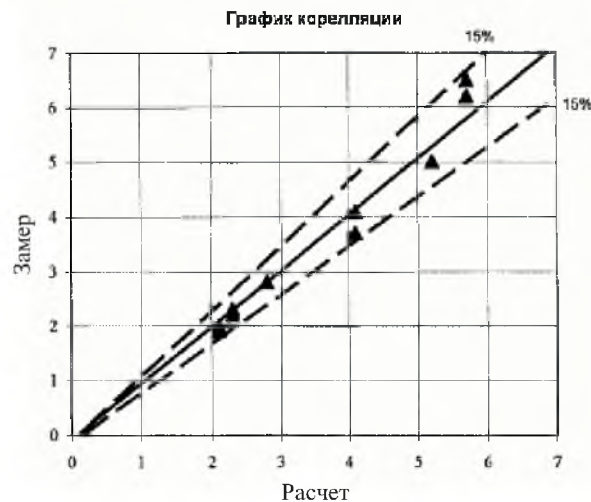


Рис. 2. Сопоставление результатов расчета (сплошная линия) с данными эксплуатационного контроля ЭКИ (точки).

При проведении расчетов с помощью программных средств необходимо располагать достаточно большим объемом информации по режимным параметрам, по конструктивным особенностям и трассировке трубопроводов, значениям показателей ВХР, химическому составу применяемых конструкционных материалов, а также данными эксплуатационного контроля для каждого из рассчитываемых элементов в различные годы эксплуатации и т.д.

Несмотря на большой объем работ, связанных с внедрением на АЭС программных средств, количество энергоблоков, использующих ПС, продолжает увеличиваться. Это объясняется тем, что внедрение ПС для расчета интенсивности ЭКИ приносит значительный экономический эффект за счет сокращения количества мест контроля металла во время остановов энергоблоков, уменьшения вероятности повреждения трубопроводов в межремонтный период, своевременной замены или ремонта подверженных ЭКИ участков трубопроводов. Приблизительная стоимость приобретения и внедрения ПС по расчету ЭКИ на зарубежных АЭС составляет 100–150 тыс. долларов. Затраты, связанные с их внедрением на АЭС США, окупаются примерно через полгода [9–11].

### **Выводы**

1. Эрозионно-коррозионный износ является наиболее распространенным механизмом деградации оборудования и элементов трубопроводных систем АЭС, изготовленных из сталей перлитного класса.

2. Для диагностики и прогнозирования длительности безопасной эксплуатации элементов трубопроводных систем, подверженных ЭКИ, разработаны и находят широкое применение на АЭС программные средства.

3. Программные средства, используемые для расчета интенсивности ЭКИ, позволяют учитывать режимные параметры, показатели ВХР, концентрацию в металле хрома, меди, геометрические характеристики, длительность эксплуатации.

4. Для расчета интенсивности ЭКИ на АЭС России разработаны ПС ЭКИ-02 и ЭКИ-03, которые в настоящее время находятся в стадии аттестации и верификации.

5. Внедрение ПС по расчету интенсивности ЭКИ на АЭС приносит значительный экономический эффект.

6. Приблизительная стоимость внедрения ПС по расчету ЭКИ на АЭС составляет примерно 100–150 тыс. долларов.

### **Резюме**

На основі аналізу результатів лабораторних досліджень і даних щодо експлуатаційного контролю згину паропроводів розроблено програми для прогнозу ерозійно-корозійного зносу матеріалів обладнання АЕС. Запропоновані програмні засоби дозволяють враховувати вплив різних факторів (структурні особливості і трасування трубопроводів, водно-хімічний режим, хімічний склад металів трубопроводів, режимні параметри) на інтенсивність ерозійно-корозійного зносу в процесі тривалої експлуатації енергоблоків АЕС.

1. *Бараненко В. И., Нигматулин Б. И., Щедеркина Т. Е. и др. Эрозионно-коррозионный износ оборудования атомных электростанций // Атом. техника за рубежом. – 1995. – № 8. – С. 9 – 15.*

2. Бараненко В. И., Малахов И. В., Судаков А. В. и др. О характере эрозионно-коррозионного износа трубопроводов на 1-м энергоблоке ЮУАЭС // Теплоэнергетика. – 1996. – № 12. – С. 55 – 60.
3. Степанов И. А. Мониторинг остаточного ресурса оборудования АЭС по показателям коррозионно-механической прочности конструкционных материалов // Там же. – 1994. – № 9. – С. 36 – 39.
4. Авария на АЭС “Сарри-2” // Атом. техника за рубежом. – 1987. – № 10. – 43 с.
5. Chexal B., Mahini R., and Munson D. CHECWORKS<sup>TM</sup> an integrated computer program for controlling flow accelerated corrosion // The forth Int. Top. Meeting on Nuclear Thermal Hydraulics Operations and Safety. – Taipei (Taiwan). – 1994. – 9. – 6 p.
6. Bridgeman J. and Ker R. S. Erosion/corrosion data handling for reliable NDE // Nuclear Eng. Design. – 1991. – 5, No. 131. – P. 285 – 297.
7. Chexal B., et al. Predicting corrosion damage the CHECWORKS software package // Nucl. Eng. Int. – 1992. – P. 22 – 25.
8. Chexal V. K. (Bind) and Horowitz J. S. Chexal–Horowitz flow-accelerated corrosion model-parameter and influences // Current perspect. of Int. Pressure Vessels and Piping: Codes and Standard Book. – 1995. – No. 409768. – P. 231 – 243.
9. Monitoring of Erosion–Corrosion on Pipeline System at Dukovany NPP. – WANO-MC and VGB Workshop, Kozloduy NPP (Recreation Center), Bulgaria, 8–10 February. – 2002. – 18 p.
10. Unanticipated Feedwater Pipe Wall Thinning from Flow-Accelerated Corrosion Subject: MER ATL 01-027, Posted 27 September. – 2001. – 6 p.
11. Проблемы повышения конкурентоспособности АЭС в США // Мировая электроэнергетика. – 1997. – № 2. – С. 37 – 42.

Поступила 15. 05. 2003