

ОЦЕНКА РИСКОВ ПОВРЕЖДЕНИЯ УЗЛА ПРИВАРКИ КОЛЛЕКТОРА К ПАТРУБКУ ПГ АЭС С ВВЭР

Н.Н. Нетяга*, С.П. Саакян, В.П. Поваров***

* *Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Нововоронежская АЭС
396072, Воронежская обл., г. Нововоронеж, Промышленная зона Южная, 1*

** *Обнинский институт атомной энергетики НИЯУ МИФИ
249040, Калужская обл., г. Обнинск, Студгородок, 1.*



Задачи определения рисков отказа оборудования АЭС при длительных сроках эксплуатации являются весьма актуальными, особенно, в связи с приближением окончания проектного срока службы (25 - 30 лет) энергоблоков АЭС РФ, а также увеличением сроков эксплуатации вновь строящихся до 60-ти лет. Окончание проектного срока службы действующих АЭС и увеличение сроков эксплуатации для вновь строящихся обуславливают необходимость разработки новых подходов к обеспечению надежной и безопасной работы наиболее ответственных элементов тепломеханического оборудования и трубопроводов. Одним из таких элементов является зона приварки горячего коллектора к корпусу парогенератора СС №111, в которой возможны образование и ускоренное развитие эксплуатационных дефектов; при этом дефекты носят систематический характер и влияют на безопасность эксплуатации всего энергоблока. Приведена статистика отказов в узле приварки горячего и холодного коллекторов парогенератора к трубопроводу ДУ-1200 для реакторов ВВЭР. Предложена классификация наступления предельных состояний отказов для узла приварки парогенератора. Выполнен расчет риска для энергоблока в случае наступления одного из предельных состояний. Величина убытков при повреждении узла приварки коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111 является значительной. Вероятность появления недопустимых дефектов в зоне СС №111 остается высокой, поэтому необходимы меры для контроля момента их образования и развития.

Ключевые слова: парогенератор, коллектор, отказ, повреждение, риск, зона сварного соединения.

СТАТИСТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПО ПОВРЕЖДЕНИЯМ СС №111

Первый случай обнаружения трещин в узле приварки «горячего» коллектора к патрубку ПГ (зона СС №111-1) произошел в 1998 г. на пятом блоке Нововоронежской АЭС. При подготовке к пуску блока после ППР во время осмотра оборудования и трубопроводов первого контура РУ на рабочих параметрах было обнаружено парение из-под теплоизоляции на «горячем» коллекторе 5ПГ-1. После демонтажа теплоизоляции были обнаружены две сквозные трещины длиной 12 и 3 мм на наружной поверхности сварного шва.

С 1998 г. на различных АЭС с ВВЭР-1000 России (Нововоронежская, Балаковская, Калининская) и Украины (Южно-Украинская, Запорожская) был зафиксирован 21 слу-

© *Н.Н. Нетяга, С.П. Саакян, В.П. Поваров, 2016*

чай обнаружения трещин с недопустимыми размерами в зоне СС №111, в том числе три случая сквозных повреждений с течью воды второго контура (5ПГ-1 НВАЭС – 1998 г., 2013 г.; 1ПГ-2 ЮУАЭС – 2001 г.).

Таблица 1

Повреждения узла на парогенераторах ПГВ-1000

№ п/п	Год обнаружения	АЭС	№ПГ. Изготовитель, год	№№ блока и ПГ на АЭС	ПГ на АЭС (монтаж, замена, год)	Вид дефекта ¹⁾ , длина, мм
1	1998	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№28 Атоммаш, 1987	5ПГ-1	Замена 1989	ПрТ, L=330
2	2001	ЮУАЭС В-302. Пуск 1989	№35 Атоммаш, 1988	1ПГ-1	Замена 1989	ПрТ, L=310
3	2001	ЮУАЭС В-302. Пуск 1989	№36 Атоммаш, 1988	1ПГ-2	2-я замена 1989	ПрТ, L=1315
4	2001	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№40 Атоммаш, 1987	5ПГ-3	Замена 1989	ПрТ, L=375
5	2003	ЮУАЭС В-302	№29 Атоммаш, 1998	1ПГ-1	Замена 1989	ПнТ, L=1230
6	2003	ЮУАЭС В-302	№36 Атоммаш, 1998	1ПГ-2	2-я замена 1989	ПнТ, L=650
7	2004	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№28 Атоммаш, 1987	5ПГ-1	Замена 1989	ПрТ, L=70
8	2006	Балак. В-320. Пуск 1985	ЗиО, 1990	1ПГ-1	Замена 1990	ПрпТ, L=490
9 ²⁾	2006	Калин. В-302. Пуск 1984	ЗиО, 1981	1ПГ-3	Монтаж 1984	ПрТ, L=540
10	2007	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№27 Атоммаш, 1987	5ПГ-2	Замена 1989	ПрпТ, L=124, L=177
11	2007	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№42 Атоммаш, 1987	5ПГ-4	Замена 1989	ПрТ, L=181
12	2007	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№42 Атоммаш, 1987	5ПГ-4	Замена 1989	ПрТ, L=85
13	2009	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№42 Атоммаш, 1987	5ПГ-4	Замена 1989	ПрТ, L=40
14	2009	ЗАЭС В-320. Пуск 1991	№49, 1989	2ПГ-1	Монтаж 1991	ПрпТ, L=820
15 ²⁾	2010	ЗАЭС В-320. Пуск 1991	№48 Атоммаш, 1989	2ПГ-2	Монтаж 1991	ПрпТ, L=1040
16	2010	Балак. В-320. Пуск 1985	ЗиО, 04.1990	1ПГ-1	Замена 1990	ПрпТ, L=1680
17	2010	Балак. В-320. Пуск 1985	ЗиО, 04.1990	1ПГ-1	Замена 1990	ПрТ, L= 580
18 ²⁾	2011	Балак. В-320. Пуск 1985	ЗиО, 04.1990	1ПГ-4	Замена 1990	ПрпТ, L=490
19	2013	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№28 Атоммаш, 1987	5ПГ-1	Замена 1989	ПрТ, L=510
20 ²⁾	2013	Балак. В-320. Пуск 1985	ЗиО, 04.1990	1ПГ-4	Замена 1990	ПрпТ, L=490
21	2014	НВАЭС В-187. Пуск 1980	№27 Атоммаш, 1987	5ПГ-2	Замена 1989	ПрТ, L=128

¹⁾ ПрТ – продольная трещина; ПнТ – поперечная трещина; ПрпТ – продольно-поперечная трещина
²⁾ Повреждения на холодном коллекторе

До 2006 г. все повреждения имели место только в узлах приварки «горячего» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-1. Однако с 2006 г. наблюдается устойчивая тен-

денция к росту повреждаемости узлов приварки «холодного» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-2. По состоянию на 2015 г. зафиксировано четыре случая повреждения СС №111-2.

Повреждения в зоне СС №111 имеют место как на энергоблоках ВВЭР-1000 «малой» серии (проекты РУ В-187, В-302, В-338), так и на серийных энергоблоках ВВЭР-1000 (проект РУ В-320).

Статистические данные по повреждениям узлов приварки горячего и холодного коллекторов к патрубку ПГ в зоне СС №111 энергоблоков ВВЭР-1000 представлены в табл. 1.

Минимальный срок эксплуатации ПГ до обнаружения трещин в СС №111-1 составил девять лет, все зафиксированные повреждения СС №111 имели место задолго до окончания проектного срока эксплуатации ПГ (30 лет). Трещиноподобные дефекты имеют различную ориентацию относительно сварного шва. Большинство выявленных дефектов ориентированы в продольном направлении по периметру СС («горизонтальные» магистральные трещины). Однако встречаются дефекты, ориентированные перпендикулярно оси СС («вертикальные» трещины), а также под углом к оси СС. В некоторых случаях в процессе роста дефекты меняют ориентацию, что, вероятнее всего, связано с изменением направления действия максимальных растягивающих напряжений.

Анализ результатов экспертного ультразвукового контроля (УЗК) СС №111 показывает, что максимальный размер зоны повреждения СС №111 в течение одной топливной кампании (с учетом результатов ежегодного УЗК) по протяженности составил 1300 мм (1ПГ-2 ЮУАЭС, 2001 г.), т.е. около 1/3 периметра патрубка ПГ; максимальный по глубине трещины по высоте составил 72,5 мм (5ПГ-1 НВАЭС, 2013 г.) – сквозной дефект. В большинстве случаев трещины развиваются из зоны радиусного перехода $R20$ галтели «кармана» коллектора ПГ, распространяются в основном металле коллектора ПГ и далее переходят в наплавленный металл сварного шва (рис. 1).

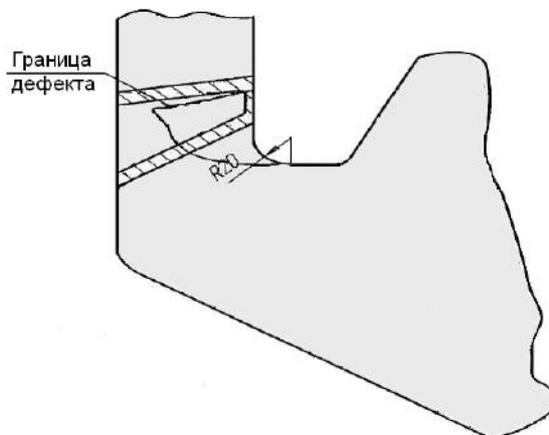


Рис. 1. Характерное расположение трещин по толщине СС №111

В настоящее время среди специалистов нет единого мнения о стадийности развития эксплуатационных трещин в СС №111 [1]. С одной стороны, по результатам металлографического анализа вырезанных темплетов можно сделать вывод, что стадии активного роста зародышевой трещины предшествует длительный инкубационный период, после которого дальнейшее активное развитие трещин также происходит в течение длительного периода времени, о чем свидетельствуют обнаруженные отложения окислов железа и меди на поверхности раскрытой трещины. С другой стороны, результаты периодического эксплуатационного УЗК СС №111, проводимого ежегодно, свидетельствуют о том, что в большинстве случаев интенсивный рост трещин в СС №111 происходит в течение одной кампании, т.е. предыдущий контроль в зоне обнаруженной трещины сви-

детельствует об отсутствии каких-либо исходных трещин год назад. В качестве возможных ограничений метода УЗК по надежному выявлению трещин в СС №111 на ранних стадиях могут рассматриваться следующие обстоятельства:

на начальных этапах развития трещины акустические характеристики коррозионных отложений, заполняющих трещину, и основного металла отличаются незначительно, вследствие чего отсутствует граница раздела сред и ультразвуковые колебания проходят сквозь трещину;

поверхность трещины имеет шероховатую структуру, вследствие чего сигналы от поверхности не отражаются, а рассеиваются, и их крайне сложно зафиксировать;

слабое раскрытие берегов трещины позволяет проходить ультразвуковым колебаниям без отражения от границы раздела трещина-металл.

Сравнение статистических данных по повреждениям СС №111 на различных энергоблоках ВВЭР-1000 показывает, что наиболее остро проблема ускоренного образования и развития эксплуатационных трещин в СС №111 стоит на пятом блоке Нововоронежской АЭС. По состоянию на 2015 г. проведено восемь ремонтов ПГ в зоне СС №111-1 с механической выборкой выявленных трещин и заваркой:

5ПГ-1 – в 1998 г. (сквозная трещина), 2004 г. (повторное повреждение), 2013 г. (повторное повреждение в зоне ремонта 1998 г., сквозная трещина);

5ПГ-2 – в 2007, 2014 гг. (повторное повреждение в зоне ремонта 2007 г.);

5ПГ-3 – в 2001 г.;

5ПГ-4 – в 2007, 2009 гг.

Такая ситуация на фоне ограничения допустимого количества ремонтных процедур (не более пяти для одного ПГ за весь срок эксплуатации) ставит под угрозу обоснование продления срока службы ПГ на дополнительный 30-летний срок эксплуатации энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС и может потребовать дополнительной неплановой замены ПГ. Наличие регулярных некомпенсируемых повреждений основного оборудования РУ вступает в противоречие с основным тезисом безопасной эксплуатации АЭС и не соответствует целому ряду требований отраслевых нормативных документов: [2 – 4] и [17 – 20].

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УЩЕРБ И МАТЕМАТИЧЕСКИЙ АППАРАТ ДЛЯ ОПИСАНИЯ АНАЛИЗА РИСКА

Для повышения безопасности эксплуатируемого в составе АЭС оборудования необходим анализ риска отказа (разрушения) наиболее ответственных конструкций [5, 7-16].

Для оценки риска как двумерной случайной величины используется соотношение [5]

$$R = \sum_{i=1}^n Q_i(t) C_i(t) , \quad (1)$$

где $Q_i(t)$ – вероятность возникновения i -го ($i = 1, n$) рискового события; $C_i(t)$ – соответствующий ущерб от этого события.

Можно определить четыре группы предельных состояний на примере отказа отдельного критического элемента оборудования АЭС – узла приварки горячего коллектора ПГ к ДУ-1200:

– трещина в СС №111 выше браковочного критерия в узле приварки «горячего» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-1 (ремонт не более пяти раз);

– количество трещин в СС №111 не меньше пяти (замена ПГ);

– сквозной дефект СС №111;

– повреждение узла приварки «холодного» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-2 (ремонт не более пяти раз).

Оценим размер убытков при наступлении вероятного события, связанного с дефектом сварного шва №111 парогенератора ПГВ-1000М пятого энергоблока Ново-

воронежской АЭС.

Общая величина убытков от непланового ремонта энергоблока состоит из затрат на выполнение непланового ремонта, а также суммы затрат от реального ущерба и упущенной выгоды от недопоставки электроэнергии (мощности) на оптовый рынок.

Расчет размера убытков при выполнении аварийного (непланового) ремонта в узле приварки «горячего» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-1.

Суммарные затраты на ремонт сварного соединения включают в себя

- затраты на ремонт СС №111-1 подрядной организации;
- материальные затраты.

Сумма затрат подрядной организации рассчитывается по формуле

$$C_{\text{рем}} = T_p \times C_{\text{ч.т.ст.}} + C_{\text{м}} + C_{\text{ткм}}$$

где $C_{\text{рем}}$ – стоимость затраты на ремонт; T_p – трудоемкость операций; $C_{\text{ч.т.ст.}}$ – средняя часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда; $C_{\text{м}}$ – стоимость товарно-материальных ценностей; $C_{\text{ткм}}$ – стоимость работ по контролю металла.

Средний разряд работ – пятый. Средняя часовая тарифная ставка рабочего пятого разряда составляет 817,39 руб. Стоимость работ по контролю металла составляет 14371,2 тыс.руб.

$$C_{\text{рем}} = 19330817,39 + 2370 + 14371,2 = 32541,3 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет суммы затрат реального ущерба и упущенной выгоды от недопоставки электроэнергии (мощности) на оптовый рынок:

– продолжительность простоя энергоблока во внеплановом ремонте для ремонта сварного соединения №111 – 36 сут (на основании средней продолжительности ППР при выявлении аналогичных дефектов на СС №111 ПГ 1-4 энергоблока №5 Нововоронежской АЭС);

– потери выработки энергоблока ($P_{\text{пр}}$) рассчитаны исходя из фактически сложившейся стоимости электроэнергии на РСВ за 2015 г. по Нововоронежской АЭС ($C_{\text{ср}2015}$), величины потерь выработки энергоблока мощностью 1000 МВт за период простоя 36 сут ($Ob_{\text{выр}}$) и экономии от списания ядерного топлива ($\Delta_{\text{ят}}$) в период останова

$$P_{\text{пр}} = Ob_{\text{выр}} \cdot C_{\text{ср}2015} - \Delta_{\text{ят}}$$

$$P_{\text{пр}} = 817,2 \text{ тыс. МВт} \cdot \text{ч} \times 1092 \text{ руб./МВт} \cdot \text{ч} - 141969,6 \text{ тыс. руб.} = 750412,8 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, суммарные убытки и упущенная выгода составят 782 954,1 тыс. руб.

Расчет размера убытков при выполнении замены парогенератора энергоблока №5 в результате пятикратного повреждения СС №111 выше браковочного критерия в узле приварки «горячего» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-1.

Суммарные затраты на замену парогенератора включают в себя

- затраты на демонтаж, монтаж парогенератора;
- материальные затраты;
- стоимость парогенератора ПГВ-1000.

Сумма затрат на демонтаж и монтаж парогенератора рассчитывается по формуле

$$C_{\text{рем}} = T_p \times C_{\text{ч.т.ст.}} + C_{\text{м}} + C_{\text{ткм}} + C_{\text{тоб}}$$

где $C_{\text{рем}}$ – стоимость затраты на монтаж и демонтаж 5ПГ; T_p – трудоемкость операций; $C_{\text{ч.т.ст.}}$ – средняя часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда; $C_{\text{ткм}}$ – стоимость работ по контролю металла; $C_{\text{тоб}}$ – стоимость оборудования.

Затраты на замену парогенератора сформированы на основании фактических затрат по замене пяти ПГ 1-4 в ППР 1988 – 1989 гг.

Средний разряд работ – пятый. Средняя часовая тарифная ставка рабочего пятого

разряда составляет 817,39 руб. Стоимость работ по контролю металла составляет 30000 тыс. руб. Стоимость оборудования составляет 609813,4 тыс.руб. без НДС (взята стоимость аналогичного ПГ для Ровенской АЭС в ценах 2015 г.).

$$C_{\text{рем}} = 85400 \times 817,39 + 10470,8 + 30000 + 609813,4 = 720089,3 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет суммы затрат реального ущерба и упущенной выгоды от недопоставки электроэнергии (мощности) на оптовый рынок:

– продолжительность простоя энергоблока во внеплановом ремонте для ремонта сварного соединения №111 102 сут (на основании фактической продолжительности ППР при замене ПГ 1-4 энергоблока №5 Нововоронежской АЭС в 1988 – 1989 гг.);

– потери выработки энергоблока рассчитаны исходя из фактически сложившейся стоимости электроэнергии на РСВ за 2015 г. по Нововоронежской АЭС, величины потерь выработки энергоблока мощностью 1000 МВт за период простоя 102 сут и экономии от списания ядерного топлива в период останова:

$$P_{\text{пр}} = Ob_{\text{выр}} \times C_{\text{ср}} \times 2015 - \Delta_{\text{ят}}$$

$$P_{\text{пр}} = 2315,4 \text{ тыс. МВт}\cdot\text{ч} \times 1092 \text{ руб./МВт}\cdot\text{ч} - 402247,2 \text{ тыс. руб.} = 2126169,6 \text{ тыс. руб.}$$

Таким образом, суммарные убытки и упущенная выгода составят 2846258,9 тыс. руб.

Расчет размера убытков при выполнении аварийного (непланового) ремонта энергоблока при сквозном дефекте сварного соединения №111. При сквозном дефекте СС№111 и его воздействии на смежное оборудование затраты на ремонт будут аналогичны затратам на ремонт СС№111 с увеличением сроков простоя блока в ремонте в связи с необходимостью ремонта смежного оборудования и дополнительной дезактивации оборудования и помещений. Убытки составят более 782954,1 тыс. руб.

Расчет размера убытков при выполнении аварийного (непланового) ремонта при повреждении узла приварки «холодного» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-2 аналогичен расчету убытков при ремонте СС№111-1. Убытки составят 782 954,1 тыс. руб.

Размер убытков при наступлении одного из вероятных событий приведен в табл. 2

Таблица 2

Размер убытков при наступлении вероятного события

Критический элемент	№ п/п	Тип предельного состояния	Последствия	Размер убытков при наступлении вероятного события, тыс. руб.
Узел приварки горячего коллектора ПГ к ДУ-1200	1	Трещина в СС №111 выше браковочного критерия в узле приварки «горячего» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС№111	Ремонт (не более пяти раз)	782 954,1
	2	Количество трещин в СС №111 (≥ 5 -ти)	Замена ПГ	2 846 258,9
	3	Сквозной дефект СС №111	Влияние на смежное оборудование. Ремонт	>782 954,1
	4	Повреждение узла приварки «холодного» коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111-2	Ремонт (не более пяти раз)	782 954,1

Расходы на эксплуатацию системы непрерывного мониторинга эксплуатационной повреждаемости металла (СНМЭП) [6] СС №111-1 5ПГ-1-4, который основан на фактических затра-

тах Нововоронежской АЭС, составляют 3625 тыс. руб. без НДС в ценах 2015 г. Таким образом, внедрение системы непрерывного мониторинга эксплуатационной повреждаемости (СНМЭП) металла СС №111 как превентивной меры, позволяющей оценивать динамику развития дефекта и применять компенсирующие меры, экономически эффективно.

Таблица 3

Пуски блоков ВВЭР-1000

АЭС блок	Год пуска	АЭС блок	Год пуска
<u>Нововоронежская</u>		<u>Ровенская</u>	
5 блок	1980	1 блок	1986
		2 блок	2004
<u>Южно-Украинская</u>		<u>Козлодуй</u>	
1 блок	1982	1 блок	1987
2 блок	1985	2 блок	1991
3 блок	1989		
<u>Запорожская</u>		<u>Хмельницкая</u>	
1 блок	1984	1 блок	1987
2 блок	1985	2 блок	2004
3 блок	1986		
4 блок	1987	<u>Темелин</u>	
5 блок	1989	1 блок	2000
6 блок	1995	2 блок	2003
<u>Калининская</u>		<u>Ростовская</u>	
1 блок	1985	1 блок	2001
2 блок	1986	2 блок	2009
3 блок	2004	3 блок	2014
4 блок	2011		
<u>Балаковская</u>		<u>Тяньваньская</u>	
1 блок	1986	1 блок	2006
2 блок	1987	2 блок	2007
3 блок	1988	<u>Куданкулам</u>	
4 блок	1993	1 блок	2013

Количественная оценка вероятности отказа (разрушения) наиболее ответственного оборудования в составе энергоблока выполняется на основании статистических данных. Вероятности повреждения критических элементов для всех реакторов с однотипным оборудованием, трубопроводами либо конструктивными деталями оценивают по соотношениям

$$Q(t_k) = N_n / (N_{ок} \cdot t_k); \quad Q(t_3) = N_n / (N_{о3} \cdot t_3), \quad (2)$$

где N_n – количество оборудования определенного типа, получившего повреждение при заданном i -м виде предельного состояния; $N_{ок}$ – общее количество оборудования, эксплуатировавшегося к моменту t_k возникновения заданного i -го типа повреждения; t_k – среднее время эксплуатации одного критического элемента к моменту достижения заданного i -го вида предельного состояния; $N_{о3}$ – общее число критических элементов к моменту t_3 ; t_3 – среднее время эксплуатации одного критического элемента.

Поскольку каждый отказ оборудования в момент t_k сопровождается реализацией компенсирующих мероприятий по повышению надежности критического узла, то с течением времени при $t_3 > t_k$ наблюдается снижение вероятностей от $Q(t_k)$ до $Q(t_3)$.

Величины $Q(t_k)$ и $Q(t_3)$ в выражении (2) отличаются от классических показателей безопасной работы

$$Q(t_k) = \lim \Delta N_k(\Delta t) / N_{ок} \quad (3)$$

при $\Delta t \rightarrow 0$ и $N_{ок} \rightarrow \infty$ и фактически являются статистическим аналогом условной функции распределения времени до наступления рискового события:

$$Q(t_k) = \Delta N_k(\Delta t) / N_{ок}; \quad Q(t_э) = \Delta N_{оэ}(\Delta t) / N_{оэ}. \quad (4)$$

В таблице 3 содержится информация о годах пуска блоков ВВЭР-1000 на АЭС мира, в табл. 4 – наработка (в реакторо-годах) всех АЭС с ВВЭР-1000.

Таблица 4

Наработка АЭС с ВВЭР-1000

	Кол-во пущенных блоков за N год	Всего пущенных блоков к N году (накопительный итог)	Наработка реакторо-лет в N году	Наработка реакторо-лет к N году (накопительный итог)
1980	1		0	0
1981		1	1	1
1982	1	2	1	2
1983		2	2	4
1984	1	3	2	6
1985	3	6	3	9
1986	4	10	6	15
1987	4	14	10	25
1988	1	15	14	39
1989	2	17	15	54
1990		17	17	71
1991	1	18	17	88
1992		18	18	106
1993	1	19	18	124
1994		19	19	143
1995	1	20	19	162
1996		20	20	182
1997		20	20	202
1998		20	20	222
1999		20	20	242
2000	1	21	20	262
2001	1	22	21	283
2002		22	22	305
2003	1	23	22	327
2004	3	26	23	350
2005		26	26	376
2006	1	27	26	402
2007	1	28	27	429
2008		28	28	457
2009	1	29	28	485
2010		29	29	514
2011	1	30	29	543
2012		30	30	573
2013	1	31	30	603
2014	1	32	31	634
2015		32	32	666
2016		32	32	698
Сумма (наработка реакторо-лет с 1980 по 2016 гг.) – 698				

В таблице 5 представлены исходные данные для расчета вероятностей событий на

парогенераторах АЭС с ВВЭР-1000 в соответствии с классификацией предельных состояний, указанных в табл. 1.

Таблица 5
Исходные данные для расчета вероятностей событий на ПГ АЭС с ВВЭР

Тип предельного состояния	N_n	$N_{ок}$	t_k , лет	$N_{оэ}$	t_3 , лет	Размер убытков, тыс. руб.
1	17	112	18	128	21,8	782 954,1
2	10	34,8	8,7	256	21,8	2 846 258,9
3	3	61	19,7	128	21,8	>782 954,1
4	4	68	17,1	128	21,8	782 954,1

Группа предельного состояния 1 связана с дефектами выше браковочного критерия, требующими ремонта СС №111 горячего коллектора. Всего с 1998 по 2016 гг. выполнено $N_n=17$ ремонтов СС №111. Среднее количество горячих коллекторов парогенераторов, находящихся в эксплуатации с 1998 по 2016 гг., можно оценить по формуле

$$N_{ок} = 4 \sum_{i=1998}^{2016} K_i / T,$$

где K_i – количество реакторов, находящихся в эксплуатации от момента обнаружения дефекта с 1998 по 2016 гг., требующих ремонта СС №111; T – период эксплуатации реакторов с 1998 по 2016 гг. Получаем $N_{ок}=112$.

Среднее время эксплуатации узла приварки коллектора ПГ к патрубку Ду-1200 к моменту образования дефекта, требующего ремонта, $t_k = 18$ лет (см. табл. 5). В таком случае $Q(t_k) = 8,4 \cdot 10^{-3}$. Общее число критических элементов (узлов приварки горячего коллектора к трубопроводу Ду-1200) к 2016 г. составляет $N_{оэ} = 128$, среднее время эксплуатации одного критического элемента $t_3 = 21,8$ лет. Таким образом, $Q(t_3) = 6,0 \cdot 10^{-3}$.

Группа предельного состояния 2 связана со значительным повреждением СС №111, требующим замены парогенераторов. К началу 2016 г. зафиксировано $N_n = 10$ замен парогенераторов. Общее количество парогенераторов, находящихся в эксплуатации к моменту t_k массовой замены парогенераторов в 1989 – 1990 гг., $N_{ок} = 34,8$.

До замены парогенераторов наработано 284 парогенераторо-лет. Среднее время эксплуатации до замены парогенератора составляет $t_k = 8,7$ лет. В таком случае получаем $Q(t_k) = 3,3 \cdot 10^{-2}$.

После замены парогенераторов были реализованы компенсирующие мероприятия по повышению надежности СС №111, с течением времени при $t_3 > t_k$ наблюдается снижение вероятностей от $Q(t_k)$ до $Q(t_3)$.

В мире с 1980 г. эксплуатируется 128 парогенераторов ВВЭР-1000 с общей наработкой 2792 парогенераторо-лет. Тогда $Q(t_3) = 1,8 \cdot 10^{-3}$ при общем числе критических элементов $N_{оэ} = 256$ и среднем времени эксплуатации одного критического элемента $t_3 = 21,8$ лет.

Группа предельного состояния 3 связана со сквозным повреждением узла приварки «горячего» коллектора к патрубку Ду-1200. Всего зафиксировано три таких повреждения ($N_n = 3$). Среднее количество находящихся в эксплуатации горячих коллекторов до сквозных повреждений составляет $N_{ок} = 61$, $t_k = 19,7$, что дает $Q(t_k) = 2,4 \cdot 10^{-3}$. Для $N_{оэ} = 128$ и $t_3 = 21,8$ лет получаем $Q(t_3) = 1,0 \cdot 10^{-3}$.

Группа предельного состояния 4 – повреждение узла приварки «холодного» коллектора к патрубку Ду-1200. Известно о четырех повреждениях $N_n = 4$. Среднее количество находящихся в эксплуатации холодных коллекторов до сквозных повреждений составляет $N_{ок} = 68$, $t_k = 17,1$, что дает $Q(t_k) = 3,4 \cdot 10^{-3}$. Соответственно, $N_{оэ} = 128$ и $t_3 = 21,8$ лет

приводят к значению $Q(t_3) = 1,4 \cdot 10^{-3}$.

В таблице 6 показаны значения вероятности наступления предельных состояний.

Таблица 6

Вероятности наступления предельных состояний

N п/п	Тип предельного состояния	$Q(t_k) \times 10^{-3}$	$Q(t_3) \times 10^{-3}$	Размер убытков, тыс. руб.
1	1	8,4	6	782 954,1
2	2	33	1,8	2 846 258,9
3	3	2,4	1	> 782 954,1
4	4	3,4	1,4	782 954,1

Для нижней оценки значения риска для четырех предельных состояний воспользуемся формулой (1), тогда $R_k = 105\ 044,5$ тыс. руб., $R_3 = 11\ 700,0$ тыс. руб.

Значение риска в результате наступления предельных состояний на порядок больше показателя риска на этапе эксплуатации оборудования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнен анализ отказов, связанных с повреждениями узла приварки коллектора к патрубку ПГ АЭС с ВВЭР.

Отказы коллектора парогенераторов АЭС с ВВЭР классифицированы по наступлению предельных состояний. Рассчитаны значения вероятности наступления предельных состояний и рисков их наступления.

Размер как прямых, так и косвенных убытков при повреждении узла приварки коллектора к патрубку ПГ в зоне СС №111 является значительным.

Сварное соединение №111 остается в зоне высокой потенциальной опасности появления недопустимых дефектов (разрушения) и требует мер по контролю определения момента их образования и развития.

Внедрение экономически эффективной системы непрерывного мониторинга эксплуатационной повреждаемости позволяет оценивать динамику развития дефекта и применять превентивные компенсирующие меры, позволяющие минимизировать затраты на ремонт СС №111.

Литература

1. Бакиров М. Б., Поваров В. П., Левчук В. И., Громов А. Ф. Разработка технологии непрерывного акустико-эмиссионного мониторинга эксплуатационной повреждаемости металла ответственного оборудования атомных станций // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2014. – №3. – С.15-23.
2. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций, НП-001-15.
3. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок, НП 089-15.
4. Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции, НП-017-2000.
5. Острейковский В. А., Смолин Д. И. Количественная оценка вероятностей исходных событий при анализе риска от эксплуатации атомных станций // Северный регион: наука, образование, культура. – 2013. – № 2. – С. 11-21.
6. Левчук В. И. Расчетно-экспериментальный анализ влияния термосиловых воздействий на повреждение узла приварки коллектора теплоносителя к корпусу парогенератора ПГВ-1000М. – М. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. 2015.
7. Острейковский В. А. Техногенный риск: Введение в теорию: Учеб. пособие. Сургут: ИЦ СурГУ, 2009. 63с.
8. Острейковский В. А., Швыряев Ю. В. Безопасность атомных станций: Вероятностный анализ.

– М.: Физматлит, 2008. 353 с.

9. *Острейковский В.А., Саакян С.П.* Модели определения вероятностей исходных событий аварий методами теории катастроф. / Труды Международной научной школы «Моделирование и анализ безопасности и риска в сложных системах». 6-10 июля 2010, Санкт-Петербург. – С. 123-126. – СПб.: ГУАП, 2010. – 566 с.

10. *Махмутов Н.А., Фролов К.В., Драгунов Ю.Г.* Анализ риска и повышение безопасности водородных энергетических реакторов / Под ред. Н.А. Махмутова и М.М. Гаденина. Ин-т машиноведения им. А.А. Благонравова РАН. – М.: Наука, 2009. – 499 с.

11. *Острейковский В.А., Саакян С.П.* Техногенная безопасность и риск от эксплуатации атомных станций: Учеб. пособие. – Обнинск: ИАТЭ НИЯУ МИФИ, 2011. – 160 с.

12. *Острейковский В.А.* Математические модели теории техногенного риска. – Сургут: ИЦ СурГУ, 2012. – 253 с.

13. *Вентцель Е.С.* Теория вероятностей: Учеб. для вузов. – М.: Высшая школа, 1998. – 576 с.

14. *Бахметьев А.М., Самойлов О.Б., Усынин Г.Б.* Методы оценки и обеспечения безопасности ЯЭУ – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 136 с.

15. *Климов А.Н.* Ядерная физика и ядерные реакторы. Учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 464 с.

16. *Бегун В.В.* Вероятностный анализ безопасности атомных станций. Учебное пособие. – Киев: НТТУ КПИ, 2000. – 568 с.

17. Федеральный закон от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии» (с изменениями и дополнениями).

18. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 7 декабря 2015 г. № 502 «Об утверждении федеральных норм и правил в области использования атомной энергии «Правила контроля основного металла, сварных соединений и наплавленных поверхностей при эксплуатации оборудования, трубопроводов и других элементов атомных станций».

19. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии ПНАЭ Г-7-009-89 «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения» (утв. постановлением Госатомэнергонадзора СССР от 11 мая 1989 г. № 6) (с изменениями и дополнениями).

20. Руководящие документы НП-006-98 ПНАЭ Г-01-036-95 «Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности АС с реактором типа ВВЭР» (утв. постановлением Госатомнадзора РФ от 3 мая 1995 г. № 7).

Поступила в редакцию 27.09.2015 г.

Авторы

Нетяга Николай Николаевич, зам. директора НВ АЭС по экономике

E-mail: NetyagaNN@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Саакян Сурен Петросович, доцент ИАТЭ НИЯУ МИФИ, канд. техн. наук

E-mail: s_saakian@mail.ru

Поваров Владимир Петрович, директор НВ АЭС, канд. техн. наук

E-mail: PovarovVP@nvnpp1.rosenergoatom.ru

UDC 621.311.25

ASSESSMENT OF RISKS OF DAMAGE OF WELDED JOINT OF MANIFOLD AND STEAM GENERATOR CONNECTION SLEEVE FOR NPP WITH VVER

Netyaga N.N.* , Saakyan S.P. **, Povarov V.P.*

* Rosenergoatom Concern, Branch «Novovoronezh nuclear power plant»
1 Promyshlennaya zona Yuzhnaya, Novovoronezh, Voronezh reg., 396072
Russia

** Obninsk Institute for Nuclear Power Engineering NRNU «MEPhI»
1 Studgorodok, Obninsk, Kaluga reg., 249040 Russia

ABSTRACT

The problems of determining the risks of failure of equipment of operating NPP and, particularly, plants with a long service life are highly relevant especially in association with approaching expiration of the design service life (25 – 30 years) of power units of NPPs in the RF, as well as with extended design service life of the newly built power units (up to 60 years). Expiration of the design service life of existing NPPs, as well as extension of design service life of the newly built power units predetermine the need to develop new approaches in order to ensure reliable and safe operation of the most critical elements of the thermal and mechanical equipment and pipelines.

One of such elements is the welded junction (WJ) zone No. 111 where hot collector is welded to the vessel of steam generator where development of operational defects is possible, and these defects are systematic in nature and affect safety of operation of the whole power unit.

Statistics of failures in WJ zone No. 111 between the hot and cold manifolds of the steam generator to the DU-1200 pipeline for VVER reactors is given in the present paper. Classification of approaching limiting conditions of failures is suggested for WJ zone No. 111 of the steam generator. Calculation of risk for the power unit in case of development of one of the limiting conditions was performed. The size of losses in cases of damage of the welding joint of a manifold with steam generator connection sleeve in a zone WJ No. 111 is considerable. The probability of emergence of unacceptable defects within zone WJ No. 111 remains to be very high and requires undertaking measures for controlling the moment of their initiation and development.

Key words: steam generator, manifold, refusal, damage, risk, zone of a welded joint.

REFERENCES

1. Bakirov M.B., Povarov V.P., Levchuk V.I., Gromov A.F. Development of the technology of continuous acoustic emission monitoring of operational damageability of metal of sensitive equipment of nuclear power plants. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2014, no. 3, pp. 15-23 (in Russian).
2. General provisions of safety of nuclear power plants, NP-001-15 (in Russian).
3. Rules for the Construction and Safe Operation of equipment and pipelines of atomic power stations, NP089-15 (in Russian).
4. The main requirements for the extension of service life of the nuclear plant power unit, NP-017 - 2000 (in Russian).
5. Ostreykovsky V.A., Smolin D.I. Kolichestvennaya ocenka veroyatnostey ishodnykh sobytij pri analize riska ot eksplustatsii atomnyh stancij. [The quantitative assessment of probabilities of initial events in the analysis of risk from operation of nuclear power plants].

Severnyy region: nauka, obrazovanie, kul'tura. 2013, no. 2, pp. 11-21 (in Russian).

6. Levchuk V.I. Raschetno-experimentalny analiz vliyaniya termosilovykh vozdeystviy na povrezhdeniye uzla privarki kollektora teplonositelya k korpusu parogeneratora PGV-1000M. Diss. Kand. techn. nauk [The calculated and experimental analysis of influence of thermal power impacts on the damage of welded joint of manifold of the heat carrier to a PGV-1000M steam generator housing. Cand. Sci. (Eng.) dissertation]. Moscow, 2015. 136 p. (in Russian).

7. Ostreykovsky V.A. Technogenic risk: Introduction to the theory. Surgut. IC SurGU Publ., 2009, 63 p. (in Russian).

8. Ostreykovsky V.A., Shvyryaev Yu.V. Safety of nuclear power plants: Probability analysis. Moscow. Fizmatlit Publ., 2008, 353 p. (in Russian).

9. Ostreykovsky V.A., Saakyan S.P. Model of determination of probabilities of initial events of accidents by methods of the theory of accidents. In: Proc. of the IX International Scientific School MASHR – 2010, pp. 123-126. Saint-Petersburg. SUAI Publ., 2010, 566 p. (in Russian).

10. Makhmutov N.A., Frolov K.V., Dragunov Yu.G. Analysis of risk and increase of safety of light water power reactors. Eds. N.A. Makhmutov, M.M. Gadenin. Moscow. Nauka Publ., 2009. 499 p. (in Russian).

11. Ostreykovsky V.A., Saakyan S.P. Technogenic safety and risk from operation of nuclear power plants. Obninsk. IATE NRNU MEPhI Publ., 2011, 160 p. (in Russian).

12. Ostreykovsky V.A. Mathematical models of the theory of technogenic risk. Surgut. IC SurGU Publ., 2012, 253 p. (in Russian).

13. Venttsel E.S. Probability theory. Moscow. Vysshaya shkola Publ., 1998, 576 p. (in Russian).

14. Bakhmetyev A.M., Samoylov O.B., Usynin G.B. Methods of assessment and safety of NPP. Moscow. Energoatomizdat Publ., 1988, 136 p. (in Russian).

15. Klimov A.N. Nuclear physics and nuclear reactors. Moscow. Energoatomizdat Publ., 2002, 464 p. (in Russian).

16. Begun V.V. Probability analysis of safety of nuclear power plants. Kiev. NTU KPI Publ., 2000, 568 p. (in Russian).

17. Federal Law of the RF No. 170-FZ dated 21 November, 1995 «On the use of atomic energy» with modifications and amendments (in Russian).

18. Executive Order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Oversight of No. 502 dated 7 December, 2015 «On the establishment of federal regulation and rules of use of atomic energy of «The rules of monitoring of the main metal, welded joints and the built-up surfaces during operation of an equipment, pipelines and other elements of nuclear power plants» (in Russian).

19. Federal regulations and rules of use of atomic energy PNAE G-7-009-89 «Equipment and pipelines of atomic power stations. Welding and weld deposition. Main provisions» with modifications and amendments (in Russian).

20. Guidance documents NP-006-98 and PNAE G-01-036-95 «Requirements on the subject matter of safety justification reports for NPPs equipped with VVER reactors» (Resolution of Gosatomnadzor of the Russian Federation No. 7 dated May 3, 1995) (in Russian).

Authors

Netyaga Nikolay Nikolaevich, Deputy Director, Novovoronezh NPP

E-mail: NetyagaNN@nvnpp1.rosenergoatom.ru

Saakyan Suren Petrosovich, Assistant Professor, INPE NRNU MEPhI, Cand. Sci.

(Engineering)

E-mail: s_saakyan@mail.ru

Povarov Vladimir Petrovich, Director, Novovoronezh NPP, Cand. Sci. (Engineering)

E-mail: PovarovVP@nvnpp1.rosenergoatom.ru