

米国の加圧水型原子力発電所における
Alloy600製圧力バウンダリ構成機器の
一次冷却水応力腐食割れ事例の分析

Review of Recent Events Involving Degradation of Reactor Coolant System
Pressure Boundary due to Primary Water Stress Corrosion Cracking at U.S. PWRs

渡辺 憲夫 高原 省五

Norio WATANABE and Shogo TAKAHARA

安全研究センター

Nuclear Safety Research Center

September 2006

Japan Atomic Energy Agency

日本原子力研究開発機構

JAEA-Review

本レポートは日本原子力研究開発機構が不定期に発行する成果報告書です。

本レポートの入手並びに著作権利用に関するお問い合わせは、下記あてにお問い合わせ下さい。

なお、本レポートの全文は日本原子力研究開発機構ホームページ (<http://www.jaea.go.jp/index.shtml>)
より発信されています。このほか財団法人原子力弘済会資料センター*では実費による複写頒布を行っ
ております。

〒319-1195 茨城県那珂郡東海村白方白根 2 番地 4

日本原子力研究開発機構 研究技術情報部 研究技術情報課

電話 029-282-6387, Fax 029-282-5920

*〒319-1195 茨城県那珂郡東海村白方白根 2 番地 4 日本原子力研究開発機構内

This report is issued irregularly by Japan Atomic Energy Agency

Inquiries about availability and/or copyright of this report should be addressed to

Intellectual Resources Section, Intellectual Resources Department,

Japan Atomic Energy Agency

2-4 Shirakata Shirane, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-1195 Japan

Tel +81-29-282-6387, Fax +81-29-282-5901

© Japan Atomic Energy Agency, 2006

米国の加圧水型原子力発電所における Alloy 600 製圧力バウンダリ構成機器の
一次冷却水応力腐食割れ事例の分析

日本原子力研究開発機構 安全研究センター

渡辺 憲夫、高原 省五

(2006年8月16日受理)

加圧水型原子力発電所(PWR)において、ニッケル基合金(Alloy 600)製の原子炉冷却材圧力バウンダリ構成機器の一次冷却水応力腐食割れ(PWSCC)は安全上の関心事となっている。特に、米国では、2000年から2002年にかけて、ノズルの周方向亀裂や、原子炉圧力容器(RPV)上蓋の著しい腐食劣化が見つかり、PWSCCによるノズルからの漏洩とそれに伴う上蓋のホウ酸腐食によって圧力バウンダリの破損が起こる可能性を否定することができなくなったため、米国原子力規制委員会(NRC)は、2003年2月、検査命令EA-03-009(2004年2月修正)を発行し、RPV上蓋及び貫通ノズルに対して従来より効果的な検査プログラムを策定、実施するよう設置者に求めた。

本報告書では、PWSCCに関するNRCの対応経緯と、1999年から2005年にかけて米国のPWRにおいて発生した45件のPWSCC事例に関する情報を収集し各事例について内容を紹介した。これら45件の事例について特徴をまとめると、以下の通りである。

- (1) 45件のうち20件で、RPV上蓋を貫通するCRDMノズルにPWSCCによる亀裂が確認されている。このうち14件はBabcock & Wilcox (B&W)社製プラントにおける事例であるが、米国内の同社製プラント7基全てでCRDMノズルのPWSCCを経験したことになる。Westinghouse (W)社製及びCombustion Engineering (CE)社製プラントにおいてもCRDMノズルのPWSCCが見つかるが、その件数はB&W社製プラントに比べて極めて少ない。これは、B&W社製プラントのCRDMノズルは他の2社に比べて、PWSCC感受性が高いことを示している。
- (2) 加圧器ノズルについては14件のPWSCC事例があるが、このうちの12件は加圧器ヒータスリーブで見つかった事例で、全てCE社製プラントで起こっており、W社製プラントやB&W社製プラントでは経験していない。従って、加圧器ヒータスリーブにおけるPWSCCはCE社製プラントに特有のものと言える。
- (3) RPV上蓋貫通ノズルや加圧器ノズル以外の圧力バウンダリ機器でPWSCCが確認された事例は13件あるが、このうちの7件はホットレグ計装ノズル、3件はSGドレンノズルで見つかる。残りの3件は、ホットレグドレンノズル、ホットレグセー

フエンド、RPV 下部ヘッド取付計装ノズルの PWSCC 事例である。ホットレグ計装ノズルの PWSCC 事例の大半は CE 社製プラントで発生しており、また、SG ドレンノズル、ホットレグセーフエンド及び RPV 下部ヘッド取付計装ノズルの PWSCC は W 社製プラントで見つかっている。

以上のことから、CRDM ノズルの PWSCC は B&W 社製プラント、加圧器ヒータスリーブとホットレグ計装ノズルの PWSCC は CE 社製プラントにおいて発生する傾向が高く、W 社製プラントは、他の 2 社に比べて PWSCC の発生可能性は小さいと言える。

また、PWSCC は、RPV 上蓋貫通ノズル、加圧器上部のヒータスリーブ、ホットレグノズルと比較的溫度の高い一次冷却材環境に晒される機器に多く発生しており、PWSCC 高感受性の 1 つの要因が溫度条件であることを物語っている。

Review of Recent Events Involving Degradation of Reactor Coolant System Pressure
Boundary due to Primary Water Stress Corrosion Cracking at U.S. PWRs

Norio WATANABE and Shogo TAKAHARA

Nuclear Safety Research Center
Japan Atomic Energy Agency
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received August 16, 2006)

Primary Water Stress Corrosion Cracking (PWSCC), which occurs on nickel-based alloy (Alloy 600) reactor coolant pressure boundary components, has been a safety concern at pressurized water reactors (PWRs). During the years from 2000 to 2002, in particular, circumferential cracks on reactor pressure vessel head penetrations and significant degradation of vessel head have been observed at U. S. PWR plants and thus, awareness of the safety significance of PWSCC was raised because circumferential cracking and leakage of RPV head nozzles and corrosion of the RPV head resulting from PWSCC may lead to pressure boundary failure if the conditions are not detected and repaired. In response to the recent experience, the Nuclear Regulatory Commission (NRC) issued the inspection Order EA-03-009 for PWR licensees to prepare and implement more effective inspections of the reactor vessel heads and associated penetration nozzles.

This report provides the description on the historical NRC's responses to PWSCC issues and the review of the forty-five events, reported as licensee event reports, involving PWSCC on reactor coolant pressure boundary components at U. S. PWRs during the years from 1999 to 2005. The observations from the review are summarized as follows:

- (1) Twenty of the 45 events involve PWSCC on control rod drive mechanism (CRDM) nozzles that penetrate the reactor vessel head. Out of them, fourteen events occurred at Babcock and Wilcox (B&W) PWRs. All the seven B&W plants have experienced PWSCC events during these years. Such events occurred at some of the Westinghouse and Combustion Engineering (CE) plants but the number of occurrences is very small compared with that at B&W plants. This implies that the CRDM nozzles of B&W plants are more sensitive to PWSCC than those of Westinghouse and CE plants
- (2) There are 14 events involving PWSCC on pressurizer nozzles, 12 of which are the events on PWSCC of pressurizer heater sleeves and have occurred at CE plants.

Westinghouse and B&W plants have no experience of PWSCC on pressurizer heater sleeves during these years. This means that PWSCC on pressurizer heater sleeves may be specific to CE plants.

- (3) Thirteen events involve PWSCC on reactor coolant system nozzles and other components: seven on hot leg instrumentation nozzles, three on steam generator (SG) bowl drain nozzles, one on hot leg drain nozzles, one on hot leg safe-end nozzles and one on RPV lower head bottom-mounted instrumentation (BMI) nozzles. While most of the events on hot leg instrumentation nozzles occurred at CE plants, those on SG drain, hot leg safe-end and BMI nozzles took place at Westinghouse plants.

From the observations above, it can be said that PWSCC of CRDM nozzles and PWSCC of pressurizer heater sleeves and hot leg instrumentation nozzles tend to occur at B&W plants and CE plants, respectively, and Westinghouse plants generally less sensitive to PWSCC.

In addition, PWSCC on the components exposed to primary water with high temperature, such as RPV head penetration nozzles, pressurizer heater sleeves and hot leg nozzles, demonstrates that a high temperature condition is one of the factors of high sensitivity to PWSCC.

Keywords: PWSCC, PWR, LER, Operating Experience, CRDM Nozzles, Pressurizer Heater Sleeve, Reactor Coolant Pressure Boundary, Cracking

目次

1.	はじめに.....	1
2.	Alloy 600 機器における PWSCC とその影響.....	2
3.	米国における PWSCC への対応.....	3
3.1.	経緯.....	3
3.2.	最近の規制書簡.....	5
3.3.	検査命令 EA-03-009.....	8
4.	米国における PWSCC 事例の概要.....	13
4.1.	PWSCC 事例の全体的な傾向.....	13
4.2.	原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの PWSCC 事例.....	16
4.2.1.	制御棒駆動機構ノズルの事例.....	16
4.2.2.	その他の上蓋貫通ノズルの事例.....	26
4.3.	加圧器ノズルの PWSCC 事例.....	27
4.3.1.	加圧器ヒータスリーブの事例.....	27
4.3.2.	その他の加圧器ノズルの事例.....	33
4.4.	その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ機器の PWSCC 事例.....	33
4.4.1.	原子炉冷却系配管ノズルの事例.....	34
4.4.2.	蒸気発生器ドレンノズルの事例.....	37
4.4.3.	原子炉圧力容器下部ヘッド取付計装ノズルの事例.....	38
5.	おわりに.....	41
	参考文献.....	42
付録 A.	設置者事象報告(LER).....	44
付録 B.	米国原子力規制委員会発行の最近の規制書簡.....	124

Contents

1.	Introduction	1
2.	PWSCC on Alloy 600 Components and Its Effects.....	2
3.	Responses to PWSCC in U.S.A.....	3
3.1.	History	3
3.2.	Summary of Recent NRC's Generic Communications	5
3.3.	Inspection Order EA-03-009.....	8
4.	Overview of Events Involving PWSCC in U.S. Nuclear Power Plants.....	13
4.1.	Trends of Events Involving PWSCC.....	13
4.2.	Events Involving PWSCC on Reactor Pressure Vessel Head Penetration Nozzles	16
4.2.1.	PWSCC on Control Rod Drive Mechanism Nozzles	16
4.2.2.	PWSCC on Other Vessel Head Penetration Nozzles	26
4.3.	Events Involving PWSCC on Pressurizer Nozzles	27
4.3.1.	PWSCC on Pressurizer Heater Sleeves.....	27
4.3.2.	PWSCC on Other Pressurizer Nozzles.....	33
4.4.	Events Involving PWSCC on Other Reactor Coolant Pressure Boundary Components.....	33
4.4.1.	PWSCC on Reactor Cooling System Piping Nozzles	34
4.4.2.	PWSCC on Steam Generator Bowl Drain Nozzles	37
4.4.3.	PWSCC on Reactor Pressure Vessel Lower Head Bottom Mounted Instrumentation Nozzles	38
5.	Concluding Remarks.....	41
	References	42
	Appendix A. Contents of Individual Licensee Event Reports.....	44
	Appendix B. Contents of Individual Recent NRC's Generic Communications.....	124

略語集

- ASME (American Society of Mechanical Engineers) : 米国機械学会
- BACC (Boric Acid Corrosion Control) : ホウ酸腐食管理
- BL (Bulletin) : NRC の発行する規制関連書簡の 1 つ
- BMI (Bottom Mounted Instrumentation) : (原子炉圧力容器) 下部ヘッド取付計装
- B&W (Babcock and Wilcox) : Babcock and Wilcox 社 (米国のプラントメーカ)
- B&WOG (B&W Owners Group) : B&W 社製 PWR 所有者グループ
- CE (Combustion Engineering) : Combustion Engineering 社 (米国のプラントメーカ)
- CEOG (Combustion Engineering Owners Group) : CE 社製 PWR 所有者グループ
- CEDM (Control Element Drive Mechanism) : 制御棒駆動機構
- CRDM (Control Rod Drive Mechanism) : 制御棒駆動機構
- ECT (Eddy Current Testing) : 渦電流探傷試験 (検査)
- EDM (Electric Discharge Machining cutting technique) : 放電加工切断法
- EDY (Effective Degradation Years) : 実効劣化年数
- EPRI (Electric Power Research Institute) : (米国) 電力研究所
- FEA (Finite Element Analysis) : 有限要素解析
- GL (Generic Letter) : NRC の発行する規制関連書簡の 1 つ
- GTAW (Gas Tungsten Arc Welding) : ティグ溶接
- HAZ (Heat Affected Zone) : 熱影響部
- IGSCC (Intergranular Stress Corrosion Cracking) : 粒界応力腐食割れ
- IN (Information Notice) : NRC の発行する規制関連書簡の 1 つ
- ISI (In-Service Inspection) : 供用期間中検査
- IDTB (Inner Diameter Temper Bead) : 内表面テンパービード (溶接)
- LER (Licensee Event Report) : 設置者事象報告
- MNSA (Mechanical Nozzle Seal Assembly) : メカニカルノズルシールアセンブリ
- MRP (Material Reliability Program) : (EPRI の) 材料信頼性プログラム
- NDE (Non-Destructive Examination) : 非破壊試験 (検査)
- NEI (Nuclear Energy Institute) : (米国) 原子力エネルギー協会
- NRC (Nuclear Regulatory Commission) : (米国) 原子力規制委員会
- NRR (Office of Nuclear Reactor Regulation) : 原子炉規制局 (NRC の組織)
- PHB (Pressurizer Heater Bundle) : 加圧器下部ヒータバンドル
- PORV (Power Operated Relief Valve) : 加圧器逃がし弁
- PT (Liquid Penetrant Testing/Examination) : 液体浸透試験 (検査)
- PWR (Pressurized Water Reactor) : 加圧水型原子炉 (加圧水型原子力発電所)
- PWROG (Pressurized Water Reactor Owners Group) : PWR 所有者グループ

PWSCC (Primary Water Stress Corrosion Cracking) : 一次冷却水応力腐食割れ
RAI (Request for Additional Information) : 追加情報要求
RCITS (Reactor Coolant Inventory Tracking System) : 原子炉冷却材トラッキングシステム
RCPB (Reactor Coolant Pressure Boundary) : 原子炉冷却材圧力バウンダリ
RCS (Reactor Coolant System) : 原子炉冷却系
RIS (Regulatory Issue Summary) : NRC の発行する規制関連書簡の 1 つ
RPV (Reactor Pressure Vessel) : 原子炉圧力容器
RTD (Resistance Temperature Detector) : 抵抗温度計
SG (Steam Generator) : 蒸気発生器
SSC (Structures, Systems and Components) : 構築物、系統及び機器
SMAW (Shielded Metal Arc Welding) : 被覆アーク溶接
T/C (Thermo-Couple) : 熱電対
TOFD (Time-of-Flight Diffraction) : 飛行時間回折器
UT (Ultrasonic Testing/Examination) : 超音波試験 (検査)
VCS (Voluntary Consensus Standard) : 民間規格
WOG (Westinghouse Owners Group) : Westinghouse 社製 PWR 所有者グループ

1. はじめに

加圧水型原子力発電所(PWR: Pressurized Water Reactor)において、ニッケル基合金(Alloy 600)製の原子炉冷却材圧力バウンダリ(RCPB: Reactor Coolant Pressure Boundary)を構成する機器に一次冷却水応力腐食割れ(PWSCC: Primary Water Stress Corrosion Cracking)が発生し、RCPBの漏洩に至る事象が報告されている。特に、米国においては、1980年代初頭から、RCPBの漏洩によって堆積したホウ酸による機器の腐食が安全上の関心事として認識されており⁽¹⁾、1988年に米国原子力規制委員会(NRC: Nuclear Regulation Commission)によってGeneric Letter (GL) 88-05が発行され、ホウ酸腐食を防止するための基本的な方針や方法論が示された⁽²⁾。また、RCPB構成機器のうち制御棒駆動機構(CRDM: Control Rod Drive Mechanism)ノズルなどの原子炉圧力容器(RPV: Reactor Pressure Vessel)上蓋貫通ノズルにおいてPWSCCの発生が確認されたことから、NRCはGL 97-01を発行して目視検査以外の体積検査を行う意向を通知するよう産業界に求めた⁽³⁾。このように、NRCは、規制文書を発行し設置者に対応を求めてきたが、その一方で、ホウ酸腐食とPWSCCによるRCPBの劣化は安全上緊急性を要する課題ではないと判断し、産業界による長期的な検査・管理プログラムの策定、実施を認めてきた。しかしながら、2000年から2002年にかけて、ノズルの周方向亀裂や、原子炉圧力容器上蓋の著しい腐食劣化が見つかるなど、PWSCCやホウ酸腐食によってRCPBの破損が起こる可能性を否定することができなくなったため、それまでの検査・管理プログラムに対して疑問が呈された。そのため、2003年2月、NRCは検査命令EA-03-009(2004年2月修正)を発行し、当該事象に対して従来より効果的かつ効率的な検査・管理プログラムの策定、実施を行うよう求めた⁽⁴⁾。

一方、我が国においても、これらRCPB構成機器に発生するPWSCCは、安全上重要であり、また、補修・取替が困難であるとの観点からPWRの高経年化に伴い考慮されるべき問題の1つと考えられている⁽⁵⁾。実際、敦賀2号機及び大飯3号機などにおいて、PWSCCに起因する漏洩が確認されている^(6, 7)。

これまでに、PWSCCによる機器の損傷事例に関して分析を行った例はいくつか報告されているが^(8, 9)、これらの報告はEA-03-009が発行される以前の事例を対象としたものであり、最近の事例は含まれていない。本報告書では、PWSCCに関するNRCの対応経緯と、1999年から2005年にかけて米国のPWRにおいて発生したPWSCC事例に関する情報を収集し各事例について内容を紹介する。なお、該当事例の収集は、NRCのウェブサイトにおいて文献検索システムADAMSを用いて設置者事象報告(LER: Licensee Event Report)を検索することによって行ったが、その検索結果と、NUREG-1823⁽⁹⁾のAppendix Aを基に該当するLERを45件同定した。

2. Alloy 600 機器における PWSCC とその影響

PWR においては、制御棒駆動機構(CRDM)や熱電対用の原子炉圧力容器(RPV)上蓋貫通ノズル、RPV 下部ヘッド取付計装(BMI : Bottom Mounted Instrumentation)ノズル、加圧器ヒータスリーブなど、原子炉冷却材圧力バウンダリ(RCPB)を構成する様々な箇所に、Alloy 600 製機器が使用されている。また、これら Alloy 600 製機器を RPV や加圧器などの炭素鋼製機器に取り付ける際の溶接材として Alloy 82 や Alloy 182 が用いられる。これら合金の主たる化学成分は、ニッケル、クロム及び鉄である。当初、Alloy 600 と Alloy 82/182 は、供用中の亀裂発生に対する耐性が高いと考えられたため、幅広く使用されてきたが、こうした材料で製作された機器は一次冷却水応力腐食割れ(PWSCC)に対する感受性が高く、これまでに数多くの PWSCC による亀裂や漏洩が発生している。

Alloy 600 材における PWSCC は、鋭敏な材料条件、腐食環境（即ち、高温、純度の高い一次冷却水）、及び、閾値より大きな引張り応力（残留応力、作用応力あるいはその組合せ）が揃うと発生することが知られている。PWSCC 感受性は、プラントの運転時間（Alloy 600 製機器の供用時間）にも依存するため、例えば、供用時間の長期化、運転温度の上昇あるいは引張り応力が増加するにつれて亀裂を起こし易くなる。最も感受性の低い材料は、粒界に多くの炭化物が析出しており結晶粒が比較的大きいという特徴を有するものである。特定の材料に関する相対的な感受性を評価することは難しいが、材料の化学成分と熱処理が同じである Alloy 600 は、同じ環境下では類似の性能となる。なお、PWSCC は、温度が高いと亀裂や破損が生じるまでの時間が短くなるという熱活性化されたプロセスである。

一方、一旦亀裂が形成されると、その進展速度は、プラントの運転圧力に起因する引張り応力と溶接に起因する残留応力による影響を受ける。そのため、例えば、ノズルの軸方向亀裂が溶接部の上方に進展するにつれ、溶接に起因した残留応力は急激に低下し、運転圧力に起因する応力だけが亀裂の成長に影響を及ぼすこととなり、その結果、溶接部の上方に亀裂が成長するにつれてその速度は遅くなる。

RCPB 機器に PWSCC による亀裂が生じ貫通すると、そこから一次冷却材が漏れ出し、この漏洩が検出されずに放置されると、劣化が進んでノズルの破損を引き起こし LOCA に至る可能性がある。しかし、1990 年代までは、「ノズルに生じる亀裂は主に軸方向であり、進展速度も遅く、欠陥に対する耐性が極めて高い材料に発生していることから、大きく進展する可能性は考えにくい」とし、また、「これらの亀裂が検出可能な漏洩に至りノズルが破損する前に対策を講じることができる」と認識されてきたが、2000 年代に入ってから、米国内 PWR において CRDM ノズルの周方向亀裂が見つかり始め、また、ノズルで発見されたホウ酸堆積量が比較的小なかつたため、ノズルの急激な破損とノズル破損前の劣化検出に対する懸念が沸きあがった。さらに、漏洩した原子炉冷却材から水が蒸発することで原子炉冷却材中に含まれるホウ酸の濃度が高くなり RPV 上蓋ではホウ酸起因のウェステージ（減耗）が生じることもあり、ノズル破損が起こら

なくても LOCA に至ることもあり得る。このホウ酸腐食については、1980 年初頭から注目しており、ホウ酸腐食管理(BACC : Boric Acid Corrosion Control)プログラムを策定・運用してきている。また、従来は、RPV 上蓋のような高温部でのホウ酸水漏洩について、「上蓋貫通ノズルでの著しい漏洩は起こりそうになく、また、漏洩が起こっても RPV 上蓋の温度が高いため漏洩水は直ぐに蒸発し上蓋に残されるホウ酸はドライな状態になり腐食のリスクはない」と考えられていたが、2002 年 3 月に Davis Besse において PWSCC に起因した漏洩により上蓋材の著しい劣化が見つかり、従来の認識が否定される結果となった。

3. 米国における PWSCC への対応

3.1. 経緯

1980 年、Fort Calhoun において一次冷却材ポンプの閉止スタッドに腐食損傷が見つかったのを受けて、NRC は、Information Notice (IN) 80-27 を発行し⁽¹⁾、ポンプや弁などの圧力保持ボルトについて目視検査を行うことの必要性を強調した。その後も、PWR において様々な RCPB 機器に腐食損傷や亀裂による漏洩が認められたため、NRC は数多くの規制関連書簡を発行し設置者に注意を喚起してきたが、Turkey Point-4 号機や Salem-2 号機での RPV 上蓋腐食に対応して、1988 年に GL 88-05 を発行し、RCPB 機器のホウ酸腐食による劣化を防止するための BACC プログラムの策定とその実施を講じるよう各設置者に求めた⁽²⁾。

一方、1986 年に、San Onofre-3 号機において加圧器計装ノズルの漏洩が発生してから、加圧器ヒータスリーブ、ホットレグ配管計装ノズル、CRDM ノズルなど様々な箇所 Alloy 600 材ノズルと Alloy 82/182 溶接材の亀裂が数多く見つかった。特に、1989 年に、Calvert Cliffs-2 号機において、Alloy 600 製の加圧器ヒータスリーブと水位計／圧力計タップノズルに漏洩によるホウ酸結晶が見つかり、また、米国外の PWR においても一次系の Alloy 600 製計装ノズルからの漏洩と亀裂（軸方向と周方向）が認められたことから、NRC は、PWSCC を技術的課題として取り上げ、1990 年に、IN 90-10 を発行して Alloy 600 製機器に関する検査に注意を払うよう喚起した⁽¹⁰⁾。また、産業界（B&WOG : B&W 社製 PWR 所有者グループ）も、1990 年 11 月に、「Alloy 600 の SCC 感受性: Crystal River-3 号機における機器のスコーピングスタディ」と題する報告書を発行し、原子炉冷却系(RCS)において最も温度の高い箇所が PWSCC に対して最も鋭敏である可能性を指摘し、その結果、RPV 上蓋が、注意を払うべき区画の 1 つであり、制御棒ハウジングの検査を行うべきであると勧告した。

さらに、1991 年、フランスの PWR、Bugey-3 号機において、RPV 上蓋貫通ノズル(CRDM ノズル)の亀裂が初めて見つかった。この事例では、一次系の水圧試験時に RPV 上蓋外表面で小漏洩(1 リットル/時未満)が認められた。調査の結果、この漏洩は、CRDM ノズルの内表面から始まった貫通亀裂によるものであり、加圧器ヒータのスリーブの劣

化と同様、PWSCC による Alloy 600 製ノズルの軸方向貫通亀裂であることが判明した。この Bugey での事例を受けて、米国内の全 PWR における Alloy 600 製上蓋貫通ノズルの PWSCC に対処するために、NRC スタッフによるアクションプランが実施された。このアクションプランには、PWR 所有者グループ(PWROG : PWR Owners Group)から提出された安全評価のレビューが含まれている。これらの報告書では、上蓋貫通ノズルの亀裂と、この亀裂からの漏洩による RPV 上蓋のホウ酸腐食の発生可能性を検討した。米国産業界では、たとえ貫通しても軸方向亀裂はさほど安全上重要なものではないという結論を出している。また、上蓋貫通ノズルの周方向亀裂は起こりそうになく、また、RPV 上蓋のホウ酸劣化は、仮に起こったとしても、安全裕度が損なわれる前にホウ酸検査により検出されるであろうと結論づけている。1993 年 11 月 19 日付の安全評価において、NRC は、この結論に同意したが、周方向亀裂に関しては判断を保留し、産業界に対して、上蓋貫通ノズル漏洩の監視手法の改善を図るよう奨励した。

米国産業界は、1994 年、3 基の PWR (Oconee-2 号機、D.C.Cook-2 号機及び Point Beach-1 号機)において、上蓋貫通ノズルに関するパイロット検査を行った。Oconee-2 号機では、上蓋貫通ノズル 1 本に亀裂と多数の縞模様が認められた。D.C.Cook-2 号機では、上蓋貫通ノズル 1 本に 3 つの軸方向亀裂が確認されたが、いずれも許容限度 (肉厚の 75%) より小さいものであった。Point Beach-1 号機では亀裂は見つからなかった。これらの検査は、目視検査ではなく、渦電流探傷試験(ECT)によって行われた。

しかし、NRC は、その後も当該問題を注視し、また、1994 年にスペインの PWR、Zorita において CRDM ノズルの亀裂と腐食が見つかったこともあって、1997 年に GL 97-01 を発行し、上蓋貫通ノズルに対する検査実績に関する情報と、検査を適時かつ確実にを行うためのプログラム策定に関する情報の提供を求めた⁽³⁾。同 GL では、PWSCC による亀裂は軸方向が支配的であり、また、軸方向亀裂からの漏洩は大規模な損傷に至る前に目視検査によって検知されるであろうとの仮定から、上蓋貫通ノズルの亀裂は早急に対応すべき課題ではないと結論付けていた。また、当該 GL への対応として PWROG は、各プラントの上蓋貫通ノズルにおいて PWSCC が起こる可能性に関するランク付けを行い、また、1998 年、原子力エネルギー協会(NEI : Nuclear Energy Institute)は、このランキングを見直すとともに、上蓋貫通ノズルの検査に対する総合的なプログラムを策定した。このプログラムの実施に関して、NEI は、RPV 上蓋について要求された目視検査を継続すべきであると、最も感受性の高い上蓋貫通ノズルを有するプラントは上蓋貫通ノズルについて自主的に ECT を実施するよう強く勧告した。NRC スタッフは、このアプローチを容認できるものと判断した。

2000 年 11 月から 2001 年 4 月にかけて、Oconee-1、2、3 号機及び Arkansas Nuclear One (ANO) -1 号機において上蓋貫通ノズルの J-groove 溶接部に軸方向の亀裂が発見され、さらに、Oconee-2 号機と Oconee-3 号機において CRDM ノズルに周方向亀裂が発見された。特に、3 号機において発見された 2 つの周方向亀裂は RCPB の一部である J-groove 溶接部

上方に位置した貫通亀裂であり⁽¹¹⁾、PWSCC による亀裂は主に軸方向であるという GL 97-01 の結論に反するものであった。こうした周方向亀裂が見つかったことにより、CRDM ノズルの破損と制御棒の飛び出し、さらには、LOCA の発生の可能性に関する問題が提起され、Bulletin (BL) 2001-01 が発行された⁽¹²⁾。この BL では、設置者に対して、過去 4 年間における上蓋貫通ノズル及び上蓋の検査とその結果、亀裂や漏洩が認められた場合における追加検査や修理などの対策と、将来の検査計画に関する情報の提出を求めた。

各プラントでは、同 BL に対応するための検査が実施されたが、2002 年、Davis Besse において、RPV 上蓋を貫通する CRDM ノズル周辺の上蓋金属母材に著しい減耗が発見された⁽¹³⁾。減耗はホウ酸腐食によるものであり、ホウ酸は上蓋貫通ノズルの PWSCC に起因した漏洩によるものであると特定された。当該事例により、上蓋貫通ノズルから漏洩したホウ酸による上蓋の減耗の可能性は低いという仮定や、目視検査に依存した検査方法の信頼性に疑問が呈された。

そのため、NRC は、BL 2002-01⁽¹⁴⁾及び BL 2002-02⁽¹⁵⁾を発行し、RPV 上蓋と上蓋貫通ノズルの検査に関する情報の提出を要求した。さらに、2003 年 2 月には、上蓋貫通ノズルに関する検査命令 EA-03-009⁽⁴⁾を発行した。本命令において、各プラントは実効劣化年数 (EDY : Effective Degradation Years)及び PWSCC 発生経験の有無によって PWSCC 感受性カテゴリに分類され、これに応じて RPV 上蓋貫通部に対する検査頻度と方法が規定された。感受性カテゴリは、High、Moderate、Low 及び Replaced の 4 段階に分かれており、この順で感受性が高いとされる。各設置者は、母材の全範囲にわたる目視検査と、熱影響部(HAZ)に該当する部位の非破壊検査(NDE)を感受性カテゴリに応じた頻度で行うよう要求された。

その後も、米国内外の PWR において、BMI ノズルや加圧器計装ノズル、蒸気発生器(SG)ドレンノズルの PWSCC による亀裂や漏洩が見つかっており、これらの事例を受けて、NRC は、規制関連書簡 (BL 2003-02⁽¹⁶⁾、BL 2004-01⁽¹⁷⁾、IN 2003-011⁽¹⁸⁾、IN 2003-011 Supplement 1⁽¹⁹⁾、IN 2004-011⁽²⁰⁾、IN 2005-02⁽²¹⁾) を発行し、設置者に注意を喚起するとともに対応を求めてきた。BL 2003-02 では、BMI ノズルについて設置者が行ってきた検査に関する情報の提出を求め、また、BL 2004-01 では、加圧器貫通部及び気相部配管接続部に関して、PWSCC による欠陥を検出しその特徴を適切に把握するための追加的な方策を補足する必要性を示した。これら最近の規制関連書簡の内容については、次節において紹介する。

3.2. 最近の規制書簡

2003 年第 1 四半期までに NRC が発行した規制関連書簡については、JAERI-Review 2004-015⁽¹³⁾にその内容を紹介しているため、ここでは、その後発行された 6 件の規制関連書簡 (BL 2003-02、BL 2004-01、IN 2003-011、IN 2003-011 Supplement 1、IN 2004-011、IN 2005-02) についてその内容を簡単に紹介する。なお、各書簡の詳細は付録 B に掲載する。

(1) Information Notice 2003-11 : 2003 年 8 月 13 日発行⁽¹⁸⁾

本 IN は、South Texas Project-1 (STP-1)号機の BMI ノズルにおいてホウ酸析出の格好で見つかった漏洩指示を PWR 設置者に通知するために発行された。2003 年 4 月 12 日、STP-1 号機において、RPV 下部ヘッドに対するベアメタル目視検査を行った結果、BMI ノズル 2 本 (No.1 と 46) の貫通部から白色の堆積物が確認され、化学分析によって堆積物内にリチウムとホウ素が含まれていたことから一次冷却水の漏洩と特定された。また、同位体分析の結果から同堆積物は 4 年間経過したものであることが判明した。さらに、その後の NDE により堆積物の確認された 2 つのノズル管に軸方向亀裂が確認されるとともに、BMI 貫通部の J-groove 溶接とノズルの境界に溶込み不足や孔などの不連続部が存在していることが明らかとなった。この時点で、設置者は、予備的な根本原因分析に基づき、BMI ノズルに認められた劣化の根本原因は、「製造 (溶接) 時の欠陥によりノズル/溶接材に過度の応力が生じて低サイクル疲労による亀裂あるいは PWSCC が発生し進展した」ものである可能性が高いとした。

(2) Bulletin 2003-02 : 2003 年 8 月 21 日発行⁽¹⁶⁾

本 BL は、2003 年 4 月 12 日、STP-1 号機において BMI ノズルに RCS からの漏洩によるホウ酸堆積が確認されたことに対応して発行された。この事例では、保温材を取り外したベアメタル目視検査によってホウ酸堆積が確認され、また、前回の検査 (2002 年 11 月) では確認されなかったものの、堆積物の同位体分析により残渣は平均で 3~5 年経過したものであることが判明しており、当該事例で見つかったような小漏洩を目視検査で確認することの困難さが指摘された。本 BL により、NRC は、各設置者に対して、RPV 下部ヘッドの各貫通部に対する全周検査、並びに、ベアメタル目視検査あるいは体積試験や表面試験などの非目視検査を行うことによって現行の ASME 規格 Section XI に規定された検査を補完するよう勧告するとともに、これまでに RPV 下部ヘッドに対して行われてきた検査プログラムに関する説明 (検査を行った時期、検査の範囲、検査方法など)、及び、今後実施予定の検査に関する説明を求めている。

(3) Information Notice 2003-011 Supplement 1 : 2004 年 1 月 8 日発行⁽¹⁹⁾

NRC は、STP-1 号機の BMI ノズルにおいてホウ酸堆積の形で見つかった漏洩指示について警告するために本 IN を発行した。本補足は、STP-1 号機の設置者による根本原因分析に関する追加情報を提供するものである。2003 年 4 月 12 日、STP-1 号機において、RPV 下部ヘッドに対するベアメタル目視検査を行った結果、BMI ノズル 2 本 (No.1 と 46) の貫通部から白色の堆積物が確認されたが、この事例は、米国内のプラントから報告された唯一の BMI ノズル貫通部の漏洩である。IN 2003-011 発行後、設置者は、亀裂の根本原因を特定するために 2 つのノズルからボートサンプルを採取して破壊試験を行った。本 IN 補足情報では、ノズル No.1 から採取されたボートサンプルに対する分析結果を提示し、PWSCC が亀裂の進展メカニズムであり、溶込み不足部に滞留した一次冷却水によって助長されていたことを示している。

(4) Information Notice 2004-011 : 2004 年 5 月 6 日発行⁽²⁰⁾

本 IN は、2003 年 9 月に敦賀-2 号機で加圧器逃し安全弁ノズルに亀裂と漏洩が見つかったこと、及び、2003 年 10 月に TMI-1 号機において加圧器サージラインのノズルセーフエンドに漏洩が確認されたことを受けて、当該箇所における亀裂や漏洩について、設置者による注意を促すために発行された。敦賀-2 号機の事例では、定期検査中に加圧器逃し安全弁に対するベアメタル目視検査を実施したところ、安全弁ノズルの 1 本にホウ酸堆積が認められた。当該ノズルは、ステンレス鋼 316 製セーフエンドと低合金鋼製（米国のフェライト鋼 508 相当）のノズルセーフエンドから構成される。亀裂は超音波探傷試験(UT)によって確認され、全て軸方向亀裂であり溶接部に位置していた。また、TMI-1 号機では燃料取替停止中に実施した UT の結果、サージラインのノズルセーフエンド異種金属接続部に軸方向の亀裂指示が認められた。亀裂は内側表面で溶接部幅全体に広がっており深さ 12 mm に達していたが、Alloy 82/182 溶接金属内に留まっており、母材との境界位置で止まっていた。

(5) Bulletin 2004-01 : 2004 年 5 月 28 日発行⁽¹⁷⁾

NRC は、本 BL を発行し、加圧器貫通部及び気相部配管接続部に使用される Alloy 82/182/600 材に対する現行の検査方法に関して PWSCC による欠陥を検出しその特徴を適切に把握するために追加的な方策を補足する必要性を勧告するとともに、各プラントで使用されている Alloy 82/182/600 材に関連した情報と、Alloy 82/182/600 材の劣化を特定し修復するためにこれまで行ってきた検査及び今後行う検査に関連した情報の提供を求めた。この BL では、2003 年秋に Palo Verde-2 号機で実施された NDE により RCPB でない部分のヒータスリーブに周方向亀裂が確認された事例を取り上げている。また、当該事例に加えて、1980 年代以降、高温環境下に置かれた加圧器貫通部や気相部配管接続部において PWSCC に起因する漏洩が数多く経験されていること、及び、これらの箇所を構成する Alloy 82/182/600 材の PWSCC 感受性が高いことから RCPB における周方向亀裂の発生可能性が増加していることが示されている。NRC は、加圧器ヒータスリーブ全てについて、各スリーブの周囲 360 度のベアメタルを目視できる方法で 100% の目視検査を行うという産業界（WOG : Westinghouse 社製 PWR 所有者グループ）による勧告を妥当とし、また、RCPB でない箇所において周方向 PWSCC の兆候が認められたプラントは、設計や機能、製造などが類似の箇所において周方向 PWSCC 感受性が高い可能性があるため NDE を行って圧力バウンダリの該当箇所適切な構造健全性が確保されていることを確認する必要があるとしている。

(6) Information Notice 2005-02 : 2005 年 2 月 4 日発行⁽²¹⁾

本 IN は、SG 水室ドレン溶接部で見つかった亀裂と漏洩指示を PWR 設置者に知らせるために発行された。2004 年 9 月 16 日、Catawba-2 号機において、燃料取替停止中、Alloy 600/82/182 のベアメタル目視検査を行っていた際、SG 水室ドレン部付近で圧力バウンダリ漏洩からのホウ酸堆積が確認された。その後液体浸透試験(PT)が実施され、SG ドレン管の Alloy 82/182 溶接部に亀裂が確認された。Catawba-2 号機の SG は、Westinghouse 社モデ

ル D5 であり、同モデルはドレン管ノズルを接続する溶接部と一次冷却水が直接接触する設計となっている。NRC は、ベアメタル目視検査が漏洩の証拠を見つけるために利用できるが、検査のために保温材を取り外さなければ漏洩に気付かず放置されていた可能性に注目することが重要であるとしている。なお、ある設置者は、PWSCC 感受性を低くしたり排除する等、SG 水室ドレンの設計変更を行うことで当該問題の可能性を排除している。

3.3. 検査命令 EA-03-009

2002 年 2 月、Davis Besse において RPV 上蓋の劣化が確認され、また、同時期にいくつかのプラントにおいて比較的少量のホウ酸堆積や CRDM ノズル周方向の亀裂が確認されたことを受けて、2003 年 2 月、NRC は RPV 上蓋に関する検査命令 EA-03-009 を発行した⁽⁴⁾。当該命令では、主に RPV 上蓋に対するベアメタル目視検査と NDE の実施に関する要求が取り上げられており、それらの方法によって実施される検査の部位と頻度を規定した。

その後、NRC は、設置者からの緩和要請を受けて、2004 年 2 月、当該命令の改訂を行った⁽²²⁾。この改訂命令は、原命令と比べ次の 2 点に変更されている。第一に、当該命令において各プラントは EDY を指標とした感受性カテゴリに分類されるが、原命令では 3 つであったカテゴリ (High, Moderate, Low) が改訂命令では新しく Replaced を加えた 4 分類とされた。第二に、原命令では体積検査及び表面検査のそれぞれについて検査実施部位が指示されているが、体積検査について指示されている部位のうち特定部位については表面検査を代用することができるようになり、さらに条件付で検査が免除される措置が取られている。以下では、2004 年 2 月に発行された EA-03-009 改訂についてその概要を述べる。

PWSCC の発生や亀裂の進展には、対象箇所の温度、材料中の不純物、残留応力、一次冷却材の水質及び時間が影響していることが知られているが、EA-03-009 はこのうち時間と温度による影響を主に考慮している。当該命令において各プラントは以下の式で定義される EDY により感受性カテゴリに分類される。この EDY の評価は設置者が行うこととなっている。

$$EDY = \sum_{j=1}^n \left\{ \Delta EFPY_j \exp \left[-\frac{Q_j}{R} \left(\frac{1}{T_{head,j}} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right] \right\}$$

ここで、**EDY** : 各運転サイクル終了時における実効劣化年数 (effective degradation

years)、基準温度 600 ° F に規格化したもの

$\Delta EFPY_j$: 温度 $T_{head,j}$ での定格出力運転時間 (年)

Q_j : 亀裂の発生に対する活性化エネルギー (50kcal/mol)

R : 気体定数 (1.103×10^{-3} kcal/mole ° R)

$T_{head,j}$: 期間 j における定格出力運転時の上蓋温度 (° R = ° F + 459.67)

T_{ref} : 基準温度 (600 ° F = 1059.67 ° R)

n : プラントの運転履歴における異なる上蓋温度の数

また、カテゴリには High、Moderate、Low 及び Replaced の 4 段階があり、それぞれ以下のような基準で分類される。

感受性カテゴリ	分類基準
High	(1) EDY が 12 年を超えるプラント、もしくは (2) 貫通ノズルあるいは J-groove 溶接部において PWSCC による亀裂を経験した RPV 上蓋を有するプラント
Moderate	EDY が 12 年以下、8 年以上であり、以前の検査結果で「High」に分類されたことのないプラント
Low	EDY が 8 年未満であり、以前の検査結果で「High」に分類されたことのないプラント
Replaced	RPV 上蓋を交換し、EDY が 8 年未満であり、以前の検査結果で「High」に分類されたことのないプラント

各プラントは、この分類を基に感受性カテゴリに応じた頻度で検査を要求される。以下、各カテゴリに対する要求事項を示す。

1. High カテゴリに属するプラント

High カテゴリに属するプラントでは、各燃料取替停止時に、RPV 上蓋及び上蓋貫通部に關して、以下の(1)及び(2)の方法による検査を実施しなければならない。

- (1) RPV 上蓋表面に対する 100%ベアメタル目視検査(各ノズル周囲 360 度の検査を含む)。支持構造物によって表面が隠れている場合は、上蓋表面の少なくとも 95%について検査を行いホウ酸あるいは腐食生成物の痕跡がないことを確認すること。ホウ酸や腐食の痕跡が認められた場合には支持構造物の下の上蓋表面について検査を行い劣化のないことを確認すること。
- (2) 各ノズルに対して、以下の(i)、(ii)あるいは(iii)のいずれかに従い、目視検査以外の非破壊検査を実施すること。

(i) RPV 上蓋貫通ノズル (ノズル母材) に対する超音波探傷試験(UT)

- ・ ノズル軸に直行した水平面における J-groove 溶接部付け根(root)最上点より上方 2 インチから J-groove 溶接部先端(toe)最下点より下方 2 インチ (2 インチ以下の場合にはノズル底部) までの領域 (図 3.1) ; または、
- ・ ノズル軸に直行した水平面における J-groove 溶接部付け根最上点より上方 2 インチから J-groove 溶接部先端最下点より下方 1 インチまでであり、運転時の応力レベル (残留応力と通常運転時応力を含む) が 20 ksi 以上の引張り応力となる J-groove 溶接部下方の全ての RPV 上蓋貫通ノズルを含む領域 (図 3.2)

さらに、RPV 上蓋貫通ノズルと RPV 上蓋低合金鋼との間のアニユラスに漏洩が発生した経験があるか否かを調べるための評価を行わなければならない。

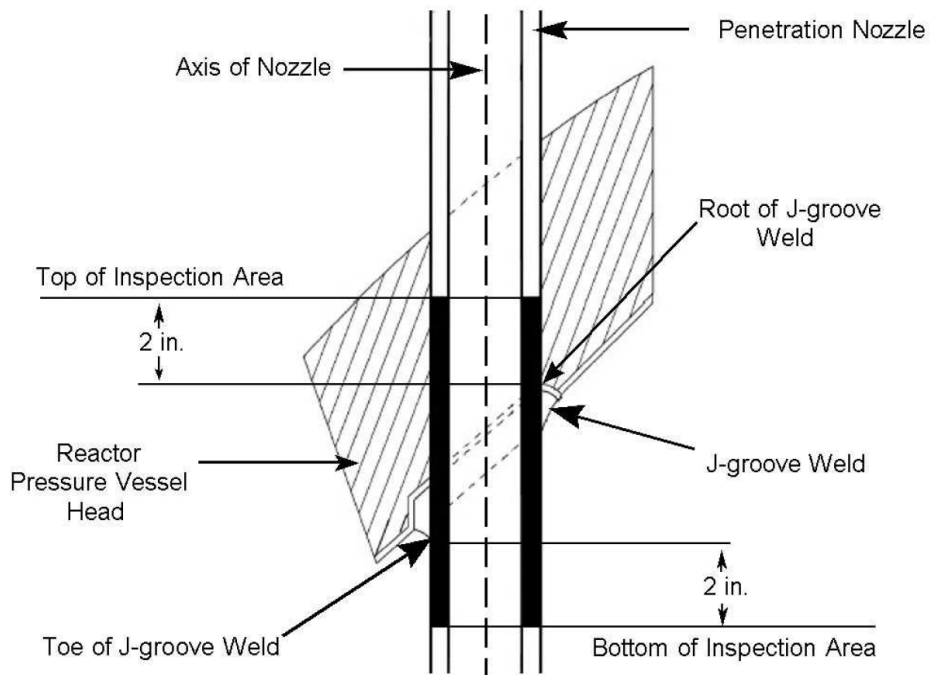


図 3.1 応力解析を実施しない場合の UT による検査領域
(黒塗りのノズル母材が体積検査の対象部位である)

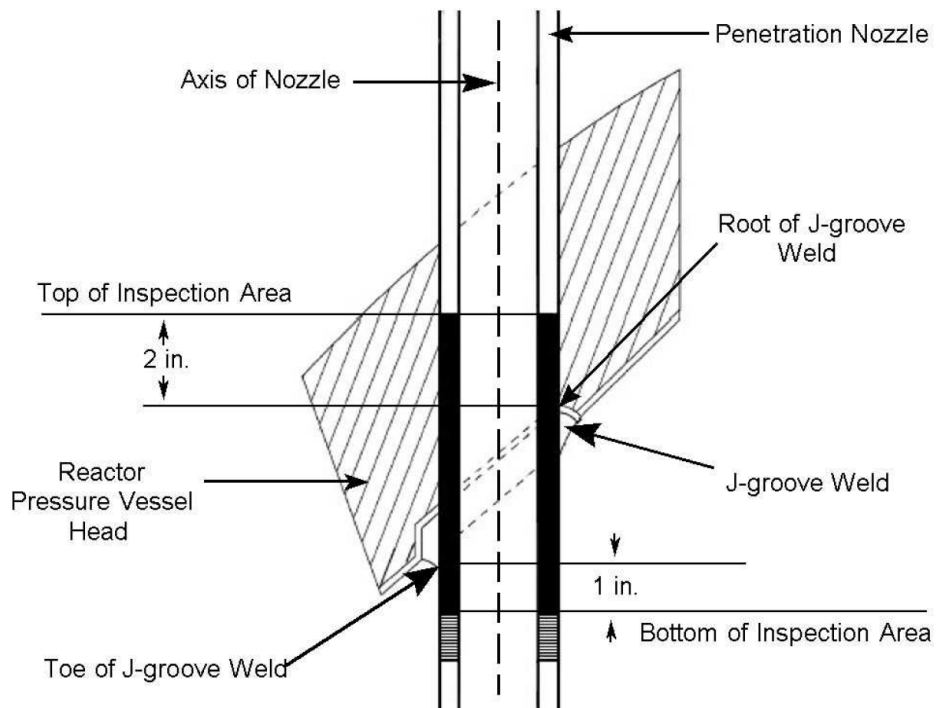


図 3.2 応力解析を実施する場合の UT による検査領域
(黒塗りのノズル母材が体積検査の対象部位である。網掛け箇所は作用応力が 20 ksi 以上である場合のみ体積検査の対象となる。)

(ii) 冷却材と接触する J-groove 溶接部表面全体及び RPV 上蓋貫通ノズル母材表面に対する渦電流探傷試験(ECT)あるいは液体浸透試験(PT)

- ・ ノズル軸に直行した水平面における J-groove 溶接部付け根最上点より上方の少なくとも 2 インチから J-groove 溶接部先端最下点より下方 1 インチまで (2 インチ以下の場合にはノズル底部) までの領域 (図 3.3) ; または、
- ・ ノズル軸に直行した水平面における J-groove 溶接部付け根最上点より上方 2 インチから J-groove 溶接部先端最下点より下方 1 インチまでであり、運転時の応力レベル (残留応力と通常運転時応力を含む) が 20 ksi 以上の引張り応力となる J-groove 溶接部下方の全ての RPV 上蓋貫通ノズルを含む領域 (図 3.4)

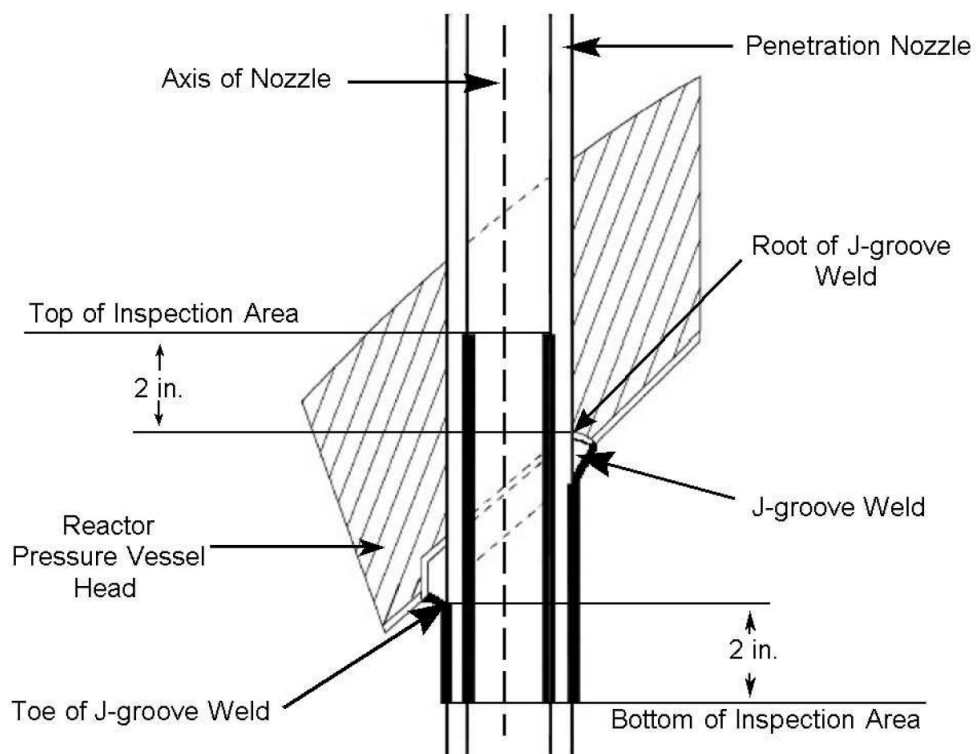


図 3.3 応力解析を実施しない場合における冷却材と接触する表面の検査範囲 (黒塗りのノズル母材及び J-groove 溶接の表面について検査が要求される)

(iii) 上記(i)及び(ii)に示す RPV 上蓋貫通ノズル及び J-groove 溶接部に相当する体積、表面及び漏洩経路をカバーするための上記(i)及び(ii)の組合せ。ノズルの体積検査の一部を表面検査によって代用することができるが、この場合、以下の要求に従うこと。

- ① J-groove 溶接部下方のノズル材について、ノズルの外表面及び内表面を検査する。
- ② J-groove 溶接部上方のノズル材について、J-groove 溶接部の表面検査を行う場合にはノズル内表面の表面検査が認められる。

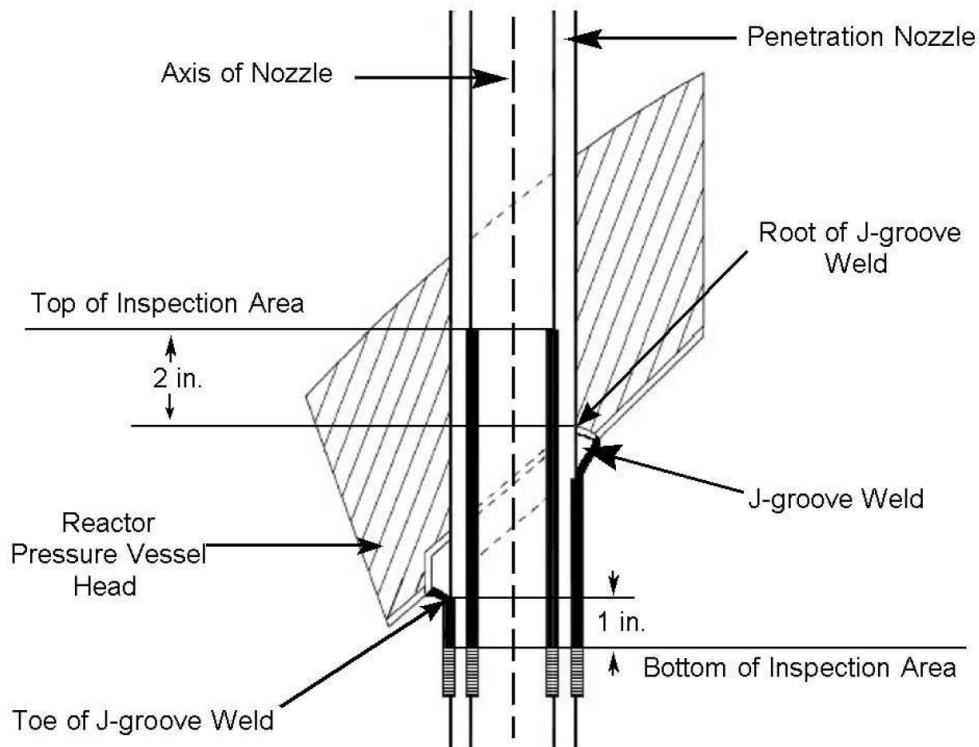


図 3.4 応力解析を実施する場合における冷却材と接触する表面の検査範囲
(黒塗りのノズル母材が体積検査の対象部位である。網掛け箇所は作用応力が 20 ksi 以上である場合のみ体積検査の対象となる。)

2. Moderate カテゴリに属するプラント

Moderate カテゴリに属するプラントでは、各燃料停止時に **RPV** 上蓋及び上蓋貫通ノズルに関して、少なくとも上記 1 の(1)または(2)のいずれかの検査を実施しなければならない。さらに、少なくとも 2 回の燃料取替停止時のうち 1 回においては 1 の(1)及び(2)の検査を行わなければならない。

3. Low カテゴリに属するプラント

Low カテゴリに属するプラントでは、少なくとも 3 回の燃料交換停止ごと、もしくは、5 年ごとに **RPV** 上蓋及び上蓋貫通ノズルに関して、上記 1 の(1)の検査を行わなければならない。仮に、2003 年 2 月 11 日以前の最後の燃料取替停止時において上記 1 の(1)の要求を満足する検査が行われていない場合、2003 年 2 月 11 日以降の 2 回目の燃料取替停止時までには上記 1 の(1)の要求を満足する検査を終了しなければならない。上記 1 の(2)の要求については、2008 年 2 月 11 日までに少なくとも 1 回、その後は 4 回の燃料取替停止ごともしくは 7 年ごと（早い方）に終了しなければならない。

4. Replaced カテゴリに属するプラント

Replaced カテゴリに属するプラントでは、**RPV** 上蓋の取替を行った停止時においては上

蓋及び貫通ノズルの検査は要求されない。その後は、取り替えた RPV 上蓋が 8 EDY に達するまで、RPV 上蓋及び上蓋貫通部の検査を、少なくとも 3 回の燃料停止時に 1 度、もしくは、5 年ごとに上記 1 の(1)の要求を満足する検査を終了しなければならない。上記 1 の(2)の要求については、少なくとも 4 回の燃料停止ごともしくは 7 年ごと（早い方）に終了しなければならない。

この他、EA-03-009 では、燃料取替停止ごとに RPV 上蓋より上方の圧力保持機器からの潜在的なホウ酸漏洩を確認するための目視検査が要求されている。これにより、RPV 上蓋表面あるいは保温材にホウ酸堆積物が確認されたプラントは、堆積物の発生源に関係なく、影響を受けた上蓋表面及び貫通部の健全性を確認するために、それらに対する検査を運転再開前に実施しなければならない。また、検査結果に関する報告書を 60 日以内に提出するよう求めている。

4. 米国における PWSCC 事例の概要

本章では、米国の PWR において 1999 年から 2005 年までに報告された PWSCC に関連する事例について、全体的な傾向を示すとともに、45 件の LER における事象の概要を紹介する。

4.1. PWSCC 事例の全体的な傾向

PWSCC 事例に関し、1999 年から 2005 年の間に 24 基のプラントから合計 45 件の LER が報告されており、その一覧を表 4.1 に示す。この表から分かるように、24 基のプラントのうち 10 基は Combustion Engineering (CE)社製、7 基は Babcock & Wilcox (B&W)社製、7 基は Westinghouse(W)社製である。プラントメーカー別の傾向は以下の通りである。

- CE 社製プラントでは、5 基において加圧器ヒータスリーブの PWSCC が発生しており、また、5 基においてホットレグ計装ノズルの PWSCC が起こっている。一方、RPV 上蓋貫通ノズルに PWSCC が発生したプラントは 3 基であり（CRDM¹ノズル：2 基、1 基：ベント管）、ホットレグドレンノズルで PWSCC が起こったプラントが 1 基ある。
- B&W 社製プラントでは、7 基全てにおいて CRDM ノズルの PWSCC が起こっており、そのうちの 2 基では熱電対ノズルにも PWSCC が発生している。加圧器計装ノズル、ヒータバンドルあるいはホットレグ計装ノズルに PWSCC を経験したプラントもそれぞれ 1 基ずつある。
- W 社製プラントについては、加圧器機器における PWSCC を経験しておらず、また、RPV 上蓋貫通ノズルで発生したプラントも 3 基と少ない。しかし、他の 4 基では、CE

¹ CE 社製プラントでは、CRDM ではなく、CEDM（control element drive mechanism）という呼称が用いられているが、本報告では、CRDM に統一して使用することとする。

社製や B&W 社製プラントでは見られないホットレグセーフエンド、SG ドレンノズルあるいは PRV 下部ヘッド取付計装ノズルにおける PWSCC を経験している。

一方、PWSCC が発生した機器別に LER の件数を集約すると、図 4.1 に示すように、RPV 上蓋貫通ノズルについては、20 件で CRDM ノズル、5 件で熱電対ノズル、1 件でベント管に PWSCC が確認されている（熱電対ノズルに PWSCC が見つかった 5 件の事例は CRDM ノズルでも PWSCC が起こっている）。また、加圧器貫通ノズルについては、14 件の事例があるが、そのうちの 12 件がヒータスリーブで見つかったものであり全て CE 社製プラントで発生している。水位計ノズルとヒータバンドルダイアフラムの PWSCC 事例はそれぞれ 1 件ずつでありいずれも B&W 社製プラントで起こったものである。RCS 配管ノズルで PWSCC が確認された事例は 9 件あるが、このうちの 7 件はホットレグ計装ノズルにおける PWSCC であり、6 件が CE 社製プラントで発生している。この他、SG ドレンノズルの PWSCC が 3 件、RPV 下部ヘッド取付計装ノズルの PWSCC が 1 件あるが、これらは、いずれも W 社製プラントで見つかったものである。

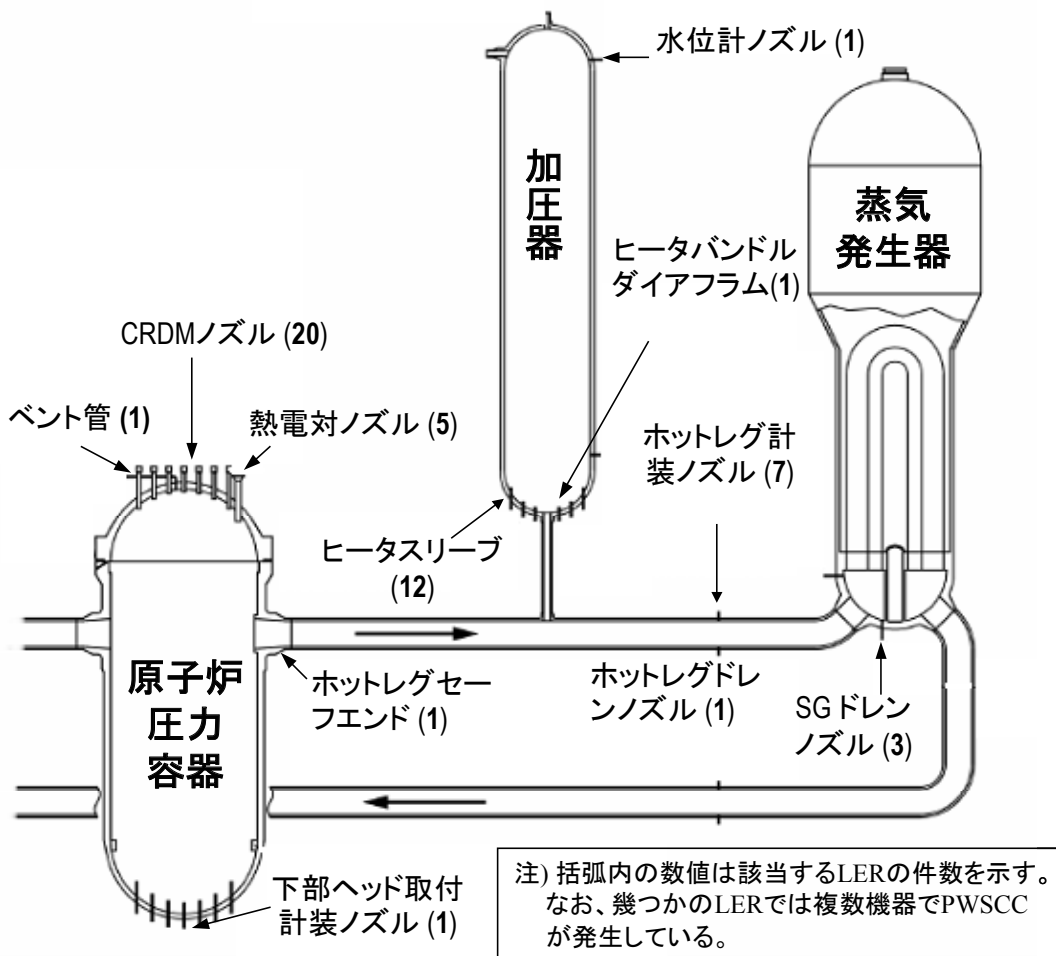


図 4.1 PWSCC が発生した原子炉冷却系圧力バウンダリ機器と該当する LER 件数

表 4.1 1999-2005 年に LER として報告された PWSCC 事例一覧

プラント	メーカー	事象発生日	LER No.	損傷/亀裂の見つかった機器
ANO-1	B&W	2000年2月15日	2000-003-00	ホットレグ計装ノズル
		2001年3月24日	2001-002-00	CRDM ノズル
		2002年10月7日	2002-003-00	CRDM ノズル
		2004年4月30日	2004-002-00	CRDM ノズル
ANO-2	CE	2000年7月30日	2000-001-00	加圧器ヒータスリーブ、ホットレグ計装ノズル
		2002年4月15日	2002-001-00	加圧器ヒータスリーブ
		2005年3月9日	2005-001-00	加圧器ヒータスリーブ
Calvert Cliffs-2	CE	2005年2月26日	2005-001-00	ホットレグドレンノズル
Catawba-2	W	2001年9月19日	2001-002-00	SG ドレンノズル
		2004年9月16日	2004-001-00	SG ドレンノズル
Crystal River-3	B&W	2001年10月1日	2001-004-00	CRDM ノズル
		2003年10月4日	2003-003-00	加圧器水位計ノズル
Davis Besse	B&W	2002年2月27日	2002-002-00	CRDM ノズル
Millstone-2	CE	2002年2月19日	2002-001-00	加圧器ヒータスリーブ
		2003年10月11日	2003-004-00	加圧器ヒータスリーブ
		2005年4月10日	2005-002-00	加圧器ヒータスリーブ
North Anna-1	W	2003年3月4日	2003-001-00	CRDM ノズル
North Anna-2	W	2001年11月13日	2001-003-01	CRDM ノズル、熱電対ノズル
		2002年9月14日	2002-001-00	CRDM ノズル、熱電対ノズル
Oconee-1	B&W	2000年12月4日	2000-006-01	CRDM ノズル、熱電対ノズル
		2002年4月1日	2002-003-00	CRDM ノズル
		2003年9月23日	2003-002-00	CRDM ノズル、熱電対ノズル
Oconee-2	B&W	2001年4月28日	2001-002-00	CRDM ノズル
		2002年10月15日	2002-002-00	CRDM ノズル
Oconee-3	B&W	2001年2月18日	2001-001-01	CRDM ノズル
		2001年11月12日	2001-003-00	CRDM ノズル
		2003年5月2日	2003-001-00	CRDM ノズル
Palisades	CE	2004年10月16日	2004-002-00	CRDM ノズル
Palo Verde-1	CE	1999年10月2日	1999-006-00	ホットレグ計装ノズル
		2001年3月31日	2001-001-00	ホットレグ計装ノズル
Palo Verde-2	CE	2000年10月4日	2000-004-00	加圧器ヒータスリーブ
		2005年4月23日	2005-001-00	RPV ベント管
Palo Verde-3	CE	2003年3月29日	2003-002-00	加圧器ヒータスリーブ、ホットレグ計装ノズル
		2004年2月29日	2004-001-00	加圧器ヒータスリーブ
St. Lucie-1	CE	2001年4月14日	2001-003-00	ホットレグ計装ノズル
St. Lucie-2	CE	2003年4月30日	2003-002-00	CRDM ノズル
STP-1	W	2003年4月12日	2003-003-01	RPV 下部ヘッド取付計装ノズル
Surry-1	W	2001年10月28日	2001-003-00	CRDM ノズル
TMI-1	B&W	2001年10月12日	2001-002-00	CRDM ノズル、熱電対ノズル
		2003年11月4日	2003-003-00	加圧器ヒータバンドル
V.C.Summer	W	2000年10月12日	2000-008-01	ホットレグセーフエンド
Waterford-3	CE	2000年10月17日	2000-011-00	加圧器ヒータスリーブ
		2003年10月24日	2003-003-00	加圧器ヒータスリーブ、ホットレグ計装ノズル
		2005年4月19日	2005-001-00	加圧器ヒータスリーブ
Wolf Creek	W	2005年4月15日	2005-002-00	SG ドレンノズル

4.2. 原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの PWSCC 事例

CRDMノズル、熱電対ノズル及びベント管にPWSCCが発生した事例を取り上げたLERは21件であり、以下では、これら21件のLER各々について、その概要を示す。

4.2.1. 制御棒駆動機構ノズルの事例

CRDMノズルにPWSCCが認められたプラントは12基であり、20件のLERがある。これらをプラントメーカー別に分類すると、B&W社製プラントが7基（LER：14件）、W社製プラントが2基（LER：4件）、CE社製プラントが2基（LER：2件）となり、特に、3基のB&W社製プラント（Arkansas Nuclear One-1号機、Oconee-1号機、Oconee-3号機）からはそれぞれ3件のLERが報告されている。

【B&W社製プラントにおける事例】

(1) CRDMノズル上蓋貫通部の亀裂によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Arkansas Nuclear One-1号機 事象発生日：2001年3月24日
LER No.：50-313/2001-002-00

2001年3月18日、燃料取替停止時にRPV上蓋に対して定例の目視検査を行ったところ、1本のCRDMノズルにおいて、以前の検査時に比べてホウ酸結晶の総量が増加していることが確認された。3月23日、J-groove溶接部表面、J-groove溶接部下方のCRDMノズル外表面及びCRDMノズル内表面の下部8インチに対するPTが行われた。J-groove溶接部下方のCRDMノズル外表面のダウンヒル側に線形の周方向亀裂指示が確認されたが、この亀裂指示は無視できる程度のものであった。3月24日、二度目のPTが行われ、J-groove溶接部内に、4つの円形指示と、1つの削り取られた可能性のあるくぼみが確認された。ノズル外表面ダウンヒル側のJ-groove溶接部下方には長さ約0.7インチの周方向亀裂が確認された。これら2回のPTでは、ノズルの内表面に亀裂指示は確認されなかった。さらに、ECT及びUTを実施したところ、PTで線形指示が確認された箇所に亀裂が確認された。また、UTの結果から、亀裂の内部形状が溶接部下方において周方向に拡がり、軸方向では溶接とノズルの接合部を通して溶接部上方1.3インチまで達していることが示された。亀裂の深さは約0.2インチであった。軸方向亀裂は除去され、内部欠陥修理法（Embedded Flaw Repair Technique：存在する欠陥を覆って密封する溶接オーバーレイ）による修理が行われた。

(2) CRDMノズル上蓋貫通溶接部の亀裂によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Arkansas Nuclear One-1号機 事象発生日：2002年10月7日
LER No.：50-313/2002-003-00

2002年10月7日、燃料取替停止中、RPV上蓋に対する定例の目視検査を行ったところ、CRDMノズルNo.56のダウンヒル側にホウ酸残渣が見つかった。この残渣は、ノズルのアニュラス部周辺約180度に及んでいた。10月10日から27日にかけて、全てのCRDMノ

ズルに対するUTと、3本のノズルに対するPTが実施された。その結果、ノズルNo.56にはホウ酸残渣の原因となる亀裂指示が認められ、また、他の6本のノズル (No.3、6、15、17、33、54) に修理を必要とする亀裂指示が確認された。さらに、ノズルNo.68にも多孔性の溶接欠陥指示が認められた。漏洩していたノズルNo.56は、前回の停止時に修理 (内部欠陥修理) がなされており、この修理箇所の外側に新しい亀裂指示が認められた。これは、前回の修理において、PWR環境下でのPWSCC感受性の高いAlloy 182溶接部と隔離しなかったことによる。6本のノズル (No.3、6、15、17、33、56) については、部分ノズル溶接修理法で修理された。この修理法では、ノズルに対し、まず、RPV上蓋母材への拡管処理がなされ、次に、ノズルの下部をJ-groove部分貫通溶接部の上のところまで取り出し、上蓋の肉厚中間部で上蓋母材の内側の孔と短くしたノズルとの間に新たな圧力バウンダリ溶接が施された。溶接にはPWSCC耐性の高いAlloy 52溶接金属が使用された。また、新たな圧力バウンダリ溶接部上方の拡管部で亀裂が発生しないようウォータージェットによるコンディショニング法が用いられた。この修理により、従来のJ-groove溶接部は新たな圧力バウンダリ溶接の一部ではなくなった。ノズルNo.54と68は、Alloy 52溶接金属を用いた内部欠陥溶接オーバーレイ修理法による修理がなされた。これらの修理については、溶接オーバーレイにより従来の溶接部全体とノズル材料を確実に覆う予防措置が講じられ、これにより当該箇所での亀裂の再発の可能性をなくすこととなった。

(3) CRDMノズルのPWSCCによる主要な安全障壁の劣化とそれに伴う技術仕様で禁止された運転

プラント名 : Arkansas Nuclear One-1号機

事象発生日 : 2004年4月30日

LER No. : 50-313/2004-002-00

2004年4月30日、燃料取替停止中、RPV上蓋と関連する貫通ノズルについて検査を行ったところ、CRDMノズルNo.61下部の外表面に2つの軸方向亀裂が見つかった。1つは隅肉溶接部の端部にあり、隅肉溶接キャップ下へと拡がっていた。もう1つの指示は、溶接部全長に及んでおり、隅肉溶接キャップの端部より先まで達していた。UTにおいて漏洩経路の形跡は確認されず、また、ベアメタル目視検査でも見つからなかった。安全評価により、亀裂はノズルのカタストロフィックな破損に至るリスクを有していないものと結論付けられた。原子炉再起動前に、内表面テンパービードハーフノズル溶接修理法 (部分ノズル溶接修理法) を用いて当該ノズルの修理が行われた。RPV上蓋は、2005年10月の燃料取替時に交換されることとなっているため、修理箇所は、1運転サイクルだけに対して供用維持される。

(4) CRDMノズルの劣化によるRPV上蓋の漏洩

プラント名 : Crystal River-3号機

事象発生日 : 2001年10月1日

LER No. : 50-302/2001-004-00

2001年10月1日、冷態停止中、RPV上蓋の目視検査を行っていたところ、CRDMノズル

No.32の上蓋貫通部にホウ酸結晶の堆積が認められた。ホウ酸の総量は1立方インチ未満と推定された。10月8日、燃料取替停止へ移行した後、当該ノズルに対するUTが行われ、ノズル下端からJ-groove溶接上方まで及ぶ2つの軸方向貫通亀裂を含む5つの亀裂指示が確認された。2つの亀裂は溶接部とノズルの接触面を起点としており、下方はノズル下端まで、上方は溶接部を通り上蓋とノズルの間のアニユラス部まで広がっていた。これらの軸方向亀裂が漏洩源であり、溶接部上方のノズル外径において周方向亀裂と合流していた。周方向亀裂は溶接部上方に位置し、約90度に及んでおり、約50%貫通していた。また、これとは別に溶接部下方にも周方向亀裂が確認されたが、この亀裂は、ノズル内径の約30度に及んでおり、深さは内表面から0.15インチ以下であった(約75%の貫通)。残りの1つは、約195度に及ぶ貫通亀裂であり、軸方向及び周方向の特徴を有していた。この亀裂は溶接部下方を起点とし、溶接部を通過して上方まで広がっていた。亀裂の最も大きな部分は、溶接部下方に位置しており(約130度)、また、亀裂の最も深い部分は溶接部下方で貫通に至っていた。5つの亀裂は全てノズル外面を起点としていた。材料、製造及び運転に対して以前に行われた評価、目視検査やUTの結果、及び、他の原子炉での同様の欠陥との比較に基づき、CRDMノズルNo.32の亀裂の原因はPWSCCによるものと結論付けられた。当該ノズルは常温でのビード修理法によって修理された。

(5) CRDMノズルのPWSCCによるRCS圧力バウンダリ漏洩とRPV上蓋の劣化

プラント名 : Davis Besse

事象発生日 : 2002年2月27日

LER No. : 50-346/2002-002-00

燃料交換停止中、目視検査が行われたが、RPV上蓋には大量のホウ酸結晶が堆積していたため目視検査では結論に達することができなかった。そのため、2002年2月27日、UTが行われ、CRDMノズルNo.3に軸方向貫通亀裂指示が確認された。この検査データに関する工学的な評価によりRCS圧力バウンダリの漏洩と判断された。また、CRDMノズルNo.1と2にも圧力バウンダリ漏洩を示す軸方向亀裂指示が見つかった。さらに、J-groove溶接部上方のノズルNo.2外表面には周方向亀裂指示が確認されたが、この周方向指示は、円周長さ34度相当、50%貫通であった。修理作業においてノズルNo.3の機械加工を行っていた際、当該ノズルに予期しなかった移動が生じた。その原因を特定するために当該ノズル周辺について調査を行ったところ、上蓋にキャビティが見つかった。キャビティは、ノズルNo.3貫通部から約6.6インチに及んでおり、最大で約4-5インチの幅であった。また、ノズルNo.2貫通部付近にも腐食箇所が見つかり、ノズルNo.1貫通部にも小さな漏洩経路が存在していることが明らかとなった。キャビティの形成は、長年にわたるホウ酸腐食によるものであり、即ち、ノズルに生じたPWSCCにより原子炉冷却水がアニユラス部に漏れ出し、上蓋に関するホウ酸腐食管理プログラム及び供用期間中検査(ISI : In-service Inspection)プログラムを適切に実施しなかったためにホウ酸による腐食が進行したことによる。対策として、上蓋の取替が行われた。

(6) 小口径のRPV上蓋貫通部の亀裂によるRCS圧力バウンダリの漏洩

プラント名：Oconee-1号機

事象発生日：2000年12月4日

LER No.：50-269/2000-006-01

2000年11月25日、燃料取替停止の準備中、RPV上蓋に対する目視検査により、未使用の熱電対ノズル5本（全8本）とCRDMノズル1本（全69本）の貫通部にホウ酸堆積が認められた。12月1日、詳細なビデオ検査を行ったところ、熱電対ノズルNo.1～5の周辺にホウ酸結晶の存在が確認された。CRDMノズルNo.21付近には最大体積のホウ酸が発見され、その量は約0.5インチ立方と推定された。12月4日、熱電対ノズル内表面に対してECTが行われ、これにより、8本の熱電対ノズル全てに軸方向亀裂指示が認められた。これらの亀裂は、主に軸方向へ向かっており、RPV上蓋下側のJ-groove溶接部付近に位置していた。12月9日、CRDMノズルNo.21に対してノズルの隅肉溶接キャップ及び部分貫通J-groove溶接部を含む上蓋内側のPTが行われ、極く小さなピンホール指示が確認された。研磨後、再度PTが行われ、隅肉溶接部に0.75インチの放射状亀裂指示が確認された。8本の熱電対ノズルのうち6本については、部分貫通溶接部の指示を全て取り除き、上蓋下側からJ-groove溶接金属に長さ4インチのAlloy 690製の栓をテンパービード溶接により取り付け付けた。ノズルNo.2と5では、亀裂が上蓋母材まで及んでいたため、長さ9インチのAlloy 690製の栓を上蓋下側から取り付け上蓋表面にテンパービード溶接を行うことで修理した。CRDMノズルNo.21溶接部の亀裂とその分岐は研磨除去され、ASME規格に従いテンパービード溶接を用いて溶接修理が行われた。

(7) Alloy 600製CRDMノズルのPWSCCによるRPV上蓋の漏洩

プラント名：Oconee-1号機

事象発生日：2002年4月1日

LER No.：50-269/2002-003-00

2002年3月24日、RPV上蓋を取り付けた状態で上蓋母材の目視検査が行われた。この目視検査により、2本のCRDMノズル貫通部（No.1、7）でCRDM本体にホウ酸堆積が認められた。上蓋を取り外した後、5本のCRDMノズルについて内表面からUTが行われ、ノズルNo.1、7及び8に外表面を起点とする部分貫通亀裂が認められた。ノズルNo.7には5つの亀裂と1つの潜在的な漏洩経路が確認され、また、ノズルNo.8には軸方向亀裂が1つ見つかったが漏洩経路は確認されなかった。ノズルNo.1では溶接部の外輪領域に軽微な指示が3つ確認された。その後、ノズルNo.7に対してPTが行われ、これにより、溶接部に軸方向亀裂が2つ確認されたが、これらは溶接部の潜在的な漏洩経路を示すものであった。また、ノズルNo.1についてもPTが行われたが、記録対象あるいは許容できない指示は認められなかった。ノズルNo.8については以前の修理データに基づき、修理を行うという保守的な判断がなされた。その結果、ノズルNo.7と8は、部分ノズル溶接修理法、即ち、上蓋下方からのノズル突出し部と上蓋内5インチ長さの部分を機械加工により取り除き、上蓋母材の孔内に新たな圧力バウンダリ溶接部を設けることにより修理された。新しい圧力バウンダリ溶接部は検査され、ウォータジェットピーニングによる表面仕上げが施された。

(8) 3本のRPV上蓋貫通部からのRCS漏洩

プラント名 : Oconee-1号機

事象発生日 : 2003年9月23日

LER No. : 50-269/2003-002-00

2003年9月23日、RPV上蓋をボルトで取り付けたままの状態の上蓋母材の目視検査が行われた。その結果、CRDMノズル2本と熱電対ノズル1本に漏洩の疑いが持たれた。CRDMノズルNo.6では、少量のホウ酸結晶の堆積物（体積約0.5立方インチ）がノズルのダウンヒル側約180度に認められた。堆積物は白色であり、貫通部のアニュラス部から放射状に広がっているように見えた。CRDMノズルNo.16には、それより多い量の白色堆積物と茶色のホウ酸結晶が認められ、一部は外側に向かってスプレー状に広がっていた。堆積物とスプレー状の痕跡はアニュラス部分から放射状に広がっていた。堆積物は、ノズルのダウンヒル側に約180度にわたって広がっており、その体積は約2立方インチであった。さらに、熱電対ノズルNo.7から漏洩指示が確認されたが、発生源は明らかではなく、薄くて半透明な白い堆積物がノズルのダウンヒル側から流れ出るように堆積していた。CRDMノズルの漏洩はPWSCCによるものと判断されたが、熱電対ノズルで確認された漏洩は、オーバーレイ修復作業時における溶接欠陥、あるいは、オリジナルのAlloy 600溶接金属に対するオーバーレイが完全に行われなかったことに起因しているものと考えられた。再起動前に、PWSCC耐性の高い材料で製造される新しい上蓋と取り替える予定である。

(9) CRDMノズル貫通部の応力腐食割れによるRPV上蓋の漏洩

プラント名 : Oconee-2号機

事象発生日 : 2001年4月28日

LER No. : 50-270/2001-002-00

2001年4月28日、RPV上蓋に対する目視検査を行ったところ、CRDMノズルNo.4、16、18及び30の周辺に少量のホウ酸残渣が確認された。その後、溶接部及びノズル外表面に対するPTを行ったところ、これら4本のノズル外表面に数個の軸方向亀裂が見つかった。これらの亀裂は、隅肉溶接部を起点とし、外表面に沿ってノズル母材へと進展しており、上蓋のホウ酸堆積に対する漏洩経路であると考えられた。ECTにより、ノズルNo.16に軸方向亀裂が確認され、4本のノズル全てにおいて内表面に細かなひびが見つかった。指示の寸法を特定するとともにECTでは分からなかった他の亀裂指示の貫通程度を調べるためにUTが行われ、その結果、ノズルNo.18のJ-groove溶接外輪部に外表面を起点とする短い周方向亀裂と、主に軸方向である幾つかの亀裂の存在が確認された。周方向亀裂は約11%貫通しており、長さ約1.26インチであった。4本のCRDMノズルに対する修理プロセス（部分ノズル溶接修理法）では、まず、非破壊検査で見つかった亀裂指示を全て除去した。修理は、J-groove溶接部上方のノズルを拡管し、その後、3/100インチ径の孔でノズル下部領域（J-groove溶接部を含む）を機械加工することにより行われた。その結果、従来のJ-groove溶接部上方でノズル拡管領域下方においてノズルと上蓋の間に新しい圧力バウンダリ溶接部（テンパービード溶接）が形成された。

(10) Alloy 600製CRDMノズルのPWSCCによるRPV上蓋の漏洩

プラント名：Oconee-2号機

事象発生日：2002年10月15日

LER No. : 50-270/2002-002-00

2002年10月15日、RPV上蓋をボルト固定したままの状態の上蓋の目視検査が行われた。その結果、7本のCRDMノズル (No.8、9、19、24、31、42、67) の貫通部にホウ酸堆積物が確認された。さらに、5本のCRDMノズル (No.1、4、18、60、63) が“Masked”と分類された。なお、CRDMノズルNo.4と18は、前回の燃料取替停止時に修理がなされていた。69本のCRDMノズルのうち65本に対して上蓋下方からUTが行われ、10本のノズル (No.11、15、19、21、24、31、33、36、38、42) に軸方向亀裂が認められた。また、別の方法でUTが行われ、その結果、他の4本のノズル (No.8、9、42、67) に漏洩が確認された。さらに、ノズルNo.4と18についてはPTが行われたが記録対象の指示は認められなかった。ノズルNo.1、60、63及び67では、上蓋下方から行われたPTによって許容できない指示が確認された。15本のCRDMノズル (No.1、8、9、11、15、19、21、24、31、36、38、42、60、63、67) が修理された (部分ノズル溶接修理法)。この修理では、ノズルの突き出た部分と長さ5インチほど上蓋孔に挿入された部分を機械加工により取り除き、新しい圧力バウンダリ溶接部が上蓋孔内に取り付けられ、ウォータジェットピーニングによる表面仕上げがなされた。

(11) 9本のCRDMノズル貫通部における応力腐食割れによるRPV上蓋の漏洩

プラント名：Oconee-3号機

事象発生日：2001年2月18日

LER No. : 50-287/2001-001-01

2001年2月18日、保守停止時におけるRPV上蓋の目視検査により、69本のCRDMノズルのうちの6本 (No.11、23、28、34、50、56) の周辺にホウ酸の堆積が確認された。2月25日、上蓋を洗浄した後、フォローアップ検査を行ったところ、これら6本のノズルにホウ酸堆積物が確認され、また、CRDMノズルNo.3、7及び63にホウ酸と思われる堆積物が確認された。それぞれのCRDMノズル周辺におけるホウ酸の堆積量は数立方インチ程度と推定された。その後、9本のノズルの溶接部及び外表面に対するPTを行ったところ、隅肉溶接部の端付近を起点とする深い軸方向亀裂が幾つか見つかった。これらの亀裂は、ノズル外表面に沿って軸方向に走っているだけでなく、ノズル材に向かって径方向にも進展していた。そのうちの幾つかはCRDMハウジングの底部端にまで達していた。漏洩の認められた9本のCRDMノズルに対してECTとUTが行われ、その結果、9本のノズルに47箇所の亀裂指示が認められた。このうちの19箇所は外表面を起点とした非貫通軸方向亀裂、16箇所は外表面を起点とした軸方向貫通亀裂指示、3箇所は内表面を起点とする非貫通亀裂であった。また、9箇所で周方向亀裂 (内表面：1、外表面：8) が見つかり、そのうちの2箇所は貫通していた。漏洩した亀裂は、有限要素解析 (溶接時の残留応力や運転条件の影響を含む) により高いフープ応力が予測された溶接領域内にあることが明らかとなった。亀裂の形状は、高応力箇所において、フープ応力 (軸方向に亀裂を

成長させる)が軸方向応力(周方向に亀裂を成長させる)よりも大きいことが示された。9本のノズルのうちの5本(No.3、7、11、50、56)は、亀裂指示を全て除去した後、Alloy 52/152 (Alloy 690)による溶接オーバーレイが施され、他の4本(No.23、28、34、63)については溶接部全体をAlloy 52/152により再溶接された。

(12) PWSCCによるCRDMノズル貫通部からのRPV上蓋の軽微な漏洩

プラント名：Oconee-3号機

事象発生日：2001年11月12日

LER No.：50-287/2001-003-00

2001年11月12日、RPV上蓋の目視検査により、溶接部あるいはノズル材のいずれかを貫通する圧力バウンダリ漏洩のある可能性が高い4本のCRDMノズル(No.26、39、49、51)貫通部が特定された。さらに、他のCRDMノズル3本(No.2、10、46)にホウ酸結晶の堆積物が確認された。これらノズルについては再検査の必要があったため、これらを含む9本のCRDMノズルについて内表面のUTが行われた。ノズルNo.29と46にUT指示は確認されなかった。ノズルNo.2、26、39、49及び51には、ノズル内表面及び外表面の指示に加え、溶接部の下部から上部へと拡がる漏洩経路指示が確認された。ノズルNo.2では、J-groove溶接部上方に周方向指示が確認された。ノズルNo.10と31には、J-groove溶接部下方に幾つかの外表面指示が認められたが漏洩経路には至っていなかった。また、ノズルNo.10、31及び46に対する上蓋の裏面からPTが行われ、その結果、ノズルNo.10と31では外表面に小さな亀裂が認められ、これらの亀裂はJ-groove溶接とノズルの接触面において溶接部まで及んでいた。ノズルNo.46には指示は見つからなかった。ノズルNo.29と46については、目視検査、UT、PTにおいて許容できない指示が確認されなかったため修理がなされなかった。ノズルNo.2、10、26、31、39、49及び51について部分ノズル溶接修理が行われ、ノズルの突き出た部分と上蓋の孔に入っている長さ約5インチの部分が機械加工により取り除かれた。その後、新しい圧力バウンダリ溶接部が上蓋孔内に取り付けられウォータージェットピーニングによる表面仕上げが行われた。非破壊検査により、有限要素解析(溶接による残留応力と運転条件による影響を含む)で高いフープ応力が予測されたノズル壁領域内に漏洩経路が位置していることが明らかになった。亀裂の形状は、高応力箇所において、フープ応力(軸方向に亀裂を成長させる)が軸方向応力(周方向に亀裂を成長させる)よりも大きいことが示された。

(13) CRDMノズルからのRPV上蓋の漏洩

プラント名：Oconee-3号機

事象発生日：2003年5月2日

LER No.：50-287/2003-001-00

2003年5月2日、RPV上蓋をボルトで固定したままの状態の上蓋母材の目視検査が行われた。その結果、2つのCRDMノズルに漏洩の疑いがあることがわかった。ノズルNo.4では、非常に薄い白い被膜がノズル上に観察され、ノズルNo.7では、少量のホウ酸堆積がアニュラス部付近に存在しているように見えた。さらに、上蓋上方の機器冷却系からの漏洩による堆積物で6-8本のノズルが覆われており、目視検査できなかった。その後、以

前の燃料取替停止に行われた上蓋検査のビデオテープを評価したところ、ノズルNo.7の堆積物は、以前の燃料取替停止時の漏洩修理に伴う残留物であり洗浄の際にホウ酸残渣を完全に取り除かなかったことが判明した。ノズルNo.4におけるホウ酸の堆積は、新しく堆積したものと見られ、以前の上蓋漏洩と類似した特徴を示していたことから、保守的に漏洩していると判断された。再起動前に、新しい上蓋と取り替える予定である。

(14) 小口径RPVノズル貫通部における応力腐食割れによるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：TMI-1号機

事象発生日：2001年10月12日

LER No. : 50-289/2001-002-00

2001年10月11-12日、RPV上蓋貫通ノズルの目視検査を行っていたところ、8本の熱電対ノズルの周りにホウ酸の蓄積が発見された。一方、CRDMノズルに対する目視検査では、2本のCRDMノズル (No.35、37) が漏洩の疑いがあるとして分類された。しかし、45本のCRDMノズルがホウ酸に覆われた状態として分類された。その後、これら45本のうち10本のノズル (No.11、20、29、32、41、44、48、51、64、65) に漏洩の疑いがあると判断された。この結果を受けて、CRDMノズルは12本に対してPT及びUTによる追加検査を行ったところ、PTでは3本のノズル (No.35、37、44、64) から、また、UTでは7本のノズル (No.11、29、35、44、51、64、65) から貫通亀裂指示が認められ、このうちの6本 (No.29、35、37、44、51、64) が修理されることとなった。熱電対ノズルに関する修理では、ノズルが上蓋の外表面から約1インチ切断され、上蓋内部の残りのノズル部分は上蓋の外部から機械加工された。6本の熱電対ノズルは、上蓋の孔にAlloy 690製プラグを取り付けることで塞がれた。プラグを溶接した後、テンパービード溶接プロセスを用いて全体を覆うようにAlloy 152製の溶接パッドが溶接された。CRDMノズルについては、まずJ-groove溶接部上方部分を圧延し、その後、J-groove溶接部の一部を含む下方部分の機械加工による修理がなされた (部分ノズル溶接修理)。溶接修理に入る前、最終表面に対するPTが行われた。CRDMノズルと上蓋低合金鋼の間で、これまでのJ-groove溶接部より上方で圧延したノズル箇所より下方に、新しい圧力バウンダリ溶接が形成された。PT及びUTにより修理箇所を検査した後、圧縮表面応力措置が施された。

【W社製プラントにおける事例】

(15) RPV上蓋貫通ノズルの漏洩

プラント名：North Anna-1号機

事象発生日：2003年3月4日

LER No. : 50-338/2003-001-00

2003年3月4日、前回 (2001年) の停止時の検査結果に関するフォローアップとして、原子炉から燃料を取り出した状態でRPV上蓋貫通ノズルの目視検査を行っていたところ、ノズルNo.50において、貫通部—上蓋遷移領域の下側に直径約0.5インチのホウ酸が発見された。RPV上蓋に損耗の兆候は無かった。当該貫通部漏洩の原因は、RPV上蓋製造時に生じた高温脆性亀裂 (hot-short cracking) であり、PWSCCによって助長されたと考えられる。2003年1月に当該燃料取替停止中に1号機の上蓋を取り替えるという決定がなさ

れNRCに報告されていたため、上蓋及び貫通ノズルに対する追加検査は行われなかった。

(16) 製造時の溶接溶込み不足によるRPV上蓋ノズルの貫通漏洩

プラント名：North Anna-2号機

事象発生日：2001年11月13日

LER No. : 50-339/2001-003-01

2001年10月31日、RPV上蓋貫通部に対するベアメタル目視検査を行った結果、3本の貫通部（No.51、62、63）で上蓋表面にホウ酸の堆積が確認された。その他の62本の貫通部は許容できると判断された。11月13日、更なるレビューを行ったところ、ノズルNo.63では、貫通部の母材にホウ酸堆積物が認められ、また、J-groove溶接に対するPTでの指示が確認されたため貫通亀裂があることが明らかとなった。亀裂指示を含むJ-groove溶接の一部（長さ約2.75インチ）について、深さ約1インチまで削り取られた。この削られた箇所に対してPTを行った結果、ほぼ全長にわたって溶接部の外側エッジに12の亀裂指示が確認され、削り取られた箇所のアップヒル端とダウンヒル端で溶接部内へ向かっていることが判明した。このうちの6つは溶接部に直交しており、残りの6つは溶接部に平行した方向であった。さらに、ECTにより、上蓋下方の接着溶接部に長さ31 mmの亀裂が確認され、当該亀裂に対してUTを行ったところ、深さが1 mm未満、長さは14 mmであることがわかった。また、ノズルNo.51付近にもホウ酸残渣が見つかり、PTによって溶接部先端に12箇所の指示があることがわかった。このうちの5つは溶接部に対して平行であり、残りの亀裂は直交していた。ノズル溶接部に対してECTを行ったところ、6つの軸方向指示が認められた。これらの軸方向亀裂はいずれも深さ2 mm未満であり、長さが6～24 mmの範囲であった。同様に、ノズルNo.62の溶接部先端にも8つの亀裂指示が確認された。そのうちの2つは溶接部に対して平行であり、残りの6つは直交していた。ECTにより2つの軸方向亀裂指示が認められ、亀裂長さは42、74 mmで、深さは1～2 mm未満であった。亀裂の根本原因は、上蓋製造中に生じた高温脆性亀裂であった。この高温脆性亀裂は、原子炉起動前、内部に存在していた可能性が高く、J-groove溶接を完了した時の最終的なPTでは検出されなかった。ノズルの修理にはテンパービード手順が使用された。

(17) RPV上蓋貫通ノズルの漏洩

プラント名：North Anna-2号機

事象発生日：2002年9月14日

LER No. : 50-339/2002-001-00

2002年9月14日、RPV上蓋のベアメタル目視検査においてCRDMノズルNo.21と31で上蓋表面にホウ酸残渣が確認され貫通漏洩と判断された。更なる検査により、別の4本のCRDMノズル貫通部に漏洩の疑いが持たれ、また、数本の貫通部はコノシール漏洩によるホウ酸残渣で覆われていた。59箇所のJ-groove溶接部と47本の貫通部外面に対するECTが行われ、57箇所から亀裂指示が確認された。これら亀裂指示の方向は、軸方向及び周方向であり、長さは0.12～7.0インチの範囲であった。そのうちのいくつかでは細かなひびが非常にわずかな間隔で並び構成されており実際より長い指示として検出された。また、ノズルの内面についてECTを行ったところ、35本の貫通ノズルのうち20本から軸

方向指示が示された。これらの指示は深さ0.12インチ未満であると考えられた。ECTができなかった6本のノズル (No.51、53、55、57 : 熱電対ノズル、No.62、63 : CRDMノズル) に対してPTが行われ、それぞれ、許容できない指示 (1/16インチより長い指示) が確認された。さらに、UTにより、4本のノズル (No.21、31、63 : CRDMノズル、No.51 : 熱電対ノズル) の配管と上蓋の間にある焼きばめ領域に、漏洩経路の証拠が確認された。亀裂指示の原因は、上蓋製造時に発生した高温脆性亀裂であるが、亀裂がJ-groove溶接部を経て進展し、貫通部においてPWSCCによる影響が生じた。また、ノズルNo.51と63は、2001年秋に漏洩が確認された箇所であり、これら2本とノズルNo.62は、J-groove溶接部について溶接オーバーレイによる修理がなされていたが、以前の亀裂指示部を覆うのに十分な範囲まで溶接オーバーレイによる修理が拡大されておらず不適切なものであった。多数のノズルに対する修理を行うのではなく上蓋の取替が行われることとなった。

(18) RPV上蓋に関するBulletin 2001-01検査

プラント名 : Surry-1号機

事象発生日 : 2001年10月28日

LER No. : 50-280/2001-003-00

2001年10月20日、燃料取替停止中、Bulletin 2001-01の要求を受けてRPV上蓋のベアメタル目視検査が行われた。その結果、2本のCRDMノズル (No.27、40) について追加検査が必要とされた。これらの貫通部に対してUTを行ったところ、貫通配管材に指示は認められなかったが、補助的に行われたPTにより、J-groove溶接材に表面指示が確認された。さらに4本のCRDMノズル (No.18、47、65、69) についてUTを行ったところ、これらの貫通部配管に指示の無いことが確認されたが、溶接部に対するPTにより亀裂指示が確認された。指示部の切削が行われ、これらの亀裂は、貫通亀裂とは確認されなかったが、ASME規格Section XIのIWB-3600に基づき、許容できないものとされ修理が必要とされた。

【CE社製プラントにおける事例】

(19) RPV上蓋ノズル貫通部における漏洩経路指示

プラント名 : Palisades

事象発生日 : 2004年10月16日

LER No. : 50-255/2004-002-00

2004年10月16日、CRDMノズル貫通部No.29と30のJ-groove溶接部についてInconel突合せ箇所で漏洩経路指示が確認された。最初に、UTが行われ漏洩指示が確認された。その後、上蓋外表面に対するベアメタル目視検査が行われたが、漏洩の根拠は見られなかった。さらに、ノズルNo.29と30のJ-groove溶接部に対するPTを行ったところ、更なる評価を必要とする軽微な表面亀裂指示が確認された。ノズルNo.29の研磨作業中、J-groove溶接部の溶接線に対して垂直な長さ約1/4インチの軸方向亀裂が見つかった。また、ノズルNo.30の研磨作業中、J-groove溶接部の溶接線付近に長さ約1インチの周方向亀裂が確認された。これらのノズルはハーフノズル修理法による修理が行われた。この方法では、

まず、ノズルの下部分が切断され取り外され、次に、新しいハーフノズルが挿入され、残存しているノズルの上部分とRPV上蓋と溶接された。これにより、新しい圧力バウンダリが形成された。

(20) 燃料取替停止時のRPV上蓋検査における2つの亀裂の検出

プラント名：St. Lucie-2号機

事象発生日：2003年4月30日

LER No. : 50-389/2003-002-00

2003年4月30日、燃料取替停止中、RPV上蓋に対して目視検査を行ったところ、102本の貫通部（CRDMノズル：91本、炉内計装ノズル：10本、ベント管：1本）から漏洩を示す証拠はなく、上蓋表面にも損耗は見られなかった。その後、UTを行ったところ、CRDMノズルNo.72に軸方向亀裂が確認された。亀裂は、深さ0.28インチ、長さ0.96インチであった。5月2日、CRDMノズルNo.18に軸方向亀裂が確認された。この欠陥はノズル外表面に位置しており、ノズルと上蓋の間のJ-groove溶接部下方と隣接するノズル材まで及んでいた。亀裂は、深さ0.26インチ、長が2.98インチであった。2つの亀裂はいずれもノズル壁を貫通しておらず、ノズルと上蓋との間のアニュラス部からの漏洩痕はなかった。ノズルNo.18と72は、部分ノズル修理法、即ち、亀裂指示の認められたノズルの下部を取り除き、圧力バウンダリを構成する溶接部を貫通部内部に移動させることによって修理された。溶接には常温テンパービード溶接修理プロセスが用いられたが、このプロセスはNRCにより承認されたものである。なお、当該原子炉は、2003年の燃料取替停止時点で約14年のEDYを経過していたため、EA-03-009に従って「高感受性」とされる。

4.2.2. その他の上蓋貫通ノズルの事例

CRDMノズル以外のRPV上蓋貫通ノズルにPWSCCが認められた事例は6件あり4基のプラントで発生している。このうち、5件は熱電対ノズルのPWSCC事例であり、B&W社製プラント2基（LER：3件）と、W社製プラント1基（LER：2件）で発生したものである。残りの1件はベント管に発生したPWSCCであり、CE社製プラントにおける事例である。なお、5件の熱電対ノズル亀裂事例ではCRDMノズルにもPWSCCが認められており、各事例の概要は4.2.1節に記載している。

【B&W社製プラントにおける事例】

(1) 小口径のRPV上蓋貫通部の亀裂によるRCS圧力バウンダリの漏洩

プラント名：Oconee-1号機

事象発生日：2000年12月4日

LER No. : 50-269/2000-006-01

4.2.1節(6)参照

(2) 3本のRPV上蓋貫通部からのRCS漏洩

プラント名：Oconee-1号機

事象発生日：2003年9月23日

LER No. : 50-269/2003-002-00

4.2.1節(8)参照

- (3) 小口径RPVノズル貫通部における応力腐食割れによるRCS圧力バウンダリ漏洩
プラント名：TMI-1号機 事象発生日：2001年10月12日
LER No.：50-289/2001-002-00

4.2.1節(14)参照

【W社製プラントにおける事例】

- (4) 製造時の溶接溶込み不足によるRPV上蓋ノズルの貫通漏洩
プラント名：North Anna-2号機 事象発生日：2001年11月13日
LER No.：50-339/2001-003-01

4.2.1節(16)参照

- (5) RPV上蓋貫通ノズルの漏洩
プラント名：North Anna-2号機 事象発生日：2002年9月14日
LER No.：50-339/2002-001-00

4.2.1節(17)参照

【CE社製プラントにおける事例】

- (6) Alloy 600機器の劣化によるRPV上蓋ベント管の軸方向亀裂指示
プラント名：Palo Verde-2号機 事象発生日：2005年4月23日
LER No.：50-529/2005-001-00

2005年4月23日、RPV上蓋のベント管貫通部に対するISIにより、2つの軸方向亀裂指示が見つかった。これらの指示は、J-groove溶接部付近のRCS圧力バウンダリ構成配管の内表面に位置し、深さ0.08インチ未満、長さ約0.1インチの軸方向亀裂であり、互いにはほぼ垂直方向に走っていた。亀裂は貫通しておらず、RCS圧力バウンダリが漏洩している証拠はなかった。軸方向亀裂は機械加工によって取り除かれ、再起動前にECTにより指示のないことが確認された。

4.3. 加圧器ノズルの PWSCC 事例

加圧器ヒータスリーブ、加圧器水位計ノズル及び加圧器ヒータバンドルダイアフラムにPWSCCが発生した事例を取り上げたLERは14件ある。以下では、これら14件のLER各々について、その概要を示す。

4.3.1. 加圧器ヒータスリーブの事例

加圧器ヒータスリーブにPWSCCが認められた事例は12件あるが、これらは全てCE社製プラント（5基）で起こっている。特に、3基のCE社製プラント（Arkansas Nuclear One-2号機、Millstone-2号機、Waterford-3号機）からはそれぞれ3件のLERが報告されている。

(1) 加圧器ヒータスリーブとRCSホットレグ抵抗温度計ノズルのPWSCCによる漏洩

プラント名：Arkansas Nuclear One-2号機

事象発生日：2000年7月30日

LER No. : 50-368/2000-001-00

2000年7月30日、SG伝熱管検査のための冷態停止中、2本の加圧器ヒータの電気ケーブルにホウ酸堆積物が確認された。その後、保温材を取り外して、全てのヒータスリーブを検査したところ、さらに10本のヒータスリーブから過去に漏洩していたと見られる指示が確認された。加圧器の圧力計ノズル、水位計ノズル及び温度計保護管について検査が行われたが漏洩の指示は認められなかった。また、Alloy 600製ホットレグ配管から保温材を取り外したところ、1本の抵抗温度計(RTD)ノズルで過去に漏洩していた痕跡が確認された。ヒータを取り外した後、3つのヒータスリーブに対するECTが行われ、その結果、2つのスリーブにおいて、加圧器内張りとスリーブを接合するJ-groove溶接部下方に単一の軸方向貫通亀裂が確認された。これらの亀裂はJ-groove溶接部のHAZ近くに位置し、スリーブの内表面を起点としていた。亀裂の長さはそれぞれ0.43インチ及び0.28インチと推定された。ECT終了後、2つのスリーブ付近の加圧器ヘッド胴部材に対するUTが行われたが、胴部材に亀裂やその他の劣化は確認されなかった。2本のスリーブに対するECTの結果、その他2本のスリーブに対するUTの結果、以前に損傷したAlloy 600製ヒータスリーブに関する破損分析、及び、PWRにおける数多くのAlloy 600製ノズルの損傷に基づき、12本のヒータスリーブの損傷はAlloy 600材のPWSCCであると結論付けられた。また、RTDノズルの漏洩についても、材料特性や温度環境、加工処理などからPWSCCによるものと判断された。漏洩の見つかった加圧器ヒータスリーブとRTDノズルについては、ASME規格のプロセスに従って修理が行われた。修理については、少なくとも、2000年9月に開始される予定の燃料取替停止までの限定供用期間に対して品質が確認された。

(2) 加圧器ヒータスリーブのPWSCCによるRCS圧力バウンダリの漏洩

プラント名：Arkansas Nuclear One-2号機

事象発生日：2002年4月15日

LER No. : 50-368/2002-001-00

2002年4月15日、冷態停止中、加圧器下部ヘッドの保温材を取り付けたままの状態で見視検査を行ったところ、5本の加圧器ヒータスリーブ貫通部から漏洩が確認され、いずれの漏洩箇所においても少量のホウ酸が見つかった。その後、ヒータスリーブから保温材を取り外し再検査が行われたが、前回の検査で確認された5本だけから漏洩が確認された。4月30日、プラント加熱時に、構造健全性検査が行われ、その結果、別の加圧器ヒータスリーブ1本に残渣が見つかった。この残渣はドライな状態にあるホウ酸と考えられ、漏洩は止まっているものと結論付けられた。各スリーブ周辺の加圧器母材について検査が行われたが、ホウ酸による減耗は認められなかった。6本のヒータスリーブの漏洩は、2000年7月の中間停止時に見つかった12本のヒータスリーブの漏洩と類似していたことから、漏洩原因を特定するためのNDEやサンプル試験の実施は必要ないと判断された。漏洩の見つかった加圧器ヒータスリーブは、メカニカルノズルシールアセンブリ

(MNSA2)による修理が行われた。MNSA2は、Alloy 600製ノズルあるいはヒータスリーブを加圧器に接合する部分貫通J-groove溶接の機能を置き換えるためのものであり、ASME規格Section IIIのクラス1安全関連一次系圧力バウンダリとして設計された。MNSA2では、漏洩を防止するためのメカニカルシールを形成しノズルを固定することで、360度にわたる溶接部破損時における飛出しを防止する。

(3) 加圧器ヒータスリーブのPWSCCによるRCS圧力バウンダリの漏洩

プラント名：Arkansas Nuclear One-2号機 事象発生日：2005年3月9日
LER No.：50-368/2005-001-00

2005年3月9日、燃料取替停止中、加圧器下部ヘッドに保温材を取り付けたままの状態で見視検査を行ったところ、3本のヒータスリーブ周辺の保温材下方に漏洩の指示が認められた。3月12日、加圧器ヒータスリーブと加圧器下部ヘッドから保温材を取り外してベアメタル目視検査を行った結果、8本のヒータスリーブと1本の施栓貫通部にホウ酸漏洩の痕跡が認められた。3月15日、加圧器を満水にした状態で新たに1本のヒータスリーブからの漏洩が認められた（結局、9本の加圧器ヒータスリーブと1本の施栓貫通部で漏洩が確認された）。貫通部に対するNDEにより、軸方向亀裂の存在が確認された。各貫通部周辺の加圧器母材について検査が行われたが、ホウ酸による減耗は認められなかった。漏洩の見つかった9本の加圧器ヒータスリーブは、メカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA2)による修理が行われた。漏洩の認められた施栓貫通部は、Alloy 690スリーブとプラグに交換された。Alloy 600製スリーブは、加圧器下方で切断され、加圧器の壁厚中央部に機械加工された。Alloy 600製スリーブの残りの部分はそのまま残り、Alloy 690製スリーブを加圧器下部ヘッドに挿入して加圧器胴部の壁厚中央部で溶接された。また、Alloy 690製プラグが挿入され、新しい加圧器スリーブの下部に溶接された。なお、2006年秋の燃料取替停止時に加圧器を取り替えることとなっている。

(4) RCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Millstone-2号機 事象発生日：2002年2月19日
LER No.：50-336/2002-001-00

2002年2月19日、加圧器ヒータ貫通部及び計装ノズル貫通部について供用期間中目視検査が行われ、その結果、2つのヒータスリーブ貫通部において、貫通部外側にホウ酸残渣の堆積が認められ軽微な漏洩指示が確認された。PWSCCによって2本の加圧器ヒータスリーブに貫通亀裂が生じ、これにより、一次冷却材が加圧器下蓋とヒータスリーブの間にあるアニュラス部に漏洩したため、RCS圧力バウンダリの破損となった。漏洩の認められたヒータ貫通部は、メカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)クランプを用いて修理がなされた。MNSAは、メカニカルシールを用いた機械的装置であり、このシールによって加圧器ヒータスリーブを包むことで、PWSCCによりスリーブやJ-groove溶接部に亀裂が生じた場合に漏洩を防止する。また、MNSAは、ヒータスリーブの全周破損が起こった場合に加圧器から当該スリーブが飛び出すのを防止する役割も果たす。MNSAは、

既存の溶接部のシール機能と構造健全性にとって代わるものであり、従って、MNSAによる修理がなされたヒータスリーブについては、圧力バウンダリが内部のスリーブ溶接から加圧器外のMNSA圧縮シールに移動することとなる。

(5) RCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Millstone-2号機

事象発生日：2003年10月11日

LER No.：50-336/2003-004-00

2003年10月11日、加圧器ヒータ貫通部及び計装ノズル貫通部について供用期間中目視検査が行われ、その結果、2つのヒータスリーブ貫通部において貫通部外側にホウ酸残渣の堆積が認められ軽微な漏洩指示が確認された。前回の燃料取替停止時（2002年2月）に確認された2箇所と同様、2つの亀裂箇所からヒータエレメントを取り外してUTを行ったところ、軸方向亀裂であると特定された。漏洩の認められたヒータ貫通部は、メカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)クランプを用いて修理がなされた。

(6) 加圧器ヒータスリーブのPWSCCによるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Millstone-2号機

事象発生日：2005年4月10日

LER No.：50-336/2005-002-00

2005年4月10日、加圧器ヒータ貫通部、加圧器計装ノズル及びAlloy 82/182製配管突合せ溶接部に対する供用期間中目視検査が行われ、その結果、1本のヒータスリーブ貫通部外側に水と塗装堆積物が見つかり軽微な漏洩指示が確認された。漏洩が確認された箇所からヒータエレメントを取り外しECTを行った結果、J-groove溶接部の下端から長さ約1/2インチの軸方向貫通亀裂指示が確認された。漏洩の認められたヒータ貫通部は、メカニカルノズルシールアセンブリ (MNSA) クランプを用いて修理がなされた。なお、次の燃料取替停止時に加圧器を取り替えることとなった。

(7) Alloy 600製加圧器ヒータスリーブの劣化によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Palo Verde-2号機

事象発生日：2000年10月4日

LER No.：50-529/2000-004-00

2000年10月4日、ISIにおいて、加圧器ヒータスリーブ2MRCE-A06の周辺に少量のホウ酸残渣が観察された。ホウ酸は、スリーブの外側に堆積していた。10月17日、ECTが実施され、当該ヒータスリーブに軸方向の線形指示が確認された。劣化したヒータスリーブは、まず加圧器底部に近いところで切断され、その後、座ぐり加工を施して、スリーブをシールするためにパッドとプラグが溶接された。この修理により、ASME規格における圧力バウンダリ溶接部は加圧器胴部の内径部から外径部に移動したことになる。修理にはAlloy 690材が用いられた。当該停止時にもう1本の加圧ヒータスリーブについても修理が行われた。このヒータでは1991年にヒータエレメントの破損が生じておりスウェリングが起っていた。ECTにより、このスリーブにも軸方向亀裂指示が確認され、同様の方法によって修理がなされた。なお、当該発電所では、Alloy 600製加圧器計装ノ

ズル(原子炉1基あたり7本)を耐食性の高いAlloy 690製ノズルに取り替えており、また、2号機では、Alloy 600製ホットレグ圧力計装ノズルとサンプリングノズルをAlloy 690製ノズルに取り替えている。さらに、1～3号機におけるAlloy 600製計装ノズルを全て今後の停止時に変更する予定である。

(8) Alloy 600機器の劣化によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Palo Verde-3号機

事象発生日：2003年3月29日

LER No.：50-530/2003-002-00

2003年3月29日、RCSに対する巡回点検中に、ループ1ホットレグを貫通する計装ノズル周辺にホウ酸堆積物が観察された。ホウ酸は、計装ノズルの外周付近のホットレグ外側に堆積していた。また、バックアップ用加圧器ヒータスリーブA01にもホウ酸残留物が発見された。当該スリーブに対するECTにより、軸方向亀裂指示が確認された。劣化の認められたAlloy 600製ホットレグ計装ノズルは、より耐食性の高いAlloy 690製ノズルを用いて修理された。ヒータスリーブは、メカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)を用いて修理された。MNSAは、分割されたガスケット/フランジアセンブリから成る機械的装置であり、漏洩貫通部周辺に取り付けられる。ガスケットは、貫通部からのRCS漏洩を防ぐためにアセンブリ内で圧縮される炭素化合物でできている。当該アセンブリはドリル穴にボルトで取り付けられ、加圧器の外表面に固定される。もう1つのアセンブリがフランジにボルトで取り付けられ、スリーブを加圧器の容器壁に構造的に取り付ける役割を果たす。このアセンブリはAlloy 600製貫通部においてJ-groove溶接に代わって荷重に耐える機能を有している。

(9) Alloy 600機器の劣化によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Palo Verde-3号機

事象発生日：2004年2月29日

LER No.：50-530/2004-001-00

2004年2月29日、RCSに対する巡回点検中に、加圧器ヒータA03のヒータスリーブ貫通部周辺に検知できる程度のホウ酸堆積物が観察された。当該スリーブは、メカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)を用いて修理された。同年秋の燃料取替停止時には停止期間が20日間延長されることとなっており、この期間中に全てのAlloy 600製加圧器ヒータスリーブをAlloy 690機器に取り替える予定である。また、この際、MNSAは全て加圧器から取り外される。

(10) PWSCCによるRCS圧力バウンダリ漏洩とMNSAクランプの漏洩

プラント名：Waterford-3号機

事象発生日：2000年10月17日

LER No.：50-382/2000-011-00

2000年10月17日、燃料取替停止中、加圧器ヒータスリーブF-4付近のベアメタル目視検査を行っていたところ、少量のホウ酸が発見された。10月19日、RCSホットレグノズルのベアメタル検査を行ったところ、前回の燃料取替停止時に取り付けられた3つのメカニ

カルノズルシールアセンブリ(MNSA)クランプのうちの2つにホウ酸の残渣が発見された。この3つのMNSAクランプは、今回の燃料取替停止時に恒久的な修理が行われるまで一時的な処置として取り付けられたものである。全ての加圧器ヒータスリーブは、孔部における突起箇所(high spot)を取り除いたり、あるいは、口径を拓げるために、リーマー加工が施されていた。このプロセスでは、内表面に更なる応力をかけ、これらスリーブの孔について冷間加工を行っており、これによって、スリーブのPWSCC感受性がより高くなった。一方、1つのMNSAクランプの漏洩は、フランジが配管に対してフラットな状態で取り付けられていなかったため、圧縮過程におけるシール機器が拘束され、ボルトを締めることで掛かるべき十分な軸方向荷重が妨げられたことによると考えられている。もう1つのMNSAの漏洩は、クランプを設置する際に発生した軽微な漏洩であると考えられている。スリーブについては施栓修理が行われ、また、クランプは3つとも取り外され漏洩の認められたホットレグノズルについては恒久的な修理（溶接修理）が施された。

(11) PWSCCによるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Waterford-3号機

事象発生日：2003年10月24日

LER No.：50-382/2003-003-00

2003年10月24日、保温材を取り外し、ホットレグ配管No.2の小口径ノズルの検査を行っていたところ、計測機器RC-IPT-0106Bに接続される計装ノズルに漏洩の証拠が確認された。当該ノズルの貫通部周辺に局所的な湿りが観察された。10月26日、加圧器ヒータスリーブC-1及びC-3にも漏洩の証拠が確認された。ヒータスリーブC-3において貫通部の一部からホウ酸が噴出していた。当該領域における金属表面は湿っていたが滴りはなかった。さらに、ヒータスリーブC-1の貫通部に、環状の白い薄膜が観察された。C-1の金属表面は濡れていなかった。3箇所にて特定された漏洩の原因はPWSCCであり、これにより軸方向亀裂が生じRCS漏洩に至ったものと思われる。ノズルRC-IPT-0106Bは、恒久的な部分ノズル溶接修理法による修理がなされた。ヒータスリーブC-1とC-3は、一時的なメカカルノズルシールアセンブリ(MNSA2)を取り付けることによって修理された。

(12) 加圧器ヒータスリーブのPWSCCによるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Waterford-3号機

事象発生日：2005年4月19日

LER No.：50-382/2005-001-00

2005年4月19日、燃料取替のための原子炉停止後、RCSの目視検査が行われ、加圧器ヒータスリーブC-4とD-2のアニュラス部に少量のホウ酸が発見された。加圧器ヒータスリーブD-2は、目視検査においてノズルと炭素鋼製母材付近に白い斑点があったため、保守的に漏洩ノズルと見なされた。その後行われたNDEによって、ヒータスリーブC-4に2つの軸方向亀裂が確認されたが、ヒータスリーブD-2には識別可能な欠陥が存在していないことが明らかとなりRCS圧力バウンダリの漏洩から除外された。加圧器ヒータスリーブは、既存のAlloy 600製スリーブ/ノズルの下方部分を新しいAlloy 690製品と取り替えることで修理された。新しいAlloy 690製スリーブは、Alloy 52Mを用いて、加圧器の板厚中

中央部あるいは加圧器外側の溶接パッドのいずれかに溶接された。このハーフスリーブ(ハーフノズル)修理法によって、RCS圧力バウンダリは、加圧器の内表面におけるJ-groove溶接部から、加圧器の板厚中央部あるいは外表面へ移動した。

4.3.2. その他の加圧器ノズルの事例

加圧器水位計ノズル及び加圧器ヒータバンドルダイアフラムのPWSCC事例はそれぞれ1件ずつあるが、いずれもB&W社製プラントで発生したものである。

(1) 加圧器計装タップノズルの亀裂による制限値を上回るRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Crystal River-3号機

事象発生日：2003年10月4日

LER No.：50-302/2003-003-00

2003年10月4日、加圧器の上部水位計装タップノズルについて定例の目視検査を行ったところ、RC-1-LT1、RC-1-LT2及びRC-1-LT3に極く僅かなRCS漏洩を示す証拠が認められた。RC-1-LT1及びRC-1-LT3には付着物とホウ酸残渣が見つかったが、RC-1-LT2では加圧器炭素鋼胴部に付着物のみ認められた。他の加圧器ノズル(加圧器下部水位タップ、抵抗温度計さや管、水サンプルタップノズル及びベント管)には漏洩の痕跡はなかった。3つの水位計装タップノズルは、ハーフノズル修理法によって修理された。この手法はAlloy600製ノズルの半分をAlloy690製ノズルに置き換える方法であり、Alloy52/152を用いて溶接される。また、この手法を用いると圧力バウンダリが加圧器の内部溶接部から外部位置に移動することになる。

(2) Alloy 600製加圧器ヒータバンドルダイアフラム板の劣化によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：TMI-1号機

事象発生日：2003年11月4日

LER No.：50-289/2003-003-00

2003年11月4日、加圧器ヒータバンドル(PHB)に関する検査を行ったところ、下部PHBにホウ酸残渣が発見された。その後、保温材とPHBカバープレートを取り外して目視検査とPTが行われ、その結果、6つの亀裂指示が存在することが確認された。これら指示のうちの4つは貫通亀裂ではなく表面亀裂であったが、他の2つは貫通亀裂であり、PHBダイアフラム板を貫通する漏洩経路を示していた。PHBは、ダイアフラム板領域全体にわたってシール溶接を盛ることで修理された。しかし、後に、通常運転圧力及び温度での試験により漏洩が明らかとなったため、PHBのカバー板を含め下部PHBアセンブリを新しいヒータバンドルアセンブリと取り替えた。新しいダイアフラム板は、Type304のオーステナイト系ステンレス鋼で製造され、Alloy 52を用いて加圧器にシール溶接された。

4.4. その他の原子炉冷却材圧力バウンダリ機器のPWSCC事例

RPV上蓋貫通ノズル及び加圧器ノズル以外の圧力バウンダリ機器でPWSCCによる漏洩が起こった事例は13件あり、その内訳は以下の通りである。

- ・ RCS 配管ノズル : 9 件
- ・ SG ドレンノズル : 3 件
- ・ BMI ノズル : 1 件

4.4.1. 原子炉冷却系配管ノズルの事例

9 件の事例のうちの 7 件はホットレグ計装ノズルで起こったものであり、残りの 2 件はホットレグドレンノズルとホットレグセーフエンドで発生している。なお、このうちの 3 件では、加圧器ヒータスリーブにも PWSCC が起こっており、これら LER の概要は 4.3.1 節で既に示している。

(1) ホットレグ水位計装ノズル溶接部の亀裂

プラント名 : Arkansas Nuclear One-1号機

事象発生日 : 2000年2月15日

LER No. : 50-313/2000-003-00

2000年2月15日、冷態停止中、RCSホットレグ水位計装ノズルの隔離弁下方にホウ酸の堆積が見つかった。保温材を取り外したところ、ノズルの付け根から漏洩が生じていることが判明した。漏洩は僅かな滲出し程度であった。その後、残りの6本のホットレグ計装ノズルから保温材を取り外したところ、5本のノズルで少量のホウ酸の堆積や汚れが見つかった。さらに、NDEを行ったところ、漏洩は、ホットレグ外径に水位計タップノズルを取り付けている部分貫通溶接部の欠陥から生じていることが明らかとなり、また、軸方向と周方向の亀裂が認められた。もう1本のノズルでは、隅肉溶接を取り外した後に溶接部の内部亀裂が見つかった。これら7本のノズルは、1986年に、ホットレグ水位計装の設計変更の一環として取り付けられたものである。根本原因は、溶接後に応力除去を行っていない高拘束のノズル設計で被覆アーク溶接(SMAW)によるAlloy 182溶接材を使用したことであり、一次冷却水に晒されたことである。6本のノズルは、ASME規格 Section XIに従い、PWSCC耐性の高い材料を用いた設計改良による修理が行われた。残りもう1本のノズルは、Section XIの修理方法では炉心を取り出すことを求めていたため、NRCによる承認を受けた代替基準を用いて修理がなされた。当該ノズルについては、次の燃料取替停止時にSection XIの修理を行うこととなっている。

(2) 加圧器ヒータスリーブとRCSホットレグ抵抗温度計ノズルのPWSCCによる漏洩

プラント名 : Arkansas Nuclear One-2号機

事象発生日 : 2000年7月30日

LER No. : 50-368/2000-001-00

4.3.1節(1)参照

(3) Alloy 600製計装ノズルの劣化によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名 : Palo Verde-1号機

事象発生日 : 1999年10月2日

LER No. : 50-528/1999-006-00

1999年10月2日、RCSループ2配管の目視検査中、ホットレグノズルを貫通するノズル周

辺に少量のホウ酸残渣が観察された。ホウ酸は、計装ノズルの外周付近のホットレグ配管外側に堆積していた。ホウ酸の同位体分析によって、当該ホウ酸がRCS内部を起源とするものであることが確認された。劣化の認められたホットレグ計装ノズルについて修理が行われたが、この修理では、ホットレグ外径部で既存のノズルを切断し、新たにAlloy 690製ノズルを挿入してホットレグ外径部に溶接した。

(4) Alloy 600製計装ノズルの劣化によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Palo Verde-1号機

事象発生日：2001年3月31日

LER No.：50-528/2001-001-00

2001年3月31日、RCSループ2配管の目視検査中、ホットレグを貫通する計装ノズル付近に少量のホウ酸残渣が観察された。ホウ酸は、計装ノズルの外周付近のホットレグ配管外側に堆積していた。当該ノズルの漏洩量はRCSが冷却されるにつれ増加したが、初めは、白いホウ酸がノズル外表面と上蓋孔内表面の間のアニユラス部に形成され、RCSの冷却につれて滴ようになっていった。劣化の認められたホットレグ計装ノズルについて設計変更が行われたが、この変更では、ホットレグ外径部で既存のノズルを切断し、Alloy 690製のプラグを挿入してホットレグ配管外径部に溶接した。なお、当該発電所では、全てのAlloy 600製加圧器計装ノズル（1基あたり7本）を耐食性の高いAlloy 690製ノズルに取り替え、また、1号機及び2号機におけるAlloy 600製ホットレグ圧力計装ノズルとサンプリングノズルをAlloy 690と取り替えている。さらに、3基の原子炉における残り全てのAlloy 600製ホットレグ計装ノズルは、次回以降の停止時に変更する予定である。

(5) Alloy 600機器の劣化によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Palo Verde-3号機

事象発生日：2003年3月29日

LER No.：50-530/2003-002-00

4.3.1節(8)参照

(6) PWSCCによるRCS計装ノズルの漏洩

プラント名：St. Lucie-1号機

事象発生日：2001年4月14日

LER No.：50-335/2001-003-00

2001年4月14日、燃料取替停止において、3/4インチ口径のホットレグ計装ノズルRC-126において固定保温材を取外し可能なものに取り替えるために保守作業を行っていたところ、当該ノズルにRCS貫通漏洩が確認された。前回のクールダウン開始時及び冷態停止時に行われた検査では漏洩は確認されなかった。当該ノズルに対するECTを行ったところ、溶接部端内に細かなひびを伴った軸方向亀裂が2つ確認された。亀裂指示は、それぞれ長さ約0.83インチ及び0.41インチであり、ノズルをホットレグ配管内面に接合させているJ-groove溶接部に隣接する配管の内側端から拡がっていた。ASME規格Section XIのIWA-7000に従って、当該ノズルはハーフノズル設計のものと取り替えられた。

(7) PWSCCによるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Waterford-3号機
LER No.：50-382/2003-003-00

事象発生日：2003年10月24日

4.3.1節(11)参照

(8) UTによる修理の必要なAlloy 600製ノズルの特定

プラント名：Calvert Cliffs-2号機
LER No.：50-318/2005-001-00

事象発生日：2005年2月26日

2005年2月24日、冷態停止中、RCSのAlloy 600製配管貫通部に対するUTを行ったところ、2本のRCSノズルに亀裂指示が認められた。この検査により貫通漏洩は見つからなかった。2本のノズルとも、ASME規格Section XIのIWB-3600の下で許容できない亀裂を有していると判断された。修理を必要とするノズルは、ホットレグドレン配管No.21と、コールドレグ抽出配管No.22Aであった。これらは、Alloy 182/82を用いて突合せ溶接された炭素鋼製ノズルであり、当該ノズルにステンレス製セーフエンドがAlloy 182/82を用いて突合せ溶接されていた。ホットレグドレン配管No.21では、異種金属溶接部に周方向亀裂指示1つと軸方向亀裂指示2つが見つかり、何らかの処置が必要となった。2月26日、当該ノズルに対する工学的評価がなされ、周方向指示はASME規格Section XIに基づき許容されることが示されたが、軸方向亀裂指示は許容できないものであった。コールドレグ抽出配管No.22Aのノズルには、処置を必要とする1つの軸方向亀裂が確認された。2月27日、当該ノズルの評価が行われ、その結果、この亀裂指示については、ASME規格Section XIの要求に従って正確に大きさを特定することができず、2号機の供用復帰に先立って修理が必要であると判断された。ASME規格Section XIに適合させるために各ノズルに対してAlloy 52Mを用いた溶接オーバーレイ修理が行われた。

(9) RCS圧力バウンダリの劣化

プラント名：V.C.Summer
LER No.：50-395/2000-008-01

事象発生日：2000年10月12日

2000年10月7日、RCSループAのホットレグエアブーツの下半分付近にホウ酸の堆積物が確認された。10月12日、目視検査によって、ホットレグAとRPV上蓋貫通ノズル間の溶接部にホウ酸が確認された。堆積しているホウ酸の量は約100～200ポンド程度と推定された。ホットレグAの溶接部を洗浄しPTが行われ、その結果、当該溶接部に4インチの周方向亀裂指示が確認された。この指示は、ノズル接触面に対する突合せ部における蒸気カッティングあるいはホウ酸腐食によるものと判断された。11月8日、内径部のUT、ECT及び遠隔目視検査によって、亀裂は軸方向であり長さ3インチ未満で貫通していることが示された。亀裂のあった溶接部全体を含むスプールピースを取り外し、Alloy 52/152を用いた新しいステンレス鋼スプールピースを製作し溶接が施された。その後、取り出した配管部の洗浄と破壊検査を行ったところ、当該溶接部に、軸方向亀裂から分岐したか、あるいは、別の欠陥として生じた短い(約1インチ)周方向亀裂も見つかった。なお、建設時、低合金鋼製のRPV上蓋貫通ノズルは、製造元において、ニッケル基Alloy 182を

用いて突合せ溶接された。また、ステンレス鋼製配管は、ニッケル基材Alloy 82あるいは182を用いてノズル溶接部に溶接された。ホットレグAに対する現場溶接の際、溶接部には修理を必要とする亀裂指示が多数見つかった。内表面及び外表面の両方から溶接と研磨が行われたため、ホットレグAのノズルの溶接部は、double-V設計となった。使用前検査の際に、溶接部の検査が行われ（放射線透過試験、UT、PT及び目視）、また、1987年と1993年にはISIとしてUTが行われたが表面亀裂は見つからなかった。

4.4.2. 蒸気発生器ドレンノズルの事例

Westinghouse 社製の 2 基の PWR において、SG のドレンノズルに亀裂が認められている。これらのプラントで使用される SG には、下部チャンネルヘッドにボウルドレンが取り付けられている。ボウルドレンは、SG 胴部を通してクリアランスホールに入れて Alloy 600 スリーブを拡張することで製作され、このスリーブは、ボウル内面のステンレス鋼製内張りにシール溶接されている。スリーブの下端は Alloy 82/182 の突合せ層にシール溶接され、SG の外側胴部でボウルドレンノズルを形成するためにスリーブ下方にステンレス鋼製カップリングが溶接されている。このカップリングは Alloy 82/182 材を用いて突合せ層に溶接されている。以下に、3 件の該当事例についてその概要を示す。

(1) SG-2Bのボウルドレン配管で見つかった小亀裂によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Catawba-2号機

事象発生日：2001年9月19日

LER No. : 50-414/2001-002-00

2001年9月19日、SG-2B下部ヘッドのボウルドレンに関する巡回点検により、SG真下の1/2インチ口径配管にホウ酸残渣の堆積が見つかった。堆積していたホウ酸残渣は、外部胴表面下方の垂直配管の長さ約6インチにわたって続いており、体積は約1立方インチであった。発生源は、ボウルドレンノズル付近のノズルカップリングと外側チャンネルヘッド表面との間の部分貫通部であると思われた。胴とノズルとの溶接部において少量の湿分が見つかり、また、配管とノズルとの溶接部にもホウ酸残渣が見つかった。圧力バウンダリの漏洩経路は、容器とノズルを接合する溶接部であると疑われた。他の3本のボウルドレンについても目視検査とPTが行われたが、漏洩やホウ酸残渣は検知されなかった。当該ドレン配管の亀裂に対する修理が行われたが、この修理では、亀裂指示を除去し、PWSCC耐性の高い溶接材（Inconel 52/152）を用いて新たな接合部の溶接が行われた。その後、接合部にプラグを設け、これによりドレン機能を削除した。長期的な対策として、漏洩を防止するためのSGドレン配管改良に関する評価と、Alloy 600問題に対処するためのプログラムの策定などが行われることとなった。なお、当該プラントにおけるSGは、Westinghouse社のモデルD5であるが、1号機は別の設計のSGが使用されており同様のドレン配管を有していない。

(2) SG-2C及び2Dのボウルドレン配管で見つかった小亀裂によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名：Catawba-2号機

事象発生日：2004年9月16日

LER No. : 50-414/2004-001-00

2004年9月16日、燃料取替停止中、SG-2A、2C及び2Dの下部ヘッドボウルドレンに関する目視検査を行ったところ、SG-2Cと2DのボウルドレンにRCS圧力バウンダリ漏洩が見つかった。SG-2Aには圧力バウンダリの漏洩は認められなかった。また、SG-2A下部ヘッドのボウルドレンに対してPTが行われ、ASME規格の許容限界を満足するものであることが確認されたが、SG-2Dに対するPTは不合格であった。一方、SG-2C下部ヘッドのボウルドレンは、目視検査により圧力バウンダリの貫通漏洩が認められたためPTは行われなかった。圧力バウンダリの漏洩経路は、容器とノズルを接合する溶接部であると疑われた。SG-2A、2C及び2Dチャンネルヘッドのボウルドレン配管は撤去され、ドレン配管接続部の修理と施栓が行われた。この修理では、機械加工により亀裂指示を除去し、PWSCC耐性の高い溶接材（Alloy 52）を用いて新たなプラグの溶接が行われた。なお、SG-2Bのボウルドレンは、同様の漏洩が起こったため2001年に修理がなされている（LER 414/01-002）。以前のLERにおける対策は、Alloy 600問題に対処するためのプログラムの策定であり、このプログラムには、本事象を見つけた検査が含まれていた。

(3) SGヘッドボウルドレン配管の小亀裂によるRCS圧力バウンダリ漏洩

プラント名 : Wolf Creek

事象発生日 : 2005年4月15日

LER No. : 50-482/2005-002-00

2005年4月15日、燃料取替停止のベアメタル目視検査によって、SG-Dの下部ヘッドボウルドレン配管溶接部に漏洩を示すホウ酸の存在が発見された。4月20日、その後の目視検査によって、SG-C下部ヘッドボウルドレン配管の溶接部に漏洩を示すホウ酸堆積物が確認された。亀裂は、ステンレス鋼カップリングとAlloy 82/182オーバーレイ溶接材間のギャップに生じ、最終的には隅肉溶接の中間部分に現れていた。SG-AとBの下部ヘッドボウルドレン配管に対するPTが行われたが、亀裂指示は確認されなかった。亀裂の認められたSG-CとDについて修理が行われたが、この修理では、一次冷却水に晒されているボウルドレンを、Alloy 82/182溶接材の機械加工により除去したり、あるいは、PWSCC感受性の低い材料により隔離された。Alloy 82/182材を含むキャビティを機械加工により除去した後、それぞれのボウルドレン配管の端にAlloy 52材を用いてシール溶接が行われた。その後、カップリングノズルをタック溶接し、キャビティの残りの部分については、Alloy 52溶接材を用いて、設計深さまで埋められた。また、SG-AとBについても同様の方法により予防対策が講じられた。なお、当該プラントにおけるSGは、Westinghouse社のモデルFである。

4.4.3. 原子炉圧力容器下部ヘッド取付計装ノズルの事例

South Texas Project-1号機において、BMIノズルにホウ酸の堆積物が認められた。当該プラントには、58本のBMIノズルがあるが、これらは、ドリル加工したInconel 600製の棒材でありRPV下部ヘッドにInconel 82/182のJ-groove溶接によって接合されている。

以下に、当該事例についてその概要を示す。

(1) RPV下部ヘッド取付計装貫通部の亀裂指示

プラント名：South Texas Project-1号機

事象発生日：2003年4月12日

LER No.：50-498/2003-003-01

2003年4月12日、RPV下部ヘッドに関するベアメタル検査において、2つの潜在的な漏洩が認められた。漏洩は、BMI貫通部No.1と46周辺のノズル取付部に堆積した少量の白い残渣として確認されたが、減耗は見られなかった（図4.2参照）。



図4.2 BMIノズルNo.1、46におけるホウ酸析出状況

www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/pressure-boundary-integrity/bottom-head-issues/bottom-head-files/penetration-dep-view2.pdf及び[penetration-46-deposit.pdf](http://www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/pressure-boundary-integrity/bottom-head-issues/bottom-head-files/penetration-46-deposit.pdf)

BMI貫通部は、停止時ごとに検査されており、2002年11月20日に行った前回の検査で残渣は見つからなかった。これら2つの貫通部から、それぞれ約150 mg、3 mgの残渣が回収された。サンプルにはホウ素だけでなく高い濃度でリチウムも存在しており、これらの発生源は運転中の原子炉冷却材であることが示された。同サンプルについてセシウム同位体を調べた結果、3～5年の期間を経ていることが示された。これはアニュラス部を通過し漏洩するために時間がかかることから漏洩率が小さいことを示している。5月23日、58本全てのBMIノズルに対するUTと目視検査が行われ、ノズルNo.1と46には合計5つの亀裂が発見されたが、他の貫通部に亀裂は確認されなかった。ノズルNo.1には3つの亀裂があり、いずれも軸方向亀裂であった。そのうちの1つだけが漏洩経路となっており、J-groove溶接部上方のノズル外側あるいはノズルの内側の一方からアニュラス部へと漏洩していた。ノズルNo.46には2つの軸方向亀裂が存在し、そのうちの1つが漏洩経路となっており、J-groove溶接部上方のノズル外側からアニュラス部へと漏洩していた。また、貫通部No.1から採取されたポートサンプルには、大きな軸方向貫通亀裂の一部と、

スラグの混入による溶込み不足（ノズルと溶接部の間）があることが確認された。また、ポートサンプルでは、溶込み不足欠陥の周辺に、多くの細かい亀裂が存在していたことから、溶接金属における高温(脆性)亀裂の可能性はあるものの、この粒界亀裂は高温(脆性)亀裂の可能性がないノズルにも見られたため、溶込み不足による空洞に一次冷却水が溜まったことに起因したPWSCCであると結論付けられた。BMIノズルNo.1と46については、PWSCC耐性の高いAlloy 690製ハーフノズルとAlloy 52/152溶接材を用いたハーフノズル修理法による修理が行われた（図4.3）。

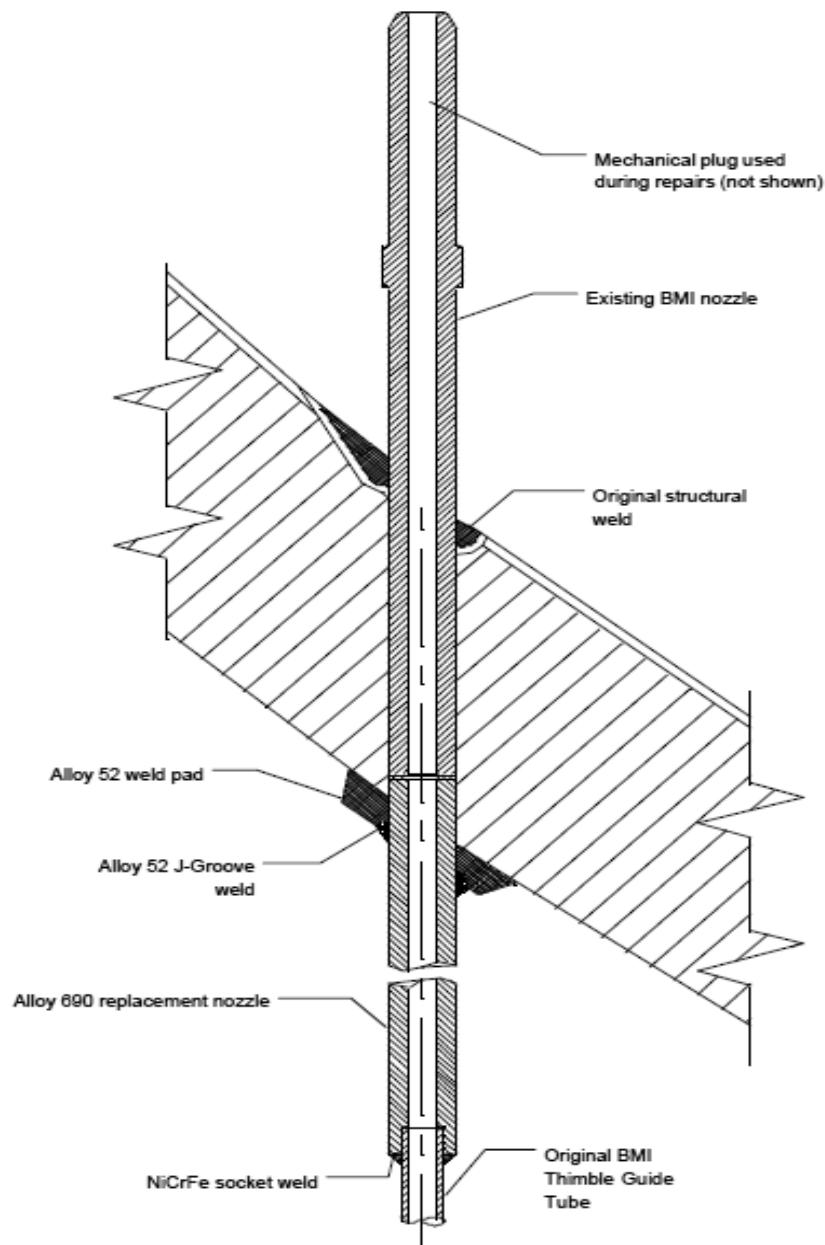


図4.3 ハーフノズル修理

www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/pressure-boundary-integrity/bottom-head-issues/bottom-head-files/july-17-nrc.pdf

5. おわりに

本報告書では、1999年から2005年にかけて、米国のPWRにおける原子炉冷却材圧力バウンダリのAlloy 600機器で見つかったPWSCC事例45件の内容を紹介した。これら45件の事例について特徴をまとめると、以下の通りである。

- (1) 45件のうち21件は、RPV上蓋貫通ノズルにPWSCCが発生したものであり、20件ではCRDMノズルに亀裂が確認されている。さらに、そのうちの5件では熱電対ノズルにも亀裂が認められている。CRDMノズルにPWSCCが見つかった事例のうち14件はB&W社製プラントにおける事例であるが、米国内における同社製プラント7基全てでCRDMノズルのPWSCCを経験したことになる。W社製及びCE社製プラントにおいてもCRDMノズルのPWSCCが見つかるが、その件数は、それぞれ、4件(3基)、2件(2基)であり、B&W社製プラントに比べて極めて少なく、CRDMノズルのPWSCCはB&W社製プラントにおいて発生し易い傾向があることを示している。
- (2) 加圧器ノズルについては14件のPWSCC事例があるが、このうちの12件は加圧器ヒータスリーブで見つかった事例で、全てCE社製プラントで起こっており、W社製プラントやB&W社製プラントでは経験していない。従って、加圧器ヒータスリーブにおけるPWSCCはCE社製プラントに特有のものと言える。なお、残りの2件は水位計ノズルとヒータバンドルダイアフラムにおけるPWSCCであるが、これらの箇所におけるPWSCCは、いずれもB&W社製プラントで発生している。
- (3) RPV上蓋貫通ノズルや加圧器ノズル以外の圧力バウンダリ機器でPWSCCが確認された事例は13件あるが、このうちの7件はホットレグ計装ノズル、3件はSGドレンノズルで見つかる。残りの3件は、ホットレグドレンノズル、ホットレグセーフエンド、RPV下部ヘッド取付計装ノズルのPWSCC事例である。ホットレグ計装ノズルのPWSCC事例7件のうち6件とホットレグドレンノズルの事例はCE社製プラントで発生したものであり、また、SGドレンノズル及びホットレグセーフエンドのPWSCCはW社製プラントで見つかったものである。B&W社製プラントにおける事例は、ホットレグ計装ノズルで確認された1件だけである。なお、SGドレンノズルのPWSCCは、W社製SGでボウルドレンを有するタイプ(W社モデルD5とF)に限定される。

以上のことから、CRDMノズルのPWSCCはB&W社製プラント、加圧器ヒータスリーブとホットレグ計装ノズルのPWSCCはCE社製プラントにおいて発生する傾向が高く、W社製プラントは、他の2社に比べてPWSCCの発生可能性は小さいと言える。しかし、W社製プラントにおいても、PWSCC事例は報告されており、例えば、我が国においては、大飯-3号機のCRDMノズルや敦賀-2号機の加圧器逃がし弁ノズルにおいて確認されており、また、1999年及び2000年には、それぞれ、スウェーデンのRinghals-3及び4号機に

においてホットレグノズル溶接部で PWSCC による軸方向亀裂が見つかっている。

また、PWSCC は、RPV 上蓋貫通ノズル、加圧器上部のヒータスリーブ、ホットレグノズルと比較的温度の高い一次冷却材環境に晒される機器に多く発生しており、PWSCC 高感受性の 1 つの要因が温度条件であることを物語っている。

参考文献

- (1) Nuclear Regulatory Commission, *Degradation of Reactor Coolant Pump Stud*, Information Notice 80-27, (1980).
- (2) Nuclear Regulatory Commission, *Boric Acid Corrosion of Carbon Steel Reactor Pressure Boundary Component in PWR Plants*, Generic Letter 88-05, (1988).
- (3) Nuclear Regulatory Commission, *Degradation of Control Rod Drive Mechanism Nozzle and other Vessel Closure Head Penetrations*, Generic Letter 97-01, (1997).
- (4) Nuclear Regulatory Commission, *Issuance of Order Establishing Interim Inspection Requirements for Reactor Pressure Vessel Heads at Pressurized Water Reactor*, EA-03-009, (2003).
- (5) 資源エネルギー庁, *高経年化に関する基本的な考え方*, (1996).
- (6) 経済産業省 原子力安全・保安院, *日本原子力発電(株) 敦賀発電所 2 号機における加圧器逃がしライン管台部等のひび割れの原因と対策に係る日本原子力発電(株)からの報告及び検討結果について*, (2003).
- (7) 経済産業省 原子力安全・保安院, *関西電力(株) 大飯発電所 3 号機の定期検査中に発見された制御棒駆動装置取付管台等からの漏えいについて*, (2004).
- (8) B. Grimm, *U.S. Plant Experience with Alloy 600 Cracking and Boric Acid Corrosion of Light-Water Reactor Pressure Vessel Materials*, NUREG-1823, (2005).
- (9) G. White, L. Mathews, C. King, *Summary of US PWR Reactor Vessel Head Nozzle Inspection Results*, Proc. of the Conference on Vessel Penetration Inspection, Crack Growth and Repair, NUREG/CP-0191, Vol. 1, (2005).
- (10) Nuclear Regulatory Commission, *Primary Water Stress Corrosion Cracking (PWSCC) of INCONEL 600*, Information Notice 90-10, (1990).
- (11) Nuclear Regulatory Commission, *Through-Wall Circumferential Cracking of Reactor Pressure Vessel Head Control Rod Drive Mechanism Penetration Nozzles at Oconee Nuclear Station, Unit 3*, Information Notice No. 2001-05, (2001).
- (12) Nuclear Regulatory Commission, *Circumferential Cracking of Reactor Pressure Vessel Head Penetration Nozzle*, Bulletin 2001-01, (2001).
- (13) 渡辺憲夫, *米国加圧水型原子力発電所における原子炉压力容器上蓋損傷事例の分析*, JAERI-Review, 日本原子力研究所, 2004-015, (2004).

- (14) Nuclear Regulatory Commission, *Reactor Pressure Vessel Head Degradation and Reactor Coolant Pressure Boundary Integrity*, Bulletin 2002-01, (2002).
- (15) Nuclear Regulatory Commission, *Reactor Pressure Vessel Head and Vessel Head Penetration Nozzle Inspection Programs*, Bulletin 2002-02, (2002).
- (16) Nuclear Regulatory Commission, *Leakage from Reactor Pressure Vessel Lower Head Penetrations and Reactor Coolant Pressure Boundary Integrity*, Bulletin 2003-02, (2003).
- (17) Nuclear Regulatory Commission, *Inspection of Alloy 82/182/600 Materials Used in the Fabrication of Pressurizer Penetrations and Steam Space Piping Connections at Pressurized Water Reactors*, Bulletin 2004-01, (2004).
- (18) Nuclear Regulatory Commission, *Leakage Found on Bottom Mounted Instrumentation Nozzles*, Information Notice No. 2003-11, (2003).
- (19) Nuclear Regulatory Commission, *Leakage Found on Bottom Mounted Instrumentation Nozzles*, Information Notice No. 2003-11, Supplement 1, (2004).
- (20) Nuclear Regulatory Commission, *Cracking in Pressurizer Safety and Relief Nozzles and in Surge Line Nozzle*, Information Notice No. 2004-11, (2004).
- (21) Nuclear Regulatory Commission, *Pressure Boundary Leakage Identified on Steam Generator Bowl Drain Welds*, Information Notice No. 2005-02, (2005).
- (22) Nuclear Regulatory Commission, *Issuance of First Revised NRC Order (EA-03-009) Establishing Interim Inspection Requirements for Reactor Pressure Vessel Heads at Pressurized Water Reactor*, EA-03-009, (2004).

付録A. 設置者事象報告(LER)

本付録では、設置者事象報告(LER)を基に、45件の各事例について内容、原因、対策等をまとめる。

(1) ホットレグ水位計装ノズル溶接部の亀裂

Arkansas Nuclear One-1 号機 (B&W)

2000年2月15日

LER : 50-313/2000-003-00

(事象に関する記述)

2000年2月15日、計画保守のための冷態停止中に原子炉建屋の検査を行っていたところ、原子炉冷却系(RCS)ループAのホットレグ水位計装ノズルの隔離弁下方にホウ酸堆積が見つかった。保温材を取り外したところ、ノズルの付け根から漏洩が生じていることが判明した。漏洩は僅かな滲出し程度であった。両方のホットレグにおける残りの6本のノズルから保温材が取り外され、そのうちの5本では少量のホウ酸の堆積や汚れが見つかった。その後非破壊検査(NDE)を行ったところ、漏洩は、ホットレグ外径に水位計タップノズルを取り付けている部分貫通溶接部の欠陥から生じていることが明らかとなり、また、軸方向と周方向の亀裂が見つかった。さらに、7本目のノズルでは、修理プロセスの一環として隅肉溶接を取り外した後に溶接部の内部亀裂が見つかった。

これら7本のノズルは、1986年に、ホットレグ水位計装の設計変更の一環として取り付けられたものであり、3つの水位監視接続部がループAに、また、残りの4つはループBに取り付けられている。7本の水位計タップノズルの各々は、3/4インチ口径のSchedule 160 Alloy 600製(SB-167焼鈍)である。また、水位計タップノズルは、Alloy 600製(SB-166焼鈍)スリーブから成るが、このスリーブは、炭素鋼製貫通部で拡張され、隅肉溶接材を用いずに自生溶接法(*autogenous weld*)によってホットレグ内径のステンレス鋼製内張りにシール溶接されている。各ノズルは、J-groove部分貫通溶接によりホットレグ配管の外側に接合されている。部分貫通と隅肉溶接には、Alloy 182製の被覆アーク溶接(SMAW)金属が使用された。この特殊なスリーブ、ノズル及び溶接の設計は、これら7箇所だけに適用された。同時期に、8本目のノズルが取り付けられたが、これには別の設計が適用されステンレス鋼が使用された。他のB&W社製プラントで、こうした設計変更や、同様の構成及び材料が用いられているものはない。

6本のノズルを取り替えるために、ASME規格Section XIに従って修理方法が策定された。1本のノズルについては、ホットレグエルボーの下側でミッドループ水位より下に位置していたため、この方法による取替ができなかった。ASME規格Section XIの修理には、炉心の取出しが必要であり再起動が著しく遅れることから、設置者は、NRCに対して、代替の修理方法の承認を要請した。この方法は、溶接パッドと隅肉溶接から成るものであり、許容応力に対するASME規格Section IIIの設計要求を満足するが、欠陥は残ったままとする。

(根本原因)

亀裂の見つかった溶接部からのサンプルに関する試験、及び、ノズル取外しの際の目視検査と NDE に基づき、PWSCC が 7 本のホットレグノズル溶接部の亀裂発生メカニズムであると結論付けられた。この結論は、以下の証拠に基づくものである。

- 1 本のノズルから周方向亀裂を含む溶接部（主に J-groove 位置と隅肉箇所）が取り出され、亀裂の発生メカニズムを特定するために、ポートサンプル試験が行われた。当該試験により、溶接部は PWSCC により損傷したものと結論付けられた。この破面の約 99% で PWSCC の特徴が認められた。破面の 1% にも満たない小さな部分には低サイクル疲労による縞模様が観察されたが、これが亀裂の主たる寄与因子ではないと考えられた。また、この試験により、二次亀裂が見つかったが、これらの亀裂は、しばしば PWSCC で認められるものであり、熱疲労や機械的な疲労による亀裂にはないものであった。
- 亀裂は、主に、溶接部付け根で RCS に接触する J-groove 溶接部の Alloy 182 溶接材に限定されていた。この溶接材は、他の原子力施設の現場取替ノズルにおいて一次冷却水が存在する環境での PWSCC によって損傷している。
- Alloy 182 溶接は応力除去が行われていないため、溶接による残留引張り応力が高く PWSCC の発生を助長するものと考えられている。Alloy 600 ノズルと Alloy 182 溶接材の亀裂は、溶接部の高い残留引張り応力によるものであった。
- 内表面と外表面に溶接部のあるノズル設計により、Alloy 600 スリーブ／ノズルと炭素鋼ホットレグ配管との間に高い残留応力が形成された。RCS の加熱及び冷却の際、この設計により stress lock-up や熱誘因応力が生じ溶接時の残留応力に付加される可能性がある。この状態は、Alloy 600 ノズル、Alloy 600 スリーブ及び Alloy 182 溶接材において PWSCC 感受性が高くなるのを助長する。
- 部分貫通溶接部において、亀裂（特に、軸方向亀裂）は、主に、J-groove 溶接部に限定され、また、周方向亀裂は、溶接部の残留応力による二次亀裂（軸方向亀裂からの枝分かれ）であると考えられた。二次亀裂は SCC の特徴である。
- この設計に対し、ノズルとスリーブとの間のクレビス状態は、溶接部亀裂に関連する環境影響を悪化させる傾向にあった。この種のクレビス状態は PWSCC を助長すると言われている。
- PWSCC は、発生後、溶接部の残留応力により進展した。PWSCC の進展は、RCS の加熱及び冷却時における Alloy 600 スリーブ、ノズル及び炭素鋼ホットレグ配管との間の熱膨張応力により助長された。また、熱膨張応力により、熱疲労亀裂も進展する可能性があるが、この種の有意な亀裂は検出されなかった。
- SMAW 溶接部で不連続性（例えば、不純物や溶込み不足）が見つかったが、こうした不連続性は応力が高く亀裂の発生箇所として知られている。これらの不連続部が溶接部の PWSCC 発生に最も寄与した。SMAW プロセス（例えば、Alloy 182 溶接材）は、ティグ溶接(GTAW)プロセスよりも多くの不連続部を形成する傾向にある。
- 隅肉溶接部における液体浸透試験(PT)による円形指示は、周方向亀裂に繋がっているよ

うに見え、周方向亀裂が表面に達した結果であると考えられる。また、これらの指示は、隅肉溶接部表面に達した周方向亀裂からの枝分かれ（即ち、径方向亀裂）による可能性もある。

- ・ ノズル溶接部では、溶接部先端に沿った亀裂指示が認められなかったため、振動による機械的疲労の痕跡はなかった。振動解析により、振動誘引の応力は小さくノズルの疲労限度(**endurance limit**)を十分下回ることが示された。同様に、研究所サンプルで見つかった極く小さな箇所を除き、熱疲労の痕跡はなかった。また、機械的疲労や熱疲労は、溶接部の外表面を起点とすると考えられており、こうした指示は認められなかった。全ての亀裂は、一次冷却水により湿った溶接部付け根でスリーブを起点としているように見えた。これらの観察結果に基づいて、高サイクル疲労及び低サイクル熱疲労は亀裂発生メカニズムから除外された。

亀裂の停止が起こったかもしれないが、これは、(1) 7本のうちの6本のノズルに同様の滲み漏洩があったこと、(2) これらのノズル全てに対してアクティブな亀裂発生メカニズムにより同時に漏洩した可能性が殆どないこと、(3) 全てのノズル溶接部における亀裂は外表面付近の同じところまで進展して停止したように見えること、によって裏付けられる。

J-groove 溶接部における応力状態は二軸であり（軸方向と周方向の亀裂により示される）、応力のレベルは高かった。ホットレグ配管におけるフープ応力と縦応力により、二軸応力が生じた。スリーブ及びノズル終端の溶接部付け根で形成されたクレビスは、応力を高くする要因として作用し、溶接部の応力を増大させた。二軸応力、溶接部の残留応力及び応力を高くする因子が合わさって作用し軸方向と径方向の亀裂が進展して高応力を緩和した。高拘束の **J-groove** 溶接部において一旦応力が緩和されると、隅肉溶接部と **J-groove** 溶接部の頂上に応力を高くする因子と拘束による影響がなくなり応力が低下した。幾つかのケースでは、表面に近い部分の応力が低下し、亀裂が表面に達する前に停止した可能性がある。

圧力バウンダリの貫通に至ったホットレグノズル溶接部亀裂の根本原因は、3つの因子の組合せによる。3つの因子が全て一緒に作用することでこの状況が生じる。3つの因子の1つを除去すれば **PWSCC** を防止できたかもしれない。

- ・ 高い応力はノズル設計に関連しノズルの **PWSCC** 感受性を高めた。これらの応力は、内表面と外表面の両方に溶接が施されていることによるが、これにより、**RCS** の加熱や冷却の際、ノズルに熱応力や **stress lock-up** が生じた。この設計において、**Alloy 600** ノズルとスリーブは、炭素鋼ホットレグ配管よりも速く加熱され、冷却時にはその逆となった。この状態により、内表面もしくは外表面のいずれかに溶接部を有するノズル設計よりも、引張り応力は高くなった。この設計に関連する **lock-up stress** は、作用圧力 (**applied pressure stress**)、溶接残留応力及び加熱・冷却時の通常の熱応力に付加される。拡管により圧縮応力が内表面にかかり、また、スリーブとホットレグ肉厚との間の温度勾配の差によりスリーブに軸方向の圧縮応力がかかるが、これらはいずれも **PWSCC** を助長しないため、スリーブの内表面に亀裂が生じなかったのであろう。従って、溶接部

とスリーブ溶接部インタフェースはスリーブ自体より PWSCC 感受性が高くなるであろう。lock-up stress は軸方向であると信じられており、従って、溶接部には曲げ応力がかかる。この応力成分により PWSCC の周方向亀裂が生じた可能性がある。ホットレグノズル設計の引張り応力が高いことにより、ノズル溶接部の PWSCC 感受性が高くなった。

- Alloy 182 溶接材は、溶接部の応力が高い場合、一次冷却水と接すると PWSCC により損傷することがある。Alloy 182 の PWSCC 感受性は、1986 年にホットレグノズルが取り付けられた時には十分に確立しておらず、現在の産業界の便益を考慮せずにこの材料を使用するという意思決定がなされた。Alloy 182 は、当該プラント建設時において、RCS の Alloy 600 ノズルの溶接に広く利用された。また、この溶接材は他のノズルでは一次冷却水に接する。しかし、これら建設時の溶接部は全て、応力緩和がなされたり、内表面だけに溶接が施され、これにより加熱・冷却時の抑制されない膨張を許容している。現設計の溶接部には、stress lock-up 状態はないため、PWSCC 感受性は低い。
- ホットレグノズル溶接部は応力の除去が行われていなかったため、高い残留引張り応力が存在していた。高応力条件下で腐食環境が存在すると、これらの残留応力は Alloy 600 や Alloy 182 における PWSCC の発生と進展を助長する可能性がある。ANO-1 号機における Alloy 600 ノズル溶接部だけが応力の除去を行っておらず、建設後に設置されたか、あるいは、修理されたノズルである。これらは、7 本のホットレグノズルと 1990 年に修理が行われた加圧器ノズルである。ホットレグノズルにはかなり高い残留応力があつたため、PWSCC により鋭敏であった。ホットレグノズルの設置後に応力除去が行われていれば、14 年の供用後に損傷することはなかったかもしれない。しかし、この利用において応力除去が行われたという先行例はなく、また、ニッケル基合金ノズルの応力除去は ASME 規格で要求されておらず、設置の際に検討もされなかった。ASME 規格では、Alloy 600 ノズルを炭素鋼配管に接合する部分貫通溶接部に対して、溶接後の応力除去を求めているが、ノズルや溶接材の PWSCC 感受性を軽減するのにこうした熱処理が有益であることは現在広く認識されている。

要約すると、ホットレグノズル溶接部の PWSCC の根本原因は、溶接後に応力除去を行っていない高拘束のノズル設計で SMAW による Alloy 182 溶接材を使用したことであり、一次冷却水に晒されたことである。

寄与因子としては 2 つあり、1 つは、当該ノズル設計において、スリーブ、ノズル及び J-groove 溶接部付け根の間にクレビスがあつたことである。このクレビスは、溶接部付け根における応力を増大させることにより応力を高くする因子として作用し、ホットレグノズル溶接部の PWSCC の寄与因子であった。さらに、このクレビスは、一次系冷却材による環境を悪化させた。一次系の水化学の変化がクレビス内で遅れたため、電気化学ポテンシャルの差が生じた。クレビスには、RCS 内を循環する少量の不純物が蓄積した可能性がある。クレビスにおける不純物や電気化学ポテンシャルの変化がノズル溶接部の PWSCC

に寄与した可能性がある。2つ目の寄与因子は、溶接部の不連続性（酸素含有や溶込み不足）であり、この不連続性は溶接部付け根かその付近に存在していた。NDEによる表面検査に対するASME規格の要求は満足していたものの、修理の際の研磨除去により内部の溶接不連続性が見つかった。これらの不連続性は、規格で要求される体積検査により見つかった場合、一般に、許容できるものとはみなされない。これらの不連続性により、溶接部に応力が付加されPWSCCに寄与した。

（対策）

7本の水位計タップノズル及び溶接部のうちの6本は、PWSCC耐性が高いとされる材料（Alloy 690）を用いた改良設計のものと取り替えられた。また、7本目のノズル溶接部については、代替のASME規格修理法による修理が行われた。この修理では、溶接パッドを形成し隅肉溶接が施された。当該修理は許容応力に対するASME規格Section III設計要求を満足するが、欠陥は残したままである。この残された欠陥に対してはSection XIのIWB-3600に従って欠陥評価が行われた。なお、次回の燃料取替停止時（2001年3月16日から開始予定）において、ASME規格修理が行われる予定である。

接近可能な小口径RCSノズルの大部分について目視検査が行われたが、新たな漏洩指示はなかった。

（2）制御棒駆動機構ノズル上蓋貫通部の亀裂による原子炉冷却材圧力バウンダリ漏洩

Arkansas Nuclear One-1号機（B&W）

2000年3月24日

LER : 50-313/2001-002-00

（事象に関する記述）

2001年3月18日、燃料取替停止中、Generic Letter (GL) 88-05に従い、ホウ酸の痕跡を調べるために、原子炉冷却系(RCS)に対する定例の目視検査が行われた。この検査により、1本のCRDMノズルにおいて、以前の検査時に比べ、ホウ酸結晶の総量が増加していることが確認された。以前の検査では、ホウ素の堆積が制御棒駆動機構(CRDM)フランジの接合部からの漏洩によるものであると結論付けられたが、今回の検査では漏洩源は特定されなかった。また、他のCRDMノズルからは、ホウ酸漏洩指示は確認されなかった。

原子炉圧力容器(RPV)上蓋を保管用スタンドに移した後、追加検査が行われた。3月23日、J-groove溶接部表面、J-groove溶接部下方のCRDMノズル外表面及びCRDMノズル内表面の下部8インチに対する液体浸透試験(PT)が実施された。J-groove溶接部には、線形亀裂指示は認められなかったが、J-groove溶接部下方のCRDMノズル外表面のダウンヒル側に線形の周方向亀裂指示が確認された。この線形周方向亀裂指示は無視できる程度のものであった。ノズルの内表面に亀裂指示は確認されなかった。

3月24日、二度目のPTが行われた。J-groove溶接部内に、4つの円形指示と、1つの削り取られた可能性のある窪みが確認された。すべての指示は除去され、漏洩の発生メカニズムに関係の無い指示と判断された。ノズル外表面ダウンヒル側のJ-groove溶接部下方に、長さ約0.7インチの周方向亀裂が確認された。亀裂は“Y”字型に2つに枝分かれしており、

枝分かれしたそれぞれの亀裂は、ほぼ軸方向に沿って **J-groove** 溶接部の先端へ広がっていたが、溶接金属内部に進展しているようには見えなかった。PT により、ノズル内表面に指示は確認されなかった。さらに、超音波探傷試験(UT)による軸方向及び周方向の検査を行ったところ、PT で線形指示が確認された箇所に亀裂が確認された。また、この検査により、亀裂の内部形状が溶接部下方において周方向に拡がり、軸方向では溶接とノズルの接合部を通して溶接部上方 1.3 インチまで達していることが示された。亀裂の深さは、ノズル壁内へ最大 0.2 インチに及んでいると推定された(ノズルの肉厚は約 1.24 インチである)。さらに、ノズル内表面に対する渦電流探傷試験(ECT)の結果、ノズル孔のアップヒル側付近に、2 つの浅いひび割れと、かすり傷程度の指示が 1 つ確認されたが、ノズル内表面を起点とする重要な指示は認められなかった。UT や PT で検出できないが ECT でひび割れの指示確認されたため、これらは、浅い亀裂であることが確認された。

(根本原因)

CRDM ノズルの亀裂は PWSCC によるものである。溶接部下方のノズル外表面における応力は、疲労亀裂を発生させるには小さすぎるとされており、また、プラントの水質管理によって硫黄などの汚染物質による応力腐食割れを防止している。

根本原因分析により、潜在的な漏洩の寄与因子が特定された。RPV 上蓋の製造過程において、CRDM ノズルの外表面は、ノズルと上蓋貫通部の間に締まりばめ(interference fit)を確保するために研磨される。この研磨により、残留応力が大きくなり、結果的に、PWSCC 感受性が高まった。

(対策)

3 月 26 日、CRDM ノズルの軸方向亀裂を取り除くための切削作業が開始された。この作業中に PT が行われ、さらに、修理した窪みに関する最終的な PT により溶接部から欠陥が除去されたことが確認された。3 月 28 日、ASME 規格 Section XI に従って、内部欠陥の修理が行われ(内部欠陥修理法: Embedded Flaw Repair Technique、予め存在する欠陥を覆って密封する溶接オーバーレイ)、Section III の要求通りに溶接が施された。この修理は NB-5000 に従って検査された。溶接部修理が終了した後、当該ノズルに関して UT と ECT が行われた。外表面を起点とする内部軸方向欠陥は、UT により、ノズル溶接部上部で深さ 2 インチ、長さ 1.3 インチと評価された。極限荷重解析により、プラントの設計寿命に対する疲労亀裂の成長は、ASME 規格 Section XI の許容基準を十分満足することが示された。

今後の目視検査の基準を示すために、除染作業後に RPV 上蓋のビデオ検査が行われた。しかし、ホウ酸蓄積に対する定例の目視検査以外に、CRDM ノズルの追加検査は行われなかった。この判断の根拠は、有意な初期亀裂を仮定しても運転サイクル間に構造上の裕度を担保するに十分な安全余裕があることを破壊力学及び亀裂進展予測により示したことなどによる。保守的な安全評価によれば、CRDM ノズルの構造健全性が脅かされる前に漏洩を検知するのに十分な機会(3 回の燃料取替停止)が存在する。

(3) 制御棒駆動機構ノズル上蓋貫通溶接部の亀裂による原子炉冷却材圧力バウンダリ漏洩

Arkansas Nuclear One-1 号機 (B&W)

2002 年 10 月 7 日

LER : 50-313/2002-003-00

(事象に関する記述)

2002 年 10 月 7 日燃料取替停止のために原子炉を停止した後、ホウ酸の痕跡を調べるために、Generic Letter 88-05、Bulletin 2001-01 及び Bulletin 2002-01 に従って原子炉冷却系(RCS)に対する定例の目視検査を行ったところ、制御棒駆動機構(CRDM)ノズル No.56 のダウンヒル側にホウ酸残渣が見つかった。この残渣は、アニュラス部の約 180 度に及ぶ領域に拡がっており、原子炉压力容器(RPV)上蓋にノズルを接合する J-groove 溶接部にも小さなホウ酸結晶塊が確認された。目視検査は、上蓋を取り付けたままの状態、遠隔ビデオ装置を用いて行われた。このノズルは、PWSCC に起因した圧力バウンダリ漏洩により、前回の燃料取替停止時に修理がなされていた。

10 月 10 日から 10 月 27 日にかけて、全ての CRDM ノズルに対する超音波探傷試験(UT)と、3 本のノズルに対する液体浸透試験(PT)が行われた。CRDM ノズル No.56 における UT 及び PT の指示は、前回、溶接修理した箇所の外側に確認された。その他 6 本のノズル (No.3、6、15、17、33、54) に、修理を必要とする指示が確認された。また、ノズル No.68 では、ノズル自身に指示は確認されなかったものの、ノズルの溶接部に多孔性欠陥と思われる指示が確認された。これら 7 本のノズルが漏洩経路であったという証拠はなかった。

(根本原因)

前回の燃料取替停止時におけるノズル No.56 の修理には、ASME 規格 Section XI で認められている内部欠陥修理法 (B&W 社製プラントに固有の方法) が用いられた。修理後の検査により、亀裂は設計通り隔離され、溶接部に記録対象となるような PT 指示のないことが確認された。また、破壊力学評価によって、J-groove 溶接部上方のノズル外表面に残っている軸方向亀裂は、疲労によって進展しないことが示された。従って、当該修理は ASME 規格の要求を満足するものであった。この修理において、欠陥は、J-groove 溶接部の突合せ溶接材に至る部分まで削り取られた。切削部分 (キャビティ) を埋めるために Alloy 152 が用いられ、被覆アーク溶接(SMAW)プロセスによって溶着された。溶接修理がなされた箇所は、ノズル外表面の Alloy 182 による J-groove 溶接部にあり、円周方向 90 度に満たない弧を描いた形状であった。弧の径方向端は、ほぼ J-groove 溶接部の突合せ溶接箇所にまで及んでいた。溶接金属が溶着された溶接部キャビティの両端は、角がないように切削加工された。溶接修理は貫通溶接欠陥を覆うように行われたが、Alloy 182 製 J-groove 溶接部の湿った表面全体をカバーするには至らなかった。J-groove 溶接部の 3/4 以上は、修理後も一次冷却水に晒されたままであったと推定される。ノズル No.56 の修理要求では、J-groove 溶接金属の改善措置を規定していなかった。この方法では、一次冷却水から PWSCC 感受性の高い溶接材を隔離することになるため、PWSCC が生ずる可能性を小さくするか、排除することになる。しかし、ANO-1 号機における前回の燃料取替停止直前に、産業界の溶接者リソースは他の設置者における修理に当てられ、また、その期間、溶接オ

オーバーレイを適用するための自動溶接プロセスが利用できなかった。このような理由により、溶接オーバーレイは実施されなかった。また、ノズル内表面での応力緩和に、ウォータジェットによるコンディショニングが検討された。ウォータジェットによるコンディショニング方法では、ノズル内表面における引張り応力を除去し圧縮応力を導入することができるが、ノズル No.56 に認められた欠陥はノズル外表面と J-groove 溶接部のみに関連するものであったため、ウォータジェット法を用いることによる明確な便益はなかった。ノズル No.56 における漏洩の根本原因は、RCS から PWSCC 感受性の高い材料を全て隔離しなかったという前回の修理方法の設計に起因する。

非破壊検査の結果によれば、ANO-1 号機の CRDM ノズル 6 本に認められた亀裂は、類似設計の他プラントで見つかった PWSCC と整合している。これらのプラントにおける PWSCC 起因の CRDM ノズルの亀裂に関するデータベースは、ANO-1 号機における CRDM ノズル No.3、6、15、17、33 及び 54 の亀裂、及び、前回の修理箇所付近に再発した CRDM ノズル No.56 の亀裂に関して、その原因を PWSCC と結論付けるのに十分である。ノズル No.56 の亀裂は、前回の修理の際に発生した残留応力による影響を受けたものである。

(対策)

CRDM ノズル No.56 は、RPV 上蓋表面下方まで及ぶノズル部を取り出すという方法を用いて修理された。当該ノズルに対し、まず、RPV 上蓋母材への拡管処理がなされた。次に、ノズルの下部を J-groove 部分貫通溶接部の上のところまで取り出し、上蓋の肉厚中間部で上蓋母材の内側の孔と短くしたノズルとの間に新たな圧力バウンダリ溶接が施された。この修理により、従来の J-groove 溶接部は新たな圧力バウンダリ溶接の一部ではなくなった。この溶接には PWSCC 耐性の高い Alloy 52 溶接金属が使用された。新たな圧力バウンダリ溶接部上方の拡管部で亀裂が発生しないよう、ウォータジェットによるコンディショニング法が用いられ、これにより、前回の修理部における亀裂の再発を防止することとなった。ノズル No.3、6、15、17 及び 33 についても同様の方法で修理が行われた。

ノズル No.68 の溶接部から多孔性溶接欠陥を除去するための試みがなされたがうまくいかなかった。CRDM ノズル No.54 と 68 は、Alloy 52 溶接金属を用いた内部欠陥溶接オーバーレイ修理法による修理がなされた。これらの修理については、溶接オーバーレイにより従来の溶接部全体とノズル材料を確実に覆う予防措置が講じられ、これにより当該箇所での亀裂の再発の可能性をなくすこととなった。

ANO では、PWSCC 耐性の高いノズル材と溶接で製造された新しい RPV 上蓋を購入しており、今後の停止時に設置されることになっている。

(4) 制御棒駆動機構ノズルの PWSCC による主要な安全障壁の劣化とそれに伴う技術仕様で禁止された運転

Arkansas Nuclear One-1 号機 (B&W)

2004 年 4 月 30 日

LER : 50-313/2004-002-00

(事象に関する記述)

2004年4月30日、燃料取替停止中、NRCの命令EA-03-009と2004年4月29日付文書でNRCにより認められた緩和事項に従って原子炉圧力容器(RPV)上蓋と関連する貫通ノズルについて検査が行われた。制御棒駆動機構(CRDM)ノズルNo.61に対して行われた超音波探傷試験(UT)により、ノズル下部の外表面に2つの軸方向亀裂指示が確認された。1つは隅肉溶接部の端部にあり、隅肉溶接キャップ下へと広がっていた。もう1つの指示は、溶接部全長に及んでおり、隅肉溶接キャップの端部より先まで達していた。UTにおいて漏洩経路の形跡は確認されず、また、ベアメタルに関する目視検査でも見つからなかった。アニュラス部周辺の炭素鋼には、劣化の兆候や金属の減耗は認められなかった。

(根本原因)

2つの亀裂はPWSCCによって生じたものであった。CRDMノズルはAlloy 600製であり、この材料はPWSCC感受性が高いとされている。RPV上蓋のノズル貫通部に関するこれまでの検査により、これらAlloy 600製機器がPWSCCによる経年劣化に鋭敏であることが示されている。この破損メカニズムは、運転時間だけでなく、温度や応力、材料の条件に依存している。さらに、RPV上蓋の製造過程において、当該CRDMノズルの外表面はノズルと貫通部との間の締め(interference fit)を形成するために研磨された。製造時の研磨による残留応力はPWSCCに対する寄与因子である。

(対策)

内表面テンパービード(IDTB)ハーフノズル溶接修理方法を用いてCRDMノズルNo.61の修理が行われた。この修理は、ASME規格Section XIと、2004年5月6日の電話でのNRC承認の緩和措置に従って行われた。IDTB溶接修理方法は、設計規格の応力及び疲労に関する要求を満足している。PT及びUTにより最終的な溶接検査が行われた。また、RPV上蓋は、2005年10月の燃料取替時に交換されることとなっているため、1運転サイクルに対してIDTB溶接修理に関する寿命予測が評価された。

(5) 加圧器ヒータスリーブと原子炉冷却系ホットレグ抵抗温度計ノズルのPWSCCによる漏洩

Arkansas Nuclear One-2号機 (CE)

2000年7月30日

LER : 50-368/2000-001-00

(事象に関する記述)

2000年7月30日、蒸気発生器伝熱管検査のための冷態停止中、原子炉圧力容器(RPV)下方の床下にホウ酸結晶が見つかった。その後の検査により、2本の加圧器ヒータの電気ケーブルにホウ酸堆積物が確認された。保温材を取り外して、全てのヒータスリーブを検査したところ、さらに10本のヒータスリーブから過去に漏洩していたと見られる指示が確認された。加圧器の圧力計ノズル、水位計ノズル及び温度計保護管について検査が行われたが漏洩の指示は認められなかった。Alloy 600製原子炉冷却系(RCS)ホットレグ配管から保温材を取り外したところ、1本の抵抗温度計(RTD)ノズルで過去に漏洩していた痕跡が確認された(原子炉の停止から加熱を開始した後、漏洩が確認されたRTDノズル付近のAlloy

600 製ホットレグサンプルノズル 1 本について、保温材を取り外しての検査を行っていないことが明らかとなったが、当該箇所でも漏洩が起っていたのであれば、この区画における検査や修理活動により相当量のホウ素が検出されていたはずであると結論付けられた。

RCS コールドレグノズルについて目視検査が行われたが、漏洩は認められなかった（保温材が検査の障害とはならなかったため取り外さずそのままの状態で行われた）。

ヒータを取り外した後、3 つのヒータスリーブに対する渦電流探傷試験(ECT)が行われたが、これらのスリーブに ECT の障害となるような堆積物が存在したため全長にわたる検査はできなかった。また、スリーブ内でプローブを動かし始めるために、スリーブ下端の 1 インチは検査されなかった。さらに、溶接部があるスリーブ頂部は、デブリがプローブの障害となったために検査できなかった。2 つのスリーブについては、スリーブ頂部の約 1 インチが検査されず、また、残りの 1 本に関しては、それ以上の長さ部分について検査ができなかった。2 つのスリーブに関する ECT の結果から、いずれのスリーブにおいても加圧器内張りにスリーブを接合する J-groove 溶接部下方に単一の軸方向貫通亀裂が確認された。これらの亀裂は J-groove 溶接部の熱影響部(HAZ)近くに位置していたが、正確な距離は確認することができなかった。また、これらの亀裂はスリーブの内表面を起点としていた。亀裂の長さはそれぞれ 0.43 インチ、0.28 インチと推定された。非破壊試験(NDE)により、3 本目のスリーブの溶接部近くにおける測定結果を得ることができなかった。

ECT 終了後、2 つのスリーブ付近の加圧器ヘッド胴部材に対する超音波探傷試験(UT)が行われた。スリーブの漏洩指示が大きく、母材の劣化あるいは亀裂が生ずる可能性がある境界領域と考えられたため、この領域が UT の対象として選定された。UT の結果、いずれの領域においても胴部母材に亀裂やその他の劣化は確認されなかった。

以前に漏洩指示が認められた RTD ノズルに隣接する RCS ホットレグ配管に対しても UT を行ったが、亀裂や他の劣化は確認されなかった。

(根本原因)

根本原因分析では、いくつかの損傷メカニズムが検討されたが、汚染物による粒界応力腐食割れ(IGSCC)や、ノズルのデンティング、熱疲労などは本事象の損傷メカニズムから除外された。この分析により、PWSCC が 12 本のヒータスリーブの損傷を引き起こしたメカニズムであると結論付けられた。この結論は 2 本のスリーブに対する ECT の結果、その他 2 本のスリーブに対する UT の結果、以前に損傷した Alloy 600 製ヒータスリーブに関する破損分析、及び、PWR における数多くの Alloy 600 製ノズルの損傷に基づくものである。以下の根拠もこの結論を裏付けるものである。

- ECT の結果は、2 つのスリーブの J-groove 溶接部付近に単一の軸方向亀裂が存在していることを示している。この結果は、1987 年に ANO-2 号機の加圧器から取り出された材料と同じもので製造されているスリーブで見つかった亀裂に対する検査結果と一致している。当該スリーブに対する破損分析では亀裂が粒界である (2 つの独立した亀裂) と結論付けられた。また、ミクロ構造、加工処理、高降伏強度及び環境条件が PWSCC

を引き起こすのに理想的なものであると示されている。

- ANO-2 号機における加圧器ヒータスリーブの軸方向亀裂は、他プラントで見つかった Alloy 600 製ノズルの PWSCC 亀裂と一致している。
- ECT の結果から、これらの亀裂は、残留応力の大きな J-groove 溶接部付近を起点としていることがわかった。この結論は、産業界全体にわたって、ホットレグや加圧器における小口径ノズルで発生している PWSCC のデータベースと整合している。小口径ノズルにおいて発生した亀裂の殆どは軸方向である。PWSCC による亀裂は、粒界であり、部分貫通溶接部の HAZ 内部またはその近くに発生している。亀裂は、ノズル内表面を起点とし、まれに、周方向の微小亀裂が観察される。一般に、管状製品は、炭素を再溶解するには不十分な低い温度で焼鈍が行われ、こうした材料では、小さな粒形と比較的大きな降伏強度を示す。その結果、ミクロな構造には、通常、粒内炭化物が含まれており、PWSCC に鋭敏な材料となる。
- ANO-2 号機において、漏洩していた 12 本のヒータスリーブからヒータを取り外した際、ヒータ要素の膨張や膨れの兆候は無かった。全てのスリーブの製造に用いられた材料は、PWSCC に鋭敏である。他の小口径ノズルにおける損傷の性質や、ECT によって検出された亀裂が溶接部の近くに見ついていることを考えると、溶接時の残留応力は PWSCC の発生に十分であると結論付けられた。
- ANO-2 号機ヒータスリーブに用いられたリーマー加工(reaming process)により、スリーブの PWSCC 感受性が著しく増加した可能性がある。ANO-2 号機を含む殆どの CE 社製加圧器は、溶接による収縮と歪に起因した局所的な高応力箇所を取り除くためにリーマー加工がなされている。これらのプラントにおけるヒータスリーブは、周方向の PWSCC を助長しない状況にあるが、その一方で、高い降伏強度と好ましくないミクロ構造を有している場合、これらのスリーブは軸方向 PWSCC に鋭敏となる。
- 特に、材料条件（リーマー加工、粗悪なミクロ構造及び高い降伏強度）が存在する場合、加圧器の通常時運転温度(約 653° F)により、Alloy 600 製ヒータスリーブの PWSCC 感受性が大幅に高くなる。これらの材料条件は、損傷した 12 本のヒータスリーブだけでなく、同種材料で製造された残りのヒータスリーブにも存在していた。
- 加圧器内張り材にヒータスリーブを溶接するために用いられた金属は Alloy 82 であった。この溶接金属は、クロムの含有量が高いため、原子炉環境下において PWSCC による亀裂は生じていない。

また、以下の理由により、PWSCC が RTD ノズルの損傷メカニズムでもあると結論付けられた。

- RTD ノズルに用いられている材料の降伏強度、硬さ及び炭素含有量といった条件は全て、この材料が PWSCC に鋭敏であることを示唆している。
- 加圧器ヒータスリーブの温度は RTD ノズルの温度よりも著しく高いが、ホットレグの温度は PWSCC が発生するに十分高い温度である。

- ・ 両ホットレグにおける RTD ノズルは、口径を大きくするためにリーマー加工がなされており、この処理により、内表面にさらなる応力が加わって、PWSCC 感受性を高めた可能性がある。

(対策)

RCS 及び加圧器において Alloy 600 を含む他の箇所について検査が行われた。場所によっては保温材が取り外されたが、取り付けたまの状態で検査が行われた箇所もある。検査によって新たな亀裂指示は認められなかった。

漏洩の見つかった加圧器ヒータスリーブと RTD ノズルについては、ASME 規格の方法に従って修理がなされた。修理箇所は、少なくとも次回の燃料取替停止までの限られた供用期間に対して品質確認がなされた。2000 年 9 月の燃料取替停止から再起動する前に、これらの修理箇所の品質が少なくとも次の運転サイクルまで維持されることを確認するか、あるいは、更なる修理が行われることになる。

(6) 加圧器ヒータスリーブの PWSCC による原子炉冷却材圧力バウンダリの漏洩

Arkansas Nuclear One-2 号機 (CE)

2002 年 4 月 15 日

LER : 50-368/2002-001-00

(事象に関する記述)

2002 年 4 月 15 日、燃料取替停止中、Generic Letter 88-05 に従って、ホウ酸の痕跡を調べるために原子炉冷却系(RCS)に関する目視検査が行われた。最初の検査は、加圧器下部ヘッ드의保温材を取り付けたままの状態で行われた。その結果、5 本の加圧器ヒータスリーブ貫通部から漏洩が確認され、いずれの漏洩箇所においても少量のホウ酸が見つかった。その後、ヒータスリーブから保温材を取り外し、加圧器下部ヘッド及びヒータスリーブに対する再検査が行われたが、最初の検査で認められた 5 本だけから漏洩が確認された。各スリーブ周辺の加圧器母材について検査を行ったところホウ酸による減耗はなかった。

4 月 30 日、プラント加熱時に構造健全性検査が行われた。その結果、別の加圧器ヒータスリーブに残渣が見つかったが、この残渣はドライな状態にあるホウ酸のように見えた。そのため、この残渣は RCS 漏洩によるものであるが、漏洩は止まっていると結論付けられた。当該ヒータスリーブ周辺の加圧器母材にホウ酸による損耗はなかった。この漏洩が見つかったことから、RCS ノズルの健全性を確認するために、加圧器及びホットレグの全てのノズルについて再検査が行われた。修理を終え、通常の運転圧力・温度状態まで加熱した後、加圧器ヒータスリーブの検査が再び行われたが、新たな漏洩は認められなかった。

(根本原因)

6 本の加圧器ヒータスリーブに対し漏洩の根本原因は PWSCC と判断された。

ANO-2 号機の加圧器ヒータスリーブは、Alloy 600 製であり、加圧器下部ヘッド内側の Alloy 600 製内張りに J-groove 溶接されている。これらのスリーブは全て、冷間引抜きされ、低い温度で焼鈍が行われた材料で製造されており、以前に行われた同材料の解析により、粒界(grain boundary)に一致しない広い範囲の炭化物析出が起こっていたことが明らかとな

っている。炭化物は、粒内であり、焼純処理前に存在する粒界に沿っていた。この材料は微細な粒界マイクロ構造と比較的高い降伏強度を示しており、これにより、PWSCC 感受性が高くなる。また、ヒータスリーブの製造過程において、溶接による収縮や歪に起因した局所的な高応力箇所を取り除くためにリーマー加工が施されたが、取付後の応力緩和は行われなかった。そのため、内面において更なる応力が生じ軸方向 PWSCC 感受性が高くなった。特に、リーマー加工、粗悪なマイクロ構造及び高降伏強度といった材料条件がある場合には、加圧器の通常運転温度（約 657 ° F）により、Alloy 600 製ヒータスリーブの PWSCC 感受性が高くなる。

極限荷重解析により、加圧器中心部に最も近いスリーブが最大の応力を有し PWSCC 感受性がより高いことが示された。この解析結果は、2000 年 7 月の中間停止以後に損傷した殆どのヒータスリーブの箇所と一致している。

加熱中に見つかった漏洩を除き、6 本目の加圧器ヒータスリーブからの漏洩は、他のヒータスリーブの漏洩と同様であった。停止初期のクールダウンによる熱応力により、加圧器ヒータスリーブの J-groove 溶接部に引張り応力がかかり、既存の PWSCC 亀裂が貫通に至ったものと考えられている。その後、貫通亀裂が存在したまま加熱を行ったため、ヒータスリーブに漏洩が生じ、ホウ酸結晶の残渣が形成された。

今回確認された 6 本のヒータスリーブの漏洩は、2000 年 7 月の中間停止時に見つかった 12 本のヒータスリーブの漏洩と類似しているため、漏洩原因を特定するための非破壊検査 (NDE) も実験室でのサンプル試験も実施する必要がないと判断された。

全ての加圧器ヒータについて、前回の燃料取替停止時に検査が行われており、漏洩は発見されていなかった。従って、ホウ酸の漏洩は 2000 年の 12 月以降に発生したものである。

(対策)

漏洩の見つかった加圧器ヒータスリーブは、メカニカルノズルシールアセンブリ (MNSA2) を用いて修理された。MNSA2 は、Alloy 600 製ノズルあるいはヒータスリーブを加圧器に接合する部分貫通 J-groove 溶接の機能を置き換えるために設計されたものである。MNSA2 は、漏洩を防止するためのメカニカルシールを形成しノズルを固定することで、360 度にわたる溶接部破損事象時における飛出しを防止する。MNSA2 は、ASME 規格 Section III のクラス 1 安全関連一次系圧力バウンダリとして設計された。NRC は、2 運転サイクルに対して、この MNSA2 の使用を承認した。また、材料試験により、MNSA2 が圧力バウンダリ材及び環境に適合していることが確認された。

(7) 加圧器ヒータスリーブの PWSCC による原子炉冷却材圧力バウンダリの漏洩

Arkansas Nuclear One-2 号機 (CE)

2005 年 3 月 9 日

LER : 50-368/2005-001-00

(事象に関する記述)

2005 年 3 月 9 日、燃料取替停止 (高温停止) 中、ホウ酸の痕跡を調べるために、Generic Letter 88-05 及び Bulletin 2004-01 に従って原子炉冷却系 (RCS) に対する目視検査が行われ

た。最初の検査は、加圧器下部ヘッドに保温材を取り付けたままの状態で行われ、3本の加圧器ヒータスリーブ周辺の保温材の下に漏洩指示が確認された。

その後、ヒータスリーブと加圧器下部ヘッドから保温材を取り外した状態でベアメタル検査が行われた。その結果、3月12日、8本のヒータスリーブにおいて、スリーブの下部ヘッド出口にあたるアニュラス部でホウ酸漏洩の痕跡が認められた。また、1つの施栓貫通部にもホウ酸漏洩の痕跡が確認された。当該貫通部は1980年代後半にAlloy 600材を用いて施栓されていた。各貫通部周辺の加圧器母材にホウ酸による減耗跡は認められなかった。

3月15日、加圧器に水を満たした状態で、新たに1本のヒータスリーブから漏洩が確認された。また、以前に漏洩が見つかったヒータ貫通部に修理を行うための準備として加圧器底部に仮設シールドを取り付けていた際、2本のスリーブにおいてスリーブと容器の接触面が濡れていることが確認された。1本のスリーブは、以前、ベアメタル検査で漏洩が確認されていたが、もう1本は以前の検査で漏洩指示が認められていなかった。

非破壊検査(NDE)によって、漏洩していた加圧器ヒータ貫通部に軸方向亀裂が確認された。(根本原因)

9本の漏洩スリーブに対するNDEによって、漏洩は、加圧器内張りにスリーブを接合させているJ-groove溶接部の軸方向亀裂によるものであることが判明した。これらの亀裂は、これまでの産業界が経験してきたPWSCCと整合していた。特に、他の材料条件(リーマー加工、粗悪なマイクロ構造及び高降伏強度)が存在する場合、加圧器の通常運転時温度(約653°F)により、Alloy 600製ヒータスリーブのPWSCC感受性が高くなる。

全ての加圧器貫通部については、前回の燃料取替停止時に検査が行われており、漏洩のないことが確認された。従って、ホウ酸漏洩は2002年の4月以降に発生したものである。(対策)

メカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA2)を用いて、漏洩の見つかった9本の加圧器ヒータスリーブの修理が行われた。MNSA2は、Alloy 600製ノズルあるいはヒータスリーブを加圧器に接合する部分貫通J-groove溶接の機能を置き換えるために設計されたものである。MNSA2は、漏洩を防止するためのメカニカルシールを形成しノズルを固定することで、360度にわたる溶接部破損事象時における飛出しを防止する。MNSA2は、ASME規格Section IIIのクラス1安全関連一次系圧力バウンダリとして設計された。材料試験により、MNSA2の圧力バウンダリ材及び環境に適合していることが確認された。

漏洩の見つかった施栓スリーブは、Alloy 690製スリーブとプラグに交換された。Alloy 600製スリーブは、加圧器下方で切断され、加圧器の壁厚中央部に機械加工された。Alloy 600製スリーブの残りの部分はそのまま残し、Alloy 690製スリーブを加圧器下部ヘッドに挿入して加圧器胴部の壁厚中央部で溶接された。また、Alloy 690製プラグが挿入され、新しい加圧器スリーブの下部に溶接された。

なお、ANO-2号機の加圧器は、2006年秋の燃料取替停止時に交換される予定である。

(8) 超音波探傷試験による修理の必要なAlloy 600製ノズルの特定

Calvert Cliffs-2号機 (CE)

2005年2月26日

LER : 50-318/2005-001-00

(事象に関する記述)

2005年2月24日、供用期間中検査(ISI)プログラムに従って、原子炉冷却系(RCS)の Alloy 600 製配管貫通部に対する超音波探傷試験(UT)が行われた。その結果、2本の RCS ノズルに亀裂指示が確認された。検査中、貫通漏洩は検知されなかった。両ノズルは、ASME 規格 Section XI の IWB-3600 の下で許容できない程度の亀裂を有していると判断された。

修理を必要とする RCS ノズルは、口径 2 インチのホットレグドレン配管 No.21 とコールドレグ抽出配管 No.22A であった。これらは、Alloy 182/82 を用いて突合せ溶接された炭素鋼製ノズルであり、当該ノズルにステンレス製セーフエンドが Alloy 182/82 を用いて突合せ溶接されていた。ホットレグドレン配管 No.21 のノズルに関する UT により、異種金属溶接部に周方向亀裂指示 1 つと軸方向亀裂指示 2 つが見つかり、何らかの処置が必要となった。2月26日、当該ノズルに対する工学的評価がなされ、周方向指示は ASME 規格 Section XI に基づき許容されることが示されたが、軸方向亀裂指示は許容できないものであった。コールドレグ抽出配管 No.22A のノズルに対する UT により 1 つの軸方向亀裂が確認された。2月27日、当該ノズルの評価が行われたが、この亀裂指示については、ASME 規格 Section XI の要求に従って正確に大きさを特定することができず、2号機の供用復帰に先立って修理が必要であると判断された。

(事象の原因)

ホットレグドレンノズル No.21 における周方向指示の根本原因は製造欠陥であり、供用中に亀裂が成長したことを示す痕跡はなかった。この指示は、ASME 規格 Section XI に基づき許容できるものと判断された。一方、ホットレグドレンノズル No.21 における 2 つの軸方向亀裂は PWSCC によって生じたものであった。

コールドレグ抽出ノズル No.22A における軸方向指示は、劣化した状態ではないと判断され、非常に局所的な超音波の乱れと考えられた。乱れの大きさが ASME 規格 Section XI の要求内であることを特定できなかったため、保守的に修理が行われた。

(対策)

- A. 損傷した RCS ノズルについて、ASME 規格 Section XI の要求を満足し、NRC が承認した規格緩和による改良を施した溶接オーバーレイ修理法による修理が行われた (溶接材 : Alloy 52M)。修理後に UT を行い適合性が確認された。
- B. ノズルのサンプルに亀裂指示が見つかったため、ASME 規格 Section XI のガイドラインに従って、さらに 5 回の UT が行われ指示のないことが確認された。

(9) 蒸気発生器 2B ボウルドレン配管の小亀裂による原子炉冷却材圧力バウンダリ漏洩

Catawba-2号機 (W)

2001年9月19日

LER : 50-414/2001-002-00

(事象に関する記述)

2001年9月19日、冷態停止状態において、蒸気発生器(SG)-2Bの下部ヘッドボウルドレンに関する巡回検査を行っていたところ、当該SG真下の1/2インチ口径配管にホウ酸残渣の堆積が認められた。堆積していたホウ酸残渣は白色であり、外部胴表面下方の垂直配管の長さ約6インチにわたって続いていた。残渣の体積は約1立方インチであった。発生源は、ドレンノズル付近のノズル接合部と外側チャンネルヘッド表面の間の部分貫通溶接部であると思われた。胴とノズルとの溶接部において少量の湿分が見つかり、また、配管とノズルとの溶接部にもホウ酸残渣が見つかった。圧力バウンダリの漏洩経路は、容器とノズルを接合する溶接部であると疑われた。他の3本のボウルドレンについても目視検査と液体浸透試験(PT)が行われたが、漏洩やホウ酸残渣は見つからなかった。

SGのボウルドレンは、下部チャンネルヘッドの中央に位置している。ボウルに繋がる開口部は、チャンネルヘッドのホットレグ側とコールドレグ側を分ける仕切板に隠れて見えない状態にあった。ドレン孔への開口部を測定したところ、直径0.51インチであった。ドレン孔上方にある仕切板の小さな経路によって、ボウルドレンとホットレグ側及びコールドレグ側のチャンネルヘッドが同時に接続されている。ボウルドレンは、SG胴部を通る穴に、Inconel 600製の拡管スリーブを入れることによって製造される。スリーブは、ボウルの内表面でステンレス製内張にシール溶接され、また、スリーブの下端はInconel 82/182の突合せ層にシール溶接されている。SGの外側胴部にボウルドレンノズルを形成するために、スリーブ下端にステンレス鋼316製の接合材が溶接されている。この接合材は、部分貫通溶接とInconel 82溶接材を用いて突合せ層に溶接されている。溶接時の熱膨張を補正するために、スリーブの下端と接合部の間に隙間が残されている。口径3/8インチ、長さ4インチの配管により、ドレン配管とノズルが接続されている。このドレン配管は、4インチ部分下方の接合部で口径が0.5インチまで大きくなっており、また、ドレンノズルから約2.5フィート離れた箇所にある配管キャップと2つの弁が終点となっている。

予備調査の一環として、SG-2Bドレンノズルと溶接部に対してPTを行った結果、2箇所欠陥指示が確認された。1つは、容器側の接合部溶接端に位置した孔食のような欠陥指示であり、もう1つは、1つ目の指示から時計と逆回りの120度に位置していた。ドレン配管の構成配置をレビューした結果、欠陥を評価するために最も効果的な方法は、遠隔カメラとビデオを用い適宜PTにより補完することであると判断された。全ての証拠を集めるために、接合部の取外し作業中、検査と試験が行われた。研磨と液体浸透試験を繰り返し行うことにより、欠陥に関する詳細な特徴付けがなされた。

(原因)

SG-2Bボウルドレン漏洩の根本原因は、Alloy 600材のPWSCCである。ノズル周囲の溶接部を通して広がった軸方向亀裂は、溶接材の一般的な感受性を示していた。ノズルの構造健全性に影響を及ぼすような周方向指示は認められなかった。亀裂は、スリーブの下端と接合部の上端との間に残されたギャップで起こっており、このギャップにより貫通溶接部の裏側が一次冷却材に晒された。このシナリオは、PWSCCの発生に必要な全ての条件を

満足している。溶接材は、かなり高い応力が掛かった状態にあり、ギャップを介して一次冷却材に晒されている。温度は SG-2B ホットレグ温度 617 ° F に近い。こうした状況下において、PWSCC が起こりやすい。

劣化の他の形態は、それらに整合するシナリオが見つからなかったため排除された。亀裂の方向と位置は、機械的疲労や熱疲労などの劣化モードと整合しなかった。

(対策)

Alloy 600 溶接材に関連した PWSCC の懸念をなくすために、SG-2B チャンネルヘッドのボウルドレン配管の亀裂に対する修理が行われた。この修理では、亀裂指示を除去し、PWSCC 耐性の高い溶接材 (Inconel 52/152) を用いて新たな接合部の溶接が行われた。その後、接合部にプラグを設け、これにより SG-2B のドレン機能をなくした。溶接形状には、SG に関する現行の応力解析が妥当であるようなものが選定された。

計画されている対応

1. Alloy 600 溶接材の PWSCC に対する懸念を緩和するために、SG-2A、2C 及び 2D のボウルドレンに SG-2B と同様の変更を行う。この変更の際には、既存のクラッド除去(crud trap)をなくすことや、ドレン孔上部の仕切板における小さな経路をなくすことを含め、設計上の要因を検討することとしている。
2. ドレン孔上部の仕切板における小さな経路をなくすために、SG-2B に同様の修理を行う。これにより、シール溶接の PWSCC に関連した課題を解決することになる。
3. Alloy 600 問題を取り上げるために技術支援文書を作成する。これには、Alloy 600 機器の感受性ランキングに基づく検査プログラムを含めるものとする。

(10) 蒸気発生器 2C 及び 2D ボウルドレン配管の小亀裂による原子炉冷却材圧力バウンダリ漏洩

Catawba-2号機 (W)

2004年9月16日

LER : 50-414/2004-001-00

(事象に関する記述)

2004 年 9 月 16 日、燃料取替停止中、Alloy 600 検査プログラムの一部として、蒸気発生器(SG)-2A、2C 及び 2D の下部ヘッドのボウルドレンに対して目視検査と表面検査が行われた。このプログラムは、2001 年 11 月 12 日、LER 414/2001-002 で報告された 2 号機における SG-2B 下部ヘッドのボウルドレン漏洩に関連した是正措置の一環であった。SG-2A、2C 及び 2D のボウルドレンについては、2003 年 3 月 3 日に液体浸透試験(PT)が行われており、その際には除去の必要な指示は確認されていなかった。目視検査の結果、SG-2C 及び 2D のボウルドレンが不合格であった。また、SG-2A 下部ヘッドのボウルドレンに対する PT の結果、ASME 規格の許容限界を満足していた。SG-2D 下部ヘッドのボウルドレンに対しても PT を行ったが、不合格であった。一方、SG-2C 下部ヘッドのボウルドレンは、目視検査により圧力バウンダリの貫通漏洩が認められたため PT は行われなかった。

SG のボウルドレンは、下部チャンネルヘッドの中央に位置している。ボウルに繋がる開

口部は、チャンネルヘッドのホットレグ側とコールドレグ側を分ける仕切板に隠れて見えない状態にあった。ドレン孔への開口部を測定したところ、直径 **0.51** インチであった。ドレン孔上方にある仕切板の小さな経路によって、ボウルドレンとホットレグ側及びコールドレグ側のチャンネルヘッドが同時に接続されている。ボウルドレンは、**SG** 胴部を通る穴に、**Inconel 600** 製の拡管スリーブを入れることによって製造される。スリーブは、ボウルの内表面でステンレス製内張にシール溶接され、また、スリーブの下端は **Inconel 82/182** の突合せ層にシール溶接されている。**SG** の外側胴部にボウルドレンノズルを形成するために、スリーブ下端にステンレス鋼 **316** 製の接合材が溶接されている。この接合材は、部分貫通溶接と **Inconel 82** 溶接材を用いて突合せ層に溶接されている。溶接時の熱膨張を補正するために、スリーブの下端と接合部の間に隙間が残されている。口径 **3/8** インチ、長さ **4** インチの配管により、ドレン配管とノズルが接続されている。このドレン配管は、**4** インチ部分下方の接合部で口径が **0.5** インチまで大きくなっており、また、ドレンノズルから約 **2.5** フィート離れた箇所にある配管キャップと **2** つの弁が終点となっている。

(原因)

SG-2C 及び **2D** のボウルドレン漏洩に対する最も可能性の高い原因は **PWSCC** である。ノズル周囲の溶接部を通して拡がった軸方向亀裂は、溶接材の一般的な感受性を示していた。ノズルの構造健全性に影響を及ぼすような周方向指示は認められなかった。ギャップにおいて亀裂が発生したことで、貫通溶接部裏側が一次冷却材に晒された。

ノズル接合部とドレンスリーブ下端の間にギャップが存在したことが、亀裂の発生原因であると思われる。溶接材は、かなり高い応力が掛かった状態にあり、ギャップを介して一次冷却材に晒されている。温度は、**SG-2C** 及び **2D** のホットレグ温度 **617° F** に近い。このような状況下において、**PWSCC** が起こりやすい。

劣化の他の形態は、それらに整合するシナリオが見つからなかったため排除された。亀裂の方向と位置は、機械的疲労や熱疲労などの劣化モードと整合しなかった。

(対策)

1. **SG-2A**、**2C** 及び **2D** チャンネルヘッドのボウルドレン配管は撤去され、**Alloy 600** 溶接材に関連した **PWSCC** の懸念をなくすために、**SG** へのドレン配管接続部の修理と施栓が行われた。この修理では、機械加工により亀裂指示を除去し、**PWSCC** 耐性の高い溶接材 (**Alloy 52**) を用いて新たなプラグの溶接が行われた。
2. 炭素鋼母材が一次冷却材に晒される可能性を排除するために、**SG-2A**、**2C** 及び **2D** に対する仕切板の孔 (マウス孔) のシールが行われた。この変更は、**SG** ボウルの底部におけるクラッド除去をなくすことにより燃料取替停止時の線量を最小限に抑えるのに役立つ。**SG-2B** に対しては **2003** 年春の燃料取替停止時に既に終了している。
3. **Alloy 600** 問題を以前の **LER** への是正措置として取り上げるために技術支援文書が作成された。これには、**Alloy 600** 機器の感受性ランキングに基づく検査プログラムが含まれている。**2** 号機の **SG** ボウルドレンは、検査を必要とする高感受性の機器として当該

プログラムに含まれた。

(11) 制御棒駆動機構ノズルの劣化による原子炉圧力容器上蓋の漏洩

Crystal River-3号機 (B&W)

2001年10月1日

LER : 50-302/2001-004-00

(事象に関する記述)

2001年10月1日、冷態停止状態において、原子炉圧力容器(RPV)上蓋の目視検査を行っていたところ、制御棒駆動機構(CRDM)ノズル No.32 の上蓋貫通部にホウ酸結晶の堆積が認められた(図 A.11-1)。ノズル No.32 周辺のホウ酸の総量は1立方インチ未満と推定された。

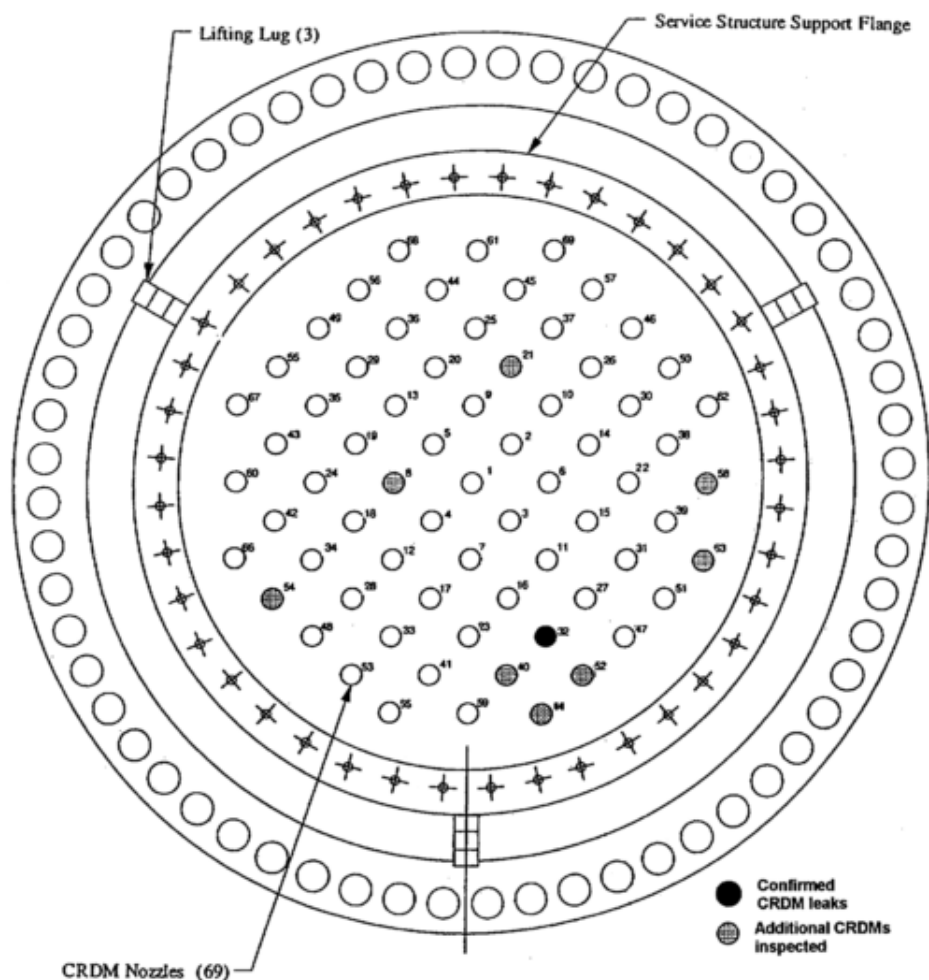


図 A.11-1 CRDM ノズルの配置と漏洩ノズルの位置

上蓋を取り外し格納スタンドに移した後、更なる検査が行われた。10月8日、燃料取替停止に移行した後、ノズル No.32 に対する超音波探傷試験(UT)が行われ、ノズル下端から J-groove 溶接上方まで及ぶ軸方向貫通亀裂が2つ確認された。これらの亀裂は、ノズル No.32 の周辺に堆積していたホウ酸が原子炉冷却系(RCS)圧力バウンダリの漏洩を示すものであることを裏付けた。ノズル No.32 に対する UT の結果は表 A.11-1 に示す通りである。

表 A.11-1 ノズル No.32 に対する UT の結果

Crystal River Unit 3 CRDM Nozzle #32 (F12)*								
Flaw #	Axial Location ¹			Circ. Location ²			Remaining Ligament (From ID Surface)	Surface (ID/OD)
	Min. (in.)	Max. (in.)	Length (in.)	Min. (Deg)	Max. (Deg)	Extent (Deg)		
1	36.51			347.0	17.82	30.82	0.15 in.	OD
2	35.24	37.27	2.03	-132.25	63.14	195.39	Through-wall	OD
3	36.21	39.65	3.44	114.14			Through-wall	OD
4	36.41	39.65	3.24	170.18			Through-wall	OD
5	36.27			102.65	193.88	91.23	0.33 in.	OD

Notes:

* - Core position provided for convenience

1 - End of Nozzle @ 39.65 inches (Top of Nozzle Flange is Zero)

2 - Downhill Side of Nozzle @ 154.92 degrees

ID – inside diameter

表 A.11-1 に示したように、UT によるデータでは、ノズル下端から J-groove 溶接上方まで及ぶ 2 つの軸方向貫通亀裂（亀裂 3 及び 4）を含む 5 つの指示を示している。これらの亀裂は溶接部とノズルの接触面を起点としており、下方はノズル下端まで、上方は溶接部を通り上蓋とノズルの間のアニュラス部まで拡がっていた。これら 2 つの軸方向亀裂が漏洩源であり、溶接部上方のノズル外径において周方向亀裂（亀裂 5）と合流していた。周方向亀裂（亀裂 5）は溶接部上方に位置し約 90 度に及んでおり約 50% 貫通していた。また、UT によって、溶接部下方に周方向亀裂（亀裂 1）が確認された。亀裂 1 は、ノズル内径の約 30 度に及んでおり、リガメントは内表面から 0.15 インチ以下であった（約 75% の貫通）。亀裂 2 は、約 195 度に及ぶ貫通亀裂であった。亀裂 2 は軸方向及び周方向の特徴を有しており、溶接部下方を起点とし、溶接部を通過して上方まで拡がっていた。亀裂の最も大きな部分は、溶接部下方に位置しており（約 130 度）、また、亀裂の最も深い部分は溶接部下方で貫通に至っていた。従って、当該亀裂が溶接部上方のアニュラス部への漏洩経路となっていたものと考えられる。5 つの亀裂は全てノズル外面を起点としていた。ノズル母材に貫通亀裂が確認されたため、J-groove 溶接部に対する液体浸透試験(PT)は実施されなかった。（原因）

CRDM ノズル No.32 に見つかった亀裂の発生原因は PWSCC によるものである。この結論は、材料、製造及び運転に対して以前に行われた評価、目視検査や UT の結果、及び、他の原子炉での同様の欠陥との比較に基づくものである。

寄与因子は、製造過程において、上蓋の締めりばめ(interference fit)を形成するために用いられたノズル外面の研磨作業である。この作業では、冷間加工層が形成され、これによりノズル外径の表面に高い残留応力が生じる。このため、ノズル外面は一次冷却水環境下に晒された際に、その時間や温度によって亀裂が発生し易くなる。

(対策)

CRDM の保守作業を行うために、8 本の CRDM が取り外され、UT による検査が行われた。その結果、これらのノズルには記録を必要とするような亀裂指示は認められなかった。ノズル No.32 は、常温テンパービード修理法(ambient temperature temper bead repair technique)による修理が行われた。溶接部については、PT と UT による検査が行われ、問題のないことが確認された。また、手順書に従って、供用期間中の漏洩試験が行われた。プラント状態を通常の運転圧力、温度に 4 時間保持したが漏洩は認められなかった。

(12) 加圧器計装タップノズルの亀裂による制限値を上回る原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Crystal River-3号機 (B&W)

2003年10月4日

LER : 50-302/2003-003-00

(事象に関する記述)

2003 年 10 月 4 日、高温停止状態において、加圧器上部水位計装タップノズル RC-1-LT1、RC-1-LT2 及び RC-1LT3 の目視検査を行っていたところ、それぞれのノズルに極く僅かな RCS 圧力バウンダリ漏洩を示す証拠が認められた。RC-1-LT1 と RC-1LT3 では、ホウ酸の堆積物と付着物が加圧器炭素鋼胴部に確認されたが、RC-1LT2 では付着物のみ認められた。他の類似のノズル（即ち、加圧器下部水位タップ、抵抗温度計さや管、水サンプルタップ及びベントノズル）には漏洩の証拠となるような痕跡は見つからなかった。

(原因)

観察結果と、構造材料、製造方法、検知された漏洩の特徴、運転経験に関するレビューに基づき、設置者は、加圧器上部水位計装タップノズルの亀裂の原因として、PWSCC が最も可能性の高い損傷メカニズムであると結論付けた。Alloy 600/82/182 を使用することによって PWSCC が発生して成長し、一次冷却材が加圧器外部に漏洩するような経路が形成された。この損傷モードは、類似の材料、設計、据付方法及び環境の RCS ノズルにおける PWSCC による損傷と整合している。

(対策)

1. 3つの加圧器上部水位計装ノズルはハーフノズル修理法を用いて修理された。この方法では、欠陥をそのまま残すが、圧力バウンダリを内部溶接から外部溶接に移動させることになる。また、この方法では、Alloy 600 ノズルの一部を Alloy 690 に換え、運転温度における PWSCC 感受性が低い Alloy 52 あるいは 52M を用いて溶接する。
2. 運転経験のレビューにより、漏洩は加圧器の水領域 vs 蒸気領域に関連することが示唆された。これは、類似の加圧器ノズル（下部水位タップ、抵抗温度計さや管、水サンプルタップあるいはベントノズル）に関するベアメタル検査において漏洩が見つからなかったことにより実証された。
3. 例えば、ベアメタルに対する拡大 ISI プログラムを改訂し下部水位タップ、抵抗温度計さや管、水サンプルタップ及びベントノズルをある頻度で検査する必要性に関する評価

を行う等の措置が取られることとなっている。

(13) 制御棒駆動機構の PWSCC による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩と原子炉圧力容器上蓋の劣化

Davis Besse (B&W)

2002年2月27日

LER : 50-346/2002-002-00

(事象に関する記述)

2002年2月16日、13度目の燃料交換停止が開始された。この停止中に、Bulletin 2001-001に従って、原子炉圧力容器(RPV)上蓋の制御棒駆動機構(CRDM)ノズルに対する検査が行われた。検査では、CRDM ノズル貫通アニュラス部における上蓋の目視検査と、69本のCRDM各々に対する超音波探傷試験(UT)が行われた。上蓋には大量のホウ酸結晶が堆積していたため目視検査では結論に達することができなかつたため、引き続き、bottom-up blade プロープを用いて UT を行ったところ、上蓋中央付近に位置する CRDM ノズル No.3 (Alloy 600 ノズル) の外表面に軸方向亀裂が確認された。2月27日、ノズル No.3 に対する指示を評価した結果、原子炉冷却系(RCS)圧力バウンダリの漏洩経路が確認された。その後、UTにより、CRDM ノズル No.1 と 2 に圧力バウンダリ漏洩が確認された。また、J-groove 溶接部上方のノズル No.2 外表面に周方向亀裂指示が確認された。このノズルの周方向亀裂は長さが 34 度に及んでいたが、ノズル肉厚の貫通には至っていなかつた(ノズル肉厚の約 50% の深さであった)。これらの指示は top down 回転プローブを用いた UT によって確認された。

表 A.13-1 に、3本の CRDM ノズルに対する UT で確認された亀裂の特徴をまとめている。

表 A.13-1 3本の CRDM ノズルにおける亀裂の特徴

<u>NOZZLE</u>	<u>AXIAL</u> (through wall)	<u>AXIAL</u> (not through wall)	<u>CIRCUMFERENTIAL</u> (not through wall)
1	2	7	
2	6	2	1
3	2	2	

修理作業において CRDM ノズル No.3 の機械加工を行っていた際、当該ノズルに予期しなかつた移動が生じた。その原因を特定するためにノズル No.3 周辺の上蓋の状態に関する調査が行われた。この調査では、CRDM ノズルを上蓋から取り外しホウ酸堆積物が除去された。その後、当該箇所に関する目視検査を行ったところ、ノズル No.3 に近接した上蓋部分にキャビティが見つかった。CRDM ノズル No.1、2 及び 3 付近の上蓋に対して、超音波による肉厚測定が行われ、その結果、ノズル付近において低合金上蓋材の劣化が示された。劣化箇所は、ノズル No.3 貫通部から約 6.6 インチに及んでおり、最大で約 4-5 インチの幅であった。当該箇所における上蓋の平均肉厚は約 0.3 インチ程度であった。

また、調査の結果、ノズル No.2 貫通部付近も小さい腐食している箇所が見つかった。ノズル No.2 頂部での小さな腐食箇所は、貫通部内の腐食部分を覆っていることが明らかとなった。ノズル No.1 の貫通部にも小さな漏洩経路が存在していることが明らかとなった。

(事象の原因)

3月8日、Davis Besse の経営陣は、上蓋と CRDM ノズルの状態を調べ根本原因を特定するために FirstEnergy 社職員と産業界の専門家によるグループを組織した。

- ・ 軸方向貫通亀裂の原因は、CRDM ノズルの PWSCC である。これは、Generic Letter 97-01 の一環として評価された Alloy 600 機器の PWSCC に関する産業界の経験と整合している。
- ・ 上蓋劣化の根本原因は、CRDM ノズルの漏洩が長期間にわたって継続したことに起因するホウ酸腐食と、上蓋に関するホウ酸腐食管理プログラム及び供用期間中検査プログラムを適切に実施しなかったことによる。ホウ酸腐食管理が適切に行われなかったことにより CRDM ノズルのアニュラス部からの漏洩が生じ、プラント停止中に見つけられなかったため、上蓋にホウ酸結晶の堆積を残したままプラントの運転を再開し、2000年の第12回燃料取替停止の際に上蓋母材の劣化を見つけられなかった。

(対策)

当該停止中に、RCS 及び格納容器内の構造物、系統及び機器(SSC)に関する巡回点検と検査が行われることとなっている。

圧力バウンダリ漏洩が認められた CRDM ノズル No.1、2 と 3、J-groove 溶接部の貫通には至っていなかったものの軸方向亀裂が見つかった CRDM ノズル No.5 と 7、及び、上蓋の劣化部分は、プラントの供用復帰前に修理されることになっている（著者注：実際には、上蓋の交換が行われた）。

欠陥を評価し是正するために、ホウ酸腐食管理(BACC)プログラム及び供用期間中検査(ISI)プログラムに関する自己評価を行うこととなっているが、この活動は2002年7月1日までに終了することになっている。

(14) 原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Millstone-2号機 (CE)

2002年2月19日

LER : 50-336/2002-001-00

(事象に関する記述)

2002年2月19日、冷態停止中、加圧器ヒータ貫通部及び計装ノズル貫通部について供用期間中目視検査が行われた。その結果、2つのヒータスリーブ貫通部において、貫通部外側にホウ酸残渣の堆積が認められ軽微な漏洩指示が確認された。この漏洩は小さすぎたため、14サイクル目の運転期間中に、通常の方法（格納容器内粒子による放射線モニタあるいは他の漏洩監視系）で検知できなかった。

CE 社設計の原子力蒸気供給系におけるヒータ貫通部及び計装貫通ノズルは、Alloy 600 を用いて製作されており、部分貫通の J-groove 溶接により加圧器に接合されている。溶接材にも Alloy 600 が用いられている。他の CE 社設計の原子力蒸気供給系における産業界の経験から、これらの溶接部やノズルが PWSCC に鋭敏であることが示されている。この産業界の経験に基づき、Millstone-2 号機において検査が行われた。

(原因)

本事象の原因は、PWSCC によって発生した 2 本の加圧器ヒータスリーブにおける貫通亀裂であった。これにより、一次冷却材が加圧器下蓋とヒータスリーブの間にあるアニュラス部に漏洩したため、原子炉冷却系圧力バウンダリの破損となった。発見された亀裂に対するプラント特有の分析は行われていないが、産業的の経験によれば、こうした亀裂は Alloy 600 製ヒータスリーブの PWSCC によるものである。漏洩していた 2 つのノズル付近と、他の非漏洩ノズル付近で加圧器下蓋の厚さを測定したところ、両者に違いは無かった。

(対策)

漏洩の認められたヒータ貫通部は、メカニカルノズルシールアセンブリ (MNSA) クランプを用いて修理がなされた。このクランプの利用は、2002 年 3 月 22 日付の NRC の安全評価報告書により承認された。なお、MNSA は、メカニカルシールを用いた機械的装置であり、このシールによって加圧器ヒータスリーブを包むことで、PWSCC によりスリーブや J-groove 溶接部に亀裂が生じた場合に漏洩を防止する。また、MNSA は、ヒータスリーブの全周破損が起こった場合に加圧器から当該スリーブが飛び出すのを防止する役割も果たす。MNSA は、既存の溶接部のシール機能と構造健全性にとって代わるものであり、従って、MNSA による修理がなされたヒータスリーブについては、圧力バウンダリが内部のスリーブ溶接から加圧器外の MNSA 圧縮シールに移動することとなる。

(15) 原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Millstone-2号機 (CE)

2003年10月11日

LER : 50-336/2003-004-00

(事象に関する記述)

2003 年 10 月 11 日、冷態停止中、加圧器ヒータ貫通部及び計装ノズル貫通部について供用期間中目視検査が行われた。その結果、2 つのヒータスリーブ貫通部において、貫通部外側にホウ酸残渣の堆積が認められ軽微な漏洩指示が確認された。この漏洩は小さすぎたため、15 サイクル目の運転期間中に、通常の方法 (格納容器内粒子による放射線モニタあるいは他の漏洩監視系) で検知できなかった。

CE 社設計の原子力蒸気供給系におけるヒータ貫通部及び計装貫通ノズルは、Alloy 600 を用いて製作されており、部分貫通の J-groove 溶接により加圧器に接合されている。溶接材にも Alloy 600 が用いられている。他の CE 社設計の原子力蒸気供給系における産業界の経験から、これらの溶接部やノズルが PWSCC に鋭敏であることが示されている。この産業界の経験に基づき、Millstone-2 号機において検査が行われた。

(原因)

本事象の原因は、PWSCC によって発生した 2 本の加圧器ヒータスリーブにおける貫通亀裂であった。これにより、一次冷却材が加圧器下蓋とヒータスリーブの間にあるアニュラス部に漏洩したため、原子炉冷却系圧力バウンダリの破損となった。発見された亀裂に対するプラント特有の分析は行われていないが、産業的な経験によれば、こうした亀裂は

Alloy 600 製ヒータスリーブの PWSCC よるものである。漏洩していた 2 つのノズル付近と、他の非漏洩ノズル付近で加圧器下蓋の厚さを測定したところ、両者に違いは無かった。

前回の燃料取替停止時に確認された 2 箇所と同様、2 つの亀裂箇所からヒータエレメントが取り外され、亀裂の性質を特定するために UT が行われた。欠陥は、周方向ではなく軸方向だったため、カタストロフィックな破損が生じる恐れはないと判断された。

(対策)

漏洩の認められたヒータ貫通部は、メカニカルノズルシールアセンブリ (MNSA) クランプを用いて修理がなされた。このクランプの利用は、2003 年 10 月 28 日付の NRC の安全評価報告書により承認された。

(16) 加圧器ヒータスリーブの PWSCC による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Millstone-2号機 (CE)

2005年4月10日

LER : 50-336/2005-002-00

(事象に関する記述)

2005 年 4 月 10 日、16 度目の燃料取替停止のための冷態停止中、加圧器ヒータ貫通部、加圧器計装ノズル及び Alloy 82/182 製配管突合せ溶接部に対する供用期間中目視検査が行われた。その結果、1 本のヒータスリーブ貫通部外側に水と塗装堆積物が見つかり軽微な漏洩指示が確認された。この漏洩は小さすぎたため、16 サイクル目の運転期間中に、通常の方法 (格納容器内粒子による放射線モニタあるいは他の漏洩監視系) で検知できなかった。

CE 社設計の原子力蒸気供給系におけるヒータ貫通部及び計装貫通ノズルは、Alloy 600 を用いて製作されており、部分貫通の J-groove 溶接により加圧器に接合されている。溶接材としては、Alloy 600 を溶接するために Alloy82/182 が用いられている。他の CE 社設計の原子力蒸気供給系における産業界の経験から、これらの溶接部やノズルが PWSCC に鋭敏であることが示されている。本検査は、Bulletin 2004-01 とプラントの PWSCC に関する以前の経験に基づいて行われたものである。また、当該検査は、Bulletin 2002-01 と 2002-02 を取り入れた原子炉冷却系(RCS)圧力バウンダリの健全性に関するハウ酸腐食管理(BACC)プログラムの一部でもある。

(原因)

本事象の原因は、B-2 に位置する加圧器ヒータスリーブの Alloy 600 製ノズルあるいは J-groove 溶接部に PWSCC によって発生した貫通亀裂であった。これにより、一次冷却材が加圧器下蓋とヒータスリーブの間にあるアニュラス部に漏洩したため、RCS 圧力バウンダリの破損となった。

漏洩が確認された箇所からヒータエレメントが取り外され、渦電流探傷試験(ECT)により亀裂の性質が特定された。ECT の結果、J-groove 溶接部の下端から長さ約 1/2 インチの軸方向貫通亀裂指示が確認された。この欠陥は、周方向ではなく軸方向であると判断された。当該ヒータスリーブで見つかった程度の軸方向亀裂では、ノズルのカタストロフィックな破損に至ることはないであろう。さらに、非破壊検査により、漏洩していたノズル付近と、

他の非漏洩ノズル付近で加圧器下蓋の厚さを測定したところ、両者に違いは無かった。

(対策)

漏洩の認められたヒータ貫通部は、当該停止中に、メカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)クランプを用いて修理がなされた。MNSAは、Alloy 600材のPWSCCによる亀裂がスリーブやJ-groove溶接部に発生した場合において漏洩を防ぐために、スリーブをメカニカルシールで覆うというものである。また、MNSAは、ノズルの完全な周方向破断が発生した場合にスリーブノズルが容器から飛び出さないよう拘束する役割も果たす。このクランプの利用は、2003年10月28日付のNRCの安全評価報告書により承認されている。

(17) 原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの漏洩

North Anna-1号機 (W)

2003年3月4日

LER : 50-338/2003-001-00

(事象に関する記述)

2003年3月4日、原子炉から燃料を取り出した状態で、貫通部No.50の目視検査を行っていたところ、原子炉圧力容器(RPV)上蓋の貫通漏洩が見つかった。前回(2001年)の停止時の検査結果について追跡調査を行うために、貫通部No.50におけるRPV上蓋の目視検査が行われた。その結果、貫通部No.50において、貫通部上蓋遷移領域の下側に直径約0.5インチのホウ酸が発見された。上蓋に損耗の兆候は無かった。

2003年1月23日付けの文書において2003年の燃料取替停止中に1号機の上蓋を取り替えるという決定が示されNRCに報告されている。その結果、現行の上蓋及び貫通ノズルに対して追加検査が計画されたり実施されることは無かった。

(原因)

貫通部No.50漏洩の原因は、上蓋の製造時に生じた高温脆性亀裂であり、PWSCCによって助長されたと考えられる。

(対策)

貫通部に対する修理を行うのではなく、より亀裂耐性の高いと知られている材料で製造された上蓋に取り替えるという決定がなされた。

(18) 製造時の溶接溶込み不足による原子炉圧力容器上蓋ノズルの貫通漏洩

North Anna-2号機 (W)

2001年11月13日

LER : 50-339/2001-003-01

(事象に関する記述)

2001年10月31日、冷態停止中、Bulletin 2001-01の要求を受けて、原子炉圧力容器(RPV)上蓋貫通部に対するベアメタル目視検査を行った結果、3本の貫通部(No.51、62、63)で上蓋表面にホウ酸の堆積が確認された。その他の62本の貫通部は許容できると判断された。11月13日、更なるレビューを行ったところ、貫通部No.63では、貫通部の母材にホウ酸堆積物が認められ、また、J-groove溶接に対する液体浸透試験(PT)で指示が確認されたため、貫通亀裂があることが明らかとなった。亀裂指示を含むJ-groove溶接の一部(長さ約

2.75 インチ) について、深さ約 1 インチまで削り取られた。貫通部 No.63 の削られた箇所に対して PT を行った結果、当該箇所のほぼ全長にわたって溶接部の外側エッジに位置していた亀裂指示が残っており、アップヒル端及びダウンヒル端で溶接部内へと向かっていることが判明した。

上蓋表面にホウ酸が存在したことにより許容できない指示の認められた貫通部 No.63、51 及び 62 に対する非破壊検査の結果は以下の通りである。

貫通部 No. 63

溶接部表面全体に対する PT によって、内張り材に含まれると考えられる溶接部先端に 12 の指示が確認された。溶接部の表面には指示は無かった。このうちの 6 つは溶接部と直行しており、残りの 6 つは平行した方向であった。熱スリーブを取り外した後、上蓋下方の接着溶接部の貫通部内面に対する渦電流探傷試験(ECT)が行われ、長さ 31 mm の軸方向亀裂が 1 つ確認された。ECT によって見つかった指示の深さを評価するために配管内面に対する超音波探傷試験(UT)が行われ、その結果、指示の深さは 1 mm 未満であり長さが 14 mm であった。配管の外面に着目して、配管内 Pulse Echo Probe を用いた UT が行われたが、報告対象の指示は見つからなかった。

貫通部 No.51

溶接部表面全体に対する PT によって、内張り材に含まれると考えられる溶接部先端に 12 の指示が確認された。溶接部の表面には指示はなかった。このうちの 5 つは溶接部と平行な方向であり、残りの 7 つは直行する方向に向いていた。この熱電対(T/C)貫通部には熱スリーブが取り付けられていない。上蓋下方の接着溶接部の貫通部内面に対する ECT が行われ、6 つの軸方向指示が確認された。ECT によって見つかった指示の深さを評価するために配管内面に対する UT が行われた。指示 No.3 だけは深さが 2 mm 未満程度であったが、他は全て深さが 1 mm 未満であった。以下に、UT を用いて評価した指示の長さを示す。

- ・ 指示 No.1 及び 2 : 長さ 24 mm のクラスタ (細かな亀裂)
- ・ 指示 No.3 : 長さ 10 mm
- ・ 指示 No.4 : 長さ 6 mm
- ・ 指示 No.5 : 長さ 12 mm
- ・ 指示 No.6 : 長さ 6 mm

配管の外面に着目して、配管内 Pulse Echo Probe を用いた UT が行われたが、報告対象の指示は見つからなかった。

貫通部 No.62

溶接部表面全体に対する PT によって、内張り材に含まれると考えられる溶接部先端に 8 つの指示が確認された。溶接部の表面には指示はなかった。記録された指示の 2 つは溶接部と平行な方向となっており、残りの 6 つは直交する方向となっていた。熱スリーブを取り外した後、上蓋下方の接着溶接部の貫通部内面に対する ECT が行われ、2 つの軸方向クラスタ指示が確認された。ECT によって見つかった指示の深さを評価するために配管内

面に対する UT が行われた。指示 No.1 は深さ 2 mm 未満、指示 No.2 は深さ 1 mm 未満であった。以下に、UT を用いて評価した指示の長さを示す。

- ・ 指示 No.1 : 長さ 74 mm
- ・ 指示 No.2 : 長さ 42 mm

配管の外面に着目して、配管内 Pulse Echo Probe を用いた UT が行われたが、報告対象の指示は見つからなかった。

(原因)

PT (亀裂) 指示の根本原因は、RPV 上蓋の製造中に生じた高温脆性亀裂(hot-short cracking)であった。高温脆性亀裂は、溶接部に融点の低い構成物質が存在することが原因となって発生する。貫通部 No.51、62 及び 63 の周辺を溶接する前に、上蓋の洗浄が十分に行われていなかったものと思われ、製造工程の管理に過誤があったことを示している。この高温脆性亀裂は、原子炉起動前、内部に存在していた可能性が高く、J-groove 溶接を完了した時の最終的な PT では検出されなかった。おそらく、上蓋の供用寿命後半になるまで、亀裂は湿り気のある溶接表面に拡がっていなかった。Alloy 82/182 は、温度が上昇し応力を受けると亀裂が発生する傾向がある。

(対策)

亀裂が貫通部外面あるいは貫通部の溶接溶込み領域から貫通部内面に拡がっていないこと、あるいは、貫通部周囲に及んでいないことを確認するために、ECT 及び UT の結果に関する評価が行われた。まず、WCAP-14552 の方法を用いて、影響を受けた貫通部に関する評価が行われた。この評価では、亀裂のアスペクト比を 6:1 と仮定したが、実際に見つかった亀裂の中には 6:1 より大きなものもあった。その後、15:1、20:1、30:1、65:1 及び 100:1 というアスペクト比に対する曲線が作成された。適切なアスペクト比を用いて、1号機及び2号機に対する再解析が行われた。2号機の貫通部 No.51、62、63 に対する改定された余寿命は、それぞれ、4.16年、3.82年、4.70年である。

分析を行うために、PT で見つかった貫通部 No.62 の指示の位置で溶接材のポートサンプルが採取され、Westinghouse 社に送られた。当該サンプルは、貫通部 No.51 及び 63 の溶接部で見つかった亀裂指示を代表するものであると考えられるが、これは、それら亀裂が全て J-groove 溶接部と突合せ層との接合部に同じように位置していたことによる。また、PT により、亀裂指示は全て、類似の形状を有する周方向であることが示されている。サンプルの分析により、PT で見つかった指示は原製造に関連する可能性が最も高いことが確認された。

亀裂指示の見つかった貫通部に対して代替の修理方法を用いることができるよう NRC に対して緩和要請がなされた。2001年11月6日の NRC との電話連絡において、こうした修理方法を使用することの承認が出された。NRC の承認を受けた緩和要請に従って 3つの貫通部溶接部に対する修理が行われた。

2002年9月8日、燃料取替のために原子炉を停止した。RPV 上蓋の検査後、上蓋の交換

が決定された。新しい亀裂耐性の高い上蓋が取り付けられ、2003年2月2日に原子炉は供用に復帰した。

(19) 原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの漏洩

North Anna-2号機 (W)

2002年9月14日

LER : 50-339/2002-001-00

(事象に関する記述)

2002年9月14日、Bulletin 2001-01の要求に従って、原子炉圧力容器(RPV)上蓋と貫通部について漏洩の有無を調べるためにベアメタル目視検査が行われた。その結果、貫通部 No.21 と 31 付近の上蓋にホウ酸の堆積が確認され、貫通漏洩であると判断された。更なる検査により、別の 4 本の貫通部に漏洩の疑いが持たれ、また、数本の貫通部はコノシール漏洩によるホウ酸残渣で覆われており状況を把握できなかった。その後、Bulletin 2002-02に従って、渦電流探傷試験(ECT)、超音波探傷試験(UT)及び液体浸透試験(PT)が行われた。

J-groove 溶接部表面に対する遠隔 ECT は 59 本の貫通部について行われ、57 本に亀裂指示が認められた。残りの 6 本の貫通部については、J-groove 溶接部に対する PT が行われた。これら 6 本の貫通部は、遠隔検査のためにアクセスすることができない熱電対(T/C)貫通部 4 本 (No.51、53、55、57) と、以前に J-groove 溶接のオーバーレイ修理が行われた貫通部 2 本 (No.62、63) である。T/C 貫通部 No.51 も 2001 年秋の停止時に J-groove 溶接のオーバーレイ修理が行われていたが、当該貫通部では、ベアメタル検査によりホウ酸が確認され漏洩の疑いが持たれた。J-groove 溶接部表面に対して PT が行われた 6 本の貫通部には、許容できない亀裂指示が認められた。

J-groove 溶接部表面の亀裂指示やホウ酸堆積 (漏洩やその疑いあるいはコノシール漏洩による masking) が認められた貫通部の数が多かったため、熱スリーブを取り外し、open housing scanner を用いて各貫通部を十分に検査することとなった。blade probe 手法を用いた検査は、これら貫通部には適切ではないと考えられたため、ECT blade probe を用いた検査は、6 本の貫通部 (No.1、17、22、23、24、25) だけについて行われた。このうち、5 本 (No.17 以外) は、部分長の制御棒貫通部であり、部分長の駆動軸制御機構が取り外されたため、当初、open housing scanner による検査が計画されていた。検査の過程で、部分長の熱スリーブが貫通部ハウジング内に残っており、open housing 検査を妨げていることが判明した。そのため、部分長の貫通部に対して ECT blade probe を用いた検査が行われた。ECT と UT を組み合わせて open housing 検査を行い易くするために、31 本の貫通部で熱スリーブが取り外された。4 本の T/C 貫通部には熱スリーブがなかったため、35 本の貫通部に対して open housing scanner が用いられた。

非破壊検査結果の詳細をまとめたものを以下に示す。

J-groove 溶接部及び貫通部外面の ECT

59 本の CRDM 貫通部 J-groove 溶接部と 47 本の貫通部外面について Grooveman ECT が行われた。これらの検査は、貫通部外面と、上蓋に貫通部を接合する J-groove 溶接部表面

に PWSCC の存在を特定するために行われた。表 A.19-1 では、上蓋貫通部に対して行われた Grooveman ECT による検査結果の概要を示す。

表 A.19-1 Grooveman ECT の結果

Penetration No.	Eddy Current J-Groove Weld	J-Groove Weld Coverage	Eddy Current Penetration Tube OD
1~6,9,13,15, 19,21,22,25,27, 29,31,36,38~40, 44~46,48~50, 52,54,56,58~61, 65~69	Reportable (RI)	360°	No Detectable Indications (NDI)
7,12,23,26,28,30, 32,34,37,43,47,64	Recordable (NRI)	360°	No Detectable Indications (NDI)
8	Reportable (RI)	360°	Recordable (NRI)
10,33	Recordable (NRI)	360°	Not Inspected
11	Recordable (NRI)	360°	Recordable (NRI)
17	No Detectable Indications (NDI)	360°	No Detectable Indications (NDI)
24	No Detectable Indications (NDI)	360°	Not Inspected
35,41,42	Reportable (RI)	360°	Not Inspected
51,53,55,57,62,63	PT		Not Inspected

42 の J-groove 溶接部において報告対象となる(reportable)亀裂指示(長さ 9 mm 以上)が認められた。また、15 箇所では報告対象ではないが記録対象(recordable)の指示 (長さ 6 mm 以上 9 mm 未満)が認められたが、2 箇所からは指示が検出されなかった(長さ 6 mm 未満)。一方、貫通部については、2 本で記録対象が認められたものの、残りの 45 本では指示が検出されなかった。15 箇所の記録対象の指示は全て亀裂のような形状であった。このうち 7 箇所は長さが 6 mm 未満であったが、亀裂のような形状であったことから保守的に記録対象と分類された。

Open Housing Scanner を用いた UT 及び ECT

(1)貫通部外面において軸方向及び周方向反射を検出するために飛行時間回折器(TOFD : time-of-flight diffraction)を用いること、(2) J-groove 溶接部領域に応答信号を送るとともに、貫通部と上蓋との間の焼きばめ(shrink fit)領域における漏洩経路を特定するために、それぞれ、2.25 MHz と 5.0 MHz の直線ビームを使用すること、及び、(3)貫通部内面における軸方向及び周方向の劣化を検出できる ECT を実施することを目的として、35 本の貫通部に対して open housing scanner が適用された。表 A.19-2 に open housing scanner による検査結果の概要を示す。

Gapscanner 貫通部内面 ECT

6 本の上蓋貫通部の内面に対して Gapscanner ECT が行われた。これらの検査では、貫通部内面における PWSCC の存在を特定することができる。表 A.19-3 に Gapscanner ECT による検査結果の概要を示す。Gapscanner ECT により検査された 6 本の貫通部のうち 3 本で内面に軸方向指示が認められたが、残りの 3 本では検出されなかった。

表 A.19-2 open housing scanner による検査結果

Penetration #	<u>Tube (Volumetric)</u>		<u>J-Groove</u>	<u>Shrinkfit</u>	<u>Tube ID</u>
	<u>Axial TOFD</u>	<u>Circ TOFD</u>	<u>Weld Zone</u>	<u>Region</u>	<u>Surface</u>
	<u>Channel 1</u>	<u>Channel 2</u>	<u>2.25 Mhz 0°</u>	<u>5.0 Mhz 0°</u>	<u>ET Results</u>
10 CRDM	NDD	WII	LOF	LOF	NDD
12 CRDM	PTI-ID	NDD	NDD	NDD	3 Axial
15 CRDM	PTI/BBP/NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
19 CRDM	PTI/IPA/NDD	NDD	NDD	NDD	1 Axial
21 CRDM	NDD	NDD	PLP	PLP	NDD
31 CRDM	NDD	PTI/IPA/NDD	PLP	PLP	NDD
35 CRDM	PTI	PTI	WVI	WVI	1 Axial
38 CRDM	NDD	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	NDD
40 CRDM	NDD	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	2 Axial
41 CRDM	PTI-ID	PTI	LOF	LOF	6 Axial
43 CRDM	NDD	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	NDD
44 CRDM	LCG	PTI/WII/NDD	LOF	LOF	3 Axial
46 CRDM	NDD	WII/BBP/NDD	NDD	NDD	NDD
47 CRDM	NDD	WII/IPA/NDD	NDD	LOF	NDD
48 CRDM	LCG	WII/IPA/NDD	NDD	LOF	NDD
49 CRDM	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
50 CRDM	PTI/IPA/NDD	PTI/IPA/NDD	NDD	NDD	6 Axial
51 T/C	PTI-ID	WII/IPA/NDD	NDD	PLP	9 Axial
52 CRDM	PTI/IPA/NDD	PTI/IPA/NDD	LOF	LOF	3 Axial
53 T/C	PTI-ID	NDD	LOF	NDD	3 Axial
54 CRDM	NDD	PTI	NDD	NDD	1Axial
55 T/C	PTI-ID	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	3 Axial
56 CRDM	NDD	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	NDD
57 T/C	NDD	NDD	NDD	NDD	NDD
58 CRDM	WII/IPA/NDD	WPI/IPA/NDD	NDD	NDD	NDD
59 CRDM	PTI	PTI	NDD	NDD	1 Axial
60 CRDM	WII/IPA/NDD	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	NDD
61 CRDM	PTI-ID	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	5 Axial
62 CRDM	PTI/IPA/NDD	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	19 Axial
63 CRDM	PTI-ID	NDD	PLP	PLP	2 Axial
64 CRDM	NDD	WII/IPA/NDD	NDD	NDD	14 Axial
65 CRDM	PTI-ID	WII/PTI	NDD	NDD	9 Axial
66 CRDM	PTI-ID	PTI/IPA/NDD	NDD	NDD	9 Axial
67 CRDM	PTI-ID	PTI/WII	LOF	NDD	1 Axial
68 CRDM	NDD	NDD	LOF	LOF	NDD

Legend:

- NDD – No Detectable Defect
- IPA – Indication Profile Analysis Resolution of Indication
- WII – Weld Interface Indication
- WVI – Weld Volume Indication
- PTI – Parent Tube Indication
- LCS – Loss of Coupling-Scanner
- LCG – Loss of Coupling-Geometry
- LIF – Loss of Interference Fit
- LOF – Lack of fusion at the tube to weld interface
- BBP – B and B Prime Analysis Resolution
- VOL – Volumetric Indication
- PLP – Possible Leak Path

結果に関する議論

59 箇所の J-groove 溶接部と 47 本の貫通部外面に対する Grooveman ECT により、42 箇所の J-groove 溶接部に報告対象の指示が、また、15 箇所に記録対象の指示が認められたが、2 箇所では検出されなかった。指示の方向は軸方向と周方向であり、その長さは 0.12 インチから約 7.0 インチの範囲であった。幾つかでは、極く短い間隔で一連の小さなひびが存在

しており実際より長い指示として報告された。

表 A.19-3 Gaps scanner ECT による結果

<u>Penetration #</u>	<u>ET Results</u>
1 P/L	NDD
17 CRDM	NDD
22 P/L	2 Axial
23 P/L	NDD
24 P/L	2 Axial
25 P/L	5 Axial

open housing scanner を用いた貫通部内面に対する ECT により、35 本の貫通部のうちの 20 本に軸方向指示が認められた。これらの指示は、軸方向 TOFD の結果に基づき、深さ 0.12 インチ (3.0mm) 未満であると考えられている。より正確な寸法測定には、ピッチの小さいプローブによる飛行時間パルス信号が必要となる。そのため、精度の高い深さの測定は行われなかった。open housing scanner を用いた飛行時間 UT により、数多くの貫通部に亀裂が認められた。4 本の貫通部 (No.21、31、51、63) においても、上蓋と貫通部との間の焼きばめ領域に漏洩経路が確認された。なお、貫通部 No.51 と 63 は、2001 年秋に漏洩が確認されており、以前の非破壊検査による指示をカバーするのに十分な範囲まで溶接オーバーレイ修理が拡がっていなかった (修理が不適切に行われた) ものと判断された。

PT により検査された 6 本の貫通部には許容できない指示 (1/16 インチより長い指示) が確認された。劣化の兆候を示すことが判明した貫通部は表 A.19-4 に示す通りである。

表 A.19-4 PT による劣化兆候

<u>Penetration</u>	<u>Characteristics</u>	<u>Length</u>	<u>Depth</u>
#15	OD Circumferential	7.5 degrees to 12 degrees	0.226"
#21	Potential Leak Path	220 degrees	N/A*
#35	OD Axial	0.80 "	0.223"
#41	OD Circumferential	357 degrees to 43 degrees	0.097"
#46	OD Circumferential	4 degrees to 20 degrees	0.072"
#51	Potential Leak Path	210 degrees to 260 degrees	N/A*
#54	OD Circumferential	119 degrees to 198 degrees	0.226"
#54	OD Circumferential	344 degrees to 16 degrees	0.156"
#59	OD Circumferential	347 degrees to 63 degrees	0.149"
#59	OD Circumferential	156 degrees to 206 degrees	0.149"
#63	Potential Leak Path	320 degrees to 0 degrees	N/A*
#65	OD Circumferential	330 degrees to 42 degrees	0.152"
#65	OD Circumferential	160 degrees to 190 degrees	0.078"
#67	OD Circumferential	343 degrees to 27 degrees	0.094"

(原因)

亀裂指示の原因は、上蓋製造時に発生した高温脆性亀裂である。高温脆性亀裂は、溶接金属内に融点の低い不純物が存在することによって発生する。溶接前に上蓋の洗浄が十分に行われていなかったものと思われ、製造工程の管理に過誤があったことを示している。亀裂が J-groove 溶接部を経て進展し、貫通部において PWSCC による影響が生じた。

2001年秋の停止時に、貫通部 No.62 からボートサンプルが採取された。このボートサンプルにより、指示は原製造に関連している可能性が最も高いと確認された。以前に溶接オーバーレイ修理が行われた貫通部 No.51 からボートサンプルが採取され、分析のための Westinghouse 社に送られた。分析の結果、以前の非破壊検査による指示をカバーするのに十分な範囲まで溶接オーバーレイ修理が広がっていなかったことが判明した。

(対策)

修理前の許容寿命を推定するために、WCAP-14552 から得られた方法と補足的な応力拡大係数—亀裂進展速度曲線を用いて、非破壊検査による指示について評価が行われた。その結果、亀裂指示が肉厚の 75%まで成長するまでに 1.5 年、貫通するまでに 1.8 年の供用が可能であり、また、亀裂が不安定になるまで 26.0 年残っていることが示された。

再発防止策としては、多くの貫通部に対する修理を行うのではなく、より亀裂耐性の高いと知られている材料で製造された上蓋に取り替えるという決定がなされた。

(20) 小口径の原子炉圧力容器上蓋貫通部の亀裂による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩
Oconee-1号機 (B&W) 2000年12月4日
LER : 50-269/2000-006-01

(事象に関する記述)

2000年11月25日、19度目の燃料取替停止に入るための準備中、原子炉圧力容器(RPV)上蓋に対する定期的な目視検査により、上蓋表面に少量のホウ酸堆積物が発見された。ホウ酸は、未使用の熱電対(T/C)ノズル 5 本 (全 8 本) と制御棒起動機構(CRDM)ノズル 1 本 (全 69 本) の上蓋を貫通する部分に堆積していた (図 A.20-1、A.20-2、A.20-3)。

12月1日、より詳細なビデオ検査を行ったところ、T/C ノズル No.1、2、3、4 及び 5 の周辺に、ホウ酸結晶の存在が確認された。CRDM ノズル No.21 付近には最大体積のホウ酸が発見され、その量は約 0.5 インチ立方と推定された。これに比べ、T/C ノズル周辺のホウ酸の量は、はるかに少ないものであった。この目視検査では、ホウ酸の漏洩経路は特定できなかったが、12月4日に 8 本の T/C ノズル内表面に対して行われた渦電流探傷試験(ECT)により、8 本の T/C ノズル全てに軸方向亀裂指示が認められた。これらの亀裂は、主に軸方向へ向かっており、RPV 上蓋下側の J-groove 溶接部付近に位置していた。12月7日、CRDM ノズル No.21 に対して ETC が行われたが、表面の指示や潜在的な漏洩経路は確認されなかった。12月9日、ノズルの隅肉溶接キャップ及び部分貫通 J-groove 溶接部を含む上蓋内側の液体浸透試験(PT)が行われ、極く小さなピンホール指示が確認された。軽く研磨し、再度 PT が行われた後、隅肉溶接部をわずかな傾斜角で横切っている 0.75 インチの放射状亀裂指示が確認された。

(原因)

各 T/C ノズル及び CRDM ノズル No.21 の根本原因調査について詳細な分析が行われ、Alloy 600 製 T/C ノズル漏洩の根本原因は PWSCC であると結論付けられた。同様に、Alloy 600 製 CRDM ノズル No.21 漏洩の根本原因は Alloy 182 溶接材及び Alloy 600 ノズル材の

PWSCC であった。これらの結論の根拠は以下の通りである。

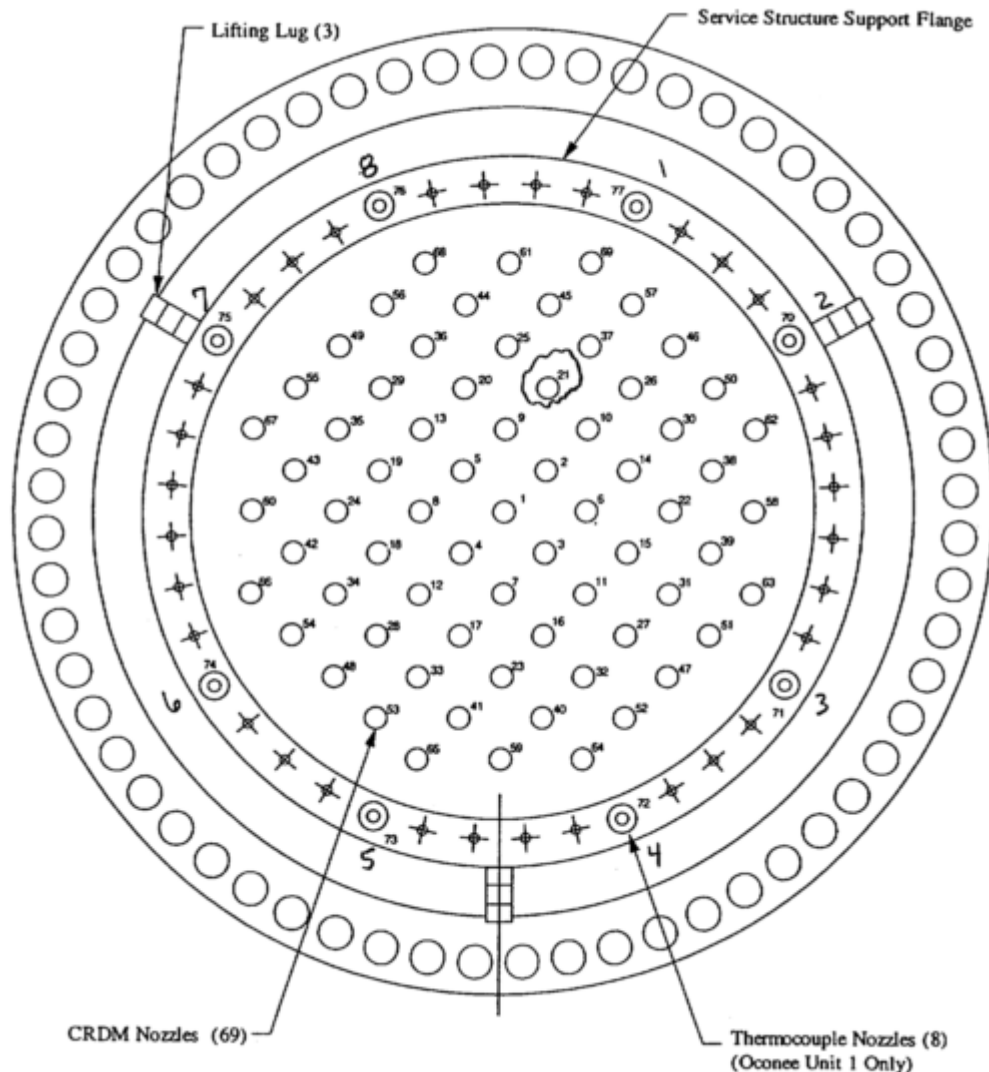


図 A.20-1 RPV 上蓋貫通ノズルの概観図

T/C ノズル

Alloy 600 は RPV、加圧器、ホットレグとコールドレグ配管及び蒸気発生器伝熱管に利用されている。産業界のデータでは、PWSCC は J-groove 溶接部の反対側のノズル内表面で発生することを示している。この領域には、溶接過程により生じたり、場合によっては、機械加工、研磨及びリーマー加工による表面の疲労によって生じる非常に大きな残留応力があることが知られている。また、肉厚の薄い製品では、当該領域に溶接によるマイクロ構造の変化が生じる。PWSCC は①感受性の高い材料、②大きな引張り応力、③腐食環境という 3 条件において生ずることが知られている。実際、J-groove 溶接部に取り付けられ一次冷却水と接触する Alloy 600 製小口径ノズルは、これらの特徴を有している。

2000 年 12 月 6 日、T/C ノズル内表面の超音波探傷試験(UT)の結果から、溶接部の大き

さが決定され、軸方向亀裂指示と溶接部との位置関係が明らかになった。この検査により、殆どの溶接部が、(a)設計図面の記載よりも著しく大きく、(b)対称性に欠けており、(c)ノズルと溶接部の境界面に金属不純物を含む領域があり、そして、(d)溶接部がノズル外表面に接合する隅肉溶接の先端で斜め下方に切込みがあることが判明した。ノズルを取り外した後に J-groove 溶接部の PT を行ったところ、ノズル壁を貫通した亀裂が見つかり、これら亀裂が溶接部を貫通する箇所では軸方向亀裂となっていることが示された。T/C ノズル No.4、6、7 及び 8 では、Alloy 182 溶接部まで及ぶ深さ 0.163 インチ未満の亀裂が確認された。ノズル No.1 及び 3 は、溶接部に至る深さ 0.288 インチ未満の亀裂が認められた。残りのノズル No.2 及び 5 には、J-groove 溶接部インコネルの突合せ溶接部を貫通し容器上蓋の低合金鋼まで達している亀裂が確認された。全ての亀裂指示を取り除いたところ、露出した低合金鋼材は、ノズル No.2 で約 1.75 平方インチ、ノズル No.5 で約 2.5 平方インチであった。取り外されたノズル No.7 及び 8 の破片に対する金相試験の結果、ノズル No.8 では溶接部上方から切り出された破片に軸方向の貫通粒界割れが確認された。また、ノズル No.7 の溶接部下方から切り出された破片からは、軸方向で部分貫通の粒界亀裂が確認された。ECT、UT 及び PT により、軸方向亀裂が、有限要素法を用いた応力解析（溶接時の残留応力や運転条件の影響を含む解析）によって高いフープ応力が予測された溶接領域内にあることが明らかとなった。これら軸方向は、高応力箇所においてフープ応力（軸方向に亀裂を成長させる）の方が軸方向応力（周方向に亀裂を成長させる）よりも高いことを示した解析結果に整合している。また、軸方向亀裂がノズル壁を貫通し、また、J-groove 溶接部へと成長したという事実も、高いフープ応力がノズル壁を貫通し溶接金属に及ぶという解析の予測結果と一致している。

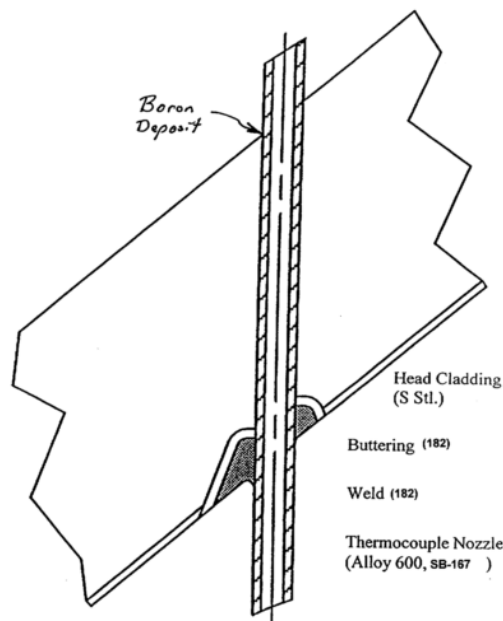


図 A.20-2 T/C ノズル

CRDM ノズル

2000年12月7日、CRDM ノズル No.21 に対して ECT が実施されたが、貫通漏洩を示すような有意な指示は確認されなかった。CRDM ノズル溶接部及びノズルの周辺約 2 インチに対するワイヤブラッシング後、12月9日、ノズル、隅肉溶接キャップ及び部分貫通 J-groove 溶接部について PT が行われた。その結果、隅肉溶接表面、記録対象外の直径 0.05 インチ未満の円形指示が 2 つ確認された。これらの指示は、ノズル溶接部周辺の約 7 時位置にあった（12 時位置がアップヒル方向、6 時位置がダウンヒル方向である）。これ以外の指示は、溶接部にもノズル周辺の母材にも確認されなかった。12月12日、2つの円形指示の領域から金属を取り除いた後、ノズル周辺 3 インチの領域まで範囲を広げて 2 度目の PT が行われた。この検査により、外周部には指示が認められなかったが、以前確認した 2 つの円形指示が明確に確認され、さらに、この 2 つとほぼ同じサイズの新しい円形指示が 1 つ確認された。この新しい指示は、既に確認されていた 2 つの指示と並行に存在しており、隅肉溶接面のノズル側に位置していた。これら 3 つの円形指示は、ほぼ等間隔で並んでいた。3 つの指示があった箇所では金属の除去を行い、再度 PT を実施することとなった。この検査により、隅肉溶接部を横断する方向に走る長さ 0.75 インチの線状指示が確認された。

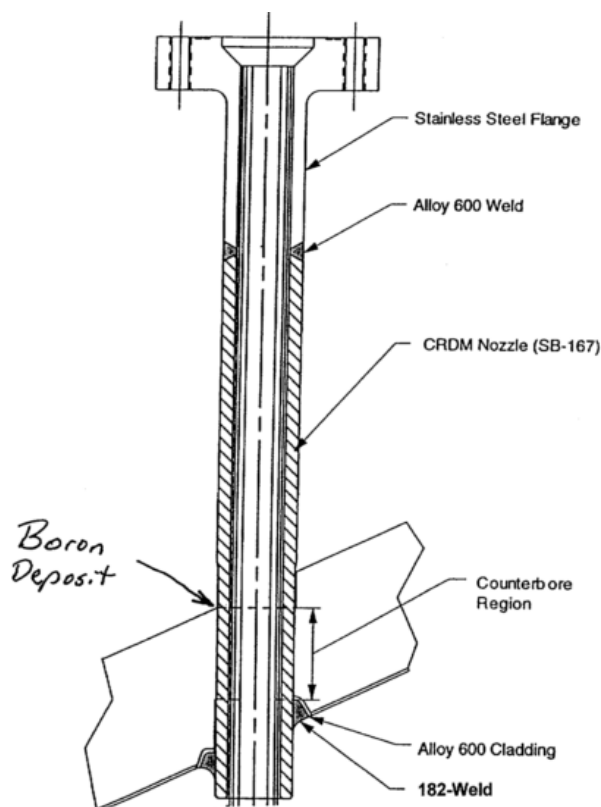


図 A.20-3 CRDM ノズル

12月24日、CDRM ノズル No.21 から溶接部のボートサンプルが作成され、分析のため

に Duke Engineering & Service Metallurgical Lab に送られた。同研究所の分析により、Alloy 182 における亀裂は PWSCC によるものであると結論付けられた。ポートサンプルを切り出した後、低合金鋼母材と接する CRDM 溶接部及びノズル材から亀裂が削り取られた。亀裂の分岐の 1 つは隅肉溶接の付け根からノズル本体へと進展しており、その後、Alloy 600 製ノズルにほぼ沿うようにして成長し（深さは 0.4 インチ未満）、最終的には J-groove 溶接とノズル/溶接部のアニユラス部境界内へと広がっていた。その後、根本原因調査により、この分岐した亀裂が CRDM ノズル No.21 の漏洩源である可能性が高いと結論付けられた。

(対策)

1. プラントの再稼動に先立って、以下の措置が講じられた。
 - ・ 8 本の T/C ノズル全てを上蓋下側から引き抜き、上蓋底部において長さ 4 インチ口径 1.375 インチの座ぐり(counter bore)を切断することにより取り出した。
 - ・ ノズル No.1、3、4、6、7 及び 8 に対して、部分貫通溶接部に残されていた指示は全て取り除かれ、長さ 4 インチの Alloy 690 製の栓が上蓋の下側から既存の J-groove 溶接金属に溶接された。この栓は座ぐりの直径に適合し、従って、修理溶接に失敗しても栓が飛び出さないよう上蓋の元々の孔よりも大きい。
 - ・ ノズル No.2 と 5 では、亀裂が RPV 上蓋の低合金鋼母材まで及んでいた。この箇所において、上蓋下側のテンパービード溶接を行うのは望ましくない。これらのノズルは、長さ 9 インチの Alloy 690 製の栓を上蓋下側から取り付けテンパービード溶接法により RPV 上蓋表面に溶接することで修理された。これらの栓の底部は座ぐりの直径に適合しており、従って、修理溶接が失敗しても当該栓が飛び出さないよう上蓋の元々の孔よりも大きい。
2. CRDM ノズル No.21 溶接部の亀裂とその分岐は研磨除去され、ASME 規格に従いテンパービード溶接を用いて最終的な溶接修理が行われた。この修理はプラントの再起動前に終了した。
3. 2001 年 2 月 18 日、冷態停止状態において、3 号機の上蓋に関する目視検査を行ったところ、6 本の CRDM に 1 号機の CRDM ノズル No.21 と同様のホウ酸堆積が確認された。

(21) Alloy 600 製制御棒駆動機構ノズルの PWSCC による原子炉圧力容器上蓋の漏洩
 Oconee-1号機 (B&W) 2002年4月1日
 LER : 50-269/2002-003-00

(事象に関する記述)

2002 年 3 月 24 日、原子炉圧力容器(RPV)上蓋を取り付けた状態のまま、上蓋母材の目視検査が行われた。目視検査を行い易くするために、以前に上蓋サポートスカートに 9 つのアクセスポートを取り付け検査官がノズルを見えるようにしていた。69 本の制御棒駆動機構(CRDM)貫通部の他、上蓋には 8 本の熱電対(T/C)ノズル貫通部がある (図 A.21-1)。これらの T/C ノズルは現在使用されておらず、前回のノズル修理の際に施栓された (LER 269/2000-006-01)。

この目視検査により、T/C ノズルからの漏洩は認められなかったが、2本のCRDM ノズル貫通部（図A.21-1のNo.1と7）でノズル本体にホウ酸堆積が認められた。この時、圧力バウンダリの漏洩が起こっていたか、あるいは、ホウ酸堆積がフランジ接合部漏洩などの他の原因によるものなのかは特定できなかった。

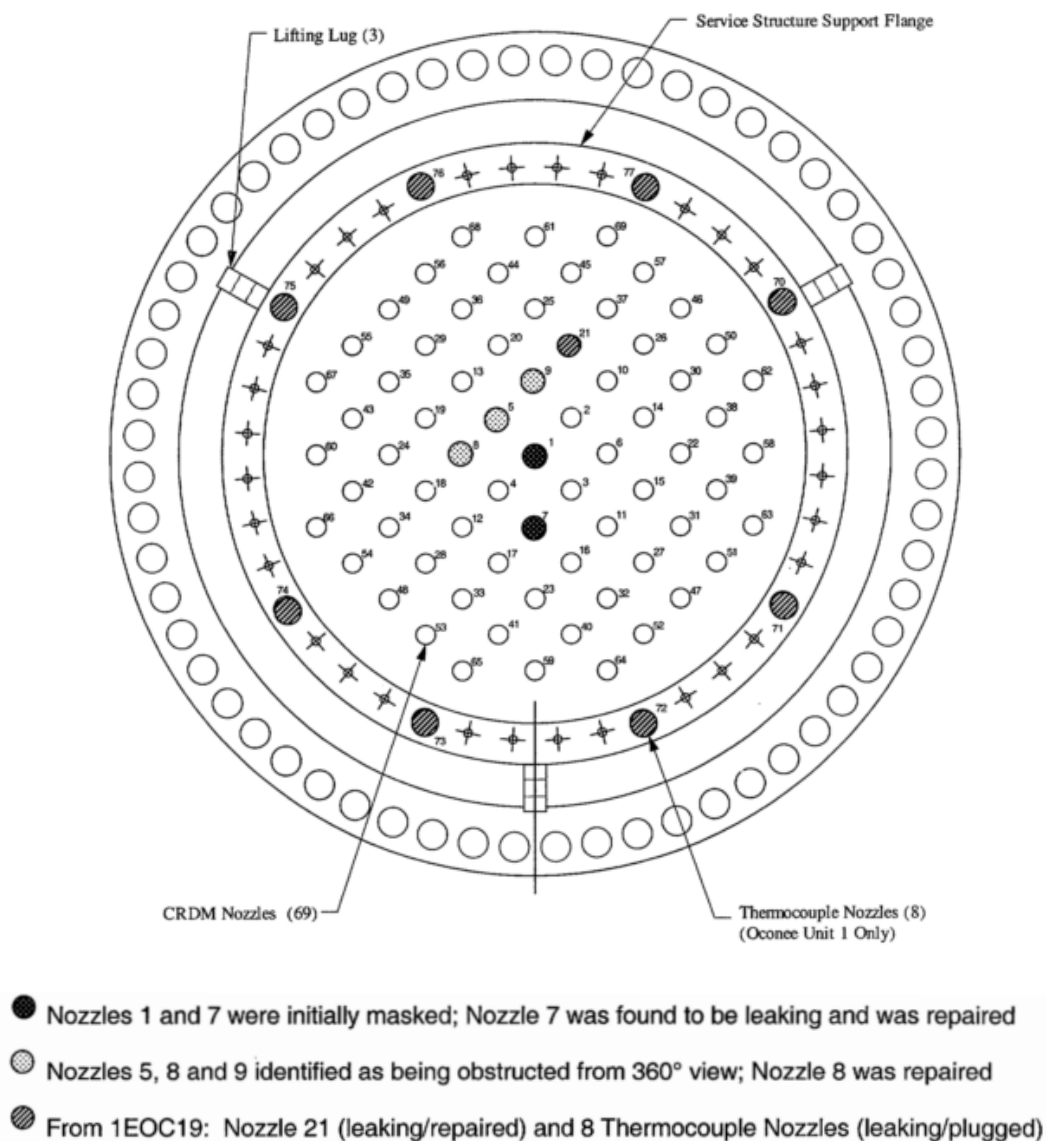


図 A.21-1 上蓋ノズルの概観と検査結果

この最初の検査の後、上蓋の高い箇所に位置するノズル周辺を観察できるか否かについて疑問が生じた。特に、幾つかのノズルは、上蓋を横切る鏡面保温材サポートビーム(mirror insulation support beam)によってその外周が部分的に邪魔されていたため、これらのノズルは、その構成配置により、上蓋を取り付けた状態では 360 度見通すことができなかった。これらの問題を解消しようとしていた間に、新たに 3 本のノズル (No.5、8、9) が非破壊検査(NDE)を行う必要のあるものと特定された。

上蓋を取り外してスタンドに置いた後、5本のノズルについて内表面からの超音波探傷試験(UT)が行われた。その結果、ノズル No.1、7 及び 8 に外表面を起点とする部分貫通亀裂が見つかった。ノズル No.7 と 8 の亀裂は以前に 2、3 号機で見つかった亀裂と極めて類似していた。ノズル No.7 には 5 つの亀裂と 1 つの潜在的な漏洩経路が認められ、また、ノズル No.8 には 1 つの軸方向亀裂が認められたが漏洩経路は確認されなかった。ノズル No.1 では、粗悪な溶接部の外輪部に 3 つの軽微な亀裂指示が認められたが、ノズル No.5 と 9 には UT による指示は認められなかった。ノズル No.5 と 9 に対する UT スキャンが鮮明であったため、更なる検査や修理は必要とされなかった。

ノズル No.7 を取り外した後、その孔について液体浸透試験(PT)を行ったところ、溶接部に 2 つの軸方向指示が見つかった。これは、溶接部の潜在的な漏洩経路を示すものであった。CRDM フランジのビデオ検査によりフランジの漏洩は見つからず、また、前回の停止時に行われた上蓋頂部のビデオからノズル No.7 周辺に新たな堆積の証拠は認められなかった。結局、ノズル No.7 が溶接部から漏洩しており、過去の運転サイクルにおいて漏洩が始まったという証拠があった。

また、ノズル No.1 の外表面の状態を確認するために当該ノズルについても PT が行われた。隅肉溶接キャップ、部分貫通 J-groove 溶接部、及び、ノズル外表面に対する PT により、記録対象もしくは許容できない指示は認められなかったため、修理の必要はなかった。

以前の修理データから、ノズル No.8 の修理を行うという保守的な判断がなされた。この判断は、UT の結果、PWSCC により溶接材の貫通漏洩に至る可能性がある軸方向指示がノズル外表面に見つかったことに基づくものである。

ノズル外径に沿って漏洩経路を特定するにあたり UT 技術が改良されたことと、検査員の放射線被ばくが増加したことにより、ノズル No.1 に関する渦電流探傷試験(ECT)は実施されなかった。上蓋を清掃しスタンドに置いた後、ウェステージの有無を調べるためにビデオカメラを用いて目視検査が行われた。その後、必要に応じて、各ノズルの周辺 360 度を検査するためにボロスコープによる目視検査も実施された。

(原因)

観察結果、検査結果及び応力解析により、PWSCC が損傷メカニズムであることが裏付けられている。亀裂は全て、ノズル外表面で J-groove 隅肉溶接と上蓋下側のノズルとの間に発生していた。全ての CRDM ノズルは、PWSCC に必要な 3 つの特徴を全て示している。材料特性は中程度の鋭敏化処理ポテンシャル、また、高応力特性は有限要素解析と引張り試験により確認される。環境特性は一次冷却水環境により確認され、過去に樹脂(硫黄)が侵入した期間があったという実績により補足される。これらの特性はいずれも極端なものではないが、その影響が組み合わさることで中程度の PWSCC 可能性があるという結論に至った。

(対策)

ノズル No.7 と 8 については、2、3 号機における以前のノズル修理に使用されたプロセ

スと同様の方法（部分ノズル溶接修理法）を用いて修理がなされた。上蓋下方からノズルの飛び出している部分と、上蓋孔の深さ約 5 インチを機械加工により取り外し、孔内に新たな圧力バウンダリ溶接がなされ、検査の後、ウォータジェットピーニングによる表面処理が行われた。

Alloy 600 及び Alloy 182 溶接材の PWSCC について、短期的には、今後の燃料取替時に CRDM ノズルの検査を行うこととしている。このアクションプランは、3 基の原子炉において上蓋の取替が行われるまで有効であろう。CRDM ノズルの PWSCC 問題を解決するための長期的対策は上蓋の取替であり、2003 年に 3 号機で開始される。

当該発電所では、数多くの Alloy 600 機器が一次冷却水環境に晒される状態で使用されている。これらの機器は、程度に違いはあるものの上蓋貫通部で見つかった亀裂に対して鋭敏であり、現在進められている Alloy 600 プログラムの一環として評価される。

(22) 3 本の原子炉圧力容器上蓋貫通部からの原子炉冷却系の漏洩

Oconee-1号機 (B&W)

2003年9月23日

LER : 50-269/2003-002-00

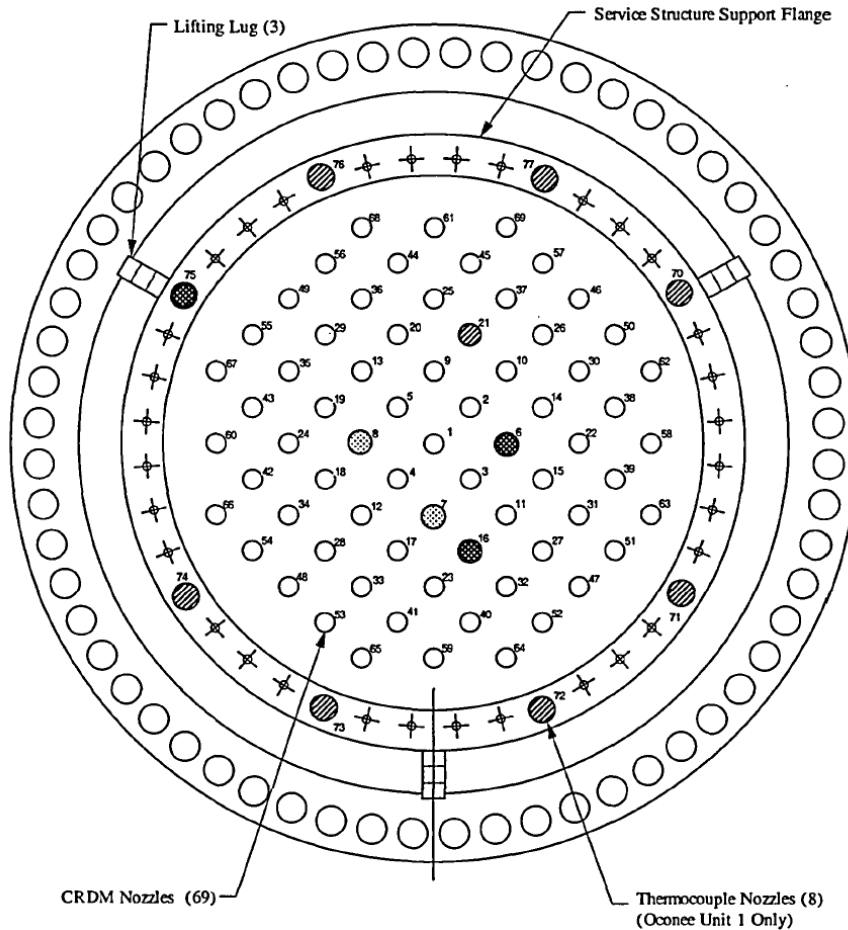
(事象に関する記述)

2003 年 9 月 23 日、前の運転サイクルにおいて、69 本の制御棒駆動機構(CRDM)ノズルと 8 本の熱電対(T/C)ノズルに原子炉冷却系(RCS)の漏洩が起こっていないかを調べるために、原子炉圧力容器(RPV)上蓋をボルト取付したままの状態、上蓋母材の目視検査が行われた。この検査は、サービス構造物支持スカートの 9 つのアクセスポートを通して行われた。目視検査の結果、CRDM ノズル 2 本と T/C ノズル 1 本に漏洩の疑いが持たれた (図 A.22-1)。CRDM ノズル No.6 では、少量のホウ酸結晶の堆積物 (体積約 0.5 立方インチ) がノズルのダウンヒル側約 180 度に認められた。堆積物は白色をしており、貫通部のアニユラス部から放射状に拡がっているように見えた。CRDM ノズル No.16 には、それより多い量の白色堆積物と茶色のホウ酸結晶が認められ、一部は外側に向かってスプレイ状に拡がっていた。堆積物とスプレイ状の痕跡はアニユラス部分から放射状に拡がっていた。堆積物は、ノズルのダウンヒル側に約 180 度にわたって拡がっており、その体積は約 2 立方インチであった。どちらのノズルにおいても、侵食や腐食による上蓋金属の減耗は見られなかった。また、これら 2 本の CRDM ノズルについては、以前に修理が行われたことは無かった。

さらに、T/C ノズル No.7 から漏洩指示が確認された。発生源は明らかではなく、薄くて半透明な白い堆積物がノズルのダウンヒル側から流れ出るように堆積していた。幅約 1/4 インチ、長さ 6 インチ、深さは測定不能であり、総量を推定することはできなかった。8 本の T/C ノズルは、1 号機に固有のものであり、いずれのノズルも 2000 年 12 月の燃料取替停止時に修理あるいは栓がなされていた(LER 269/2000-006-01)。上蓋母材が腐食や浸食によって減耗したという証拠は無かった。

(原因)

以前の類似事象に関して行われた上蓋評価によれば、Alloy600 製 CRDM ノズル漏洩の根本原因は PWSCC である可能性が高い。また、T/C ノズル周辺で確認された少量の漏洩は、オーバーレイ修復作業中の溶接欠陥、あるいは、オリジナルの Alloy 600 溶接金属に対するオーバーレイが完全に行われなかったことに起因している可能性が最も高い。



- From 1EOC21: CRDM Nozzles 6, 16 & Thermocouple Nozzle 7 (shown as # 75 from above, found leaking and not repaired - RVH Retired)
- From 1EOC20: CRDM Nozzles 7 and 8 (found leaking and repaired)
- From 1EOC19: CRDM Nozzle 21 (leaking/repaired) and 8 Thermocouple Nozzles (leaking/plugged)

図 A.22-1 RPV 上蓋ノズルの概観と検査結果

(対策)

再起動前に、現在の上蓋は廃棄され、新しい上蓋と取り替えられる予定である。新しい上蓋は、PWSCC 耐性の高い材料で製造される。T/C ノズルは、この新しい上蓋の設計に含まれた。

(23) 制御棒駆動機構ノズル貫通部の応力腐食割れによる原子炉压力容器上蓋の漏洩

Ocone-2号機 (B&W)

2001年4月28日

LER : 50-270/2001-002-00

(事象に関する記述)

2001年4月28日、原子炉圧力容器(RPV)上蓋の頂部表面に関する目視検査により、4本の制御棒駆動機構(CRDM)ノズル (No.4、6、18、30) の周辺にホウ酸堆積物が見つかった。各ノズル周辺のホウ酸堆積量は数立法インチに満たないものと推定された。

5月3日、亀裂指示を特定するために4本のCRDMノズルに関する渦電流探傷試験(ECT)が行われた。その結果、細かなひびは確認されたが、有意な内表面亀裂はなかった。また、液体浸透試験(PT)も行われたが、外表面に記録対象と記録対象外の亀裂指示が見つかった。これら外表面の亀裂指示は、J-groove 溶接部表面、隅肉溶接部表面あるいは隅肉溶接ノズル接合部の先端に位置していた。5月3-4日に4本のCRDMハウジング内表面に対する超音波探傷試験(UT)が行われたが、その結果、様々な外表面亀裂が確認された。

なお、CRDMノズルの漏洩は1-7年間にわたって起こっていた可能性がある。

(原因)

4本のAlloy 600製CRDMノズルの漏洩の根本原因はPWSCCである。

一般的な原因

原子炉容器や加圧器のノズルにAlloy 600が幅広く使われている。また、CE社製やB&W社製のプラントでは、蒸気発生器伝熱管の他、ホットレグやコールドレグ配管にも使用されている。これらの小口径ノズルには数多くの亀裂が発生していることが認められており、産業界は、多くの破損に関する分析結果を評価してきた。この検討から得られた結論は、損傷メカニズムがPWSCCと呼ばれる応力腐食割れであるということである。

PWSCCは、部分貫通J-groove溶接部付近のノズル内面で発生すると考えられている。当該発電所では、近年、ノズル外表面とJ-groove溶接部付近にもPWSCCを経験した。この領域では、溶接プロセスや、場合によっては、機械加工、研磨及びリーマー加工による表面処理に起因して残留応力が高いことが示されてきた。また、管厚の薄い場合、この領域には、溶接(溶接の熱影響部)によりマイクロ構造の変化が生じる。実際、部分貫通溶接部に取り付けられる小口径のAlloy 600製ノズル(CRDMノズルを含む)は、これらの特徴を有している。PWRでは、数多くの小口径Alloy 600製ノズルや加圧器ヒータスリーブにおいてPWSCCに起因した漏洩を経験している。一般に、これらの機器は、CRDMノズルと同様、600°F以上の高温と一次冷却水環境に晒される。

本事象の原因

ホウ酸の堆積は、燃料取替停止時にCRDMノズルからの漏洩を見つけるのに役立った。これらの堆積は、停止後の目視検査で見つかった。この状態を見つけた経験豊富なエンジニアは、数年間にわたって当該発電所の上蓋に関する目視検査を行ってきた。目視検査によって漏洩が見つかる可能性は、検査用開口部の寸法を大きくし、また、上蓋頂部からホウ酸堆積物を除去することにより改善された。ホウ酸堆積には、CRDMノズルフランジの螺旋状ガスケット(spiral-wound gasket)から以前に漏洩が起こった結果生じたものもある。

このような上蓋表面に対する最新の目視検査により、堆積物が新しいホウ酸であることが確認され、また、その位置や様相からホウ酸堆積が4本のCRDMノズル周辺の領域から生じたものであることが示唆された。

その後、溶接部とノズル外表面に関するPTにより4本のCRDMノズルにおいて数個の軸方向亀裂が見つかったが、これらの亀裂は、隅肉溶接部を起点とし、外表面に沿ってノズル母材へと進展しており、上蓋のホウ酸堆積に対する漏洩経路であると信じられている。

ECTにより、CRDMノズルNo.16の軸方向亀裂と、4本のCRDMノズル内表面における細かなひび割れが確認された。ECTによる指示の寸法を特定するとともに、ECTでは分からなかった他の亀裂指示の貫通程度を調べるために、補足的なUTが行われた。その結果、CRDMノズルNo.18に外表面を起点とする短い周方向亀裂と、主に軸方向である幾つかの亀裂（非貫通）の存在が確認された。

結論

Alloy 600製CRDMノズル漏洩の最も可能性の大きい根本原因はPWSCCである。この結論は、4本のCRDMノズルに対するPT、ECT及びUTの結果と、2、3号機のCRDMに関する以前のNDEや金相分析の結果に基づくものである。

UT及びPTにより特定された漏洩経路は、溶接時の残留応力や運転条件による影響を含め、有限要素解析(FEA)により高いフープ圧力が予測されるCRDMノズル管領域の外側境界にある。亀裂の形状は、高応力箇所において、(軸方向亀裂を生じさせる)フープ応力が(周方向亀裂を生じさせる)軸方向応力より高いことを示すFEAと一致している。亀裂がノズル管まで進展したことも、高いフープ応力が溶接材を通してノズル管まで及ぶという解析予測と一致している。殆どの軸方向亀裂(37の亀裂のうちの36が軸方向)は、FEAの解析結果と一致しており、また、PWSCCが根本原因であるという判断とも整合している。

最も有意な亀裂指示は、単一の周方向亀裂であり、CRDMノズルNo.18のJ-groove溶接外輪部に位置していた。この周方向亀裂は、外表面を起点とし、約11% (0.070インチ)貫通しており、長さは約1.26インチであった。

(対策)

1. 燃料取替停止終了前に、4本の漏洩ノズルについて、新しい圧力バウンダリ溶接を追加するなどの修理が行われた。

4本のCRDMノズルに対する修理プロセス(部分ノズル溶接修理法)では、まず、非破壊検査で見つかったノズルの亀裂指示を全て除去した。最初の修理は、J-groove溶接部上方のノズルを拡管し、その後、3/100インチ径の孔でCRDMノズルの下部領域(J-groove溶接部を含む)を機械加工することであった。最終表面については、溶接修理プロセスに対する予備加熱前にPTが行われた。従来のJ-groove溶接部上方でノズル拡管領域下方の箇所においてCRDMノズルと上蓋低合金鋼の間に新しい圧力バウンダリ溶接(テンパービード溶接)が形成された。その後、圧縮応力処理を表面に施し最終的な修理部分についてPTとUTが行われた。

2. 4月26日と5月8日に、加圧器の他の PWSCC 感受性の高い Alloy 600 ノズル接続部について巡回点検が行われた。逃がし安全弁配管、下部計装ノズル及び下部ヒータ接続部について目視検査が行われたが、これらの部分においてホウ酸堆積の証拠は認められず、圧力バウンダリ漏洩が起こったという点に関して PWSCC による加圧器ノズルへの影響はないと判断された。

4本の漏洩 CRDM ノズルに対する修理は終了したが、3基の原子炉においては、PWSCC により Alloy 600 製 CRDM ノズル (Alloy 182 溶接材を含む) の漏洩が今後も起こることが懸念される。継続的な上蓋ノズルの検査と修理に着目した積極的な管理計画は、短期的に PWSCC に対処するための最善のアプローチであると判断された。長期的には、再発防止のために、3基の原子炉 (Oconee-1, 2, 3号機) において上蓋を取り替えることとしている。

(24) Alloy 600 製制御棒駆動機構ノズルの PWSCC による原子炉圧力容器上蓋の漏洩

Oconee-2号機 (B&W)

2002年10月15日

LER : 50-270/2002-002-00

(事象に関する記述)

2002年10月15日、原子炉圧力容器(RPV)上蓋をボルト固定したままの状態、上蓋の目視検査が行われた。検査は、上蓋のサービス構造物支持スカートにおける9つのアクセスポートを通して行われた。目視検査の結果、7つの制御棒駆動機構(CRDM)ノズル (No.8、9、19、24、31、42、67) の貫通部にホウ酸堆積物が確認された。さらに、5本の CRDM ノズル (No.1、4、18、60、63) が “Masked” と分類された。すなわち、ホウ酸堆積物はあるがノズルからの漏洩経路が認められなかった。CRDM ノズル No.4 と 18 は、No.6 及び 30 と同様、前回の燃料取替停止時に修理がなされていた (図 A.24-1)。

非破壊検査結果

ノズル外表面に沿って漏洩を特定するための UT 技術が改良されたことと、作業員の被ばく量が大きくなることから、当該検査では渦電流探傷試験(ECT)は行われず、目視検査、超音波探傷試験(UT)及び液体浸透試験(PT)の結果から修理を行うという判断がなされた。

板厚の中間部に焦点を当てた Aramis 探傷端子を利用して、69本の CRDM ノズルのうち 65本に対して、上蓋下方から UT が行われた。残りの4本のノズルについては、前回の燃料取替停止時に UT が行われ修理された。検査の結果、周方向亀裂は発見されなかったが、10本のノズル (No.11、15、19、21、24、31、33、36、38、42) に軸方向亀裂が認められた。前回の停止時に修理がなされ今回の目視検査で表面がホウ酸によって覆われていた2本のノズル (No.4、18) に対して PT が行われた。その結果、記録対象の指示は認められなかった。更に、4本の CRDM ノズルについても PT が行われ、その結果に基づき修理が必要であるという保守的な判断がなされた。

軸方向及び周方向亀裂を見つけるために、Framatome-ANP社(FANP)の Top-Down Tooling (TDT)法による UT を用いて追加検査が実施された。以前修理された4つの CRDM ハウジング部 (No.4、6、18、30) に対して、TDT による UT が行われたが、記録対象の軸方向

あるいは周方向亀裂指示は確認されなかった。これらの結果から、以前の CRDM ノズルの修理に関する適性が確認され、ホウ酸堆積物に覆われた 2 本のノズル (No.4、18) は新たな修理の対象から除外された。

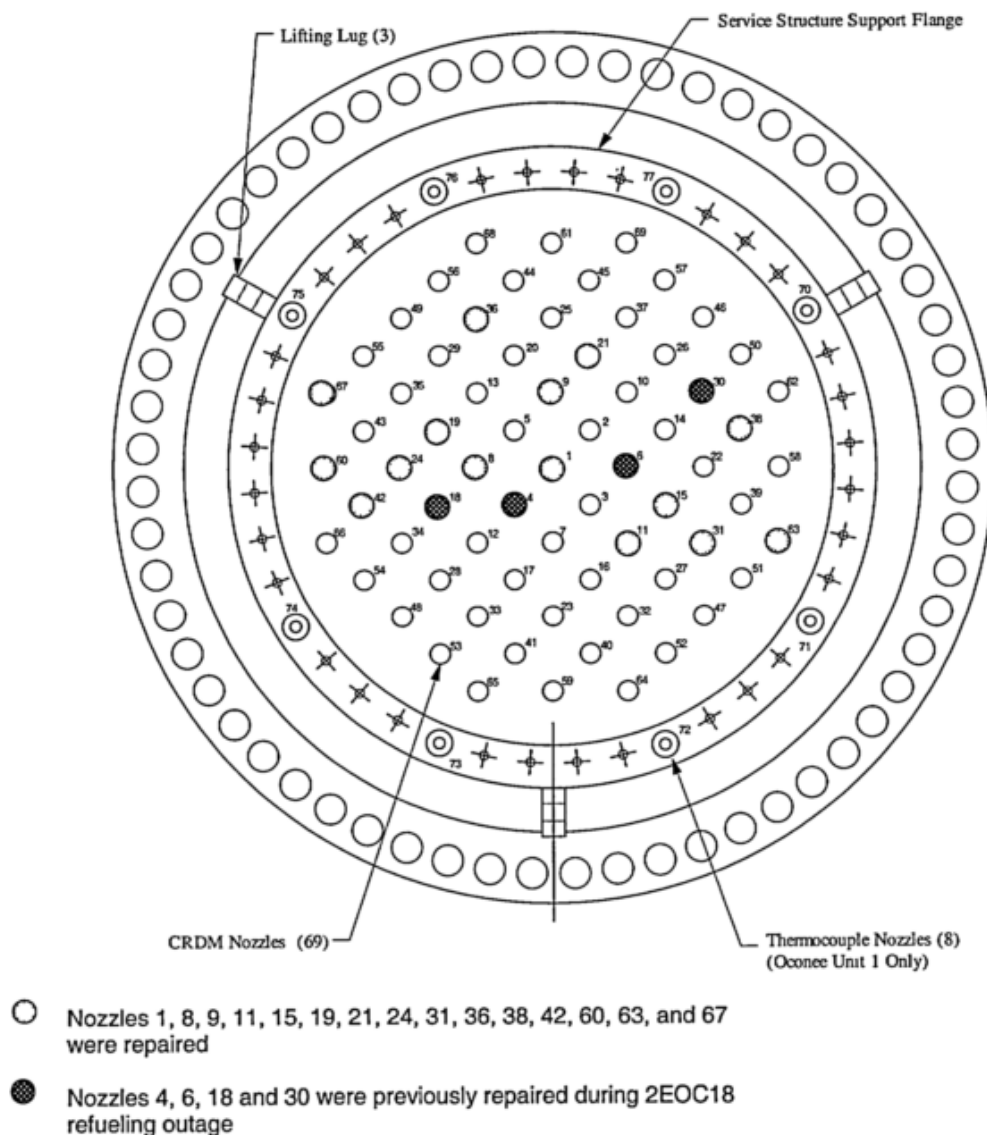


図 A.24-1 RPV 上蓋貫通ノズルの概観と検査結果

さらに、上記以外の 11 本のノズルに対して TDT による UT が行われ、そのうちの 4 本 (No.8、9、42、67) に漏洩が確認された。また、6 本のノズル (No.11、15、21、33、36 及び 38) では Aramis 探傷端子 UT により亀裂指示が確認された。CRDM ノズル No.28 については、Aramis 探傷端子 UT が使用できなかったため、TDT による UT を用いて検査が行われ、その結果、CRDM ノズル No.28 及び 33 には亀裂指示が確認されなかった。これら 2 本のノズルは漏洩の指示もなく、記録対象の UT 指示もなかったため、これ以上の検査や修理は行

われなかった。

CRDM ノズル No.11、15、19、21、24、31、33、36 及び 38 に対する Aramis 探傷端子を用いた UT 検査から、部分的に貫通した亀裂が特定された。TDT による追加 UT で CRDM ノズル No.33 における指示は確認されなかったため、修理の対象から外された。TDT により、5 本の CRDM ノズル (No.11、15、21、36、38) に対して、目視による漏洩は認められなかったが同数の亀裂指示が確認された。また、CRDM ノズル No.8、9 及び 67 には、UT 指示は見られなかったが、目視によって明らかな漏洩が確認された (No.8 と 9 については漏洩経路が特定された)。ホウ酸によって覆われていた CRDM ノズル (No.1、60、63) では、UT 指示は確認されなかったが、上蓋下方から行われた PT によって漏洩ノズル No.67 と同様、許容できない指示が確認された。

(原因)

Alloy 600 製 CRDM ノズルが漏洩した原因は PWSCC である。当該原子炉の上蓋漏洩に関する調査は、2000 年秋に当該問題が初めて見つかったから 1、2 及び 3 号機における上蓋修理時にまとめられた結論を裏付けるものであった。当該停止から得られた裏付け情報には、以下の 5 点が含まれている。

- ① ノズルの母材には、周方向亀裂が見つかっていない。
- ② 観察されたノズルの亀裂は、いずれも軸方向であった。
- ③ 7 本の CRDM ノズルにおいて、過去の漏洩を示すホウ酸堆積物が見つかった。
- ④ J-groove 溶接部における PT 指示は、非破壊検査結果を補足するために用いられた。
- ⑤ 非破壊検査から得られた情報に基づき保守的な修理決定がなされ、修理した CRDM ノズルの本数は総計 15 本となった。

(対策)

再起動前に、15 本の CRDM ノズル (No.1、8、9、11、15、19、21、24、31、36、38、42、60、63、67) が修理された。修理は、2002 年春の 1 号機、2001 年春の 2 号機及び 2001 年秋の 3 号機の CRDM ノズルに対して使用された修理法 (部分ノズル溶接修理法) と同様の方法で行われた。即ち、CRDM ノズルの突き出た部分と上蓋孔へ長さ 5 インチほど挿入された部分を機械加工により取り除き、新しい圧力バウンダリ溶接部が上蓋孔内に取り付けられ、検査され、ウォータジェットピーニングによる表面仕上げがなされた。長期的な Alloy 600 の解決策として Ocone-1, 2, 3 号機について上蓋の取替が予定されている。

(25) 9 本の制御棒駆動機構ノズル貫通部における応力腐食割れによる原子炉圧力容器上蓋の漏洩

Ocone-3号機 (B&W)

2001年2月18日

LER : 50-287/2001-001-01

(事象に関する記述)

2001 年 2 月 18 日、原子炉圧力容器(RPV)上蓋の目視検査によって、6 本の制御棒駆動機構(CRDM)ノズル (No.11、23、28、34、50、56) の周辺にホウ酸の堆積が確認された。2

月 25 日、上蓋洗浄後、フォローアップ検査を行ったところ、これら 6 本のノズルにホウ酸堆積物が確認され、また、CRDM ノズル No.3、7 及び 63 にホウ酸と思われる堆積物が確認された (図 A.25-1)。それぞれの CRDM ノズル周辺に堆積しているホウ酸の量は数立方インチ程度と推定された。

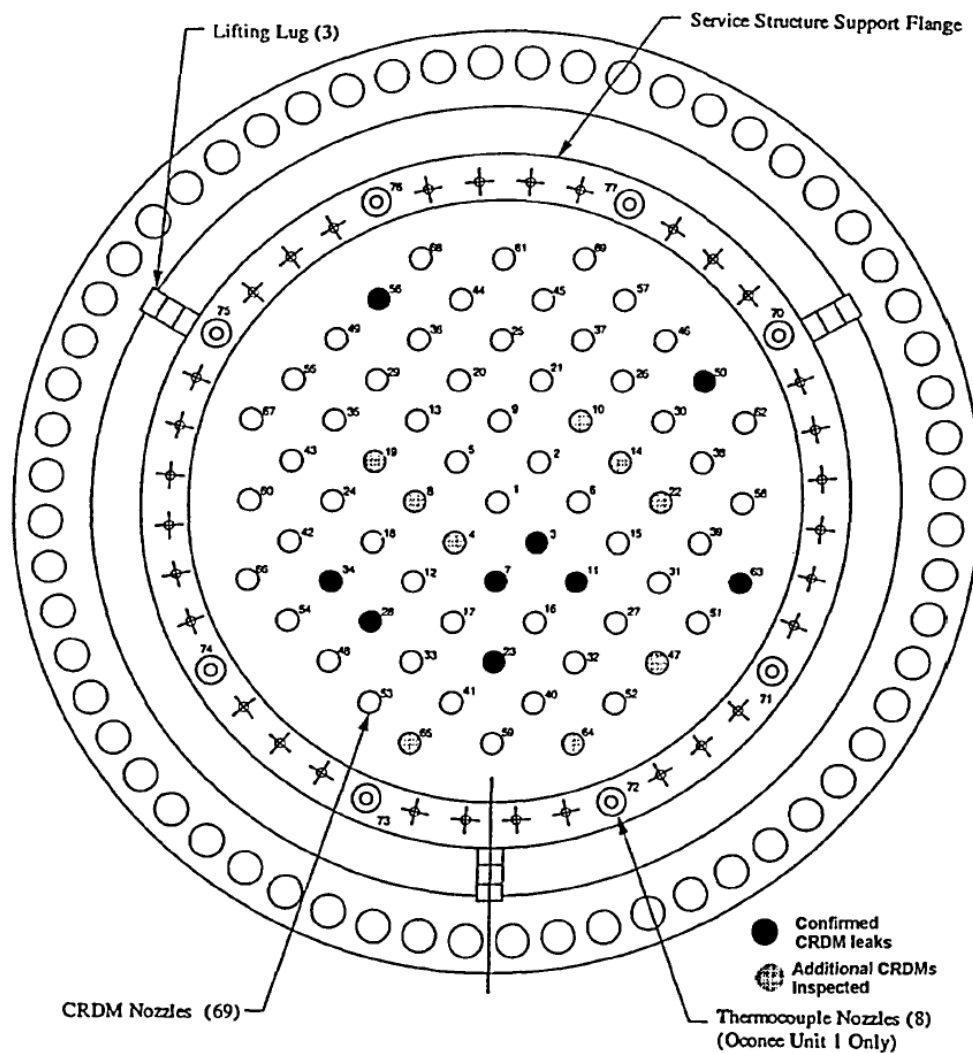


図 A.25-1 RPV 上蓋貫通ノズルの概観と検査結果

その後、9 本のノズルの溶接部及び外表面に対する液体浸透試験(PT)を行ったところ、隅肉溶接部の端付近を起点とする深い軸方向亀裂が幾つか見つかった。これらの亀裂は、ノズル外表面に沿って軸方向に走っているだけでなく、ノズル材に向かって径方向にも進展していた。そのうちの幾つかは CRDM ハウジングの底部端にまで達していた。これらの深い亀裂は、RPV 上蓋で見つかったホウ酸結晶の堆積に至った漏洩経路である可能性が最も高い。漏洩の認められた 9 本の CRDM に対する渦電流探傷試験(ECT)により、そのうちの幾つかに亀裂が確認された。

ECT によって確認された指示の大きさを測定し、同試験では特定できなかった他の指示について貫通の程度を調べるために超音波探傷試験(UT)が行われた。その結果、9本のノズル全てに深い亀裂（そのうち幾つかは貫通亀裂）が確認された。PT、ECT 及び UT の結果を組み合わせるとともに、漏洩した各 CRDM ノズルに対して具体的な修理計画が策定された。

非破壊検査の結果は以下の通りである。

- ① 9本の漏洩ノズルにおける47箇所の指示のうちの19箇所（40%）は、外表面を起点とした非貫通軸方向亀裂であった。
- ② 47箇所の指示のうち16箇所は（34%）、外表面を起点した軸方向貫通亀裂であった。
- ③ 周方向亀裂は9箇所（19%）であり、1箇所が内表面を、8箇所が外表面を起点としていた。外表面を起点とする周方向亀裂のうちの2つ（ノズル No.50 と 56 の亀裂）は、J-groove 溶接部の上方に位置していた。
- ④ 外表面を起点とした各周方向亀裂（4本のノズルに生じた8つの亀裂）には、少なくとも1つの軸方向貫通亀裂が含まれていた。外表面の周方向指示のうちの2つ（ノズル No.50 と 56 の亀裂）は貫通亀裂もしくはほぼ貫通した亀裂であった。
- ⑤ 3本のノズル（ノズル No.3、28 及び 63）には、5つ以上の軸方向亀裂だけが存在していたが、周方向亀裂は無かった。
- ⑥ 内表面を起点とする非貫通軸方向亀裂も3つ見つかった（6%）。
- ⑦ 外表面を起点とする周方向亀裂指示は全て、内表面を起点とする周方向亀裂指示よりもかなり深いものであった。外表面を起点とする8つの周方向亀裂は、平均で肉厚の70%深さまで貫通しており、1つの内表面の亀裂は肉厚の13%深さまで貫通していた。

漏洩している9本の CRDM ノズルに加えて、同種材料で製造された9本の CRDM ノズル（No.4、8、10、14、19、22、47、64、65）に対して ETC と UT が行われた。その結果は、以下の通りである。

- ⑧ ECT によって状態の検査が行われた9本の CRDM ノズルには、J-groove 溶接部の上方や下方にクラスタ亀裂(cluster flaws)だけが存在していた。これらの亀裂は、その大きさや深さにおいて1、2号機の CRDM ノズル内表面に観察された亀裂と類似していた。最も深い亀裂はノズル No.10 における 1.75 mm の亀裂であった。
- ⑨ UT を用いて検査した9本の CRDM ノズルには、記録対象の外表面指示はなかった。CRDM ノズル No.4 だけに、4つの浅い軸方向亀裂（最大 1.37 mm）がダウンヒル側（6時位置）の溶接部上方に存在していた。

上蓋表面に関する目視検査により、ノズル No.34 付近の表面に腐食が認められた（図 A.25-2）。他に有意な腐食箇所はなかった。その後、当該腐食箇所に関する構造解析を行い、その結果、上蓋の軽微な劣化による構造健全性への影響はなかったと結論付けられた。

（原因）

9本の Alloy 600 製 CRDM ノズル漏洩の根本原因は PWSCC である。これは、以下に基

づくものである。

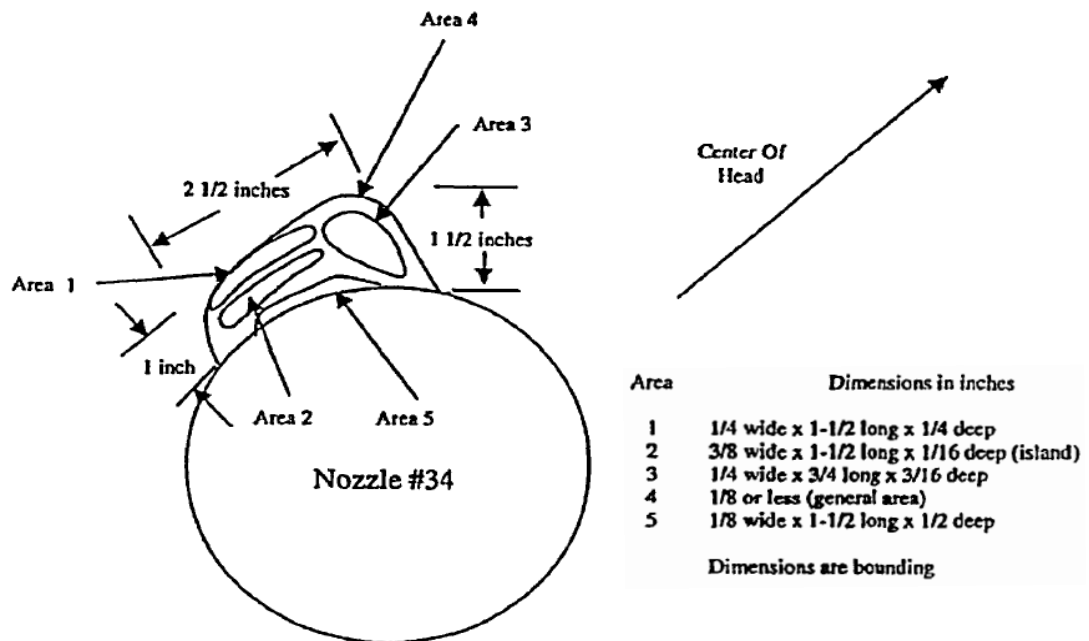


図 A.25-2 ノズル No.34 付近の表面腐食状況

- ① PWSCC と判明した CRDM ノズルサンプルの冶金学的な試験
- ② 高い引張り応力を示す有限要素法と亀裂の位置及び方向との関係
- ③ Alloy 600 溶接材において見つかった最近の PWSCC による亀裂事例（即ち、これは、Ocone において漏洩に至った 2 つ目の PWSCC である：LER 268/2000-006-01）

また、設置者による CRDMハウジングにおける亀裂の冶金学的評価の報告書では、次のように結論付けられる。

- ① 亀裂は応力起因の粒界腐食メカニズム (stress driven intergranular corrosion mechanism) によるものであった。
- ② 亀裂面にアグレッシブな化学種に関する指示はなかった。
- ③ 亀裂領域における主な駆動力は、アニーリング後の冷間変形に起因した残留応力によるものであると考えられる。
- ④ 腐食させる物は、明らかに、原子炉冷却系の一次冷却材である。

UT 及び PT により特性評価が行われたが、漏洩した亀裂は、有限要素解析（溶接時の残留応力や運転条件の影響を含む）により高いフープ応力が予測された溶接領域内にあることが明らかとなった。亀裂の形状は、高応力箇所において、フープ応力（軸方向に亀裂を成長させる）が軸方向応力（周方向に亀裂を成長させる）よりも大きいことを示した解析と整合している。また、ノズル壁への亀裂の成長も高いフープ応力が溶接金属を経てノズル壁に及ぶという解析の予測結果と一致している。深い軸方向亀裂は、有限要素解析の結

果や、PWSCC に関する根本原因評価と整合している。

(対策)

9本の漏洩ノズルが、以下に示す方法によって修理された。

一般的な修理では、亀裂指示を全て除去し、各 CRDM ノズルについてそれぞれの孔を溶接修理する。亀裂はまずノズル材から研磨によって除去される（最初は手で研磨され、次にエアーク研磨を行い、その後 shallow surface 研磨を施す）が、場合によっては、幾つかのノズルに対する低合金鋼母材を露出させることになる。最終的に、表面は、溶接修理のための予備加熱前に PT により検査される。

亀裂指示を取り除くプロセス、及び、その後の非破壊検査において、幾つかの亀裂は PT によって確認された表面位置から溶接部やノズル材へと進展していたことが明らかとなった。これらの指示については、圧力バウンダリの漏洩経路がないことを確認するために調査が行われた。これらの指示を取り除いている間、溶接部及びノズル材における他の既存の線形指示が確認され取り除かれた。

それぞれの孔を溶接修理した後、修理後に元々の溶接材 Alloy 82/182 (Alloy600) が残っていた箇所に Alloy 52/152 (Alloy 690) による溶接オーバーレイが施された。修理された 5本のノズル (No.3、7、11、50、56) にこのオーバーレイがなされた。ノズル No.23、28、34 及び 63 では、溶接部全体が Alloy 52/152 と取り替えられたため溶接オーバーレイは必要なかった。この非構造的な溶接材は、既存の材料に対する防護層として作用し、PWSCC 耐性を改善することになる。

漏洩 CRDM ノズル 9本に対する修理は終了したが、RPV 上蓋に取り付けられている Alloy 600 製 CRDM ノズル機器 (182 溶接材も含む) の PWSCC による漏洩可能性が引き続き懸念される。継続的な RPV 上蓋の検査や修理に着目した積極的な管理計画は、短期的に PWSCC に対処するための最善のアプローチであると判断された。長期的には、Oconee-1, 2, 3号機において RPV 上蓋を取り替える予定である。

(26) PWSCC による制御棒駆動機構ノズル貫通部からの原子炉压力容器上蓋の漏洩

Oconee-3号機 (B&W)

2001年11月12日

LER : 50-287/2001-003-00

(事象に関する記述)

2001年11月12日、制御棒駆動機構(CRDM)ノズル貫通部からの漏洩指示を確認するために原子炉压力容器(RPV)上蓋の目視検査が行われた。さらに、上蓋のサービス構造物支持スカートにおける 9つのアクセスポートを通して目視検査が行われた。RPV 上蓋は、漏洩箇所を容易に特定できるほど概してきれいな状態であった。検査の結果、溶接部あるいはノズル材のいずれかを貫通する圧力バウンダリ漏洩のある可能性が高い 4本の CRDM ノズル (No.26、39、49、51) 貫通部が特定された。さらに、他の CRDM ノズル 3本 (No.2、10、46) にホウ酸結晶の堆積物が確認されたが、この堆積物は、わずかな漏洩により生じ隠されていた可能性がある。これら 7本のノズルは、更なる検査が必要であることが明らか

かとなった。

Framatome ANP 社(FANP)の Top-Down Tooling (TDT)を用いて、9本の CRDM ノズル内表面に対する超音波探傷試験(UT)が行われた。ノズル No.26、39、49 及び 51 は目視検査によって漏洩している可能性が高いことが確認され、ノズル No.2、10 及び 46 はホウ酸に覆われており、また、ノズル No.29 と 31 は状態を調べるために UT が行われた(修理設備を使用できるようにするためにこれらの CRDM ノズルは取り外された)。UT は、0 度直線ビーム変換器と変換器のバッテリーを用いて実施され、軸方向及び周方向に観察が行われた。ノズル No.29 と 46 に UT 指示は確認されなかった。ノズル No.2、26、39、49 及び 51 には、ノズル内表面及び外表面の指示に加え、溶接部の下部から上部へと広がる漏洩経路指示が確認された。ノズル No.2 では、J-groove 溶接部上方に周方向指示が確認された。ノズル No.10 と 31 には、J-groove 溶接部下方に幾つかの外表面指示が認められたが、これらの指示は僅かに溶接部に及んでいるものの漏洩経路には至っていなかった。

隅肉溶接キャップ及び部分貫通 J-groove 溶接部を含むノズル No.10、31 及び 46 に対して、RPV 上蓋の裏面から液体浸透試験(PT)が行われた。ノズル No.10 と 31 の外表面に小さな亀裂が認められたが、これらの亀裂は J-groove 溶接とノズルの接触面において溶接部まで及んでいた。ノズル No.46 には指示は見つからなかった。

目視検査あるいは UT により、ノズル No.10 と 31 に漏洩指示は見られなかったが、両ノズルを修理するとの保守的な判断がなされた。この判断は、ノズル外表面に小さな軸方向亀裂指示が認められたことと、このデータと以前の検査結果を比較しこのようなアクティブな PWSCC が実際に漏洩経路に至る可能性があることと示されたことに基づくものである。ノズル No.29 は、上蓋に漏洩指示が認められず、また、TDT を用いた UT で記録された指示が無かったため修理は行われなかった。ノズル No.46 については、目視検査、UT 及び PT のいずれにおいても許容できない指示が確認されなかったため修理がなされなかった。ノズル外表面に沿って漏洩経路を確認しその特徴を特定するための UT 手法が改善されたため、漏洩あるいはその疑いのあるノズルに対して渦電流探傷試験(ECT)は行われなかった。ECT を行うことで検査員の被ばく量を著しく増やしてしまう可能性があることと判断されたため、ALARA を考慮して、この決定がなされた。従って、目視検査、UT 及び PT の結果に基づいて修理を行うこととなった。

ノズル No.2 に周方向亀裂が見つかったことを受け、FANP の Aramis 装置を用いて範囲を拡大した検査が行われた。Aramis は、UT の探傷端子を上蓋裏側で走査させるために設計された遠隔システムである。検査対象には、以前に修理されたり、体積検査が行われていない 43 本のノズルが含まれた。周方向探傷端子は、J-groove 溶接部の最上部の 1 インチ上方から最下部の 1 インチ下方までのノズル領域に対する検査に用いられた。そのうちの 36 本のノズルについては、この範囲全体を調べるための検査が行われたが、ノズルアニュラス部(CRDM ノズル内表面と CRDM のリードスクリー支持管との間)内側への接近性が制限されているため、全範囲の検査が行えないノズルが 7 本あった。これら 7 本のノズ

ルの検査範囲は以下の通りである。

Nozzle 62	…	82%	Nozzle 45	…	94%	Nozzle 69	…	75%
Nozzle 60	…	76%	Nozzle 42	…	94%	Nozzle 66	…	89%
Nozzle 48	…	99%						

検査の結果、43本のノズル材に指示は確認されなかった。この非破壊検査は、次の運転サイクル中に危険な状態を引き起こしうる周方向亀裂が存在しないことを追加的に担保するために実施された。

(原因)

7本のAlloy 600製ノズルで見つかった指示の根本原因はPWSCCである。これは、以下に基づくものである。

- ① 以前の1、2及び3号機における根本原因評価でまとめられたCRDMノズルの検査結果と、本事象における非破壊検査の結果との比較
- ② 上記事象でまとめられた以前の有限要素解析(FEA)の結果と本事象における亀裂の位置及び方向との比較
- ③ Oconee及び他のPWRにおいてAlloy 600溶接材で見つかったPWSCC起因のCRDMの亀裂に関する最近の経験

3号機の上蓋漏洩に関する調査により、2001年初頭の2、3号機の上蓋修理時にまとめられた結論を裏付ける情報が明らかとなった。

3号機における当該停止時から得られた裏付け情報には、以下の6つの点が含まれている。

- ① ノズルの内表面にも外表面にも亀裂が確認されたが、大部分の亀裂はノズルの外表面に見られた。
- ② 小さな周方向亀裂が、J-groove溶接部上方で発見された。(ノズルNo.2)
- ③ ノズル溶接部上方に位置する単一の周方向亀裂ではその隣接部に軸方向亀裂が存在していた。
- ④ 軸方向亀裂が存在していたが、それに隣接する周方向亀裂はなかった。
- ⑤ 以前に3号機で見つかった亀裂に比べると、今回の亀裂は数も少なく、大きさも小さく浅いものであった。
- ⑥ ノズルの漏洩量はこれらの漏洩に対して小さく、また、漏洩を特定するために、きれいな上蓋の目視検査が未だに最善の方法である。

非破壊検査(主にUT)により、FEA(溶接による残留応力と運転条件による影響を含む)で高いフープ応力が予測されたノズル壁領域内に漏洩経路が位置していることが明らかになった。亀裂の形状は、高応力箇所において、フープ応力(軸方向に亀裂を成長させる)が軸方向応力(周方向に亀裂を成長させる)よりも大きいことを示した解析と整合している。また、ノズル壁への亀裂の成長も高いフープ応力が溶接金属を経てノズル壁に及ぶという解析の予測結果と一致している。軸方向亀裂は、FEAの結果や、PWSCCに関する根本原因評価と整合している。

今回の3号機における損傷の形態は、2001年の3号機におけるCRDMノズルの亀裂(LER 287/2001-001)や2001年の2号機における亀裂(LER 270/2001-002)と合致している。最初のUTによって、溶接材に他の指示が確認された。これらの指示は、UT技術の最近の進歩により初めて見つかったJ-groove溶接における許容できる指示と判断された。

(対策)

- 1、7本のCRDMノズル(No.2、10、26、31、39、49、51)の修理は、2001年5月の2号機におけるCRDMノズルと同様のプロセス(部分ノズル溶接修理法)を用いて行われた(LER 270/2001-002)。ノズルの突き出た部分と、上蓋の孔に入っている長さ約5インチの部分が機械加工により取り除かれた。その後、新しい圧力バウンダリ溶接部が上蓋孔内に取り付けられ、検査するとともに、ウォータジェットピーニングによる表面仕上げが行われた。
- 2、以前に修理が行われていなかったり体積検査がなされていないCRDMについては、再起動前にUT検査が行われた。
- 3、運転性評価が行われ、次の出力運転サイクルにおいて発生、進展するCRDMノズルの亀裂に安全上の問題はないと結論付けられた。

短期的には、今後の燃料停止時にCRDMノズルの検査が行われる。このアクションプランは、Oconee-1, 2, 3号機に関して上蓋取替がなされるまで有効であろう。CRDMノズルのPWSCC問題を解決するための長期的解決策は、2003年に開始予定の上蓋取替である。

(27) 制御棒駆動機構ノズルからの原子炉圧力容器上蓋の漏洩

Oconee-3号機 (B&W)

2003年5月2日

LER : 50-287/2003-001-00

(事象に関する記述)

2003年5月2日、前の運転サイクルにおいて69本の制御棒駆動機構(CRDM)ノズル貫通部に原子炉冷却材の漏洩が起こっていないかを調べるために、原子炉圧力容器(RPV)上蓋をボルトで固定したままの状態の上蓋母材の目視検査が行われた。この検査は、サービス構造物支持スカートにおける9つのアクセスポートを通して行われた。目視検査の結果、2つのCRDMノズルに漏洩の疑いがあることがわかった。CRDMノズルNo.4では、非常に薄い白い被膜がノズル上に観察され、CRDMノズルNo.7では、少量のホウ酸堆積がアニユラス部付近に存在しているように見えた。さらに、上蓋上方の機器冷却系からの漏洩による堆積物で6-8本のCRDMノズルが覆われており、目視検査できなかった。

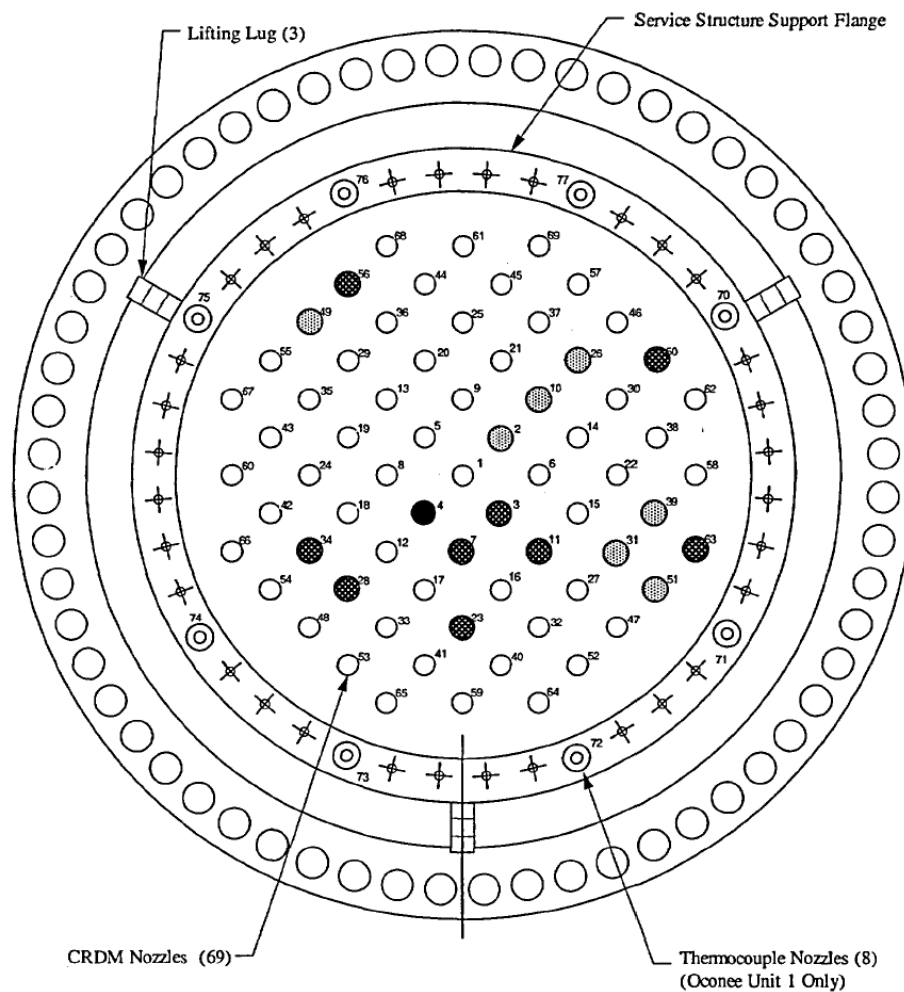
その後、以前の燃料取替停止に行われた上蓋検査のビデオテープを評価したところ、CRDMノズルNo.7の堆積物は新しい漏洩に関連したものではなく、以前の燃料取替停止時に行われた漏洩修理による残留物であり、洗浄プロセスにおいてホウ酸残渣が完全に除去されなかったことが判明した。CRDMノズルNo.4におけるホウ酸の堆積は、新しく堆積したものと見られ、以前の上蓋漏洩と類似した特徴を示していたことから、保守的に当該ノズルは漏洩していると判断された。

(根本原因)

以前の類似事象に関して行われた上蓋評価に基づき、Alloy 600 製 CRDM ノズル漏洩の根本原因は PWSCC とされた。

(対策)

再起動前に、現在の上蓋は廃棄され、新しい上蓋と取り替えられる予定である。なお、以前に修理作業における CRDM ノズルの修理状況は図 A.27-1 に示す通りである。



- Nozzles 3, 7, 11, 23, 28, 34, 50, 56, and 63 were repaired (maintenance outage)
- ◐ Nozzles 2, 10, 26, 31, 39, 49 and 51 were repaired (EOC 19 refueling outage)
- Nozzle 4 was not repaired since the RVH is being retired (EOC 20 refueling outage)

図 A.27-1 RPV 上蓋貫通ノズルの修理状況

(28) 原子炉圧力容器上蓋ノズル貫通部における漏洩経路指示

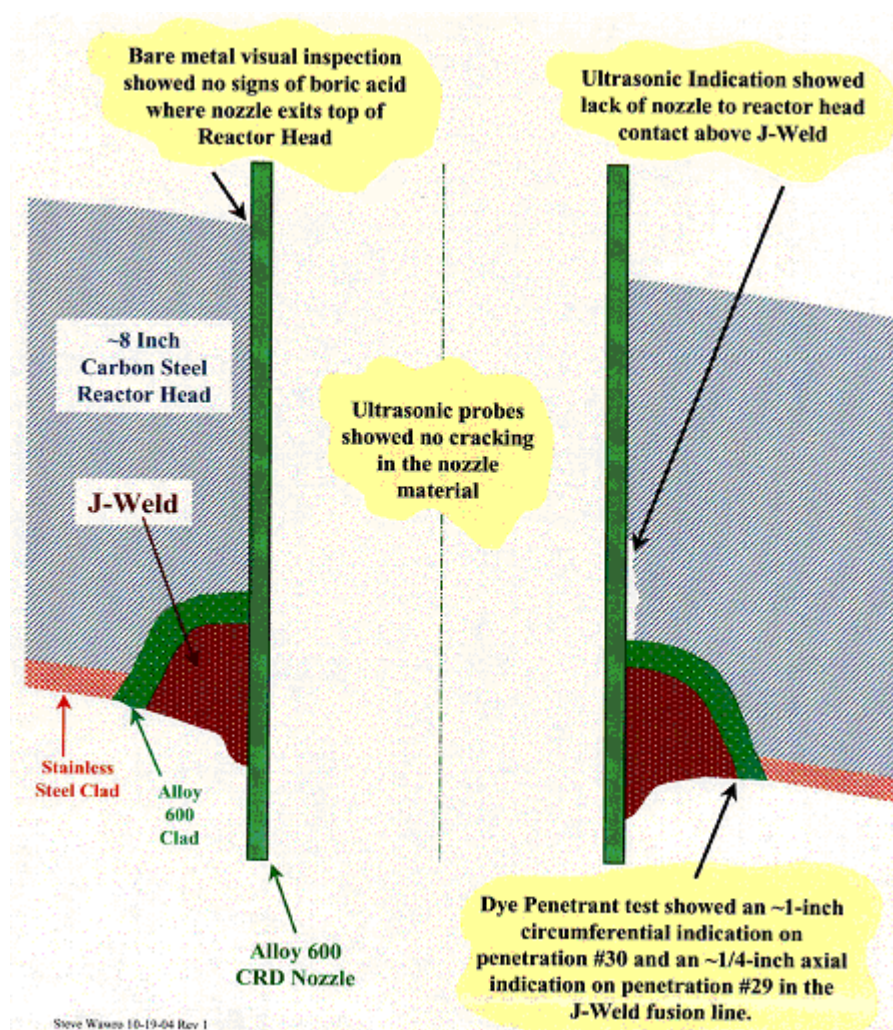
Palisades (CE)

2004年10月16日

LER : 50-255/2004-002-00

(事象に関する記述)

2004年10月16日、制御棒駆動機構(CRDM)ノズル貫通部 No.29 及び 30 の J-groove 溶接部について Inconel 突合せ箇所で漏洩経路指示が確認された。最初に、EA-03-009 に従って超音波探傷試験(UT)が行われ、漏洩指示が確認された。その後、当該命令に従い、上蓋に対するベアメタル目視検査が行われた。ベアメタル目視検査では漏洩の根拠は見られなかったが、当該貫通部 No.29 及び 30 の J-groove 溶接部に対する液体浸透試験(PT)を行ったところ、更なる評価を必要とする軽微な表面亀裂指示が確認された。貫通部 No.29 の研磨作業中、J-groove 溶接部の溶接線に対して垂直な長さ約 1/4 インチの軸方向亀裂が見つかった。また、貫通部 No.30 の研磨作業中には、J-groove 溶接部の溶接線付近に、長さ約 1 インチの周方向亀裂が確認された (図 A.28-1)。



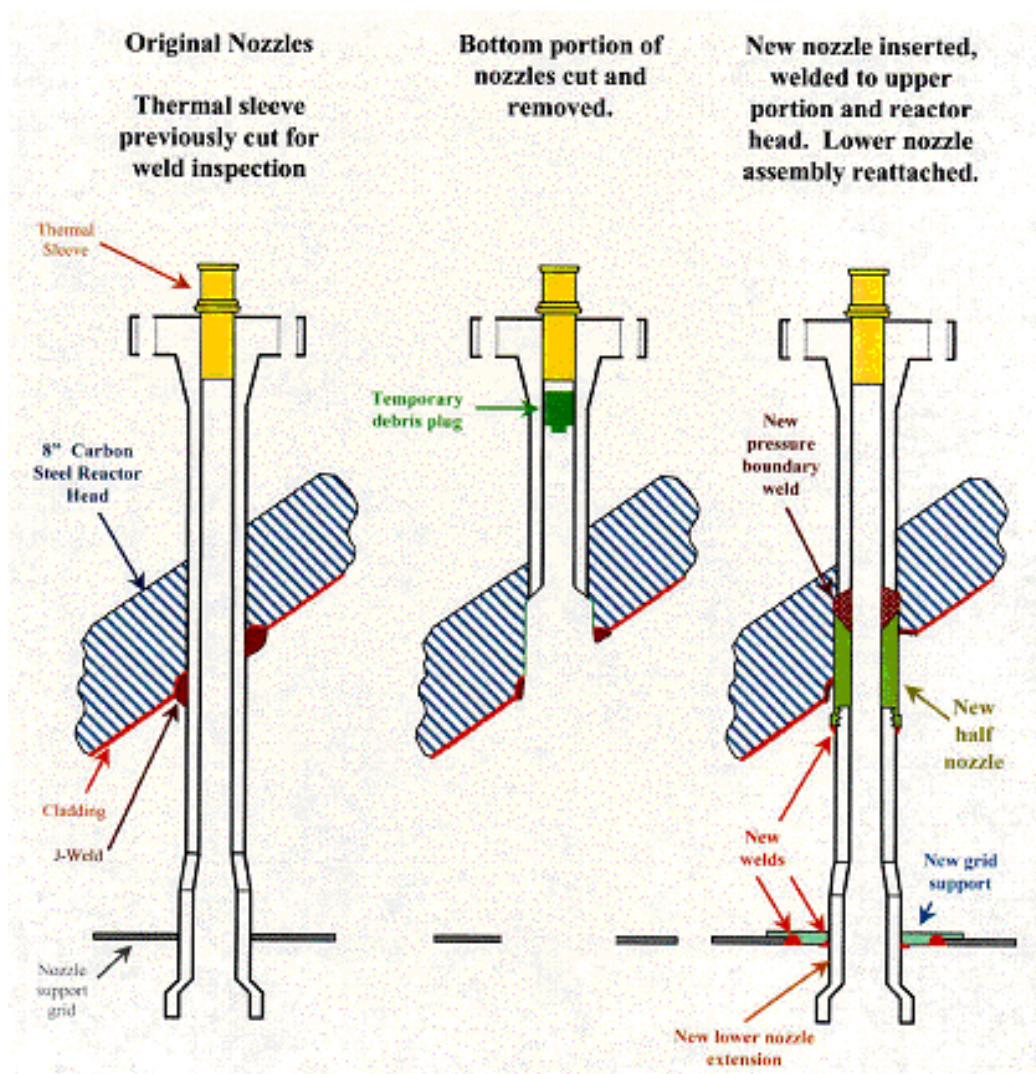
図A.28-1 PalisadesにおけるCRDMノズルの亀裂

(事象の原因)

当該指示について金相検査は行われなかったが、産業界の経験に基づき、2つの貫通部亀裂の原因は PWSCC と考えられた。

(対策)

貫通ノズルの下部分が切断され取り外された。新しいハーフノズルが挿入され、残存しているノズルの上部分と RPV 上蓋と溶接された。これにより、新しい圧力バウンダリが形成された (図 A.28-2)。修理箇所に関する検査が基準を満足していることが確認された後、RPV 上蓋は供用に戻された。



図A.28-2 PalisadesにおけるCRDMノズル修理法 (ハーフノズル修理法)

(29) Alloy 600 製計装ノズルの劣化による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Palo Verde-1号機 (CE)

1999年10月2日

LER : 50-528/1999-006-00

(事象に関する記述)

1999年10月2日、原子炉冷却系(RCS)配管の目視検査を行っていたところ、RCS ループ No.2 ホットレグノズルを貫通するノズル周辺に少量のホウ酸残渣が観察された。ホウ酸は、計装ノズルの外周付近のホットレグ配管外側に堆積していた。ホウ酸の同位体分析によって、当該ホウ酸が RCS 内部を起源とするものであることが確認された。

(原因)

計装ノズル亀裂の原因は PWSCC であり、Inconel 600 材の軸方向亀裂が生じたものと考えられている。このタイプの亀裂は、高い温度と運転継続時間による影響を受けることが知られている。産業界及び Palo Verde のデータでは、これら PWSCC による亀裂が、圧力バウンダリの完全な破損を引き起こすものではないが、少量の漏洩に至ることが実証されている。

Alloy 600 ノズルは、PWSCC に関して著しく変化する。鍛造や加熱処理された棒材(bar stock)は、冷間引抜きやアニールを施した配管材料よりも、PWSCC 感受性は高くなる可能性がある。仕様最小限(specification minimum)に近い値から非常に高い値までの幅広い降伏強度を有するノズルで亀裂が発生している。最終的なミルアニールを高温及び低温で行われた材料で製造されたノズルと同様、蒸気発生器での経験で示されている様々な微粒組織を有する Alloy 600 製ノズルで亀裂が起こっている。

(対策)

劣化の認められたホットレグ計装ノズルについて修理が行われ、原子炉起動時に通常運転圧力及び温度で試験が行われることとなっている。この修理では、ホットレグ外径部で既存のノズルを切断し、新たに Alloy 690 製ノズルを挿入してホットレグ外径部に溶接した。現在までに、当該プラントでは、全ての Alloy 600 製加圧器計装ノズル (1 基あたり 7 本) を、耐腐食性の高い Alloy 690 製ノズルに取り替え、また、2 号機における Alloy 600 製 RCS ホットレグ圧力計装ノズルとサンプリングノズルを Alloy 690 製と取り替えている。さらに、3 基の原子炉における全ての Alloy 600 製ホットレグ計装ノズルを次回以降の停止時に取り替える予定である。

(30) Alloy 600 製計装ノズルの劣化による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Palo Verde-1号機 (CE)

2001年3月31日

LER : 50-528/2001-001-00

(事象に関する記述)

2001 年 3 月 31 日、原子炉冷却系(RCS)配管の目視検査を行っていたところ、RCS ループ No.2 ホットレグを貫通する計装ノズル付近に少量のホウ酸残渣が観察された。ホウ酸は、計装ノズルの外周付近のホットレグ配管外側に堆積していた。当該ノズルの漏洩量は RCS が冷却されるにつれ増加したが、初めは、白いホウ酸がノズル外表面と上蓋孔内表面の間のアニュラス部に形成され、RCS の冷却につれて滴るようになっていった。

(原因)

調査の結果、計装ノズル漏洩の原因は PWSCC であり、Inconel 600 材の軸方向亀裂が生じたものと結論付けられた。このタイプの亀裂は、高い温度と経年化による影響を受けることが知られている。産業界及び Palo Verde 固有のデータでは、これらのノズルにおける PWSCC が、圧力バウンダリの完全な破損を引き起こすものではないが、少量の漏洩に至ることが実証されている。

Alloy 600 ノズルは、PWSCC に関して著しい変化を示す。鍛造や加熱処理された棒材(bar stock)は、冷間引抜きやアニールを施した配管材料よりもこの PWSCC に対する感受性が高くなる可能性がある。仕様最小限(specification minimum)に近い値から非常に高い値までの幅広い降伏強度を有するノズルで亀裂が発生している。最終的なミルアニールを高温及び低温で行われた材料で製造されたノズルと同様、蒸気発生器での経験で示されている様々な微粒組織を有する Alloy 600 製ノズルで亀裂が起こっている。

(対策)

劣化の認められたホットレグ計装ノズルについて設計変更が行われた。この変更では、ホットレグ外径部で既存のノズルを切断し、Alloy 690 製のプラグを挿入してホットレグ配管外径部に溶接した。

現在までに、当該発電所では、全ての Alloy 600 製加圧器計装ノズル (1 基あたり 7 本) を耐腐食性の高い Alloy 690 製ノズルに取り替え、また、1、2 号機における Alloy 600 製ホットレグ圧力計装ノズルとサンプリングノズルを Alloy 690 と取り替えている。さらに、3 基の原子炉における残り全ての Alloy 600 製ホットレグ計装ノズルについて、次回以降の停止時に変更する予定である。

(31) Alloy 600 製加圧器ヒータスリーブの劣化による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Palo Verde-2号機 (CE)

2000年10月4日

LER : 50-529/2000-004-00

(事象に関する記述)

2000 年 10 月 4 日、原子炉冷却系(RCS)配管の目視検査を行っていたところ、加圧器を貫通しているヒータスリーブ 2MRCE-A06 周辺に少量のホウ酸残渣が観察された。ホウ酸は、スリーブの外側に堆積していた。10 月 17 日、渦電流探傷試験(ECT)が実施され、当該ヒータスリーブに軸方向の線形指示が確認された。

(原因)

ヒータスリーブ漏洩の原因は PWSCC であり、Inconel 600 材の軸方向亀裂が生じたものと考えられた。このタイプの亀裂は、高い温度と運転継続時間による影響を受けることが知られている。産業界や Palo Verde のデータでは、これら PWSCC による亀裂が、圧力バウンダリの完全な破損を引き起こすものではないが、少量の漏洩に至ることを示している。

Alloy 600 機器は PWSCC に関して著しい変化を示す。鍛造や加熱処理された棒材(bar stock)は、冷間引抜きやアニールを施した配管材料よりも、PWSCC 感受性は高くなる可能性がある。仕様最小限(specification minimum)に近い値から非常に高い値までの幅広い降伏強度を有する機器で亀裂が発生している。最終的なミルアニールを高温及び低温で行われた材料で製造されたノズルと同様、蒸気発生器での経験で示されている様々な微粒組織を有する Alloy 600 製ノズルで亀裂が起こっている。

(対策)

劣化の認められたヒータスリーブについて修理が行われ、原子炉起動時に通常運転圧力

及び温度で試験が行われることとなっている。この修理では、加圧器底部にできるだけ近い箇所で劣化した加圧器ヒータスリーブを切断し、当該スリーブに座ぐり加工を施して、強化パッドとプラグをシールスリーブ位置に溶接した。この修理により、ASME 規格における圧力バウンダリ溶接部は加圧器胴部の内径部から外径部に移動したことになる。修理は Alloy 690 材を用いて行われた。

当該停止時にもう 1 本の加圧ヒータスリーブについても修理が行われた。当該ヒータの位置では、1991 年にヒータエレメントの破損が生じておりスウェリングが起こっていた。2000 年 10 月 17 日に、当該スリーブに対する ECT を行ったところ、軸方向の線形亀裂指示が見つかった。当該箇所にホウ酸の堆積は認められず、漏洩は起こっていなかったものと考えられている。3 基の原子炉における他のヒータでは、こうした事象は起こっていない。

なお、当該発電所では、Alloy 600 製加圧器計装ノズル（原子炉 1 基にあたり 7 本）を耐食性高い Alloy 690 製ノズルに取り替えており、また、2 号機では、Alloy 600 製ホットレグ圧力計装ノズルとサンプリングノズルを Alloy 690 製ノズルに取り替えている。さらに、1～3 号機における Alloy 600 製計装ノズルを全て今後の停止時に変更する予定である。

(32) Alloy 600 機器の劣化による原子炉圧力容器上蓋ベント管の軸方向亀裂指示

Palo Verde-2号機 (CE)

2005年4月23日

LER : 50-529/2005-001-00

(事象に関する記述)

2005 年 4 月 23 日、原子炉圧力容器(RPV)上蓋のベント管貫通部に対する供用期間中検査を行っていたところ、2 つの軸方向指示を見つけた。これらの指示は、上蓋への J-groove 溶接部付近の原子炉冷却系(RCS)圧力バウンダリを構成する配管の内表面に位置していた。当該指示は、深さ 0.08 インチ未満、長さ約 0.1 インチの軸方向亀裂であり、互いにほぼ垂直方向に走っていた。亀裂は貫通しておらず、RCS 圧力バウンダリが漏洩している証拠はなかった。なお、ベント管は 3/4 インチ口径の Alloy 600 製であり、原設計では 7/32 インチのベント孔を有する流量制限オリフィスが付いていたが、供用中検査を行い易くするために当該オリフィスは切り出され新たにステンレス鋼製のオリフィスが下流に取り付けられた (図 A.32-1)。

(原因)

上蓋ベント管の軸方向亀裂指示の原因は、Alloy 600 材に生じた PWSCC であると考えられた。このタイプの亀裂は、高い温度や供用時間による影響を受けることが知られている。産業界や Palo Verde 固有のデータでは、PWSCC が圧力バウンダリの著しい劣化に至る前に小さな漏洩となって現れることが実証されている。

(対策)

軸方向亀裂は機械加工によって取り除かれ、再起動前に渦電流探傷試験(ECT)により指示が取り除かれていることが確認された。超音波探傷試験(UT)のデータと分析を基に、残り 40 年の設計寿命期間に対してプラント運転を行うに十分なベント管肉厚が存在することが

確認された。

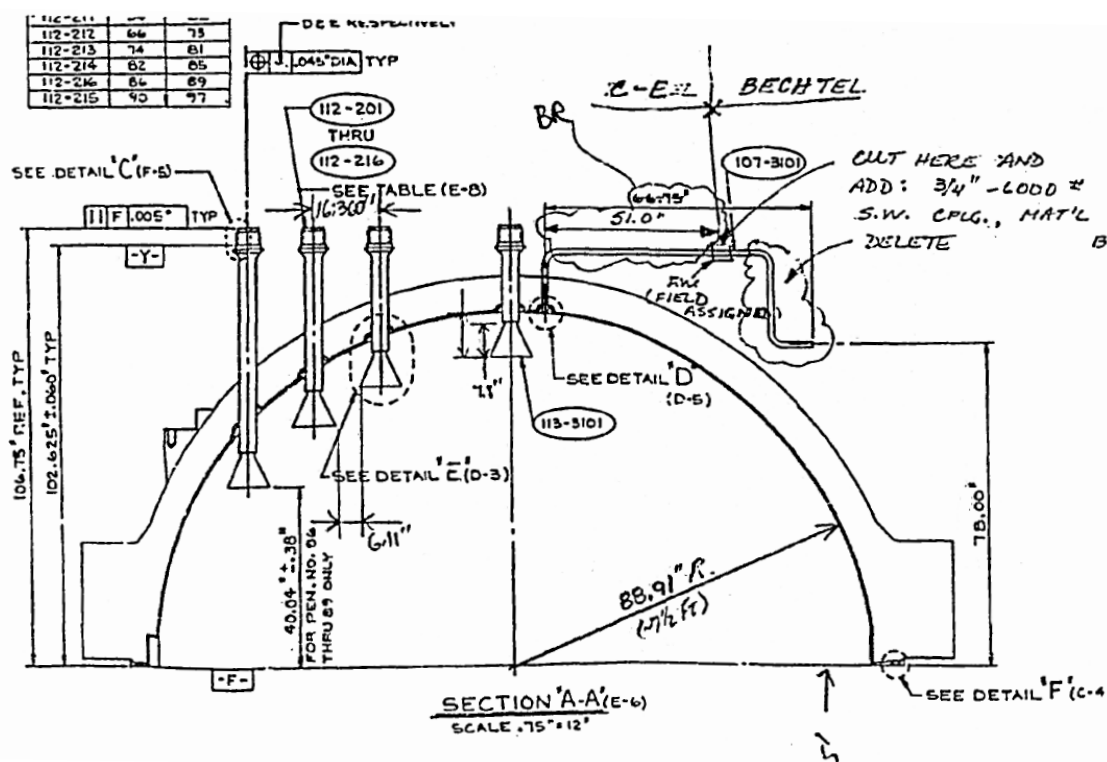


図 A.32-1 RPV 上蓋とベント管の概観図

(33) Alloy 600 機器の劣化による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Palo Verde-3号機 (CE)

2003年3月29日

LER : 50-530/2003-002-00

(事象に関する記述)

2003年3月29日、ホウ酸腐食管理(BACC)プログラムに従って、原子炉冷却系(RCS)機器に対するホウ酸対策のための巡回点検を行っていたところ、ループ No.1 ホットレグを貫通する計装ノズル周辺にホウ酸堆積物が観察された。ホウ酸は、計装ノズルの外周付近のホットレグ外側に堆積していた。また、バックアップ用加圧器ヒータ A01 貫通部周辺にもホウ酸残渣が観察された。当該スリーブに対する ECT により、軸方向亀裂指示が確認された。

(原因)

計装ノズル及びヒータスリーブ漏洩の原因は PWSCC であり、Alloy 600 材の軸方向亀裂から生じたものと判断された。このタイプの亀裂は、高い温度や供用時間による影響を受けることが知られている。

Alloy 600 ノズルは PWSCC に関して著しい変化を示す。鍛造や加熱処理された棒材(bar stock)は、冷間引抜きやアニールを施した配管材料よりもこの PWSCC に対する感受性が高

くなる可能性がある。仕様最小限(specification minimum)に近い値から非常に高い値までの幅広い降伏強度を有するノズルで亀裂が発生している。最終的なミルアニールを高温及び低温で行われた材料で製造されたノズルと同様、蒸気発生器での経験で示されている様々な微粒組織を有する Alloy 600 製ノズルで亀裂が起こっている。産業界や Palo Verde 固有のデータでは、PWSCC が、圧力バウンダリの著しい劣化に至る前に、小さな漏洩となって現れることが実証されている。

(対策)

劣化の認められた RCS ループ No.1 ホットレグ配管を貫通する Alloy 600 製計装ノズルは、より耐腐食性の高い Alloy 690 製ノズルを用いて修理された。

劣化の認められたヒータスリーブは、NRC によって認可されたメカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)を用いて修理された。MNSA は、分割されたガスケット/フランジアセンブリから成る機械的装置であり、漏洩貫通部周辺に取り付けられる。ガスケットは Grafoil パッキン、即ち、貫通部からの RCS 漏洩を防ぐためにアセンブリ内で圧縮される炭素化合物でできている。当該アセンブリはドリル穴にボルトで取り付けられ、加圧器の外表面に固定される。もう 1 つのアセンブリがフランジにボルトで取り付けられ、スリーブを加圧器容器壁に構造的に取り付ける役割を果たす。このアセンブリは Alloy 600 製貫通部において J-groove 溶接に代わって荷重に耐える機能を有している。MNSA 取付後に行われた通常運転圧力及び温度での試験によって、当該アセンブリの許容性が実証された。

(34) Alloy 600 機器の劣化による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Palo Verde-3号機 (CE)

2004年2月29日

LER : 50-530/2004-001-00

(事象に関する記述)

2004年2月29日、ホウ酸腐食防止プログラムに従って、原子炉冷却系(RCS)構成機器に対するホウ酸対策のための巡回点検を行っていたところ、加圧器ヒータ A03 のヒータスリーブ貫通部周辺に検知できる程度のホウ酸堆積物が観察された。

(原因)

ヒータスリーブ漏洩の原因は、Alloy 600 材に生じた PWSCC による軸方向亀裂亀裂であると判断された。このタイプの亀裂は、高い温度や供用時間による影響を受けることが知られている。産業界や Palo Verde 固有のデータでは、PWSCC が、圧力バウンダリの著しい劣化に至る前に、小さな漏洩となって現れることが実証されている。

(対策)

劣化の認められたヒータスリーブは、NRC によって認可されているメカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)を用いて修理された。MNSA は、分割されたガスケット/フランジアセンブリから成る機械的装置であり、漏洩貫通部周辺に取り付けられる。ガスケットは Grafoil パッキン、即ち、貫通部からの RCS 漏洩を防ぐためにアセンブリ内で圧縮される炭素化合物でできている。当該アセンブリは、ドリル穴にボルトで取り付けられ、加圧器

の外表面に固定される。もう 1 つのアセンブリがフランジにボルトで取り付けられ、スリーブを加圧器容器壁に構造的に取り付ける役割を果たす。このアセンブリは Alloy 600 製貫通部において J-groove 溶接に代わって荷重に耐える機能を有している。MNSA 取付後に行われた通常運転圧力及び温度での試験によって、当該アセンブリの許容が実証された。

今秋行われる燃料取替停止時の停止期間が 20 日間延長されることとなっており、停止は 2004 年 10 月 2 日に始まる。停止期間が延長されることにより、全ての Alloy 600 製加圧器ヒータスリーブを Alloy 690 機器に取り替えるのに十分な時間を取ることができる。取替計画は、次回の燃料取替停止時ではなく、現在の燃料取替停止時に全てのスリーブを取り替えることである。また、取り付けられた MNSA は全て加圧器から取り外される予定である。

(35) PWSCC による原子炉冷却系計装ノズルの漏洩

St. Lucie-1号機 (CE)

2001年4月14日

LER : 50-335/2001-003-00

(事象に関する記述)

2001 年 4 月 14 日、燃料取替停止中、3/4 インチ口径のホットレグ計装ノズル RC-126 において固定保温材を取外し可能なものに取り替えるために保守作業を行っていたところ、同ノズルに原子炉冷却系(RCS)貫通漏洩が確認された。前回のクールダウン開始時及び冷態停止時に検査が行われたが、計装ノズル RC-126 に漏洩は確認されなかった。

当該ホットレグ計装ノズルは Alloy 600 製であり、RC-126 において 1B ホットレグを貫通している。当該発電所では、以前に Alloy 600 製ノズルにおける PWSCC を経験している。1995 年、2 号機において、同様の RCS ホットレグ亀裂と漏洩が発生している(LER 389/95-004)。現在までに、CE 社製の Alloy 600 製ノズルあるいはヒータスリーブの 87 本以上で PWSCC による漏洩が発生している。この問題は CE 社製 PWR 所有者グループ(CEOG : Combustion Engineering Owner Group)によって幾つかの報告書にまとめられている。

(原因)

RC-126 の Alloy 600 製ノズルに使用されていた材料をレビューしたところ、NX-0003 材が使用されていることが判明した。産業界において、この型の材料に対する損傷は経験されていなかったが、Alloy 600 は PWSCC 感受性が高く、RCS ホットレグと同様の環境下において亀裂が生じている。1 号機にはこの型の材料が、RC-126 を含む 9 箇所 で用いられている。他の 8 本のノズルに対する検査が行われ、漏洩の無いことが確認された。

RC-126 に接続されている漏洩ホットレグノズルを取り外す前に、亀裂指示の位置や方向を確認するために渦電流探傷試験(ECT)が行われた。この検査では、口径 3/4 インチのホットレグノズルに対して 0.5 インチのプロブが用いられた。ECT により、溶接部端内に主要な軸方向亀裂が 2 つ確認され、これに沿って細かな亀裂が存在していることがわかった。主要な亀裂指示は、それぞれ長さ約 0.83 インチ及び 0.41 インチであり、ノズルをホットレグ配管内面に接合させている J-groove 溶接部に隣接する配管の内側端から広がっていた。

ECTによる検査は周方向に対しても行われたが、指示は確認されなかった。

Alloy 600 材は硬く、亀裂は圧力容器あるいはホットレグの内径に接続されている J-groove 溶接部に隣接したノズルの軸方向であるため、ノズルの飛び出しに関する安全上の心配はない。これらのタイプのノズルにおける PWSCC の特徴は、J-groove 溶接部に隣接する領域での Alloy 600 ノズル材の軸方向亀裂である。CE 社製プラントにおいて、小口径貫通部の周方向亀裂は見つかっていない。軸方向亀裂が存在し、周方向亀裂が発生していないことは、1993 年と 1994 年に 2 号機の加圧器計装ノズル損傷時に行われた ECT あるいは他の非破壊検査、及び、1995 年にホットレグノズルの損傷時に行われた同様の検査によって確認されている。1 号機における ECT の結果、RC-126 の損傷は、PWSCC により Alloy 600 製小口径ノズルの貫通部に軸方向の亀裂が発生することを示している。

(対策)

1. プラント起動前に、ASME 規格 Section XI の IWA-7000 に従って、RCS ノズル RC-126 はハーフノズル設計のものと取り替えられた。
2. 1 号機ホットレグにおける残り 8 本の 3/4 インチ口径 Alloy 600 NX-0003 材製ノズルについて目視検査が行われ、異常のないことが確認された。
3. 1、2 号機の検査手順に対するレビューが行われ、PWSCC のよる小口径ノズルの漏洩を特定するのに有効であることが確認されたため、変更は求められなかった。
4. 1 号機ホットレグには、他に 8 本の 3/4 インチ口径 Alloy 600 NX-0003 材製ノズルがあるが、設置者は、それらの取替計画を策定している。

(36) 燃料取替停止時の原子炉圧力容器上蓋検査における 2 つの亀裂の検出

St. Lucie-2号機 (CE)

2003年4月30日

LER : 50-389/2003-002-00

(事象に関する記述)

2003 年 4 月 30 日、燃料取替停止中、EA-03-009 に従って、原子炉圧力容器(RPV)上蓋に対する検査が行われていた。2 号機の上蓋は、2003 年春の燃料取替停止開始時点で約 14.0 EDY (Effective Degradation Years) であり、EA-03-009 の検査カテゴリとしては「高感受性」に属するプラントであった。そのため、設置者は、上蓋のベアメタル目視検査と、102 本の制御棒駆動機構(CEDM)ノズル (CEDM ノズル 91 本、炉内計装ノズル 10 本、ベントノズル 1 本) 全てに対する超音波探傷試験(UT)を行うこととした。

上蓋に対する目視検査の結果、全体的にはきれいな状態にあり、102 本の貫通部からの漏洩の証拠も無く、上蓋表面の減耗も見られなかった。

同日、上蓋に対する UT により、CEDM ノズル貫通部 No.72 に軸方向亀裂が確認された。

5 月 2 日、CEDM ノズル貫通部 No.18 に 2 つ目の軸方向指示が確認された。欠陥はノズル No.18 の外径表面接続部に位置しており、ノズルと上蓋の間の J-groove 溶接部下方と隣接するノズル材まで及んでいた。ノズル No.18 の軸方向亀裂も、一部 J-groove 溶接部上部まで及んでいた。それぞれの指示の詳細は表 A.36-1 の通りである。いずれの亀裂もノズル

を貫通してはならず、上蓋とノズルの間のアニュラス部からの原子炉冷却系(RCS)圧力バウンダリ漏洩を示すような証拠はなかった。

102本の貫通ノズルに対して行われた UT は、EA-03-009 の Section IV.C.(1)(b)(i)に示されたオプションであった（その後の緩和要請によって改正された）。検査範囲には、炉内計装ノズル 10本とベント管ノズル 1本に対する J-groove 溶接部上方 2 インチから貫通部下端までのノズル母材が含まれていた。91本の CEDM ノズルには、内面スレッドがあり、これは外部スレッドのガイドコーンを恒久的に取り付けるために使用されている。こうした構造のため、EA-03-009 で要求されている溶接部からノズル下端までの UT は行えなかった。緩和要請では、91本の CEDM ノズルに対する UT を J-groove 溶接の上方 2 インチから検査可能な最大の範囲まで行うこととし最低でも溶接部下方 0.41 インチまで含めることを提案し、その後、この要請は NRC によって承認された。CEDM ノズルの UT に加えて、今回限りの緩和要請をサポートするために、設置者は、溶接部下方 0.41 インチ未満まで UT 対象範囲を少なくしたノズルに対して、補助的に液体浸透試験(PT)を実施した。その結果、PT による指示は確認されなかった。

表 A.36-1 CRDM ノズル No.18 と 72 に対する UT の結果

Nozzle Number	Flaw Location /Type	Flaw Length	Flaw Depth	Distance Below Weld
18	OD Axial	2.98"	0.26"	0.71"
72	OD Axial	0.96"	0.28"	0.35"

(原因)

軸方向亀裂の原因は PWSCC である。Alloy 600 における PWSCC は、①PWSCC 感受性の高い材料、②閾値より大きな引張り応力（残留、作用、あるいは、その組合せ）、③腐食環境（高温、一次冷却水など）の 3 条件が満たされると発生する。また、PWSCC は、ある温度での運転時間に密接な関係がある熱活性化プロセスである。

(対策)

貫通部 No.18 及び 72 は、亀裂指示の認められたノズルの下部を取り除き、圧力バウンダリを構成する溶接部を貫通部内部に移動させることによって修理された（部分ノズル溶接修理法）。テンパービード溶接修理プロセス(ambient temper bead weld repair process)、修理の構成及び修理後の検査方法に関する緩和要請は NRC によって承認された。

また、1、2 号機のいずれも、次回の燃料取替停止時に上蓋の検査を行うこととしているが、最終的には、PWSCC 感受性の高いノズルをより耐性の高い材料に取り替えるための手段として上蓋取替を検討している。

(37) 原子炉圧力容器下部ヘッド取付計装貫通部の亀裂指示

South Texas Project-1号機 (W)

2003年4月12日

LER : 50-498/2003-003-01

(事象に関する記述)

2003年4月12日、燃料取替停止において、原子炉压力容器(RPV)下部ヘッドに対する目視検査が行われた。下部ヘッドは断熱構造体に収納されており、ヘッドには保温材が取り付けられていない。そのため、断熱構造体を形成する3枚の断熱パネルを取り外すことにより検査が行われる。58本の下部取付計装(BMI : Bottom Mounted Instrument)ノズルの検査には、目視し易い3箇所が用いられる。

BMI ノズルは直径1.75インチの棒材(bar stock)から加工されたAlloy 600製品である。同ノズルは、外径1.5インチ及び内径0.6インチであり、Alloy 82/182のJ-groove溶接によってRPV内壁に溶接されている。RPVは、低合金炭素鋼製で厚さ5.38インチ、その内表面に厚さ0.22インチのステンレス製内張りが施されている。J-groove溶接部下方のRPVとノズルの間に0.001インチから0.004インチのアニュラス部がある。

目視検査によってBMI ノズルNo.1及び46周辺のノズル取付部に少量の白い残渣が見つかった。発生源を特定するために残渣の回収と分析が行われた。ノズルNo.1及び46から、それぞれ約150mg及び3mgの残渣が回収された。試料中にはホウ素だけでなく高い濃度でリチウムも存在しており、これらの発生源は運転中の原子炉冷却材であり、原子炉キャビティなど他のホウ酸水源ではないことが示された。

残渣の経過年数を評価するために、セシウム-134と-137の同位体比が計算された。セシウム-134の半減期は2.06年であり、セシウム-137の半減期は30.01年である。一次冷却系における同位体比はほぼ1である。これに対し、サンプル中の同位体比はノズルNo.1及び46から回収された残渣でそれぞれ0.30、0.25であった。この同位体比は、残渣の平均経過年数が3年から5年の間にあることを示している。しかしながら、RPV下部ヘッドは各停止時に点検されており、前回2002年11月20日の検査においても残渣は確認されていなかったため、漏洩率が非常にわずかなものであることが示された。

非破壊検査

58本全てのBMI ノズルに対して超音波探傷試験(UT)と目視検査が行われた。2003年4月12日の目視検査で漏洩の確認されたノズルNo.1と46にのみ亀裂が確認された。ノズルNo.1と46には合計5つの亀裂が認められた。他のBMI ノズルには亀裂は確認されなかった。ノズルNo.1には3つの軸方向亀裂が存在していた。1つは、ノズルの内径部を貫通しJ-groove溶接の上部から下部まで及んでいた。残りの2つは小さな亀裂でノズル外径部を貫通していた。ノズルNo.46には2つの軸方向亀裂があった。補助的に行われた渦電流探傷試験(ECT)により、いずれの亀裂も配管の内径部を貫通していないこと確認された。1つの亀裂はJ-groove溶接部の上部から下部まで及んでいた。

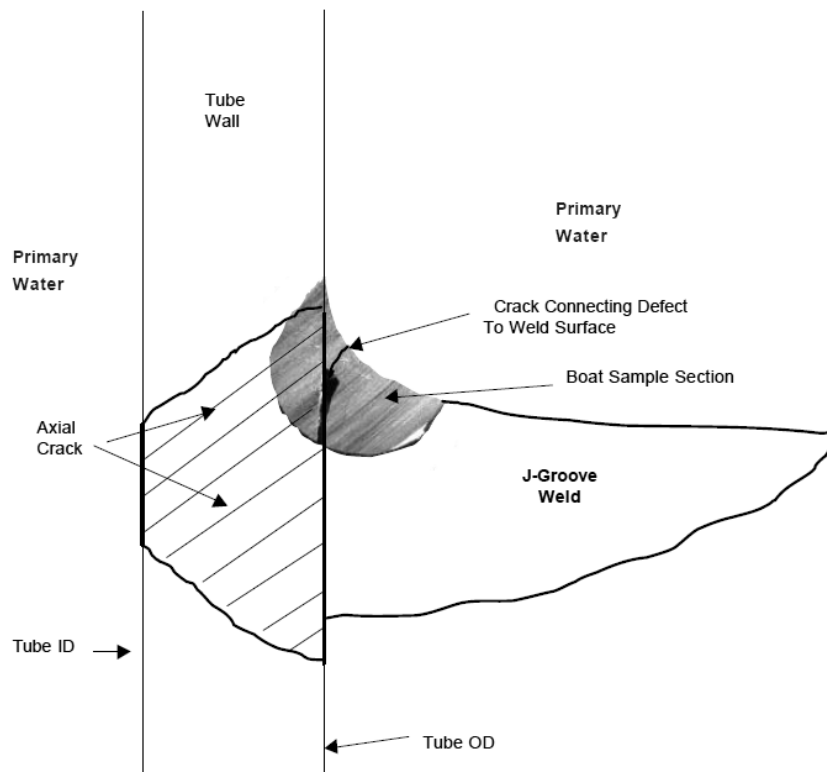
また、UTによって、全てのノズルにおいてノズルと溶接部の接触面に異常が認められた。ノズルNo.1から採取されたポートサンプルにより、ノズルと溶接部の間に溶込み不足領域が確認された。8本のノズルに対してJ-groove溶接部表面のECTが行われたが、表面亀裂は確認されなかった。

その他の試験

2本の漏洩ノズルについて、ノズル-容器間アニュラス部を加圧してヘリウム漏洩試験が行われた。ノズル No.46 においては漏洩を示す泡は観察されなかった。ノズル No.1 では、配管接触部の J-groove 溶接肉盛においてノズルの外側位置から、2秒に1回の頻度で小さなヘリウムの泡が確認された。

サンプリングと破壊検査

発見された亀裂の金相分析を行い易くするために、放電加工切断法(EDM : Electric Discharge Machining cutting technique)を用いて、ノズル No.1 と 46 からポートサンプルが採取された。ノズル 46 から採取されたポートサンプルは、ノズル内表面へ繋がっていない亀裂部分を含めるようするため、できるだけ多くの配管材を採取するよう設計された。70フィートの水を通して EDM 装置を配置する際の誤差が原因となって、当該ノズルでは浅い切断となった。その結果、採取されたサンプルは、予定よりも小さなものとなり、不注意により廃棄されたか、あるいは、EDM 装置の誤差により完全に消費してしまった。ノズル No.1 からのポートサンプルには、J-groove 溶接部及び J-groove 溶接部と配管の接触面から材料と欠陥が含まれていた。軸方向亀裂、溶接欠陥及び溶接亀裂を図 A.37-1 に示す。



図A.37-1 BMIノズルNo.1における亀裂

ノズル No.1 から採取したポートサンプルには、大きな軸方向貫通亀裂の一部と、スラグの混入による溶込み不足であることが確認された 3つの不連続部及びヘリウム泡が観察さ

れた J-groove 溶接部表面と溶込み不足領域との接合部の 1 つの亀裂が含まれていた。

J-groove 溶接部表面と溶込み不足領域を接合する溶接面の亀裂は特異かつユニークである。長さ 0.2 インチの亀裂が、配管と溶接の接触面の研磨された肉盛遷移部(ground fillet transition)において J-groove 溶接部の表面と溶込み不足領域を分離する 80 mil のリガメントに及ぶ。亀裂の長さは拡がっており、溶込み不足領域の幅に制限されている。この亀裂を含むポートサンプルの一部が、亀裂面検査を行うために破断された。粘り気のある堆積物が亀裂面を覆い隠しており、段階的により激しい条件で堆積物を取り除く試みがなされたため、金属表面が損傷した。この亀裂は、粒界亀裂の特徴を示していた。また、酸化堆積物の性質により高温(脆性)亀裂であることが示唆された。さらに、疲労も亀裂成長の 1 つの要因であると考えられた。しかしながら、当該亀裂の発生及び進展を説明できる正確なメカニズムを評価することはできなかった。

前の UT による結果から、ノズル No.1 に、ノズル内径部を貫通し J-groove 溶接部の上端から下端まで及ぶ軸方向亀裂が確認された。ノズル No.1 から採取されたポートサンプルには、配管と J-groove 溶接の接触面における当該亀裂の上部の一部が含まれていた。この亀裂の粒界性質は、古典的な PWSCC の特徴を示していた。亀裂の範囲は、ポートサンプルの薄い層を研磨することにより調べられた。表面研磨の向きは、1 回ごとの研磨でより多くの溶接金属が露出するが、配管材の露出を少なくするように調整された。最初に露出面は、ほぼ全ての配管材から成っており、溶接金属まで拡大し止まっていた亀裂を含んでいる。その後連続した層を削るにつれて、より多くの溶接金属が露出し配管材の露出は抑えられ、亀裂の範囲は次第に小さくなっていった。最終的に研磨された面は、ほとんどが溶接金属で構成されており、溶接金属部には亀裂が全く無く、残りの小さな配管材部分にわずかに亀裂痕が残されていた。研磨を行った最初の面と最後の面の写真を図 A.37-2 に示す。

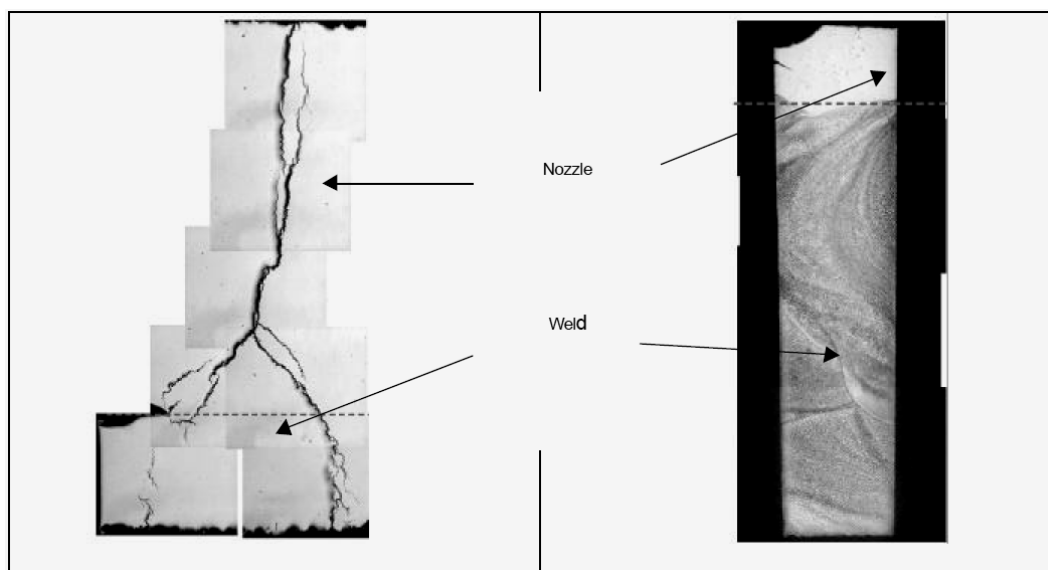


図 A.37-2 研磨を行った最初の面と最後の面

配管における軸方向亀裂は、少なくともポートサンプルにおける当該位置で分岐し 3 つのうちの 2 つの空洞に繋がっているため、EDM 表面から配管と J-groove 溶接の接触面へと成長しているように見える。これは、ノズル内表面を起点とする PWSCC である可能性を示している。しかし、ノズル No.46 と他の漏洩 BMI ノズルにおける 2 つの亀裂はいずれも、配管の内表面とは繋がっていない。亀裂が内径部を貫通していないという UT の結果を具体的に確認するために、内径部に対する補足的な ECT が行われた。その結果、亀裂は内表面と繋がっていないことが示された。この事実に基づき、設置者は、配管における PWSCC 起因の軸方向亀裂の起点が外表面であると結論付けた。当該亀裂は、溶接欠陥の高応力領域における配管の外表面で始まっている可能性が高い。

また、ポートサンプルでは、深さが 1~2 粒径程度の溶込み不足欠陥の周辺に、多くの細かい亀裂が存在していた。溶接金属における高温(脆性)亀裂の可能性はあるが、この粒界亀裂は、高温(脆性)亀裂の可能性がないノズルにも見られている。従って、設置者は、この亀裂を、溶込み不足による空洞に一次冷却水が溜まったことに起因した PWSCC であると結論付けた。

まとめると、漏洩 BMI ノズルの 1 本から採取したサンプルに関する金相分析により、Alloy 600 配管と圧力容器への溶接部との間の高応力境界面における溶接欠陥の存在が確認された。また、このサンプルにより、溶込み不足による溶接欠陥と、溶接表面及び一次冷却水を結ぶ 1 つの小さな亀裂が明らかとなった。溶込み不足による空洞に一次冷却水が溜まったため、高い残留応力が残されているノズル外表面に SCC 発生の必要条件が存在したことになる。

STP-1 号機 における漏洩により、Alloy 600 製 BMI ノズルは PWSCC 感受性が高く、適切な条件下で亀裂が発生し得ることが実証された。RPV 下部ヘッドが低い温度であっても PWSCC は発生し得る。さらに、J-groove 溶接を実施するために用いられている被覆アーク溶接(SMAW)プロセスは、溶接欠陥を残し高い残留応力を発生させる傾向がある。設置者は、これらの亀裂が発生した原子炉容器の製造に特有の材料や製造方法を特定しなかった。

1 号機における経験は、欠陥が構造上重要なものになる前に、わずかな漏洩を検知するためのメカニズムとして BMI ノズルにおけるベアメタル目視検査が効果的であることを実証している。

(原因)

根本原因は、Alloy 600 材を用いたことと、一次冷却水と接触した際に金属の SCC 感受性を高めるようなノズルの製造及び設置方法が組み合わさったことである。

SMAW プロセスは、溶接欠陥を残し高い残留応力を発生させる傾向がある。ノズル No.1 のポートサンプルに関する金相分析により、Alloy 600 配管と圧力容器への溶接部との間の高応力境界面における溶接欠陥の存在が確認された。貫通部外表面の高応力領域に溶接欠陥が存在していると、これらの欠陥が応力を高める役割を果たす。このサンプルにより、溶込み不足による溶接欠陥と、溶接表面及び一次冷却水を結ぶ 1 つの小さな亀裂が明らか

となった。溶込み不足による空洞に一次冷却水が溜まったため、高い残留応力が残されているノズル外表面に SCC 発生の必要条件が存在したことになるが、これは、欠陥の周辺で粒界割れが生じたことから明らかである。従って、この漏洩により、Alloy 600 製 BMI ノズルは PWSCC 感受性が高く、適切な条件下で亀裂が発生する可能性が実証された。

(対策)

1号機の再起動前に、PWSCC 耐性の高い Alloy 690 製ハーフノズルと Alloy 52/152 溶接材を用いて、BMI ノズル No.1 及び 46 の修理が行われた (ハーフノズル修理法)。

(38) 原子炉冷却系圧力バウンダリの劣化

V.C.Summer (W)

2000年10月12日

LER : 50-395/2000-008-01

(事象に関する記述)

定例の停止時検査において、原子炉冷却系(RCS)ループ A のホットレグエアブーツの下半分付近にホウ酸の堆積物が確認された。この検査は、2000年10月7日に始まった12回目の燃料取替のために原子炉を停止した後に行われた。更なる検査により、原子炉圧力容器(RPV)のホットレグ A 領域と RCS ループ配管に堆積しているホウ酸の量は約 100~200 ポンド程度と推定された。その後の検査を行うために、漏洩経路の疑いのある領域から保温材とホウ酸が取り外された。

2000年10月12日、ホットレグ A のノズル配管接続部に潜在的な漏洩箇所を目視により特定した。目視検査によって、ホットレグと RPV ノズル間の溶接部にホウ酸が確認された。これらの予備的な情報を基に、当該溶接部を通して圧力バウンダリの漏洩が生じていたという疑いが持たれた。

同日、ホットレグ A の溶接部を洗浄し液体浸透試験(PT)が行われ、ホットレグと RPV ノズル間の溶接部に 4 インチの周方向亀裂指示が確認された。この溶接部は、RPV 内表面から約 3 フィートの所に位置しており、RPV のフランジ領域にある検査用ポートから接近可能である。その後、この亀裂指示は、ノズル接触面に対する突合せ部における蒸気カッティングあるいはホウ酸腐食によるものと判断された。

11月8日、内径部の超音波探傷試験(UT)、渦電流探傷試験(ECT)及び遠隔目視検査に関する予備的報告によって、亀裂は軸方向であり長さ 3 インチ未満で貫通していることが示された。残りのノズルにおける UT の結果では、記録対象となるような指示は認められなかった。

なお、建設時、低合金鋼製の RPV ノズルは、製造元において、ニッケル基材 Alloy 182 を用いて突合せ溶接された。その後、サイトにおいて、ニッケル基材 Alloy 82 あるいは 182 を用いて、ステンレス鋼製配管がノズル溶接部に溶接された。ホットレグ A に対する現場溶接の際、溶接部には修理を必要とする亀裂指示が多数見つかった。内表面及び外表面の両方から溶接と研磨が行われたため、ホットレグ A のノズルの溶接部は、double-V 設計となった。使用前検査の際に、溶接部の検査が行われ (放射線透過試験、UT、PT 及び目視)、

また、1987年と1993年に供用期間中検査としてUTが実施されたが、これらの検査で表面亀裂は認められなかった。

(原因)

産業界の専門家チームが結成され、入手可能な記録と文書及び金相試験(metographic examination)の結果を基に、以下のような根本原因及び寄与要因が特定された。

1. ホットレグAのノズルー配管溶接部について広範囲にわたる修理を行うことによって、PWSCCを引き起こすと知られている環境に晒されたAlloy182/Alloy82材に高い残留応力が発生した。
2. 規則、規格及び溶接プロセスのいずれにおいても、高い残留応力の生成に対する度重なる溶接修理と研磨による累積的な影響を認識していなかったり考慮していなかった。

寄与因子

1. 高温(脆性)亀裂により亀裂の成長が加速された可能性がある。
2. 亀裂の非破壊検査による検知では結論が出せなかった。
このタイプの亀裂に対する非破壊検査の品質において、表面の輪郭や荒れ具合、検出器の物理パラメータが適切に考慮されていなかった。供用開始前と、1987年の供用中検査には、様々な角度からのUTが含まれていた。1993年の供用中検査は、70°可変の振動子を用いて行われ、溶接部体積の1/3だけが調査された。
3. 異種金属溶接は、製造者の工場ではなく現場で行われた。
4. 自動溶接は、Alloy 82の代わりにステンレス鋼を用いたこれらの溶接部について適用するために、まず、民間規格(VCS)で認定された。
5. これらの材料を使用している溶接部に対し、修理範囲に関する規格ガイダンスが無い。

(対策)

根本原因の評価には、厳正で多角的な方法が利用され、また、以下の内容から構成されている：

1. ホットセル実験室における試験を利用した冶金学的な損傷分析
2. 潜在的な損傷モードに関する検査と状況の範囲
3. 根本原因評価に関する冶金学的な損傷分析及びその他の損傷分析から得られた知見を支持/反駁するための証拠のマトリックス化
4. 最終的な根本原因の特定

溶接部修理手順は以下の項目から構成されている：

1. 溶接部全体を含むスプールピースの取り外し
2. Alloy 52/152 (Alloy 182/82 に比べて優れた耐食性を有する材料) を利用した新しいステンレス鋼スプールピースの準備と溶接
3. 溶接部の収縮あるいは高い引張り残留応力を最小限に抑えるための狭開先溶接方法の利用

当該問題から生じた長期対策は、以下の通りである：

1. ホウ酸検査プログラムの強化
2. 漏洩検出能力の向上
3. 13 度目の燃料取替停止時におけるホットレグ B 及び C の対応する溶接箇所についての非破壊検査の実施
4. 14 度目の燃料取替停止時における全ての RPV ノズルに対する検査の実施

(39) 原子炉容器上蓋に関する Bulletin 2001-01 検査

Surry-1号機 (W)

2001年10月28日

LER : 50-280/2001-003-00

(事象に関する記述)

2001年10月20日、燃料取替停止中、原子炉压力容器(RPV)上蓋のベアメタル目視検査が行われ、その結果、2つのCRDMノズル(No.27、40)について追加検査が必要とされた。これらのノズルに対して超音波探傷試験(UT)を行ったところ、貫通配管材に指示は認められなかった。補助的に液体浸透試験(PT)が行われ、J-groove 溶接材に表面指示が確認された。これら指示の性質を基に、修理が必要であると判断された。

さらに4つのCRDMノズル(No.18、47、65、69)についても検査が要求され、UTによって、これらの貫通部配管には指示の無いことが確認された。しかしながら、これら4本の貫通部の溶接部についてPTを行ったところ、亀裂指示が確認された。指示の性質を調べるために、指示部の切削が行われた。これらの亀裂は、貫通亀裂とは確認されなかったが、ASME規格Section XIのIWB-3600に基づき、許容できないものとされ修理が必要となった。

(原因)

6つのノズル貫通部溶接における指示の原因はPWSCCと考えられた。ノズルや上蓋貫通部におけるPWSCC亀裂は新しい問題ではなく、1980年代の後半から確認されている。

(対策)

6つの貫通部について改善と修理が行われ、原子炉は運転を再開した。

(40) 小口径原子炉压力容器ノズル貫通部における応力腐食割れによる原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

TMI-1号機 (B&W)

2001年10月12日

LER : 50-289/2001-002-00

(事象に関する記述)

2001年10月11-12日、燃料取替停止中、定期的な原子炉压力容器(RPV)上蓋表面の目視検査によって、ホウ酸堆積物が確認された。ホウ酸は、8本の熱電対(T/C)ノズル全てにおいて母材に堆積していた。前回のT/Cノズル検査のビデオをレビューした後、全てのT/Cノズルが漏洩しているものと判断された(T/Cノズルに対して更なる液体浸透試験(PT)と超音波探傷試験(UT)が計画されていなかったため)。10月12日、T/Cノズルの目視検査結果に関する工学的な評価により、8本のT/Cノズル周辺におけるホウ素堆積物は原子炉冷却系

(RCS)圧力バウンダリの漏洩を示していることが確認された。

制御棒駆動機構(CRDM)ノズルに対する最初の目視検査では、2本のCRDMノズル(No.35、37)が漏洩の疑いがあるとして分類された。しかし、45本のCRDMノズルがホウ酸に覆われた状態として分類された。CRDMノズルの母材を完全に検査できるようデブリが清掃されたため、これらの箇所がビデオテープに記録された。その後、ホウ酸に覆われていた45本のうち10本のCRDMノズルが漏洩の疑いがあると判断された。疑いのあったノズルはNo.11、20、29、32、41、44、48、51、64、65である。これにより、PT及びUTによる追加検査が必要となるCRDMノズルは12本となった。

上蓋を取り外して一時保管用スタンドへ置いた後、漏洩の疑いのあるCRDMノズル12本に対し、PT及びUTによる追加検査が行われた。10月22日、目視検査、PT及びUTのデータに関する工学的評価により、3本のCRDMノズルに貫通指示が確認された。この最初の工学的な評価によって、CRDMノズルNo.35、37及び44周辺で目視確認された指示はRCS圧力バウンダリの漏洩を示していると結論付けられた。

PTの結果

PTの結果、4本のCRDMノズルに陽性の指示が確認された。検出された指示は安全上重要なものではなく、ルースパーツによる指示も見つからなかった。他の8本のノズルでは陽性のPT指示は認められなかった。PT指示は以下の通りである。

1. CRDMノズルNo.35：溶接部に軸方向指示が2つ、上蓋内張りに向かう溶接部に23度にわたる周方向指示が1つ存在している。
2. CRDMノズルNo.37：溶接部に軸方向指示が1つ、上蓋内張りに向かう溶接部に100度にわたる周方向指示が1つ存在している。
3. CRDMノズルNo.44：軸方向指示が4つあり、1つは溶接部に、その他の3つはノズルの端に存在する。また、上蓋内張りに向かう溶接部に23度に及ぶ周方向指示が1つ見つかった。
4. CRDMノズルNo.64：上蓋内張りに向かう溶接部に約60度に及ぶ周方向指示が2つ存在している。

UTの結果

UTの結果、7本のCRDMノズルに軸方向亀裂が確認された。J-groove 上方あるいは下方のノズル材のいずれにも周方向の亀裂は確認されなかった。確認された亀裂は、2001年9月24日にNRC原子炉規制局(NRR)から原子力エネルギー協会(NEI)宛のドラフトレターに含まれた許容基準に従って評価された。UTの結果に基づき、3本のCRDMノズルは修理が必要であると判断された。これらノズルはNo.44 (PTの結果からも漏洩と判断されている)、29及び51であった。CRDMノズルNo.29はノズル外表面に亀裂が見られた唯一のノズルであり、その他の亀裂は全て内表面に位置していた。破壊力学と亀裂成長に基づき、CRDMノズルNo.51における亀裂は修理が必要であると判断された。その他4本のCRDMノズルにおける内表面の亀裂について分析が行われ許容できるものとされた。また、UTの

結果、他の 5 本のノズルに亀裂はなかった。UT による指示を以下に示す。

1. CRDM ノズル No.11 : 内表面に軸方向指示が存在している。この亀裂は深さ 0.12 インチ、長さ 0.36 インチで、J-groove 溶接部の下方 1.91 インチに位置している。また、この亀裂は少なくともさらに 1 運転サイクルは許容できると評価された。
2. CRDM ノズル No.29 : 外表面に軸方向指示が 1 つあった。この亀裂は深さ 0.11 インチ、長さ 0.91 インチで、J-groove 溶接部上方 0.13 インチに位置しており、溶接面の上方 0.34 インチまで及んでいる。亀裂は溶接材の内部へ入っており、小さすぎて PT 指示として確認できなかった。
3. CRDM ノズル No.35 : 内表面に 3 つの軸方向指示があった。亀裂 No.1 は、深さ 0.35 インチ、長さ 0.44 インチであり、J-groove 溶接部の下方 1.49 インチに位置していた。亀裂 No.2 は、深さ 0.21 インチ、長さ 0.61 インチで、J-groove 溶接部の下方 1.08 インチに位置していた。亀裂 No.3 は、深さ 0.21 インチ、長さ 0.52 インチであり、J-groove 溶接部の下方 1.32 インチに位置していた。これら 3 つの亀裂は、近接した箇所に位置しており、組合せとして評価され、その組合せ亀裂は少なくともさらに 1 運転サイクルは許容できると評価された。
4. CRDM ノズル No.44 : 内表面に軸方向指示が 1 つあった。この亀裂は、深さ 0.34 インチ、長さ 1.53 インチであり、J-groove 溶接部の下方 0.33 インチに位置していた。亀裂の成長について解析が行われ、許容できないため修理が必要であると判断された。
5. CRDM ノズル No.51 には、内表面に 5 つの軸方向指示があった。
 - 亀裂 No.1 : 深さ 0.35 インチ、長さ 1.7 インチであり、J-groove 溶接部の下方 0.97 インチに位置していた。
 - 亀裂 No.2 : 深さ 0.43 インチ、長さ 2.06 インチで、J-groove 溶接部の下方 0.48 インチに位置していた。
 - 亀裂 No.3 : 深さ 0.15 インチ、長さ 0.47 インチであり、J-groove 溶接部の下方 1.99 インチに位置していた。
 - 亀裂 No.4 : 深さ 0.17 インチ、長さ 0.55 インチであり、J-groove 溶接部の上方 0.75 インチに位置していた。
 - 亀裂 No.5 : 深さ 0.12 インチ、長さ 0.33 インチであり、J-groove 溶接部の上方 1.1 インチに位置していた。
 このうち亀裂 No.1~3 は近接しており、組合せとして評価され、その組合せ亀裂は許容できないため修理が必要であると評価された。
6. CRDM ノズル No.64 には、内表面に軸方向指示が 1 つあった。亀裂は、深さ 0.24 インチ、長さ 1.17 インチであり、J-groove 溶接部の下方 1.03 インチに位置していた。亀裂は少なくともさらに 1 運転サイクルは許容できると評価された（当該ノズルは PT の結果を基に修理が必要とされた）。
7. CRDM ノズル No.65 には、内表面に軸方向指示が 1 つあった。この亀裂は、深さ 0.12

インチ、長さ 0.4 インチであり、J-groove 溶接部の下方 0.89 インチに位置していた。この亀裂は、少なくともさらに 1 運転サイクルは許容できると評価された。

(原因)

上蓋貫通ノズル亀裂の根本原因は PWSCC である。当該事象から得られた所見は、Oconee 及び ANO において既に経験された PWSCC と類似したものである。しかしながら、UT の行われた 12 本の CRDM ノズルにおいて J-groove 溶接部の上部あるいは下部のいずれにも周方向亀裂は見つからなかった。

(対策)

今回の燃料交換停止前に、14 本の RPV ノズルが修理された (8 本の T/C ノズル、6 本の CRDM ノズル)。

- 1) CRDM ノズルについての修理では、まず J-groove 溶接部上方部分を圧延し、その後、J-groove 溶接部の一部を含む下方部分の機械加工が行われた。溶接修理プロセスに入る前に、最終表面に対する PT が行われた。CRDM ノズルと RPV 上蓋低合金鋼の間で、これまでの J-groove 溶接部より上方で圧延したノズル箇所より下方に、新しい圧力バウンダリ溶接が形成された。PT 及び UT により修理箇所を検査した後、予防措置として圧縮表面応力措置が施された。(部分ノズル溶接修理法)
- 2) T/C ノズルに関する修理では、ノズルが RPV 上蓋の外表面から約 1 インチ切断された。PRV 上蓋内部の残りのノズル部分は、上蓋の外部から機械加工された。6 本の T/C ノズルは、RPV 上蓋の孔に Alloy 690 製プラグを取り付けることで塞がれた。ノズルプラグをタック溶接した後、ノズルプラグ頂部のキャビティに溶接ダムが挿入され、ノズルプラグにタック溶接された。テンパービード溶接プロセスを用いて、ノズルプラグ及び溶接ダム全体をカバーするよう Alloy 152 製溶接パッドが溶接された。原子炉冷却材トラッキングシステム(RCITS)及び原子炉高位置ベント(Reactor High Point Vent)の運転に使用される他の 2 本の T/C では、Alloy 690 のスリーブが RPV 上蓋の孔に取り付けられている。スリーブは、Alloy 152 製溶接パッドで固定された。その後、ノズルアセンブリがスリーブの挿入され、スリーブノズルアセンブリの周囲がスリーブ底部に溶接された。取替用 T/C フランジアセンブリ (新しいフランジ、フランジに溶接された 3/4 インチ口径のスケジュール 160 ステンレス鋼製配管及びステンレス鋼製配管に溶接された Inconel 管から構成される) が Alloy スリーブに挿入され溶接された。

さらに、洗浄後、将来の目視検査に対する比較基準を用意するために、RPV 上蓋表面のビデオ検査が行われた。

今回特定された 14 本の RPV 上蓋ノズルに対する修理は終了したが、PWSCC による Alloy 600 製 CRDM ノズルや PRV 上蓋の漏洩事象が将来発生する可能性については、RPV 上蓋ノズル検査の継続と必要に応じて修理を行うことにより対処することとしている。CRDM ノズル No.11 及び 65 について、次回の燃料取替停止後も供用を継続するのであれば、次回の燃料取替時に再検査を行うことが適切な是正措置である。長期的には、本事象の再発防

止のために RPV 上蓋を取り替える可能性がある。

(41) Alloy 600 製加圧器ヒータバンドルダイアフラム板の劣化による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

TMI-1号機 (B&W)

2003年11月4日

LER : 50-289/2003-003-00

(事象に関する記述)

2003年11月4日、燃料取替停止中、加圧器ヒータバンドル(PHB : Pressurizer Heater Bundle)にホウ酸残渣が発見された。保温材と PHB カバープレートを取り外した後、当該領域の詳細な検査が行えるようホウ酸残渣が除去された。目視及び液体浸透試験(PT)による検査が行われた。この検査により 6 つの指示が発見された。3 つは“8 時位置”に、残りの 3 つは“2 時位置”に位置していた。このうち 4 つの指示は貫通漏洩に関連しない表面亀裂指示であった。研磨及び PT によって、2 つの貫通亀裂が認められ、これらは PHB ダイアフラム板を貫通する漏洩経路を示していた。

当該 PHB ダイアフラム板シール溶接部の 360 度に及ぶ領域を検査したが、他の指示は確認されなかった。PHB カバープレートの取外しに際して個々のヒータバンドルを観察したが、漏洩の証拠は見つからなかった。PHB カバープレートを取り外さずに、他の 2 つの加圧器ヒータバンドルに対する目視検査が行われたが、ホウ酸堆積物は発見されなかった。

前回の運転サイクルを通して、加圧器ヒータに関連した運転上重要な問題はなかった。

なお、加圧器には RCS の圧力を制御するために 3 つのヒータバンドルが取り付けられており、各ヒータバンドルは 39 のヒータエレメントを有している。ヒータは PHB ダイアフラム板に溶接されている。2 インチ厚の PHB ダイアフラム板は Alloy 600 製であり、ステンレス鋼 308L 製の加圧器開口部に挿入されるよう設計されている。加圧器開口部に挿入されると、PHB ダイアフラムは加圧器胴部表面より上に 0.25 インチ突き出た格好となる。PHB ダイアフラム板は、加圧器胴部に Alloy 82 により溶接された。PHB ダイアフラム板を覆うように PHB カバー板(SA 533 Grade B)が取り付けられ、16 個のスタッド(SA 320 L 43)で加圧器に固定されている。PHB カバー板には直径 20.50 インチの台座があり直径 20.73 インチのダイアフラム板に載っている。PHB カバー板とスタッドは、圧力荷重に耐えるよう設計され、PHB ダイアフラム板と加圧器との溶接部はシール溶接として設計されている。

(原因)

PHB ダイアフラム板の漏洩の原因は、Alloy 600 材に生じた PWSCC が最も可能性が高いと判断された。PWSCC の発生条件である①鋭敏な材料、②高い残留応力及び③腐食環境は、当該ヒータバンドルにおいて存在していた。即ち、PHB ダイアフラム板は、PWSCC 感受性の高い材料として知られている Alloy 600 から製造されている。溶接によって高い残留応力が発生し、ダイアフラム板と加圧器との間のシール溶接部は、これらの残留応力が存在する箇所である。加圧器内環境は PWSCC を引き起こすのに十分な腐食環境である(通常、加圧器は約 650 ° F で運転しており、この温度は PWSCC が開始する温度の閾値を上回っ

ている)。

(対策)

PHB ダイアフラム板における欠陥は2箇所位置していた。シール溶接材及びPHB ダイアフラム板について、亀裂が見つからなくなるまで研磨しPTを行った。シール溶接を上述の研磨で取り除かれたPHB ダイアフラム板全体にシール溶接材を盛ることで最初の溶接修理が行われた。2003年11月23日、通常運転圧力及び温度での修理したシール溶接部について、保守後試験を行っていたところ、修理されたシール溶接部から漏洩が観察された。プラントは、更なる修理を行うために冷態停止状態に戻された。その後、PHB ダイアフラム板を含む加圧器下部ヒータバンドルアセンブリを新しいヒータバンドルアセンブリと取り替えた。この新しいPHB ダイアフラムは、PWSCC に対する耐性の高いType 304 ステンレス鋼で製造されている。また、同ダイアフラムは、PWSCC 耐性が高いと知られている Alloy 52 溶接材を用いて加圧器にシール溶接された。通常運転温度及び圧力での新しいPHB アセンブリに関する保守後試験が首尾よく行われ、その設置に関する許容性が実証された。

(42) PWSCC による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩と MNSA クランプの漏洩

Waterford-3号機 (CE)

2000年10月17日

LER : 50-382/2000-011-00

(事象に関する記述)

2000年10月17日、10度目の燃料取替停止中、加圧器ヒータスリーブ F-4 付近のベアメタル目視検査を行っていたところ、少量のホウ酸が発見された。ホウ酸は、Alloy 600 製ヒータスリーブのPWSCC に関連した漏洩の証拠であると考えられた。

9度目の燃料取替中、PWSCC による Alloy 600 製ノズルの亀裂に関する証拠が見つかった。これに伴う是正措置には、新しい運転経験情報に基づくプラントの Alloy 600 PWSCC プログラムの更新が含まれていた。更新されたプログラムには、10度目の燃料取替停止時において漏洩の確認された加圧器ヒータスリーブの検査を行う計画が含まれていた。

10月19日、原子炉冷却系(RCS)ホットレグノズルのベアメタル検査中、9度目の燃料取替停止時に取り付けられた3つのメカニカルノズルシールアセンブリ(MNSA)クランプのうち2つにホウ酸の残渣が発見された。この3つのMNSA クランプは、10度目の燃料取替停止時に恒久的な修理が行われるまで一時的な処置として取り付けられていた。漏洩が生じた時期を正確に特定することはできないが、1つのクランプでは、2000年6月に実施された計画停止後に漏洩が生じたものと考えられた。その停止時に保温材を取り付けたまま行われた検査では、漏洩の証拠は確認されなかった。

(原因)

加圧器ヒータスリーブ

加圧器ヒータスリーブ F-4 損傷の根本原因はPWSCC である。加圧器ヒータスリーブは、Alloy 600 製であり、孔部における突起箇所(high spot)を取り除いたり、あるいは、口径を拡げるために、リーマー加工が施されていた。このプロセスでは、内表面に更なる応力を

かけ、これらスリーブの孔について冷間加工を行っており、これによって、加圧器スリーブの PWSCC 感受性がより高くなった。

MNSA クランプ

1 つの MNSA クランプからの漏洩は、フランジが配管に対してフラットな状態で取り付けられていなかったことによると考えられた。フランジの傾斜により、圧縮過程におけるシール機器が拘束され、その結果、ボルトを締めることで掛かるべき十分な軸方向荷重を妨げたものと推定された。もう 1 つの MNSA の漏洩は、クランプを設置する際に発生した軽微な漏洩であると考えられている。

(対策)

燃料取替停止時において実施された対策は以下の通りである。

- ・ 8 本の加圧器ノズル全てに関する検査が行われ、漏洩のないことが確認された（予防保全として、当該停止時において、加圧器頂部ノズル 4 本のうちの 2 本について溶接修理が行われたが、残り 2 本について前回の停止時に既に溶接修理が施されている）。
- ・ 30 本の加圧器ヒータスリーブについて検査が行われ、1 本のスリーブ(F-4)で漏洩が確認された（当該スリーブは施栓された）。
- ・ 19 本の RCS ホットレグノズル全てについて検査が行われ、3 つの MNSA クランプのうちの 2 つで漏洩が確認された（以前に MNSA クランプが取り付けられた 3 つのノズルを含む 6 本のホットレグノズルについて溶接修理が行われた）。3 つの MNSA クランプは全て取り外された。
- ・ 12 本の RCS コールドレグノズル全てについて検査が行われ、漏洩のないことが確認された。
- ・ 8 本の蒸気発生器(SG)ノズル（4 本/SG）全てについて検査が行われ、漏洩のないことが確認された。

91 本の制御棒駆動機構(CEDM)ノズル、10 本の炉内計装ノズル、4 つの漏洩監視管セグメント及び 3 つのベント管セグメントを含む原子炉圧力容器上蓋ノズルについては、次回の燃料取替停止時に検査を行う予定である。

(43) PWSCC による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Waterford-3号機 (CE)

2003年10月24日

LER : 50-382/2003-003-00

(事象に関する記述)

2003 年 10 月 23 日、12 度目の燃料取替停止中、漏洩の証拠を調べるために保温材を取り付けたままの状態に加圧器及び原子炉冷却系(RCS)配管の検査が行われた。保温材の外表面に漏洩の痕跡は観察されなかった。

10 月 24 日、保温材を取り外した後、ホットレグ配管 No.2 の小口径ノズルの検査を行っていたところ、計測機器 RC-IPT-0106B に接続される計装ノズルに漏洩の証拠が確認された。当該ノズルの貫通部周辺に局所的な湿りが観察された。

10月26日、加圧器ヒータスリーブ C-1 及び C-3 にも漏洩の証拠が確認された。ヒータスリーブ C-3 において貫通部の一部から白い物質が噴出していた（後に、ホウ酸であると確認された）。当該領域における金属表面は湿っていたが、滴りはなかった。さらに、ヒータスリーブ C-1 の貫通部に、環状の白い薄膜が観察された。C-1 の金属表面は濡れていなかった。プラントをクールダウンした後、C-3 周辺の湿っていた領域について観察が行われた。

(原因)

3箇所にて特定された漏洩の原因は PWSCC であり、これにより軸方向亀裂が生じ RCS 漏洩に至ったものと思われる。これは、9度目の燃料取替停止時に判断されたホットレグにおける3本の小口径計装ノズルの損傷と、加圧器における2本の小口径計装ノズルの損傷の原因と同じである。12度目の燃料取替停止時に漏洩の証拠が確認されたノズルも同じ材質 (Alloy 600) であり、PWSCC 感受性が高い。

(対策)

ノズル RC-IPT-0106B の状態は、恒久的な部分ノズル溶接修理法によって是正された。ヒータスリーブ C-1 及び C-3 は、一時的なメカニカルノズルシールアセンブリ (MNSA2) を取り付けることによって修理された。当該プラントにおける一時的な修理方法として MNSA2 を適用することは、2003年7月3日付けの NRC レターによって、2運転サイクルまでの使用に対して認められている。

ホットレグには、19本の小口径計装ノズルがあり、そのうちの6本はこれまでに溶接修理されている。亀裂を有するノズルに対して、いくつかの修理方法が開発されているが、それらには、ノズルの部分的な交換、溶接修理、メカニカルノズルシールアセンブリ (MNSA、MNSA2)、溶接プラグが含まれている。

加圧器には、30本のヒータスリーブと7本の小口径計装ノズルがある。このうち、4本の計装ノズルはこれまでに溶接修理され、また、ヒータスリーブ F-4 は、10度目の燃料取替停止時に溶接プラグを取り付けることによる修理が行われた。上記のホットレグノズルに対する修理方法は、加圧器ノズルの修理に対してもオプションである。

(44) 加圧器ヒータスリーブの PWSCC による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Waterford-3号機 (CE)

2005年4月19日

LER : 50-382/2005-001-00

(事象に関する記述)

2005年4月19日、13度目の燃料取替停止中、原子炉冷却系(RCS)の目視検査を行っていたところ、加圧器ヒータスリーブ C-4 及び D-2 のアニュラス部に少量のホウ酸が発見された。加圧器ヒータスリーブ D-2 は、目視検査においてノズルと炭素鋼製母材付近に白い斑点があったため、保守的に漏洩ノズルと見なされた。しかしながら、その後行われたヒータスリーブ D-2 に対する非破壊検査によって、識別可能な欠陥が存在していないことが明らかとなり、そのため、RCS 圧力バウンダリの漏洩から除外された。

(原因)

当該プラントの加圧器には、加圧器底部ヘッドを貫通する 30 本の電気ヒータが取り付けられている。30 本の加圧器ヒータスリーブのうちの 1 本が、10 度目の燃料取替停止時に施栓された。貫通部は、Alloy 600 製のスリーブで構成され、このスリーブが加圧器内面の内張りに Alloy 82 (Alloy 600 に相当する溶接材) で J-groove 溶接されている。ヒータはスリーブを通して挿入され、スリーブの外側端に隅肉溶接されている。

加圧器ヒータスリーブから確認された漏洩の原因は PWSCC であり、これによって軸方向亀裂が生じ RCS の漏洩に至ったものと考えられた。Bulletin 2004-01 の要求に従って、亀裂の方向を特定するために 2 本のヒータスリーブに対し内表面から非破壊検査を行った。この検査により、加圧器ヒータスリーブ C-4 に 2 つの軸方向亀裂が確認された。確認された亀裂は、産業界で経験されてきた PWSCC と整合している。

PWR 所有者グループ(PWROG)及び電力研究所(EPRI)による広範な調査と試験を通して、粒界面での凝縮を促進するクロムを含む Alloy 600 及び Alloy 82 (Alloy 182 を含む) 材は PWSCC 感受性が高いと判断されている。PWSCC 感受性は、応力や温度が高くなるにつれて、また、供用時間が長くなるにつれて増していく。RCS 貫通部における温度と応力の大きさは、J-groove 溶接部で最大となる。

(対策)

漏洩が見つかったヒータスリーブ C-4 は、加圧器及びホットレグの Alloy 600 製小口径ノズルに対する 13 度目の燃料取替停止の予防修理計画に含まれていた。加圧器ヒータスリーブと計装ノズルは、既存の Alloy 600 製スリーブ/ノズルの下方部分を新しい Alloy 690 製品と取り替えることで修理された。新しい Alloy 690 製スリーブとノズルは、Alloy 52M を用いて、加圧器の板厚中央部あるいは加圧器外側の溶接パッドのいずれかに溶接された。このハーフスリーブあるいはハーフノズル修理法によって、RCS 圧力バウンダリは、加圧器の内表面における J-groove 溶接部から、加圧器の板厚中央部あるいは外表面へと移動した。これらの修理は、クラス 1 機器に対する ASME 規格 Section III の設計要求を満足した。

当該プラントでは、Alloy 600 材を含む貫通部に対し、燃料取替停止時に加圧器ヒータ及び気相貫通部のベアメタル目視検査を継続して行う予定である。

(45) 蒸気発生器下部ヘッドボウルドレン配管の小亀裂による原子炉冷却系圧力バウンダリ漏洩

Wolf Creek (W)

2005年4月15日

LER : 50-482/2005-002-00

(事象に関する記述)

2005 年 4 月 15 日、10 度目の燃料取替停止中、ベアメタル目視検査によって、蒸気発生器(SG)-D の下部ヘッドボウルドレン配管溶接部に漏洩を示すホウ酸の存在が確認された。4 月 20 日、その後の目視検査によって、SG-C 下部ヘッドボウルドレン配管の溶接部に漏洩を示すホウ酸堆積物が認められた。SG-A 及び SG-B の下部ヘッドボウルドレン配管に対する液体浸透試験(PT)が行われたが、亀裂指示は確認されなかった。

(根本原因)

貫通漏洩について、最も可能性の高い技術的な原因は PWSCC である。これは、PWSCC 感受性の高い Alloy 82/182 が溶接材として用いられていることに起因している。この現象は、Alloy 82/182 が一次冷却水と接触し表面が湿った状態であることと、十分な応力及び高温が組み合わった状態に晒されている場合に、発生する可能性がある。亀裂は、ステンレス鋼カップリングと Alloy 82/182 オーバーレイ溶接材間のギャップに生じ、最終的には隅肉溶接の中間部分に現れた。

(対策)

一次冷却水に晒されている SG ボウルドレン領域において全ての Alloy 82/182 溶接材は、機械加工して除去するか、あるいは、PWSCC 感受性の低い材料を用いて隔離された。Alloy 82/182 材を含むキャビティを機械加工により除去した後、各ボウルドレン配管の端に Alloy 52 材を用いてシール溶接が行われた。その後、カップリングノズルをタック溶接し、キャビティの残りの部分については、Alloy 52 溶接材を用いて、設計深さまで埋められた。

付録B. 米国原子力規制委員会発行の最近の規制書簡

本付録では、PWSCC事例に関して、2003年第2四半期以降にNRCが発行した規制関連書簡6件（Bulletin 2003-02、Bulletin 2004-01、Information Notice 2003-011、Information Notice 2003-011 Supplement 1、Information Notice 2004-011、Information Notice 2005-02）についてその具体的内容を紹介する。6件のうちの3件は（Bulletin 2003-02、Information Notice 2003-011、Information Notice 2003-011 Supplement 1）は、South Texas Project-1号機における原子炉圧力容器下部ヘッド取付計装ノズルの亀裂事例に対応して発行されたものである。

- (1) Information Notice 2003-11 : 原子炉圧力容器下部ヘッド計装ノズルからの漏洩（2003年8月13日発行）

対象事例の概要

2003年4月12日、South Texas Project-1号機(STP-1)の設置者は、Generic Letter (GL) 88-05に対応した設置者プログラムの一環として、燃料取替停止中にホウ酸腐食管理(BACC)プログラムにおける巡回点検を行った。その一部として、原子炉圧力容器(RPV)下部ヘッドのベアメタル目視検査が行われた。同様の検査は以前の停止時にも行われており、ホウ酸析出は認められなかった。しかし、2003年4月、設置者は、STP-1号機におけるRPV下部ヘッド取付計装(BMI)ノズル2箇所 (No.1、46) に白色の堆積物を見つけた。ノズルNo.1は、下部ヘッド中心から8.5インチのところに位置しており、また、No.46は、RPV外周に近い箇所（下部ヘッド中心から約60インチのところに）に位置している。設置者が当該堆積物の量を測定したところ、ノズルNo.1では150 mg、No.46では3 mgであった。

設置者は、両ノズルから堆積物サンプルを取り出し化学分析と同位体分析を行った。化学分析の結果、サンプル内にリチウムとホウ素が認められ、炉水の漏洩であることが確認された。また、同位体分析の結果、堆積物は4年間経過したものであることが判明した。これらの分析結果に基づき、設置者は、当該堆積物は原子炉冷却材圧力バウンダリ(RCPB)からの漏洩によるものと結論づけた。その後、設置者は、下部ヘッド貫通部における亀裂等の劣化の有無を調べるために以下の非破壊試験(NDE)を行った。

- ・ 58箇所のBMIノズル全てについて、ノズル管材料を検査するための軸方向、周方向及びゼロ度プローブを用いたノズル内側からの超音波探傷試験(UT)
- ・ 58箇所のBMIノズル全てについて亀裂の有無を調べるためのJ-groove溶接表面に関する改良目視試験(EVT-1)
- ・ ノズルNo.1及び46を含む4本のノズルについてノズル内亀裂を調べるためのbobbinコイルプローブを用いた渦電流探傷試験(ECT)
- ・ 8箇所のBMIノズルJ-groove溶接表面について表面亀裂の有無を調べるためのarrayプローブを用いたECT

- ・ノズルNo.1及び46近傍の低合金鋼製下部ヘッドについて腐食の有無を調べるための下部ヘッド外表面からのphased-array UT

その結果、設置者は、No.1ノズル管における3つの軸方向亀裂指示、No.46ノズル管における2箇所、軸方向亀裂指示が認められたと報告した。ノズルNo.1の指示の1つは、長さ約1.38インチのノズル管外側の表面亀裂であり、ノズル管内側の亀裂と同様に、J-groove溶接部の上下を跨ぐものであった。他の2つの指示は、ノズル管とJ-groove溶接初層(root pass)との境界付近における小さな内部欠陥であった。ノズルNo.46の指示の1つは、長さ約0.98インチのノズル管外側の表面亀裂であり、J-groove溶接部の上下を跨ぐものであり、もう一方の指示は、軸方向長さ0.95インチの内部欠陥であった。他の56箇所のBMIノズル貫通部には亀裂指示は認められなかった。

UTにより、設置者が適切と考えているBMIノズルに関する他の特徴が明らかとなった。全てのBMIノズルにおけるノズルとJ-groove溶接との境界でUTの反射波が観測され「不連続部」とされた。設置者は、これらの不連続部が製造時の溶込み不足や孔などの溶接欠陥であると結論づけた。こうした不連続部は、ノズルNo.1及び46を含む7箇所、特に顕著に現れていた。設置者は、ノズルNo.1及び46における不連続部が同一方位位置(the same general azimuthally locations)に存在する亀裂指示と結論づけた。

また、設置者は、J-groove溶接表面に関するEVT-1及びECTの結果に基づき、58箇所のBMIノズルのJ-groove溶接部に亀裂はないと結論づけている。さらに、ノズルNo.1及び46の低合金鋼母材に関するphased-array UTに基づき、設置者は、炉水(ノズルNo.1及び46において検出された堆積物の源)に晒されたことによる低合金鋼のウェステージの兆候は認められなかったと結論づけている。ノズルNo.1及び46の修理中に行ったノズル孔の目視検査により、低合金鋼のウェステージはなかったとの結論が裏付けられた。

2003年7月11日に、設置者は、予備的な根本原因分析の結果を提出したが、それによれば、BMIノズルNo.1と46に認められた劣化の根本原因は、「製造(溶接)時の欠陥によりノズル/溶接材に過度の応力が生じて低サイクル疲労による亀裂あるいはPWSCCが発生し進展した」ものである可能性が高いと説明されている。BMIノズル亀裂の根本原因について更なる調査を行うために、設置者は、No.1と46からポートサンプルを切り出し、NDEを実施した。これらのサンプルは、特殊設計の放電加工装置(EDM)を用いてノズルとJ-groove溶接境界から切り出したものである。これらのサンプルに関する分析により得られた情報は、BMIノズルにおける欠陥の発生と進展について更なる知見を提示するものと期待される。設置者は、その最終報告を2003年10月にNRCに提出する予定である。

議論

NRCは、STP-1号機において行われた検査と設置者が行った亀裂に関する根本原因の評価を監視してきた。現時点で、亀裂の根本原因を特定するに十分な情報はない。BMIノズルNo.1と46から切り出されたポートサンプルの評価により、亀裂の発生と進展について可能性のある原因(製造時の欠陥、PWSCC、疲労あるいはこれらの組合せ)を区別するための

情報が得られるものと期待される。

現在入手可能な情報に基づけば、STP-1号機において発生した劣化は、他のPWRにも当てはまる。NRCスタッフは、設置者が原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性維持を立証するために、PWRのRPV下部ヘッド貫通部に関して如何なる情報が必要かを評価しているところである。NRCスタッフは、必要に応じて、別途規制関連書簡を発行することになる。

(2) **Bulletin 2003-02: 原子炉圧力容器下部ヘッド貫通部からの漏洩と原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性 (2003年8月21日発行)**

背景

PWRの原子炉圧力容器(RPV)上蓋には、制御棒駆動機構(CRDM)など多数の貫通部がある。一般に、これらの貫通部は、Ni基合金のInconel Alloy 600製であり、Ni基合金のInconel Alloy 82/182材を用いてRPV内側に溶接される。また、ほとんどのPWRでは、RPV下部ヘッドに炉内計装用の貫通部がある。これら下部ヘッドの貫通部とその溶接には同じ材料が用いられている。PWRの上蓋貫通部では、一次冷却材と運転条件により、PWSCCと呼ばれるプロセスを経たNi基合金の亀裂が発生している。

Davis BesseにおけるRPV上蓋の劣化に関連する問題への対応の一環として、2002年3月18日、NRCは、Bulletin 2002-01「原子炉圧力容器上蓋の劣化と原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性」を発行した。このBulletinでは、RPV上蓋の状態と検査、及び、設置者によるホウ酸腐食管理(BACC)プログラムに関する情報を提示するよう要求した。その後、2002年8月9日、NRCは、Bulletin 2002-02「原子炉圧力容器上蓋及び貫通部ノズルの検査プログラム」を発行した。このBulletinは、RPV上蓋と貫通部の主たる検査方法として目視検査が適切であるか否かに関するスタッフの懸念を表明するために出されたものである。2003年2月11日のNRC指示EA-03-009により、NRCは、RPV上蓋、CRDM貫通部及び関連溶接部について、ASME規格Section XIで要求される検査に加えて、個別検査を行うよう求めた。

Bulletin 2002-01への対応を評価した後、設置者によるBACCプログラムについてより詳細な情報を得るために、NRCスタッフは、PWR設置者に対して追加情報要求(RAI)を出した。NRCスタッフは、2003年7月29日、Bulletin 2002-01への対応に関するレビュー結果と関連するRAIをRegulatory Issue Summary (RIS) 2003-13「Bulletin 2002-01への対応に関するNRCのレビュー」にまとめた。RIS 2003-13において、NRCは、「亀裂や漏洩の可能性のある機器を特定するために、ほとんどの設置者が、Alloy 600/82/182材に関してASME規格Section XIの要求以外の検査を行っていない」と述べている。RPV下部ヘッドに対し、ASME規格Section XIでは、系統圧力試験時に目視検査(VT-2)を行うよう規定している。設置者は、下部ヘッド及び貫通部周辺の保温材を取り外さずに、下部ヘッドの検査を行うことで、ASME規格Section XIのVT-2検査要求を満足することができる。NRCスタッフは、多くの設置者が、保温材を取り外さずにASME規格Section XIの要求する検査

を行っており、従って、PWSCC や他のメカニズムで発生する潜在的な欠陥による貫通漏洩の量を検知できないものと理解している。

2003年4月12日、South Texas Project-1 (STP-1)号機において、燃料取替停止時の定例検査の一環として、RPV 下部ヘッドと下部ヘッド取付計装(BMI)ノズルの目視検査が行われた。下部ヘッドは、保温材ボックスに覆われているが、保温材とは接していない。検査は、保温材ボックスを形成する保温材パネル 3 枚を取り外して行われた。下部ヘッドにある 58 本の BMI ノズルを全て検査するために、3 箇所の観察ポイントが用いられた。検査の結果、58 本のうちの 2 本 (ノズル No.1 と 46) において、ノズルと下部ヘッドの接合部に少量の白色残渣が見つかった。その発生源を特定するために、ノズル No.1 と 46 の残渣が回収された。回収された残渣の量は、それぞれ、150 mg、3 mg であった。サンプルのリチウム分析により、99.9%がリチウム-7 であることが判明した。この結果は、残渣の発生源が原子炉冷却系であることを示している。また、セシウム分析により、残渣は平均で 3~5 年経過したものであることが判明した。STP-1 号機の設置者は、2002 年 11 月 20 日に行われた前回の検査において、これらの残渣が認められなかったとしている。

2003 年 5 月、STP-1 号機において、BMI ノズルと RPV 下部ヘッドを接合する J-groove 溶接部 58 箇所の表面の目視検査に加え、57 本の BMI ノズルについて超音波探傷試験(UT) (周方向、軸方向及びゼロ度プローブを使用)が行われた。さらに、数本の BMI ノズルについて、渦電流探傷試験(ECT)による J-groove 溶接部と内側表面の検査が行われた。ノズル No.1 と 46 には軸方向亀裂が見つかった。最大の亀裂は貫通しており、J-groove 溶接を跨いでいた。他のノズルに亀裂の指示は認められなかった。BMI ノズル No.1 と 46 については修理が行われた。設置者は、亀裂の原因調査を継続している。現時点では、STP-1 号機の RPV あるいは亀裂の見つかったノズルに特有の製造工程や運転条件は認められていない。RPV 下部区画の設計及び設置者が用いた検査方法により、ノズルの漏洩を見つけることができた。RIS 2003-13 における NRC スタッフの見解から、STP-1 号機で見つかったような漏洩は、他の多くの PWR で行われている検査では見つからなかった可能性が高いと結論づけている。

議論

RPV 及びヘッド貫通部は RCPB を構成するため、その健全性はプラントの安全運転に重要である。STP-1 号機において BMI ノズル 2 本の亀裂と漏洩が見つかったことにより、当該区画において active な劣化メカニズムに関する疑問が生じた。また、Bulletin 2002-01 のフォローアップ RAI への設置者対応により、RPV 下部ヘッド貫通部からの漏洩を検知するために設置者が行う検査の適正について疑問が生じた。

STP-1 号機におけるノズル 2 本の亀裂に関わる劣化の調査は継続しているが、現時点での情報を評価した結果、以下の三点が明らかとなった：

第一に、STP-1 号機で発生した亀裂の根本原因はまだ不明であるが、現時点までの調査により STP-1 号機の当該ノズルに特有の根本原因は特定されていない。

第二に、STP-1号機の設置者は、周囲の保温材に邪魔されることなく下部ヘッドとノズルの外側金属表面について目視できる検査方法（ベアメタル目視検査）を用いてRPV下部ヘッド貫通部の検査を行っている。ASME規格Section XIに規定されるVT-2試験と比較すると、VT-2試験では保温材を取り外すよう要求しておらず燃料取替停止時に1回通常運転圧力条件で行わなければならないのに対し、STP-1号機の設置者による検査は同プラントで認められたような漏洩の形跡を見つけるためにより優れた方法である。実際、NRCスタッフは、ASME規格Section XIで要求されるVT-2試験がSTP-1号機で見つかったような堆積物の発見に有効ではないであろうと結論づけている。

第三に、STP-1号機での知見を整理すると、亀裂及び漏洩は発見の数年前に発生した可能性があることを示している。設置者による以前の検査でも2003年4月に見つかった堆積物を検出できるものであったが、以前に行われた検査の結果、漏洩の形跡は認められていなかった。従って、RPV下部ヘッドに関する1回の検査で、STP-1号機のBMIノズルに認められたような劣化が発生していないことを確認することはできない。

STP-1号機で見つかった亀裂からの小漏洩は、亀裂の大きさや方向から直ぐに安全上の問題となるものではなかった。さらに、安全系により、RPV下部ヘッド貫通部の破損を含む著しい漏洩の影響を緩和できるであろう。起こりそうにはないものの、RPV下部ヘッド貫通部からの著しい漏洩は、長時間にわたる安全系の作動を必要とし、プラントを安定させるための対応をより長く複雑にすることから、運転安全上の懸念となる。深層防護の考え方を維持するために、設置者は、適切な措置を講じてRPV下部ヘッド貫通部の健全性を担保すべきである。

NRCスタッフは、RPV下部ヘッド貫通部からの漏洩がないことを定期的に確認するために、現行の検査内容を評価することが設置者にとって適切であると考えている。この結論は、RPV下部ヘッドからの著しい漏洩に関連した安全上の懸念と、亀裂及びその結果生じるRPV下部ヘッド貫通部からの小漏洩を見つけるための現行の検査実施能力に関する不確実さに基づくものである。

RPV下部ヘッド貫通部からの貫通漏洩を検出できる検査は、次回の燃料取替停止時に開始されるが、これにより、RPV下部ヘッド貫通部の健全性をより確実に担保することになる。漏洩の形跡を見つけるために目視検査を行う場合、この検査には各ノズルに対する全周検査を含めるべきである。

産業界による材料信頼性プログラム(MRP)は、PWR設置者に対して、現在あるいは次回の燃料取替停止時にRPV下部ヘッド貫通部に関するベアメタル目視検査を行うよう勧告してきた。この勧告は、2003年6月23日付けのMRP代表からのレターに示されている。MRPは、PWRに関連した材料関係の課題を対象とする産業界のプログラムであり、EPRIがその調整を行っている。

NRCは、いくつかのプラントでは次回の燃料取替停止時にRPV下部ヘッド貫通部に関するベアメタル目視検査を行うことができない状況にあることを周知している。これらのプ

ラントに対しては、例えば、設備変更後に、洗浄やその他のタスクが終了することで、当該部への接近ができ、将来の検査用の表面が確保できるようになるまで、RPV 下部ヘッド貫通部のこうした検査を実施することができない。上記で勧告したような検査ができないプラントに対しては、設置者が、①可能な限り多くの RPV 下部ヘッド貫通部を調べるための検査計画を策定し、②その後の燃料取替停止時に各ノズルに対して上記のような検査が実施できるように必要な措置を取ることによって、当該ノズルの健全性をより確実に確保することができる。

RPV 下部ヘッドに関する検査あるいは他の活動を行う際、設置者は、RPV 下方のキャビティ入域とそこでの作業に極めて高い放射線リスクのあることを認識すべきである。放射線レベルが高くなる前に、要求される原子炉キャビティへの入域管理と監視が十分に行われるよう、これらの区画への入域管理では、かなり放射化された機器（例えば、炉心から原子炉キャビティへのシンプル管引き抜き）の状況について、プラント運転スタッフと放射線防護スタッフとの間で密接な連絡を取り合うことを要求すべきである。RPV 下部でのハザードに関する更なる情報は、Regulatory Guide 8.38, Appendix B「原子力発電所における高放射線区画への入域管理」に示されている。

NRC スタッフは、RPV 貫通部を含む亀裂感受性の高い原子炉冷却材圧力バウンダリの検査を扱うために、ASME 規格及び NRC 規則の改訂に向けて、産業界及び他の利害関係者とともに検討を進めているが、これらの活動には数年間を要するであろう。そのため、NRC は、Bulletin 2002-01 とそのフォローアップ RAI への対応をレビューし、STP-1 号機において BMI ノズルからの漏洩が見つかった後に明らかとなった懸念を扱うために、この Bulletin を発行する。

要求される情報

- 1) 対象の PWR 設置者は、以下の情報を提示するよう求められる。2003 年 12 月 31 日までに燃料取替停止に入るプラントについては、本 Bulletin の発行から 30 日以内にその対応を行うものとする。その他のプラントについては 90 日以内に対応するものとする。
 - (a) 各プラントにおいて実施してきた RPV 下部ヘッド貫通部の検査プログラムに関する説明。この説明には、検査を行った時期、検査の範囲（検査した機器と貫通部）、使用した検査方法、ホウ酸堆積物が見つかった場合にその発生源を明らかにするために用いたプロセス、検査に関する文書（報告書、ビデオ、写真など）の品質、及び、RPV 下部ヘッド貫通部の健全性に関連する規制要求を満足すると結論づけた根拠を含むものとする。
 - (b) 次回及びその後の燃料取替停止時に各プラントで行う予定の RPV 下部ヘッド貫通部の検査に関する説明。この説明には、検査の範囲（検査対象の機器と貫通部）、使用する検査方法、検査方法に対する品質保証基準、ホウ酸堆積物や腐食が見つかった場合にその発生源を明らかにするために用いるプロセス、検査に関して作成する予定の文書、及び、RPV 下部ヘッド貫通部の健全性に関連する規制要求を満足すると結論

づけるための根拠を含むものとする。

- (c) 必要な計画、エンジニアリング、資材の調達、実施が不可能であるために、次回の燃料取替停止中に各貫通部のベアメタル目視検査ができない場合、その後の燃料取替停止時に当該検査を行う予定の有無に関する説明。もし行う予定であれば、当該検査をできるようにするための対策に関する説明を提示すること。また、次回の燃料取替停止時に行う予定の貫通部検査に関する説明を提示すること。この説明には、パラグラフ(b)に示す事項を含めるものとする。
 - (d) 次回もしくはその後の燃料取替停止時に、RPV 下部ヘッド貫通部について、ベアメタル目視検査もしくは NDE（例えば、体積試験や表面試験）のいずれかも行う予定がない場合、実施した検査で、規制要求が満足されていることを担保できると結論づけるための基準を提示すること。
- 2) RPV 下部ヘッド貫通部の次回検査後にプラント再起動してから 60 日以内に、対象の PWR 設置者は、実施した検査の概要、検査の範囲、使用した方法、下部ヘッドの状況に関する記述、貫通漏洩の指示の有無、及び、ホウ酸堆積物が見つかった場合のそれに関する見解とその結果として取った対策に関する概要を NRC に提出するものとする。

要求される対応

10 CFR 50.54(f)に従い、対象のPWR設置者は、本Bulletinへの書面での対応を提出するよう要求される。この情報は、設置者が現行の許認可基準に適合していることを確認するよう求められる。設置者には、次の2つのオプションがある。

- 1) 要求された期限内に上記の要求された情報を示す対応書面を提出することができる。
 - 2) 要求された情報を提示しない、あるいは、要求された期限を守れない設置者は、本Bulletin発行から15日以内に対応書面を提出するよう要求される。この対応においては、提案された措置に代わる措置を、その容認性に対する基準を含めて説明しなければならない。
- (3) Information Notice 2003-11 Supplement 1 : 原子炉圧力容器下部ヘッド取付計装ノズルからの漏洩 (2004年1月8日発行)

対象事例の概要

South Texas Project-1 (STP-1)号機の原子炉圧力容器(RPV)下部ヘッド取付計装(BMI)ノズルの亀裂に関する根本原因を調べるために、設置者は、放電加工(EDM)によりノズルNo.1及び46からボートサンプルを切り出そうとしたが、EDMに困難が生じたため、No.1からは1つのサンプルだけを切り出し破壊評価を行った。貫通部No.1のボートサンプルは、1.38インチ長さの欠陥と同一方位位置から採取されたが、これは、ノズル及びJ-grooveの溶接材のサンプルであり、1.38インチ長さの欠陥の一部と、ノズル-溶接間境界の超音波探傷試験(UT)で観測された不連続部を1つ異常含むことを意図したものである。ノズルNo.1ボートサンプルの外観を図1に示す。

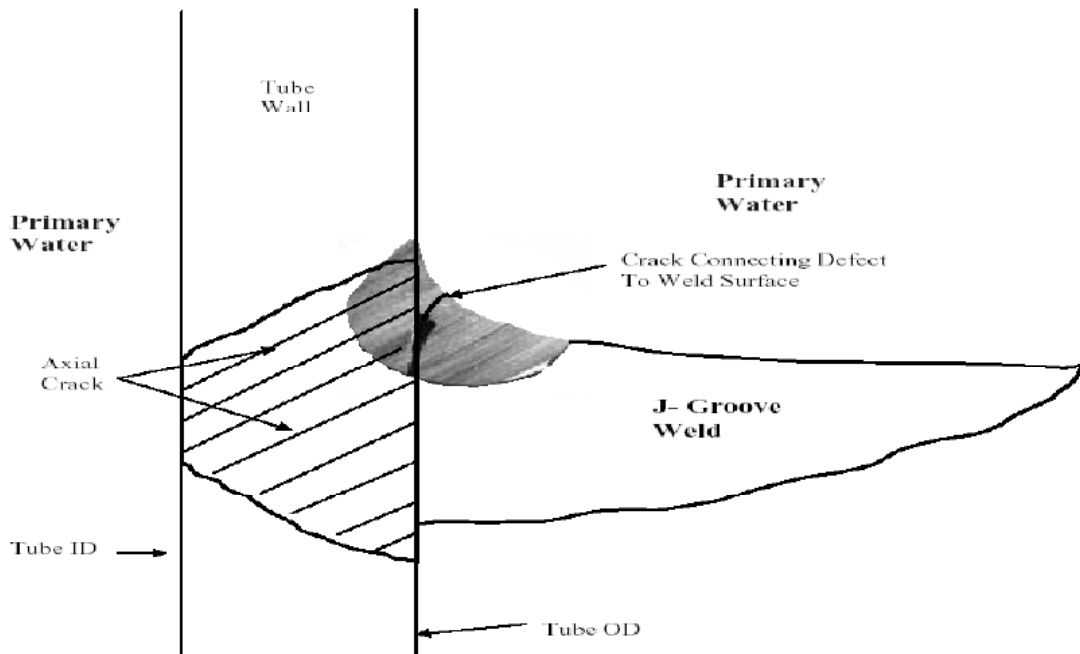


図 1 貫通部 No.1 ボートサンプルの断面図

ノズル No.1 ボートサンプルについて設置者が行った破壊試験により、以下の情報が得られている。

- 1) ノズルNo.1の管壁における軸方向亀裂は、全体として粒界割れであり、亀裂進展のメカニズムとしてPWSCCと整合が取れる。ボートサンプルにおいて、J-groove溶接材のPWSCCは認められなかった。
- 2) ボートサンプル内の管-溶接境界のUT不連続部（図1の黒塗り部分）は、製造時の溶接溶込み不足であることが確認された。約80 mil (0.080インチ) の溶接材リガメントにより、溶込み不足部分がJ-groove溶接部から分離していた。溶込み不足部分に関する周方向長さは約0.2インチであった。管壁の軸方向PWSCC亀裂は、溶込み不足部分に位置していた。
- 3) 溶接材において、周方向に走る2つ目の亀裂状欠陥が認められた（図1の黒線）。当該欠陥の長さは、約0.2インチであり、溶込み不足部分の長さで整合性が取れる。この欠陥は、80 milの溶接リガメントを貫通しており、これによって、一次冷却水が溶込み不足部分に侵入した可能性がある。この欠陥の発生及び進展に対するメカニズムをボートサンプルから解明することはできなかったが、その位置及び大きさから、この欠陥の形成も製造過程に関連するものであることが示唆される。

この情報と設置者によるNDE結果に基づき、設置者は、PWSCCによる欠陥に関して、以下のシナリオが最も可能性のあると結論づけている。

- 1) BMIノズル貫通部の製造時において、ノズルとJ-groove溶接部との間に溶接の溶込み不

足部分が生じた。さらに、ノズルNo.1と46において、製造時の状態からJ-groove溶接部の欠陥が形成され、その後、プラントの運転履歴初期に、一次冷却水が当該溶込み不足部に侵入した。

- 2) 一次冷却水が溶込み不足部に滞留したことで、PWSCCを加速するものとして知られている状況（高温、高純度水環境、感受性の高い材料及び局所的な高ストレス）が形成された。
- 3) PWSCCによる欠陥は、溶込み不足部分に隣接する溶接接合部内部から始まり、管壁を進展し、RPV下部ヘッド外部への漏洩経路を形成した。

ポートサンプルの分析に加えて、このシナリオは、ノズルNo.46における0.95インチの欠陥がノズル内側でもなくJ-groove溶接部上部でもない表面亀裂であることが観測されたことによって裏付けられる。BMIノズルに認められた欠陥全てが同じメカニズムによるものと仮定すると、この観測は、湿潤表面におけるPWSCCの発生に依存しないシナリオを指すことになる。

議論

NRCは、STP-1号機において行われた検査と、設置者による根本原因の評価を監視した。当時、NRCスタッフは、上記シナリオが、設置者による非破壊試験(NDE)及びポートサンプルを用いた試験から得られた情報と最も整合する説明であると結論づけた。NRCスタッフは、通常の原子炉検査及び監視プロセスの一環として、設置者による根本原因評価について詳細にレビューを行う予定である。NRCスタッフは、上記シナリオに関する評価を修正するような新たな情報が得られたら、このINを補足することを検討するであろう。NRCスタッフは、STP-1号機で見つかったような劣化に至る可能性のある状態に晒されるプラントを有する設置者に対し、本INの情報を評価し、自らのプラントにおいてNRCの規制要求を満足する原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を維持するために如何なる措置が必要かを評価することを期待している。

- (4) Information Notice 2004-11 : 加圧器逃し安全弁ノズル及びサージラインノズルの亀裂
(2004年5月6日発行)

対象事例の概要

敦賀-2号機において、2003年9月の定期検査中、加圧器逃し安全弁のノズルに亀裂と漏洩が見つかった。敦賀-2号機は、MHI製の4ループPWR（定格出力：1160MWe）であり、1987年2月に商業運転を開始した。定格出力運転時における一次冷却材平均温度は、コールドレグで289°C（552°F）、ホットレグで322°C（612°F）である。また、TMI-1号機において、2003年10月の燃料取替停止中、サージラインのノズルーフエンド異種金属溶接部において亀裂指示が認められた。TMI-1号機は、B&W社製PWRであり、1974年9月に商業運転を開始した。

（敦賀-2号機）

13回定期検査中、保温材を外した状態で加圧器逃し安全弁ノズルについて目視検査（ベアメタル目視検査）を行ったところ、加圧器逃し弁ノズルにホウ酸堆積が認められた。その後、超音波探傷試験(UT)を行った結果、逃し弁ノズルと安全弁ノズルA（3本のうちの1本）のノズルーフーフエンド溶接金属に線形の亀裂指示が見つかった（図1）。

各ノズルは、ステンレス鋼316製のーフーフエンドと低合金鋼（米国において使用されているフェライト鋼508に相当する）製のノズルエンドから構成される（図2及び3）。逃し弁ノズルと安全弁ノズルは、同じサイズであり（外径約190 mm、内径約130 mm）、Alloy 132（Alloy 182と同様の特性）によるバタリング溶接がなされている。当該部位には応力緩和措置が施され、その後、ーフーフエンドはAlloy 132により各ノズルに溶接された。溶接は、幅約40 mmである。プラント職員は、安全弁ノズルAのノズルーフーフエンド溶接部で修理が行われていたことに気づいた。

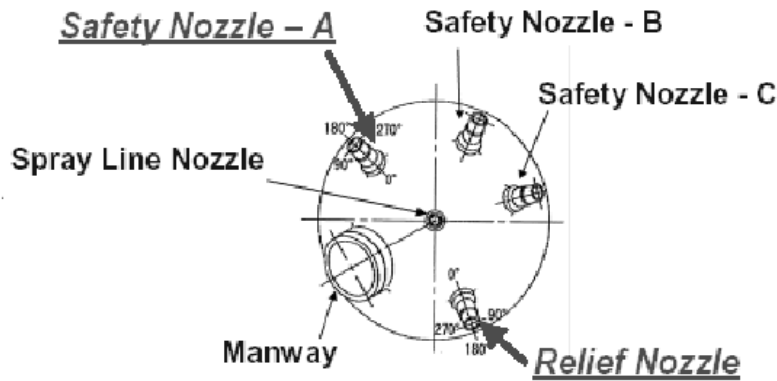


図1 加圧器頂部外観

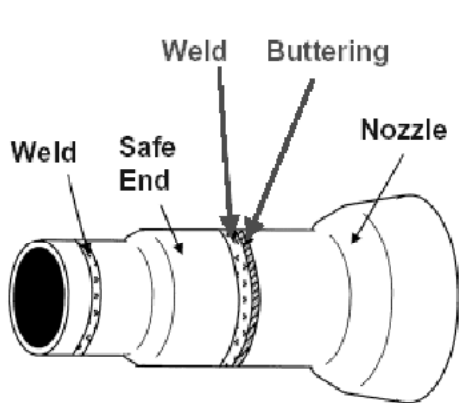


図2 ノズルの構成

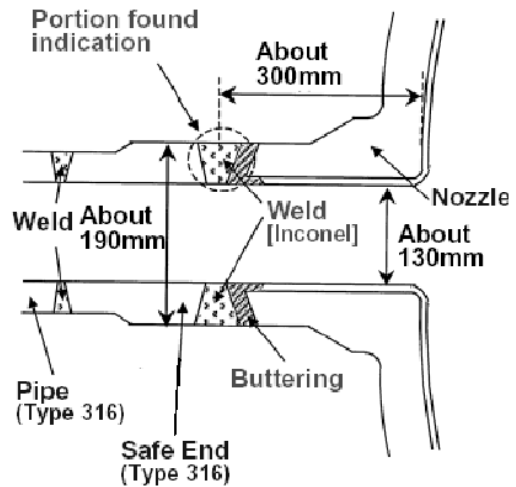


図3 ノズル材料

認められた欠陥は全て軸方向であり溶接部に位置していた（即ち、欠陥が母材まで拡がっていなかった）。各ノズルの0度位置は、加圧器容器の中心軸の最も近いノズル位置（図1におけるスプレーラインノズル）である。安全弁ノズルAについては、35-45度位置に最大長さ24 mmの亀裂指示が2箇所見つかった。逃し弁ノズルについては、90度位置に最大長さ35 mmの亀裂指示2箇所と315度位置に長さ34 mmの指示が1箇所見つかった。

非破壊試験(NDE)用のサンプルには、溶接部全体と母材の一部が含まれていた。放射線透過試験(RT)により線状欠陥が確認された。また、破面検査により、亀裂は内側表面から始まり、軸方向の粒界(intergranular)あるいは柱状結晶粒に沿った(interdendritic)割れであることが明らかとなった。逃し弁ノズル溶接部の90度位置において貫通亀裂が確認された。破面検査の結果、ノズルの亀裂は溶接部のPWSCCによるものと結論づけられた。

プラント職員は、第1回、第2回、第9回及び第10回の定期検査において、加圧器ノズルに対しベアメタル目視検査が行われたと述べている。1998年初頭の第9回と1999年後半の第10回定期検査では、UT（0度角の垂直波を使用）と液体浸透試験(PT)が行われたが、これらの検査で亀裂指示は認められなかった。

(TMI-1 号機)

2003年10月15日、燃料取替停止中、サージラインのノズルーセーフエンド異種金属溶接部に亀裂指示が認められた。当該ノズルは、口径25.4 cm、schedule 140、ASTM A-105 Grade 2の炭素鋼製であり、ASTM A-336 Class F8Mの鍛造ステンレス鋼製セーフエンドにAlloy 82/182で溶接されている。サージラインノズルは、SG-Aのホットレグ側に接続されており、通常の冷却材温度は317°Cである

TMI-1では、サージラインのノズルーセーフエンド溶接部に対し、計画された手動UTを行っていたところ、溶接材に軸方向の亀裂指示が見つかった。その後のUTにより、当該亀裂指示が内側表面で溶接部幅全体に拡がっており、深さ12 mmに達していることが判明した。

この亀裂指示は、Alloy 82/182溶接金属内に留まっており、母材との境界位置で止まっていた。指示の見つかった場所は、製造時に修理を行った箇所であった。発生箇所、音響反応及び運転温度に基づき、設置者は、PWSCCによるものと結論づけた。TMI-1では、溶接健全性を維持するために溶接オーバーレイによる修理を行った。この修理には、自動ティグ溶接(machine tungsten arc welding)、テンパービードプロセス及びAlloy 52材が用いられた。

議論

Alloy 600/82/182材がPWSCCに感受性が高いことは良く知られている。加圧器逃し弁ノズルの漏洩は、1993年にPalisadesで見つかっている。この漏洩は、Alloy 82/182ノズル溶接部のPWSCCに起因するものであった。原子炉冷却材環境における同じ材料のノズルのPWSCCも最近報告されている。例えば、V.C.Summerにおいて、2000年10月の燃料取替停止中、原子炉圧力容器ホットレグノズル溶接部で亀裂と漏洩が見つかった。冶金学的試験の結果、当該ノズルには軸方向と周方向の亀裂が確認された。根本原因は、Alloy 82/182溶

接部のPWSCCによるものであった。PWSCCによる軸方向亀裂は、1999年及び2000年秋に、それぞれ、Ringhals-3及び4号機のホットレグノズル溶接部でも見つかっている。

現時点での情報に基づき、NRCは、敦賀-2号機及びTMI-1号機で発生した劣化がPWRに関連するものであると信じている。NRCは、過去2年間、PWRの原子炉冷却系におけるPWSCCに関連し、数多くの規制関連書簡と命令を発行してきた。NRCスタッフは、各施設において原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性が維持されることを確認するために、検査の適性に関する評価を継続する。

- (5) Bulletin 2004-01 : PWR における加圧器貫通部及び気相部配管接続部の製造に使用される Alloy 82/182/600 材の検査 (2004 年 5 月 28 日発行)

背景

加圧器には、Alloy 600を母材としAlloy 82/182を溶接材として使用し製造されている多数の貫通部や気相部配管接続部がある。こうした貫通部には、加圧器ヒータ貫通部（B&W社製PWRの「ヒータバンドル」を含む）及び計装管貫通部が含まれている。

気相部配管接続部には、逃がし弁、安全弁、スプレー配管及びベント配管を加圧器気相部に接続する貫通部の突合せ溶接が含まれる。ただし、加圧器サージ管溶接部は本Bulletinの対象外である。NRCスタッフは、加圧器サージ管の突合せ溶接や原子炉冷却系の他の部分について対処するために、更なる対応や情報を求めるか否かを別途検討することとしている。

運転経験により、通常の運転状況下において一次冷却材（水あるいは蒸気）に晒されるAlloy 82/182/600材にPWSCCによる亀裂が生じることが示されてきた。NRCは、以前に、この現象の発生及びその影響について規制関連書簡を発行してきた（Bulletin 2001-01、2002-01、2002-02、2003-02）。

また、米国内外の運転経験により、加圧器に接続されるAlloy 82/182/600がPWSCC感受性の高いことが実証されてきた。1980年代後半以降、米国内のCE社製PWRにおいて、約50のAlloy600製加圧器ヒータスリーブに、PWSCCによる原子炉冷却材圧力バウンダリ(RCPB)の漏洩が認められている。最近の事例としては、2003年10月のMillstone-2号機、Waterford-3号機及び2004年2月のPalo Verde-3号機で発生したものがある。有限要素法による検討や非破壊試験(NDE)により、これらの漏洩事例が、ヒータスリーブの圧力バウンダリで軸方向のPWSCCによるものであることが示されている。しかし、Palo Verde-2号機において2003年秋に行われた加圧器ヒータスリーブに関するNDEの結果では、圧力バウンダリでない部分（即ち、J-groove溶接部の上方）でPWSCC起因の周方向亀裂が起り得ることを示すような漏洩は認められなかった。TMI-1号機におけるダイアフラム板の亀裂は、シール溶接部の熱影響部でのPWSCCによるものであった。また、低合金鋼かんぬき(strongback)のホウ酸腐食も漏洩の結果起こったものであることが判明した。

1980年代以降、多くのPWRにおいて、Alloy 82/182製の小口径計装管貫通部にもPWSCC

が認められた。例えば、2003年10月、Crystal River-3号機の設置者は、加圧器上部水位計装タツプノズルからの原子炉冷却材圧力バウンダリ(RCPB)漏洩を報告した。漏洩は、接続部の材料として用いられているAlloy 82/182/600材のPWSCCによるものであった。

2003年9月の敦賀-2号機における検査結果は、加圧器気相部に接続される大口径の突合せ溶接配管のPWSCCに関連するものである。加圧器逃がし弁のノズル(内径130 mm)表面におけるホウ酸堆積は、ノズルーセーフエンド溶接に使用されたニッケル基合金の軸方向亀裂の発見に繋がった。同様の口径を有する安全弁ノズルに対してその後行われたNDEにより、そのノズルーセーフエンド溶接に2つの欠陥が見つかった。欠陥表面に関する破面検査(fractographic analysis)により、PWSCCが亀裂の発生及び進展のメカニズムであることが確認された。敦賀-2号機におけるこの事象は、1993年のPalisadesにおいて発生した加圧器逃がし弁(PORV)に繋がる配管の漏洩及び周方向PWSCC事象と類似している。

加圧器貫通部及び気相部配管接続部に使用されるAlloy 82/182/600材のPWSCCの発生は驚くべきものではない。PWSCCの発生と進展は、Alloy 82/182/600材が晒される一次冷却材の温度に強く依存することが知られている。加圧器において原子炉冷却材の温度が約343°C (650°F)であるという事実を踏まえれば、これらの材料でPWSCCが起ることを想定すべきであり、効果的な劣化管理プログラムが必要となる。

議論

加圧器及びその貫通部と接続部は、RCPBの一部を形成し、その健全性はプラントの安全運転に重要である。1980年代後半において加圧器貫通部に使用されるAlloy 82/182/600材のPWSCCが発生し、それ以降、検査プログラムでは、RCPB漏洩の特定と漏洩所の修理を基本としてきた。こうした劣化管理プログラムの容認性は、これらの箇所におけるRCPBのPWSCCが常に軸方向であり、その程度も限られており、目視検査や格納容器内のオンラインの漏洩監視系で容易に検出できることを前提としてきた。

Palo Verde-2号機において加圧器ヒータスリーブの圧力バウンダリでない部分の周方向亀裂が最近見つかったことで、上記の前提が疑わしくなっている。RCPBの他の部分(例えば、RPV上蓋貫通部)におけるPWSCCによる劣化を伴う経験によれば、RCPBにおける軸方向のPWSCCが見つかった後、同じ場所で周方向のPWSCCの兆候が認められている。Palo Verde-2号機における2003年秋の検査を通して得られたCE社製PWRのAlloy82/182/600製加圧器ヒータスリーブの運転経験は、これらの箇所において同様のトレンドが見られることを立証しているように思われる。

この経験は、加圧器貫通部及び気相部配管接続部に使用されるAlloy 82/182/600材のRCPB部における周方向亀裂の発生可能性が増加していることを示している。NRCは、これらの箇所におけるRCPBの周方向亀裂の発生を効果的かつタイムリに見つけるための設置者による現行の劣化管理プログラムに懸念を抱いている。PWSCCの発生と進展の可能性及び周方向亀裂が異常な漏洩や急速な伝播型破損、RCPBの大規模破損に至る可能性があるため、プラントにおいて高温の加圧器環境に晒されるAlloy 82/182/600材の周方向PWSCCの

発生を見つけることは重要である。

Alloy 82/182/600製加圧器貫通部と気相部配管接続部でこれまでに見つかった亀裂からの小漏洩は、直ぐに安全上の問題となるものではない。プラントの運転中に利用可能であるよう求められる安全系によって、これらの漏洩よりも著しい漏洩（加圧器胴部の最大口径配管接続部の大規模破損を含む）の影響を緩和することができる。しかし、プラントの設計や運転に取り込まれた深層防護の考え方を維持するために、設置者は、適切な対策を講じて、加圧器貫通部及び気相部配管接続部の健全性が確実に維持され、プラントの安全系に影響を及ぼす可能性を最小限に留めることを担保すべきである。

NRCスタッフは、加圧器貫通部及び気相部配管接続部の健全性が確実に維持されるよう、設置者が自らの現行検査プラクティスを評価することが適切であると信じている。加圧器貫通部もしくは気相部配管接続部からの貫通漏洩を検出できる検査を次回の燃料取替時から開始し、これによって、各部の健全性を確認することができるであろう。漏洩の兆候を検出するために目視検査を行う場合、**PWSCC**による漏洩を見つけるあたり、**Alloy 82/182/600**製加圧器貫通部及び気相部配管接続部の各々について全周にわたるベアメタル目視検査が有効であり、**NRC**スタッフにも許容されるであろう。

産業界による材料信頼性プログラム(**MRP**)では、**PWR**設置者に対し、最近の燃料取替検査時に実施されていない場合には、次の2回の燃料取替停止までに、**350° F**以上で通常運転される**Alloy 82/182/600**製**RCPB**の各部についてベアメタル目視検査を行うよう勧告している。この勧告は、**Alloy 82/182/600**製加圧器貫通部及び気相部配管接続部全ての該当する。

MRPは、**PWR**に関連する材料関係の課題に対処するための**EPRI**主導の産業界プログラムである。さらに、**CE**社製**PWR**の加圧器ヒータスリーブに関する検査関連の勧告は、**Westinghouse**社**PWR**所有者グループ(**WOG**)によって提示された。**WOG**は、**CE**社製**PWR**設置者に対して、各燃料取替停止時に、以下の事項を行うよう勧告している。

- 1) 加圧器ヒータスリーブ全てについて、各スリーブの周囲**360**度にわたり**100%**のベアメタル目視検査を行うこと。
- 2) 目視検査により漏洩の兆候が認められたスリーブ全てについて亀裂の方向性を把握できる非破壊試験(**NDE**)を行うこと。各漏洩スリーブに関する**NDE**は、スリーブの修理前に行う。
- 3) **NDE**によりスリーブ接合溶接部下方の周方向亀裂の可能性があることが明らかとなった場合、**NRC**に速やかにその旨通知し、適切な検査プランを立てること。このプランでは、欠陥の特徴を把握するのに十分な条件を検討するために**NDE**の対象とする追加スリーブを明確にする。

NRCスタッフは、**WOG**による勧告をレビューし、若干の修正を加えることで、現在の知識に基づく本Bulletinのスコープでカバーされる**Alloy 82/182/600**の効果的な劣化管理プログラムになると評価している。**100%**のベアメタル目視検査を行わなければ見つからないような少量のホウ酸堆積に至ることを前提とすれば、ベアメタル目視検査を活用することは

正当化される。上記3)の修正として、NRCスタッフは、周方向PWSCCが圧力バウンダリあるいはそれ以外の箇所に認められた場合、設置者がその状態の程度に関する適切な評価を確実に行うことができるよう、NDEのスコープ拡張に関してNRCスタッフと議論すべきであると信じている。圧力バウンダリでない箇所に周方向PWSCCの兆候が認められたプラントは、設計や機能、製造などが類似の箇所（like locations）における圧力バウンダリの周方向PWSCC感受性が高い可能性があるため、出力運転に復帰する前に更なるNDEを行って圧力バウンダリのこうした箇所で適切な構造健全性が確保されていることを確認する必要がある。圧力バウンダリでない部分の周方向PWSCCが見つかったとしても更なるNDEを行う意図がない設置者は、技術的根拠を提示して、圧力バウンダリでない部分の周方向PWSCCが加圧器のバウンダリにおける他の類似箇所での周方向PWSCCの起こる可能性と関連しない理由を説明すべきである。

NRCスタッフは、加圧器貫通部及び気相部配管接続部を含む、亀裂感受性の高いRCPBの検査に対処するために、産業界及び他の利害関係者と共に、ASME規格とNRC規則の改訂を行うことになるであろう。

要求される情報

- 1) 全てのPWR設置者は、本Bulletinの発行から60日以内に以下の情報を提供するように求められる。
 - (a) 加圧器貫通部及び気相部配管接続部に関する記述。少なくとも、この記述には、材料（例えば、ステンレス鋼製配管と溶接金属、Alloy 600配管／スリーブ、Alloy 82/182溶接金属あるいはバタリングなど）、接合部設計（例えば、部分的な貫通部溶接、全貫通部溶接、ボルト接続など）、及び、溶接接合部の場合について供用開始前に応力緩和が行われたか否か、を含むものとする。加圧器貫通部及び気相部配管接続部のPWSCC感受性の評価に関する追加情報も含めるものとする。
 - (b) Alloy 82/182/600製加圧器貫通部及び気相部配管接続部の検査プログラムに関する記述。この記述には、検査が行われた時期、区画、貫通部及び気相部配管接続部、各箇所に対する検査の範囲（パーセンテージ）、使用した検査方法、検査の結果を解決するために用いたプロセス、検査文書の品質（例えば、報告書、ビデオ記録、写真など）、及び、プラントが健全性に関して該当する規制要求を満足していると結論づけた根拠を含むものとする。加圧器貫通部あるいは気相部配管接続部に漏洩が見つかった場合、漏洩貫通部の欠陥の特徴を把握するためにフォローアップとして行ったNDEを明確にすること。
 - (c) Alloy 82/182/600製加圧器貫通部及び気相部配管接続部について次回以降の燃料取替時に行う予定の検査プログラムに関する記述。この記述には、検査対象とする区画、貫通部及び気相部配管接続部、各部に対する検査の範囲（パーセンテージ）、使用する検査方法、検査方法の品質及び検査員の資格に関する標準、検査による結果を解決するために使用するプロセス、作成する検査報告書、及び、プラントが加圧

器貫通部及び気相部配管接続部の健全性に関して該当する規制要求を満足すると結論づけた根拠を含むものとする。加圧器貫通部あるいは気相部配管接続部に漏洩が見つかった場合、漏洩貫通部の欠陥の特徴を把握するために行うフォローアップNDEを明らかにすること。また、漏洩貫通部あるいは気相部配管接続部において周方向欠陥が見つかった場合、実施すべきNDEの範囲を拡大するための計画を提示すること。

- (d) 本Bulletinで議論した情報、及び、産業界における最近の運転経験との関連性に関する理解を踏まえて、上記1)(c)への対応として明示する検査プログラムが、プラントのRCPB健全性の維持、及び、該当する規制要求の充足性に対して適切である理由を説明すること。

2) Alloy 82/182/600製加圧器貫通部及び気相部配管接続部に関する次回の検査後にプラントを再起動して60日以内に、設置者は、次のいずれかを行うものとする。

- (a) 上記1)(c)への対応において示した検査が終了したことを示す説明、及び、加圧器胴部に関する現在の状態に関する説明、貫通漏洩の指示に関する結果、漏洩貫通部あるいは気相部配管接続部における欠陥の特徴を把握するために行ったフォローアップNDE、NDEにより見つかった全ての指示に関する概要、ホウ酸が見つかった場合それに関する見解、及び、見つかった指示に対して講じた対策や修理に関する情報を提出すること。あるいは、
- (b) 上記1)(c)への対応において示した検査を終了することができなかった場合、実施した検査、その範囲、用いた方法に関する概要、加圧器胴部に関する現在の状態に関する説明、貫通漏洩の指示に関する結果、漏洩貫通部あるいは気相部配管接続部における欠陥の特徴を把握するために行ったフォローアップNDE、NDEにより見つかった全ての指示に関する概要、ホウ酸が見つかった場合それに関する見解、及び、見つかった指示に対して講じた対策や修理に関する情報を提出すること。さらに、終了した検査が、プラントのRCPB健全性の維持、及び、該当する規制要求の充足性に対して適切である理由を説明するために、上記1)(d)に対する回答を補足すること。

加圧器に直接接続される配管で加圧器と同様の環境に晒されるAlloy 82/182/600製の部分については、サージ管を除き、加圧器胴部からの距離を含め上記1)及び2)で要求された情報を提出するものとする。

要求される対応

10 CFR 50.54(f)に従い、設置者は、書面对応が要求されるが、当該情報は、現在の許認可基準への適合性を確認するために求められる。

対象者には、次の2つのオプションがある。

- 1) 対象者は、要求された期限内に上記の要求情報を提供する書面对応を選択してもよい。あるいは、

2) 要求された情報を提供しないことを選択する場合、もしくは、要求された期限を満足できない場合、対象者は、本Bulletin発行から15日以内に書面对応を求められる。この対応では、代替措置を提案し、その根拠について説明しなければならない。

(6) Information Notice 2005-02 : 蒸気発生器水室ドレン溶接部における圧力バウンダリ漏洩 (2005年2月4日発行)

背景

2004年9月16日、Catawba-2号機の設置者は、燃料取替停止時においてAlloy 600/82/182のベアメタル目視検査を行っていた際、蒸気発生器(SG)水室ドレン部付近で圧力バウンダリ漏洩からのホウ酸堆積を確認した。これらの機器は、Alloy 600/82/182材がPWSCCに鋭敏であるため検査が行われている。Catawba-2号機は、1986年に商業運転を開始したWestinghouse社製4ループPWRである。4基のSGは、Westinghouse社モデルD5である。定格出力における一次冷却材平均温度はコールドレグで588°F、ホットレグで617°Fである。本事象は、水室ドレンのないSGと交換されているCatawba-1号機には適用されない。

2001年にも同様の事象が起こっている。この時は、設置者がSG-2Bのドレン管ノズル溶接部にホウ酸堆積を見つけた。周辺のAlloy 82/182溶接部について液体浸透試験(PT)を行い亀裂のような指示を確認した。設置者は、Alloy 690/52/152を用いて当該ドレン管ノズルの修理を行った。また、他のSGドレン管について目視及び表面検査が行われ、指示のないことが確認された。

状況説明

Catawba-2号機は、サイクル13燃料停止中であり、原子炉冷却材圧力バウンダリの検査を終了しようとしていた。SG水室ドレンの検査は、設置者によるAlloy 600プログラムの一環であった。SG水室ドレンはPWSCCに鋭敏なAlloy 600/82/182材で製造されているため、検査の対象となっている。設置者は、以前に、Alloy 600/82/182材が用いられている箇所を同定し、Alloy 600プログラムに従い、各燃料取替停止時においてこれらの箇所の保温材を取り外してベアメタル目視検査を行った。

Catawba-2号機における4本のドレン管のうちの3本は、ステンレス鋼製ノズルから製作され、SG容器底部にAlloy 82/182溶金を用いてJ-groove溶接されている。漏洩は、SG-2Cのドレン管ノズル溶接部においてホウ酸堆積という形で見つかった。堆積していたホウ酸の量は約0.25-0.50立方インチ (4.1-8.2 cm³) であった。また、設置者は、SG-2Dのドレン管にも極めて少量のホウ酸堆積を見つけた。問題の程度を評価するために、設置者は、SG-2A及び2Dのドレン管に対してPTを行った。その結果から、設置者は、SG-2Aのドレン管についてはASME規格の許容基準を満足しているものと判断した。しかし、PTにより、SG-2Dのドレン管Alloy 82/182溶接に亀裂が確認されたため、設置者は、2004年9月20日、10 CFR 50.72(b)(3)(ii)(A)に従って事象の報告を行った。SG-2Cのドレン管については、ホウ酸の堆積を通して漏洩が確認されたため、PTは行われなかった。設置者は、3本のドレン

管全てについて修理を行い、これにより、Alloy 600/82/182材が原子炉冷却水に晒されるのを防止することとしている。

議論

Catawba-2号機のSG水室ドレンの設計では、一次冷却水が、ステンレス鋼製ドレン管ノズルを接続するAlloy 82/182溶接材に直接接触する。産業界の運転経験を踏まえると、最近の亀裂指示はPWSCCによるものである。周辺の炭素鋼材にホウ酸腐食の証拠は認められない。また、漏洩制限に対するドレン管の配置構成を踏まえると、この特殊な事象の安全上の重要性は低いと考えられる。ある設置者は、PWSCC感受性を低くするか、または、排除する等SG水室ドレンの設計変更を行うことで当該問題の可能性を排除している。多くのプラントでSG取替行われているが、取替SGには水室ドレンがない。ベアメタル目視検査は、漏洩の証拠を見つけるために用いることができる。検査のために保温材を取り外していなければ、当該問題が気付かずに放置されていたであろうということに注目することが重要である。

国際単位系 (SI)

表1. SI 基本単位

基本量	SI 基本単位	
	名称	記号
長さ	メートル	m
質量	キログラム	kg
時間	秒	s
電流	アンペア	A
熱力学温度	ケルビン	K
物質の量	モル	mol
光度	カンデラ	cd

表2. 基本単位を用いて表されるSI組立単位の例

組立量	SI 基本単位	
	名称	記号
面積	平方メートル	m ²
体積	立方メートル	m ³
速度	メートル毎秒	m/s
加速度	メートル毎秒毎秒	m/s ²
波数	毎メートル	m ⁻¹
密度 (質量密度)	キログラム毎立方メートル	kg/m ³
質量体積 (比体積)	立方メートル毎キログラム	m ³ /kg
電流密度	アンペア毎平方メートル	A/m ²
磁界の強さ	アンペア毎メートル	A/m
(物質量の) 濃度	モル毎立方メートル	mol/m ³
輝度	カンデラ毎平方メートル	cd/m ²
屈折率	(数の) 1	1

表5. SI 接頭語

乗数	接頭語	記号	乗数	接頭語	記号
10 ²⁴	ヨタ	Y	10 ⁻¹	デシ	d
10 ²¹	ゼタ	Z	10 ⁻²	センチ	c
10 ¹⁸	エクサ	E	10 ⁻³	ミリ	m
10 ¹⁵	ペタ	P	10 ⁻⁶	マイクロ	μ
10 ¹²	テラ	T	10 ⁻⁹	ナノ	n
10 ⁹	ギガ	G	10 ⁻¹²	ピコ	p
10 ⁶	メガ	M	10 ⁻¹⁵	フェムト	f
10 ³	キロ	k	10 ⁻¹⁸	アト	a
10 ²	ヘクト	h	10 ⁻²¹	ゼプト	z
10 ¹	デカ	da	10 ⁻²⁴	ヨクト	y

表3. 固有の名称とその独自の記号で表されるSI組立単位

組立量	SI 組立単位			
	名称	記号	他のSI単位による表し方	SI基本単位による表し方
平面角	ラジアン ^(a)	rad		m ² ・m ⁻¹ =1 ^(b)
立体角	ステラジアン ^(a)	sr ^(c)		m ² ・m ⁻² =1 ^(b)
周波数	ヘルツ	Hz		s ⁻¹
力	ニュートン	N		m ² ・kg ² ・s ⁻²
圧力, 応力	パスカル	Pa	N/m ²	m ⁻¹ ・kg ² ・s ⁻²
エネルギー, 仕事, 熱量	ジュール	J	N・m	m ² ・kg ² ・s ⁻²
工率, 放射束	ワット	W	J/s	m ² ・kg ² ・s ⁻³
電荷, 電気量	クーロン	C		s・A
電位差 (電圧), 起電力	ボルト	V	W/A	m ² ・kg ² ・s ⁻³ ・A ⁻¹
静電容量	ファラド	F	C/V	m ⁻² ・kg ⁻¹ ・s ⁴ ・A ²
電気抵抗	オーム	Ω	V/A	m ² ・kg ² ・s ⁻³ ・A ⁻²
コンダクタンス	ジーメン	S	A/V	m ⁻² ・kg ⁻¹ ・s ³ ・A ²
磁束密度	ウェーバ	Wb	V・s	m ² ・kg ² ・s ⁻² ・A ⁻¹
磁束	テスラ	T	Wb/m ²	kg ² ・s ⁻² ・A ⁻¹
インダクタンス	ヘンリー	H	Wb/A	m ² ・kg ² ・s ⁻² ・A ⁻²
セルシウス温度	セルシウス度 ^(d)	°C		K
光照射度	ルーメン	lm	cd・sr ^(c)	m ² ・m ⁻² ・cd=cd
(放射性核種の) 放射能	ベクレル	Bq	lm/m ²	m ² ・m ⁻¹ ・cd=m ² ・cd
吸収線量, 質量エネルギー当量, カーマ線量当量, 周辺線量当量, 方向性線量当量, 個人線量当量, 組織線量当量	グレイ	Gy	J/kg	m ² ・s ⁻²
	シーベルト	Sv	J/kg	m ² ・s ⁻²

- (a) ラジアン及びステラジアンの使用は、同じ次元であっても異なった性質をもった量を区別するときの組立単位の表し方として利点がある。組立単位を形作る時のいくつかの用例は表4に示されている。
- (b) 実際には、使用する時には記号rad及びsrが用いられるが、習慣として組立単位としての記号“1”は明示されない。
- (c) 測光学では、ステラジアンの名称と記号srを単位の表し方の中にそのまま維持している。
- (d) この単位は、例としてミリセルシウス度m°CのようにSI接頭語を伴って用いても良い。

表4. 単位の中に固有の名称とその独自の記号を含むSI組立単位の例

組立量	SI 組立単位		
	名称	記号	SI 基本単位による表し方
粘着力のモーメント	パスカル秒	Pa・s	m ⁻¹ ・kg ² ・s ⁻¹
表面張力	ニュートンメートル	N・m	m ² ・kg ² ・s ⁻²
角速度	ニュートン毎メートル	N/m	kg ² ・s ⁻²
角加速度	ラジアン毎秒	rad/s	m ² ・m ⁻¹ ・s ⁻¹ =s ⁻¹
熱流密度, 放射照度	ワット毎平方メートル	rad/s ²	m ² ・m ⁻¹ ・s ⁻² =s ⁻²
熱容量, エントロピー	ジュール毎ケルビン	W/m ²	kg ² ・s ⁻³
質量熱容量 (比熱容量), 質量エントロピー	ジュール毎キログラム毎ケルビン	J/K	m ² ・kg ² ・s ⁻² ・K ⁻¹
質量エネルギー (比エネルギー)	ジュール毎キログラム	J/(kg・K)	m ² ・s ⁻² ・K ⁻¹
熱伝導率	ワット毎メートル毎ケルビン	J/kg	m ² ・s ⁻² ・K ⁻¹
体積エネルギー	ジュール毎立方メートル	W/(m・K)	m ³ ・kg ² ・s ⁻³ ・K ⁻¹
電界の強さ	ボルト毎メートル	J/m ³	m ⁻¹ ・kg ² ・s ⁻²
体積電荷	クーロン毎立方メートル	V/m	m ³ ・kg ² ・s ⁻³ ・A ⁻¹
電気変位	クーロン毎平方メートル	C/m ³	m ⁻³ ・s・A
誘電率	ファラド毎メートル	C/m ²	m ⁻² ・s・A
透磁率	ヘンリー毎メートル	F/m	m ⁻³ ・kg ⁻¹ ・s ⁴ ・A ²
モルエネルギー	ジュール毎モル	H/m	m ² ・kg ² ・s ⁻² ・A ⁻²
モルエントロピー	ジュール毎モル毎ケルビン	J/mol	m ² ・kg ² ・s ⁻² ・mol ⁻¹
モル熱容量	ジュール毎モル毎ケルビン	J/(mol・K)	m ² ・kg ² ・s ⁻² ・K ⁻¹ ・mol ⁻¹
照射線量 (X線及びγ線)	クーロン毎キログラム	C/kg	kg ⁻¹ ・s・A
吸収線量	グレイ毎秒	Gy/s	m ² ・s ⁻³
放射強度	ワット毎ステラジアン	W/sr	m ⁴ ・m ⁻² ・kg ² ・s ⁻³ =m ² ・kg ² ・s ⁻³
放射輝度	ワット毎平方メートル毎ステラジアン	W/(m ² ・sr)	m ² ・m ⁻² ・kg ² ・s ⁻³ =kg ² ・s ⁻³

表6. 国際単位系と併用されるが国際単位系に属さない単位

名称	記号	SI 単位による値
分	min	1 min=60s
時	h	1 h=60 min=3600 s
日	d	1 d=24 h=86400 s
度	°	1°=(π/180) rad
分	'	1'=(1/60)°=(π/10800) rad
秒	"	1"=(1/60)'=(π/648000) rad
リットル	l, L	1 l=1 dm ³ =10 ⁻³ m ³
トン	t	1 t=10 ³ kg
ネーパ	Np	1 Np=1
ベル	B	1 B=(1/2) ln10 (Np)

表7. 国際単位系と併用されこれに属さない単位でSI単位で表される数値が実験的に得られるもの

名称	記号	SI 単位であらわされる数値
電子ボルト	eV	1 eV=1.60217733(49) × 10 ⁻¹⁹ J
統一原子質量単位	u	1 u=1.6605402(10) × 10 ⁻²⁷ kg
天文単位	ua	1 ua=1.49597870691(30) × 10 ¹¹ m

表8. 国際単位系に属さないが国際単位系と併用されるその他の単位

名称	記号	SI 単位であらわされる数値
海里	海里	1 海里=1852m
ノット	ノット	1 ノット=1 海里毎時=(1852/3600)m/s
アール	a	1 a=1 dam ² =10 ² m ²
ヘクタール	ha	1 ha=1 hm ² =10 ⁴ m ²
バル	bar	1 bar=0.1MPa=100kPa=1000hPa=10 ⁵ Pa
オングストローム	Å	1 Å=0.1nm=10 ⁻¹⁰ m
バール	b	1 b=100fm ² =10 ⁻²⁸ m ²

表9. 固有の名称を含むCGS組立単位

名称	記号	SI 単位であらわされる数値
エル	erg	1 erg=10 ⁻⁷ J
ダイン	dyn	1 dyn=10 ⁻⁵ N
ポアズ	P	1 P=1 dyn・s/cm ² =0.1Pa・s
ストークス	St	1 St=1cm ² /s=10 ⁻⁴ m ² /s
ガウス	G	1 G=10 ⁴ T
エルステッド	Oe	1 Oe=(1000/4π) A/m
マクスウェル	Mx	1 Mx=10 ⁻⁸ Wb
スチル	sb	1 sb=1cd/cm ² =10 ⁴ cd/m ²
ホト	ph	1 ph=10 ⁴ lx
ガリ	Gal	1 Gal=1cm/s ² =10 ⁻² m/s ²

表10. 国際単位に属さないその他の単位の例

名称	記号	SI 単位であらわされる数値
キュリー	Ci	1 Ci=3.7 × 10 ¹⁰ Bq
レントゲン	R	1 R=2.58 × 10 ⁻⁴ C/kg
ラド	rad	1 rad=1cGy=10 ⁻² Gy
レム	rem	1 rem=1 cSv=10 ⁻² Sv
X線単位	X unit	1 X unit=1.002 × 10 ⁻¹⁴ nm
ガンマ	γ	1 γ=1 nT=10 ⁻⁹ T
ジャンスキー	Jy	1 Jy=10 ⁻²⁶ W・m ⁻² ・Hz ⁻¹
フェルミ	fm	1 fermi=1 fm=10 ⁻¹⁵ m
メートル系カラット		1 metric carat=200 mg=2 × 10 ⁻⁴ kg
トル	Torr	1 Torr=(101.325/760) Pa
標準大気圧	atm	1 atm=101.325 Pa
カリ	cal	1 cal=4.184 J
マイクロン	μ	1 μ=1um=10 ⁻⁶ m

