

JAERI-Review
2004-015



JP0450745



米国の加圧水型原子力発電所における
原子炉圧力容器上蓋損傷事例の分析

2004年7月

渡辺 憲夫

日本原子力研究所
Japan Atomic Energy Research Institute

本レポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の問い合わせは、日本原子力研究所研究情報部研究情報課（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村）あて、お申し越してください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-1195 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複写による実費頒布をおこなっております。

This report is issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Research Information Division, Department of Intellectual Resources, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken, 319-1195, Japan.

© Japan Atomic Energy Research Institute, 2004

編集兼発行 日本原子力研究所

米国の加圧水型原子力発電所における原子炉圧力容器上蓋損傷事例の分析

日本原子力研究所東海研究所安全性試験研究センター原子炉安全工学部

渡辺 憲夫

(2004年5月13日受理)

本報告書では、2002年3月6日に米国の加圧水型原子力発電所(PWR)、Davis Besse (Babcock & Wilcox 社製2ループ: 925MWe 出力)において見つかった原子炉圧力容器(RPV: Reactor Pressure Vessel)上蓋の著しいウェステージ(減耗)について、設置者及び米国原子力規制委員会(NRC)が発行した報告書などに基づいて、RPV上蓋劣化の発見に至った経緯、劣化の状況と原因、NRCによる対応などをまとめた。また、ホウ酸水の漏えいによる原子炉冷却材圧力バウンダリ機器の腐食・損傷事例に対してNRCが発行した規制書簡の具体的内容、並びに、NRCが当該事象の調査にあたって結成したタスクフォースによる報告書の内容についても付録に紹介した。

当該事象は、一次冷却水応力腐食割れ(PWSCC)による一次冷却材の漏えいが長期わたって継続し、その結果、ホウ酸が堆積したため、腐食が起り上蓋材である低合金鋼のウェステージに至ったというものである。損傷程度が予想外の著しいものであったため、NRCは、本事象を、国際原子力事象尺度(INES)のレベル3と評価した。また、本事象の安全上の重要性に鑑みて、規制関連書簡を発行し、米国内の全てのPWRに対して、RPV上蓋の検査を行うなどの要求を課した。

一次冷却材の漏えい及びホウ酸の堆積は、米国内外のPWRにおいて、かなり以前から発生しており、NRCは、数多くの規制関連書簡を通して、これらの事象を設置者に通知するとともに、特に、漏えいや堆積の早期検出に対する対策を講じるよう求めてきた。それにも拘わらず、当該事象が発生したことは、これまで講じてきた対策や検査が有効でなかったことを示唆している。従来、一次冷却材が漏えいしても、原子炉圧力容器上蓋における運転中の温度が高く、そのため、水が蒸発してホウ酸が析出してもドライな状態に維持されると考えられてきた。しかし、当該事象により、漏えいが起こっている部分の近傍では必ずしもドライな状態に維持されるわけではなく、ホウ酸による低合金鋼の腐食が起り、そのまま放置すると著しいウェステージに至ることが示された。また、ホウ酸による腐食速度も従来考えられていたものよりも大きいことが明らかとなった。さらに、原子炉圧力容器上蓋の検査や洗浄が十分に行われなかったことや、ホウ酸腐食に伴って生成される腐食生成物が格納容器エアクーラーや放射線モニターのフィルターエレメントに認められていたにも拘わらず上蓋の腐食を見つける機会が見逃されてきたことが重要な問題として指摘された。

Review of Incident Involving Reactor Pressure Vessel Head Degradation at U.S. PWR

Norio WATANABE

Department of Reactor Safety Research
Nuclear Safety Research Center
Tokai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received May 13, 2004)

In March 6, 2002, significant degradation to the reactor vessel head material adjacent to a control rod drive nozzle was discovered at a U. S. pressurized water reactor (PWR), Davis Besse (2-loop PWR designed by B&W, 925 MWe). Based on the documents issued by the U. S. Nuclear Regulatory Commission (USNRC) and the licensee, this report provides a brief description on circumstances related to discovery of the reactor vessel head degradation, and describes the degraded condition and causes, the USNRC's responses and so on. In attachments, given are the contents of the generic communications (Bulletins, Generic Letters and Information Notices) issued by the USNRC for the events involving boric acid corrosion and degradation of reactor coolant pressure boundary components and the summary of the investigation reports issued by the USNRC's lessons-learned task force.

This event involved the significant wastage of reactor vessel head constructed from low alloy steel caused by the boric acid corrosion due to continuous primary water leakage initiated by the primary water stress corrosion cracking (PWSCC). The degree of wastage was more significant than expected and thus, the USNRC rated the event at level-3 on International Nuclear Event Scale (INES). In the light of the safety significance of this event, the USNRC issued the generic communications notifying all PWR licensees of the event and requiring that all PWR licensees inspect the reactor vessel head.

Numerous Incidents involving primary water leakage and boric acid deposits have taken place at U. S. PWRs and foreign PWRs. Although the USNRC has issued many generic communications to inform the licensees of those incidents and require enhanced inspections and appropriate corrective actions for, in particular, earlier detection of leakage and deposits, this event implies that the actions taken and inspections performed would not have been effective. It has been recognized that the boric acid deposited on the reactor

vessel head would be dry and form crystals because of high temperature of the head during plant operation. However, this event demonstrated that significant wastage of the head would occur due to the boric acid corrosion in the surrounding area of leakage. It was revealed that the boric acid corrosion rate would be larger than expected. In addition, important contributors to the event were identified as follows: cleanings and inspections of the head have not been performed sufficiently and the Davis Besse staff missed several opportunities to identify the boric acid corrosion of the reactor vessel head at an earlier time even though build-up of corrosion products had been identified on the containment air cooler fins and the containment radiation monitor elements.

Keywords: PWR, Davis Besse, Reactor Vessel Head Degradation, PWSCC, Boric Acid Corrosion, Operating Experience, Generic Communications

This is a blank page.

目次

1. はじめに	1
2. プラントの概要	1
3. 事象の概要	5
4. ノズル亀裂及びホウ酸による材料劣化に関する過去の対応経緯	9
4.1. ノズル亀裂に関する対応経緯	9
4.2. ホウ酸による材料劣化に関する対応経緯	12
4.3. 該当する規制要求	13
5. ノズル亀裂及び上蓋材腐食劣化の原因	14
5.1. ノズル亀裂の原因	14
5.1.1. ノズルの PWSCC に影響を及ぼす因子	14
5.1.2. CRDM ノズル材料及び寄与因子	15
5.2. ノズル亀裂による漏えい率の推定	16
5.3. 上蓋材腐食劣化の原因	17
5.3.1. RPV 上蓋でのホウ酸堆積源	17
5.3.2. ホウ酸腐食メカニズム	18
6. 上蓋の検査履歴と材料の状態	23
6.1. 制御棒駆動機構フランジ部の漏えい	23
6.2. フランジの漏えいと上蓋検査の履歴	24
7. 上蓋劣化の早期検出の可能性	28
7.1. ホウ酸腐食管理プログラム	28
7.2. 原子炉冷却系からの漏えい検出	30
7.3. 格納容器エアクーラーにおけるホウ酸及び腐食生成物の検出	31
7.4. 放射線モニターのフィルターにおけるホウ酸及び腐食生成物の検出	33
7.5. 上蓋劣化の検出に影響を及ぼした因子	34
7.5.1. サービス構造物の設計変更が遅れた理由	34
7.5.2. 11RFO におけるノズル No.31 の CRDM フランジ保修が遅れた理由	35
7.6. 管理上の問題	36
8. 一次系漏えい及びホウ酸腐食に関する NRC の規制関連書簡	37
8.1. 規制関連書簡の種類	39
8.2. 関連事例と NRC による対応経緯	39
9. おわりに	54
参考文献	55
付録 A. 規制関連書簡の具体的内容	57

付録 B.	NRC タスクフォースによる調査結果.....	108
B.1.	NRC 及び産業界による運転経験のレビュー、評価及びフォローアップ	108
B.2.	Davis Besse におけるプラント安全性の確保	117
B.3.	Davis Besse の安全実績に対する NRC の評価.....	123

Contents

1. Introduction	1
2. Outlines of Plant.....	1
3. Event Summary.....	5
4. Regulatory and Industry Responses to Nozzle Cracking and Boric Acid Degradation	9
4.1. Responses to Nozzle Cracking.....	9
4.2. Responses to Boric Acid Degradation.....	12
4.3. Applicable Regulatory Requirements.....	13
5. Causes for Nozzle Cracking and Vessel Head Degradation	14
5.1. Causes for Nozzle Cracking	14
5.1.1. Factors Affecting Primary Water Stress Corrosion Cracking of Nozzles ..	14
5.1.2. CRDM Nozzle Materials and Contributing Factors	15
5.2. Estimation of Leak Rates from Nozzle Cracks	16
5.3. Causes for Reactor Vessel Head Degradation.....	17
5.3.1. Sources of Boric Acide Deposits on Vessel Head.....	17
5.3.2. Boric Acid Corrosion Mechanism	18
6. History of Vessel Head Inspections and Material Condition.....	23
6.1. CRDM Flange Leakage	23
6.2. History of Flange Leakage and Vessel Head Inspections	24
7. Opportunities for Early Detection of Vessel Head Degradation.....	28
7.1. Boric Acid Corrosion Control Program	28
7.2. Reactor Coolant System Leakage Detection	30
7.3. Identification of Boric Acid and Corrosion Product Build-up on Containment Air Coolers.....	31
7.4. Identification of Boric Acid and Corrosion Product Build-up on Radiation Monitor Filters.....	33
7.5. Causal Factors Influencing Head Degradation Detection.....	34
7.5.1. Decision to Defer Service Structure Modifications.....	34
7.5.2. Decision to Delay Repair of CRDM Flange on Nozzle No. 31 in 11 RFO.....	35
7.6. Management Issues	36
8. USNRC's Generic Communications Related to Primary Water Leakage and Boric Acid Corrosion.....	37
8.1. Types of Generic Communications	39

8.2. Related Incidents and USNRC's Responses	39
9. Concluding Remarks	54
References	55
Appendix A. Contents of Individual Generic Communications	57
Appendix B. Summary of USNRC's Lessons Learned Task Force Report	108
B.1. USNRC and Industry Review, Assessment, and Followup of Operating Experience	108
B.2. Assurance of Plant Safety at Davis Besse	117
B.3. USNRC Assessment of Davis Besse Safety Performance	123

略語集

- 10 CFR 50 (10 Code of Federal Regulations Part 50) : 米国連邦規則 (原子力エネルギー)
- AEOD (Office for Analysis and Evaluation of Operational Data) : 運転データ分析評価局 (NRC)
- AIT (Augmented Inspection Team) : 拡大検査チーム (NRC)
- ASME (American Society of Mechanical Engineers) : 米国機械学会
- ASTM (American Society of Testing and Materials) : 米国試験材料学会
- 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
- B&W (Babcock and Wilcox) : Babcock and Wilcox 社 (米国のプラントメーカー)
- B&WOG (B&W Owners Group) : B&W 社製 PWR 所有者グループ
- CAC (Containment Air Cooler) : 格納容器エアクーラー
- CE (Combustion Engineering) : Combustion Engineering 社 (米国のプラントメーカー)
- CEDM (Control Element Drive Mechanism) : 制御棒駆動機構
- CEOG (CE Owners Group) : CE 社製 PWR 所有者グループ
- CR (Condition Report) : 状態報告書
- CRDM (Control Rod Drive Mechanism) : 制御棒駆動機構
- CVCS (Chemical and Volume Control System) : 化学体積制御系
- DRP (Division of Reactor Project) : 原子炉プロジェクト部
- ECT (Eddy Current Testing) : 渦電流探傷試験 (検査)
- EDY (Effective Degradation Years) : 実効劣化年
- EFPY (Effective Full Power Years) : 実効定格出力運転年数
- EPRI (Electric Power Research Institute) : 電力研究所 (米国)
- EVT (Enhanced Visual Testing) : 改良目視試験 (検査)
- FAC (Flow Accelerated Corrosion) : 流動加速型腐食
- GDC (General Design Criteria) : 一般設計基準
- GL (Generic Letter) : NRC の発行する規制関連書簡の 1 つ
- HAZ (Heat Affected Zone) : 熱影響部
- HHSI (High Head Safety Injection) : 高圧安全注入 (系)
- HPI (High Pressure Injection) : 高圧注入 (系)
- IGA (Intergranular Attack) : 粒界割れ
- 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
- INES (International Nuclear Event Scale) : 国際原子力事象尺度
- IP (Inspection Procedure) : 検査手順

ISI (In-Service Inspection) : 供用期間中検査
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 Research Program) : 材料研究プログラム (EPRI)
MT (Magnetic Particle Testing/Examination) : 磁粉探傷試験 (検査)
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)
OIE (Office of Inspection and Enforcement) : 検査執行局 (NRC)
PI (Performance Indicator) : 実績指標
PIM (Plant Issue Matrix) : プラント問題マトリックス
PI&R (Problem Identification and Review) : 問題同定・レビュー
PM (Project Manager) : プロジェクトマネージャ
PPR (Plant Performance Review) : プラント実績レビュー
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
QA (Quality Assurance) : 品質保証
RCP (Reactor Coolant Pump) : 原子炉冷却材ポンプ
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
RES (Office of Nuclear Regulatory Research) : 規制研究局 (NRC)
RFO (Refueling Outage) : 燃料取替停止
RG (Regulatory Guides) : 規制指針 (NRC)
RHR (Residual Heat Removal) : 余熱除去系
ROP (Reactor Oversight Process) : 原子炉監視プロセス
RPV (Reactor Pressure Vessel) : 原子炉圧力容器
RT (Radiographic Testing/Examination) : 放射線透過試験 (検査)
RTD (Resistance Temperature Detector) : 抵抗温度検出器
RVLIS (Reactor Vessel Level Indication System) : 原子炉水位表示計
SALP (Systematic Assessment of Licensee Performance) : 設置者実績に関する系統的な評価
SAW (Submerged Arc Welding) : サブマージアーク溶接
SCC (Stress Corrosion Cracking) : 応力腐食割れ

- SER (Safety Evaluation Report) : 安全評価（報告）書
- SG (Steam Generator) : 蒸気発生器
- SMAW (Shielded Metal Arc Welding) : 遮蔽金属アーク溶接
- SPE (Senior Project Engineer) : 上級プロジェクトエンジニア
- SRI (Senior Resident Inspector) : 上級駐在検査官
- TGSCC (Transgranular Stress Corrosion Cracking) : 粒間応力腐食割れ
- TS (Technical Specifications) : 技術仕様（保安規定）
- UT (Ultrasonic Testing/Examination) : 超音波試験（検査）
- VHP nozzle (Vessel Head Penetration nozzle) : 原子炉容器上蓋貫通ノズル
- VT (Visual Testing) : 目視試験（検査）
- WOG (Westinghouse Owners Group) : Westinghouse 社製 PWR 所有者グループ

This is a blank page.

1. はじめに

2002年3月、米国の加圧水型原子力発電所(PWR)、Davis Besse (Babcock & Wilcox 社製 2 ループ : 925MWe 出力) において、燃料取替停止中に、原子炉圧力容器(RPV: Reactor Pressure Vessel)上蓋を貫通する制御棒駆動機構(CRDM: Control Rod Drive Mechanism)ノズル周辺の上蓋金属材に著しい損傷が見つかった。損傷箇所の一部では、金属材の肉厚を貫通し、RPV 上蓋の内側に取り付けられた内張(クラッド)が原子炉冷却材圧力バウンダリ(RCPB: Reactor Coolant Pressure Boundary)を維持している状態となっていた。この上蓋の損傷程度が予想外の著しいものであったため、米国原子力規制委員会(NRC: Nuclear Regulatory Commission)は、本事象を、国際原子力事象尺度(INES: International Nuclear Event Scale)の深層防護基準に沿って、「起こりそうもない潜在的な起因事象(大破断 LOCA)」と位置づけ、レベル3(深層防護基準における最大値)と評価した。また、一般性のある安全上の問題を含んでいることから、NRC は、Management Directive 8.3, "NRC Incident Investigation Program"に従って、拡大検査チーム(AIT: Augmented Inspection Team)を派遣し、電力会社による調査及び評価、損傷原因の特定を監視するとともに、腐食及び損傷の状況の理解、他のプラントにおいて類似の状態が存在し得るか否かの検討などを行った⁽¹⁾。また、NRC は、本事象の安全上の重要性に鑑みて、3月12日に、Information Notice 2002-11(原子炉圧力容器上蓋の劣化に関する最近の事例)⁽²⁾を、また、同月18日に、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)⁽³⁾を発行し、米国内の全てのPWRに対して当該事例を通知するとともに、RPV上蓋の検査を行うなどの要求を課した。さらに、NRC内にタスクフォースを設置し、NRCの規制プロセスに関して独立した評価を行うとともに、NRCや産業界に対して改良すべき分野を特定・勧告した⁽⁴⁾。さらに、その後の本事象の調査や検査の結果に基づき、いくつかの規制関連書簡を発行し各PWR設置者に注意を喚起したり⁽⁵⁻⁸⁾、RPV上蓋の検査方法に関する指示文書を出すなど様々な対応を取っている^(9,10)。一方、Davis Besseの設置者は、詳細な本事象の原因究明調査を行い、その結果をNRCに報告している⁽¹¹⁾。

本報告書では、NRCによる検査報告書や設置者による原因調査報告書などを基に、RPV上蓋劣化の発見に至った経緯、劣化の状況と原因、NRCによる対応などをまとめる。また、付録Aには、ホウ酸水の漏えいによる原子炉冷却材圧力バウンダリ機器の腐食・損傷事例に対してNRCが発行した規制書簡の具体的内容を紹介する。付録Bには、NRCのタスクフォースによる調査結果の内容をまとめて紹介する。

2. プラントの概要

Davis Besse は、Babcock & Wilcox (B&W)社製の2ループPWR(熱出力:約2772MWt、

電気出力：約 925MWe) であり、1977 年 11 月に商業運転を開始している。従って、本事象が発生するまでの実効定格出力運転年数(EFPY: Effective Full Power Years)は 15.78 年である⁽¹¹⁾。B&W 社製 PWR プラントの特徴の 1 つは、貫流型の蒸気発生器¹を採用していることであり、そのため、我が国における 2 ループ PWR に比べて出力が大きい(我が国の 2 ループ PWR の熱出力は概ね約 1650MWt である)。Figure 2-1 に一般的な PWR の鳥瞰図⁽⁴⁾を、また、Figure 2-2 と 2-3 に B&W 社製 PWR の RPV 上蓋及び上蓋貫通ノズル(VHP ノズル: Vessel Head Penetration Nozzle)の概要図⁽⁴⁾を示す。これらの図に示すように、RPV は、上部及び底部が半球状の縦置円筒形で、上蓋と容器胴から構成される。容器内には、燃料、炉内構造物、制御棒クラスタ、その他炉心付属品が收容されている。上蓋は、容器胴側フランジにボルト締めで取り付けられ、燃料取替や容器内部の検査の際には取り外される。上蓋には、CRDM を収納したハウジングが溶接されている。

以下では、劣化の見つかった RPV 上蓋と VHP ノズルの概要^(1,4,11)について記す。

Davis Besse の RPV 上蓋は、低合金鋼 (SA-533) 製であり、その内側には、腐食に対する障壁としてステンレス鋼 (Type 308 及び 308L) 製のクラッドがサブマージアーク溶接(SAW: submerged arc welding)により取り付けられている。なお、このクラッドは RCPB の機能を有していない。上蓋には、主に制御棒用として 69 本の VHP ノズル (61 本が制御棒、7 本が予備、1 本が RPV ベント配管用である) が約 12 インチ間隔で設置されており、この VHP ノズルは RCPB を形成している。

VHP ノズルは、Inconel 600 (Alloy 600 として知られている) 製であり、口径約 4 インチ、肉厚約 0.6 インチである。ノズルの長さは取付箇所によって異なり、上蓋中央部に位置するものが約 30 インチ、外周部に位置するものが約 50 インチである。Inconel 600 の主たる化学成分は、ニッケル、クロム及び鉄である。この合金とその溶接に用いられている Alloy 82 及び 182 は、耐腐食性が高いものの、一次冷却水応力腐食割れ (PWSCC: Primary Water Stress Corrosion Cracking) に鋭敏である。VHP ノズルは、機械加工された RPV 上蓋の孔に J-groove 溶接により接合されている (Figure 2-3)。VHP ノズルあるいは溶接部の PWSCC により、RCPB からの漏えいが生じることがあり、この漏えい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。さらに、RPV 上蓋ではホウ酸起因のウェステージ (減耗) が生じることがあり、ノズル破損が起こらなくても LOCA に至ることもあり得る。

¹ 貫流型の蒸気発生器 (OTSG: Once-through Steam Generator) は、B&W 社特有のもので、伝熱管が直管であり、我が国の PWR において採用されている U 字型の蒸気発生器 (UTSG: U-tube Steam Generator) とは異なるタイプである。OTSG の特徴は、伝熱部で生成された蒸気が SG 上部気相部を通過する際に過熱されるという点にあり、UTSG のような気水分離器を有していない。

Typical Pressurized Water Reactor

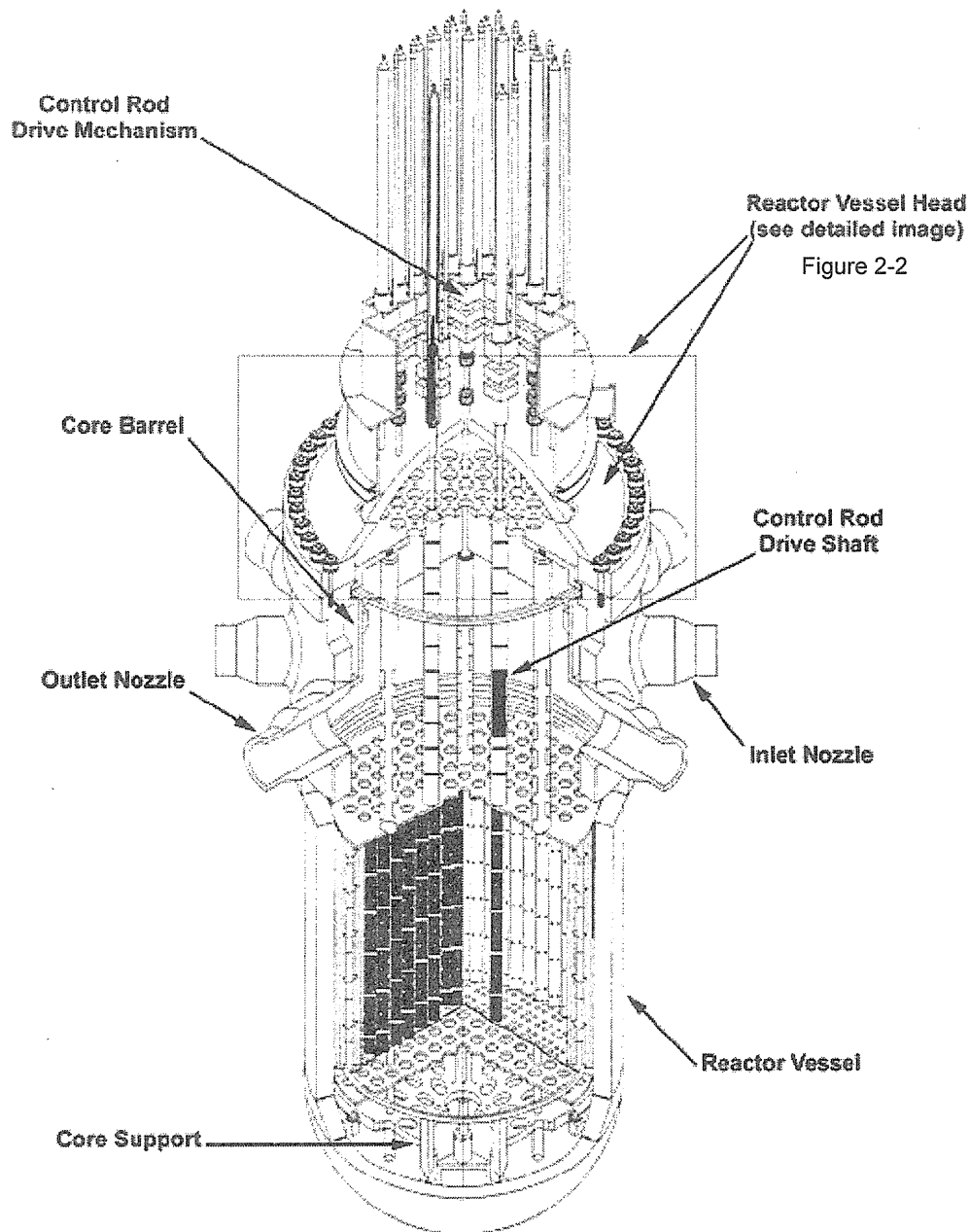


Figure 2-1 A schematic of a typical PWR reactor (4)

Davis Besse では、高さ約 18 フィート、直径約 10 フィートのサービス構造物が RPV 上蓋に取り付けられている。このサービス構造物には、RPV 上蓋中心から約 2 インチ高さの所に、金属反射保温材が水平設置されており、CRDM を安定させた状態で収納している。RPV 上蓋に溶接された VHP ノズルは、この保温材を貫通し、CRDMハウジングにボルト締めフランジで取り付けられている。これらのフランジは、保温材の上部約 9 インチの所に位置している。上蓋保温材及びフランジの取付箇所については、Figure

2-2 を参照されたい。

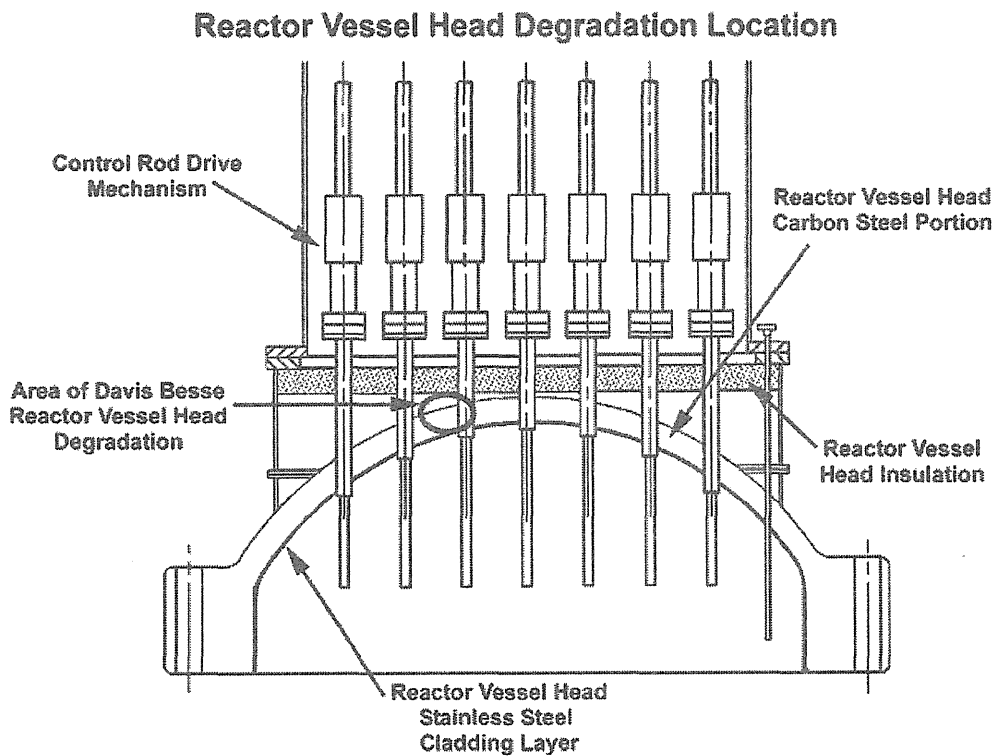


Figure 2-2 Typical B&W RPV head and VHP nozzle (4)

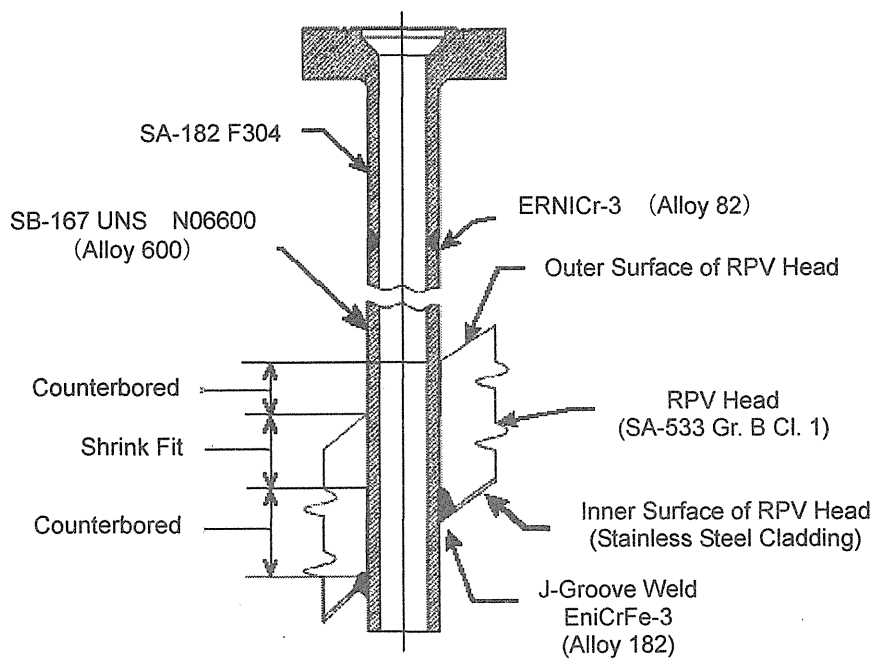


Figure 2-3 Typical B&W VHP nozzle (4)

3. 事象の概要(1.4.11)

2002年2月16日、Davis-Besseは13回目の燃料取替停止(13RFO: 13th Refueling Outage)に移行した。この停止期間においては、VHPノズル、炉心を取り囲む特殊な設計のコンテナ、及び、制御棒の検査を行うこととなっていた。VHPノズルに関する検査では、CRDMノズルに主眼が置かれたが、これは、NRCが2001年8月3日に発行したBulletin 2001-01(原子炉压力容器上蓋貫通ノズルの周方向亀裂)⁽¹²⁾への対応として設置者が公約したことによる。

検査に先立ち、RPVフランジ部から保温材を外した後、下部サービス構造物の支持スカート開口部の何カ所かにホウ酸結晶と酸化鉄が見つかった(Figure 3-1⁽¹¹⁾)。その後、超音波探傷試験(UT)を行ったところ、6本のCRDMノズル(No.1,2,3,5,47,58)において軸方向亀裂指示が認められ、そのうちの3本(No.1,2,3)ではRCPBの漏えいに至っていたことが判明した。これら3本のCRDMノズルは、RPV上蓋中央付近に位置している(Figure 3-2⁽¹¹⁾)。残りの3本のうち2本(No. 5,47)では漏えいには至っておらず、また、1本(No. 58)では亀裂が確認されなかった。2002年2月27日、設置者は、この検査結果をNRCに報告し、さらに、同年3月5日と9日に、補足情報を提出した。設置者は、これら3本のノズルと、漏えいの形跡の認められた(ただしRCPBの漏えいには至らなかった)他の2本のノズルを修理することとした。



Figure 3-1 Boric Acid and Iron Oxide on Vessel Flange⁽¹¹⁾

これらのノズルの修理には、CRDMノズル材を圧延拡管し、軸方向に亀裂指示上部箇所まで機械加工するという方法が含まれていた。2002年3月6日、設置者は、CRDMノズルNo.3の機械加工を途中で終了し、ノズルから器具を取り外した。その際、ノズ

ルが機械的に動いてダウンヒル方向（RPV 上蓋の頂部から離れる方向）に傾いて、フランジが隣の CRDM ノズルのフランジと接触した。

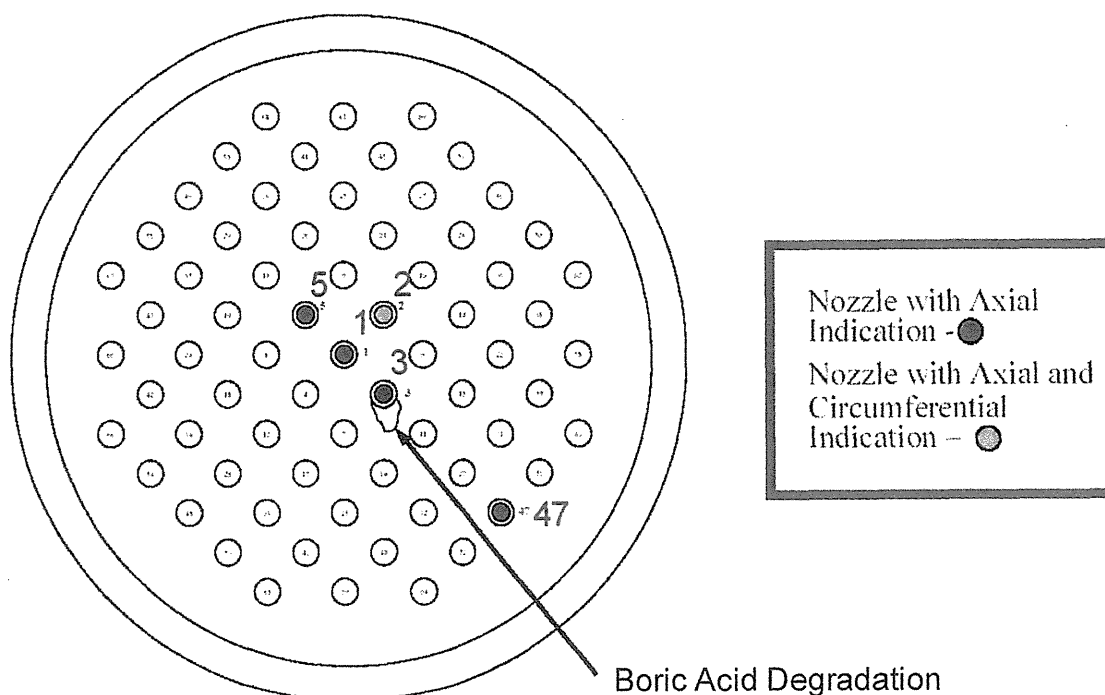


Figure 3-2 Location of Cracked CRDM Nozzles (13)

CRDM ノズルが傾いた原因を明らかにするために、設置者は、CRDM ノズル No.3 周辺の RPV 上蓋の状態を調べることにし、RPV 上蓋から CRDM ノズルを取り外して、RPV 上蓋頂部からのホウ酸堆積物の除去、及び、CRDM ノズル No.1,2,3 付近の RPV 上蓋の肉厚測定などを行うこととなった。

2002 年 3 月 7 日、設置者は、高压高温の水を用いてホウ酸堆積物を溶かして除去した後、当該区画の目視検査を行った。その結果、CRDM ノズル No.3 のダウンヒル側の RPV 上蓋に大きなキャビティが見つかった (Figure 3-3, 3-4, 3-5)。UT によるその後の検査で、ノズルに隣接する低合金鋼製 RPV 上蓋にウェステージがあることが判明した。このウェステージ部分は、CRDM ノズル No.3 の貫通部から RPV 上蓋のダウンヒル側に向かって長さ約 5~7 インチ、最も幅の広いところでは約 4~5 インチであった。また、ウェステージ部の最小残存肉厚は約 3/8 インチであることが判明した。この肉厚は、RPV 上蓋の内表面に取り付けられたステンレス鋼製のクラッドの厚さであった。クラッドは、耐食層として設計されており、圧力構造材としてのクレジットは取られていない。従って、ノズル No.3 におけるキャビティは、RCPB の喪失を意味するものである。なお、このクラッドにも亀裂の存在が確認された (Figure 3-6)。さらに、ビデオによる検査で、ノズル No.2 貫通部に腐食による劣化が確認されるとともに、ノズル No.1 貫

通部からの漏えい経路が認められた。ノズル No.2 貫通部の腐食劣化部は、長さ 3.5~4 インチ、最大幅 1.25~2 インチ、深さ約 3/8 インチ（最大部：4~5 インチ）であり、ノズル No.1 貫通部の劣化は幅 1/16 インチ未満、外周約 3/4 インチのクレビスであった。

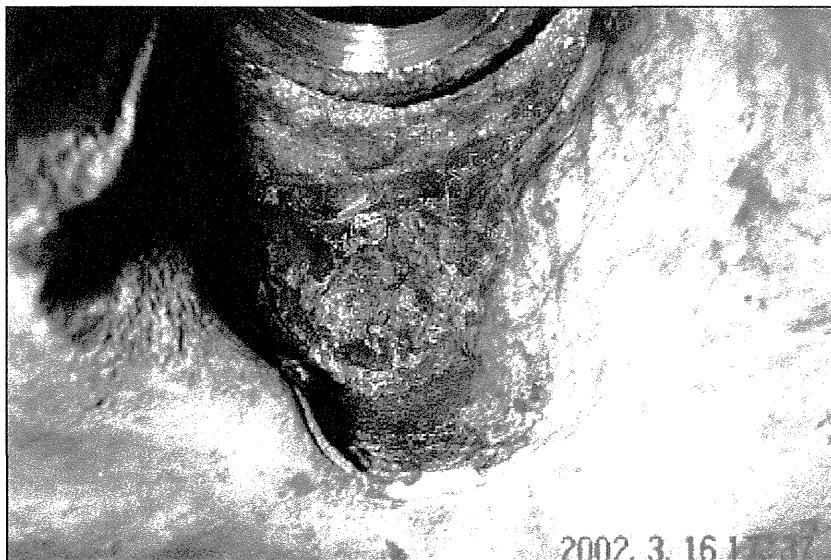


Figure 3-3 Cavity in Reactor Vessel Head Between Nozzles 3 and 11 (11)



Figure 3-4 Cavity in Reactor Vessel Head Between Nozzle 3 and 11 (13)

Vessel Head Cross Section

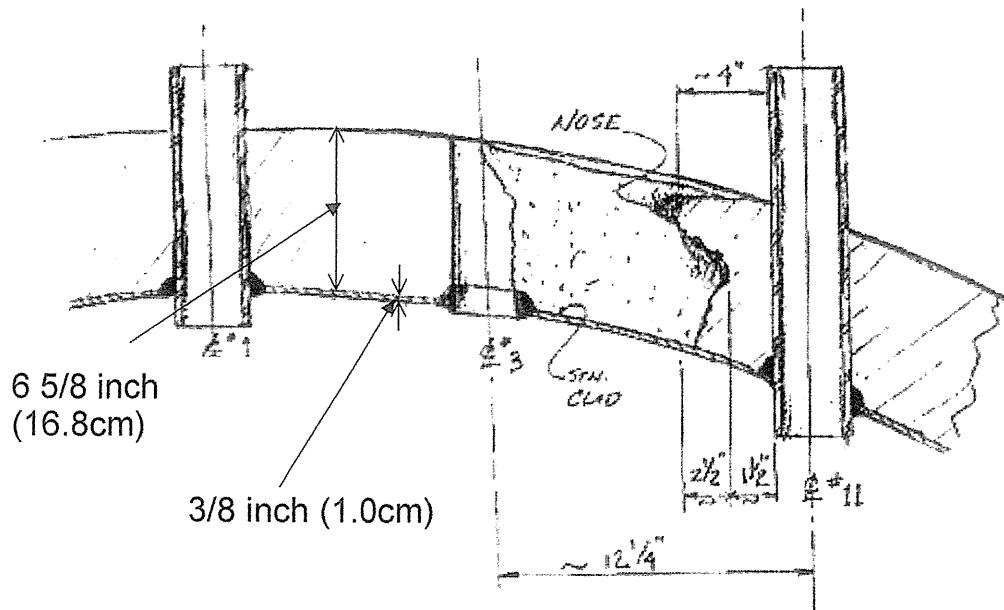


Figure 3-5 Cutaway View of Cavity in Reactor Vessel Head (4,14)

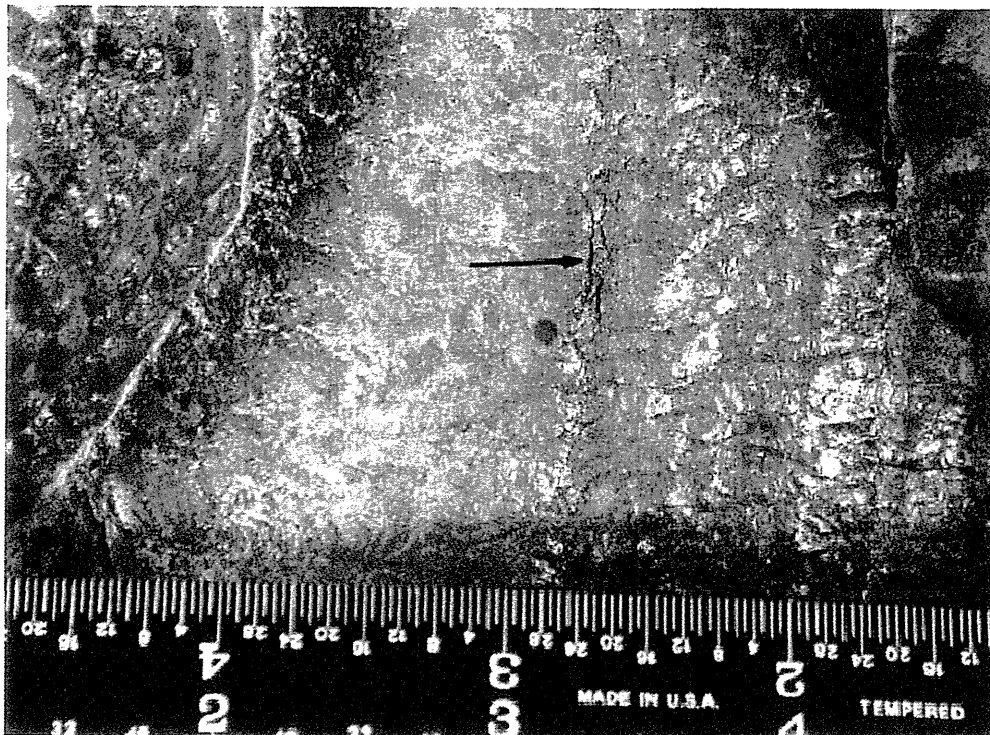


Figure 3-6 Crack in Cladding (15)

4. ノズル亀裂及びホウ酸による材料劣化に関する過去の対応経緯

4.1. ノズル亀裂に関する対応経緯(4.11)

Alloy 600 製ノズル（例えば、VHP ノズル、原子炉冷却系ノズル、加圧器計装ノズル）の亀裂は、1980 年代後半から米国内及び海外の PWR において発生している。この運転経験は、NRC 及び産業界による共通問題として取り扱われている。

1986 年、米国内及び海外の PWR 運転機関から、Alloy 600 製加圧器計装ノズルの漏えいが報告され始めた。米国内では、1986 年に、San Onofre-3 号機において加圧器計装ノズルの漏えいが発生してから、加圧器ヒータノズル、ホットレグ配管計装ノズル、CRDM ノズルなど様々な箇所で Alloy 600 材ノズルと Alloy 82/182 溶接材の亀裂が数多く起こっている。1989 年、米国内の PWR において Alloy 600 製加圧器ヒータのスリーブ貫通部に漏えいが見つかった後、NRC は、PWSCC を技術的課題として取り上げた。しかし、NRC スタッフは、これらの亀裂が軸方向であり、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、直ぐには安全上問題となるものではないと判断した。また、NRC は、これらの亀裂が検出可能な漏えいに至り、ノズルが破損する前に対策を講じることができるであろうと結論づけた。NRC は、1990 年 2 月 23 日、IN 90-10「Inconel 600 の PWSCC」を発行して産業界に当該問題を通知した。なお、Alloy 600 材の PWSCC は、(1) 感受性の高い材料であること、(2) J-groove 溶接部、拡管部及びその境界における引張応力が大きいこと、及び、(3) 高温の一次冷却材に晒されること、という 3 つの要因が重なった結果として発生することが知られているものの、その発生メカニズムは完全には解明されておらず、亀裂開始の時期についても推定が困難とされた。一方、産業界（B&W 社製 PWR 所有者グループ）は、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、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。また、この報告書では、69 本の CRDM ノズルを含む Davis Besse の Alloy 600 材使用箇所を提示していた。

1991 年、フランスの PWR、Bugey-3 号機において、VHP 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 上蓋外表面で小漏えい（1 リットル/時未満）が認められた。調査の結果、この漏えいは、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。当時は十分に評価されなかったが、Bugey では周方向亀裂も見つかっていた。1991 年、Bugey での経験に基づき、NRC は、Alloy 600 製 VHP ノズルの PWSCC を検討するためにアクションプランを実施した。このアクションプランには、PWR 所有者グループ

(PWROG : すなわち、Westinghouse、CE 及び B&W 社製 PWR の所有者グループ)が行った安全評価に対する NRC スタッフによるレビューが含まれている。これらの報告書では、VHP ノズルの亀裂と、この亀裂からの漏えいによる 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、VHP 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、VHP ノズル漏えいの監視手法の向上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、VHP ノズルに関するパイロット検査を行った。Oconee-2 号機では、VHP 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、VHP 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、渦電流探傷試験によって行われた。

1996 年 3 月 5 日、米国原子力エネルギー協会(NEI: Nuclear Energy Institute)は NRC に報告書を提出し、その中で、VHP ノズルに対する PWSCC の重要性をまとめるとともに、当該問題に対して、以下のような結論を導いた。

- (1) PWSCC による VHP ノズルの亀裂は直ぐに安全上の問題とはならない。
- (2) VHP ノズルの内側から始まる亀裂は軸方向である。
- (3) 外側の周方向亀裂とノズルの破損は極めて起こりそうにない事象であろう。
- (4) VHP ノズルの漏えいがあれば低合金鋼製上蓋の腐食は起こり得るが、米国機械学会 (ASME: American Society of Mechanical Engineers) 規格による安全裕度に悪影響を及ぼすまでには 6 年以上かかるであろう。
- (5) GL 88-05 に従った RPV 上蓋の目視検査は著しい亀裂及び上蓋腐食の前に PWSCC による漏えいを検出するに十分である。

VHP ノズルの亀裂が直ぐに安全上の問題とならないことから、産業界は、当該問題が主に経済的なものであり、プラントの運転、作業員の放射線被ばく及び保守費用に対する影響を評価するための経済計画手法を用いるであろうと結論づけている。しかし、NRC スタッフは、当該問題が経済的なものであるという産業界の結論には同意しなかった。

NRC は、その後も継続して当該問題を注視し、1997 年 4 月 1 日に GL 97-01 を発行して、PWR 設置者に対して、VHP ノズルの亀裂を監視・管理するための計画と、VHP ノズルに関して目視検査以外の体積検査を行う意向を NRC に通知するよう求めた。1997 年 7 月、Westinghouse 所有者グループ(WOG)、CE 所有者グループ(CEOG)及び

B&W 所有者グループ(B&WOG)はそれぞれ GL 97-01 への対応を提出した。この対応では、各プラントの VHP ノズルにおいて PWSCC が起こる可能性に関するランク付けがなされた。1998 年、NEI は、このランキングを見直すとともに、VHP 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、PWR 設置者は 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述べるとともに、最も鋭敏な VHP ノズルを有するプラントは VHP ノズルについて自主的に渦電流探傷試験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。

また、GL 97-01 では、スペインの PWR、Zorita で 1994 年に見つかった、RPV 内表面と VHP ノズルとの溶接部の亀裂についても論じている。この亀裂は、イオン交換樹脂のビーズが侵入したことによって発生したものと考えられた。そのため、GL 97-01 では、PWR における樹脂ビーズの侵入可能性について情報を提出するよう求めた。

2001 年の春、Oconee-3 号機において数本の VHP ノズルに広範な周方向亀裂が見つかった。これ以前、VHP ノズルの周方向亀裂、特に Oconee-3 号機で見つかったような大きさのものは起こりそうにないと考えられていた。VHP ノズルの亀裂は、ノズル分離の発生可能性があるため、軸方向亀裂よりも安全上の重要性は高い。Oconee-3 号機で亀裂が見つかったことを受けて、NRC は、Bulletin 2001-01 を発行し、設置者に対して同様の亀裂の発生可能性を検討するとともに VHP ノズルの検査計画について議論するよう要求した。亀裂の発生可能性の検討に関する 1 つの主要な側面は、漏えい検査における目視検査の有効性であった。

電力研究所の材料研究プログラム(EPRI/MRP: Electric Power Research Institute / Material Research Program)が産業界をリードして、Oconee との相対的な感受性によるプラントの分類を行った。この分類では、運転時間と運転温度が考慮された。B&W 社製プラント (Oconee 及び Davis Besse など) は、運転中の RPV 上蓋温度が最も高く (Davis Besse では 605°F、他の 6 基の B&W 社製プラント(Arkansas Nuclear One (ANO)-1 号機、Crystal River-3 号機、Oconee-1,2,3 号機及び Three Mile Island (TMI)-1 号機)では 601~602°F)、また、周方向亀裂の発生可能性に対してかなり鋭敏であると考えられた。2001 年 11 月末までに、1 基を除く B&W 社製プラント全てにおいて VHP ノズルの周方向亀裂が見つかった。ただし、残りの 1 基でも軸方向亀裂が見つかった。

B&W 社製プラントにおける検査経験と他の運転経験に基づき、NRC スタッフは、2001 年秋に、Davis Besse 及び他の鋭敏なプラントにおいて VHP ノズルの PWSCC による亀裂が見つかる可能性は高いと予想した。Davis Besse では、Bulletin 2001-01 で勧告された検査を 2001 年 12 月 31 日までに実施する意向を示さなかったため、NRC は、2001 年 12 月 31 日までにプラントの運転を停止するよう Davis Besse に求める命令書の準備にとりかかかった。設置者は、2002 年春の燃料取替まで安全に運転できる

ことを正当化するための情報を提供した。NRC は、設置者が上蓋温度の低下などの暫定対策を講じるとともに、VHP ノズル全数について体積検査を行うことを条件に、2002年2月16日までの運転に関する設置者の根拠を受理した。その後の検査により、Davis Besse では、VHP ノズル数本に貫通亀裂が見つかった。設置者は、VHP ノズル No.3 に長い軸方向亀裂があることを確認した。この亀裂は、RPV 上蓋の劣化に最も寄与していると考えられる漏えいの源であった。

4.2. ホウ酸による材料劣化に関する対応経緯⁽⁴⁾

原子炉冷却系(RCS: Reactor Coolant System)からの漏えいが起こると、冷却材が蒸発して、その後にはホウ酸を含む不純物が残される。こうした状況の下で、ホウ酸は、炭素鋼（低合金鋼）機器の広範かつ急速な劣化を引き起こす可能性がある。米国内及び海外のPWRにおけるこうした事象の発生は、30年以上にわたり報告されており、NRC は、1988年にGL 88-05を発行した。このGLでは、PWR設置者に対して、ホウ酸腐食により、RCPBの異常な漏えいや急速な破損への進展の可能性が極めて低いという確証を損なうことがないよう系統的な対策を講じるなどのプログラムの実施を担保する情報を提示するよう要求した。1995年、EPRIは、ホウ酸腐食管理ガイドブックを発行し、当該課題に関するガイダンスを設置者に提示した。

Davis Besseでは、VHPノズルの漏えい及びRPV上蓋劣化の事象が起こる以前に、2つの著しいホウ酸劣化事象が発生している。1つは、蒸気発生器No.2 (SG-2) に接続される上蓋ベントフランジで発生したものであり (1993年)、もう1つは、加圧器スプレー弁でのものである (1998年)。これらの事象に加えて、CRDMフランジの漏えいによりRPV上蓋にホウ酸が蓄積したという事象も経験している。1990年代後半には、CRDMフランジの漏えいとVHPノズルNo.3の漏えいが組み合わさってウェステージによるキャビティを引き起こし、これが2002年3月に見つかった。キャビティ形成のメカニズムは、ホウ酸による腐食である。また、キャビティの形成に至るような劣化が数年にわたって進行していたようである。著しいホウ酸腐食は、格納容器内、特に、格納容器放射線モニターのフィルターエレメントでの赤茶色の付着物により示された。1996年からRPV上蓋の状況を録画したビデオテープにも見られるように、RPV上蓋頂部にはホウ酸と腐食生成物の蓄積があり (特に、VHPノズルNo.3付近)、これによって亀裂の生じたVHPノズルからの漏えいに対する目視検査の効果を阻害した。第3章のFigure 3-1は、RPV上蓋フランジ部における第12回燃料取替停止 (12RFO : 2000年) からのホウ酸蓄積の様子を示したものである。Figure 4-1は、12RFOにおいて見つかったRPV上蓋上のホウ酸堆積の様子を示している。同図は、ホウ酸の堆積が殆ど存在しない部分と併せて示している。

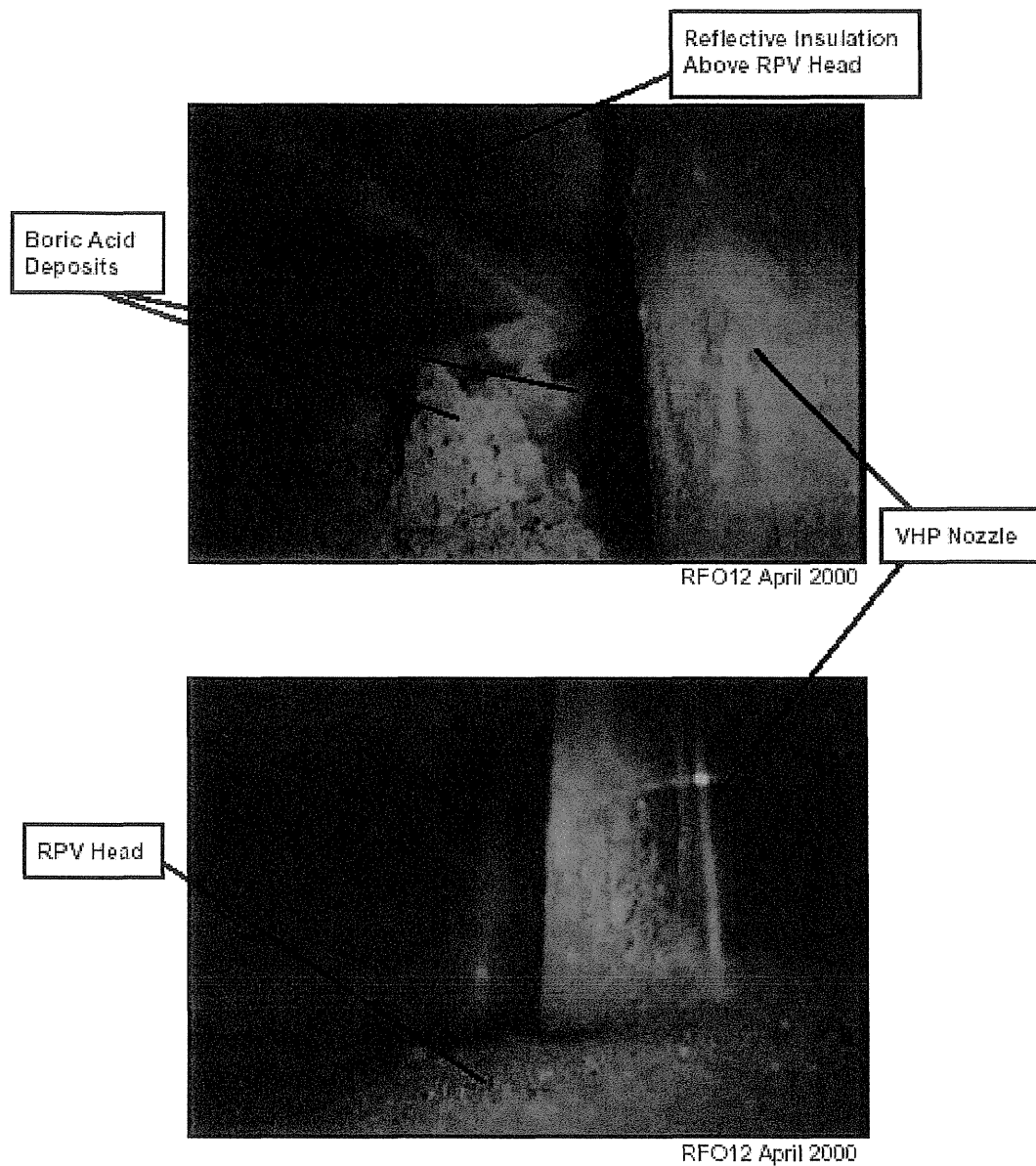


Figure 4-1 Boric Acid Deposits on the RPV Head (top) and Area Relatively Free of Deposits (bottom) ⁽⁴⁾

4.3. 該当する規制要求⁽⁴⁾

NRC の規則及びプラントの技術仕様 (technical specifications) のいくつかは、VHP ノズルの亀裂、RCS 漏えい及びホウ酸腐食に関連している。例えば、連邦規則 10 CFR 50 の付録 A における一般設計基準(GDC: general design criteria)やそれと同等の許認可基準、10 CFR 50.55a (規格及び標準) の要求、及び、10 CFR 50 の付録 B における品質保証基準が該当する。具体的には、以下の通りである。

- ・ GDC-14 では、RCPB バウンダリの異常な漏えい、急速な伝播型破損及び大規模な破損の発生可能性を極めて低くするよう規定している。

- ・ GDC-31 では、RCPB バウンダリの急速な伝播型破損の確率を最小限に抑えるよう規定している。
- ・ GDC-32 では、RCPB を構成する機器について構造上及び耐漏えい性の健全性を評価するために定期的に検査できるよう規定している。
- ・ 10 CFR 50.55a では、ASME 規格におけるクラス 1 機器 (VHP ノズルを含む) は、ASME 規格 Section XI の要求を満足しなければならないと規定している。Section XI の Table IWB-2500-1 には、VHP ノズルに対する検査要求を示すとともに、許容基準として IWB-3522 を引用している。また、Table IWB-2500-1 では、通常運転圧での RCS 漏えい試験を各燃料取替停止後のプラント起動前に行うよう要求している。IWA-5241 では、保温材の付いていない部分からの漏えいを見つけるために圧力保持機器の外表面について VT-2 目視検査を行うよう要求している。保温材の付いた機器については、IWA-5242 において、接近可能な外表面及び保温材の接合部を検査することで、保温材を取り外さずに VT-2 目視検査を行っても良いとしている。
- ・ プラントの技術仕様では、RCPB の貫通漏えいがないよう求めている。また、検出される RCS 漏えい及び検出されない RCS 漏えいに関連する要求もある。

5. ノズル亀裂及び上蓋材腐食劣化の原因

5.1. ノズル亀裂の原因^(1,11)

Davis Besse における RPV 上蓋の CRDM ノズル 69 本には、4 種類の材料 (Table 5-1 参照、B&W Tubular Products 社製 C2649-1 : 32 本、同 M3935 : 5 本、同 M4437 : 23 本、及び、International Nickel Corp. 社製 NX5940 : 9 本) が使用されているが、亀裂指示の認められた 5 本のノズルのうち 4 本 (No.1,2,3,5) は M3935 材であり (なお、軸方向亀裂の見つかったノズル No.47 は、C2649-1 材製である)、これは、Oconee-3 号機で亀裂の見つかった 14 本の貫通ノズルと同じ材料である。これまでの運転経験によれば、B&W 社製 PWR において M3935 材製のノズルでは、他の材料よりも漏えいが多く起こっている (M3935 材 : 15 件、他の材料 : 4 件)。ただし、B&W 社製 PWR 全体で M3935 材製ノズルの割合は 20.3% であり最も多い。Oconee-2 及び 3 号機における亀裂は、抜き出したノズルの分析結果に基づき、PWSCC によるものであることが確認された。従って、同様の使用環境下において認められたノズル材料の感受性や亀裂の長さ及び方向性に基づき、設置者及び AIT は、Davis-Besse におけるノズルの亀裂も PWSCC によるものと結論づけた。

5.1.1. ノズルの PWSCC に影響を及ぼす因子

J-groove 溶接部付近の Alloy 600 材貫通ノズルの亀裂は、いくつかの PWR において認められてきた。NRC の発行した Generic Letter (GL) 97-01 (制御棒駆動機構ノズル及び

他の容器上蓋貫通部の劣化)及びInformation Notice 2001-05 (Oconee-3号機における原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの周方向亀裂)において論じられているように、ノズルのJ-groove溶接部はPWSCC感受性が高い。ノズルのPWSCC感受性は、材料、運転温度、時間、環境及び残留応力に依存する。米国内のPWRにおける運転環境は同様であるため、特殊なノズルの亀裂感受性は、時間、温度、材料のマイクロ構造及び残留引張応力に依存する。従って、貫通ノズルを製造するために使用するAlloy 600は、例えば、供用時間の長期化、運転温度の上昇あるいは残留引張応力が増加するにつれて亀裂を起こしやすくなる。ノズルと容器上蓋を接続するJ-groove溶接部については、溶接部の収縮によりノズルに高い残留応力がかかる。

Table 5-1 Materials Used for CRDM Nozzles at Davis Besse⁽¹¹⁾

Heat No.	No. of Nozzles	YS (ksi)	UTS (ksi)	Carbon (%)	Anneal Temp. (°F)	Nozzle Nos.
B&W Tubular Products 社製 C2649-1	32	44.9	92.6	0.042	1600-1700	7, 12, 16, 20, 22-25, 27-29, 38-44, 47-55, 57, 64, 65, 68, 69
B&W Tubular Products 社製 M3935	5	48.5	85.6	0.028	1600-1700	1-5
B&W Tubular Products 社製 M4437	23	35.9	92.2	0.059	1600-1700	8-10, 13-15, 17-19, 21, 26, 30-37, 61-63, 67
International Nickel Corp.製 NX5940	9	39.0	83.0	0.030	1600 min.	6, 11, 45, 46, 56, 58-60, 66

YS : 降伏強さ(yield strength)、UTS : 引張強さ(ultimate tensile strength)

PWSCCに対する亀裂の発生は、温度に強く依存する。Davis Besseにおける605°Fという運転温度は、他のB&Wプラントの運転温度602°Fより高い。この運転温度が高いことにより、Davis Besseでは他のプラントに比べてノズルの亀裂が発生するのに必要となる運転時間が短くなる。

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応力と溶接に起因する残留応力による影響を受ける。ノズルの軸方向亀裂がJ-groove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。その結果、J-groove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。

5.1.2. CRDM ノズル材料及び寄与因子

CRDMノズル材Alloy 600の熱処理(アニーリング)は、炭素を固溶させ冷却時に炭化物を粒界で析出させるために、1850°Fから1950°Fの温度で行うべきものであるが、生

産記録によれば、B&Wプラント用のノズルは1600°Fから1700°Fの温度で熱処理が行われていた（Table 5-1参照）。このように低い温度で処理が行われたことで、PWSCC感受性が高くなった可能性がある。

上述したように、亀裂の認められた4本のノズル（No.1,2,3,5）は、B&W Tubular Products社製M3935材で製造されたものであった。この材料は、Davis BesseにおいてCRDMノズル材として使用されたものの中で最も大きな降伏強度（48.5 ksi）を有している（Table 5-1参照）。M3935材は、他の材料よりも、PWSCC感受性が高いと思われるが、降伏強度とPWSCC感受性との間の相関関係は確立されていない。ノズルNo.47も同社製（C2649-1材）であり、J-groove溶接部の下方に小さな亀裂が認められた。この材料の降伏強度は2番目に大きい（44.9 ksi）。なお、材料の降伏応力に影響を及ぼす他の因子は、製造時に用いた直管処理(straightening process)である。この処理はノズル外表面の硬化に作用し、その結果、外表面での降伏応力が内表面よりも本質的に大きくなる。

5.2. ノズル亀裂による漏えい率の推定⁽¹¹⁾

Davis BesseにおけるRPV上蓋の目視検査、格納容器エアクーラーの洗浄頻度、インタビュー等の調査・分析結果に基づき、RPV上蓋の漏えいは、1994～1996年頃に始まったものと考えられている。PWSCCによる平均的な亀裂進展速度、約4mm/年を用いると、厚さ16mmのCRDMノズルにおける亀裂の発生時期は1990年±3年であり、これは、J-groove溶接部近傍における貫通亀裂の進展に4-6年かかったであろうと推定したB&W所有者グループの計算と整合性がある。

Davis Besseでの事象以前、これまでの運転経験から、RPV上蓋ノズル貫通部でのPWSCC亀裂は少量のホウ酸結晶の堆積に至るが、それにとどまると考えられていた。Oconeeでの推定によれば、こうした漏えいによる堆積量は1立方インチにも至らないとされている。ホウ酸腐食ガイドライン改訂1版を使用し、運転サイクルにおける平均ホウ素濃度750ppmを仮定すると、1立方インチのホウ酸は約1ガロンの漏えいに相当し、これは、運転サイクル（2年間）にわたって 1×10^{-6} gpmの漏えいが継続していたことに対応する。加圧器計装ノズル、加圧器ヒータスリーブ、ホットレグ配管計装ノズルなどJ-groove溶接で取り付けられたノズルに対して同様の小漏えいが報告されている。これら小漏えいの原因は確定されていないものの、以下の理由により、漏えい率が一般的に小さいと判断されてきている。

- ・ J-groove溶接上部の残留応力の高い領域における亀裂長さは短い。
 - ・ PWSCC亀裂は幅が狭く、一次冷却材における少量の不純物により閉じてしまう可能性がある。
 - ・ 亀裂内で漏えい水が蒸発し、ホウ酸の堆積物が残り、亀裂による漏えい経路を塞ぐ。
- また、漏えいを特定するために品質の高い目視検査が要求されており、こうした目視検

査では、1) 少量のホウ酸結晶が堆積しているのを見つけるために十分なRPV上蓋の洗浄、2) ノズルがRPV上蓋を貫通する場所へのアクセス、3) 運転状態の下でRPV上蓋とノズルとの間のアニュラスを通る漏えい経路の存在を確認すること、が求められていたが、Davis Besseにおける、ホウ酸結晶の堆積物に対する目視検査では、他のB&W社製PWRと同様、締まりばめ (interference fit) を通して漏えいのあるCRDMノズルを特定できるようになっており、この締まりばめを用いたことにより、ノズルNo.1-5に対する目視検査の「品質確認」ができなかった。

一方、UTによって確認されたJ-groove溶接部上部における亀裂の最大長さは、ノズルNo.2が1.1インチ、ノズルNo.3が1.2インチ²である。他のB&W社製プラントで以前に見つかった小漏えいを伴うJ-groove溶接部上部の亀裂は、その最大長さが1.0インチ未満であった。J-groove溶接部上部の亀裂を、内圧のかかる配管の直管部における軸方向貫通亀裂としてモデル化し、EPRIが開発したモデルを用いて亀裂開口面積から漏えい率を計算した結果、ノズルNo.3の亀裂及びノズルNo.2の亀裂に対する漏えい率は、それぞれ、0.025gpm及び0.018gpm、また、以前に見つかった最長の亀裂に対しては0.012gpmと推定された。

5.3. 上蓋材腐食劣化の原因^(1,11)

ノズルの亀裂を模擬する腐食実験により、低合金鋼での腐食速度が2インチ/年以上になり得ることが示された。ノズル No.3 には J-groove 溶接部を跨ぐ2つの軸方向貫通亀裂が認められ、その長さは最長で J-groove 溶接部上方の約1.3インチ²に及んでいた。この亀裂はノズル No.3 のダウンヒル側にキャビティの長手方向に沿って位置していた。このため、AIT は、ノズル No.3 に認められたキャビティが亀裂漏えいによるホウ酸腐食に関連するものと結論づけている。さらに、上蓋、格納容器エアクーラー及び放射線モニターのフィルターで検出された腐食生成物に基づき、AIT は、腐食が少なくとも4年間進行していたものと結論づけた。ノズル No.2 付近の金属劣化についても同様、亀裂漏えいによるホウ酸腐食が原因であると結論づけた。

5.3.1. RPV 上蓋でのホウ酸堆積源

13RFO開始時、RPV上蓋表面において広範なホウ酸堆積が認められた (Figure 5-1)。この堆積物は、主に、CRDMノズルフランジ接合部からの漏えい (前回の運転サイクルから洗浄がなされていなかった) と、ノズルNo.2及び3でのPWSCC亀裂からの漏えいによるものであった。

CRDMフランジ接合部は、RPV内側にJ-groove溶接により取り付けられたAlloy 600

² 設置者による根本原因分析報告書では1.2インチとしているが、AIT報告書では約1.3インチとしている。

ノズル、Alloy 600ノズルに溶接されたステンレス鋼製フランジ、CRDMに取り付けられたフランジ、2つのスパイラル型ガスケット、フランジ下部の2つのナットリングセグメント及び8つのボルトから構成される。CRDMフランジガスケットからの漏えいは、B&W社製プラントの初期において認められ、この漏えいにより、フランジに濃縮ホウ酸が形成され、低合金鋼製のナットリングセグメントの腐食を引き起こしている（こうした状況は1989年にANO-1号機で見つかっている）。1980年代から1990年代にかけて、ガスケットは、グラファイト製あるいは鋼製のスパイラル型のものに変更され、また、ナットリングも耐食性のあるグラファイト製あるいは鋼製のものに変更された。Davis Besseにおいても、グラファイト製あるいは鋼製ガスケット及び耐食性ナットリングが採用されている。また、Framatome社によれば、Davis Besseは、新しいガスケット及びボルト材で漏えいを経験した唯一のプラントである。具体的には、

- ・ 8RFO：ノズルNo.66のガスケット交換（軽微な漏えい）
- ・ 11RFO：ノズルNo.31において小漏えいの検出（修理せず）
- ・ 12RFO：ノズルNo.31の漏えい確認と修理及びノズルNo.3,6,11,51における漏えいの可能性の確認と交換
- ・ 13RFO：フランジ漏えいは認められず

このうち最も大きな漏えいは、12RFOの際のノズルNo.31である。

13RFOにおいてDavis-BesseのRPV上蓋で見つかったホウ酸堆積の殆どは、ノズルNo.3からの漏えいによるものであるが、ノズルNo.2からの漏えいも寄与しているものと考えられている。これは、(1) 9RFOにおいて上蓋の洗浄が行われたこと、(2) 11RFOまでに上蓋での著しいホウ酸堆積が生じていたこと、(3) 11RFO以前に著しいガスケットの漏えいがなかったこと、(4) 産業界の経験によりノズルNo.31フランジガスケットからの漏えいでは12RFOで見つかったような上蓋での広範な堆積が起こることはないことと示されていること、そして、(5) フランジ漏えいの報告がない13サイクルで更なる堆積が生じたことに基づくものである。

13RFOでのRPV上蓋のホウ酸堆積量は、RPV上蓋を16の区画に分割して、各区画における堆積層の厚さを検査ビデオテープにより推定し、さらに、固体ホウ酸と結晶との密度差を仮定して、堆積物の重量を計算することで算出した。その結果、推定量は、体積11.5立方フィート、重さ900ポンドとなった。これら堆積したホウ酸は、ノズルNo.2及び3でのPWSCC亀裂からの漏えいによるものと考えられている。

5.3.2. ホウ酸腐食メカニズム

PWRにおける冷却材中のホウ酸濃度は最大2000ppmであり材料への腐食性はない。しかし、ホウ酸濃度が高くなれば炭素鋼への腐食性が大きくなる。NRCは、1988年3月、GL 88-05（PWRプラントにおける炭素鋼製RCPB機器のホウ酸腐食）を発行した。このGLは、漏えいした原子炉冷却材から水が蒸発することでホウ酸濃度が高くなり

RCPB機器を腐食させるという産業界のいくつかの事例に対応するものであり、この中で、NRCは、設置者に対して、RCPBの異常な漏えい、急速な破損伝播あるいは大規模な破損が起こる確率が極めて低いことを担保するための系統的な対策を講じるプログラムを実施するよう求めた。

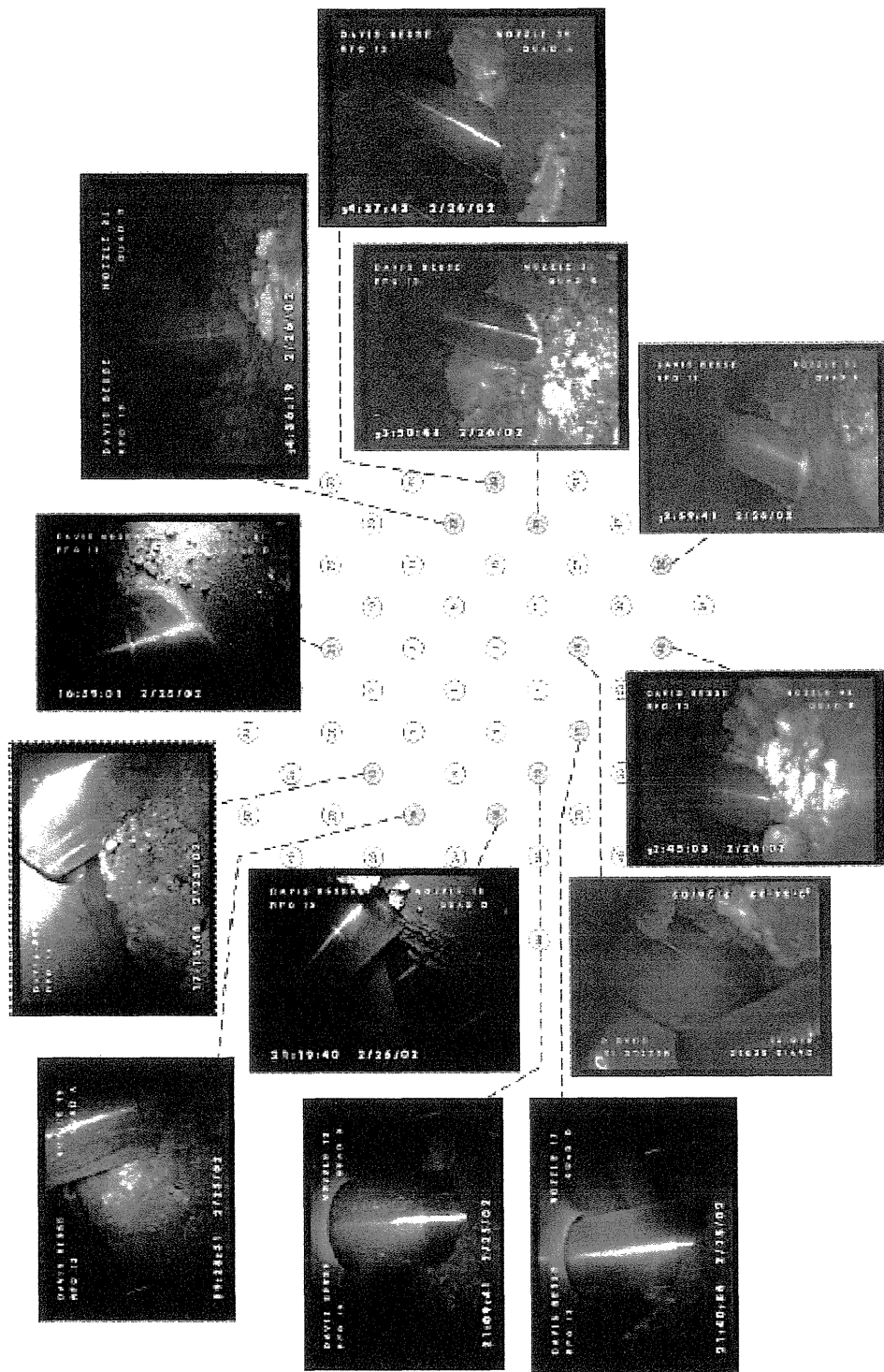
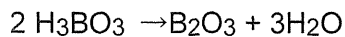


Figure 5-1 Boric Acid Deposits on Top of Head at Start of 13 RFO⁽¹¹⁾

(1) ホウ酸腐食プロセス

ホウ素化合物は、溶液からホウ酸が凝縮することで生成される。ホウ酸(H_3BO_3)と酸化ホウ素(B_2O_3)は、固体あるいは融体の状態で存在し得る。蒸発の過程で生成されるホウ酸の固体は、蒸発速度に依存する。すなわち、蒸発速度が速ければ粒径は小さくなる。ホウ酸溶液がホウ酸結晶と接触すると、大きな結晶が形成される傾向にある。また、以前に凝縮した固体が多孔性構造を形成すると塩基を形成することもある。容器上蓋に漏れ出すホウ酸溶液では水が蒸発し、その結果として、ホウ酸結晶が残される。このホウ酸結晶は、原子炉をクールダウンした後に比較的容易に除去することができる。容器上蓋におけるドライな粉末状のホウ酸結晶は、原子炉の運転温度にある場合は特に問題のないことが分かっている。ホウ酸結晶は時が経過するにつれて変色するが、茶色もしくは錆のような色のホウ酸は、腐食が起こっていたことを強く示すものである。302°F より高い温度では、水分が抜けはじめホウ酸が酸化ホウ素になる。



ホウ酸・酸化ホウ素混合物の最終状態は、各成分の相対的な量、ホウ酸の流量、蒸発によって形成される多孔性、及び、酸化鉄などの不純物の存在に依存し、サイト固有である。ホウ酸は 617°F で軟化し始め 842°F で粘性が高くなる。酸化物にならないホウ酸は、365°F より高い温度で加熱されるにつれて、粘性のある流体になる。溶けたホウ酸には、8-14%の水が含まれ、ある状況下では腐食性が高くなる。

(2) ホウ酸腐食速度に関する検討

GL 88-05 では、圧力バウンダリ材に対して、500°F で最大 0.019 インチ/年、これより低い温度での腐食速度は最大 4.8 インチ/年であることが示された。しかし、これらの腐食速度は、上蓋アニュラスギャップに対する CRDM ノズルの配置構成を代表していないものに関して確立された値である。

一方、B&W 所有者グループが 1993 年 5 月に発行した報告書 BAW-10190P (B&W 社設計の原子炉容器上蓋制御棒駆動機構ノズルの亀裂に対する安全評価) では、CRDM ノズルの亀裂による上蓋腐食に対する腐食速度として 1.07 立方インチ/年という速度が示されているが、この値を決める際には、CE 社製加圧器ヒータスリーブのモックアップがその根拠として使用された。B&W が使用した試験結果は、EPRI の報告書 TR-102748S (ホウ酸腐食ガイドブック) に示されている。B&W の解析によれば、この腐食速度では、最低 6 年間は ASME 規格の構造要求内に維持されると結論づけられた。なお、EPRI 報告書では、腐食の深さや湿った表面積が増えるにつれて腐食による体積損失が増加するため、1.07 立方インチ/年という最大腐食速度が全てのケースにおいて保守的ではないと注記している。

2001 年 1 月、EPRI による試験が「ホウ酸腐食ガイドブック」の改訂第 1 版に記載された。当該試験は、CRDM ノズルと上蓋との配置構成に近い条件 (配置構成、温度、

材料及び漏えい率) を用いて行われ、この試験により腐食速度は最大 2.37 インチ/年であることが示された。また、最大腐食はホウ酸がアニュラスギャップに侵入する箇所で行われることも判明した。ノズル No.2 及び 3 で認められた劣化の形状はこの試験結果を裏付けるものと考えられる。

(3) Davis Besse のノズル No.3 における腐食速度の推定

ノズル No.3 及び 11 の間のキャビティ生成で喪失した材料の体積は約 125 立方インチ、重さは約 35 ポンドと推定されている。関連する事象についてレビューしたところ、腐食速度は、11RFO の頃から著しく増加し始め、4 年間にわたって進行したものと考えられる。ノズル No.3 及び 11 の間における腐食は最大長さ約 8 インチであり、平均腐食速度は約 2.0 インチ/年である。腐食速度が時間とともに線形増加するものと仮定すると、13 サイクル末期付近での最大腐食速度は約 4.0 インチ/年となる。キャビティの径方向に対する腐食速度は、軸方向の速度の約半分、即ち、1.0~2.0 インチ/年となる。「ホウ酸腐食ガイドブック」に記載される試験データでは、高温の金属表面に滴り落ちたり、加熱されたアニュラス部に漏れ出たホウ酸水に対するデータ点の殆どが 1.0~5.0 インチ/年の範囲にあることを示しており、これは、発見された状況と整合している。

Davis Besse 以外の 6 基の B&W プラントでは小漏えいのまま維持されていたのに対して、何故 Davis Besse では CRDM ノズルの漏えいが大きくなり腐食に至ったのかは重要な問題であり、いくつかの可能性がある。

- ① 1 つの可能性は、軸方向の PWSCC 亀裂が時間とともに成長し漏えい率が増加したことである。Davis Besse 以前に、J-groove 溶接部上部における最大亀裂は 1 インチ程度であった。Davis Besse における最大長さの亀裂は、ノズル No.2 の J-groove 溶接頂部の上方においては 1.1 インチ、ノズル No.3 の J-groove 溶接頂部の上方においては 1.2 インチである。
- ② 2 つ目の可能性は、ノズル No.2 の腐食に見られるように、クレビス内で腐食が始まり表面まで進行したということである。これは、「ホウ酸腐食ガイドブック」に記載される試験データと一致するものの、内部に著しい腐食があれば、アニュラス開口部にホウ酸結晶の堆積が見られるはずである。しかし、他のプラントにおいて、アニュラス周辺にホウ酸結晶の著しい堆積があったとの報告がないことから、この可能性では、その差異を説明できない。
- ③ 3 つ目の可能性は RPV 上蓋でのホウ酸が保温材として作用したのではないかという点である。ボルト止めフランジに関する試験により、ボルト止めフランジ接合部での保温材において漏えいホウ酸が保持されるような状況に対しては、腐食速度が増加し得ることが実証されている。他の漏えいによる CRDM フランジ接合部でのホウ酸堆積は、接合部の保温材と同じように定温器としての役割を果たす可能性がある。しかし、PWSCC 亀裂からのホウ酸水漏えいによりアニュラス部にホウ酸堆

積が形成されてフランジ接合部からのホウ酸と同様に作用することから、これは、短期間に限定されるものと考えられる。

(4) 損傷の進行に伴う影響区画の形態変化

設置者の調査により、PWSCC 亀裂からの漏えいがノズル No.2 及び 3 に接する箇所
 の材料劣化の前兆であったことは明らかである。これらの漏えいは、ノズル No.2 及び
 3 周辺で材料劣化が生じる環境を作り出した。漏えいの主たる影響は、漏えい経路に沿
 った沸騰熱伝達によりホウ酸溶液が濃縮したことである。十分な量の酸素があれば、ホ
 ウ酸溶液により、腐食速度は比較的大きくなる (4 インチ/年程度)。漏えいによる二
 次的影響は、流動に関連したメカニズムにより、低合金鋼材の劣化を加速することであ
 る。これらのメカニズムは、流動加速型腐食(FAC: flow accelerated corrosion)、液滴及
 び粒子の衝突による侵食、スチームカッティング(steam cutting)である。観測された劣
 化に適用できる実験データは限られており、また、ノズル漏えい経路に沿った熱水力・
 熱化学環境に関する詳細な解析がないことから、材料の劣化に至ったメカニズムの進行
 を正確に述べることができない。漏えい経路 (CRDM ノズル内の一次系圧力、J-groove
 溶接頂部の上方における軸方向の PWSCC 亀裂、ノズル外周におけるアニュラス部や
 キャビティ、さらに、上蓋表面上方での雰囲気圧力までの経路) に沿った環境は、臨
 界二相流、二相流の摩擦及び加速圧力降下、沸騰熱伝達、ホウ酸溶液の濃縮による沸騰温
 度上昇、酸素及び水素の移送、様々な電気化学プロセス、上蓋表面での対流熱伝達、材
 料内部における熱伝導などが複合したプロセスの結果である。従って、正確な物理メカ
 ニズムを含む損傷の進行について、各メカニズムの相対的重要性に関する定量的な評価
 を行うことは実際的ではない。しかし、全体の進行に関する 2 つの極端な劣化モードが
 知られており、かなりの確信度を以て、これら 2 つの極端なケースの間に存在する劣化
 モードについて結論を導くことができる。1 つは、材料の劣化がないことであり、産業
 界で殆どの CRDM ノズルの漏えいに対して観測された極めて小さな漏えいに対応する
 ものである。これら極めて小さな漏えい ($10^{-6} \sim 10^{-5}$ gpm) では、PWSCC 亀裂の出口
 付近で漏えい水が完全に蒸発する。その結果、ノズルと上蓋の間にあるギャップが乾い
 た状態に維持され、低合金鋼材の劣化速度が大きくなるのが妨げられる。さらに、極め
 て小さな漏えいに関連して速度が小さくなることで、流動メカニズムが active になるの
 を妨げる。もう一方の劣化進行は、ノズル No.3 に接する大きなキャビティに関連する
 ものである。このキャビティについては、沸騰により濃縮されたホウ酸溶液と雰囲気環
 境における十分な量の酸素に関連する古典的なホウ酸腐食メカニズムによって劣化が
 進行することが明らかである。ノズル No.3 の比較的大きな漏えい率に関連する沸騰熱
 伝達は、溶液がキャビティの壁をカバーするのに十分な程上蓋を冷却できる。これら 2
 つの極端なケースの間で、J-groove 溶接の上方に位置する軸方向の PWSCC 亀裂が成
 長することにより、ノズル No.3 に対する漏えい率が大きくなった。ノズルと上蓋の間
 のアニュラス部において、濃縮された溶液が存在する所まで増えた漏えいによる冷却が

十分大きくなり、Alloy 600 ノズルと低合金鋼製の上蓋に関連した異種金属接触腐食 (galvanic corrosion) によってクレビスの腐食メカニズムが加速されるまで、比較的小さい速度で劣化が進行した可能性が高い。

(5) RPV上蓋でのホウ酸の形成

漏えい水が沸騰することによってホウ酸が残されると、まず、最初は H_3BO_3 として堆積する。低い温度での当該物質の溶解性は制限されるが、融点 (365°F) 近傍の温度における水への溶解性は無限大である。従って、RPV 上蓋にホウ酸が堆積するにつれてホウ酸の温度は飽和水の温度 (212°F) から 365°F に上昇する傾向となる。この温度では、粘性の高い液体である。しかし、水が完全になくなる前に、 340°F 付近で、 H_3BO_3 からの脱水が始まり HBO_2 に変化する。この物質は、白色の結晶体であり低温水にも僅かに溶ける。 HBO_2 の融点は 457°F であり、 H_3BO_3 堆積物の上にクラストを形成する傾向にある。さらに熱を加えると、 HBO_2 は約 572°F で脱水が起こり $\text{H}_4\text{B}_4\text{O}_7$ に変化する。 $\text{H}_4\text{B}_4\text{O}_7$ は、ガラス質の固体あるいは白色の粉末であり、水溶性である。RPV 上蓋の温度条件では、経過年数、RPV 上蓋との接触程度及び局所的な温度に依存するが、上記の生成物が全て観測されることがある。ホウ酸が漏えいノズル部に蓄積すると、 H_3BO_3 の一部が流れ出すことが考えられる。ノズル No.3 において形成されたキャビティでのホウ酸は、湿分は絶えず供給されていたため、水和性の高い H_3BO_3 である可能性が大きい。この H_3BO_3 が、キャビティから流れ出て上記のような化学変化を起こしたものと考えられる。これらの化学変化により、影響は僅かと思われるが腐食に寄与した可能性のある湿分が除去されたものと考えられる。しかし、腐食の程度を予測するための実験データは特定されていない。ノズル No.3 を取り外した際、その周辺のホウ酸は多孔質であるとの報告がなされた。この物質の下方に小さなキャビティが生じ、修理のための機械加工中にそこで濃度の薄い液体状のホウ酸が排出されたか、あるいは、洗い落とされたものと推定された。その後に残されたホウ酸がクールダウン中に固化したが、十分な量のボイドと蒸気の流路が形成されフラッシング漏えいが起こったものと考えられている。その他の生成物は、化学変換及びクラストの形成に関する予測と整合が取れている。

6. 上蓋の検査履歴と材料の状態

6.1. 制御棒駆動機構フランジ部の漏えい⁽¹⁾

過去に、B&W 社製プラントにおいて CRDM フランジ部の漏えいが認められている。Davis Besse では、フランジ部の漏えいにより、まず、反射保温材上部のサービス構造物にホウ酸が堆積したが、その後、漏えい水がノズルに沿って保温材のクリアランスから下方に流れ RPV 上蓋でのホウ酸堆積に至った。ホウ酸堆積物の除去及び上蓋の検査のためのアクセスは、 5×7 インチの 18 個の開口部である。これら開口部は、サービス

構造物の底部に位置しており、この位置関係と上蓋の曲率により、上蓋頂部中央の検査や洗浄が困難な状況となっている。上蓋の目視検査には、この開口部から小さなビデオカメラを挿入して行われてきた。

CRDM フランジ部とフランジボルトは、耐食性のステンレス鋼製である。下部フランジ面下方に取り付けられているナットリングは低合金鋼製であり腐食感受性が高いが、耐食性被膜が施されている。Davis Besse では、これらナットリングにホウ酸腐食は認められていない。耐食性物質を使用することにより、CRDM フランジ部からの漏えいによる腐食は起こりにくくなり、ホウ酸堆積物も白色かあるいは軽い変色にとどまる。これに対して、ホウ酸堆積物が赤色や錆色であることは腐食が起こっていることを示している。

設置者は、CRDM フランジガasketを新しい設計のものと交換することで当該部からの漏えいを系統的に解決した。1990年の燃料取替停止(6RFO)から、漏えいの認められたフランジについてガasketの交換を行っており、1996年の10RFOまでに漏えいの認められていないものも含めて全てが新規設計のものと取り替えられている。

6.2. フランジの漏えいと上蓋検査の履歴^(1,11)

1990年代初頭、B&W社製プラントのいくつかでは、RPV上蓋中央部の検査と洗浄を行うための接近性向上を目的として上蓋周辺のサービス構造物に開口部を設けた。Framatome ANP社は、Davis Besseに対しても同様の措置を取るよう数年間にわたって提言したが、Davis Besseではこうした開口部を設けることはなかった。こうした開口部がないと、ある限定された範囲にしかカメラを挿入できず目視検査を十分に行うことができない。即ち、RPV上蓋の曲率の関係でRPV上蓋の頂部を目視することができない。11RFOにおける検査ビデオをレビューした結果によれば、カメラの短焦点距離による錯視、RPV上蓋の曲率及び上蓋頂部での保温材の接近(約2インチ)により、検査官が上蓋頂部の検査を終了していると信じたものと思われる。しかし、検査は、上蓋頂部中央からノズル1-2本分離れたところに対して行われたものと考えられる。また、Framatome ANP社は、2つのカメラによるCRDMフランジの漏えい検査を行うためのツールを提供したが、このツールでは、一方のカメラでフランジ部の下のホウ酸堆積を調べ、他方でフランジ部を上から覗き込むというものである。

NRC GL 88-05に対応して1988年にホウ酸腐食管理(BACC: Boric Acid Corrosion Control)プログラムを開始した後については、ホウ酸堆積を特定するために行った検査が記録されており、以下のような検査結果が示されている。

- ・ 1990年4月(6RFO): 22個のCRDMフランジから漏えいが認められ修理がなされた(AIT報告書では22個のフランジに関する修理が行われたとしているが、設置者による根本原因分析報告書によれば、23個についてガasketの交換が行われた:

Figure 5-2 参照)³。上蓋の検査に関する記録はなかった。

- ・ 1991年9月(7RFO)：漏えいが認められた21個のCRDMフランジのうちの15個について修理がなされた。容器上蓋の曲率に沿って閉止ボルトのところまでホウ酸が認められた。その源はフランジ漏えいであった。ワイヤブラシと真空引きによる洗浄がなされた。その後、表面に不純物は認められなかったが、洗浄後どの程度の堆積物が残っていたかに関する記録はなかった。
- ・ 1993年3月(8RFO)：14個のCRDMフランジからの漏えいが認められ11個について修理がなされた（AIT報告書では11個のフランジに関する修理が行われたとしているが、根本分析報告書によれば、15個についてガスケットの交換が行われた：Figure 5-2 参照)³。フランジ漏えいに伴って堆積したホウ酸は、上蓋の洗浄により可能な限り除去された。フランジと上蓋の洗浄は、脱イオン水を用いて行われた。この洗浄の前に行われた上蓋検査のビデオテープから、上蓋中央付近に多数の茶色の断片と白色のホウ酸堆積が認められた。CRDMノズル No.31 の修理を行っていた際、フランジ部のシール面に劣化が認められたため、フランジ表面の研磨がなされた。
- ・ 1994年10月(9RFO)：8個のCRDMフランジから漏えいが認められ、これら全てと前回漏えいの見つかった3個について修理がなされた（AIT報告書では合計11個のフランジに関する修理が行われたとしているが、根本分析報告書によれば、8個についてガスケットの交換が行われた：Figure 5-2 参照)³。上蓋の検査に関する記録はなかった。
- ・ 1996年4月(10RFO)：漏えいの認められていない残り9個のCRDMフランジについて、設計変更したガスケットに取り替えた（AIT報告書では9個のフランジに関するガスケット交換が行われたとしているが、根本分析報告書によれば、10個についてガスケットの交換が行われた：Figure 5-2 参照)³。上蓋中央部を除いて保温材下部の目視検査が行われ、また、ビデオに収録された。ノズル No.67 に茶色の堆積物をはじめホウ酸の蓄積が認められた。設置者は、ホウ酸の堆積がフランジもしくはノズルの漏えいを示すものであると記録している。ホウ酸堆積物の除去に真空引きが用いられたが、上蓋中央部に対しては効果的ではなかった。残留したホウ酸に起因した上蓋腐食について評価が行われ、B&W 文書 51-1229638（この文書では、通常の運転温度において炭素鋼の最低限のホウ酸腐食が示されている）に基づき腐食の程度は最小限のものと考えられた。設置者は、上蓋の50-60%がこの時検査されたものと結論づけた。この検査に対するビデオテープを調べたところ、ホウ酸堆積物は概ね白色であった。
- ・ 1998年5月(11RFO)：CRDMフランジ1個（ノズル No.31）から漏えいが認められ

³ NRC の AIT 報告書と設置者による根本原因分析報告書との間で、修理した（ガスケットを交換した）フランジの数に差異がある。

たが修理は行われなかった。当該 CRDM については、次回停止時(12RFO)において検査し必要に応じて修理を行うこととなった。上蓋の検査とビデオ収録がなされ、上蓋中央付近に、ホウ酸で覆われた部分が見つかった。設置者は、最善の方法でホウ酸堆積物を除去したと記録している。ホウ酸の色は、錆びた茶色であり、設置者は、古くからホウ酸が堆積していたものと判断した。以前に行われた根本原因調査結果を参考として、設置者は、550°F 未満で運転することで容器上蓋の健全性に影響を与えることはない結論づけ、そのまま放置した。この時のビデオテープから、ノズル No.2 及び 3 を含む中央部分に固体状のホウ酸堆積が認められた。ノズル No.3 及び 11 の下方には、粘着性の高いと思われるホウ酸が付着しており錆びた茶色の状態にあった。

- ・ 2000 年 4 月(12RFO) : 5 個の CRDM フランジ (ノズル No.3,6,11,31,51) から漏えいが認められ修理がなされた。上蓋の検査とビデオ収録が行われた。上蓋のかなり部分に 1 インチ以上の厚さで「溶岩」のような茶色/赤色のホウ酸堆積が確認された。この時に取られた対策は、ホウ酸堆積物が殆どなくなるまで洗浄を繰り返すことであった。設置者の記録には、固体で岩のように硬いホウ酸堆積を除去するための金でこが必要であったと書かれている。さらに、ホウ酸除去に高温高圧水が用いられた。残留ホウ酸の程度及び上蓋への影響については記録されていない。また、システムエンジニアは、フランジ漏えいによる大量のホウ酸堆積を保温材上部に確認したと報告している。洗浄後に収録されたビデオテープを調べたところ、溶岩のような赤茶色のホウ酸の厚い層が上蓋中央部のノズル周辺に認められた。
- ・ 2002 年 2 月(13RFO) : CRDM フランジからの漏えいは認められなかった。上蓋の検査とビデオ収録が行われた。設置者は、「予想以上の量のホウ酸が上蓋頂部で見つかった」と記録している。上蓋はホウ酸とデブリにより覆われていたため、ノズル亀裂に起因した漏えい指示は確認されなかった。検査に関する写真とビデオテープにより、溶岩のような赤茶色の厚いホウ酸堆積層が上蓋を覆っていることが判明した。特に、上蓋中央付近の 12 本のノズルでは、ホウ酸層が数インチ厚さでありカメラによる検査ができない状態となっていた。設置者は、高温高圧水を用いてホウ酸堆積を除去し、ノズル No.3 に大きなキャビティを見つけた。

これらの検査結果と RPV 上蓋の状況に基づき、以下のような見解が示されている。

- (1) 10RFO (1996 年) においてフランジ漏えいは認められず、11RFO (1998 年) では極く限られたフランジの漏えいが認められた。しかし、9RFO (1994 年) から 10RFO までと、10RFO から 11RFO までにおいてホウ酸蓄積量が増加している。このホウ酸蓄積量は必ずしもフランジからの漏えいによるものではないが、ノズル亀裂のような圧力バウンダリからの漏えいに起因するものであると判断された。
- (2) 12RFO (2000 年) において 5 本のフランジから漏えいが認められたが、そのうちの 4 本からはガスケットの漏えいを示す証拠が見つかっている。残りの 1 本には

フランジ漏えいの形跡はないが、フランジの下方にはフランジの検査が十分できなくなる程度のホウ酸堆積が形成されていた。当該フランジはノズル No.3 であり、設置者は、このホウ酸堆積がフランジ漏えいによるものと結論づけている（ノズル漏えいによるものとは考えていない）。

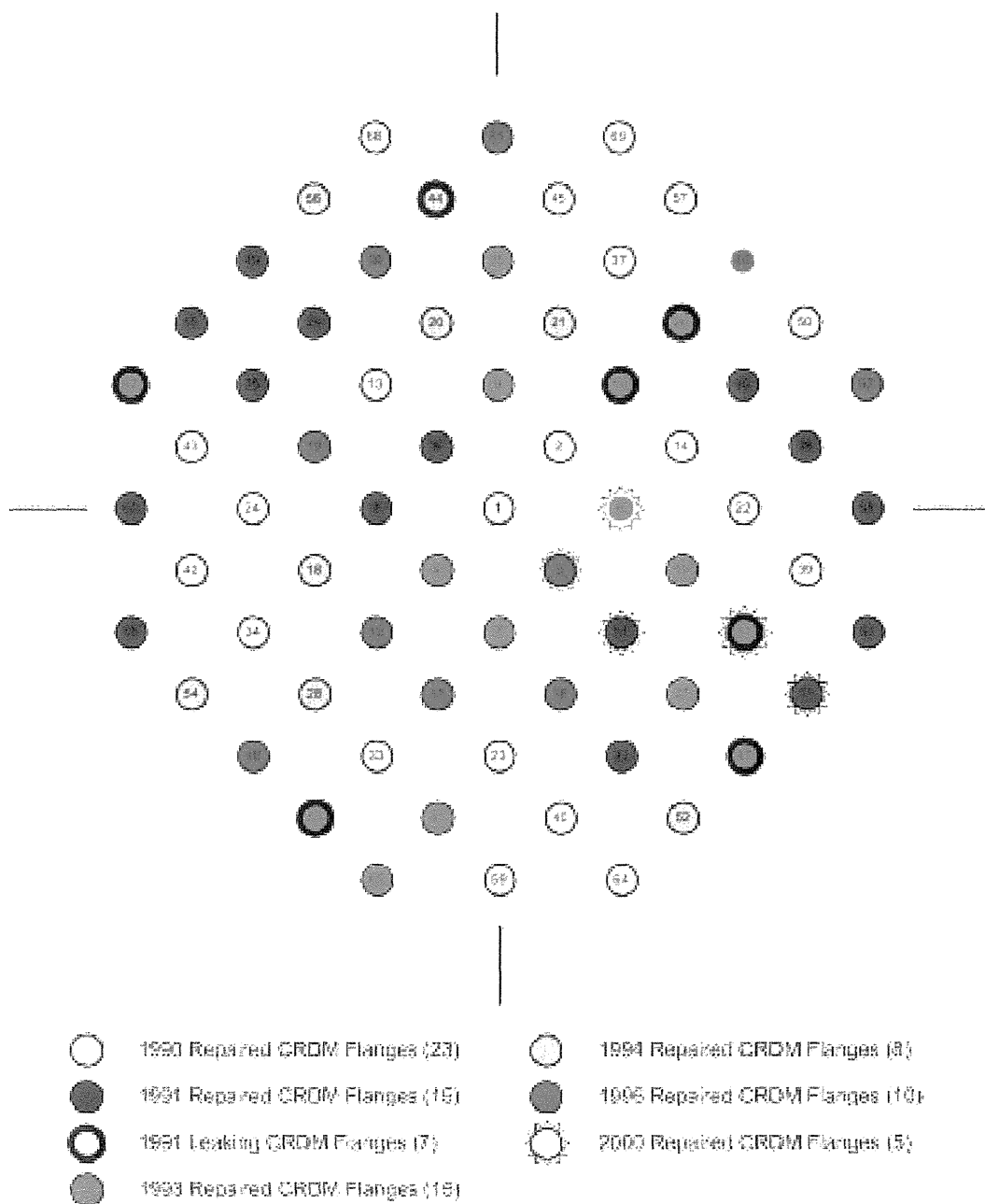


Figure 5-2 Leaking Flanges Found and Repaired During Each Outage⁽¹¹⁾

- (3) 12RFO の検査記録として添付されている原子炉容器の写真には、原子炉容器サーブिस構造物の検査用開口部から生じた錆色のホウ酸体積が認められる。設置者のホウ酸腐食管理手順では、錆で変色したホウ酸により腐食が分かるものと明記しているが、状況報告にはこれら腐食生成物の源について言及されていない。

7. 上蓋劣化の早期検出の可能性

AIT は、上蓋腐食の早期検出に繋がるような兆候を指摘しているが、これらのうちのいくつかについては、設置者による根本原因分析報告書においても上蓋劣化が進行した原因として取り上げている。

7.1. ホウ酸腐食管理プログラム⁽¹⁾

原子炉運転中に RCS からの漏えいが起こると、水は蒸発しホウ酸結晶が残される。1 運転サイクルの平均を取れば、一次冷却材 1 ガロンあたり約 0.03 ポンドのホウ酸となる。漏えい率を 0.001 ガロン/分と仮定すれば、CRDM ノズル 1 本における亀裂により上蓋付近に約 15 ポンドのホウ酸結晶が形成されることになる。この漏えい率は漏えい検知系の最小検出能力よりも著しく小さいため、ホウ酸堆積に対する上蓋の検査は、亀裂ノズルからの小漏えいを検出するために最も感受性の高い方法である。しかし、この方法にも限界がある。第一に、その場所にもよるが、原子炉運転中には漏えい箇所付近に行くことができないため、2 年ごとに行われる燃料取替停止中のみ漏えいを見つけることができる。第二に、この方法では、ホウ酸蓄積物を全て除去することになるため、新たな漏えいが以前の堆積物によって隠されることなく検出される。これは、堆積物を除去できないと小さな漏えいが見つけられないため重要である。

設置者は、GL 88-05 に従い、1991 年の 7RFO と 1993 年の 8RFO において、原子炉容器上蓋の目視検査を行った。また、1994 年の 9RFO については、CRDM フランジ漏えいの再発が記録されているが、当該停止中に行われた上蓋の目視検査を示す記録は見つからなかった。さらに、フランジ漏えいによるホウ酸堆積が上蓋に残っていた。フランジの漏えいによりホウ酸が堆積し保温材に沿って下方に移動し上蓋でのホウ酸堆積を形成することになる。BACC プログラムに従って、これら堆積物は除去され、その後、上蓋の検査がなされ、腐食の評価が行われたはずである。

1996 年 4 月の 10RFO において、設置者は、BACC 実施手順で要求されるステップが前の停止時において実施されていなかったこと、及び、原子炉容器上蓋への接近性の問題で当該手順が完全に実施できなかったことを記すために報告書 (PCAQR 96-055 : 原子炉圧力容器上蓋におけるホウ酸) を作成した。この報告書に示された評価では、ノズル漏えいが将来検出できるよう上蓋を洗浄する必要性を認めている。また、当該報告書における初期評価では、ホウ酸堆積物を除去しないと、フランジ漏えいによる堆積が

起こったか、あるいは、CRDM ノズルの亀裂による堆積が起こったのかを判断することが難しいと述べている。設置者は、「ノズルの亀裂は重要な問題であるが、現時点では、その発生確率は比較的低い。我々は最善を尽くし被ばく線量を最小限にするために、RPV 上蓋からホウ酸を除去すべきである。これによって、ノズル漏えいが起こった場合に漏えいを監視できる。」というコメントを付け、スタッフによるこの初期評価を承認した。

この報告書に対する対策として、サービス構造物の変更が行われた（この変更が遅れたことについては7.5.1節を参照されたい）。接近性の問題で、RPV 上蓋を完全に洗浄することができず、また、ある部分については徹底した検査が行えなかった。RPV 上蓋中央付近の CRDM ノズルについて洗浄や検査が行われなかった根拠については、PCAQR に示されていたり、AIT とのインタビューで明らかとなった。具体的には、10RFO、11RFO 及び 12RFO における検査で見つかった RPV 上蓋のホウ酸堆積が残された理由として設置者は以下の情報を根拠としている。

- (1) B&W 所有者グループによる応力解析では、外周付近のノズルの方が中央付近より亀裂が発生しやすいと予測していた。
- (2) 乾燥したホウ酸に腐食性はなく、CRDM フランジからのホウ酸漏えいが過去にも認められ洗浄されてきたが、容器の腐食は起こっていなかった。
- (3) 上蓋における温度領域では極く限られたホウ酸腐食が起こる。
- (4) EPRI の「ホウ酸腐食ガイドブック」には、特殊な状況下において、ホウ酸の層が防水の役目を果たし表面が腐食するのを防ぐ可能性があるとして示されている。
- (5) CRDM ノズルの亀裂は経年現象であり、Davis Besse のスタッフは、特に問題視されていない Oconee よりも新しいプラントであるため、亀裂はないと信じていた。これは、GL 97-01 への対応として作成された確率的感受性ランキングを通して 1997 年 7 月の B&W 所有者グループが定式化している。

Oconee-1 及び 3 号機においてノズル亀裂が見つかったため、NRC は Bulletin 2001-01 を発行し、設置者に対して、RPV 上蓋に関する以前の検査記録を含めた情報を提出するよう求めた。2001 年 9 月 4 日と 10 月 17 日付けの Davis Besse の返答には、1996 年以降、上蓋中央部のノズル 4 本がホウ酸堆積により目視できない状態にあったことが示されている。さらに、ノズル亀裂からの貫通漏えいに至るような CRDM ノズルと上蓋との間のギャップを確認するための解析についても言及している。この設置者の解析では、ノズル No.1,2,3 及び 4（中央付近）を除いて、通常運転中にギャップが存在し、それを通して漏えいが起こりホウ酸が堆積すると結論づけている。さらに、2001 年 10 月 30 日付けの返答で、設置者は、これら解析結果に基づき、Davis Besse では亀裂が存在してもノズル No.1,2,3 及び 4 にはホウ酸の残滓が見つかることはないであろうと述べている。これは、ノズルと上蓋との間に締めりばめ（interference fit）があることによる。この結論において注目すべき点は、解析的に予測された締めりばめの範囲が

0.000025～0.000004 インチであるということである。製造上の許容範囲 (tolerance) は解析結果より 1 桁以上大きいため、AIT は、亀裂が存在してもホウ酸の残滓が見つからないであろうという設置者による結論は非現実的であると考えている。

なお、設置者スタッフは、RPV 上蓋が他の機器に比べてあまり厳しく取り扱われてこなかったことを認めており、上蓋でホウ酸が見つかった際、適切に BACC プログラムに入ったが、問題の解決には至らなかった。

7.2. 原子炉冷却系からの漏えい検出⁽¹⁾

ノズル No.3 における貫通亀裂漏えいは格納容器雰囲気中への原子炉冷却材の漏えいに繋がるため、格納容器内の漏えい検出系をレビューすることで、上蓋腐食に関する早期指示の有無が検討された。Bugey における CRDM ノズル亀裂に起因した漏えい率 (0.003gpm) に基づきノズル亀裂から認められた漏えい率は極めて少量であったと思われる。NRC の規制指針 RG-1.45 (原子炉冷却材圧力バウンダリの漏えい検出系) では、格納容器雰囲気中放射能監視系やサンプル水位/流量監視系などの漏えい監視設備に対する要求を詳細に規定している。設置者は、RG-1.45 に従って漏えい検出プログラムを実施してきた。

RCS の漏えいは、特定された場合と特定されない場合の 2 つのカテゴリーに分類される。特定された漏えいは、回収タンク閉ループ系を通して測定される漏えいであったり (例えば、ポンプシールや弁パッキングの漏えい)、漏えい検出系の動作に障害とならない場所からの漏えいであったり、SG を介しての二次系への漏えいであったり、原子炉冷却材ポンプ(RCP: reactor coolant pump)シールの戻りである。特定されない漏えいは、その源を突き止めることができない全ての漏えいである。

特定されない RCS の漏えいは、1998 年 10 月に行われた設計変更 (加圧器逃がし弁下流のラプチャーディスクの撤去) までは、通常、0.1gpm (月平均) 未満のものであった。この変更により、クエンチタンクにおいて逃がし弁の漏えいを回収するよう設計されたドレンラインがバイパスされた。その結果、逃がし弁からの漏えいは直接格納容器雰囲気中に放出され、サンプルで回収されたが、特定されない漏えいとなり、その量は最大 0.8gpm となった。1999 年 5 月の中間停止の際に、設置者は、新たなラプチャーディスクを設置してドレンラインを再度接続することで、この設計上の課題を解決した。これにより、特定されない漏えいは少なくなった。しかし、特定されない漏えい量は、0.15～0.25gpm の範囲に戻った。その後、漏えい源を特定するための調査と格納容器内への入域が行われたが、漏えい源の特定には至らなかった。CRDM フランジからの漏えい履歴と、Davis Besse において認められた特定されない漏えいの量が産業界の平均レベルにあるという事実に基づき、設置者は、漏えいが CRDM フランジから起こったものであると結論づけた。

CRDM 亀裂に関連した比較的少ない量の漏えいに比べ、過去の特定されない漏えい

にはバラツキがあるため、AIT は、特定されない漏えいのトレンドがノズル亀裂を検出するのに合理的な方法ではないと結論づけた。しかし、腐食生成物に関する他の指示と併せて考慮すると、これが原子炉容器上蓋の腐食を検出する機会を見逃したものと結論づけた。

7.3. 格納容器エアクーラーにおけるホウ酸及び腐食生成物の検出^(1,11)

ノズル No.3 の亀裂による原子炉冷却材の漏えいは、当該ノズル背後のアニュラスにおける蒸気及び液体として移動し上蓋頂部にホウ酸堆積物が残る。さらに、この蒸気漏えいにより上蓋のキャビティからホウ酸と腐食生成物が微粒子化し空中に放散される。これらの微粒子はサービス構造物の換気設備吸込口で捕集され格納容器内に放散される。これらホウ酸や腐食生成物の浮遊粒子を回収できる主要な装置が格納容器エアクーラーである。

格納容器エアクーラーは、工学的安全施設の 1 つであり、格納容器スプレー系とともに、格納容器からの熱除去に関する規制要求（10 CFR 50 付録 A、GDC-38）を満足するために設置された装置である。エアクーラーは、格納容器内に配置され共通の供給プレナムに接続される 3 つの分離管／フィンクーラーから構成される。このプレナムの下流にはダクト網があり、原子炉容器、D リング（SG、加圧器、RCP などの区画）、炉内計装タンクなどの発熱機器周辺の空気を拡散する。クーラー細管は外部から容易に目視可能であり、制御室においてプレナム圧力（冷却フィンの閉塞を調べるために用いる）を監視することができる。3 基のうちの 2 基は独立した安全関連システムを構成し、残りの 1 基は予備として設けられている。一次冷却材喪失や主蒸気管破断など事故時には低速（58,000cfm）で作動するが、通常運転時には高速で作動しクーラー入口部での雰囲気温度を 120°F 以下に維持する。

通常運転時に RCS からの漏えいが起こると、漏えい水の蒸発によりエアロゾルが生成され、格納容器雰囲気中の湿分が増加する。格納容器エアクーラーへの所内用水系入口温度は格納容器雰囲気温度より低い 40°F と 75°F の間にあるため、格納容器エアクーラーで凝縮水が生成され最終的にはサンプルに回収される。この過程で、粒子状のホウ酸が冷却フィンや放出プレナム、関連するダクトに捕集される。これによって、ホウ酸が蓄積する間にプレナム圧力が上昇する。

上蓋のサービス構造物と CRDM フランジ区画からファンを介しての吸込口は 603 フィート（設置者による根本原因分析報告書では 585 フィートとなっている）高さに位置し、東側 D リング頂部のダクトを経て排気される。これにより、上蓋から生じる腐食生成物とホウ酸の粒子の移動経路が形成される。2001 年 11 月、放射線サーベイにより、東側 D リング上部のサービス構造物排気口から発生する汚染プルームの影響が明らかとなった。しかし、このプルームに関する同位体分析は行われず、汚染源を特定するには至らなかった。また、格納容器再循環ファン 2 基の作動により格納容器雰囲気の

混合が起こり、粒子がさらに拡散した。

1992年、設置者は、原子炉上蓋ベントラインフランジからSG一次側への漏えいに起因した格納容器エアクーラーの閉塞を経験している。その結果、設置者は、ホウ酸を洗浄し、クーラー3基に白色被膜を均一に施した。フランジ修理後、数年間はホウ酸洗浄が必要とされなかった。

1998年10月、加圧器逃がし弁下流のラプチャーディスクを撤去したが、これによりRCSの特定されない漏えいが増えた。1998年11月、加圧器逃がしラインからの漏えいが増加するに伴って格納容器エアクーラーの閉塞が増えていることが明らかとなった。1998年11月から1999年5月にかけて、格納容器エアクーラーの洗浄が17回行われた。1999年5月の中間停止において、ラプチャーディスクが再設置されてドレンラインが再度接続され、設計上の懸念が解決された。しかし、その後も格納容器エアクーラーの洗浄が行われた（1999年6月と7月に、格納容器エアクーラーの洗浄がそれぞれ1回ずつ行われた）が、1999年7月の洗浄後、格納容器エアクーラーの洗浄を約10ヶ月は行う必要がなかった。1999年の8-9月に、設置者は格納容器内にHEPAフィルターを設置したが、これは、格納容器エアクーラー洗浄の必要性に関係するものではなかった。

2000年5月の12RFO後、格納容器エアクーラーに再度堆積物が形成され、プレナム圧力の低下が認められた。2000年6月から2001年5月にかけて8回の洗浄が行われたが、サイクル末期まで更なる洗浄の必要はなかった。しかし、2002年2月の13RFOにおいて、設置者は、ダクトとプレナムから約75ガロン（5ガロンバケツに15杯分）のホウ酸を除去した。格納容器内では、所内用水系配管、階段吹き抜け、換気量の少ない他の区画にも著しいホウ酸が検出された。

1999年の中間停止後に、設置者は、過度のホウ酸蓄積と格納容器エアクーラーの洗浄はCRDMフランジからの漏えいに起因するものであると判断した。2000年5月の12RFOでは、いくつかの漏えいフランジについて修理がなされたが、その結果は、サイクル中に確認されなかった。しかし、2002年2月の13RFOでの検査により、フランジを修理したことで漏えいが認められなかったことが判明した。さらに、以前に経験したフランジ漏えい（1992年以前及び1992-98年）も格納容器エアクーラーの洗浄を必要とするような事態を招いていなかった。従って、設置者は、CRDMフランジ漏えいが格納容器エアクーラーへのホウ酸負荷を増加させる要因ではなく、また、ホウ酸の変色は格納容器エアクーラーの表面腐食物がホウ酸に混じったことと、ホウ酸自体の経年変化によるものと考えた。

AITは、1999年6月におけるホウ酸堆積の錆色への変色がノズルNo.3付近の上蓋にキャビティが形成されたことで生じた腐食生成物の蓄積を示すものと考えている。設置者がこれら堆積物の源を特定し損なったことは、その時点での腐食劣化を見つける機会を見逃したことを示している。

7.4. 放射線モニターのフィルターにおけるホウ酸及び腐食生成物の検出^(1,11)

前に述べたように、ノズル No.3 の亀裂からの蒸気漏えいはホウ酸と腐食生成物の微粒子化に繋がる。これらの粒子は、サービス構造物換気設備吸込口で捕集され格納容器内に分配される。ホウ酸や腐食生成物の微粒子が回収されるのは、放射線モニターのフィルターエレメントである。格納容器内には、2つのエアサンプル系が設置されており、各々2つのサンプル箇所から空気をサンプルする。また、各放射線モニターには、3つの検出チャンネル（粒子モニター用、ヨウ素モニター用、希ガスモニター用）が設けられている。空気サンプルは、格納容器内からサンプルされ、粒子フィルターやヨウ素サンプルカートリッジ、希ガス検出器を経て格納容器内に戻される。通常、サンプリングはDリング構造物の頂部付近から取られるが、ポーラークレーン付近や603フィート高さの人員エアロック付近からも取ることができる。粒子モニター用の検出器は、格納容器内への原子炉冷却材漏えい0.1gpmから粒子状放射性物質の濃度増加を検出することができるが、漏えい率及び冷却材放射能が一定の場合、それに伴って格納容器内に放射性物質の蓄積量が増加するため漏えいの僅かな変化を検知するのが困難である。そのため、当該検出器ではCRDMノズル漏えいを長期にわたって監視することはできないものと考えられていた。ヨウ素モニター用検出器については、RCSから格納容器へ漏えいする冷却材中に含まれるヨウ素の主要なものがI-131とI-133であり、これらの半減期がそれぞれ8日、21日であることから、漏えい率及び冷却材放射能が一定の場合、これらの同位体は安定した平衡状態となり、理論上RCS漏えいの緩やかな変化を検出することができる。希ガスモニター用検出器についても、同様に、対象となる希ガスのうちXe-133とXe-135の半減期が9.2時間～5日であることから、漏えい率及び冷却材放射能が一定の場合、これらの同位体は安定した平衡状態となり、理論上RCS漏えいの緩やかな変化を検出することができる。しかし、これらの検出器では、CRDMノズルからの漏えいと他のRCS漏えいを区別することはできずCRDMノズル漏えいの診断に対して特に有効なわけではなかった。

放射線モニターのフィルターにおけるホウ酸蓄積によりフィルターの閉塞が起こり、許容レベル未満に流量が低下するため、フィルターの交換が必要となる。設置者による記録では、フィルターの交換を伴うRCS漏えい増加と相関性を示しており、例えば、1992年には上蓋ベントのフランジ漏えいによりフィルターの交換が行われている。また、1999年3月のホウ酸堆積による放射線モニターのフィルター閉塞は、1998年の加圧器逃がし弁ラプチャーディスクの保守に起因するものであった。通常、フィルターの交換は、低流量ではなくスケジュールに基づいて月1回の頻度で行われていた。しかし、1999年5月初め、フィルター交換スケジュールが、月1回の間隔から不定期の1-3週間隔に変更され、さらに、1999年11月までに1-2日間隔にまで頻繁になった。2つの放射線モニターのうちの一方は、CRDMノズルやフランジを包囲するサービス構造物

区画の換気ファン排出口近くに吸込口が設けられていたため、ホウ酸蓄積によるフィルターの閉塞程度は厳しいものであった。フィルター交換頻度の上昇に伴い、設置者は、1999年8月、腐食生成物の微粒子を捕集するために、格納容器内に2基の大容量HEPAフィルターを設置した。さらに、放射線モニターのサンプル点を別の場所に変更した。この対応によりフィルターの供用期間が改善されたように思われたが、フィルターの負荷状態を完全には排除できなかった。1999年5月、放射線モニターのフィルターに黄褐色の物質が蓄積し始めた。1999年11月に終了した分析の結果、酸化鉄であることが判明した。即ち、この分析により、酸化鉄の粒子が微少な蒸気漏えいにより形成されたこと、凝縮液滴中では水酸化鉄であったが空気中で酸化鉄になった粒子がフィルターに吸着したものである可能性が高いこと、酸化鉄は格納容器表面の母材が腐食したことで生じるものでも、金属表面に蒸気が衝突して生成されるものでもないこと、が明らかとなった。

放射線モニターのフィルターにおけるホウ酸蓄積は、RCS漏えいの兆候であると認識された（即ち、12RFOにおいて、CRDMフランジD10（ノズルNo.31と思われる）がRCS漏えい源であるとされた）。しかし、酸化鉄粒子の存在については検討されず、漏えい源を特定するための格納容器内入域は繰り返し行われなかった。さらに、過去のCRDMフランジ漏えいは格納容器エアクーラーの閉塞に寄与しておらず、RCS漏えいの指示もなかった。そのため、AITは、1999年5月初めに放射線モニターのフィルターで見つかった腐食生成物の堆積がノズルNo.3付近の上蓋にキャビティが形成されたことによる腐食の発生を示しているものと信じている。設置者がこれら腐食生成物の源を特定し損なったことは、上蓋の腐食を見つける機会を見逃したことを示している。

7.5. 上蓋劣化の検出に影響を及ぼした因子⁽¹⁾

Davis Besseのスタッフによる判断がCRDMノズル漏えいに関連した上蓋劣化を検出する能力に影響を及ぼした。以下ではそれらについて議論する。

7.5.1. サービス構造物の設計変更が遅れた理由

1990年3月、上蓋の検査と洗浄ができるようサービス構造物に複数のアクセス箇所を設ける変更が開始された。当時の検査方法が適切と考えられたことから、この変更は1992年に中止された。

1994年3月、設置者のスタッフ間で、燃料取替停止ごとに上蓋の目視検査を行うよう要求するコミットメントが何故ないのかに関する議論がなされた。その議論の中では、目視検査に対するコミットメントが設置者によるNRCへのコミットメントではないこと、改良目視検査がNRCに対するコミットメントではないが、目視検査を行うべきと勧告したことが示された。しかし、一方では、CRDMノズルの亀裂が米国内で見つからないことからリスクは小さく、また、利用可能な検査方法が信頼性の高いもので

はないというコメントが出され、これに基づき、検査を行う必要性は無いものと考えられた。

1994年5月、設置者の技師は、上蓋の検査と洗浄を完全に行えるよう CRDM のサービス構造物に開口部を設けるために設計変更を開始した。この変更要求は、B&W 社製プラントのうち、Davis Besse と ANO-1 号機を対象としたものであった。変更の理由としては、以下の事項を挙げられた。

- (1) 変更を行わなければ上蓋あるいは CRDM へのアクセスができず、また、Alloy 600 ノズルの亀裂に対して産業界が関心を抱いている。
- (2) ホウ酸腐食に対する上蓋の検査は困難であり、また、ビデオによる検査で上蓋全体を見ることができないため必ずしも適切ではない。
- (3) 拭き取り孔の形状によりスクレーパーやワイヤブラシによる洗浄は上蓋の下から 1/3 に制限されるため、上蓋からのホウ酸残滓の洗浄を完全に行うことはできない。

この変更は 1994 年 7 月にプラントの承認が得られたが、1998 年 11 月まで Project Review Committee/Project Review Group により、資金調達がなされず、2002 年の 13RFO に実施されることとなった。その後、Project Review Group により、2001/2002 年の経費目標を満足するためにプロジェクトの数を削減することとなり、14RFO まで延期された。AIT は、この変更の遅れが上蓋劣化の検出失敗に寄与したものと考えている。

7.5.2. 11RFO におけるノズル No.31 の CRDM フランジ保修が遅れた理由

1993 年の 8RFO において、ノズル No.31 を含めていくつかの CRDM フランジで漏えいが認められた。その対応策として、フランジ面を磨いたりガスケットを新しい設計のものと交換した。この状態を記録するために、報告書 PCAQR が作成され、その中で、その後の保守停止時ごとにフランジ面の検査を行うとともに、更なる漏えいが起こった場合には機械加工を行うよう勧告した。1998 年の 11RFO において、ノズル No.31 の CRDM フランジに漏えいが見つかり、その漏えい量は以前の停止時に認められたものと比べて著しいとは思われなかった。その結果、Framatome 社がフランジの機械加工を行うよう 1993 年から繰り返し勧告してきたにも拘わらず、対策は講じられなかった。PCAQR では、12RFO においてノズル No.31 のフランジを再検査するとともに、フランジ漏えいがある場合にはガスケットを交換するよう勧告していた。

2000 年の 12RFO において、著しいフランジ漏えいが認められ、CRDM フランジに関するビデオ検査によりノズル No.31 を含む 5 本から漏えいが見つかった。蓄積していたホウ酸の大部分はノズル No.31 フランジの漏えいによるものであった。フランジからの漏えい量が多く上蓋にホウ酸が堆積しノズル漏えいを隠してしまったことから、AIT は、ノズル No.31 フランジの保修が遅れたことが本事象の原因であると考えている。

7.6. 管理上の問題⁽¹¹⁾

設置者による根本原因分析報告書では、CRDM ノズル漏えいが検出されずに上蓋材料の著しい損傷に至ったことに対し、以下のような管理上の問題が寄与しているものとしている。

(1) 原子炉圧力容器上蓋に対する潜在的なリスク

著しい漏えいは起こりそうにないと信じられていたため、RPV 上蓋の損傷に対する潜在的な脅威は認識されていなかった。また、発電所職員は、漏えいが起こっても、RPV 上蓋の温度が高いため漏えい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無いものと信じていた。そのため、ホウ酸の蓄積に対する検討は十分になされなかった。さらに、微小な漏えいが時々発生しており、その度ごとの修理は行われなかったが、これも上記と同様の理由によるものであった。

(2) サービス構造物の設計変更の遅れ

Davis Besse は CRDM ノズル亀裂に鋭敏でないと判断し、1993 年において上蓋への接近性を向上させるためのサービス構造物の設計変更を行う必要はないと考え、変更実施時期を定期的に検討することとなった。その結果、13RFO において変更を行う予定であったが、14RFO において、上蓋とサービス構造物の取替が計画されており、この取替により上蓋への接近性が良くなることから、変更計画は見送られた。Davis Besse における当時の運転年数ではノズル亀裂に未だ鋭敏な状態となっていないとの誤った認識があったため、この計画の遅れが容認され、設計変更は、亀裂感受性が高くなってから行う予定となった。さらに、Davis Besse より運転年数の長い他のプラントが先に亀裂感受性が高くなるものと考えられたため、他プラントの検査結果に注目していた。この設計変更が早期に実施され、徹底した上蓋の洗浄と検査が行われていたら、ノズル漏えいを早い段階で検出できたであろう。

(3) 12RFO におけるプラント状態に対する管理職の関与と認識

停止時における様々な役割が管理職に割り当てられていたことと、上蓋の検査に関する正式な書類をレビューした際に厳格さに欠けていたことにより、格納容器内及び RPV 上蓋における状態の評価に関して管理職の関与が不十分であった。また、検査に対して個別の監督がなされていなかったため、経験の浅いエンジニアに対する監督を主任エンジニアに依存する結果となった。12RFO において、RCS エンジニアは新任であり、上蓋のホウ酸問題対応を任された。RCS エンジニアにより上蓋の部分的な洗浄は首尾良く行われたが、管理職はその洗浄が包括的な検査の実施に不十分なものであったとの認識はなかった。当人による正式なレビューは是正措置プロセス(corrective action process)を用いて文書化され、その報告書は監督官によるレビューを受けて署名がなされたものの、上蓋における漏えい問題については十分に検討がなされていなかった。上蓋の検査についてより厳しい監督がなされ、また、是正措置プロセスを遵守していたら、

より早い時期に上蓋漏えい問題について検討する機会が得られたであろう。

(4) 総合的重要性に関するレビューの必要性の認識

格納容器エアクーラーでのホウ酸蓄積、RCS の特定されない漏えいの量、放射線モニターのフィルターでの酸化鉄及びホウ酸の蓄積、及び、RPV フランジや格納容器内の水平面でのホウ酸堆積に潜在的に関連する問題が認識されていなかった。2001 年の第 4 四半期報告書では指示値の間の不整合を反映していた。管理職は、格納容器建家における RCS 漏えいの可能性が高いことに気づいて、プラント停止後の加圧状態において漏えいを特定するという試みが計画された。総合的重要性に関するレビューが厳密に行われていれば、管理職は上蓋漏えいの可能性が高くなったことに気づいたであろう。

(5) RPV 上蓋の検査

13RFO 以前、上蓋の検査は計画的に行われていなかった。Framatome 社との検査契約は、設置者が保持し利用するためのビデオテープを作成することだけであった。発電所職員による分析は、その実施手順に従ったものではなかった。

(6) RPV 上蓋の洗浄

13RFO 以前、上蓋の洗浄は計画的に行われていなかった。上蓋の洗浄作業は、12RFO における作業指示によって管理された緊急措置的なものであった。この作業指示には具体的な許容基準が示されていなかったが、GL 97-01 を受けて上蓋がクリーンであることの必要性は示されていた。上蓋の取付前に、全てのホウ酸堆積物が除去された訳ではなかった。適切な管理職レベルが関与することなく、ホウ酸が残った状態を認めるという判断がなされた。

(7) 再起動の準備

プラント起動時に行われる「再起動準備レビュー(Restart Readiness Review)」に標準的な体系がなかった。12RFO に対する再起動準備レビューでは、RPV 上蓋にホウ酸が残ったままであるという事実を同定できなかった。上級管理職がプラント再起動に重要と考えたトピックが選定され、また、上蓋にホウ酸が残ったままの状態にあることに対する重要性を管理職が適切に認識していなかったため、レビューのトピックとして取り上げられなかった。ホウ酸に関する問題をレビューすることが再起動準備レビュープログラムに含まれていれば、RPV 上蓋でのホウ酸の堆積に関連する問題に管理職が気づく可能性は高くなったであろう。再起動準備レビューに関して提供された情報では、洗浄後に上蓋に残っているホウ酸堆積物の存在を取り上げていなかった。

8. 一次系漏えい及びホウ酸腐食に関する NRC の規制関連書簡

NRC は、1980 年から 2003 年第 1 四半期までの間に、ホウ酸の漏えいあるいはホウ

酸堆積による腐食に関して 19 件の規制関連書簡 (information notices, bulletins, generic letters) を発行し、産業界及び公衆に対して発生した事象に関する情報の提供を行ってきた (表 8.1 参照)。このうち 14 件は、Davis Besse での RPV 上蓋劣化が見つかる前までに発行されていた。本章では、各々の規制関連書簡で取り上げた事例と NRC による対応についてまとめる。なお、各書簡の具体的な内容は付録 A を参照されたい。

表 8.1 ホウ酸漏えい及びホウ酸腐食に関する規制関連書簡

発行年月日	書簡番号	タイトル
1980 年 6 月 11 日	Information Notice 80-27	原子炉冷却材ポンプスタッドの劣化
1982 年 3 月 12 日	Information Notice 82-06	蒸気発生器一次側マンウェイ閉止スタッドの破損
1982 年 6 月 2 日	Bulletin 82-02	PWR における原子炉冷却材圧力バウンダリの固定ネジの劣化
1986 年 12 月 29 日	Information Notice 86-108	ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化
1987 年 4 月 20 日	Information Notice 86-108 Supplement 1	ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化
1987 年 11 月 19 日	Information Notice 86-108 Supplement 2	ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化
1988 年 3 月 17 日	Generic Letter 88-05	PWR における炭素鋼原子炉圧力バウンダリ機器のホウ酸腐食
1990 年 2 月 23 日	Information Notice 90-10	Inconel 600 材に関する一次冷却水応力腐食割れ(PWSCC)
1994 年 8 月 30 日	Information Notice 94-63	クラッドの亀裂による充填ポンプのホウ酸腐食
1995 年 1 月 5 日	Information Notice 86-108 Supplement 3	ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化
1996 年 2 月 14 日	Information Notice 96-11	脱塩器樹脂の侵入による制御棒駆動機構貫通部の応力腐食割れの発生可能性の増加
1997 年 4 月 1 日	Generic Letter 97-01	制御棒駆動機構(CRDM)ノズル及び他の原子炉容器上蓋貫通部の劣化
2001 年 4 月 30 日	Information Notice 2001-05	Oconee-3 号機における原子炉圧力容器上蓋制御棒駆動機構貫通ノズルの貫通亀裂
2001 年 8 月 3 日	Bulletin 2001-01	原子炉圧力容器上蓋貫通部ノズルの周方向亀裂
2002 年 3 月 12 日	Information Notice 2002-11	原子炉圧力容器の劣化に関する最近の事例
2002 年 3 月 18 日	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
2002 年 4 月 4 日	Information Notice 2002-13	原子炉圧力容器の劣化進行に関する兆候
2002 年 8 月 9 日	Bulletin 2002-02	原子炉圧力容器上蓋及び上蓋貫通ノズルの検査プログラム
2003 年 1 月 16 日	Information Notice 2003-02	原子炉冷却系の漏えいとホウ酸腐食を伴う最近の運転経験

8.1. 規制関連書簡の種類

NRC は、原子力プラントにおいて発生した事故・故障等の運転経験に基づいて、発生防止のための勧告や要請事項などを検討し、その結果を規制関連書簡（ガイダンス文書）にまとめ各プラント設置者に提供している。規制関連書簡には以下の3種類がある。

- (1) **Information Notice (IN)** : IN は、安全上重要な問題及びそれに関連する事象について、設置者に情報提供を行うためのものである。各設置者は、その情報が各々の施設に適用可能であるか否かを検討し、類似の事象あるいは安全上の問題の発生を防止するための対策を講じるよう期待される。しかし、IN に規制される勧告や改善策の提言内容は NRC による要求ではなく、従って、IN に対して具体的な対策を講じることや書簡による対応は要求されない。
- (2) **Generic Letter (GL)** : GL には3つの目的がある。第1の目的は、新規の規制要求を実施する上で行うべき改善項目を設置者に通達することである。第2の目的は、NRC が規制を行う上で必要となる情報の提供を設置者に求めることである。第3の目的は、具体的な対策を講じその結果を報告するよう設置者に求めることである。
- (3) **Bulletin (BL)** : BL は、設置者に具体的な対策を講じるよう要求するためのものであり、さらに、その内容を NRC に書簡にて報告するよう要求する。なお、BL での要求は、設置者に義務づけられるものとなる。

8.2. 関連事例と NRC による対応経緯

1980年から2003年第1四半期までの間に NRC が発行した19件の規制関連書簡では、数多くの事象を取り上げられており、それらの事象と各規制関連書簡による対応経緯を時系列的に示す。なお、事例については、各書簡で取り上げた事象の他、NRC タスクフォース報告書⁽⁴⁾において1986年から2002年第1四半期まで期間に発生した事象が同定されていることから、これらも含めて整理する。

1980年

5月17日 : Fort Calhoun の設置者より、4基の Byron Jackson 社製 RCP のうちの2基で閉止スタッドの腐食損傷が見つかったとの報告がなされた。ウェステージの原因は、フランジガスケットからのホウ酸漏えいによるものと考えられた。

6月11日 : IN 80-27 を発行し、全ての PWR 設置者に対して、Fort Calhoun で見つかったような検出されないホウ酸腐食ウェステージについて通知するとともに、ポンプや弁などの機器における圧力保持ボルトについて補足的な目視検査を行う必要性を強調した。

1982年

3月10日 : Maine Yankee の設置者と CE 社より、同プラントにおける SG 一次系側

マンウェイの分解点検中にマンウェイ閉止スタッド 6 個の破損と他の 5 個に亀裂が認められたとの報告があった。スタッドには、表面腐食が認められ、これは、スタッドの予荷重、潤滑剤、Furmanite 及び一次冷却材漏えい環境に関連した相互作用の結果として起こったものと考えられた。

3月12日 : IN 82-06 を発行し、全ての設置者と建設許可保持者に対して、Maine Yankee における SG マンウェイのスタッド劣化事象を通知し、スタッドの予荷重、材料の状態及び一次冷却材の漏えいによって形成される腐食環境が組み合わさってスタッドが破損する可能性が大きくなることを強調した。

6月2日 : Bulletin 82-02 を発行し、PWR 設置者及び建設許可保持者に対して、Fort Calhoun 及び Maine Yankee での事例を取り上げ、RCPB の閉止用固定ネジ（ボルトとスタッド）の著しい劣化事象を通知するとともに、固定ネジに対する保守手順の策定・実施、閉止接続部のネジ式固定器具の再利用に際しての洗浄・検査の実施、漏えいを経験した RCPB のボルト締め閉止部に対して取られた対策に関する情報提供、潤滑剤及びシール材が使用されている閉止部及び接続部の固定器具の応力腐食割れ(SCC: stress corrosion cracking)に関する事例の報告などを要求した。

1986 年

2月27日 : San Onofre-3 号機において、高温停止中に Inconel 600 製の加圧器上部水位計ノズルに小漏えい（約 0.15gpm）が認められた。ノズルの内表面には軸方向亀裂が見つかった。当該ノズルに関する冶金学的試験の結果、亀裂は PWSCC によるものと判明した。

10月23日 : ANO-1 号機において、高圧注入系(HPI)ノズルの熱スリーブに関する非破壊試験(NDE)中、HPI ノズルの外表面に著しい腐食ウェステージが見つかった。また、RCS コールドレグ配管ノズルにもウェステージが認められた。腐食は、ノズルの上部約 8 フィートの所に位置する HPI 隔離弁（弁体—ボンネット間）からの冷却材漏えいによるものであった。(LER #31386006)

12月29日 : IN 86-108 を発行し、PWR 設置者及び建設許可保持者に対して、ANO-1 号機で起こった RCS フェライト鋼製機器の著しいホウ酸腐食事例を通知するとともに、金属表面の条件によってはフェライト鋼のホウ酸腐食速度が予想よりも大きくなる可能性があることを示し注意を喚起した。

1987 年

3月13日 : Turkey Point-4 号機において、RPV 上蓋に 227Kg (500 ポンド) を超えるホウ酸結晶が見つかった。また、CRDM 用の排気冷却ダクトにも大量のホウ酸結晶が認められた。このホウ酸を除去し原子炉容器上蓋の蒸気洗浄を行った後、RPV 上蓋の様々な機器（上蓋ボルト、CRDM シュラウドサポート、炉内計装管シールクランプ）に著しい腐食が認められた。ホウ酸結晶の

発生源は、炉内計装管の 1 本における下部シール（コノシール）漏えいであった。

- 4 月 20 日 : IN 86-108 Supplement 1 を発行し、PWR 設置者及び建設許可保持者に対して、Turkey Point-4 号機で見つかった RPV 上蓋でのホウ酸堆積とそれによる RPV 上蓋のフェライト鋼機器の著しい腐食事例を通知するとともに、ホウ酸腐食が急速に進むこと、また、高温表面やその周辺付近で小漏えいが起こるとホウ酸溶液が沸騰して濃度が高くなり腐食性が強まること、さらに、水の蒸発により当該箇所ではホウ酸結晶が蓄積することを示し注意を喚起した。
- 4 月 24 日 : ANO-2 号機において、加圧器ヒータが破損しヒータスリーブが損傷して、加圧器の炭素鋼母材にホウ酸起因の腐食を引き起こした。(LER #36887003)
- 8 月 7 日 : Salem-2 号機において、RPV 上蓋区画周辺の換気帽にホウ酸結晶が見つかった。その後、当該換気帽と保温材からホウ酸結晶の一部を除去したところ、RPV 上蓋に錆色のホウ酸が蓄積していた。また、上蓋の何カ所かは白色のホウ酸結晶膜で覆われていた。ホウ酸の源は、熱電対計装用のネジ式接続部のシール溶接部からの原子炉冷却材の漏えいであった。RPV 上蓋の腐食損傷は、換気系サポートから上蓋へ滴り落ちたホウ酸によるものであった。
- 8 月 31 日 : San Onofre-2 号機において、固着した停止時冷却系隔離弁の開操作を試みている間に、炭素鋼製のパッキンプレート支持ボルトがホウ酸漏えいによって腐食し破損したとの報告があった。
- 10 月 8 日 : St. Lucie-1 号機において、RCP 下部キャビティシールノズルの熱影響部 (HAZ) において逆止弁ボンネットの漏えいと配管の亀裂が見つかった。(LER #33587014)
- 10 月 9 日 : Diablo Canyon-2 号機において、蓄圧器ノズルからの漏えいが見つかった。(LER #32387023)
- 11 月 19 日 : IN 86-108 Supplement 2 を発行し、PWR 設置者及び建設許可保持者に対して、Salem-2 号機で発生した RPV 上蓋のホウ酸腐食と San Onofre-2 号機において発生した停止時冷却系隔離弁保持ボルトのホウ酸腐食による破損について通知するとともに、ホウ酸腐食に関して Westinghouse 社が発行した報告書における「一次冷却材の漏えいが起こり原子炉の外表面で濃縮すると、炭素鋼の腐食速度（ウェステージ）が許容できないほど大きくなることを認識すべきである」という見解を引用し、原子炉冷却系圧力バウンダリの著しい劣化に至る前に、適切なモニタリング手順のレビューにより、ホウ酸の漏えいと腐食を確実に検出することの必要性を強調した。
- 1988 年
- 2 月 25 日 : Diablo Canyon-1 号機において、CRDM ヘッドのアダプタープラグのキャ

ノピーシール溶接部に漏えいが見つかった。(LER #27588004)

3月17日 : GL 88-05 を発行し、この中で、最近の事例として、Turkey Point-4 号機での炉内計装管シールからの漏えいによる RPV 上蓋機器の腐食、Salem-2 号機での計装管貫通部シール溶接からの漏えいによる RPV 上蓋の腐食、San Onofre-2 号機での停止時冷却系隔離弁パッキンプレート支持ボルトのホウ酸腐食による破損、ANO-1 号機での HPI 隔離弁からの漏えいによる HPI ノズルの腐食、Fort Calhoun でのフランジガasketからの漏えいによる RCP スタッドの腐食、を取り上げ、ホウ酸漏えい及びそれによる RCPB 機器の腐食劣化について NRC の懸念を示した。併せて、設置者に対して、ホウ酸漏えいが起こり得る場所を監視するための系統的なプログラムを策定するとともに、RCPB のホウ酸腐食による劣化を防止するための対策を講じるよう要求した。

1989 年

春

: 海外の 2 基の PWR (1300MWe) において、最初の燃料取替停止中に一次系の静水圧試験を行ったところ、Inconel 600 製計装ノズルからの漏えいが認められた。非破壊試験の結果、主に軸方向の亀裂が見つかった。しかし、周方向の亀裂もいくつか見つかった。5 基の 1300MWe 級 PWR において、計装ノズル全てに関する非破壊試験が行われ、その結果、12 本のノズルに亀裂指示が認められた。

5月5日 : Calvert Cliffs-2 における燃料取替停止中、目視検査により、Inconel 600 製の加圧器ヒータ貫通部 (20 箇所) と上部水位計/圧力計タップノズル (1 箇所) に漏えいによるホウ酸結晶が見つかった。熱スリーブ 28 カ所と計装ノズル 3 本について非破壊試験 (液体浸透試験と渦電流試験) が行われ、その結果、熱スリーブ 24 カ所 (最初に漏えいの見つかった 20 カ所とノズルを含む) に亀裂指示が認められた。熱スリーブの亀裂は PWSCC によるものと判明した。(LER #31889007)

7月27日 : McGuire-1 号機において、鋼製格納容器において腐食による異常な劣化が見つかった。腐食は、アニュラス区画において水が溜まっていたことによる。ホウ酸の堆積が見つかった場所の腐食が最も著しかった。ホウ酸堆積は、計装管接続部からの漏えいによるものであった。(LER #36989020)

9月21日 : Catawba-1 号機において、鋼製格納容器の外表面に対する目視検査が行われた。その結果、アニュラス部に溜まっていた水に起因する腐食が見つかった。ホウ酸の堆積が見つかった場所の腐食が最も著しかった。(LER #41389020)

11月28日 : Millstone-3 号機において、加圧器安全弁のノズルリング固定スクリーアの緩みと、そこからの蒸気漏れが見つかった。固定スクリーアにより取り付

けられているノズルリングは弁の完全開動作を確実なものにするのに重要である。弁を検査した結果、固定スクリーネジがホウ酸により腐食していることが判明した。(LER #42389031)

12月8日 : ANO-1号機において、CRDM No.1-2位置で原子炉容器ノズルフランジ下方からナットリングを取り外したところ、ナットリングの1つに約50%程度の腐食と、当該ナットリングの4個のボルト穴のうちの2個にネジを固定できないほどの劣化が見つかった。(LER #31389043)

1990年

2月22日 : ANO-1号機において、加圧器上部水位計ノズルの区画においてRCS漏えいが見つかった。(LER#31390021)

2月23日 : IN 90-10を発行し、米国内外のPWRにおけるInconel 600材機器のPWSCC事例(1989年のCalvert Cliffs-2号機における加圧器ヒータ熱スリーブ及び計装ノズルのPWSCC、1986年のSan Onofre-3号機における加圧器水位計ノズルのPWSCC、1989年の海外PWRにおける計装ノズルのPWSCC)を通知するとともに、周方向亀裂が見つかったことに対してその重要性を指摘しInconel 600材機器に関する検査に注意を払うよう喚起した。

7月20日 : Point Beach-1号機において、約0.27gpmの漏えいに対する修理を行うために原子炉を停止した。原子炉冷却材は、CRDM I-3のキャノピーシール溶接部とSG-Bのチャンネルヘッドドレンライン隔離弁の溶接部から漏えいしていた。(LER #26690008)

7月26日 : Diablo Canyon-1号機において、充填ポンプ吸込配管エルボー部に亀裂漏えいが見つかった。(LER #27590010)

7月31日 : Diablo Canyon-1号機において、充填ポンプの吸込配管エルボー部の亀裂からの漏えいが認められた。(LER #27590010)

12月14日 : Fort Calhoun-1号機において、漏えい源の特定調査を行ったところ、予備の制御エレメント駆動機構(CEDM)ハウジングであることが判明した。その後、当該部を取り外して検査を行った結果、ハウジングの底部フランジから約2フィート離れた内側溶接オーバーレイ部に2つの軸方向亀裂が見つかった。また、別の予備CEDMハウジングを取り外して検査を行ったところ、溶接オーバーレイ部に2つの同様の亀裂が見つかった。(LER #28590028)

12月22日 : ANO-1号機において、加圧器上部水位計ノズルにRCS漏えいの可能性が示された。その後の非破壊試験により、当該ノズル内表面に小さな軸方向亀裂が確認された。この亀裂はノズルと加圧器シェルとの間のアニュラスにまで達しており、容器との溶接部において貫通していた。(LER #31390021)

1991年

9月 : フランスのPWR (Bugey-3号機)において原子炉容器上蓋のAlloy 600

製 CRDM 貫通部に亀裂が見つかった。亀裂は主に軸方向であったが、軽微な周方向亀裂の兆候も認められた。

11月23日 : Oconee-3号機において、原子炉建家内の計装不良を示す警報が鳴動した。当直長は、60-70gpmの漏えいが発生したものと結論づけ、アラートを宣言した。給水ポンプを停止しようとしたところ、制御振動が生じ、原子炉は33%出力からトリップした。漏えいは、SG頂部の計装ラインにおける接合不良によるものであることが判明した。RCS漏えい量は約87,000gpmに達したが、原子炉建家内に留められた。(LER #28791008)

12月 : フランスの事例を受けて、米国内の全PWRにおいてAlloy 600製VHP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。

1992年

2月18日 : San Onofre-2号機において加圧器気相部の水位計ノズルに関する液体浸透試験により、亀裂の存在が確認された。この試験は、原子炉停止後のRCS巡視において当該ノズル近傍に錆とホウ酸結晶が見つかったことに端を発して行われたものである。ノズルに関する徹底した検査を行った結果、2本のノズルにおいて、錆とホウ酸結晶の兆候が認められた。漏えいの原因は、Inconel 600のPWSCCである。(LER #36192004)

3月20日 : Fort Calhounにおいて、ホウ酸ポンプフランジ及び配管支持材の炭素鋼製固定器具に著しい腐食が見つかった。根本原因は、フランジ接合部の原設計において当該部でのホウ酸漏えいによる腐食問題を考慮していなかったことにある。炭素鋼製固定器具には、アスベスト製保温材が付いており、従って、固定器具を潜在的に高い腐食環境に晒すことになった。(LER #28592018)

3月25日 : Waterford-3号機において、RCS漏えいによりUnusual Eventが宣言された。原子炉を停止し、その後、漏えい源がRCSホットレグのサンプル弁パッキン部であると特定された。当該弁パッキンのグランドスタッドがホウ酸腐食により破損した。(LER #38292002)

7月11日 : Waterford-3号機において、RCS漏えいによりUnusual Eventが宣言された。原子炉を停止し、その後、漏えい源がRCSホットレグのサンプル弁パッキン部であると特定された。本事象は、1992年3月25日にホウ酸腐食による当該弁パッキンのグランドスタッドの破損が見つかった後の修理に不備があったことによる。(LER #38292006)

7月14日 : Seabrook-1号機において、化学体積制御系(CVCS)脱塩器2Aの樹脂放水弁のカバーボルト4個のうちの3個が破損していることが判明した。このボルトの破損により、弁ボンネットが緩み持ち上がっていた。他の2つの

弁でもそれぞれ 2 個のカバーボルトの破損が見つかった。ボルト破損の根本原因は、SCC であった。(LER #44392026)

12 月 5 日 : Surry-2 号機において、低圧抽出流量計付近で RCS 漏えいが認められた。この漏えいは、低圧抽出流量計用のドレン弁管の取り外し中に発生した。(LER #28192008)

1993 年

7-8 月 : North Anna-1 号機において、高圧安全注入(HHSI)ポンプの炭素鋼製ケーシングに著しい腐食損傷が見つかった。この損傷は、ポンプのステンレス鋼製被覆の貫通亀裂によりホウ酸水が漏れだしたことによる。また、ポンプ吐出側の被覆表面には錆が認められた。

10 月 9 日 : Palisades-1 号機において、加圧器上部温度計ノズル貫通部に関する検査により漏えいが確認された。その後、下部温度計ノズル貫通部について検査を行ったところ、同様に、漏えいが認められた。根本原因は、Inconel 600 の PWSCC である。(LER #25593011)

1994 年

初頭 : スペインの PWR (Zorita) における PWSCC の検査で、RCS 中の高濃度硫酸により発生した亀裂が見つかった。予備の CRDM 貫通ノズル 17 本のうち 16 本において SCC と粒界腐食が認められた。亀裂は軸方向と周方向の両方であった。使用していた CRDM 貫通部のうちの 4 つには、かなりの軸方向及び周方向亀裂があった。このプラントでは、カチオン樹脂の侵入事象が 2 件発生しており (1980 年 8 月 : 40 リットルのカチオン樹脂が RCS に流入、1981 年 9 月 : 混床式脱塩器スクリーンが破損し 1980 年 8 月の事象の 5~8 倍の樹脂が RCS に流入)、冷却材の伝導度が侵入後少なくとも 4 ヶ月間高い状態に維持された。伝導度の上昇は硫酸によるものであった。硫酸による亀裂は PWSCC よりも低い応力で発生する。

2 月 16 日 : Calvert Cliffs-1 号機において、RCS 漏えいが見つかった加圧器ヒータスリーブにホウ酸堆積が認められた。検査の結果、ホウ酸漏えいが見つかった部分に、長さ 0.5 インチ、深さ 0.019 インチの周方向割れが認められた。最も可能性の高い亀裂発生のメカニズムは PWSCC であった。応力の発生は、スタックした穴ぐり錐を取り外した際に生じた膨らみと軸方向の引っ張りによるものであった。(LER #31794003)

2 月 21 日 : Calvert Cliffs-1 号機において、フランジガスケットから漏れ出たホウ酸による炉内計装フランジのナットの腐食が見つかった。その後の検査で、別の炉内計装フランジにおけるナットが同様の腐食していることが明らかとなった。これらのナットのうち 1 個は完全に破損しており、スタッドがフランジから落下していた。隣接する 2 個のナットも著しい損傷を受けていた。

(LER #31794004)

- 3月7日 : TMI-1号機において、ボンネットのスタッドを締めることで、加圧器スプレー弁の弁体ーボンネットガスケットの小漏えいを止めようとしていた際、漏えいが突然 3gpm (11 リットル/分) に増加した。作業員がスタッドを締めようと試みた際、ナットが付いたままの状態スタッドの1個が作業員の手元に飛び出した。その後、作業員は、ボンネット側のさらに2個のスタッドが完全に破損しており、また、もう1個のスタッドも著しく損傷していることを見つけた。損傷の原因は、ホウ酸による腐食であった。(LER #28994001)
- 3月16日 : St. Lucie-2号機において、加圧器気相部の計装ノズル外表面にホウ酸の形跡が認められた。その後、内表面に関する液体浸透試験を行ったところ、加圧器気相部の計装ノズル溶接部に亀裂指示が認められた。この亀裂指示は、Alloy 690製ノズルと加圧器内側のクラッドの間の J-groove 溶接部において存在していた。(LER #38994002)
- 3月21日 : Calvert Cliffs-1号機において、加圧器ヒータスリーブの漏えいが認められた。(LER #31794003)
- 7月11日 : Calvert Cliffs-2号機において、RCS 圧力バウンダリからの隔離できない漏えいが見つかった。当該漏えいは、安全注入タンク吐出ライン試験接合溶接部における 150° 周方向亀裂によるものであることが判明した。(LER #31894003)
- 8月30日 : IN 94-63 を発行し、PWR 設置者及び建設許可保持者に対して、North Anna-1号機で発生した HHSI ポンプのクラッド亀裂によるケーシングの腐食損傷について通知するとともに、こうした腐食が非常用冷却系ポンプのケーシングにおける著しい減肉と漏えいに至る可能性を重要視し、クラッドの亀裂による母材の腐食に対する目視検査の有用性を示唆した。
- 9月9日 : Millstone-3号機において、RCS ループ C の計装ラインにおいて 3/4 インチソケット溶接部から漏えいが見つかった。当該溶接を取り外し、液体浸透試験を行ったところ、約 5/8 インチ長さの周方向亀裂が認められた。冶金学的分析により、ソケット溶接部の亀裂の原因は溶接欠陥(溶け込み不足)による可能性が高いことが判明した。(LER #42394012)
- 秋 : Oconee-2号機で渦電流探傷試験(ECT)が行われ、1つの貫通部に20個の亀裂指示が認められた。亀裂の幅が狭かったため UT で深さを特定することはできなかった。これらの亀裂は当初製造に関連するものであり進展していなかった。
- 秋 : D.C.Cook において行われた CRDM 貫通部の検査により、1つの貫通部に3個の亀裂指示が認められた。最も長い亀裂の先端は、J-groove 溶接部下方

に位置していた。これらの結果は、欧州のプラント（例えば、フランスの Bugey）において CRDM 貫通部で見つかった PWSCC と整合している。

1995 年

- 1 月 5 日 : IN 86-108 Supplement 3 を発行し、PWR 設置者及び建設許可保持者に対して、1994 年の Calvert Cliffs-1 号機における炉内計装フランジナットのホウ酸腐食による破損事例と TMI-1 号機における加圧器スプレー弁ボンネットスタッドのホウ酸腐食による破損事例について通知するとともに、漏えいを最小限に抑え、漏えいが発生した場合には早期に検知して止め、ホウ酸残滓を速やかに取り除くことの必要性を強調した。
- 5 月 16 日 : Millstone-2 号機において、長年にわたり弁からの定期的なホウ酸漏えいを受けた CVCS 接合部と配管に亀裂指示が認められた。(LER #33695023)
- 7 月 22 日 : San Onofre-3 号機において、加圧器水位計装ノズルと RCS ホットレグ計装ノズル 2 本に漏えいが見つかった。(LER #36295001)
- 9 月 12 日 : Surry-1 号機において、4 本の計装ノズルのうちの 2 本の原子炉容器取付部外側にホウ酸結晶と腐食生成物が見つかった。(LER #28095007)
- 10 月 10 日 : St. Lucie-2 号機において、RCS ホットレグの計装ノズルに RCS 漏えいを示すホウ酸の堆積が認められた。さらに調査を行ったところ、計装ノズル部における Alloy 600 材の PWSCC に起因した圧力バウンダリの漏えいが以前に起こっていたことが判明した。(LER #38995004)
- 10 月 16 日 : Maine Yankee において、8 個のボンネット保持キャップスクリーウのうちの 7 個が、HPI 止め弁の腐食により、取り外し中に分離した。(LER #30995013)
- 12 月 2 日 : Millstone-3 号機において、余熱除去系(RHR)への弁棒リークオフ配管からの漏えいが見つかった。(LER #42395020)

1996 年

- 2 月 14 日 : IN 96-11 を発行し、PWR 設置者及び建設許可保持者に対して、スペインの PWR において発生した樹脂の侵入による RPV 上蓋フランジの SCC 事例について通知するとともに、脱塩器樹脂により RCS が汚染された場合に CRDM や他の VHP に硫酸塩起因の SCC が発生する可能性が高くなることを警告した。また、フランスの PWR において発生した CRDM 貫通部の亀裂 (PWSCC) に対応して米国内の 3 基の PWR で行われた検査結果を紹介し、CRDM 貫通部に PWSCC による同様の軸方向亀裂が存在し得る可能性は高いとの結論を確認した。
- 8 月 31 日 : Haddam Neck-1 号機において、RHR 熱交換器に繋がる 8 インチ口径入口隔離弁の弁体にピンホールによる漏えいが見つかった。(LER #21396019)

1997 年

- 4 月 1 日 : GL 97-01 を発行し、CRDM 及び他の RPV 上蓋貫通部に関する亀裂事象と Zorita における一次系への樹脂の侵入に起因した上蓋貫通ノズルの亀裂事象を取り上げ、PWR 設置者に対して、(1) CRDM 及び他の RPV 上蓋貫通部に対してこれまでに行った全ての検査に関する情報と、タイムリーな検査を確実に行うためのプログラムの策定に関する情報を提出すること、及び、(2) 産業界ガイドラインの一次冷却水硫酸濃度に対する勧告を超える樹脂ビーズの侵入に関する情報を提出するよう要求した。
- 4 月 12 日 : San Onofre-3 号機において、RCS 内の計装ノズルの漏えいが見つかった。(LER #36297001)
- 4 月 21 日 : Oconee-2 号機において、RCP 付近のコールドレグノズルに繋がる HPI 配管溶接部へのセーフエンドに亀裂漏えいが見つかった。(LER #27097001)
- 7 月 3 日 : San Onofre-3 号機において、RCS ノズルの漏えいが見つかった。(LER #36297002)
- 7 月 14 日 : Seabrook-1 号機において、複数の弁においてカバーボルトの破損による漏えいが見つかった。(LER #44392026)

1998 年

- 1 月 26 日 : San Onofre-2 号機において、計装ノズルの貫通亀裂による漏えいが見つかった。(LER #36198002)
- 3 月 24 日 : Surry-1 号機において、RCP 下部ベアリング抵抗温度検出器接続部のヘッドにホウ酸の堆積が認められた。水のサンプル分析により、RCS 水の温度計保護管からの貫通漏えいであることが判明した。(LER #28098006)
- 5 月 5 日 : D.C.Cook-1 号機において、検査を行ったところ、格納容器スプレーヘッドと RHR スプレーヘッド及びノズルに、建設に関連したデブリとホウ酸堆積が見つかった。RHR スプレー配管におけるホウ酸の堆積/閉塞の原因は、1979 年のスプレー誤動作以後に行われた RHR 配管の検査が不適切であったことと考えられている。(LER #31598027)
- 7 月 29 日 : Salem-2 号機において、RCS 計装管からの漏えいが見つかった。巡視点検の結果、他に 5 本の RCS 計装ラインと加圧器サンプルラインから漏えい指示が認められた。管の外表面には少量の乾いたホウ素の蓄積があり、漏えいの形跡を示していた。原因は、管の外表面に汚染物質が付着したことにより外表面から粒間応力腐食割れ(TGSCC)が発生したことである。(LER #31198007)
- 7 月 30 日 : Salem-2 号機において、6 本の RCS 計装ラインと加圧器サンプルラインにおいて漏えい指示が認められた。(LER #31198007)
- 9 月 9 日 : Davis Besse において、加圧器スプレー弁の弁体とボンネットを接続する

ナット 8 個のうちの 2 個が紛失した。最も可能性の高い原因は、パッキンの漏えいにより数ヶ月前に誤って取り付けられた炭素鋼製ナット 2 個でホウ酸腐食が起こったことである。この取付の誤りは、以前の保守作業の際に材料の仕訳作業が適切でなかったことによる。これらのナットは、1998 年 9 月 9-10 日に交換された。1998 年 9 月 10 日に、当該弁からのホウ酸漏えいを止めるために、オンラインによる漏えい封入作業が行われた。1998 年 10 月 16 日、9 月 10 日のナット取付が適切でなかったことが判明した。同時に、別のナットの劣化も見つかった。(LER #34698009)

1999 年

- 2 月 25 日 : Waterford-3 号機において、加圧器頂部ヘッドの Inconel 600 製計装ノズル 2 本から RCS 圧力バウンダリの漏えいが見つかった。その後、残りの Inconel 600 製ノズルの検査を行ったところ、さらに 3 本のノズルから漏えいが認められた。これらは RCS ホットレグ-1 の抵抗温度検出器(RTD)ノズル、ホットレグ-1 のサンプルライン、及び、ホットレグ-2 の差圧計装ノズルである。漏えいの原因は、PWSCC によるノズルの部分貫通溶接部における熱影響部(HAZ)付近での軸方向亀裂によるものである。漏えいの見つかった加圧器ノズルは、溶接ノズルと交換された。また、漏えいの見つかったホットレグノズルには、Mechanical Nozzle Seal Assembly (MNSA)を用いた暫定措置が取られた。(LER #38299002)
- 10 月 2 日 : Palo Verde-1 号機において、RCS ループのホットレグ計装ノズルにおいて少量のホウ酸蓄積が見つかった。ホウ酸は、計装ノズル外周付近のホットレグ配管外側に蓄積していた。(LER #52899006)
- 10 月 16 日 : Palisades-1 号機において、3 本の CRDM シールハウジングの外表面に水分とホウ酸堆積が見つかった。これらのシールハウジングを取り外したところ、11 月 2 日に、2 本から小さな貫通亀裂が認められた。45 本のハウジング全てを取り外し、目視、液体浸透試験(PT)及び ECT による検査を行った結果、30 本に小さな周方向亀裂が見つかった。3 本のシールハウジングには小さな軸方向亀裂も存在していた。予備のハウジングについて検査を行ったところ、同様の亀裂指示が認められた。亀裂は TGSCC によるものと判断された。(LER #25599004)
- 11 月 2 日 : Palisades-1 号機において、3 個の CRDM シールハウジングと、45 個のシールハウジング集合体のうちの 30 個において、周方向亀裂によるホウ酸堆積が認められた。(LER #25599004)
- 11 月 4 日 : Point Beach-1 号機において、SG チャンネルヘッドドレン隔離弁の上流側溶接部に貫通欠陥が見つかった。この欠陥指示は、当該溶接部のホウ酸結晶を目視確認したことに起因して液体浸透試験を行った際に見つかったも

のである。(LER #26699012)

2000年

- 2月11日 : Beaver Valley-2号機において、制御室運転員は、格納容器内での一次系漏えい指示を受けた。RCS 漏えい率は、12-20gpm であると推定された。漏えいはRCSの電動ドレン隔離弁におけるパッキンからの漏れによるものであった。RCSのループフィル及びドレン弁のグランドスタッドボルトを、耐応力腐食性の高い材料のものと交換した。(LER #41200003)
- 2月15日 : ANO-1号機において、RCS ホットレグ水位計ノズルの溶接部に、漏えいを示すホウ酸の蓄積が見つかった。他の6本のホットレグ水位計ノズルの溶接部でも亀裂が認められた。そのうちの1つは内部欠陥であった。根本原因は、応力緩和措置が施されていない溶接部の拘束力が大きい溶接部に用いたAlloy 182 製溶金がRCS水に晒されたことにより、PWSCCが生じたものと判断された。(LER #31300003)
- 7月30日 : ANO-2号機において、12本の加圧器ヒータスリーブと1本のRCS ホットレグ抵抗温度検出器ノズルに漏えいが見つかった。漏えいはホウ酸の蓄積により明らかとなった。根本原因評価により、原因は、Alloy 600材のPWSCCであると結論づけられた。(LER #36800001)
- 10月4日 Palo Verde-2号機において、加圧器ヒータスリーブ(Alloy 600製)に少量のホウ酸の蓄積が見つかった。その後のECTにより、スリーブに線状亀裂が確認された。(LER #52900004)
- 10月7日 : V.C.Summer-1号機において、RPVループA付近にホウ酸の蓄積が見つかった。その後の検査により、容器ノズルとホットレグ配管の間の溶接部に少量のホウ酸蓄積が認められた。当該配管についてPTを行ったところ、ホットレグ配管と容器ノズルとの間で容器から約3フィート離れた位置の溶接部に4インチの亀裂指示が認められた。この亀裂指示は、配管頂部から約17インチの所に位置していた。その後、内側からUTを行ったところ、長さ3インチ未満の軸方向欠陥が認められた。PTによる亀裂指示は、ノズル部でのスチームカッティングやホウ酸腐食によるものと判断された。(LER #39500008)
- 10月12日 : V.C.Summer-1号機において、原子炉容器ノズルとホットレグ配管との間の溶接部にホウ酸堆積が認められた。(LER #39500008)
- 10月17日 : Waterford-3号機において、加圧器ヒータスリーブに漏えいの形跡が認められた。10月19日の検査時には他の2カ所でも漏えいが見つかり、これらは、以前に漏えいしたRCSノズルの暫定修理として取り付けられた3個のMNSAクランプのうちの2個からの漏えいであった。この3つの漏えい事象は、それぞれ、1) PWSCC、2) MNSAクランプのフランジ取付不良、

3) MNSA クランプの着座性能によるものである。(LER #38200011)

11月25日 : Oconee-1号機において、RPV上蓋の頂部表面に少量のホウ酸が見つかった。このホウ酸堆積は、未使用の熱電対8本のうちの5本とCRDMノズル#21のRPV貫通部において見つかった。12月4日、8個の熱電対の内表面についてECTを行ったところ、RPV上蓋内部の部分貫通溶接部付近においてノズル内表面の軸方向亀裂指示が認められた。12月9日、CRDMノズル#21に対するPTにより、2カ所に微小なピンホール指示が認められた。熱電対及びCRDM溶接部の亀裂はいずれもPWSCCによるものである。(LER #26900006)

12月4日 : Oconee-1号機において、未使用の熱電対ノズル8本とCRDMノズル1本にホウ酸堆積が認められた。(LER #26900006)

2001年

2月18日 : Oconee-3号機において、ホウ酸水漏えいの兆候を調べるために、RPV上蓋の外表面について目視検査が行われた。その結果、69本のCRDM貫通ノズルの9本でその周辺から少量のホウ酸析出が認められた。その後、当該ノズル部に対してNDEを行い、47箇所亀裂指示(軸方向亀裂と溶接部の周方向亀裂)が見つかった。亀裂は、PWSCCであると結論づけられた。(LER #28701001)

3月24日 : ANO-1号機において、RPV上のCRDMノズル1本にホウ酸結晶が認められた。(LER #31301002)

3月31日 : Palisades-1号機において、13個のCRDMシールハウジングに非破壊検査による亀裂指示、亀裂及びメカニカルシールの欠陥が認められたため、供用に戻されなかった。(LER #25501002)

3月31日 : Palo Verde-1号機において、RCSホットレグ計装ノズルにおいてホウ酸が見つかった。(LER #52801001)

4月14日 : St. Lucie-1号機において、ホットレグ計装ノズルにおける貫通漏えいが見つかった。(LER #33501003)

4月28日 : Oconee-2号機において、設置者が目視検査を行ったところ、4本のCRDMノズル近傍でホウ酸の堆積が認められた。その後のUTにより、1本のCRDMでは外側を起点とする周方向亀裂であることが確認された。(LER #27001002)

4月30日 : IN 2001-05を発行し、PWR設置者及び建設許可保持者に対して、Oconee-3号機において見つかったRPV上蓋CRDM貫通ノズルのPWSCCによる貫通亀裂について通知するとともに、RPV上蓋の検査(例えば、ホウ酸水漏えいを見つけるための保温材下の目視検査、CRDMノズルの体積検査)を行うこと、及び、亀裂の特徴を把握するのに適した非破壊検査(UT、PT)

を行うことの重要性を強調した。

- 8月3日 : Bulletin 2001-01 を発行し、Oconee-2 及び3号機において見つかった CRDM 貫通ノズルの周方向亀裂を取り上げ、PWR 設置者に対して、(1) 産業界の PWSCC 感受性モデルによるプラント固有の感受性ランキングと、過去4年間に実施した上蓋貫通ノズル及びRPV上蓋の検査とその結果などに関する情報を提出すること、(2) 以前に上蓋貫通ノズルの亀裂や漏えいを経験しているプラントに対して、漏えいと亀裂の程度、追加検査や修理などの対策、将来の検査計画とその根拠などに関する情報を提出することなどを要求した。
- 9月19日 : Catawba-2 号機において、SG 下部ヘッドのドレンにおいてホウ酸の堆積が認められた。(LER #41401002)
- 10月1日 : Crystal River-3 号機において、CRDM ノズル#32 において、2カ所の軸方向貫通亀裂による漏えいが起こった。(LER #30201004)
- 10月12日 : TMI-1 号機において、8本の熱電対ノズル全部と12本のCRDM ノズルにホウ酸堆積が見つかった。(LER #28901002)
- 11月12日 : Oconee-3 号機において、7本のCRDM ノズルにおいて、軸方向及び周方向亀裂に起因したホウ酸堆積が見つかった。(LER #28701003)
- 11月13日 : North Anna-2 号機において、RPV 貫通部#63 においてホウ酸の存在とともに貫通漏えいが見つかった。(LER #33901003)

2002年

- 2月16日 : Davis Besse において、Bulletin 2001-01 (原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの周方向亀裂) への設置者対応として、CRDM ノズルに着目したVHP ノズルの検査が行われた。当該検査により、3本のCRDM ノズルに、原子炉冷却材圧力バウンダリの漏えいに至る軸方向亀裂指示が見つかった。(LER #34602002)
- 2月19日 : Millstone-2 号機において、加圧器ヒータスリーブ貫通部2カ所でホウ酸の蓄積による漏えいが発生した。(LER #33602001)
- 3月6日 : Davis Besse において、CRDM ノズルに関する機械加工を途中で中止し器具をノズルから取り外したところ、当該ノズルが機械的に前後に動いてずれが生じ下方に傾いた(RPV上蓋頂部から傾いた)。その結果、当該ノズルのフランジが周辺のCRDM ノズルのフランジと接触した。設置者は、当該ノズル周辺のRPV上蓋の状態について調査を行った(この調査には、CRDM ノズルのRPV上蓋からの取り外し、上蓋に堆積したホウ酸の除去、及び、超音波検査によるRPV上蓋の肉厚測定が含まれていた)。3月7日に堆積したホウ酸を取り除いた直後に、設置者は、目視検査により、当該ノズルが傾いた方向のRPV上蓋に大きなキャビティ(ウェステージ)を発見した。(LER #34602002)

- 3月12日 : IN 2002-11 を発行し、Davis Besse において見つかった RPV 上蓋の劣化について、PWR 設置者に通知するとともに、フェライト鋼機器に対してホウ酸漏えいを最小限に抑え、適時漏えいを検出して対策を施し、ホウ酸の残滓を直ぐに洗浄することが重要であると示唆した。
- 3月18日 : Bulletin 2002-01 を発行し、Davis Besse における RPV 上蓋の劣化事象を取り上げ、PWR 設置者に対して、(1) これまで実施してきた RPV 上蓋の検査・保守プログラムの概要、減肉や孔などの RPV 上蓋の劣化を見つけるための検査・保守プログラムの評価、検査・保守プログラムを通して明らかとなった状態及びその対策、RPV 上蓋と貫通ノズルに関する将来の検査計画と基準などに関する情報を提供すること、(2) RPV 上蓋に関する次回検査後のプラント再起動から 30 日以内に、検査の範囲とその結果、講じられた対策と劣化の根本原因に関する情報を提出することを要求した。
- 4月4日 : IN 2002-13 を発行し、PWR 設置者に対して、Davis Besse における RPV 上蓋の劣化事象に関する調査結果（特に、検出されない RCS 漏えい、及び、格納容器エアクーラー(CAC)や放射線モニターのフィルターエレメントの閉塞に関する調査結果）を通知し、RCS 漏えい、ホウ酸の堆積及び腐食生成物（CAC や放射線モニターのフィルターエレメントにおける酸化鉄等）により、RCPB 材の劣化兆候を示すことがあるとの見解を示した。
- 8月9日 : Bulletin 2002-02 を発行し、Oconee-2、3号機における RPV 上蓋貫通ノズルの周方向亀裂、Davis Besse における RPV 上蓋の劣化事象を取り上げ、(1) 目視検査以外の NDE 方法で検査プログラムを補足することを計画している PWR 設置者に対しては、実施予定の補足検査についてその概要をまとめて提示すること、(2) 目視検査以外の NDE 方法で検査プログラムを補足することを計画していない PWR 設置者に対しては、劣化（亀裂、漏えい、ウェステージ）を検出するための主たる方法として目視検査に引き続き依存する正当な理由を示すこと、(3) 全ての PWR 設置者に対して、RPV 上蓋及び VHP ノズルの次回検査後にプラントを再起動してから 30 日以内に、検査の範囲と結果、使用した NDE 方法の詳細、欠陥指示が許容できるものか否かを定めるために用いた規準、検出された劣化に対して講じた対策と根本原因などについて情報を提出することを要求した。
- 11月30日 : Comanche Peak-1 号機において、CRDM コイルの故障により制御棒が落下した。調査の結果、CRDM のキャノピーシール溶接部付近に漏えいが認められ、この漏えい水が CRDM コイルに内に侵入しコイルの故障を引き起こしたことが判明した。漏えい箇所、上蓋保温材、及び、上蓋にはホウ酸結晶が見つかった。上蓋から除去されたホウ酸結晶は約 1kg (2 ポンド) であった。なお、RCPB の劣化が認められなかった。

12月26日：Sequoyah-2号機において、定格出力運転中、RCPのモータ巻線が地絡したことによりRCS流量が低下し原子炉がトリップした。検査の結果、RPV上蓋の保温材にホウ酸の蓄積が認められた。このホウ酸蓄積は、原子炉水位表示計(RVLIS)の圧縮接合部からの漏えいに起因するものであった。当該漏えいは保温材の継ぎ目を通してRPV上蓋に浸みだし、軽微な上蓋のホウ酸腐食を引き起こした。腐食劣化の程度は小さく、構造材の肉厚の98%以上が健全な状態に維持されているものと評価された。また、予備のCRDMにおけるキャノピーシール溶接部からの小漏えいも見つかったが、この漏えいによる上蓋のホウ酸腐食はなかった。

2003年

1月16日：IN 2003-02を発行し、Comanche Peak-1号機におけるCRDMキャノピーシール溶接部等でのホウ酸結晶の発見、及び、Sequoyah-2号機におけるRPV上蓋のホウ酸堆積による上蓋材の腐食劣化について、PWR設置者に通知するとともに、Sequoyah-2号機での上蓋材のホウ酸腐食（ホウ酸腐食を引き起こすような環境条件が形成されたこと）を受けて、RPV上蓋のような高温部でのホウ酸水漏えいでは水が蒸発しドライなホウ酸が残るため腐食劣化には至らないであろうという仮説について検討の必要性を強調した。

9. おわりに

本報告書では、2002年3月に米国のPWR、Davis Besse (Babcock & Wilcox社製2ループ：925MWe出力)において見つかった原子炉圧力容器(RPV)上蓋の著しいウェステージについて、設置者及びNRCの発行した報告書などに基づいて、RPV上蓋劣化の発見に至った経緯、劣化の状況と原因、NRCによる対応などをまとめた。また、ホウ酸水の漏えいによる原子炉冷却材圧力バウンダリ機器の腐食・損傷事例に対してNRCが発行した規制書簡の具体的内容、並びに、NRCが当該事象の調査にあたって結成したタスクフォースによる報告書の内容についても付録に紹介した。

当該事象は、一次冷却材の漏えいが長期わたって継続し、その結果、ホウ酸が堆積したため、腐食が起こり上蓋材である低合金鋼のウェステージに至ったというものであり、損傷箇所の一部では、金属材の肉厚を貫通し、RPV上蓋の内側に取り付けられたクラッドが一次冷却材圧力バウンダリを維持している状態となっていた。損傷程度が予想外の著しいものであったため、NRCは、本事象を、国際原子力事象尺度(INES)のレベル3と評価した。また、NRCは、本事象の安全上の重要性に鑑みて、Information Notice 2002-11及びBulletin 2002-01を発行し、米国内の全てのPWRに対して当該事例を通知するとともに、RPV上蓋の検査を行うなどの要求を課した。

一次冷却材の漏えい及びホウ酸の堆積は、米国内外のPWRにおいて、かなり以前か

ら発生しており、NRC は、数多くの規制関連書簡を発行し、これらの事象を設置者に通知するとともに、特に、漏えいや堆積の早期検出に対する対策を講じるよう求めてきた。それにも拘わらず、当該事象が発生したことは、これまで講じてきた対策や検査が有効でなかったことを示唆している。従来、一次冷却材が漏えいしても、原子炉压力容器上蓋における運転中の温度が高く、そのため、水が蒸発してホウ酸が析出してもドライな状態に維持されると考えられてきた。しかし、当該事象により、漏えいが起こっている部分の近傍では必ずしもドライな状態に維持されるわけではなく、ホウ酸による低合金鋼の腐食が起り、そのまま放置すると著しいウェステージに至ることが示された。また、ホウ酸による腐食速度も従来考えられていたものよりも大きいことが明らかとなった。さらに、原子炉压力容器上蓋の目視検査が十分に行えない構造となっていたこと（即ち、検査や洗浄が十分に行われなかったこと）や、ホウ酸腐食に伴って生成される腐食生成物が格納容器エアクーラーや放射線モニターのフィルターエレメントに認められていたにも拘わらず、上蓋の腐食を見つける機会が見逃されてきたことが重要な問題として指摘された。

このように、当該事象は、原子炉压力容器に対する検査のプラクティス、一次冷却材漏えいの検出方法、過去の運転経験の反映などに関して、数多くの問題点を提起したと言える。

なお、Davis Besse では、2002 年秋に、損傷した RPV 上蓋を取り替えた（建設中止となった Midland の上蓋を使用）が、South Texas Project-1 号機で見つかった原子炉容器下部の計装管貫通部の小漏えいへの対応や、Davis Besse における新たな問題の顕在化（ECCS 再循環サンプのスクリーン閉塞可能性及び高圧注入系ポンプの機能低下の可能性など）により、2 年以上の停止を余儀なくされ、2004 年 3 月 8 日に NRC による再起動の承認を得るに至っている。

参考文献

- (1) NRC Augmented Inspection Team, "Degradation of the Reactor Pressure Vessel Head," Report No. 50-346/02-03(DRS), May 3, 2002.
- (2) NRC Information Notice 2002-11, "Recent Experience with Degradation of Reactor Pressure Vessel Head," March 12, 2002.
- (3) NRC Bulletin 2002-01, "Reactor Pressure Vessel Head and Vessel Head Penetration Nozzle Inspection Programs," March 18, 2002.
- (4) NRC Davis-Besse Lessons Learned Task Force, "Davis-Besse Reactor Vessel Head Degradation Lessons Learned Task Force Report," September 30, 2002.
- (5) NRC Information Notice 2002-13, "Possible Indicators of Ongoing Reactor Pressure Vessel Head Degradation," April 4, 2002.

- (6) NRC Bulletin 2002-02, "Reactor Pressure Vessel Head and Vessel Head Penetration Nozzle Inspection Programs," August 9, 2002.
- (7) NRC Information Notice 2003-02, "Recent Experience with Reactor Coolant System Leakage and Boric Acid Corrosion," January 16, 2003.
- (8) NRC Regulatory Issue Summary 2003-013, "NRC Review of Responses to Bulletin 2002-01, 'Reactor Pressure Vessel Head Degradation and Reactor Coolant Pressure Boundary Integrity,'" July 29, 2003.
- (9) NRC, "Order Modifying Licenses," EA-03-009, February 11, 2003.
- (10) NRC, "First Revised Order Modifying Licenses," EA-03-009 Rev. 01, February 20, 2004.
- (11) FirstEnergy Nuclear Operating Company (FENOC), Davis Besse Nuclear Power Station, "Root Cause Analysis Report – Significant Degradation of the Reactor Pressure Vessel Head," CR 2002-0891, April 15, 2002 and CR 2002-0891 Revision1 August 27, 2002.
- (12) NRC Bulletin 2001-02, "Circumferential Cracking of Reactor Pressure Vessel Head Penetration Nozzles," August 3, 2001.
- (13) Brian W. Sheron, "Reactor Pressure Vessel Head Degradation," presented at American Nuclear Society 2002 Annual Meeting, June 11-14, 2002.
- (14) NRCホームページ : <http://www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/vessel-head-degradation/vessel-head-degradation-files/db-nozzle3-degr-sketch.pdf>
- (15) NRCホームページ : <http://www.nrc.gov/reactors/operating/ops-experience/vessel-head-degradation/vessel-head-degradation-files/crack-in-cladding.pdf>

付録A. 規制関連書簡の具体的内容

(1) Information Notice No. 80-27 : 原子炉冷却材ポンプスタッドの劣化

(1980年6月11日)

[対象事例の概要]

1980年5月17日、NRC スタッフは、Fort Calhoun-1 の設置者より、4基の Byron Jackson 社製原子炉冷却材ポンプ(RCP)のうちの2基で閉止スタッドの腐食損傷が見つかったとの報告を受けた。当時、燃料取替、配管サポートの変更、計画された供用期間中検査(ISI)のための4ヶ月停止後のプラント再起動前で、原子炉冷却系(RCS)に関する低圧漏えい試験と目視検査(VT)が行われていた。VT実施中、RCP フランジ部1カ所で保温材からの水滴落下が認められたため、当該保温材を取り外したところ、ポンプケーシングとポンプカバーとの間のシート面から冷却材の漏えいが見つかった。他の3基のRCPについて調査を行ったところ、2基においてフランジガスケットからの漏えいが認められた。非金属製保温材を全て取り外した後の目視確認により、2基のポンプで各々3つのスタッドに著しい腐食ウェステージが見つかった。ウェステージは、スタッド直径の約50%に及んでいた。冶金学的分析による確認はなされなかったが、ウェステージの原因は、フランジガスケットから漏えいした高温の一次冷却材中のホウ酸によるものと考えられている。

ポンプカバーとケーシングは、米国試験材料学会(ASM: American Society of Testing and Materials) A-351、Grade CF8M ステンレス鋼製である。カバーとケーシングとの間は、2つの304 ステンレス鋼製ガスケットによって密封されている。ガスケット間に取り付けられたリークオフラインは施栓され計測されていなかったため、内側シールからのRCS漏えい指示は分からない状態にあった。各ポンプには16個の閉止スタッドがあり、これらスタッドは、ASTM A-193 Grade B7 低合金鋼製であり、ネジ部にはクロム、シャンク部にはリン酸の被覆がなされていた。スタッドの直径は約3-1/2インチ、長さは約29インチである。

建設当初から、RCPについて、ポンプケーシングのスタッドを取り外すよう要求した保守作業は行われていなかった。スタッドには建設時からブロック型の保温材が取り付けられており、その目視の程度には限界があった。ASME規格Section XIの規定に従って2基のポンプについてスタッドの超音波試験(UT)が適切に行われた。これらのUTは、ボルトにおける亀裂を特定するためのものであり、スタッドのウェステージを見つけるには効果的ではなかった。

[NRCによる対応]

Fort Calhoun で見つかったスタッドの状態により、検出されなければ、こうした著しい腐食によってスタッドが破損し、原子炉冷却材圧力バウンダリ(RCPB)の健全性喪失に至る可能性があるという懸念が持たれた。ウェステージを見つけるにあたって現在の

UT は効果的でないため、許容できないようなスタッドの劣化が確実に検出されるよう補足的な VT と漏えい検出系の利用の必要性が強調されている。設置者は、弁などの他の機器において、同様のメカニズムによる炭素鋼製ボルトの検出されないウェステージの可能性があると考えるべきである。

(2) Information Notice No. 82-06 : 蒸気発生器一次側マンウェイ閉止スタッドの破損
(1982 年 3 月 12 日)

[対象事例の概要]

NRC は、Maine Yankee と CE 社から、蒸気発生器(SG)一次側マンウェイの分解作業において、20 個のマンウェイ閉止スタッドのうちの 6 個が破損し、さらに、UT により他の 5 個に亀裂が認められたとの報告を受けた。これらのスタッドは、1-1/2×10 インチ大きさの SA 540 grade B 24 合金鋼製であった。スタッドは、小規模の一次冷却材漏えいから生じたホウ酸と、こうした漏えいをシールするために用いられている Furmanite シール材に晒されていた。スタッドには、表面腐食が認められたが、これは、スタッドの予荷重、潤滑剤、Furmanite 及び一次冷却材漏えい環境に関連した相互作用の結果として起こったものと考えられる。破損メカニズムを調べるために、現在、CE 社において冶金学的分析が行われている。影響を受けた SG-2 のスタッドは全て交換され、SG-2 及び 3 の一次系マンウェイ用スタッド全てに関する UT が実施されている。更なる対策は、スタッド破損に関する分析と他の一次系バウンダリへの適用可能性の検討を待つことになっている。

過去数年間、ボルトやスタッドの破損あるいは著しい損傷を伴う事象が数多く発生している。その例としては、RCP のスタッドボルト (Calvert Cliffs 及び Fort Calhoun) と SG 一次側マンウェイ閉止スタッド (Oconee 及び ANO-1) がある。これらの破損は、検出が困難な応力腐食割れ(SCC)と腐食ウェステージであった。

[NRC による対応]

NRC は、CE 社の規制対応グループとコンタクトをとり、当該問題に関するレビューを要請した。

(3) Bulletin 82-02 : PWR における原子炉冷却材圧力バウンダリの固定ネジの劣化
(1982 年 6 月 2 日)

[対象事例の概要]

1980 年、NRC に対して、Fort Calhoun の RCP における閉止用スタッドで著しい腐食ウェステージが見つかったとの報告があった。腐食ウェステージは、ポンプケーシングとポンプカバーとの間のガスケット付自在接合部での漏えいによるホウ酸接触によるものであった。これらのスタッドは、直径 3.5 インチであり、SA 193-B7 (AISI 4140) 低合金強化鋼製である。1980 年 6 月 11 日、NRC は、IN 80-27 を発行し、全ての PWR 設置者に対して、検出されないホウ酸腐食ウェステージについて通知するとともに、ポ

ンプや弁などの機器における圧力保持ボルトについて補足的な目視検査を行う必要性を強調した。その後、他の PWR において、ホウ酸水の漏えいによる同様の腐食ウェステージが起こっていることが明らかとなっている。

1982 年 3 月 10 日、Maine Yankee の設置者と CE 社より、SG 一次系側マンウェイの分解点検中に 20 個のマンウェイ閉止スタッドのうちの 6 個の破損と他の 5 個に亀裂が認められたとの報告があった。運転サイクル中に当該マンウェイからの漏えいが確認されており、漏えいを止めるために幾つかの対応がなされた。具体的には、水圧試験レベルまでスタッドのトルク値を上げることで接合部の運転圧縮力を高めたり、Furmanite 製シール材を注入するなどの対応が取られた。計画保守停止まで、通常のプラント運転が継続された。

異常の見つかったスタッドに関して CE 社が行った冶金学的分析の結果、破損モードは SCC であることが判明した。IN 82-06 により、検査執行局(OIE)は、全ての設置者と建設許可保持者に対して、この劣化事象を通知し、スタッドの予荷重、材料の状態及び一次冷却材の漏えいによって形成される腐食環境が組み合わさってスタッドが破損する可能性が大きくなることを強調した。この IN のフォローアップとして、電力会社は、漏えいの根本原因がガスケット保持リップと容器クラッドとの間の締めしろが接触したことで、マンウェイカバーの再取付の際に自在ガスケットの適切な圧縮が妨げられたことによるものと結論づけた。この問題は是正され、20 個のスタッド全てを交換した。他の 2 基のマンウェイのスタッドに関する磁粉探傷試験(MT)及び UT を行ったが、破損は認められなかった。

過去数年間、ホウ酸腐食ウェステージや SCC メカニズムによりボルト及びスタッドが破損したり著しく劣化するといった事象が数多く報告されている。NRC スタッフが運転中のプラントにおける固定ネジの事例をレビューした結果、具体的かつ一般的な対応をとる必要があることが明らかとなった。スタッフによるレビューでは、1964 年以降発生した固定ネジの劣化事例 44 件を同定した。1977 年以降、一次冷却材圧力バウンダリでの利用に関連する 15 件の事例が記録されている。これらの事象は、9 基の PWR で発生したものである。こうした固定ネジの劣化及び破損は、RCPB 健全性の喪失に至る可能性があり、極端な場合には、圧力保持部の固定ネジの破損が検出されなければ LOCA が発生することもあり得るという点で重要である。

幾つかの事例では、簡便な漏えい制御手段としてシール材複合物が RCPB のボルト取付部に注入されてきたことが報告されている。Furmanite について化学分析をレビューしたところ、当該物質には、SCC を加速するものとして知られている塩素、フッ素及び硫黄が含まれていることが判明した。結果的に、このシール材が漏えい及び高温状態に長時間晒されたことで徐々に腐食鉄が放出されることを考慮しなければならない。また、ある種の潤滑剤は、かなりのレベルの硫化物を含む二硫化モリブデン (MoS_2) から成ることもある。経験によれば、 MoS_2 は、高温多湿の状態において分解する傾向

が強く、SCC 加速剤として知られる硫化物を放出する。従って、漏えい状態に長期に晒されたまま徐々に劣化したり共同に作用することによる潜在的な腐食鉄からの SCC のリスクを最小限に抑えるために潤滑剤や注入シール材の選定及び利用に注意を払うべきである。これは、ハロゲン/硫化物による SCC 劣化に鋭敏であることが知られている低合金強化鋼及びオーステナイト鋼、マルテンサイト鋼（すなわち、304、316、416、17-4PH、等）製の固定ネジに対して特に関心を持つべき事項であろう。

直径 2 インチ以下の固定ネジに対し現在の ASME Section XI の ISI 規則では UT が要求されていない（例えば、Table IWB-2500-1）という事実により、上記関心事は一層強くなる。しかし、RCP スタッドのウェステージを除き、殆どの破損が 2 インチ以下の固定ネジで起こっている。また、経験により、規格で規定された UT が腐食ウェステージを検出するのに必ずしも適切でないことが明らかとなっている。さらに、現行の UT 手順は SCC の発生を検出するのに十分な感度を有していないが、検出に関わる信頼性の向上を図るために、クリティカルな欠陥パラメータを模擬したノッチ反射波に基づき、特別の UT 手法と校正標準を用いるよう要求している。現時点で、目視検査（例えば、IWA 2210, VT-I）は、ホウ酸水による腐食ウェステージあるいは浸食・腐食損傷を検出するための唯一の方法であると考えられ、固定ネジを直接目視できるよう、保温材の取り外しや、場合によっては、機器の分解を必要とすることがある。従って、周辺に漏えいの形跡がない場合には劣化が検出されない可能性がある。同様に、目視検査の信頼性は、固定ネジにおける SCC 発生を検出には疑問がある。そのため、上述した劣化メカニズムの検出能力を高めるために最大限可能な限り NDE 手法（UT、VT-1、MT、PT）を組み合わせる必要がある。

[NRC による要請事項]

以下に示す対応の範囲は RCPB に限定され、これには、(1) SG 及び加圧器マンウェイ閉止部、(2) 口径 6 インチ異常のラインに取り付けられた弁ボンネットとポンプフランジ接合部、(3) 耐漏えい性を維持するためにシール溶接部のない CRDM フランジと加圧器ヒータ接続部、における固定ネジ（スタッドあるいはボルト）が含まれる。すなわち、オメガシール溶接部設計を有する CRDM は、本 Bulletin の対応から除外される。また、RG-1.65（原子炉容器の閉止スタッドに対する材料と検査）に対して誓約された PWR 設置者に対しては、RPV 上蓋閉止用スタッドも除外される。

項目 1 は、その他の項目を実施する前に完了しなければならない。項目 2 は、次のサイクル内で実施しなければならないが、本 Bulletin の発行から 60 日後に始まる次回の燃料取替停止が終了するまでに行わなければならない。項目 3 による要求される報告書は、本 Bulletin の発行から 60 日以内に提出しなければならない。

項目 1. 固定ネジに対する保守手順が存在しない場合、手順を策定し実施すること。これらの手順には、(1) ボルト/スタッドの適切なプラクティス、ツール、利用、使用及び要件に関する保守員の訓練、(2) 緩めたり締めたりするプラクティス

(トルクの繰り返し)、規定された交差、及び、機器の閉止／シール接続部の分解と再組立に対する他の管理、(3) ガasketの設置と管理、(4) 再締め付けと、運転中の原子炉冷却材の漏えいを防止するための他の対策、を含めるべきであるが、これらに限るわけではない。固定器具の SCC 環境に対する鋭敏さを最小限に抑えるために、固定器具の潤滑剤と注入シール材の複合物の適切な選定、調達、利用に対し、品質保証対策も確立すべきである。

項目 2. 本 Bulletin の範囲内の閉止接続部のネジ式固定器具について、機器の検査あるいは保守のために開けた際には、再利用する前に、取り外して洗浄するとともに、ASME 規格 Section XI の IWA-2210 及び IWA-2220 に従って検査を行わなければならない。

項目 3. RCPB 閉止部のボルト／スタッドに関連する腐食問題については、IN 80-27 と 82-06 及び INPO の文書が発行されている。NRC による当該問題の範囲に関するレビューと評価を支援するために、本 Bulletin の範囲内で閉止部及び接続部に対する以下の情報を提供するよう求められる。

- a. 漏えいを経験した RCPB のボルト締め閉止部、特に、至近のプラント運転サイクルにおいて漏えいが発生した箇所を特定すること。当該問題を解消するために行われた検査と取られた対策について記述すること。漏えいがガasketの破損あるいは設計に起因する場合、その旨を示すこと。
- b. 固定器具の潤滑剤及びシール材が使用されている閉止部及び接続部を特定し、これらの使用に関する運転経験、特に、固定器具の SCC に関する事例について報告すること。使用される材料の種類と組成を含めるものとする。

項目 4. 項目 2 が行われた停止期間終了後 60 日以内に、1954 年の原子力法 182a の条項に従い、署名した報告書を NRC の担当地方局に提出しなければならない。当該報告書には以下を含めるものとする。

- a. 項目 1 が完了したことを示すステートメント
- b. 項目 2 により検査が要求される個別の接続部の同定
- c. 項目 2 により要求されるネジ式固定器具の検査結果。ある特定の接続部に対して劣化が認められなかった場合、その旨を示すステートメント、当該接続部の同定、及び、固定器具が適切に検査されたか、あるいは、取り外されたかが要求される。劣化が認められた場合、報告書にその詳細な情報を含めるものとする。

項目 5. 本 Bulletin 発行から 60 日以内に、1954 年の原子力法 182a の条項に従い、署名した報告書を NRC の担当地方局に提出しなければならない。当該報告書は項目 3 で要求された情報を提示しなければならない。

(4) Information Notice No. 86-108 : ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化 (1986 年 12 月 29 日)

[対象事例の概要]

1986年10月、ANO-1は冷態停止状態にあり、高圧注入系(HPI)ノズルの熱スリーブに関するNDEを行っていた。HPIノズルは、4本のRCSコールドレグの各々に直接取り付けられている。放射線透過試験(RT)を行うために金属製の保温材をHPIノズルから取り外したところ、当該ノズルの外表面に著しい腐食ウェステージが見つかった。また、RCSコールドレグ配管にもウェステージが認められた。腐食は、ノズルの上部約8フィートの所に位置するHPI隔離弁からの冷却材漏えいによるものであった。ウェステージは、外径3-1/2インチのステンレス鋼製セーフエンドが炭素鋼製HPIノズルに溶接されていた部分付近から始まっていた。セーフエンドは、ステンレス鋼製HPI配管と炭素鋼製HPIノズルとの間に位置している。ウェステージは、最も深いところでは約1/2インチであった(ステンレス鋼と炭素鋼の溶接部付近)。この部分におけるHPIノズル(内張を含む)は約3/4インチ厚さである。セーフエンドと炭素鋼製ノズルとの間の溶接部では、ウェステージがノズル周辺の約20%程度広がっていた。この部分から、ウェステージは2つの細いトレンチに分離し、HPIノズルの底部に沿ってコールドレグ方向に10インチ以上進展するにつれて狭くなっている。2つのトレンチはコールドレグ方向に約6インチ続いており、コールドレグでのその深さは1/4インチ未満であった。

HPIノズルは、フェライト鋼製(ASTM, A-105, grade 2)であり、コールドレグもフェライト鋼製(ASTM, A-106, grade C)である。HPIノズルとコールドレグには、公称値3/16インチ厚さのステンレス鋼製内張が取り付けられている。

HPI隔離弁からの漏えいは、RCS漏えい検出方法により、1985年8月に初めて見つかった。測定漏えい量は約0.08gpmであった。漏えいは弁体-ボンネット間からの漏れであった。1985年9月、弁のシールリングとヨーククランプが交換された。8日後のプラント再起動中に当該弁から0.09gpmの漏えいが再び検出された。この漏えいは、1986年2月の弁修理まで続いた。これらの修理において保温材の取り外しは行われなかった。HPIノズルの損傷が見つかった後、損傷部分付近の保温材外表面に酸化鉄腐食生成物から生じた赤みがかかった浸みが見つかった。

[議論]

フェライト鋼のホウ酸腐食ウェステージ事例が数多く報告されている。1981年、Calvert Cliffs-2では、RCP吸込部付近のコールドレグにおけるホウ酸腐食ウェステージを経験した。この腐食ウェステージは、1/8~1/4インチ深さでRCS配管周長の約20%に及ぶものであった。当該配管は、フェライト鋼製(ASME, SA 516, grade 70)であった。しかし、殆どの事例は、ネジ式固定器具のウェステージであった。1982年6月、Bulletin 82-02「PWRプラントにおけるRCPBのネジ式固定器具の劣化」が発行された。このbulletinの解決策は、NUREG-1095にまとめられた。影響を受けたネジ式固定器具は、低合金、高強度のフェライト鋼製であった。更なる対応が必要か否かを定めるために、共通問題「原子力発電所におけるボルトの劣化あるいは破損」が現在NRCスタッ

フによりレビューされている。この問題における主要な関心事の1つは、ホウ酸腐食である。ホウ酸水を含む系統の目視検査要求をより厳しくするために ASME 規格 Section XI の 1983 年版が改訂された。これらの要求の一部は、漏えいの有無を調べるための接合部保温材の検査である。この改訂は、Section IWA-5242(a)「保温材付き機器」に示されている。

金属表面が冷却され湿った状態になる場合にホウ酸腐食は最も活発になることが分かっている。金属が十分高温であれば、表面はドライの状態に維持され、電解質がなくなり腐食速度が低下する。ANO-1 では、HPI 隔離弁からホウ酸水が漏れ保温材内部で HPI 配管を伝わって HPI ノズルまで流れた。漏えいがコールドレグまで達した際、配管温度が高かったことにより水が蒸発してホウ酸濃度が高くなり、ホウ酸水の PH が低下した。ホウ酸結晶が形成されたことで、HPI ノズルと保温材との間の隙間が小さくなり、ノズル部にホウ酸水が滞留したものと信じられている。この高濃度ホウ酸水の滞留によりノズル部が湿った状態となり腐食が加速した。これまでの経験から、比較的高温の金属でさえ、漏えいの流れにより表面は十分に冷却されて湿った状態が維持されホウ酸腐食が加速することが示されている。さらに、金属表面が通常運転温度より低い期間では、予想されていないような区画の腐食が起こることもあり得る。フェライト鋼における 1 インチ/年を超えるようなホウ酸腐食速度をいくつかのプラントで経験しており、ホウ酸から生じた低品質の蒸気が当たりその表面が湿った状態に維持される場合を想定した試験では、その速度は 2 倍となっている。

損傷した HPI ノズルは、腐食部を削り、最小必要肉厚を下回る部分については溶接加工することで修理を行った。コールドレグの修理には研削だけが要求された。全ての修理は、ASME 規格に従って行われた。他の HPI ノズルについても検査が行われ、腐食ウェステージは認められなかった。設置者は、この種の事象の再発を最小限に抑えるために手法と手順の評価を続けている。主要な防護策は、漏えいを最小限に抑え、検知し見つけ次第止めるとともに、ホウ酸の残さを洗浄することである。漏えいの検出性能は、保温材における酸化鉄の評価を行うことで向上するであろう。

(5) Information Notice No. 86-108 Supplement 1 : ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化 (1987 年 4 月 20 日)

[対象事例の概要]

1987 年 3 月 13 日、Turkey Point-4 において、原子炉容器上蓋に 500 ポンドのホウ酸結晶が見つかった。また、CRDM 用の排気冷却ダクトにも大量のホウ酸結晶が認められた。このホウ酸を除去し原子炉容器上蓋の蒸気洗浄を行った後、原子炉容器上蓋の様々な機器に著しい腐食が認められた。RCS (ANO-1 における HPI ノズル) のホウ酸腐食が、1986 年 12 月の IN86-108 で議論された。

Turkey Point-4 における本事象は、ホウ酸によるフェライト鋼機器の腐食が急速に進むことを示しており、また、高温表面やその周辺付近で小漏えいが起こると、ホウ酸溶

液が沸騰して濃度が高くなり、酸性が高くなり腐食性が強まる。さらに、水の蒸発により当該箇所ではホウ酸結晶が蓄積する。

ホウ酸結晶の発生源は、炉内計装管の1本における下部シール（コノシール）漏えいであることが判明した。当該シールは、楕円形の金属ガスケットを用いたフランジ接合部であり、CRDM冷却シュラウドの内側に位置する。1986年8月の停止時にホウ酸結晶が見つかったことで、このシールから微小の漏えいがあったことが確認された。当時の設置者による評価では、当該シールを6ヶ月以内に再度検査することを条件にプラント起動が許容されると結論づけられた。1986年10月に、関連のない問題でプラントを停止した際にシールの検査が行われたが、漏えい率はプラントの運転を許容できるものと判断された。この時、約1ポンドのホウ酸結晶が見つかった。設置者による評価が更新されて6ヶ月以内に再度検査を行うこととなり、プラントが起動された。

1987年3月13日、Westinghouse社は、ホウ酸腐食速度に関するレビューを終了し、ホウ酸腐食速度が設置者の評価において仮定した値よりも大きい可能性があるとして報告した。この再評価は、一部、1970年に欧州のPWRでの経験（原子炉上蓋でのホウ酸結晶の蓄積）に基づいている。Turkey Point-4は、この時、高温停止状態にあり、設置者は原子炉を直ぐに冷態停止に移行し、原子炉上蓋の検査を行った。その結果、上述したような状況が見つかった。

コノシールからの漏えいは、原子炉容器上蓋の保温材内部を伝わって流れ、その多くが保温材の下に漏れだして上蓋母材に達した。さらに、大量の蒸気がCRDM冷却器とダクトに運ばれ、そこで凝縮してホウ酸結晶が堆積した。58個の上蓋ボルトのうち3個が著しく腐食したため交換することになっている。CRDM冷却シュラウドサポートも一部腐食しておりシュラウドを交換することとなった。コノシールのクランプにも腐食が認められた。原子炉上蓋を取り外し、更なる損傷に関する検査が行われる予定である。原子炉上蓋、ボルト及び他の機器について、非破壊試験を行い更なる損傷の有無が確認される予定である。

設置者は、予備的な評価を行い、その結果、1986年10月の起動時から最近の停止までの間におけるコノシールからの漏えい率は0.25gpm未満であったと判断した。当該期間におけるRCSからの漏えい総量は0.45gpm以下であった。また、当該期間におけるRCSのホウ酸濃度は約500ppmであった。

NRCは、1987年3月18日にAITを派遣した。NRCと設置者による調査が現在進められている。

(6) Information Notice No. 86-108 Supplement 2 : ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化 (1987年11月19日)

[対象事例の概要]

1987年8月7日、Salem-2は、計画外停止後、冷態停止状態に移行された。停止前に認められた格納容器雰囲気中の放射能濃度上昇を引き起こした原子炉冷却材の漏え

いを特定するために、検査チームが格納容器建家に入った。原子炉容器上蓋区画の担当となったチームは、その周辺の換気帽にホウ酸結晶を見つけた。その後、設置者は、当該換気帽と保温材からホウ酸結晶の一部を除去し、原子炉容器上蓋の一端にホウ酸残滓を発見した。上蓋には、3×5 フィートで厚さ 1 フィートの錆色のホウ酸が蓄積していた。また、上蓋の何カ所かは白色のホウ酸結晶膜で覆われており、この膜は、CRDMハウジングの 1~2 フィート上まで及んでいた。ホウ酸の源は、熱電対計装用のネジ式接続部のシール溶接部（コノシール）に生じた 3 個のピンホールからの原子炉冷却材の漏えいであった。以前の運転期間中における原子炉冷却材の漏えいは 0.4gpm 以下であった。原子炉容器上蓋の腐食損傷は、換気系サポートから上蓋へ滴り落ちたホウ酸によるものであった。設置者は、フェライト鋼製容器上蓋に 9 カ所の腐食を見つけた。これら腐食箇所は、直径 1~3 インチで厚さ 0.4~0.36 インチであった。腐食部に対して、設計で規定された上蓋の最小厚さは 7 インチであったが、実際には 8 インチの肉厚であった。設置者及び Westinghouse 社による計算で、影響を受けた部分が ASME 規格の要求を満足していることが確認された。

San Onofre-2 で発生したホウ酸腐食事象は 1987 年 8 月 31 日に報告された。プラントが停止され冷却材温度が 125°F にある状態で、制御室運転員は停止時冷却系の弁位置を変えようとしたが、この時、10 インチ口径の配管に取り付けられている隔離弁が閉固着していることが判明した。当該弁を手動で開けるために職員が格納容器内に入った。弁の開操作を試みている間に、炭素鋼製の保持ボルトが以前のホウ酸漏えいによって腐食し破損したため、弁パッキンのフォロープレートが外れた。RCS 圧力は 350psig であり、これにより弁パッキンが飛び出した。その結果、60~100gpm の漏えいが起こり、18,000 ガロンの原子炉冷却材が格納容器内に漏れ出した。漏れ出した冷却材は液体放射性廃棄物系にポンプで導かれた。5 人の作業員が汚染した。サイト境界での放射性ガス濃度は、希ガスに対する許容濃度の 17%に達した。

[議論]

Salem-2 で認められたホウ酸腐食の速度が大きかったこと、また、Turkey Point-4 から以前に報告された腐食が広い範囲に及んでいたことから、1987 年 10 月 15 日頃に、Westinghouse 社は、文書を出して、ホウ酸腐食に起因する RCS 圧力バウンダリの劣化の可能性を取り上げるとともに、「運転状態下でのホウ酸漏えいによる鋼材への腐食影響：利用可能なデータのレビュー」と題する報告書を同封した。以下は、この報告書からの引用である。

Turkey Point-4 及び Salem-2 における最近の原子炉容器上蓋貫通部でのホウ酸漏えいの結果として、Westinghouse 社は、原子炉容器鋼材及びスタッド材への漏えいによる腐食影響に関して、文献をレビューし、実験を行った。濃縮することが出来るホウ酸漏えいの主たる影響は、炭素鋼及びステンレス鋼の「ウェステージ」である。ピッチング、SCC、粒界割れ(IGA)及び他の腐食形態は、高温での濃縮

ホウ酸溶液においては一般に心配ない。しかし、一次冷却材の表面への漏えいが起こり原子炉の外表面に関連する温度で濃縮すると、炭素鋼の腐食速度（ウェステージ）が許容できないほど大きくなることを認識すべきである。Westinghouse社による一連の試験において、200°Fの環境では約400mils/月で空気濃度25%のホウ酸溶液が炭素鋼を腐食させることが示された。試験溶液から酸素を取り除くと、250mils/月に腐食速度が低下した。210°Fの空气中で200°Fの15%ホウ酸を炭素鋼に滴下させることによって200°Fの同様の腐食速度（358-418mils/月）が得られた。いずれのタイプの実験も、ホウ酸溶液が濃縮すると約200°Fの炭素鋼表面に対する腐食性が高くなることが実証された。Westinghouse社によるホウ酸漏えいに関する一連の試験では、Inconel製のCRDM上蓋溶接に典型的なクレビス形状を付けたモックアップに、210°Fの15%ホウ酸を滴下した。鋼材の広範な腐食が起こった（約400mils/月）が、Inconelあるいはクレビスに優先的なアタックはなかった。

Westinghouse社からの情報により、最近観測されたホウ酸腐食速度が以前推定されていた値より大きいことが確認された。現在の検査プログラムは、RCPBの著しい劣化に至る前に、適切なモニタリング手順のレビューにより、ホウ酸の漏えいと腐食を確実に検出するよう保証されるかもしれない。ここでの情報は、NRCスタッフにより考慮されている潜在的に重要な事項を早期に通知するものとして提供される。もしNRCの評価がそれを示しているのであれば、具体的な設置者対応が要求される可能性がある。

(7) Generic Letter 88-05 : PWRにおける炭素鋼原子炉圧力バウンダリ機器のホウ酸腐食（1988年3月17日）

[対象事例の概要]

10 CFR 50.54(f)に従い、NRCは、PWRにおいて、技術仕様(TS: Technical Specifications)制限値未満の原子炉冷却材漏えいが生じ、ホウ酸を含む冷却材が低合金炭素鋼機器と接触し劣化させるような場合にプラントの安全運転を評価するための情報を要求する。主たる懸念は、冷却水の蒸発により濃縮されたホウ酸溶液あるいは結晶によってRCPBの腐食が生じた場合にGDC-14、30、31の要求を満足しているか否かにある。当該問題に関するNRCの懸念は、原子炉冷却材の漏えいにより著しい腐食問題が発生したというPWRの事例によって生じた。これらの事例の多くでは、設置者が漏えいの存在に気づきながら、プラントの安全上の重要性を評価していなかったり、適切な対策を即座に講じなかった。最近報告された事象を以下に示す。

- (1) Turkey Point-4において、炉内計装管1本の下部計装管シールから原子炉冷却材が漏えいし、その結果、原子炉容器ボルト3本を含む原子炉容器ヘッド部の機器の腐食が起こった。腐食の最大深さは0.25インチであった。(Information Notice No. 86-108, Supplement 1)
- (2) Salem-2において、原子炉容器ヘッドの計装貫通部1本のシール溶接から漏えい

が生じ、漏れ出た冷却材によりヘッド表面が腐食した。腐食の最大深さは 0.36 インチであった。(Information Notice No. 86-108, Supplement 2)

- (3) San Onofre-2 において、停止時冷却系隔離弁の弁パッキンフォロープレートを支持するボルトにホウ酸溶液による腐食が認められた。弁を作動させようとしたところ、ボルトが破損し弁パッキンフォロープレートが外れた。その結果、約 18,000 ガロンの原子炉冷却材が格納容器内に漏れだした。(Information Notice No. 86-108, Supplement 2)
- (4) ANO-1 において、HPI の弁からの漏水が同系ノズルに滴下した。最大腐食深さは 0.5 インチであり、圧力バウンダリ肉厚の 67% であった。(Information Notice No. 86-108)
- (5) Fort Calhoun において、原子炉冷却材ポンプのスタッド 7 本が、ホウ酸腐食により、公称値 3.5 インチから 1.0-1.5 インチに減少していた。(Information Notice 80-27)

さらに、実験により最大 400mils/月の腐食速度が報告されている。(Information Notice No. 86-108, Supplement 2)

いずれのケースも原子炉冷却材圧力バウンダリの破損には至っていないが、これら事象は全てホウ酸腐食の潜在的な影響を実証した。

ホウ酸を含む冷却材の漏えいによる腐食は以前から認識されている。1979 年以降、NRC は、当該問題について、5 つの information notice (80-27; 82-06; 86-108; 及び 86-108, Supplements 1 と 2) と Bulletin 82-02 を発行してきた。1981 年 6 月に、INPO は、原子炉冷却材ポンプガスケットからの小漏えいによる影響を論じた報告書を発行し、ポンプスタッドの著しい腐食が全ての運転モードで発生し得ると結論づけた。1984 年 12 月、EPRI は、低合金鋼固定ネジの腐食に関する報告書を発行し、その中でホウ酸誘因腐食について論じた。これらの報告書に含まれる情報は、明らかに、RCS からのホウ酸溶液漏えいによる炭素鋼製 RCPB 機器の著しい腐食劣化が生じ得ることを示した。

Bulletin 82-02 では、設置者に対して、漏えいを経験した RCPB のボルト締付け部を全て特定しそれらに対する検査と対策を報告するよう求めた。しかし、当該 Bulletin では、一次系からの小漏えい監視に対する系統的なプログラムを策定すること、また、漏えいにより著しい腐食劣化が生じる前に保守を行うことを要求しなかった。

上記の経験を反映して、NRC は、確実に許認可基準に適合するよう RCPB の健全性に影響を及ぼすホウ酸漏えいを管理すべきであると信じている。そのため、NRC は、設置者に対して、ホウ酸腐食により、RCPB の異常漏えい、急速な破損への伝播あるいは大規模破損の発生確率は極めて低いという確信が薄れないよう、系統的な措置から構成されるプログラムを確実に策定するよう求める。当該プログラムには以下の事項を含むものとする。

- (1) TS の許容制限値より小さい漏えいが生じホウ酸腐食による一次系圧力バウンダリ

の劣化が起こり得る主要な箇所の特定。圧力バウンダリ表面に高濃度のホウ酸が蓄積する条件が存在する箇所を同定するために特別な注意を払うべきである。

- (2) 小漏えい (TS 制限値未満の漏えい率) を特定するための手順。潜在的な冷却材漏えい経路と漏えい水と接触する可能性のある RCPB 機器を明確にすることが重要である。この情報は、漏えい冷却材と RCPB 材との相互作用を検討する上で重要である。
- (3) 検査を行い、漏えいが特定された際の RCPB への影響を決めるための工学的評価を実施するための方法。これには、ホウ酸結晶の堆積物など漏えいの形跡を取り除く前に工学的評価を行うために必要な情報を迅速に収集するための手順を含むものとする。
- (4) この種の腐食が再発するのを防止するための対策。これには、現行の設計あるいは運転手順の変更を含むものとし、これらの変更では(a)腐食損傷を引き起こし得る箇所での一次冷却材漏えいの発生確率を低減するとともに、(b)適切な耐食性を有する材料や保護被膜/被覆の使用を必要とする。

炭素鋼機器のホウ酸腐食に関連する現象に関して更なる見解を Attachment に示す。

TS 制限値未満の RCS 漏えいによる腐食の影響に対処するためのプログラムを実施してきたことを設置者が確認するよう求める要求はスタッフの新たな見解である。以前のスタッフ見解では、RCPB 外表面の腐食を考慮していなかった。上で議論した RCPB の著しい劣化に関する頻度と継続性に基づき、スタッフは、こうしたプログラムがない場合には、GDC-14、30、31 への適合性が担保できないと結論づけている。

10 CFR 50.54(f)の規定に従い、設置者は、本 GL を受け取ってから 60 日以内に文書で返答するよう求められる。

[Attachment]

PWR では、反応度制御材としてホウ酸が使用されているが、原子炉冷却材中の濃度は、0 から約 1%wt の範囲である。こうした濃度では、ホウ酸溶液が炭素鋼機器と接触しても著しい腐食には至らない。しかし、多くの場合、RCS から漏れ出た冷却材は蒸発し高濃度のホウ酸溶液あるいはホウ酸結晶の堆積物となる。これらの高濃度ホウ酸溶液が炭素鋼を腐食させることになる。これは、以下の表に示すように、最近の実験データ (NRC Information Notice No. 86-108, Supplement 2 から引用) によって説明することができる。

Concentration of boric acid (percent)	Condition	Temperature(°F)	Corrosion rate mils/month
25	Aerated	200	400
25	Deaerated	200	250
15	Aerated	200	350-400
15-25	Dripping	210	400

水が全て蒸発しホウ酸結晶が形成されると、腐食の程度はさほどではなくなる。しかし、

ホウ酸結晶は、炭素鋼に対して完全に好ましいものではなく、Westinghouse 社の試験によれば、500°F の温度での腐食速度は 0.8~1.6mils/月である。ホウ酸結晶による腐食は、Turkey Point-4 で認められており、この事例では、原子炉容器ヘッドに 500 ポンド以上のホウ酸結晶が見つかった。この結晶を取り除いた後に、原子炉容器ヘッドの機器に腐食が認められた。

ホウ酸腐食を防止するための最も効果的な方法は、原子炉冷却材の漏えいを最小限に抑えることであり、これは、漏えいが起こり得る箇所を頻繁に監視し可能な限り迅速に漏えい機器を修理することで達成される。過去に漏えいの起こった箇所をレビューすることで、最も可能性の高い箇所が、(1) 弁、(2) SG マンホールや原子炉ヘッド取付部のフランジ接合部、(3) ガスケットの欠陥によりカバーとケーシングで漏えいのあった一次冷却材ポンプ、及び、(4) 溶接部欠陥、であることが分かる。

これらの箇所の多くにおいて、ホウ酸溶液に晒される機器には保温材が取り付けられており、漏えいの検出が困難な場合がある。漏えい検出系が設置されていれば、それを漏えい監視に使用すべきである。

漏えい源だけでなく、漏えいしたホウ酸が移送されるメカニズムを評価することによって漏えい経路を特定することが重要である。いくつかのケースでは、ホウ酸が圧力バウンダリの開口部から出てくる蒸気に取り込まれ、施設内でその蒸気が凝縮することで、漏えい源から離れた箇所にホウ酸が移送される。

ホウ酸腐食は、(1) 漏えい率の上昇を伴う腐食と、(2) 漏えい源から離れたところで起こり漏えい率に著しい影響を及ぼさない腐食、の 2 つに分類することができる。前者の例としては、RCPB、例えば、RCP における固定部の腐食がある。このタイプの腐食はスタッドの過度の腐食につながる。後者の腐食は、RCPB の劣化に大きく寄与する場合がある。ANO-1 では、炭素鋼製 HPI ノズルの 8 フィート上部に位置する HPI 隔離弁で漏えいが発生した。ホウ酸の蓄積により、ステンレス鋼と炭素鋼との溶接部近傍で約 1/2 インチ深さの腐食が生じた。当該ノズルの別の箇所でも軽度の腐食が見つかった。Salem-2 では原子炉容器ヘッドの腐食が認められた。腐食部の大きさは直径 1-3 インチ、深さ 40-300 mils であった。当該腐食の源は、計装貫通部におけるシール溶接欠陥部であった。これらの事例は、ホウ酸によって発生した腐食が比較的大きな機器でさえも劣化につながる可能性があることを示している。Fort Calhoun では、ホウ酸腐食により、原子炉冷却材ポンプの閉止ボルトの直径が 3.5 インチから 1.1 インチに減少していた。San Onofre-2 では、弁のボルトにホウ酸腐食が起こり、弁が破損して約 18,000 ガロンの一次冷却材が格納容器内に流出した。

ホウ酸による腐食の性質上、最も信頼性のある機器の検査方法は目視試験である。ASME Section XI に沿って行われる UT は、ウェステージを検出するに十分な感度を有していない。Fort Calhoun では、UT による RCP 閉止スタッドの腐食検出に連続して 2 度失敗している。UT を使用する場合、設置者は、その結果が信頼性のあることを確認

すべきである。

(8) Information Notice No. 90-10 : Inconel 600 材に関する一次冷却水応力腐食割れ (PWSCC) (1990年2月23日)

[対象事例の概要]

Calvert Cliffs -2 における 1989 年の燃料取替停止中、目視検査により、加圧器ヒータ貫通部 20 カ所と上部水位計/圧力計タップノズル 1 カ所に漏えいが見つかった。漏えいは、これら貫通部とノズルにおけるホウ酸結晶の形で認められた。熱スリーブ 28 カ所と計装ノズル 3 本について非破壊試験 (PT と ECT) が行われ、その結果、熱スリーブ 24 カ所 (最初に漏えいの見つかった 20 カ所とノズルを含む) に亀裂指示が認められた。2 本の下部計装ノズルには亀裂指示は認められなかった。試験の結果、スリーブとノズルの亀裂は全て軸方向であり、最大長さは 10.5 インチを上回るものではなかった。熱スリーブの亀裂は PWSCC によるものと判明した。

熱スリーブと計装ノズルは、Inconel 600 製であった。全ての熱スリーブは高力鋼材 (NX8878) であり、降伏強さは 63.5ksi であった。スリーブの破面に化学汚染物は認められなかった。製造記録をレビューしたところ、120 カ所の熱スリーブ全てが、溶接前に頂部から 3.5 インチにわたってリーマ仕上げをしており、2 カ所を除き、溶接後にもヒータ棒の挿入性を上げるためにリーマ仕上げがなされていた。スリーブの亀裂は全て、J-groove 溶接部上下のリーマ仕上げ部内側に位置していた。

計装ノズルは全て高力鋼 (NX8297) であり、降伏強さは 36ksi であった。設置者は、漏えいの見つかったノズルを含む 4 本の上部計装ノズルについて、J-groove 溶接部欠陥を修理した際に再加工されていたことを明らかにした。調査結果に基づき、設置者は、加圧器熱スリーブと計装ノズルの漏えいが PWSCC によるものであると想定した。設置者は、亀裂の原因を特定するために漏えいした計装ノズルからのサンプル切り出しを行っている。

1986 年 2 月 27 日、San Onofre-3 において、高温停止中に 3/4 インチ口径の加圧器上部水位計ノズルに小漏えい (約 0.15gpm) が認められた。ノズルの内表面には約 5/8 インチ長さの軸方向亀裂が見つかった。この亀裂は、加圧器内側のノズル端部から始まり、深さ 1/2 インチの溶接部を超えてノズル集合体のアニュラス部に約 1/8 インチ入っていた。当該ノズルに関する冶金学的試験の結果、亀裂は PWSCC によるものと判明した。

1989 年春、海外の 2 基の PWR (1300MWe) において、最初の燃料取替停止中に一次系の静水圧試験を行ったところ、計装ノズルからの漏えいが認められた。この計装ノズルは Inconel 600 製であった。ノズルの設置に際しては、ノズルの一部を機械的に拡管して加圧器胴部に挿入するという作業が行われた。当該ノズルに関して非破壊試験が行われ、その結果、主に軸方向の亀裂が見つかった。しかし、周方向の亀裂もいくつか見つかった。これら 2 本の漏えいノズルについての破壊試験は終了していない。5 基の

1300MWe 級 PWR において、計装ノズル全てに関する非破壊試験が行われ、その結果、12本のノズルに亀裂指示が認められた。

[議論]

広範な研究所試験により、粒界応力腐食割れ(IGSCC)には次の3つの主要な要素が必要となることが示されてきた：環境、材料及び応力。PWSCCは、PWRの一次系環境下におけるIGSCCを指す。Inconel 600のPWSCCに関する研究所レベルでの実証は約30年前にCoriouにより報告された。Inconel 600のPWSCCによる研究は、数多くの公開された報告書にまとめられている。しかし、Inconel 600のPWSCCに対するメカニズムは未だ良く理解されていない。PWRでは、Inconel 600のPWSCCはSG伝熱管で最初に報告された。

米国内のPWRにおける熱スリーブ及び計装ノズルの亀裂は、軸方向に限られたものと報告されてきた。軸方向亀裂は、機器の構造健全性に脅威となるものではなく、殆どの場合、小漏えいとなる。しかし、海外のPWRにおいては、計装ノズルにおける周方向亀裂が報告された。亀裂の形態の違いは、これらのノズル及び熱スリーブに関して行われている機械加工(rollingとreaming)の種類の違いに起因する。rolling加工された計装ノズルにおける亀裂の様相は、SG伝熱管の拡管部に見られる亀裂と整合している。周方向亀裂は、それが検出されなければ漏えいだけでは済まず機器の構造上の破損に至る可能性があるため、より重大な安全上の問題となる。

計装ノズルの亀裂は、SG伝熱管を除いて、米国内のPWRでのInconel 600のPWSCCに関する最新事例である。Calvert Cliffs-1の熱スリーブも同じ材料であるが、最近の検査により熱スリーブの漏えいや亀裂は認められなかった。設置者は、Calvert Cliffs-1及び2の熱スリーブについて、1号機では取付前のリーマ加工がなされていなかったという製造上の相違があることを示した。CE所有者グループ(CEOG)は、CE社製プラントでの加圧器ヒータスリーブのPWSCC感受性について評価を行った。CEOGは、熱スリーブに対する目視検査プログラムを勧告した。この検査プログラムは、スリーブ材料の感受性の程度に依存して変わってくる。スリーブの感受性は、上記の要素によって評価された。スタッフは、Calvert Cliffs-2において、熱スリーブ材の降伏強さが計装ノズル材よりも高いことに気づいている。しかし、PWSCCは、両方の材料で起こっている。この状況は、材料の降伏強さが必ずしもPWSCC感受性に対するスクリーニング基準になるとは限らないことを示している可能性がある。CEOGは、Inconel 600のPWSCCに対処するために更なる作業を進めている。CEOGのプログラムには、加圧器熱スリーブや計装ノズルにおける亀裂メカニズムの理解を深めるための評価、ヒータスリーブに対する温度プロファイルの解析的な検討、一次系機器における全てのInconel 600貫通部の製造履歴に関するレビュー、亀裂の生じた機器のモックアップに関する漏えい試験を主とした試験の実施、亀裂評価のための非破壊試験方法の改良が含まれている。

Inconel 600のPWSCCは、新しい現象ではない。しかし、SG伝熱管以外でのInconel

600 の PWSCC に対する検査には特別な注意が払われてこなかった。米国内外の PWR において最近報告された加圧器ヒータ熱スリーブ及び計装ノズルの PWSCC 事例の結果として、PWR 設置者が一次系圧力バウンダリでの Inconel 600 の使用をレビューし必要に応じて拡大検査プログラムを行うことは賢明な策であろう。

(9) Information Notice No. 94-63 : クラッドの亀裂による充填ポンプのホウ酸腐食
(1994 年 8 月 30 日)

[対象事例の概要]

1993 年 7 月から 8 月にかけて、North Anna-1 において、高圧安全注入(HHSI)ポンプの炭素鋼製ケーシングに著しい腐食損傷が見つかった。この損傷は、ポンプのステンレス鋼製被覆の貫通亀裂によりホウ酸水が漏れだしたことによる。亀裂は、保守のためポンプを分解した際に見つかった。ポンプ吐出側の被覆表面には錆が認められた。

設置者が溶接によりポンプの修理を行うために亀裂部を切削した際、ホウ酸腐食がポンプ外表面の約 3mm (0.125 インチ) まで進行していたことが判明した。設置者は、長さ 64mm、幅 38mm、深さ 13mm (2.5×1.5×0.5 インチ) のキャビティを形成していた腐食部を切削した。

[議論]

損傷の見つかったポンプ 1C は、3 台の HHSI/充填ポンプのうちの 1 台であり、1989 年 9 月に、設置者は、ポンプ 1A の吸込側の被覆に亀裂を見つけた。

この亀裂によりホウ酸が炭素鋼製母材に接触したが、ポンプケーシングをステンレス鋼製のものと交換し古いケーシングに関する詳細な試験を行わなかったため損傷の程度は不明である。1993 年 8 月、設置者は、充填ポンプ 1B のクラッドについて検査を行ったが、劣化は認められなかった。

充填ポンプ 1C でクラッドの亀裂が見つかったため、設置者は、North Anna における他の充填ポンプのステンレス鋼製クラッドについて目視検査を行った。1994 年 1 月、設置者は、充填ポンプ 2B のクラッドを貫通する 8 個の亀裂を見つけた。亀裂の 6 個はポンプ吸込側に、また、残りの 2 個は吐出側に位置していた。設置者は、母材の損傷体積を測定しなかったが、ステンレス鋼製クラッド表面の錆により母材の腐食が起こっていたことが明らかとなった。充填ポンプ 2B のケーシングを修理しようとしたがうまくいかなかったため、全体がステンレス鋼製のものと交換した。1994 年 5 月、設置者は、充填ポンプ 2A のクラッドを貫通する数多くの亀裂を見つけた。また、設置者は、当該ポンプの吐出側クラッドを貫通する大きな孔(直径約 2.5cm)も見つけた。設置者は、充填ポンプ 2A のケーシングを修理することが現実的ではないと判断し、ステンレス鋼製のものと交換した。

充填ポンプクラッドにおける小さな亀裂から生じたホウ酸水による腐食は、冷却材の温度が低いとため比較的緩やかに進展する。しかし、ここで取り上げた運転経験はこうした腐食がポンプケーシングの著しい減肉とかなりの漏えいに至る可能性のあることを

示している。これらのポンプは、充填機能の他に高圧の非常用注入に用いられるため、この種の腐食が同定されなければ緊急時の安全機能が遂行できなくなる可能性がある。また、この運転経験は、クラッドの亀裂による母材の腐食が目視検査で比較的容易に見つけられることも示している。

[関連する規制関連書簡]

1980年10月29日、NRCは、IN 80-38を発行し、その中で、Zion-1の充填ポンプにおけるケーシングバレルと吸込側エンドプレートの間の遷移部における亀裂を取り上げている。この亀裂により、母材のホウ酸腐食が起り、その最大深さは1.6mm (0.0626インチ)に及んでいた。設置者は、当該ポンプをステンレス鋼製ケーシング形式のものと交換した。

1983年6月、ポンプベンダーが、クラッド付きのポンプの一覧を示すとともに、その現場検査に関する方法を助言した手順書 Bulletin 037-0-0104-0を発行した。

(10) Information Notice No. 86-108 Supplement 3 : ホウ酸腐食による原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化 (1995年1月5日)

[対象事例の概要]

1994年2月、Calvert Cliffs-1の設置者は、以前にフランジガスケットから漏れ出たホウ酸により炉内計装フランジの3個のナットが腐食していたことを見つけた。Calvert Cliffsの各原子炉にはこうしたフランジ集合体が8組ある。各集合体は、33cm (13インチ)長さの炭素鋼製スタッド8個で保持される。その後の検査で、設置者は、別の炉内計装フランジにおける3個のナットが同様の腐食していることを見つけた。これらのナットのうち1個は完全に破損しており、スタッドがフランジから落下していた。隣接する2個のナットも著しい損傷を受けていた。

1994年3月7日、TMI-1の設置者は、ボンネットのスタッドを締めることで、加圧器スプレー弁の弁体-ボンネットガスケットの小漏えいを止めようとしていた際、漏えいが突然3gpm (11リットル/分)に増加した。原子炉は、この時定格出力運転中であつた。加圧器スプレーに頼らずに圧力サージを抑えるために出力を75%まで下げた後、設置者は、加圧器スプレーラインの他の弁を閉じることにより漏えいのあつた弁を隔離することができた。作業員がスタッドを締めようと試みた際、ナットが付いたままの状態スタッドの1個が作業員の手元に飛び出した。その後、作業員は、ボンネット側のさらに2個のスタッドが完全に破損しており、また、もう1個のスタッドも著しく損傷していることを見つけた。損傷の原因は、ホウ酸による腐食であつた。損傷したスタッドは、Velan社製の2.5インチ口径電動ゲート弁の弁体とボンネットを接合する8個の5/8インチスタッドの一部であつた。弁体とボンネットはいずれもステンレス鋼316材製である。しかし、弁体に取り付けられていたスタッドはASTM A193 Grade B7低合金製であり、また、ナットはASTM 194 Grade 2H低合金製である。設置者は、1994年3月17日まで出力を下げた状態にプラントを維持し、その後、損傷した弁を修理す

るために停止した。

[議論]

ホウ酸腐食問題の発生した上記プラントでは、損傷した機器からのホウ酸漏えいが以前に認められていた。1993年3月、Calvert Cliffsの設置者は、2号機の炉内計装フランジからの漏えいを見つけ、この漏えいが不適切なガスケット材によるものであると評価するとともに、より厚いガスケットを交換しスタッドの引張力を上げるためにナットの下方にワッシャを付けることで漏えいの再発を防止するための措置を講じた。

1993年6月、Calvert Cliffsの設置者は、1号機における7個の炉内計装フランジに同じ原因の漏えいを見つけた。当該事象をレビューした後、設置者は、この漏えいによる腐食は許容できるほど軽微であると結論づけ、1994年の燃料取替時まで1号機のフランジに関する対策を遅らせることとした。この結論は、フランジ温度が約260°C (500°F) であるという仮定に基づくものであった。この温度では、ホウ酸が存在してもドライな状態であり腐食速度が約0.04mm/月 (1.6mils/月) になる。損傷が見つかった後の起動時に測定された実際のフランジ温度は、71~146°C (160~295°F) の範囲にあった。この温度は、ホウ酸が溶液のまま存在し蒸発により濃縮し得る範囲である。また、この温度は、Westinghouse社による試験で明らかにされた大きな腐食速度となる可能性がある範囲でもある。

1993年11月、TMI-1において、作業員は、加圧器スプレー弁からの弁体-ボンネット漏えいを報告していた。漏えいを修理するために作業要請が用意されたが、設置者は、全ての保温材を取り外さずに当該弁の検査を行い、弁周辺のホウ酸結晶が弁体-ボンネット接合部ではなく弁パッキンに起因するものであると結論づけた。その結果、作業要請はキャンセルされた。

[関連する規制関連書簡]

過去に、数多くのプラントにおいて、高温の炭素鋼表面へのホウ酸水漏えいにより原子炉圧力バウンダリ機器の著しい損傷が起こっている。その結果、NRCは、当該問題を扱った規制関連書簡を発行してきた。以下にその例を示す。

1980年、Fort Calhounの職員は、2基のRCP各々において、フランジガスケットからのホウ酸漏えいによる腐食が原因で3個のスタッドの直径が3-1/2インチから2.5~3.8cm (1~1.5インチ) に減少していることを見つけた (IN 80-27)。

1982年6月、NRCは、Bulletin 82-02を発行し、その中で、RCPBのネジ式固定器具に関する問題を取り上げた。このBulletinでは、閉止スタッドのホウ酸腐食に関わる11事例が示された。当該Bulletinでは、設置者に対して、ネジ式固定器具の健全性を担保するための保守手順を確立するよう要求した。また、漏えいのあったRCPBのボルト閉止を全て特定し対策を検討するよう要求した。

1986年10月、ANO-1の職員は、HPIノズルに1.3cm深さのウェステージを見つけた。このウェステージは、HPI手動隔離弁を通して漏えいしたホウ酸水が炭素鋼製ノズ

ルに伝わったことによるものであった。ホウ酸により 4 本のコールドレグの 1 本に取り付けられたノズル挿入部の 2/3 が腐食していた (IN 86-108)。

1987 年 3 月、Turkey Point-4 の職員は、原子炉容器上蓋と CRDM の排気冷却ダクトにおいて 227kg (500 ポンド) を超えるホウ酸結晶を見つけた。このホウ酸結晶は、計装管シールから漏れ出た原子炉冷却材から析出したものであった。ホウ酸により、原子炉容器上蓋ボルト 3 個、CRD シュラウドサポート及び漏えいのあった計装管シールクランプが著しく腐食していた。これら全ては交換しなければならなかった (IN 86-108S1)。

1987 年 8 月、Salem-2 の職員は、原子炉容器上蓋における 0.9m×1.5m、厚さ 0.3m の錆色のホウ酸結晶と、上蓋の他の部分及び CRDM におけるホウ酸被膜を見つけた。このホウ酸は、熱電対接続部のシール溶接のピンホールから漏えいした原子炉冷却材から析出したものであった。ホウ酸により、上蓋表面の 9 個のピットが 0.9~1cm 深さに及んで腐食していた (IN 86-108S2)。また、1987 年 8 月、San Onofre-2 の職員が停止時冷却系の固着した 10 インチ口径隔離弁を手動で開けようとした際に、同弁のパッキンプレート支持ボルトが破損した。その結果、約 230~380 リットル/分 (60~100gpm) の原子炉冷却材が格納容器内に漏れ出た。当該弁からのホウ酸漏えいにより、炭素鋼製の弁パッキンプレート支持ボルトが腐食していた (IN 86-108S2)。IN 86-108S2 では、93~99°C (200~210°F) の温度状況下において、空気が混じったり、あるいは、滴り落ちる高濃度 (15~25%) のホウ酸により、炭素鋼表面が 10mm/月 (400mil/月) の速度で腐食する可能性を示した Westinghouse 社の試験についても論じている。

1988 年 3 月、NRC は、GL 88-05 を発行し、この中で、設置者に対して、ホウ酸漏えいが起こり得る場所を監視するための系統的なプログラムを策定するとともに、RCPB のホウ酸腐食による劣化を防止するための対策を講じるよう要求した。

ホウ酸腐食に関する最近の 2 事例では、PWR 設置者がホウ酸漏えいからの損傷に敏感になってきているが、ホウ酸腐食に至るような状態を認識していない可能性があることを示している。一次冷却材の漏えいが発生したサイト周辺の雰囲気が多様であり、ホウ酸腐食速度もばらついていることによって、漏えいが存在する場合の腐食損傷の可能性を予測することが困難である。特に、保温材付きのフランジや弁ボンネットなど、原子炉冷却材による入熱区画から幾分隔離され大きな温度変動が起こり得る機器には、これが当てはまる。

IN 86-108 において述べたように、ホウ酸腐食に対する主要な防護策は、漏えいを最小限に抑え、漏えいが発生した場合には早期に検知して止め、ホウ酸残滓を速やかに取り除くことである。

(11) Information Notice No. 96-11 : 脱塩器樹脂の侵入による制御棒駆動機構貫通部の応力腐食割れの発生可能性の増加 (1996 年 2 月 14 日)

[背景]

1990年、NRC スタッフは、IN 90-10 を発行し、PWR 設置者に対して、PWSCC が技術的問題となりつつある旨通知した。PWSCC は、米国内の PWR における Inconel 600 の加圧器ヒータスリーブ貫通部で見つかった。亀裂は軸方向であり、進展速度が遅く、破壊靱性が高い材料において発生したものであることから、NRC スタッフは、亀裂の安全上の重要性が低いと判断した。そのため、亀裂は、さほど進展しなかった。

1991年12月、フランスの PWR において原子炉容器上蓋の CRDM 貫通部に亀裂が見つかった後、米国内の全ての PWR において PWSCC に対処するために、NRC のアクションプランが実施された。NRC スタッフは、PWR 所有者グループ (PWROG : WOG、B&WOG 及び CEOG) と、Inconel 600 の PWSCC に関する調査プログラムについて議論するとともに、それぞれのプラントにおける CRDM 貫通部の亀裂の可能性を評価した。その後、スタッフは、NUMARC (現在の NEI) に対して、当該問題が全ての PWR に該当するものであるため、産業界における今後の対応を調整するよう依頼した。各々の PWROG は、1993年2月に、NEI を経由して、CRDM 貫通部の亀裂問題に関する個別の安全評価を NRC に提出した。1993年7月、NEI は、CRDM 貫通部に関する ISI で見つかった欠陥に対する許容基準提案を NRC に提出した。PWROG の解析と欧州における運転経験に基づき、NRC スタッフは、1993年11月19日付の安全評価の中で、米国プラントにおける CRDM 貫通部で PWSCC による同様の軸方向亀裂が起こる可能性が高いと結論づけた。

EPRI は、PWSCC を緩和するための方法に関する研究を進めている。また、欠陥の検出と寸法の特定にあたり CRDM 貫通部に関する検査の信頼性が高いものであることを担保するための実証プログラムが策定されている。

米国における最初の検査は、1994年春に Point Beach で行われた。この検査では、CRDM 貫通部に亀裂指示は認められなかった。1994年秋に Oconee-2 で ECT が行われ、1つの貫通部に20個の亀裂指示が認められた。亀裂の幅が狭かったため UT で深さを特定することはできなかった。これらの亀裂は当初製造に関連するものであり進展していなかったが、設置者は、次の燃料取替停止時に再検査すると誓約した。1994年秋に D.C.Cook で行われた CRDM 貫通部の検査では、1つの貫通部に3個の亀裂指示が認められた。これら亀裂指示は、それぞれ、長さ46mm、16mm、7mm であり、最も深い亀裂は6.8mm であった。46mm の亀裂の先端は、J-groove 溶接部下方に位置していた。これらの結果は、PWROG による解析、NRC スタッフによる安全評価、及び、欧州の原子炉において CRDM 貫通部で見つかった PWSCC と整合している。これらの検査の結果は、1995年1月付の D.C.Cook 及び Oconee に対する安全評価報告書に記載されている。

[対象事例の概要]

1994年初頭、スペインの原子炉における PWSCC の検査で、RCS 中の高濃度硫酸により発生した亀裂が見つかった。この原子炉では、カチオン樹脂の侵入事象が2件発生

していた。1980年8月、40リットルのカチオン樹脂がRCSに流入した。1981年9月、混床式脱塩器スクリーンが破損し、1980年8月の事象の5～8倍の樹脂がRCSに流入した。冷却材の電導度は侵入後少なくとも4ヶ月は高い状態に維持された。電導度の上昇は硫酸によるものであった。亀裂部周辺と破面から硫酸が検出された。硫酸による亀裂がPWSCCよりも低い応力で発生することに気づくことが重要である。スペインの原子炉には、37のCRDM貫通部があり、そのうちの20は使用状態、17は予備である。17の予備貫通部のうち16においてSCCと粒界腐食が認められた。亀裂は軸方向と周方向の両方であった。使用していたCRDM貫通部のうちの4つには、かなりの軸方向及び周方向亀裂があった。

Westinghouse社は、NSAL-94-028を発行して、スペインの事例を、WOG、B&WOG及びCEOGに通知した。また、Westinghouse社は、1995年8月24日の公開会合において、NSAI-94-028でPWR設置者に対して、一次系への樹脂ベッドの侵入がないことを確認するために一次冷却材の水化学をレビューするとともに、米国PWRにおける硫黄の侵入に関わるRCS化学と他の運転記録をレビューするよう勧告した旨NRCに報告した。また、Westinghouse社は、この会合で、スペインのプラントで見つかったような亀裂は他のプラントでは経験しておらず、米国のプラントにおける検査結果も他の国の経験と概ね一致していると報告した。さらに、Westinghouse社のスタッフは、米国のプラントが定期的にRCSの電導度を監視し、RCS水化学に関するEPRIのガイドラインに従っていると同時に、週3回硫酸を監視していると報告した。Westinghouse社は、早急な安全問題ではなく、1993年2月のCRDMに関する安全評価(WCAP-13565)における結論は依然として妥当なものであると結論づけた。

[議論]

NRCスタッフは、米国PWRにおける一次系への樹脂ベッドの侵入については周知していない。しかし、米国PWRで著しい樹脂の侵入が起こっていれば、残留応力は周方向のIGSCCを引き起こすに十分であろう。NRCスタッフは、1996年初頭に、NEI及びPWROGと会合を開き当該問題について議論することとしている。

3基の米国PWRにおける検査の結果に基づき、NRCスタッフは、1993年の安全評価において述べたように、他のプラントにおけるCRDM貫通部にPWSCCによる同様の軸方向亀裂が存在し得る可能性は高いとの結論を維持している。

(12) Generic Letter 97-01: 制御棒駆動機構(CRDM)ノズル及び他の原子炉容器上蓋貫通部の劣化 (1997年4月1日)

[背景]

原子炉容器上蓋貫通部の一次冷却水応力腐食割れ(PWSCC)

殆どのPWRは、Alloy 600製のCRDMノズル及び他の原子炉容器上蓋貫通部(VHP)を有している。CRDMのステンレス鋼製ハウジングはスクリーで固定されノズル貫通部頂部にシール溶接されている。ノズル頂部と底部部品との間の溶接は異種金属溶接

である。ノズルは、原子炉容器上蓋の下部に突き出しているため、ノズルの内表面は原子炉冷却材に晒される。CRDM ノズル及び他の VHP は、各国の PWR（ドイツ及びロシアは除く）でも同様である。亀裂発生可能性の対象となる部分は、ノズルと原子炉容器上蓋との間の溶接部と、ノズル容器溶接部上部の上蓋内側ノズル部である。

一般に、36～78 本のノズルが低合金鋼製の上蓋に取り付けられている。上蓋は半球型であり、上蓋貫通部は垂直に取り付けられているため、上蓋中央部を除き、CRDM ノズルと他の VHP は容器表面に直立しているわけではない。上蓋中央部に向かうアップヒルは 180 度位置と呼ばれ、上蓋外周に向かうダウンヒルは 0 度位置と呼ばれる。殆どのノズルには、熱スリーブが設けられており、ノズルとスリーブとの間には 3-4mm のギャップがある。

1986 年初め、米国内外の PWR において Alloy 600 製加圧器計装ノズル漏えいがいくつか報告されていた。米国内の PWR において Alloy 600 製加圧器ヒータスリーブ貫通部に亀裂が認められた後、NRC スタッフは、1989 年に PWSCC を技術的課題として特定した。NRC スタッフは、修理・交換作業の他、発生した亀裂の安全上の重要性をレビューした。亀裂が軸方向であったこと、進展速度が遅かったこと、傷に対する耐性の高い（破壊靱性値が高い）材料であったこと、及び、大きく進展することがなさそうであったことから、NRC スタッフは、直ぐに安全上重要な問題とはならないと判断した。これらの因子は、亀裂が検出可能な漏えいに至り貫通部が破損する前に対策を講じる機会があることを示している。さらに、NRC スタッフは、Bugey-3 で水圧試験中に見つかった亀裂を除き、プラント運転中に Alloy 600 製 VHP が破損したという事例を周知していない。NRC スタッフは、1990 年 2 月 23 日に、IN 90-10 (Inconel 600 の PWSCC) を発行し当該問題を産業界に通知した。

1991 年 9 月、Bugey-3 の原子炉容器上蓋で Alloy 600 製 VHP の亀裂が見つかった。フランス、ベルギー、スウェーデン、スイス、スペイン及び日本の PWR において検査が行われ、欧州のいくつかのプラントで軸方向亀裂が見つかった。これまでに検査が行われた VHP の約 2% で小さな軸方向亀裂が認められている。Bugey-3 で漏えいのあった VHP について詳細な検査が行われ、軽微ではあるが VHP の周方向亀裂の兆候が認められた。欧州及び日本の電力会社は、PWSCC による損傷を検出し緩和するとともに、早期に漏えいを検知するための対策を講じた。欧州及び日本の電力会社は、大部分の CRDM ノズルについて検査を行いノズルの修理や上蓋の交換を行った。日本では、亀裂は見つかっていないものの、最も感受性の高い 3 つの上蓋について取替が行われている。フランスでは、予防措置として、全ての上蓋取替を計画している。スウェーデンでは、現在、上蓋に関する ISI が要求されている。フランス及びスウェーデンのプラントでは、漏えいの早期検出を行うために、取り外し可能な上蓋保温材と漏えい検出系が設置されている。

米国内の全 PWR において Alloy 600 製 VHP の PWSCC に対処するために、1991 年

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、PWROG による安全評価、EPRI による VHP モックアップの開発、NUMARC 提案の許容基準に関するレビュー及び VHP の検査が含まれていた。アクションプランの一環として、1992 年、NRC スタッフは、WOG、CEOG 及び B&WOG と会合を持ち、Alloy 600 の PWSCC を調査するためのプログラムについて議論するとともに、VHP の亀裂の発生可能性を評価した。その後、NRC スタッフは、NUMARC に対して、今後の産業界の対応を調整するよう依頼した。

1993 年 2 月、各 PWROG は、安全評価を NUMARC 経由で NRC に提出した。産業界による安全評価をレビューし国外での検査結果を検討した後、NRC スタッフは、1993 年 11 月 19 日付けの安全評価書において、VHP の亀裂が直ぐに安全上の問題とはならないと結論づけた。この結論の根拠は、VHP で PWSCC が起こった場合、(1) 亀裂は主に軸方向であること、(2) 亀裂は破損に至る前に検出可能な漏えいを引き起こすこと、及び、(3) 上蓋に著しい損傷が起こる前に目視検査で漏えいが検出されることであった。さらに、NRC スタッフは、ECT や他の非破壊試験に関連する不必要な従業員被ばくに関して懸念を抱いた。国外での現場経験によれば、検査の実施にあたり遠隔操作あるいは自動化の設備を用いることにより従業員被ばくは著しく減少する。

1993 年、産業界は被ばく低減に繋がる遠隔操作の ISI 設備と修理ツールを開発した。ベンダー 2 社により開発された技術と手順は、EPRI の NDE センターが策定したブラインドの品質認定プロトコルにおいて実証された。この実証試験では、回転式及びサーベル式の ECT と UT による検査により、合理的な不確実さ範囲内の欠陥が高い確率で検出できることを示した。また、品質認定試験では、EPRI プログラムを経て認定された人が CRDM ノズルの PWSCC を確度良く検出できることも示された。

Zorita における CRDM 貫通ノズルの粒界割れ

1994 年、Zorita において、原子炉容器上蓋内表面と CRDM 貫通ノズルとの間の溶接部 (J-groove 溶接) に関連する周方向 IGA が見つかった。この IGA は、PWSCC とは異なるメカニズムである。この事象は、イオン交換樹脂のビーズが侵入し硫酸塩濃度が高くなったが影響しているものと考えられている。Zorita には 37 本の CRDM ノズルが取り付けられているが、そのうちの 17 本は予備である。この 17 本のうちの 16 本に SCC もしくは IGA が認められた。亀裂は、軸方向及び周方向であった。使用中の CRDM ノズル 20 本のうちの 4 本には、軸方向及び周方向の亀裂を含む有意な亀裂が見つかった。Zorita では、カチオン樹脂の侵入事象が 2 度発生している。1980 年 8 月、40 リットルのカチオン樹脂が RCS に入り込んだ。また、1981 年 9 月、混床式脱塩器スクリーンが破損し 200-320 リットルの樹脂が RCS に侵入した。侵入後少なくとも 4 ヶ月間、冷却材の電導度が高く維持された。電導度の上昇は、局所的に硫酸塩濃度が高くなったことによるものであった。亀裂発生部と破面において硫酸塩が検出された。作用応力あるいは残留応力が大きくないところで、硫酸塩起因の亀裂が起こり得ることに注目する

ことが重要である。

NRC スタッフは、1996年2月14日、IN 96-11（脱塩器樹脂の侵入による CRDM 貫通部の SCC 発生可能性の増加）を発行し、設置者に対して、脱塩器樹脂により RCS が汚染された場合に CRDM や他の VHP に硫酸塩起因の SCC が発生する可能性が高くなることを警告した。

Westinghouse 社は、WOG プラント、B&WOG プラント及び CEOG プラントに、Zorita での事象を文書で通知した。また、同社は、Zorita の事象と類似した亀裂を他のプラントでは経験していないと報告した。さらに、同社は、米国内のプラントでは、定期的に RCS の電導度を監視し、一次系の水質管理を EPRI のガイドラインに従って行うとともに、週に 3 回の頻度で硫酸塩の監視を実施していると報告した。Westinghouse 社は、直ぐに安全上問題となるわけではなく、CRDM に関する安全評価において出した結論は未だ有効であると結論づけた。また、同社は、米国内の PWR プラントに対して、RCS の水質と硫酸侵入事象に関する記録をレビューするよう提言した。このレビューの結果は NRC スタッフには報告されておらず、従って、NRC スタッフは、米国内 PWR において一次系への樹脂ビーズ侵入事象が発生したことがあるか否かを確認するのに十分な情報を有していない。

米国で初めて VHP の検査が行われたのは 1994 年春の Point Beach であり、この時、49 本の CRDM 貫通部に亀裂指示は認められなかった。1994 年秋に Oconee で行われた ECT では、1 本の貫通部に 20 の亀裂指示が認められた。これらの指示に対して UT が行われたが亀裂の幅が狭く深さは特定できなかった。UT では、0.03mm (1 mil) 未満の深さである欠陥の寸法測定はできない。これらの亀裂指示は製造時のものであり成長していないが、次回停止時に再度検査することとなった。Palisade では、8 本の炉内計装貫通部に関する検査が行われたが、亀裂は認められなかった。1994 年秋の D.C.Cook における CRDM 貫通部の検査では、1 本の貫通部に 3 箇所の亀裂指示が認められた。これらの亀裂指示は、長さが 46mm、16mm、6-8mm であり、最も深いところで深さ 6.8mm であった。46mm の欠陥の先端は J-groove 溶接部の直ぐ下であった。

North Anna-1 では 1996 年春の燃料取替停止時に検査が行われ、CDRM 貫通部の高応力部のいくつかを対象に ECT が行われたが亀裂指示は認められなかった。

NRC スタッフは、1995 年 8 月に、Westinghouse 社が、運転温度、出力運転年数、VHP の製造方法、VHP のマイクロ構造及び VHP の取付位置などの要因に基づく VHP 感受性モデルを作成した旨の通知を受けた。プラントでの VHP 検査が行われるたびにその結果がモデルに取り入れられる。米国内の Westinghouse 社製 PWR は全てモデル化されており、各設置者に対してそのランキングが提示されている。さらに、NRC スタッフは、B&W 社製 PWR についても CRDM 貫通部と他の VHP に対する感受性モデルが作成されたとの報告を受けた。米国内の B&W 社製 PWR 全てがモデル化されており、そのランキングが設置者に提示されている。さらに、CE 社製 PWR についても、感受

性評価が行われた旨の報告を受けた。現時点で、いずれの PWROG もそのモデルと評価をレビューするために NRC に提出していない。

1996 年 3 月 5 日付けのレターにより、NEI は、「Alloy 600 製 RPV 上蓋貫通部の PWSCC」と題する白書を提出した。この白書では、PWR における VHP の PWSCC の重要性をレビューするとともに、プラントの寿命期間中に VHP に亀裂が発生し貫通漏えいに至る可能性を評価するために設置者が用いるべき経済的意思決定ツールについて記述している。この情報は、VHP 検査を行う必要性について評価するために設置者が使用するであろう。NRC スタッフは、NEI に対して、当該問題が主として経済的なものであることについて賛同していないことを伝えた。

〔議論〕

米国内での VHP 検査の結果は、1993 年 2 月の PWROG による解析、1993 年 11 月 19 日付けの NRC スタッフによる安全評価報告、及び、欧州のプラントにおいて見つかった CRDM の PWSCC と整合している。米国内 PWR に関する最初の 5 つの検査結果、PWROG による解析、及び、欧州での運転経験に基づき、NRC スタッフは、他のプラントの VHP でも同様の軸方向亀裂があり得ると判断している。さらに、Zorita で起こったような樹脂の侵入が米国内の PWR で起これば、残留応力は周方向 IGSCC を引き起こすのに十分である。

当該情報を検討した後、NRC スタッフは、VHP の亀裂が直ぐに安全上の問題とはならないと結論づけた。さらに、NRC スタッフは、検査の範囲や時期がこの種の劣化に対する感受性に依存してプラントごとに変わり得るものであると認識している。しかし、長期的には、CRDM 及びその他の VHP の劣化は、更なる評価を促すような重要な安全上の検討事項である。原子炉容器上蓋は、原子炉圧力バウンダリを保持するという重要な機能を有する。VHP の亀裂は既に発生しており、プラントの経年化とともに発生し続けるものと予想される。(1) 亀裂が十分深く運転サイクル期間において進展し続ける場合には ASME 規格の裕度を超過してしまい、(2) プラントの安全性に対して深層防護の層が失われる可能性に基づき、NRC スタッフは、VHP の亀裂を長期的な安全問題であると考えている。そのため、ASME 規格で要求する裕度を満足していること、GDC-14 のガイダンスが満足されていることを確認するとともに、VHP の亀裂に関する安全上の重要性が低いままであることを担保するために、NRC スタッフは VHP の定期的な検査と監視を含む総合的かつ長期的なプログラムが必要であると信じている。これは、1993 年 11 月 19 日付けの安全評価報告におけるスタッフの結論であり、そこでは、「検査を終了して亀裂のないことを示すか、あるいは、上蓋にオンラインの漏えい検出を設置するまで、上蓋の目視検査を行うことで漏えい検出能力の向上を図るよう勧告している。米国内の PWR において予想されない亀裂がないことを担保するために非破壊試験を行うべきである。これらの検査は直ぐに実施する必要はない。NUMARC 提案の巡回点検は小漏えいの検出を意図していないため、いくつかの PWR は、CRDM 貫通部に検

出されない小漏えいが存在する状態で運転する可能性があると考えられる。これに関して、スタッフは、プラント運転中に小漏えいを検出するための改良漏えい検出手段の実現を検討することが NUMARC にとって賢明な策と考えている。」と述べている。さらに、NRC スタッフは、要求された情報が、10 CFR 50.55a(g)(6)(ii)に従い、公衆の健康と安全を守るために拡大検査プログラムを課すことを求めるか否かを判断するのに必要とされるものであると理解している。

[要求される情報]

項目 1 で要求される情報は、NRC スタッフが 10 CFR 50.55a 及び GDC-14 への適合を確認し、貫通ノズルと上蓋との間の溶接部とその上部のノズル部に関する拡大検査プログラムを要求するか否かを判断するために必要とされる。これに対して、項目 2 で要求される情報は、Zorita で発生したような樹脂ビーズの侵入の発生に関連するものである。

本 GL 発行から 120 日以内に、各設置者は、以下の情報を含めた報告書を提出するよう求められる。

1. 検査活動に関して

1.1 CRDMノズル及び他のVHPに対して本GL発行までに行った全ての検査に関する記述（検査結果を含む）

1.2 CRDMノズル及び他のVHPの検査を定期的に行うための計画が策定されている場合

- a. 最初及びその後の検査のスケジュール（当該スケジュールに対する技術的根拠を含む）を提示すること
- b. 検査の範囲（貫通部の全本数と検査対象本数、どの貫通部に熱スリーブがあるか、予備の貫通部はどれか、計装あるいは他の貫通部はどれかを含む）を提示すること

1.3 CRDMノズル及び他のVHPの検査を定期的に行うための計画が策定されていない場合、拡大検査が何故不要なのかを裏付ける解析を提示すること

1.4 CRDMノズル及びその他のVHPの劣化を踏まえ、上記1.2あるいは1.3の対応を選択したことに対する裏付けとなる解析を提示すること。特に、亀裂の発生及び成長のモデルを作成するために使用した全ての関連データや試験、これらのモデルの妥当性を確認するために用いた方法とデータ、これらのモデルに対するプラント固有の入力情報、及び、これらのモデルがどのように感受性評価を具現化させるのかに関する記述を提示すること。また、総合的な産業界の検査プログラムに頼る予定である場合、当該プログラムに関する詳細な記述を提示すること。

2. IN 96-11に示したような、現行のEPRIガイドライン（一次冷却系水質管理ガイドライン）の一次冷却水硫酸濃度に対する勧告を超える樹脂ビーズの侵入に関する記述を提示すること。この情報には以下を含めるものとする。

- 2.1 カチオン、アニオンあるいは混床の侵入か？
- 2.2 これら侵入の継続期間はどの程度か？
- 2.3 RCSの水質に関する技術仕様はEPRIガイドラインに従っているか？
- 2.4 硫酸塩、塩化物あるいはフッ化物、酸素、ホウ素及びリチウムに対するプラントの管理値を上回るようなRCS水質の変化を特定すること。
- 2.5 樹脂の侵入を示す電導度の変化を特定すること。各々の変化及びフォローアップに関する技術的評価を提示すること。
- 2.6 VHPのIGA発生可能性が大きくなるような樹脂の侵入及び関連する検査計画の可能性に関する評価を提示すること。

[要求される対応]

本 GL 発行後 30 日以内に、各設置者は、(1) 要求された情報を提出する意志があるか否か、(2) 要求された情報を所定の期間内に提出する意志があるか否か、を書面にて提出するよう求められる。要求された情報を提出しない場合あるいは要求された期限内に提出できない場合には、代替措置を提案しその根拠とともに対応書簡に記載しなければならない。NRC は、提出された対応書簡をレビューし、問題が見つかった場合にはその旨通知する。

(13) Information Notice No. 2001-05 : Oconee-3 号機における原子炉圧力容器上蓋制御棒駆動機構貫通ノズルの貫通亀裂 (2001 年 4 月 30 日)

[対象事例の概要]

2001 年 2 月 18 日、計画保守停止中の通常サーベランスの一環として、ホウ酸水漏えいの兆候を調べるために、RPV 上蓋の外表面について目視検査が行われた。その結果、69本の CRDM 貫通ノズルの 9 本でその周辺から少量のホウ酸析出が認められた (Figure A-1)。その後、当該ノズル部に対して NDE を行い、47 箇所で亀裂指示 (軸方向亀裂と溶接部の周方向亀裂) が見つかった。設置者は、当初、軸方向亀裂か溶接部の周方向亀裂のいずれかであると考え、劣化部の補修を開始した。その後の液体浸透試験により、9 本のノズルのうちの 2 本に更なる亀裂指示が見つかった。これらの亀裂指示に関する補修を行うとした際、各ノズルとも溶接部上部に周方向亀裂のあることが明らかとなった。更なる調査と金相試験により、これらの亀裂は CRDM 貫通ノズルの外径から始まったことが判明した。ノズル#56 の周方向亀裂は貫通しており、また、ノズル#50 の亀裂はピンホール型貫通亀裂であった。金相試験、亀裂位置と成長過程及び有限要素法による解析に基づき、亀裂は PWSCC と結論づけられた。

[議論]

69 本の CRDM ノズルは、長さ約 5 フィートであり、RPV 上蓋の内面に J-groove 溶接されている (Figure A-2)。ノズルの材質は Alloy 600 である。

CRDM ノズルにおける軸方向亀裂は以前に見つかり評価されて修復されてきた。数多くの Alloy 600 ノズルや加圧器ヒータスリーブで PWSCC 起因の漏えいが起こってい

る。これらの機器は、通常、600°F以上の温度と一次冷却水に曝される。しかし、外側から内側へ進展する溶接部周方向亀裂はこれまでに見つかっていない。

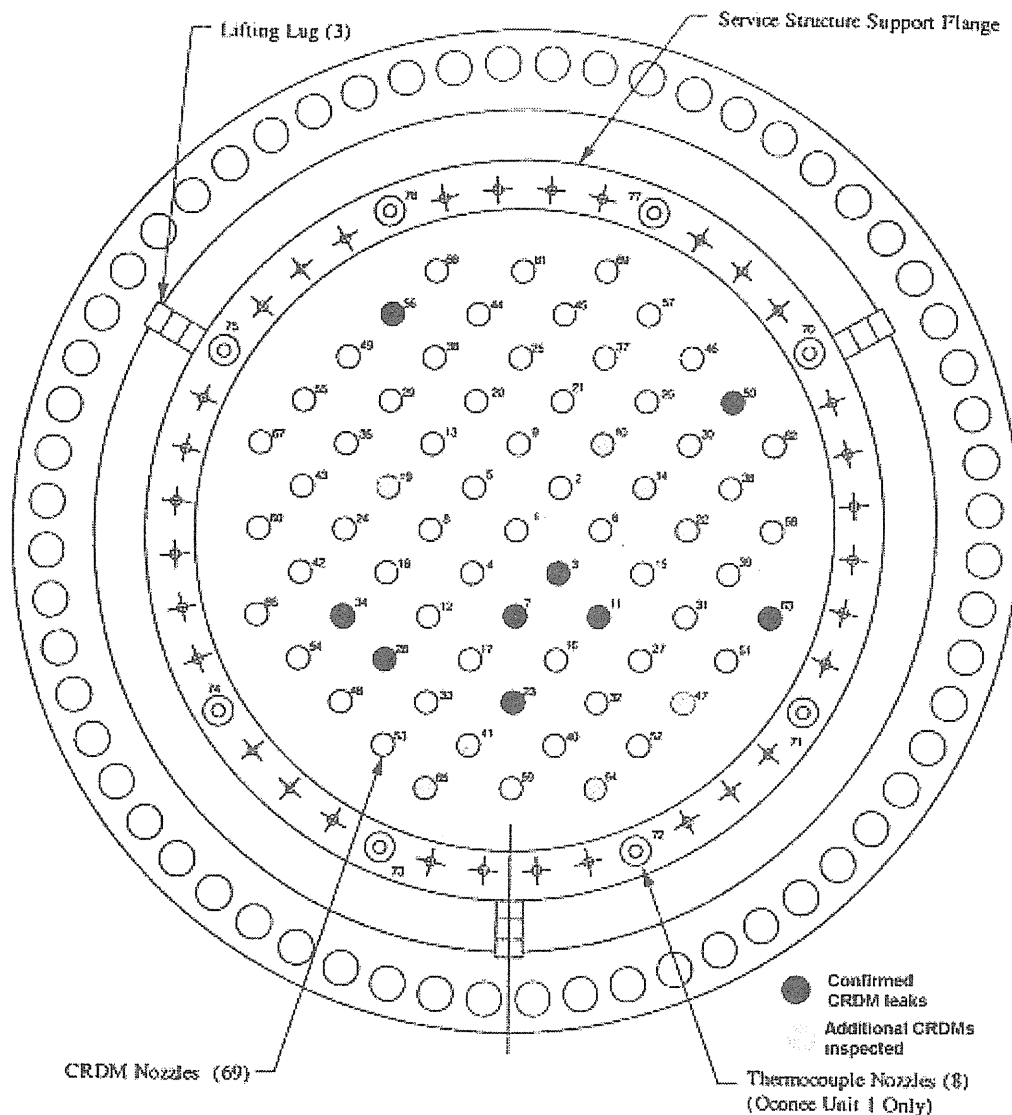


Figure A-1 Oconee Reactor Pressure Vessel Head Map

2本のCRDMノズルで見つかった軸方向亀裂は、潜在的でリスク上重要な問題を提起している。RPV上蓋の貫通部は原子炉冷却系(RCS)圧力バウンダリを維持する機能を有しており、従って、CRDMノズルや溶接部の亀裂はRCSバウンダリの劣化となる。産業界の経験によれば、Alloy 600はSCCに対する感受性が強いことが示されている。さらに、潜在的に高濃度のホウ酸水が酸化し亀裂の成長を促すことになるため、CRDMハウジングの環境は貫通漏えい後により厳しくなる。

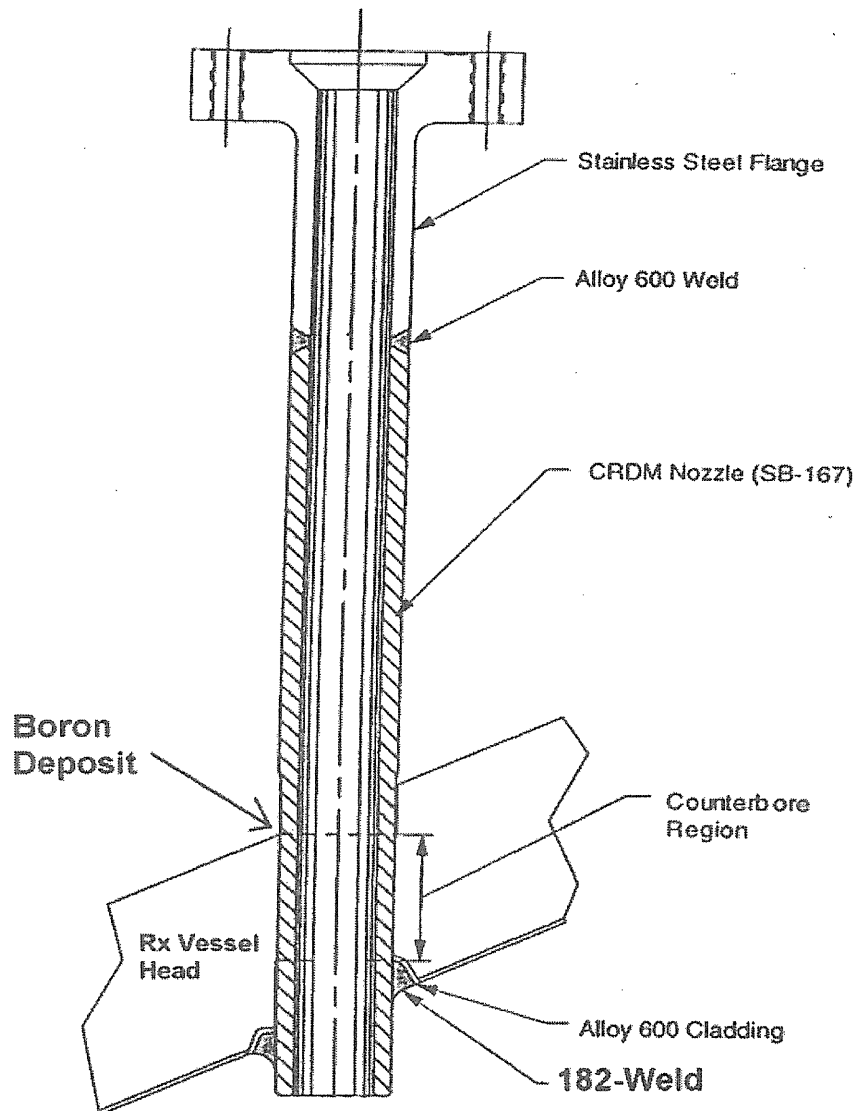


Figure A-2 Oconee CRDM Nozzle Penetration (Typical)

設置者は、再起動前に、溶接材及びノズル母材から完全に亀裂を取り除き修理すると述べている。また、次回停止時に2号機のRPV上蓋貫通部の目視検査を徹底的に行うこととし、また、3基の原子炉について上蓋の取替を検討することとした。なお、フランスや日本のPWRにおいては上蓋の交換が既に実施されている。

本事象は、RPV上蓋の検査（例えば、ホウ酸水漏えいを見つけるための保温材下の目視検査、CRDMノズルの体積検査）を行うこと、及び、亀裂の特徴を把握するのに適した非破壊検査（UT、PT）を行うことの重要性を強調している。現時点で、RPV上蓋の保温材を取り外して目視検査をするよう要求されていないが、一部の設置者は、CRDMと保温材との間を調べるためカメラを用いた目視検査を実施している。

(14) Bulletin 2001-01 : 原子炉圧力容器上蓋貫通部ノズルの周方向亀裂
(2001年8月3日)

[背景]

最近、4基のPWRにおいて、CRDM及び熱電対ノズルを含むAlloy 600製VHPノズルに亀裂と漏えいが見つかったことで、当該ノズルの構造健全性に関する関心が高まっている。2000年11月のOconee-1と2001年2月のANO-1で見つかったノズルの亀裂は、軸方向亀裂に限定されており、NRCスタッフによる一般安全評価の範囲内に限られたものと考えられた。しかし、2001年2月のOconee-3と2001年4月のOconee-2において見つかった周方向亀裂（特に、3号機で見つかった2本のCRDMノズルの周方向亀裂）は、潜在的な安全上の問題を提起するとともに、PWRのVHPノズルにおける一般性のある亀裂であることを示した。

NRCが2001年4月30日付けで発行したInformation Notice 2001-05に示すように、Oconeeの設置者が、計画停止中のサーベランス試験の一環として、RPV上蓋の外表面に対する目視検査を行ったところ、CRDMノズル69本のうち9本のRPV出口部にホウ酸の堆積が認められた。その後のNDEにより、これら9本のCRDMノズルに47個の亀裂指示が認められた。設置者は、当初、これらの欠陥を原子炉冷却材バウンダリの軸方向亀裂か、あるいは、溶接下(below-the-weld)の周方向亀裂（非原子炉冷却材バウンダリ）であると考え、修理を開始した。

その後、修理部に対してPTを行ったところ、9本のノズルの2本に新たな亀裂指示が確認された。当該亀裂を修理していた際、溶接上部の周方向亀裂が165度に及んでいることが判明した。更なる調査と金相試験により、これらの亀裂がCRDM外側を起点としていることが明らかとなった。1本のノズルの亀裂は貫通しており、もう1本のノズルの亀裂ではノズル内側にピンホールがあった。これらの亀裂は溶接線に沿って走っていた。

設置者は、修理前のUTによってこれらの亀裂指示を確認していたが、取るに足らないものと判断したと述べている。設置者は、CRDMノズルの亀裂の根本原因がPWSCCによるものと結論づけた。亀裂は、J-groove溶接部あるいは隣接の熱影響部の亀裂によりCRDMノズルとRPV上蓋のアニュラー部に冷却材が漏れだした後に、ノズル外側から始まった。この結論は、金相試験、亀裂位置と方向、有限要素解析に基づくものである。

Oconee-3のCRDMノズルは、長さ約5フィートでRPV上蓋の内側にJ-groove溶接されており、下端はRPV上蓋から約6インチ下方まで伸びている（Figure A-3参照）。ノズルは外径4インチのAlloy 600製であり、溶接金属としてAlloy 182を用いJ-groove溶接が行われた。その後、RPV上蓋の残留応力を緩和しCRDM貫通部の機械加工が行われた。各ノズルは、RPV上蓋の孔とノズルの外径を適切に合わせるために機械加工がなされ、CRDMノズルの接合には収縮接合法を用いられた。この過程で、ノズルは

少なくとも 140°F まで冷却され、その後、上蓋貫通部に挿入されて全体としては室温 (70°F) まで暖められることとなった。CRDM ノズルはまずタック溶接されその後 Alloy 182 を用いて上蓋に恒久的な溶接が行われる。タック溶接にも J-groove 溶接にも手動遮蔽金属アーク溶接法(manual shielded metal arc welding: SMAW)が用いられている。溶接部は表面仕上げの後に PT が行われる。

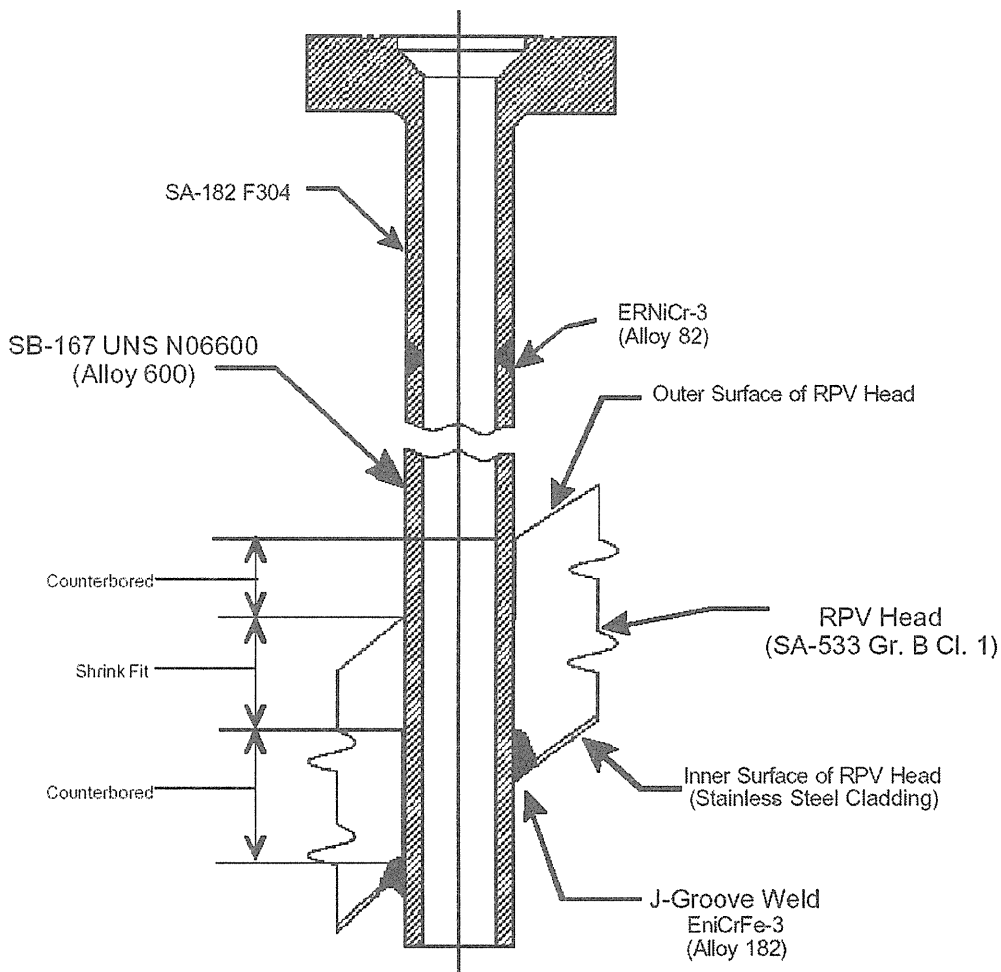


Figure A-3 Schematic Figure of Typical CRDM Nozzle Penetration

全ての PWR における VHP の設計・製造プロセスは Oconee-3 のものと同様である。Information Notice 2001-05 発行後、Oconee-2 において周方向亀裂が別の CRDM ノズルで見つかった。設置者が目視検査を行ったところ、4 本の CRDM ノズル近傍でホウ酸の堆積が認められた。その後の UT により、1 本の CRDM では外側を起点とする周方向亀裂であることが確認された。当該亀裂の深さは 0.070 インチ (約 11% 貫通)、長さは 1.26 インチ (周長の約 10%) であった。

Alloy 600 製の VHP ノズルにおける PWSCC 起因の亀裂は新たな問題ではなく、ま

た、CRDM ノズルの軸方向亀裂は 1980 年代後半以降見つかっている。さらに、口径の小さいノズルや加圧器ヒータのスリーブでも PWSCC に起因した数多くの漏えいが発生している。これらの機器は、高温（550°F 以上）に晒されており、一次系環境中に置かれている。しかし、溶接部上部のノズル外側から内側への周方向亀裂や J-groove 溶接部の亀裂は PWR において以前に見つかっていない。

Generic Letter 97-01 に示されるように、Alloy 600 製の VHP ノズルにおける PWSCC に対処するために、NRC スタッフは、1991 年にアクションプランを実施した。産業界が提出した安全評価をレビューし、海外での検査による知見を検討した後、NRC スタッフは、PWR における CRDM ノズルや溶接部の亀裂が早急に取り組むべき安全問題ではないと結論づけてきたが、その根拠は以下の通りである。

- (1) PWSCC が発生した場合、ほとんどの亀裂は軸方向に走るであろう。
- (2) 軸方向亀裂は、大規模破損に至る前に検出可能な漏えいを引き起こすであろう。
- (3) 予想される大規模漏えいは、RPV 上蓋の著しい損傷が起こる前に、目視検査により確認されるであろう。

安全評価では、潜在的な周方向亀裂を、製造及び溶接後に必要とされる直管作業によって生じる残留応力が高いことによるものと判断するとともに、漏えい監視を強化することの必要性を示した。

GL 97-01 への設置者の対応は、各プラントの運転状態（特に、運転温度と時間）と PWSCC に対する相対的感受性を関連づけるために作成された感受性ランキングモデルに基づくものであった。当該対応では、相対的感受性ランクが高いとされたプラントにおいて VHP ノズルの表面試験を行うこととした。GL 97-01 における NRC スタッフの予想通り、2000 年 11 月以前に行われた表面検査では、CRDM ノズルの母材溶接部の下方に位置する極く限られた軸方向亀裂と周方向亀裂が同定されたが、ノズル溶接部上方の周方向亀裂と Alloy 182 溶接部の亀裂は特定されなかった。

[議論]

Ocone-1～3 と ANO-1 における J-groove 溶接部の軸方向亀裂に加えて、Ocone-2 及び 3 において CRDM ノズルの周方向亀裂が見つかったことにより、VHP ノズルの亀裂は早急に対応すべき安全上の課題ではないという GL 97-01 における結論を再評価することとなった。具体的には、亀裂が主に軸方向のものであるという以前の結論に反して、J-groove 外側の周方向亀裂が発生し得ることを示している。また、J-groove 溶接金属の亀裂が母材の亀裂に先行して発生し得るということも示している。これらの見解は、母材の条件に基づく PWSCC 感受性モデルを用いるという産業界のアプローチに関して疑問を呈している。さらに、Ocone-3 の周方向亀裂は、VHP ノズルにおける軸方向あるいは周方向の亀裂を検出するための現行の目視検査に関する適性について疑問を投げかけている。これは、以前から RPV 上蓋に堆積していたホウ酸が新たな堆積を隠してしまう場合には特に重要である。また、RPV 上蓋の保温材や他の障害物の存

在が効果的な目視検査を妨げることもあり得る。対策として、VHP ノズルの亀裂による新たな堆積を効果的に検出するためには、前の停止時に RPV 上蓋を洗浄しなければならないかもしれない。しかし、NRC スタッフは、VHP ノズル以外から生じたものと特定できないホウ酸堆積物は、保守的に、VHP ノズルから生じたものと考えべきであり、適切な対応措置が必要であろうという見解を持っている。更に、適切な状態を検出するために目視検査が有効であると確信するためには特別なツールや手順を用いるよう要求されることもある。

VHP ノズルの1つの機能は、RCPB を保持することであり、従って、CRDM ノズル及び溶接部の亀裂は、RCPB の機能低下である。産業界の経験によれば、Alloy 600 は SCC に敏感であり、さらに、Oconee-2 及び 3 での亀裂発見は貫通漏えい後の CRDM ハウジングのアニュラスにおいてより厳しい環境となる可能性を強調している。即ち、潜在的に高濃度のホウ酸水がこのアニュラス部で酸化し亀裂の発生と成長を促進することがある。

Oconee-2 及び 3 で見つかった亀裂は、亀裂の特徴を適切に把握するために、RPV 上蓋に関する効果的な検査（例えば、ホウ酸水漏えいの形跡を調べるための保温材下の目視検査や、CRDM ノズルの体積試験）を行うとともに、適切な NDE 方法（例えば、PT、UT、ECT）を用いることの重要性を高めている。プラント固有の設計上の特徴があるため、PWR において RPV 上蓋の目視検査を効果的に行うための統一的方法はない。幾つかのプラントでは、保温材が RPV 上蓋から十分離れており、効果的な目視検査を行うことが可能となっている。また、幾つかのプラントでは保温材が RPV 上蓋から離れているが、効果的な目視検査を行うために特別な道具や手順が必要となったり、保温材が RPV 上蓋に直接取り付けられているため効果的な目視検査を行うにあたって保温材を取り外すことが必要となる。設置者数社は、最近、遠隔装置を用いて RPV と保温材との間の目視検査を行ってきている。効果的な目視検査を行うことの1つの観点は、VHP ノズルの亀裂に端を発したホウ酸堆積と、他の原因による堆積とを区別することの必要性である。

CRDM ノズルの亀裂による RPV 上蓋の外表面でのホウ酸の堆積が検出できる程度になるには、CRDM ノズルと RPV 上蓋母材との間のアニュラス部へ原子炉冷却材の十分な漏えいがあり、アニュラス部を介して RPV 上蓋外表面にしみ出さなければならない。Alloy 600 及び Alloy 182 溶接部における PWSCC 亀裂は、非常に漏えいが起こりにくく、ノズルや関連の溶接部における軸方向亀裂からの漏えいは少量であると予想される。さらに、Oconee-3 で見つかった少量のホウ酸堆積のように、CRDM ノズルにおける周方向亀裂では、圧力による変形が拘束されることで、大きな亀裂であってもノズルからの漏えいを最小限に抑えられると考えられる。EPRI の報告書 TP-1001491, Part 2 に示されているように、多くの CRDM ノズルはインターフェース接合部を用いて室温で RPV に取り付けられる。このインターフェース接合部が運転状態において維持され

ば、冷却材のアニユラスへの漏えいの障壁となり、目視検査による検出に対して RPV 上蓋での堆積量を制限することになる。

最近見つかった CRDM ノズルの劣化現象は、GL 97-01 で採られた解決策に関する問題を提起している。

- (1) CRDM ノズルの J-groove 溶接部で初めて Alloy 182 溶接金属の亀裂が見つかったことにより、母材の状態にだけ基づく亀裂感受性モデルの適性に関する問題が提起されている。
- (2) ANO-1 での亀裂発見により、産業界による感受性モデルの適性に関する問題が提起されている。当該モデルでは、ANO-1 の亀裂は、Occonee-3 と同じ状態に達してから、1997 年 1 月 1 日以後 15 年以上の実効定格出力運転年数(EFPY)で起こるものと予想されていた。
- (3) 構造維持溶接部の外表面に位置する CRDM ノズルの周方向亀裂が初めて見つかったことにより、CRDM ノズルの急速な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ている。
- (4) CRDM ノズルの外側から内側への周方向亀裂が初めて見つかったことにより、軸方向亀裂からの漏えいによる二次的影響の増加に関する問題が提起されている。
- (5) CRDM ノズルの周方向亀裂は比較的少量のホウ酸の堆積が見つかったことで顕在化した。これにより、ノズルの健全性が損なわれる前に劣化を検知するために、より有効な検査方法の必要性が強調されている。

RPV 上蓋の目視検査あるいは VHP ノズルの体積試験は定期的にしか行われないため(通常、計画停止時)、VHP ノズルにおける亀裂進展速度は、検査間隔における構造健全性が維持されることを確認する際に考慮すべき重要な問題である。特に、亀裂進展は、検査時に欠陥がないと判断された VHP ノズルが次の計画試験前にクリティカルな大きさにならないことを担保するに十分小さいはずである。

GL 97-01 に対応して産業界が検討した感受性ランキングモデルにより、PWR を類似性から以下のように分類できる。

- ・ ホウ酸の堆積が見つかったことで VHP ノズルに PWSCC が存在することが示され、亀裂が再発して、VHP 部に新たな影響を及ぼすものと予想できるプラント
- ・ Occonee-3 の条件から 5 EFPY 未満という感受性ランキングに基づき、PWSCC に対する感受性が高いと見なされるプラント
- ・ Occonee-3 の条件から 5 EFPY 以上 30 EFPY 未満という感受性ランキングに基づき、PWSCC に対する感受性が中程度と見なされるプラント
- ・ Occonee-3 の条件から 30 EFPY 以上という感受性ランキングに基づき、PWSCC に対する感受性が低いと見なされるプラント

産業界の感受性ランキングモデルには不確実さが大きかったり予測機能がないといった限界があるものの、VHP ノズルの亀裂の可能性を評価するための出発点を提示する

ことができる。

Oconee-3 の条件から 30 EFPY 以上という感受性ランキングに基づき、PWSCC に対する感受性が低いと見なされるプラントでは、PWSCC による劣化の可能性は低く、また、検査を強化しても VHP ノズルにおける PWSCC について新たな傾向が認められる可能性も低いことから、現時点では、現行の要求を超えるような検査は必要とされない。Oconee-3 の条件から 5 EFPY 以上 30 EFPY 未満という感受性ランキングに基づき、PWSCC に対する感受性が中程度と見なされるプラントでは、少なくとも VHP ノズルを全て目視検査することで、VHP ノズルの漏えいによる少量のホウ酸堆積を検知・識別すれば、不当なリスクをもたらす前に PWSCC による劣化を見つけることができると考えられる。この効果的な目視検査は、保温材の存在、RPV 上蓋での堆積の存在、あるいは、漏えい検出の障害となるような他の要因によって品質を下げるべきものではない。Oconee-3 の条件から 5 EFPY 未満という感受性ランキングに基づき、PWSCC に対する感受性が高いと見なされるプラントに対しては、VHP ノズルの亀裂が 1 つのプラントで見つかり VHP ノズル全てについて目視検査を行うことが必要となる。この目視検査は、2 つの特徴（VHP の設置状況に基づき、貫通亀裂を示す VHP ノズルが RPV 上蓋表面への十分な漏えい量になり得ることをプラント個別に実証すること、及び、感受性が中程度であるプラントと同様、目視検査の有効性が保温材の存在、RPV 上蓋での堆積物の存在あるいは漏えい検出の障害となるような他の要因によって影響を受けないこと）を考慮し、VHP ノズルの亀裂から生じる漏えいを確実に検出し正確に特徴づけることができるものとする。目視検査が行えない場合には体積検査（VHP ノズル外側において確実に亀裂を検出できることが実証された方法）を行って構造健全性を実証しても良い。

CRDM ノズルにおいて PWSCC の存在が既に認められたプラントでは、運転を継続するとともに VHP ノズルの亀裂が今後も起こる可能性は十分にある。従って、VHP ノズル全てについて体積検査（VHP ノズル外側において確実に亀裂を検出できることが実証された方法）を行って構造健全性を実証することも可能である。

[設置者への要求事項]

設置者は、本 Bulletin 発行から 30 日以内に以下の情報を提出するよう求められている（但し、下記 5. は除く）。

1. 全設置者に対して提出が求められた情報
 - a. 産業界の PWSCC 感受性モデルによるプラント固有の感受性ランキング
 - b. VHP ノズルに関する説明（数、タイプ、内径と外径、材料、ノズル間最小距離などを含む）
 - c. RPV 上蓋保温材のタイプと設置状況に関する説明
 - d. 過去 4 年間に実施した VHP ノズルと RPV 上蓋の検査（タイプ、スコープ、品質要件、容認基準）及びその結果に関する説明（保温材やその他の障害物など、

- 目視検査を行うにあたって RPV 上蓋母材部に接近することに対する制限を含む)
- e. 飛来物障壁、CRDMハウジングとその支持構造物、及び、他の機器・構造物の配置や、RPV 上蓋頂部から飛来物障壁までのケーブル配線に関する説明（飛来物障壁の底部を起点とした各設備の高さ位置を含む）
2. 以前に VHP ノズルの亀裂や漏えいを経験しているプラントに対して提出が求められた情報
 - a. VHP ノズルの漏えいと亀裂の程度に関する説明（数、位置、大きさ及び亀裂の性格を含む）
 - b. 追加検査（タイプ、スコープ、品質要件、容認基準）、修理及び他の対策に関する説明
 - c. 将来の検査計画（タイプ、スコープ、品質要件、容認基準）
 - d. 上記 2.c で示す検査により規制要件が満足されることを担保するという結論を出すための根拠（但し、2001 年 12 月 31 日までに検査を行わない場合には、検査を行うまで規制要件を満たしていることを担保するという結論に至る根拠を示すとともに、また、VHP ノズル全てに対する容積検査が将来計画に含まれていない場合には規制要件を満たしていることを担保するという結論に至る根拠を示すことを要求している）
 3. 感受性ランキングが 5 EFPY 未満のプラントに対して提出が求められた情報
 - a. 将来の検査計画（タイプ、スコープ、品質要件、容認基準）
 - b. 上記 3.a で示す検査により規制要件が満足されることを担保するという結論を出すための根拠（但し、2001 年 12 月 31 日までに検査を行わない場合には、検査を行うまで規制要件を満たしていることを担保するという結論に至る根拠を示すとともに、また、目視検査のみ将来計画に含まれている場合には代替検査方法（例えば、容積検査）や漏えい対策を議論するようを要求している）
 4. 感受性ランキングが 5 EFPY 以上 30 EFPY 未満のプラントに対して提出が求められた情報
 - a. 将来の検査計画（タイプ、スコープ、品質要件、容認基準）
 - b. 上記 4.a で示す検査により規制要件が満足されることを担保するという結論を出すための根拠（但し、次回燃料取替停止時に目視検査を行わない場合には、検査を行うまで規制要件を満たしていることを担保するという結論に至る根拠を示すとともに、また、目視検査のみ将来計画に含まれている場合には代替検査方法（例えば、容積検査）や漏えい対策を議論するようを要求している）
 5. 次回燃料取替停止後の再起動から 30 日以内に提出が求められた情報
 - a. VHP ノズルの漏えいと亀裂の程度に関する説明（数、位置、大きさ及び亀裂の性格を含む）

- b. 亀裂が見つかった場合の検査（タイプ、スコープ、品質要件、容認基準）、修理及び他の対策に関する説明（当該情報は、提出した上記情報に変更があった場合に限り要求される）

(15) Information Notice No. 2002-11：原子炉圧力容器の劣化に関する最近の事例

(2002年3月12日)

[対象事例の概要]

2002年2月16日、Davis Besse において燃料取替のための停止が始まり、この中で、NRC が 2001年8月3日に発行した Bulletin 2001-01（原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの周方向亀裂）への設置者対応として、CRDM ノズルに着目した VHP ノズルの検査が行われた。当該検査により、3本の CRDM ノズルに圧力バウンダリの漏えいに至る軸方向の亀裂指示が見つかった。具体的には、これらの亀裂指示は、RPV 上蓋の中央付近に位置する CRDM ノズル No.1,2,3 で見つかった。当該状況は 2002年2月27日に NRC に報告され、同年3月5日と9日に補足情報が提示された。設置者は、これら3本のノズルと、圧力バウンダリの漏えいには至っていない亀裂が見つかった他の2本のノズルを修理することとした。

修理工程には、CRDM ノズルの拡管と軸方向の機械加工が含まれていた。2002年3月6日、CRDM ノズル No.3 に関する機械加工を途中で中止し器具をノズルから取り外した。この取り外し作業中、ノズル No.3 が機械的に前後に動いてずれが生じ下方に傾いた（RPV 上蓋頂部から傾いた）。その結果、当該ノズルのフランジが周辺の CRDM ノズルのフランジと接触した。

CRDM ノズル位置ずれの原因を明らかにするために、設置者は、ノズル No.3 周辺の RPV 上蓋の状態について調査を開始した。この調査には、CRDM ノズルの RPV 上蓋からの取り外し、RPV 上蓋に堆積したホウ酸の除去及び超音波検査による CRDM ノズル No.1,2,3 近傍の RPV 上蓋の肉厚測定が含まれている。2002年3月7日に堆積したホウ酸を取り除いた直後に、設置者は、目視検査により、ノズル No.3 が傾いた方向の RPV 上蓋に大きなキャビティを発見した。その後の UT の結果、当該ノズル周辺において低合金鋼のウェステージが認められた。ウェステージ部は、CRDM ノズル貫通部から下方に約5インチに及んでおり、その幅は最大で4~5インチ程度であることが判明した。ウェステージ部における RPV 上蓋の残存肉厚は最小で約 3/8 インチであり、これは、RPV 内張のステンレス鋼の厚さであることが判明した。

[背景]

Davis Besse の RPV 上蓋は、低合金製でありステンレス鋼製の内張が付いている。VHP ノズル 69本のうち61本が CRDM 用であり、8本が予備、残りの1本が RPV 上部ベント配管用である。各ノズルは、外径約4インチ、肉厚約 5/8 インチの Alloy 600 製で、Alloy 82 と 182 を用いた J-groove 溶接で RPV 上蓋に取り付けられている。ノズル径中心間の距離は約12インチである。

RPV 上蓋は、反射金属製保温材で断熱されており、この保温材は上蓋の僅か上部に水平に取り付けられている（即ち、上蓋には接触していない）。上蓋と保温材との間は最小で約 2 インチのギャップが設けられている（上蓋中央部）。CRDM ノズルは RPV 上蓋から保温材を通して CRDM ハウジングに取り付けられているフランジ部を終端としている。

保温材と上蓋との間のギャップは、Bulletin 2001-01 に述べられているような CRDM ノズルの目視検査の性能を阻害するものとはなっていない。これは、RPV 上蓋の頂部（中央部）が、“weep hole”と呼ばれる 18 個の開口部を有する構造物によって取り囲まれていることによる。RPV 上蓋の目視検査を行いやすくするために、この開口部を通してカメラが挿入できるようになっている。

1998 年と 2000 年の燃料取替停止中、設置者は、この開口部を通して RPV 上蓋表面に関する目視検査を行った。これらの目視検査では、一次冷却材の漏えいを示すホウ酸の堆積を見つけるために、上蓋母材も対象としていた。また、これらの検査では、Generic Letter 88-05（炭素鋼製 RPV バウンダリ機器のホウ酸による腐食）に対応して、保温材上部に位置する CRDM フランジからの漏えいも調べることにしていた。

1998 年の目視検査により、ホウ酸が上蓋一面にわたって不均一に堆積していることが明らかとなった（CRDM ノズル No.3 付近の堆積を含む）。CRDM ノズル外表面には、CRDM フランジから下方への漏えいによるホウ酸の跡を示す白い筋が認められた。

2000 年の燃料取替停止中、設置者は、CRDM ノズルとフランジについて目視検査を行った。RPV 上蓋保温材の上方において、5 カ所の CRDM フランジ部で漏えい痕が見つかった。そのうちの 1 カ所が主漏えい点であった。これら 5 カ所のフランジのうちの 3 カ所と関連するノズルに堆積したホウ酸によりフランジからの漏えいであることを確認した。同様に、他の 2 カ所のフランジの 1 カ所でも、フランジと保温材との間にホウ酸の堆積が認められ、フランジからの漏えいが起こったことを示していた。これら漏えいフランジについてはガスケットを取り替えることで修理された。密封性を上げるために主漏えい点となったフランジ面についても機械加工が施された。

2000 年の燃料取替停止中、RPV 上蓋保温材の下について行われた目視検査により、RPV 上蓋にホウ酸の堆積が認められた。これらの堆積は、漏えいのあったフランジの真下に位置しており、フランジから下方に漏えいが起こったことを示していた。CRDM ノズルの漏えいについてはその痕跡が目視により確認されなかった。RPV 上蓋の洗浄を行った後、将来の参考とするために、ビデオによる検査を部分的に行った。

ALARA との関係上、洗浄できずホウ酸の堆積により接近できなかつた箇所が数多くあった（ノズル No.3 周辺部を含む）が、その後、2001 年に 1998 年と 2000 年の検査ビデオについてレビューを行って、RPV 上蓋ノズルからの漏えいの形跡がなかつたことを確認した。

2002 年の目視検査において、RPV 上蓋上方のフランジ漏えいの形跡は認められなか

った。しかし、上述したように、3本のCRDMノズルには亀裂指示があり（ノズルに関するUTで明らかとなった）、これが、RPVから上蓋頂部への漏えいの原因となった可能性がある。

[議論]

以下の文書では、PWRにおけるフェライト鋼製RCPB機器のホウ酸腐食に関する運転経験を取り上げている。

- ・ Information Notice 86-108 (1986年12月29日)
- ・ Information Notice 86-108, Supplement 1 (1987年4月20日)
- ・ Information Notice 86-108, Supplement 2 (1987年11月19日)
- ・ Information Notice 86-108, Supplement 3 (1995年1月5日)
- ・ Generic Letter 88-05 (1988年3月17日)

これらの文書で議論されたホウ酸腐食の幾つかは、RPV上蓋の腐食に関連している。例えば、Information Notice 86-108, Supplement 1では、RPVフランジボルト3本、CRDM シュラウド支持及び計装管シールクランプがホウ酸によって著しく腐食した事例を取り上げている。Information Notice 86-108, Supplement 2では、ホウ酸によってRPV上蓋表面に深さ0.9~1cm(約0.4インチ)、直径2.5~7.5cm(1~3インチ)の孔食が9個見つかったという事例について説明している。

Information Notice 86-108, Supplement 2で論じられているように、フェライト鋼製RPV上蓋へのホウ酸の漏えいによる主たる影響は、金属材のウェステージや溶解(dissolution)である。孔食、SCC、IGSCCや他の腐食割れは、RPV上蓋表面温度のように高温状況下でのホウ酸溶液に関係しない。ホウ酸によるフェライト鋼の腐食(ウェステージ)速度は、ホウ酸が乾燥しているかあるいは溶液か等いくつかの条件に依存する。ホウ酸が乾燥している場合(ホウ酸結晶の場合)腐食速度はさほどではないが、ホウ酸結晶が炭素鋼に対しては完全に良性であるわけではない。運転中、RPV上蓋の温度は十分高く、一次冷却材が漏れ出た場合にはフラッシングで蒸気となり、ホウ酸の結晶だけが残る。

フェライト鋼機器に対してホウ酸が及ぼした悪影響により、ホウ酸漏えいを最小限に抑え、適時漏えいを検出し対策を施し、ホウ酸の残滓を直ぐに洗浄することが重要であることが示されている。

Davis BesseにおけるRPV上蓋の劣化に関する原因は現在調査中であるが、ホウ酸や他の汚染物質が寄与因子であろう。劣化に寄与した因子には、運転中や停止中のRPV上蓋の環境条件(例えば、湿っているか乾燥しているか)、RPV上蓋がホウ酸に曝される時間、ホウ酸の発生源(例えば、CRDMノズルや上蓋上方のCRDMフランジからの漏えい)も含まれる。

(16) 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 (2002年3月18日)

[背景]

2001年8月3日、NRCは、Bulletin 2001-01（原子炉圧力容器上蓋貫通ノズルの周方向亀裂）を発行し、その中で、Alloy 600製VHPノズルの亀裂及び漏えいに関する事例を示した。当該Bulletinに対応し、PWR設置者は、当該ノズルの漏れの有無を確認するために、VHPやRPV上蓋外表面の検査計画を提出した。幾つかのプラントにおいて、この検査が終了している。

2002年2月と3月、Davis Besseにおいて検査を行っていたところ、設置者は、CRDMノズル3本にRCPBの漏えいに至る軸方向亀裂指示を見つけた。このうちの1つには貫通には至っていない周方向亀裂も見つかった。Davis BesseがVHPノズルの亀裂感受性が高いため、これらの亀裂は予想されないものではなかった。これらの軸方向亀裂指示は、RPV上蓋中央付近に位置するCRDMノズル3本（No.1,2,3）に認められた。そのため、設置者は、これら3本のノズルと、漏えいに至っていない亀裂の見つかった他の2本を修理することとした。修理方法として、CRDMノズルの拡管と機械加工が採用された。2002年3月6日、CRDMノズルNo.3について機械加工を行っていたが、途中で中止し器具をノズルから外した。取り外し作業中、CRDMノズルNo.3が機械的に前後に動いてズレが生じ下方に傾いた（ドーム型RPV上蓋の頂部で垂直方向からずれた）。その結果、当該ノズルのフランジが周辺のCRDMノズルのフランジと接触した。このように傾いた原因を調べるために、設置者は、CRDMノズルNo.3周辺のRPV上蓋の状態に調査を開始した。本調査には、当該ノズルの取り外しとRPV上蓋のホウ酸堆積の除去、超音波によるCRDMノズルNo.1,2,3付近のRPV上蓋の肉厚測定が含まれていた。2002年3月7日、ホウ酸除去の終了後直ぐに、設置者は目視検査を行ったところ、CRDMノズルNo.3が傾いた方向に、RPV上蓋のキャビティが見つかった。その後のUTにより、ノズル付近でRPV上蓋母材の減肉が確認された。減肉部は、CRDMノズルNo.3貫通部から約5インチのところまで及んでいると推定されたが、より詳細に調べたところ約7インチにも及び、キャビティの底部では劣化が厳しいものであることが判明した。キャビティの大きさは、約4～5インチであり、RPV上蓋の最小肉厚は約3/8インチであった。この肉厚はRPV上蓋の内表面に取り付けられたステンレス鋼製の内張の厚さであった。結果的に、この内張が原子炉冷却材圧力バウンダリとなっていた。

RPV上蓋劣化の原因及び条件に関する調査は現在進行中であるが、ホウ酸あるいは他の汚染物が寄与因子であると考えられる。その他の寄与因子としては、原子炉運転中や停止中のRPV上蓋の周辺環境（例えば、乾湿）、RPV上蓋がホウ酸に曝された時間、ホウ酸の源（例えば、VHPノズルの亀裂による漏えいや、CRDMフランジ部のようなRPV上蓋上方からの亀裂による漏えい）などが挙げられる。

[議論]

Davis BesseでRPV上蓋に減肉が見つかったことで、原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化を識別し解決するための設置者のプラクティス（RPV上蓋の運転環境におけるホウ

酸などによる腐食や、VHPノズルの貫通欠陥を介しての流動による侵食の評価モデルなど)に疑問がわき上がっている。

現在の情報で判明している点は次の通りである：(1) RPV上蓋母材が漏えいノズル付近で劣化していた、(2) RPV上蓋の劣化部周辺には少なくとも数年間にわたってホウ酸が堆積し、ここ数回の燃料取替停止の際に十分に除去されなかった、(3) RPV上蓋頂部に堆積したホウ酸の一部はCRDMフランジ部の漏えいによるものであった。

ノズルからの漏えいが無くRPV上蓋での堆積だけで類似の劣化が起こり得るか、RPV上蓋での堆積が無くノズルからの漏えいだけで類似の劣化が起こり得るか、あるいは、見つかった程度の劣化が起こるのには両方の条件が必要なのかについて現在評価が行われている。これら2つの条件の間にある相互関係とRPV上蓋の劣化に対する影響は現在評価中である。

予備評価では、ホウ酸が寄与したことを示している。RPV上蓋母材などフェライト鋼の腐食を取り上げた規制関連書簡もある。Generic Letter 88-05 (PWRにおける炭素鋼製原子炉圧力バウンダリ機器のホウ酸による腐食)に対応して、設置者は、ホウ酸漏えいが発生するような箇所を監視するとともに、ホウ酸による腐食でRCPBが劣化するのを防ぐための対策を実施することとなっていた。

歴史的に、これらの計画では、VHPノズルからの一次冷却材漏えいに起因するRPV上蓋のウェステージの可能性は低いと仮定してきた。また、支援解析では、貫通部から漏れ出てくる冷却材は蒸気になり、ホウ酸の結晶が残ると仮定した。一般に、これらの結晶はRPV上蓋に蓄積すると仮定されるが、原子炉運転中においては、RPV上蓋温度が500°F以上であり、乾燥したホウ酸の結晶はさほど腐食性が強くないので、こうした堆積による腐食は最低限に抑えられるものと仮定される。従って、ホウ酸が溶解していた停止時(例えば、RPV上蓋温度が212°F以下)にのみウェステージが起こるものと予想される。しかし、Davis Besseで見つかった事実はこのモデルの信頼性に疑問を投げかけている。

観測された劣化に対する寄与因子の1つはホウ酸の堆積であろう。こうした堆積がRPV上蓋頂部に存在するかどうかを評価するための手順は、プラント固有の設計上の特徴に依存するため、プラント固有のものである。例えば、幾つかのプラントでは、保温材がRPV上蓋から十分離れており、効果的な目視検査を行うことが可能となっている。また、幾つかのプラントでは保温材がRPV上蓋から離れているが、効果的な目視検査を行うために特別な道具や手順が必要となる。さらに、幾つかのサイトでは、保温材が上蓋自体に直接取り付けられており、目視検査を行うためには取り外す必要がある。

目視検査から得られるデータが限られているプラントでは、ホウ酸がRPV上蓋頂部に堆積するかどうかを評価するために別の方法を用いなければならない。その1つには、ホウ酸が、(1) RPV上蓋上方位置からの漏えいによるものか、(2) 保温材あるいはギャップへの流れで保温材からしみ出たものによるか、(3) RPV上蓋に降りかかったことに

よるものかに関する評価がある。

Davis Besseで見つかった劣化に寄与していると考えられる他の因子の1つに、VHPノズルの漏えいがあり、Bulletin 2001-01で議論されている。

同Bulletinでは、VHPノズルにおけるPWSCCの感受性を評価するために産業界が開発したモデルについて論じている。当該モデルには、大きな不確実さがあったり、亀裂が何時発生するかを予測できないといった限界があるが、VHPノズルの亀裂の発生可能性を評価するための起点を与える。

感受性が高かったり中程度のプラントで行われた検査により、当該モデルでプラントの相対的な感受性を予測できることが確認されている。しかし、Oconee-3の条件から14.3 EFPYというランキングを有するプラントでは、亀裂のあるノズルが3本見つかり、それよりEFPYが小さいプラントでは亀裂は見つからなかった。

幾つかのプラントでは、貫通欠陥のあるノズル（漏えいノズル）を修理してきた。これらの検査結果からRPV母材の劣化部分が示されたわけではなかったが、検査手法の範囲を拡げれば見つけられたであろうし、あるいは、こうした劣化を見つけることにどの程度注意を払うかはプラントごとに異なる。幾つかの検査・修理方法では、炭素鋼製上蓋のキャビティを同定できなかったかも知れない。

[設置者への要求事項]

1. 設置者は、本 Bulletin 発行から 15 日以内に以下の情報を提出するよう求められている。
 - A. これまで実施してきた RPV 上蓋の検査・保守プログラムの概要
 - B. Davis Besse で見つかったような減肉や孔などの RPV 上蓋の劣化を見つけるための検査・保守プログラムの評価
 - C. 1.A に示す検査・保守プログラムを通して明らかとなった状態（化学物質の堆積、上蓋の劣化）及びその対策に関する説明
 - D. RPV 上蓋と貫通ノズルに関する将来の検査計画と基準（検査方法、スコープ、頻度、品質要求及び容認基準を含む）
 - E. 規制要求が現在満足されていることを合理的に担保しているかどうかに関する結論（1.D に対応して論じられる検査で規制要求が満足されていることを合理的に担保するという結論に至った根拠を含む）
2. 設置者は、RPV 上蓋に関する次回検査後のプラント再起動から 30 日以内に以下の情報を提出するよう求められている。
 - A. 検査のスコープ（1.D に対応して用意されたものと異なる場合）とその結果（見つかった劣化の位置、大きさ及び性質を含む）
 - B. 講じられた対策と劣化の根本原因
3. 設置者は、原子炉冷却材圧力バウンダリの残りの部分に関して、本 Bulletin 発行から 60 日以内に以下の情報を提出するよう求められている。

- A. ホウ酸検査プログラムにより Generic Letter 88-05 及び本 Bulletin で論じられている規制要求に適合していることを合理的に担保していると結論づける根拠

(17) Information Notice No. 2002-13 : 原子炉压力容器の劣化進行に関する兆候
(2002年4月4日)

[対象事例の概要]

最近、Davis Besse において、CRDM ノズル No.3 下方の RPV 上蓋に著しいキャビティが見つかった。また、ノズル No.2 にも上蓋のウェステージが認められた。そのため、NRC は 2002 年 3 月 12 日に IN 2002-11 を、同年 3 月 18 日に Bulletin 2002-01 を発行した。さらに、RPV 上蓋材料の劣化状況を調査するために拡大検査チーム(AIT)を現地に派遣した。AIT により、Davis Besse で認められたような RCPB の劣化に関する兆候が明らかとなった。これらの兆候には、未検出の RCS 漏えい、及び、格納容器エアクーラー(CAC)や放射線モニターのフィルターエレメントの閉塞が含まれる。

1998 年まで、Davis Besse における未検出の RCS 漏えい量は 0.1gpm 未満であった。1998 年 10 月、設置者は、加圧器逃がし弁下流のラプチャーディスクを撤去し、逃がし弁からの漏えいをクエンチタンクに集めるドレンラインをバイパスさせた。その結果、逃がし弁からの漏えいは直接格納容器雰囲気へ放出され、サンプに集められることとなり、未検出漏えい量は約 0.8gpm まで上がった。1999 年 5 月、設置者は、ラプチャーディスクを再設置しドレンラインを再度接続した。しかし、RCS の未検出漏えい量は約 0.2gpm にまでしか下がらなかった（正常値より約 0.1gpm 大きい）。この未検出漏えいレベルが高くなったのは、過去にフランジ漏えいがあったことから設置者が CRDM フランジの漏えいを考慮したことによる。

Davis Besse における CAC は、格納容器内温度と湿度を制御する。1998 年 11 月、設置者は、ホウ酸の堆積による CAC 閉塞の増加に気づいた。設置者は、その増加を、1998 年 10 月の上記設備変更に伴う加圧器逃がし弁から格納容器への直接漏えいによるものとした。1998 年 11 月から 1999 年 5 月にかけて CAC の洗浄が何度も行われた。1999 年 5 月、設置者は、ラプチャーディスクを再設置しドレンラインを再度接続した。当該変更後の 1999 年 6 月と 7 月に、設置者は、CAC の洗浄を行った。この時、設置者は、CAC-1 から除去されたホウ酸堆積物が錆のような色をしていたことに気づいた。この変色を CAC の表面腐食がホウ酸堆積物に入り込み劣化させたものと考えた。2000 年の燃料取替停止後、CAC において再びホウ酸が堆積し始めた。2000 年 6 月から 2001 年 5 月にかけて、設置者は、CAC の洗浄を 8 回行った。その後、現在の停止まで CAC の更なる洗浄は必要とされなかったが、設置者は、CAC ダクトとプレナムから 5 ガロンバケツ 15 杯分のホウ酸を除去したと報告している。また、CAC からの流れが格納容器内の他の場所（所内用水系配管や換気能の低い区画など）でのホウ酸の堆積につながった。

Davis Besse には、格納容器内に 2 系統の空気サンプリング系から成る放射線モニタ

ーが設けられている。放射線モニターのフィルターは、粒子を蓄積するため、確実に動作するよう交換することが必要となる場合がある。設置者による記録では、放射線モニターのフィルター交換と過去の RCS 漏えいの増加に相関が見られる。1999年3月、ホウ酸の堆積による放射線モニターのフィルターの閉塞が明らかとなり、その原因は上述した加圧器逃がし弁の変更によるものとされた。1999年11月、フィルターにおける黄褐色の堆積物が認められた後、設置者は、フィルター付着粒子の化学分析を行い、その結果、ホウ酸結晶の他に酸化鉄の存在が認められた。当時、設置者は、3週間ごとのフィルター交換を開始した。1999年11月までに、フィルターの交換頻度は再び増えていた。

[議論]

RCS 漏えい、ホウ酸の堆積及び腐食生成物 (CAC や放射線モニターのフィルターエレメントにおける酸化鉄など) により、RCPB 材の劣化兆候を示すことがある。これらの兆候は、明確な劣化の証拠を示す訳ではないが、設置者に対して劣化が進行中であると疑念を抱かせる機会を与える可能性がある。NRC は、Davis Besse における兆候が、他の事象 (例えば、フランジの漏えい) によって複雑なものとなったと理解している。しかし、他の兆候と相俟って、RCPB の劣化が進んでいるか否かについての知見を与えることもある。

(18) Bulletin 2002-02: 原子炉压力容器上蓋及び上蓋貫通ノズルの検査プログラム
(2002年8月9日)

[背景]

PWR における Alloy 600 製の CRDM やその他の上蓋貫通ノズルの PWSCC は、新たな問題ではない。CRDM ノズルの軸方向亀裂は、1980年代後半以後、見つかっている。さらに、多数の小口径 Alloy 600 製ノズルと加圧器ヒータのスリーブにおいて、PWSCC に起因する漏えいが発生している。RPV 上蓋貫通部の潜在的な亀裂に対する関心は、ノズルと原子炉容器上蓋間の J-groove 溶接と上蓋内ノズル部を含む圧力バウンダリであることである。

産業界から提出された安全評価をレビューし、国際的な検査の知見を検討した後、NRC は、1993年の安全評価において、PWR において当時見つかった CRDM ノズルと溶接部の亀裂は直接安全に関連するものでないと結論づけた。この結論を出した根拠は、PWSCC が起こった場合、(1) 亀裂は主に軸方向に発生し、(2) 軸方向の亀裂であれば大規模な破損に至る前に漏えいが検出可能であり、さらに、(3) RPV 上蓋が著しい損傷に至る前にサーベランス検査の一環として行われる目視検査で漏えいが検出されるであろうということにある。安全評価では、潜在的な周方向亀裂に関する問題を、製造時の高い残留応力と溶接後に必要とされてきた直管化の影響の結果であると判断した。また、安全評価では、漏えい監視を強化することの必要性についても注目した。

1997年4月1日、NRC は、Generic Letter (GL) 97-01 「CRDM ノズルとその他の閉

止型上蓋貫通部の劣化」を発行した。GL 97-01 への設置者の対応は、各プラントの運転状態（特に、運転温度と時間）を PWSCC 感受性と関連づけるための相対的感受性ランクモデルの作成に基づくものであった。この対応では、相対的感受性が最も高いと判断されたプラントにおける VHP ノズルの表面検査（即ち、ECT）に着目した。2000 年 11 月以前に行われた表面検査では、CRDM ノズル母材の溶接部下方にのみ軸方向及び周方向亀裂を検出したが、ノズル溶接部上部における周方向亀裂や Alloy 82/182 溶接部の亀裂は見つからなかった。

2001 年初めに行われた Oconee-2 及び 3 での原子炉ノズル検査により、J-groove 溶接上部のノズルにおいて周方向亀裂が見つかった。J-groove 溶接上部の周方向亀裂は、それが検出されず補修も行われなければノズルが飛び出す可能性があることから、安全上の問題と考えられる。2001 年 8 月 3 日、NRC は、Bulletin 2001-01 「RPV 上蓋貫通ノズルの周方向亀裂」を発行した。当該 Bulletin では、Oconee-3 において発生した CRDM と熱電対ノズルを含む Alloy 600 製の VHP ノズルの亀裂と漏えい事例を取り上げた。当該 Bulletin に対応して、PWR 設置者は、ノズル漏えいの有無を確認するために、VHP ノズルや RPV 上蓋の外表面に関する検査計画を提示し、殆どのプラントでは既にこの検査を終了している。また、PWR 設置者は、VHP ノズルにおける過去の亀裂や漏えい、RPV 保温材の種類と設置状況及び各プラントの感受性ランキングに関する情報を提示した。

2002 年 3 月初め、Bulletin 2001-01 に基づいて行われた VHP ノズルの検査により、Davis Besse において RPV 上蓋のドーム近傍に大きなキャビティが見つかった。このキャビティは、軸方向貫通亀裂の結果として漏えいが起こっていたノズルの周辺にあり、ホウ酸の蓄積を設置者が何年間も放置していた部分に位置していた。2002 年 3 月 18 日、NRC は、Bulletin 2002-01 「RPV 上蓋の劣化と RCPB の健全性」を発行した。当該 Bulletin では、PWR 設置者に対して、RPV 上蓋の検査と保守プログラム、RPV 上蓋の材料条件、RPV 上蓋に達したと考えられる過去のホウ酸漏えい事例、及び、他の圧力バウンダリに対するホウ酸検査プログラムが有効であると結論づけるための根拠に関する情報を提示するよう要請した。これに対応して、設置者は、Davis Besse で見つかったような RPV 上蓋の劣化がないとの結論に至った理由を提示した。

[議論]

Oconee-3 とその他の PWR における VHP ノズルの周方向亀裂、Davis Besse における RPV 上蓋材料の劣化が見つかり、Bulletins 2001-01 と 2002-01 への設置者の対応を NRC スタッフがレビューした結果として、スタッフは、RPV 上蓋と VHP ノズルに対する検査の要求とプログラムについて関心を示した。亀裂及び劣化に関して現在利用可能な経験と情報に基づけば、該当規則への適合性を実証するために、目視検査に依存する検査プログラムを体積検査や表面検査により補足することが必要であろう。

VHP ノズルの周方向亀裂や RPV 上蓋の劣化が検出されないということは、RCPB の

健全性が問題視され、また、LOCA あるいは VHP ノズル飛び出しの可能性が高まったという点で安全上の関心事となる。VHP ノズルの周方向亀裂や RPV 上蓋材料の劣化が検出されたことで、幾つかの問題が提起され、NRC スタッフは、RPV 上蓋及び VHP の検査について、目視検査を主たる方法としている現在の検査プログラムの適性に疑問を抱いた。

- ・ 比較的少量のホウ酸の蓄積が存在していたことで、CRDM ノズルの周方向亀裂が同定された。これにより、ノズルの健全性が失われる前に劣化を検出するために、より有効な目視検査あるいはそれ以外の非破壊試験の必要性が高まった。
- ・ CRDM ノズルの J-groove 溶接部において、初めて、Alloy 82/182 溶接金属の亀裂が見つかったが、この亀裂は母材の亀裂に進展する可能性がある。溶接金属の検査が母材よりも難しいため、これにより関心が高まった。
- ・ CRDM ノズルの外側から生じた周方向貫通亀裂が初めて見つかった。これにより、LOCA を引き起こすような CRDM ノズル破損と制御棒飛び出しの可能性に対する関心が高まった。
- ・ 貫通漏えいが生じた後は、高濃度の一次系ホウ酸水が酸化されるため、CRDM ハウジングと RPV 上蓋アニュラスにおける環境は厳しくなる。
- ・ 機械的接合部からの漏えいにより RPV 上蓋にホウ酸が蓄積し残留することで、圧力バウンダリの漏えいが隠されてしまう可能性がある。これにより、貫通亀裂が何年間も検出されないという問題に関心が高まった。
- ・ Davis Besse における RPV 上蓋劣化の原因となる条件は完全には解明されていない。スタッフは、問題となる形状に適用可能で、腐食メカニズムや速度を正確に予測するのに役立つデータを知らない。

要するに、幾つかの PWR において Alloy 600 製 VHP ノズルの亀裂や漏えいが見つかったこと、及び、Davis Besse において RPV 上蓋の劣化が見つかったことで、RPV 上蓋と VHP ノズルの構造健全性及び該当規則の適合性を確認するための主たる検査方法として目視検査に依存している現行の検査プログラムの適性について関心が高まった。特に、NRC スタッフは、現行の検査プログラムにおける検査の方法と頻度（検査間隔）が十分でないかもしれないとの懸念を抱いている。現在利用可能な経験と情報に基づけば、該当規則の適合性を実証するために、目視検査に依存している検査プログラムを体積試験や表面試験などで補足する必要があるかもしれない。

本 Bulletin の発行は、RPV 上蓋と VHP ノズルに対する検査の要求とプログラムの適性について問題を提起するための第 1 ステップである。次のステップは、本 Bulletin に対する対応のレビュー、規制上の対応が必要か否かの決定、EPRI の材料信頼性プログラム(MRP)が提案した検査プログラムのレビュー、ASME 規格における検査要求の改訂の奨励と改訂版の規制への取込、である。

[補足検査の例]

ウェステージの現象と速度に関してより良い理解が得られるまで、目視検査に依存している検査プログラムを体積試験や表面試験などで補足する必要があるかもしれない。下記の表では、材料の劣化とウェステージ速度に関する現在までの経験と理解に基づいて、スタッフが適切な補足検査であると考えているものの例を示す。

追加検査の例

検査	頻度/時間 (注1及び2)		
	< 8 EDY	> 8 EDY and < 12 EDY	> 12 EDY
CRDMノズルの母材に関する100%超音波試験(注3)及び	5年以内、それ以降は定格出力運転60ヶ月に少なくとも1回	次々回の燃料取替停止から開始し1回おき毎(定格出力運転48ヶ月を超えないこと)	次回の燃料取替停止から開始し毎回(定格出力運転24ヶ月を超えないこと)
全てのJ-groove溶接部及びCRDM貫通部材料の湿った表面に関する100%渦電流試験あるいは液体浸透試験(注4)及び	5年以内、それ以降は定格出力運転60ヶ月に少なくとも1回	次々回の燃料取替停止から開始し1回おき毎(定格出力運転48ヶ月を超えないこと)	次回の燃料取替停止から開始し毎回(定格出力運転24ヶ月を超えないこと)
RPV上蓋頂部におけるCRDMとRPV接合部の露出金属面に関する100%目視検査(注5)	3年以内、それ以降は定格出力運転60ヶ月に少なくとも1回	次回の燃料取替停止から開始し1回おき毎(定格出力運転48ヶ月を超えないこと)	次回の燃料取替停止から開始し毎回(定格出力運転24ヶ月を超えないこと)

注1: 実効劣化年数(EDY: effective degradation year)は、あるプラントにおいて亀裂が発生する可能性を評価するための手段であり、運転時間と運転中の温度に依存する。
 注2: 8 EDY未満のプラントで部分貫通亀裂が認められた場合、中間のカラム (> 8 EDY and < 12 EDY) のガイダンスが適用される。8 EDY未満のプラントで部分貫通亀裂が認められた場合、中間のカラム (> 8 EDY and < 12 EDY) のガイダンスが適用される。検査により貫通亀裂が見つかった場合、EDYに関係なく、右のカラムが適用される。
 注3: 試験には、最低限、RPV上蓋内側からノズル底部までのノズル部を含めるべきである。
 注4: J-groove溶接部における欠陥の検出や特性把握において、超音波試験が信頼できるものであり有効であると実証されている場合、J-groove溶接部の検査に使用することができる。
 注5: ホウ酸堆積あるいは他の漏えいの指示が認められた場合、漏えいが貫通亀裂によるものか否かを判断するために、目視検査以外の検査を行う必要がある。

[該当する規制要求]

NRC の規則とプラントの運転認可(技術仕様: TS)における幾つかの条項が VHP ノズルの亀裂に関連している。TS において原子炉冷却材圧力バウンダリの貫通漏えいを伴う運転を認めていない限り、TS は VHP ノズルの亀裂に関連している。GDC や原子炉に対する許認可基準の要求(10 CFR5 0.55a の要求)、品質保証規準では、VHP ノズルの亀裂と原子炉冷却材圧力バウンダリの劣化の可能性と影響に関する NRC スタッフの評価に対して、基準と要求を示している。

10 CFR 50.55a における NRC の規則には、ASME のクラス 1 機器(VHP ノズルを含む)は ASME 規格 Section XI の要求を満足しなければならないと述べられている。ASME 規格の様々な条項において、RCPB の検査を取り上げている。例えば、Section XI の Table IWB-2500-1 では、RPV 上蓋圧力保持機器に対する検査要求を示しており、許容基準として IWB-3522 を参照している。IWB-3522.1(c), (d), 及び(e)では、対策を必要とする条件に、保温材の巻かれた機器からの漏えい検出と、ホウ酸水漏えいの証拠を

示すような機器、保温材あるいは床の表面の変色や残滓の蓄積を含めるよう規定している。現在、NRC が、ASME 規格の検査要求に疑問を抱いているが、ASME 規格において RPV 上蓋の貫通劣化を伴う継続運転を認めていないことは明らかである。従って、ASME 規格を引用している 10 CFR 50.55a は、RPV 上蓋貫通ノズルの貫通劣化を伴う継続運転を認めていないこととなる。

品質保証規準 V では、重要な活動が十分に行われることを確認するための定量的／定性的な許容基準が、指示書、手順書あるいは図面に含まれていなければならないと述べている。RCPB に関する目視、体積及び表面検査は、これらの要求に従って文書化すべき活動である。

品質保証規準 IX では、非破壊試験を含む特別なプロセスは、該当する規格、標準、仕様、規準及びその他の特別な要求に従い、認可された手順書を用いて、有資格者が管理し実施しなければならないと述べている。Davis Besse において見つかった劣化に対して RCPB の構造健全性を担保するという流れにおいて、目視検査や UT に対する特別な要求では、概して、認められた目視検査方法や UT 方法を用いるよう求めている。こうした方法は、プラント固有の解析により、RCPB や安全裕度が喪失する前に劣化を検出できるものであることが実証されている。例えば、この解析では、欠陥や劣化を確実に検出し正確にその特徴を明らかにできる装置と能力がすでに確立されていること、また、検査区域への接近性や保温材の存在、堆積物の存在などの寄与因子、及び、劣化の検出に障害となるような他の因子を考慮しなければならないであろう。

品質保証規準 XVI では、品質に反する状態が速やかに同定され是正されることを確認するために対策を講じなければならないと述べている。品質に反する重要な状態に対し、講じられる対策には、根本原因の特定と、不利な状態の再発を防止するための対応策を含めなければならない。VHP ノズルの亀裂あるいは RPV 上蓋材料のウェステージに対しては、劣化の性質及び将来の亀裂や材料ウェステージを緩和するために必要となる対応を理解するために根本原因の特定が重要である。これらの対応には、先見性のある検査、漏えい VHP ノズルの修理、貫通漏えいが切迫していない場合の劣化 VHP ノズルに対する解析的な評価による許容、が含まれる。

[要求される情報]

情報要求の目的は、Bulletins 2001-01 と 2002-01 に対応して PWR 設置者から提出された同一の情報を収集することではない。本 Bulletin の範囲は、材料のウェステージと亀裂を取り上げていることから Bulletin 2001-01 より広いが、RPV 上蓋と VHP ノズルだけで圧力バウンダリ全体を取り扱っていないため Bulletin 2002-01 より狭い。Bulletin 2001-01 及び 2002-01 への PWR 設置者の対応と、NEI 及び MRP との最近の公開ミーティングをレビュー中、RPV 上蓋と VHP ノズルに対する現行の検査要求とプログラムについて多数の問題が提起された。本 Bulletin の目的は、RPV 上蓋と VHP ノズルに対する検査プログラムについて PWR 設置者がどのような変更を行ったか、また、劣化を

検出するための主たる方法として目視検査を用いる場合にはそれに依存する正当な理由を知ることである。

- (1) 本Bulletinの発行から30日以内に、
- A. 目視検査以外の非破壊検査方法で検査プログラムを補足することを計画しているPWR設置者は、実施することとなる補足検査についてその概要をまとめて提示するよう求められる。この概要には、実効劣化年（EDY: effective degradation year）、方法、範囲、対象、頻度、資格要件及び許容基準を含むものとする。
 - B. 目視検査以外の非破壊検査方法で検査プログラムを補足することを計画していないPWR設置者は、劣化（亀裂、漏えい、ウェステージ）を検出するための主たる方法として目視検査に引き続き依存する正当な理由を示すよう求められる。その理由書には、運転サイクルの間、全ての規制要求とTS要求が満足されることを担保するために検査の信頼性と有効性についての議論と、本Bulletinの「議論」で取り上げた6個の問題に関する議論を含める。また、品質の高い目視検査に依存する検査サイクル間において許容できないような上蓋ウェステージが発生しないと結論づけた根拠に関する議論も含める。ウェステージ現象と速度に関する理解を裏付けるためのデータを提示するものとする。

- (2) 劣化の有無を確認するために行われるRPV上蓋及びVHPノズルの次回検査後にプラントを再起動してから30日以内に、全てのPWR設置者は以下を提示するよう求められる。

- A. 検査の範囲と、検出された劣化（亀裂、漏えい、ウェステージ）の位置、寸法、程度、性質を含む検査の結果；使用した非破壊検査の詳細（変換器の方法、数、タイプ、頻度、基本的な変数、装置、手順及び試験員の資格要件）；欠陥指示が許容できるものか否かを定めるために用いた規準
- B. 検出された劣化に対して講じられた対策と根本原因の特定

[要求される対応]

10 CFR 50.54(f)に従って、PWR 設置者は、本 Bulletin への対応を文書で提出するよう求められる。但し、その対応には以下の2つのオプションがある。

- (1) 要求される期間内に上記の情報を示した文書を提出しても良い。
- (2) 要求された情報を提示したくないか、要求された完了日を守れない場合、本 Bulletinの発行から15日以内に文書での対応を提出するよう求められる。この対応では、提案する代替方策の容認性に対する基準を含め、その方策を説明しなければならない。

[情報要求の理由]

VHP ノズルの貫通亀裂と原子炉冷却材圧力バウンダリの広範な劣化は、NRC の規制要求やプラントの TS 要求と整合が取れない。VHP ノズルの周方向亀裂や RPV 上蓋の劣化が検出されない場合には、RCPB の健全性が疑わしく、LOCA のリスクや VHP ノ

ズル飛び出しの可能性が高まるという点で、安全上のリスクが生じ得る。

この情報要求は、NRC スタッフがプラント固有の NRC 規則への適合性を評価するために必要となる。また、スタッフは、原子炉冷却材圧力バウンダリの健全性を説明するために、更なる規制対応（規制関連書簡、規則策定、指示）の必要性を判断したり、その策定を行う際に、この情報を用いる。こうした規制対応には、検査のプラクティスが周方向亀裂や劣化現象に関するメカニズムについての現在の理解と統合が取れていることを担保するために、10 CFR 50.55a(g)(6)(ii)に従った拡大検査プログラムの規制要求が含まれることがある。PWR 設置者の検査により現行の該当規則を満足することが合理的に確認できるか否かを判断するために、NRC スタッフは、本 Bulletin への対応をレビューするであろう。問題が認められた場合、NRC スタッフは当該設置者に連絡をすることになる。

(19) Information Notice No. 2003-02: 原子炉冷却系の漏えいとホウ酸腐食を伴う最近の運転経験 (2003年1月16日)

[対象事例の概要]

Sequoyah-2 の事例

2002年12月26日、定格出力運転中、RCP モータ巻線が地絡したことにより RCS 流量が低下し原子炉がトリップした。原子炉の安全停止への移行中、設置者は、トリップ前に格納容器内湿度及び放射能濃度の上昇を引き起こしていた RCS 漏えいを特定し是正するための作業を開始した。この検査中、設置者は、RPV 上蓋の保温材にホウ酸の蓄積を見つけた。このホウ酸蓄積は、原子炉水位表示計(RVLIS)の圧縮接合部からの漏えいに起因するものであった。当該漏えいは保温材の継ぎ目を通して RPV 上蓋に浸みだし、軽微な上蓋のホウ酸腐食を引き起こした。RVLIS 圧縮接合部は、2002年5月の燃料取替停止時に取り外されて再び接続されていた。また、設置者は、予備の CRDM におけるキャノピーシール溶接部からの小漏えいを見つけたが、この漏えいによる上蓋のホウ酸腐食はなかった。漏えいの認められた RVLIS の場所から、漏えい液体の温度は保温材外側の雰囲気温度に近いものであった。設置者は、この保温材表面におけるホウ酸結晶の量を約 9kg (20 ポンド) と推定した。保温材の継ぎ目はこの箇所にあった。保温材を取り外し当該区画の洗浄を行った際、フランジ付近の上蓋にホウ酸腐食が見つかった。腐食による金属材の損失量は、幅 0.3 インチ未満、長さ約 4.6 インチ、深さ 0.125 インチと小さく、構造材の肉厚の 98%以上が健全な状態に維持されているものと評価された。設置者は、劣化の程度が軽微であったことから運転継続を妥当なものとして判断した。

Comanche Peak-1 の事例

2002年11月30日、制御棒が炉心内に落下した。設置者は、CRDM のコイルが故障したものと考えた。出力を下げた落下の原因を特定しようとしたがうまくいかなかったため、原子炉を停止することとした。モード 3 において CRDM の問題を解決しようし

ていた際、設置者は、CRDMハウジング周辺に漏えいを見つけた。この漏えいは、CRDMのキャノピーシール溶接部から生じていた。キャノピーシール溶接部からの漏えい水がCRDMコイル内に侵入しコイルの故障を引き起こした。漏えい箇所、上蓋保温材、及び、上蓋にはホウ酸結晶が見つかった。設置者は、キャノピーシール溶接部をオーバーレイにより修理するとともに、CRDMハウジング、上蓋保温材及び上蓋の洗浄を行いホウ酸堆積物を除去した。上蓋から除去されたホウ酸結晶は約1kg（2ポンド）であった。RCPBの劣化が認められなかった。

〔議論〕

数多くのプラントにおいて、RPV上蓋の機械的接合部及び溶接部で漏えいを経験している。このホウ酸水漏えいは、ホウ酸腐食による低合金鋼製のRPV上蓋の劣化に繋がる可能性がある。Sequoyah-2では、漏えいによりRPV上蓋の軽微な劣化が起こっている。Comanche Peak-1では、漏えいによるRCS圧力バウンダリの劣化は認められなかった。これら2つの事象では、検出されないRCS漏えいが、微小なレベルから著しく増加した訳ではない。

RPV上蓋のような高温表面でのRCS漏えいが腐食を引き起こすことはないという仮定は、正当化されず、現在の研究課題となっている。通常、RPV上蓋と同じような高温の表面に少量の漏えい水が接触すると水が蒸発して非腐食性のドライなホウ酸が表面に残されると考えられる。しかし、Sequoyah-2では、ホウ酸腐食を引き起こすような環境条件が形成された。この運転経験は、RCS漏えいの潜在的な影響に関する現在の仮定を覆す可能性があり、NRCは、当該経験に関する安全上及び規制上の側面を検討している。

付録B. NRC タスクフォースによる調査結果⁽⁴⁾

NRC は、Davis Besse における RPV 上蓋の健全性確保に関連する NRC の規制プロセスを独立に評価して、NRC あるいは原子力産業界に対して改善すべき分野を特定し勧告を行うことを目的に、タスクフォースを結成し、本事象に関する調査を行った。このタスクフォースは、RPV 上蓋の劣化状況と関連する問題をレビューして事実確認を行い、その結果を次の 3 つのテーマに分けて整理している。

- (1) NRC 及び産業界による運転経験のレビュー、評価及びフォローアップ
- (2) Davis Besse によるプラント安全の確保
- (3) Davis Besse の安全実績(safety performance)に関する NRC の評価

以下では、上記テーマごとにタスクフォースによる調査結果の概要を記す。

B.1. NRC 及び産業界による運転経験のレビュー、評価及びフォローアップ

NRC が多くの規制関連書簡を発行してきたにも拘わらず、長年にわたって、ホウ酸の漏えい及び腐食に関わる事象が数多く発生し LER として NRC に提出されている。これらの事象には、加圧器計装管貫通部、加圧器ヒータのスリーブ、RCS 計装管貫通部、VHP ノズル及び CRDM フランジからの漏えいや、弁の固定装置、ポンプケーシング、一次系配管及びその他の機器のホウ酸腐食が含まれている。これら数多くの一次系漏えいに加えて、加圧器母材のウェステージや RPV 上蓋のウェステージといった事象もある。また、Alloy 600 製ノズルの漏えいも数多く報告されているが、いずれもホウ酸起因の著しい劣化には至っていない。

こうした事象が繰り返し発生していることは、産業界による対策が有効でなかったことを意味し、また、Davis Besse の事象は、設置者が運転経験プログラムを効果的に実施してこなかったことを意味するものである。さらに、NRC は、この事象の発生を防止するのに必要な産業界及びプラント固有の対策を取らせるために、関連する運転経験のレビュー、評価及びフォローアップを適切に行わなかった。Alloy 600 製ノズルの亀裂とホウ酸腐食については NRC 内で知られていたものの、Alloy 600 製ノズルの漏えい事象の発生件数、海外での運転経験や国内での研究成果から得られた知見は広く認識されていなかった。また、NRC は、VHP ノズル亀裂の性格及び重要性に関して、GL 88-05 プログラム及び RPV 上蓋に対する改良目視検査の実施に関する有効性をはじめ、数多くの重要な仮定について独立した確認を行わずに、産業界の見解を受け入れた。それ以前に NRC が同定した共通問題は、VHP ノズル亀裂あるいはホウ酸腐食に直接関連するものではなかったが、1 つだけ部分的に固定器具のホウ酸腐食に関連するものがあり、これは 1991 年に解決済みとされた。なお、NRC における運転経験レビューは、不必要なオーバーラップやレビュースコープの重複を避けるなど効率を上げるために過去数年間で大幅に変更された。例えば、NRC は、1994 年に自らの運転経験レビュープロセスを評価し、1998 年に再評価したが、これらの評価ではレビュー効率の向上に主眼が

置かれた。

(1) ホウ酸の漏えい及び腐食を伴う運転経験

タスクフォースは、1986年から2002年第1四半期までの期間において、PWRで発生したホウ酸漏えい及び腐食に関連する運転経験と、1980年以後に発行されたホウ酸問題に関連するNRCの規制関連書簡をレビューした。その結果、主にB&W社製及びCE社製のプラントに関連するAlloy 600製ノズルの亀裂とホウ酸腐食について、以下のような問題が同定された。

- ① B&W社製及びCE社製のプラントは、ホウ酸漏えい及び腐食に対する感受性が高いと考えられる。特に、B&W社製プラントでのホウ酸漏えいの発生率が高いため、Davis Besseにおいては、VHPノズルの漏えい及びRPV上蓋の劣化が見つかる前に注意を払い適切な対策を講じるべきであった。
- ② CRDM漏えいの多くがB&W社製プラントで発生している（15件中9件がB&W社製プラントで起こっている）。B&W社製プラントが、米国内73基のPWRのうちの約10%^{*1}を占めるにすぎないことを考えると、CRDM漏えい事象の比率はかなり高い。
- ③ B&W社製プラント全基でVHPノズルの周方向亀裂が発生しており、また、6基のプラントでは少なくとも1本以上のVHPノズルにおいて周方向亀裂を経験している。RPV上蓋ノズルについては、外周付近よりも中央付近での亀裂発生割合が高い。VHPノズルの亀裂及び漏えいが見つかるまでの平均運転年数は17-27年の範囲にあり、Davis Besseは、VHPノズルの亀裂及び漏えいが起こることが予想される平均運転時間であった。なお、VHPノズル漏えいに対する産業界平均運転時間は21.6年である。
- ④ Davis Besseの事象以前にRPV上蓋ウェステージの発生が確認されたプラントは2基ある（1987年3月のTurkey Point-4と同年8月のSalem-2）。これら2つの事象は、ホウ酸蓄積によるRPV上蓋のウェステージが起こり得ることを示していたが、Davis Besseでは、RPV上蓋の温度が高くホウ酸がドライな状態となるためにRPV上蓋のホウ酸腐食が著しいウェステージには至らないという思いこみがあった。また、腐食速度が極めて遅いためホウ酸蓄積が安全上の関心とならなかった。しかし、運転経験をレビューした結果、ドライな状態と考えられていたホウ酸堆積に湿ったホウ酸溶液が存在し、予想よりも劣化の進んでいた事象が数多くあることが判明した。これは、過去の教訓が十分に理解されていなかったことを示している。
- ⑤ 一次系機器におけるAlloy 600製ノズルの亀裂については、NRCスタッフにより、規制関連書簡の追加発行など更なる規制措置が必要か否かを判断するのに十分な

*1 B&W社製PWRは、Davis Besse、TMI-1、ANO-1、Oconee-1,2,3、Crystal River-3の7基である

評価が行われてこなかった。特殊な問題（例えば、CE 社製プラントの Alloy 600 製 RCS 計装ノズルの亀裂）が一般的に認識されていたり、あるいは、特定の事象が具体的に知られていたものの、これらの知見が広く知られていなかった。これらの知見が認識されていたら、規制関連書簡により、対策が必要となることを PWR 設置者に知らせる機会があったであろう。例えば、1990 年代半ばに、主に CE 社製プラントで発生していた Alloy 600 製 RCS 計装ノズルの亀裂に関する多数の事例を PWR 設置者に知らせるための規制関連書簡が発行されなかった。

- ⑥ Alloy 600 製の加圧器ヒータスリーブ漏えい事象は 7 件あるが、全て CE 社製プラントで発生している。このうち、加圧器容器のウェステージを伴う事象は 3 件である (ANO-2, San Onofre-2,3)。これら漏えい事象で総計 120 本のスリーブに漏えいが認められているが、このうちの 28 本のスリーブ漏えいは Calvert Cliffs-2 で発生したものである。Calvert Cliffs の事象は、IN 90-10 で取り上げられたが、これは、Alloy 600 の PWSCC に関連して NRC が初めて発行した規制関連書簡である。加圧器計装ノズルの漏えいの多くは CE 社製プラントで発生している (9 件のうちの 7 件)。また、9 件のうちの 5 件は、11-14 年というプラント運転時間で発生している。RCS 計装ノズルの漏えいに関する 13 件の事象のうち 10 件が CE 社製プラントで発生している。さらに、殆どの事象において、複数本のノズルからの漏えいが起こっている。これら 13 件のうち 9 件はプラントの運転時間が 11-16 年において発生している。ノズル亀裂の多くは PWSCC によるものである。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・ NRC は、Alloy 600 製 (及び他のニッケル基合金) ノズル亀裂とホウ酸腐食に関する国内及び海外の情報を収集すべきである。また、ニッケル基合金製ノズルの SCC 感受性と炭素鋼のホウ酸腐食に関する分析を行った後、その結果に対処するための対策と実施スケジュールを提案すべきである。

(2) 規制関連書簡プログラムの実施

タスクフォースは、NRC による運転経験の同定、及び、一次系の漏えいとホウ酸腐食に関連する NRC の規制関連書簡に提示された情報、対応あるいは勧告のフォローアップに関わる実施上の問題点を明らかにした。

- ① 1980 年から 2002 年の第 1 四半期にかけて、NRC は、ホウ酸堆積によるホウ酸漏えいや腐食に関して 17 件の規制関連書簡を発行し、設置者に対して炭素鋼製の機器に関するホウ酸腐食の可能性を警告するために十分な情報を提供してきたにも拘わらず、ホウ酸漏えい及び腐食が再発していることから、NRC 及び産業界の対応は効果的でなかったと言える。
- ② 一次系の漏えいは、材料の SCC あるいは他の原因に起因した機器故障により発生し、その多くでは、漏えいによる材料のウェステージが起こっている。事例のいくつかは、NRC の規制関連書簡を発行するきっかけとなったが、その一方、他の多

くの事例は NRC の規制関連書簡が発行されていない期間に発生している。例えば、1989 年から 1994 年の間では 2 件 (IN 90-10 と 94-63)、また、1998 年から 2000 年にかけては発行されていない。これら 2 つの期間においては、固定器具の腐食、配管の破損、貫通部の漏えい、CRDM ハウジングの漏えい、加圧器ヒータスリーブの漏えい、及び、Alloy 600 製 RCS 計装ノズルの漏えいなどが発生している。

- ③ 設置者によるホウ酸腐食管理プログラムと、運転経験情報を評価してフィードバックするためのプログラムについて、その有効性を評価するために発行された NRC の検査手順が効果的に実施されなかった。Davis Besse では、実施頻度が低いことを理由に、この検査手順は一度も実施されることなく 2001 年にキャンセルされた。
- ④ 他の問題点としては、重要な規制関連書簡に対する設置者の対応あるいは情報の確認や実施状況の監視が十分になされなかったこと、共通安全問題の取扱いに対して NRC 内部で整合性の取れたプロセスがなかったこと、NRC スタッフにより以前に着目された産業界の情報を評価しなかったこと、規制関連書簡を繰り返し発行した後その有効性を評価しなかったこと、及び、規制関連書簡に記載される情報を適切に注目しなかったこと、が挙げられる。具体的には、

- ・ NRC は、GL 88-05 に対応して Davis Besse が取った対策を十分に評価しておらず、また、ホウ酸腐食管理(BACC)プログラムの監査により勧告された 2 つの改善策（ホウ酸検査を行う職員に対する訓練の実施と検査の文書化）について、設置者による実施状況を十分監視しなかった。
- ・ 1996 年、NEI により、VHP ノズルの検査と修理に関する意思決定を支援するための経済モデルが提示されたが、NRC は、経済的要因が VHP ノズルの亀裂問題に関する主たる検討項目の 1 つであるという NEI の見解に賛同しなかった。しかし、NRC スタッフが当該モデルをレビューしたことを示す情報は見つからなかった。
- ・ GL 97-01 に対応して Davis Besse が取った対策には、RCS への樹脂の侵入に起因する粒界割れ(IGA)問題を論じていないという重大な見落としがあったにも拘わらず、NRC はこの対策を十分に評価しておらず、また、その後、設置者による実施状況を十分監視しなかった。
- ・ Alloy 600 製 VHP ノズルの亀裂や漏えいは 10 年以上も前に確認され、数多くの規制関連書簡が出されたが、産業界では、Davis Besse の事象が起こるまで、これら書簡に基づいて、ノズルの亀裂や漏えいを防止するための本質的な対応が取られることはなかった。
- ・ Bulletin 2001-01 では、設置者に対して、見つかったノズル漏えい及び亀裂の程度を含む VHP ノズルの構造健全性、実施された検査と修理、及び、将来の検査計画が確実に適合していることを示す根拠に関する情報の提示を要求した。しかし、ホウ酸問題には言及していなかった。
- ・ NRC は、Bulletin 2001-01 に対応して Davis Besse から提出された情報について

て疑念を抱いたが、過去の RPV 上蓋検査と VHP ノズル検査の結果に関連する情報についてレビューも評価も行わなかった。同様に、NRC は、過去の検査で見つかった RPV 上蓋のホウ酸蓄積についてその程度と性質に関する情報の評価を行わなかった。その結果、暫定措置と VHP ノズル全数に対する体積検査を行うことを条件に、2002 年 2 月 16 日まで運転を継続するという Davis Besse の要請を受け入れた。

- GL 88-05 及び 97-01 のきっかけとなった運転経験が共通問題となっていたら、実施有効性に関する NRC の確認は、現行の共通問題プログラムのガイダンスによって要求されていたであろう。また、IN 86-108 では、2 件の PRV 上蓋ウェステージ事象について詳細な情報を示しただけで、設置者対応を求めなかったが、当該 IN で設置者対応を要求、監視していたら、その後のホウ酸漏えいと腐食に関する事象、特に RPV 上蓋のウェステージ事象の発生件数とその程度は低減されたかもしれない。さらに、IN 86-108 で取り上げた上蓋ウェステージに関する詳細な情報は GL 88-05 に反映されず、IN に示された運転経験の殆どは、2002 年 5 月の改訂まで、Davis Besse の BACC プログラムに含まれなかった。
- Bulletin 2002-01 で議論された情報は、VHP ノズルの PWSCC 感受性を判断するためのモデルの予測性能に関連した重大な不確実さに着目したが、その結論では、当該モデルが相対的な感受性を予測できることを示した。また、この Bulletin では、2001 年 3 月に、定格出力運転年数が 14.3 年という Oconee-3 で周方向のノズル亀裂が見つかったことに注目した。
- GL 97-01 に対応して、NRC は、B&WOG による共通の提出書類を受理した。しかし、この中では、RPV に対する改良目視検査(EVT)の実施と VHP ノズル漏えいを確認するための CRDM フランジ漏えいに起因したホウ酸堆積物の除去に関わる対応を取り上げておらず、結局、Davis Besse においてこれらの検査が効果的に行われることなく、また、NRC による具体的な検査活動もなかった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- NRC は、重要な規制関連書簡に対する設置者の対応について短期的及び長期的な継続確認を行う要求するためのプロセスを改訂すべきである。
- NRC は、規制関連書簡及び共通問題に関する産業界の解決策を容認するためのレビューガイダンスを策定すべきである。こうしたガイダンスには、個々の所有者グループや設置者による活動の実施を確認するための規定を含めるべきである。
- NRC は、プロセスやガイダンスに関連のない変更（例えば、共通問題に対応して用意された検査手順の削除）がなされた場合に、それにより一般的な要求やガイダンスが影響を受けないようプロセスガイダンスを策定すべきである。
- NRC は、VHP ノズルの検査及び修理に関わる経済的要因を考慮するために設置者が用いる産業界アプローチをレビューすべきである。これには、目視以外の検査に伴う

被ばく線量や費用、時間等の因子を考慮した費用対効果性解析が含まれる。

- ・ NRC は、重要な規制関連書簡に関連する設置者の対応について継続確認を行うべきである。

(3) 共通問題プログラムの実施

共通問題プログラムは、既存の規則やガイダンス、プログラムで十分に対処できない設計、建設、運転あるいは廃止措置に関わる規制事項を、設置者に対処させるための主要なプロセスである。共通問題の候補は、公衆、産業界あるいは NRC によって提案される。一旦提案されると、その候補は、リスクの重要性に対して評価される。その後、勧告がなされるが、これには、産業界及び NRC による対応が含まれる。共通問題と分類されるべき問題（例えば、適切な防護、実質的な安全性向上、あるいは、負担軽減）については、炉心損傷や早期大量放出の頻度に関する閾値を満足しなければならない上、ドル/人 rem に基づく費用対効果性解析が行われることもある。

タスクフォースは、固定器具のホウ酸腐食に関する共通問題の終結、共通問題プログラムの変更、未処理の共通問題の削減、及び、共通問題プログラムに関するスタッフの認知に関わる問題を明らかにした。

- ① 共通問題プログラムでは、ノズル亀裂、ホウ酸漏えいあるいはホウ酸腐食について具体的に上げてこなかった。NRC は、これらの分野に関する検討を行ったが、共通問題の候補として考慮しなかった。その代わりに、IN や GL、Bulletin などが発行され設置者に注意を促した。
- ② 1980 年、Fort Calhoun において原子炉冷却材ポンプ(RCP: reactor coolant pump)ケーシングカバーのスタッドに著しいホウ酸腐食が見つかったため、共通安全問題 GSI-29「原子力発電所におけるボルトの劣化あるいは破損」が提案された。後に、この問題は、原子炉圧力バウンダリ機器のボルト破損にまで拡大された。1990 年 6 月に NUREG-1339「GSI-29 の解決」が発行され、GSI-29 解決の根拠が示されたことで 1991 年に「解決済み」と分類された。
- ③ 共通問題プログラムは、1970 年代に開始されてから大きく変化してきた。最近では共通問題の候補をレビュー、評価、終結するためのリソースが著しく減少してきており、共通問題候補の処理に関して多くの計画及び人員の変化が起こっている。
- ④ 共通問題候補の数は過去数年間著しく減少しているが、その約 80%は原子炉規制局(NRR: Office of Nuclear Reactor Regulation)のニーズを受けたものである。1983 年から 1991 年にかけて年間 19~56 件の共通問題が同定された（ただし、この期間のうちの 3 年は年間 10 件未満である）が、1992 年から 2001 年までの期間における新たな共通問題の件数は年間 3.4 件であった。1995 年までに合計 834 件の候補が挙げられたが、1996 年~2001 年の期間は、新たな共通問題を同定するのではなく、未処理の共通問題に焦点が当てられた。その結果、2002 年現在、処理すべき共通問題は 10 件である。

- ⑤ **NRC** 内には、共通問題の解決に時間がかかりすぎるため、当該プログラムの有用性には限界があるという意見がある。問題の候補を処理するにあたって、解析に1年以上かかり、確認検査によって効果的に終結するには更に長くかかることがある。このため、新たな問題については、共通問題として取り上げるのではなく、**IN** や **Bulletin**、**GL** の発行を通して直接対処してきているように思われる。

(タスクフォースによる **NRC** への勧告)

- ・ **NRC** は、共通問題の候補を提案するためのガイダンスを評価し、必要に応じて改訂すべきである。
- ・ **NRC** は、解決された共通問題に関連する設置者対応について継続確認を行うべきである。

(4) 米国外の原子力発電所における運転経験

タスクフォースは、海外（特にフランス）の **PWR** における **VHP** ノズル亀裂に関する運転経験のレビュー、及び、**SCC** 感受性モデルに関わる問題を明らかにした。

- ① 海外の **PWR** における運転経験、特に、**VHP** ノズルの周方向亀裂に関わる情報は、**NRC** 内で広く周知されなかった。1991年11月15日付の **NRC** 内部レポートでは、フランス **Bugey-3** における **VHP** ノズルの外表面周方向亀裂を取り上げたが、**VHP** ノズルの外表面亀裂あるいは米国 **PWR** への適用可能性に関する詳細な評価はなされなかった。また、**NRC** は、**Bugey-3** における **VHP** ノズルの周方向亀裂に関する追跡検討を行わず、**Bulletin 2001-01** 作成の際に **Oconee-3** の外表面周方向亀裂を新たな問題と考えたものと思われる。
- ② **VHP** ノズル亀裂に関わる海外の運転経験は、**NRC** と産業界によって評価されたが、いくつかのケースでは、米国の **PWR** には適用しないものとして処理された。例えば、1994年に発行された **NUREG/CR-6245** では、米国外の67基の **PWR** における4181本の **VHP** ノズルに関する検査結果をまとめており、101本の貫通部における亀裂指示を特定したが、亀裂の見つからなかった **Point Beach-1** における検査を取り上げ、亀裂指示がなかった理由を製造プロセスの違いによるものとした（**Bugey** では、10年の運転で貫通亀裂に至っているが、**Point Beach** では、23年運転しても亀裂指示が認められなかった）。また、当該 **NUREG** では、周方向亀裂の進展と制御棒の飛び出しについてその可能性を議論したが、現在の許認可期間においては問題ないとの結論を出した。
- ③ フランスの規制当局は、**Bugey** で **VHP** ノズルの亀裂が見つかった後、亀裂による **VHP** ノズルの破損とホウ酸腐食による **RPV** 上蓋のウェステージの両方に関心を持ち、設備の変更などを要求した。しかし、**NRC** スタッフは、フランスが **RPV** 上蓋のウェステージ破損モードを重視したことを十分に評価しなかった。また、フランスは、**VHP** ノズル亀裂の感受性モデルに限界があり信頼できる予測ができないと結論づけたが、米国の産業界と **NRC** は、このモデルに頼り続けた。**NRC** スタッフ

は、SCC 感受性モデルに関するフランスの見解は把握していたが、VHP ノズル亀裂に対するフランスの対応策の根拠については十分に理解していなかった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- NRC は、モデルに関連する不確かさが明らかに大きい場合、VHP ノズルの PWSCC 感受性の予測として SCC モデルを用いることが適切か否かを判断しなければならない。NRC は、規制上の意思決定においてそれらのモデルを継続して使用することに関して、モデルの不確かさを低減するために更なる解析や試験が必要か否かを判断すべきである。

(5) 産業界の技術情報に関する評価と確認

タスクフォースは、著しい損傷が起こる前に VHP ノズルの漏えいを確度良く検出する能力に関する仮定、及び、BACC に関する産業界のガイダンスのレビューについて問題を明らかにした。

- ① NRC と産業界は、VHP ノズルの漏えい検出によって亀裂を見つけることが容認できると結論づけた。この結論は、(i) GL 88-05 による巡回点検で殆どの VHP ノズル漏えいが検出されるであろう、(ii) B&W 社製プラントの設置者は、RPV 上蓋に関して改良目視検査 (EVT) を行い CRDM フランジの漏えいが見つかれば是正するであろう、(iii) 検出されない漏えいは安全上重要な問題には至らないであろう、という仮定に基づくものであったが、NRC は、これらの仮定に関する確認を行わなかった。また、NRC は、関連する運転経験や研究を十分に考慮しなかった。
- ② 上記(i)について、VHP ノズルの亀裂に関する 1993 年の NRC 報告書(SER)において、検査により亀裂が見つからなくなるまで RPV 上蓋の目視検査を行うか、あるいは、RPV 上蓋区画にオンラインの漏えい検出器を設置するよう勧告したが、NRC は GL 88-05 プログラムの有効性を確認せず、また、産業界は代替方法の採用を担保するための対応を取らなかった。
- ③ 上記(ii)について、Davis Besse には、B&WOG の安全評価と NRC の SER における仮定がプラントの許認可条件あるいは手順書に取り込まれたことを確認するための追跡メカニズムがなかった。また、設置者による BACC プログラムには、RPV 上蓋に関する EVT の実施要求は含まれておらず、また、Davis Besse では RPV 上蓋の検査を行ったが、上蓋全体の検査は行わなかった。
- ④ 上記(iii)の仮定について、ホウ酸腐食速度が 4 インチ/年であると考えたとは思われない。Davis Besse の運転サイクルは 2 年であり RPV 上蓋は約 6.5 インチ厚さであることから、最悪の場合、1 運転サイクル内で ASME 規格の裕度を損なう可能性があった。さらに、1990 年代初めに行われた試験により、腐食速度が RPV 上蓋表面では大きいことが示されており、目視検査によるタイムリーな VHP ノズル漏えいの検出に疑問を投げかけていた。
- ⑤ 1993 年、NRC は、産業界に対して、オンライン監視設備の設置など 1gpm 未満の

漏えいを検出するための方法を検討するよう勧告したが、こうした能力を有する方法の実現には至らなかった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・ NRC は、PWR プラントにおいて、1gpm を大きく下回るような漏えいを検出できるオンラインの漏えい検出系を重要なプラント機器に施設すべきか否かを判断すべきである。

(6) NRC による運転経験のレビュー及び評価の能力

タスクフォースは、NRC における長期的な運転経験レビュー能力、運転経験レビューのガイダンス、及び、運転経験レビュープログラムの変更、に関わる問題を同定した。

- ① 運転経験のレビューに関する NRC のスコープは、効率を上げるために過去数年間で大きく変化した。例えば、NRC による運転経験プロセスに関して最近行われたレビューが 2 つある (1994 と 1998 年) が、いずれも効率性に関わる問題に対処することに主眼が置かれた。この変化は、スタッフの能力、関与するオフィス及び運転経験レビューを行うための予算に影響を及ぼした。例えば、1999 年まで運転経験レビューを担当してきた運転データ分析評価局(AEOD: Office for Analysis and Evaluation of Operational Data)は、効率を上げるために、1999 年に廃止され、AEOD の機能は NRC の他の部署に移された。また、SECY-98-228 において、規制研究局 (RES: Nuclear Regulatory Research)は、運転データに着目した分析を行うべきであり、リスク上重要でない運転時の事象に少ないリソースを当てるべきではないとされた。
- ② 米国外の運転経験のレビューを含む管理指示書 MD-8.5 「運転安全データのレビュー」のプログラム責務は、1999 年に廃止された AEOD に帰属しており、NRC が現在用いている実際のプロセスを反映するためにプログラムの更新はなされなかった。また、MD-8.5 では、未だに、AEOD により行われるはずのレビューが引用されている。結局、NRC のレビュー手順は現在のプラクティスを反映していない。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・ NRC は、運転経験のレビューに関わるプログラムの有効性を確保するために、(1) 運転経験情報の維持及び長期的な運転経験のレビューが行えるような能力、(2) 規制関連書簡を出すための閾値や基準、ガイダンス、(3) 組織改編により派生する有効性や効率性の向上のための機会、(4) 共通問題プログラムの有効性、及び、(5) 運転経験の内部配布を徹底することの有効性、を評価するといった対応を取るべきである。
- ・ NRC は、運転経験ガイダンスの更新を行うべきである。
- ・ NRC は、海外での運転経験を収集、レビュー、評価、蓄積、検索、配布するためのプロセスの有効性を向上させるべきである。

B.2. Davis Besse におけるプラント安全性の確保

格納容器エアクーラー(CAC)や放射線モニターなど RCS 漏えいによる影響を受けるシステムや機器に加えて、設置者は、CRDM フランジ、RCS 計装温度計保護管、RCS の弁及び他の機器に関わる漏えいの長期継続や再発を効果的に解決することができなかった。タスクフォースは、停止時に見つかった漏えい機器の修理、及び、既知の問題を是正することを意図した設備変更の遅延パターンを同定した。いくつかの機器（例えば、CRDM フランジ）について、設置者は、何回かの燃料取替停止にまたがって修理を行ってきた。RPV 上蓋の劣化が見つかるまで、設置者による労力の大半は、原因よりもむしろ RCS 漏えいの兆候に対処することに向けられた。また、設置者は、BACC プログラムの確立と効果的な実施を行わなかった。実施手順には適切なガイダンスが欠けており、手順上の要求も実行されなかった。RPV 上蓋からのホウ酸除去は、安全上重要な活動ではなく除染作業と考えられた。さらに、停止スケジュールを考慮したことが、過去の燃料停止時での RPV 上蓋洗浄の程度に関する判断に影響を及ぼした。

設置者は、RPV 上蓋検査のスコープに関連する産業界のガイダンスを適切に実施せず、また、性能の良い RCS 漏えい検出系を開発、設置しなかった。2,3 のケースでは、産業界ガイダンスが不十分であった。B&WOG は、VHP ノズル亀裂に関する提出書類に関連した設置者対応について確認を行わなかった。また、設置者は、自社及び他社のプラントにおける運転経験について適切なレビュー、評価及びフォローアップを行わなかった。Davis Besse は、1998 年に発生した加圧器スプレー弁のホウ酸腐食を伴う前兆事象からの教訓に対処しなかった。さらに、設置者の管理職とスタッフは、漏えい機器のホウ酸腐食に起因した RPV 上蓋のウェステージに関わる運転経験を知らなかった。

(1) 原子炉冷却系の漏えいの兆候と指示

VHP ノズルの漏えいに加えて、蒸気発生器(SG)に繋がる RPV 上蓋ベント管、RCS ホットレグ及びコールドレグの温度計保護管、CRDM フランジ、加圧器スプレー弁、抽出ライン冷却器隔離弁、及び、加圧器逃がし安全弁など他にも RCS の漏えいが発生していた。タスクフォースは、関連する放射線モニター及び CAC を含む漏えい検出系への RCS 漏えいによる影響に対処するための措置に関わる問題を明らかにした。

- ① Davis Besse では、RCS ホットレグ及びコールドレグの計装管、CRDM フランジ、加圧器スプレー弁パッキンなど数多くの RCS や他の一次系からの漏えいを経験したが、設置者は、これらの漏えいに対して迅速に特定し是正しなかった（下記参照）。Davis Besse における RCS 漏えいは、過去の例からすれば、その量は少なく、特定されない RCPB 以外からの漏えいに対する技術仕様(TS)制限値 1gpm の 20%を上回ることは殆どなかった。1998 年 10 月から 1999 年 5 月までの期間が唯一例外であり、この時は、設置者が加圧器逃がし安全弁の放出配管に関する設備変更を行った。その結果、格納容器雰囲気内に放出された加圧器逃がし安全弁からの漏えい量が分からなくなった。

- ・ 1992年3月、プラント停止後、SG-2のRPV上蓋ベント管フランジ接合部からの漏えいが認められた。また、CAC伝熱管にもホウ酸被膜が形成されていることが判明した。Davis Besseの職員は、ホウ酸漏えいによる腐食速度は無視できるものと信じていたため、1993年3月の燃料取替停止(8RFO)まで、漏えいがあったままプラントの運転を継続した。設置者は、接合部の設計改良を行うために停止中に設備変更(原子炉上蓋ベントラインの修理)を行い、NRCによる検査を受けた。しかし、BACCプログラムがNRCによる検査の一環として評価されることはなかった。
 - ・ Davis Besseは、RCSホットレグ及びコールドレグの計装管漏えいを何度か経験したが、ベンダーにより勧告された設備変更を行わなかった。
 - ・ CRDMフランジの漏えいに関する共通問題に対処するために設置者が行ったガスケットの設計変更はタイムリーな措置ではなかった。また、設置者は、燃料取替停止中に見つかったCRDMフランジの漏えいを全て修理したわけではなかった。これは、停止時間が限られていたこととガスケット数が制限されたことによる。さらに、Davis Besseでは、CRDMフランジのガスケット漏えいによるホウ酸の蓄積がRPV上蓋の腐食問題にはならないと信じていたため、限られた数のガスケットを取り替えること、あるいは、次の運転サイクルにおいて漏えいしたままガスケットを使うことが許容できると判断された。
- ② 1998年から2002年にかけてRCS漏えいの兆候はより頻繁に見られるようになり、TSにより動作可能が要求される設備、例えば、CACやRCS漏えい検出系の一部(ガス状及び粒子状放射線モニター)が影響を受けた。これらのシステムが機能低下したり動作不能となったため、それらを復旧しTSで要求されるプラント停止を回避するための暫定措置(オンラインでのCAC洗浄、放射線モニター用サンプル箇所の変更、HEPAフィルターの設置など)が取られた。しかし、VHPノズル漏えいをはじめ、システムに影響を及ぼした漏えい源が全て是正されたわけではなかった。
- ③ CACにおけるホウ酸の目詰まりにより運転時の問題が生じたり、RCS漏えい検出器の1つである放射線モニターの動作不能が数多く発生したため、これらに対する対策が講じられたが、RCS漏えいの兆候について根本原因は是正されなかった。さらに、出力運転中に漏えいの兆候に対処することに労力がかけられたが、漏えい源を見つける機会であった停止時に漏えい源を徹底的に調べるといった対応がなされなかったり、効果的でなかった。

(タスクフォースによるNRCへの勧告)

- ・ NRCは、特定されないRCS漏えいとRCPB漏えいに関する要求を改善し、これら2つの漏えいを確実に区別することができ、また、RCPB漏えいがある状態でプラントが運転されることのないようにすべきである。
- ・ NRCは、特定されないRCS漏えいに関する検査ガイダンスを策定すべきである。

- ・ NRC は、漏えい監視系に対するプラント警報対応手順要求の検査を行い、この要求が RCPB 漏えいを特定するための適切なガイダンスを提示しているか否かを評価すべきである。

(2) ホウ酸腐食管理プログラムとその実施

タスクフォースは、VHP ノズル及び RPV 上蓋検査の結果、BACC 手順のガイダンスと実施、及び、GL 88-05 に対する誓約の実施、に関わる問題を明らかにした。

- ① RPV 上蓋の検査では、場所的な制約（障害物の存在）から上蓋中央部付近について十分な観察を行わず、検査の程度は上蓋全体の約 50-60%であった。また、1996 年、1998 年及び 2000 年の燃料取替停止中にホウ酸堆積物の除去が行われたが、いくつかのノズル位置（特に、中央部付近）にはホウ酸堆積物が残ったままの状態であった。
- ② 設置者は、BACC プログラムを適切に実施せず、また、同プログラムの手順には、十分なガイダンスがなかった。手順では、ホウ酸の除去を指示していたにも拘わらず、多くの事例、特に、RPV 上蓋でホウ酸が見つかった事例では、この手順を使わなかったため、ホウ酸蓄積が許容される結果となった。また、1996 年、1998 年及び 2000 年における RPV 上蓋検査の際、ホウ酸堆積物が全て取り除かれた訳ではなく、手順上必要とされている腐食の評価は十分に行われなかった。さらに、BACC に関する検査チェックリストの作成が手順に要求されていたが、このチェックリストの作成や管理が十分に行われていなかった。
- ③ RPV 上蓋からのホウ酸除去が除染作業と考えられていたため、この作業は詳細な手順書や作業指示書に従って行われなかった。1996 年以降、RPV 上蓋で見つかったホウ酸堆積物に関する評価をせずにプラントの再起動が行われたが、スケジュール通りに燃料取替停止期間を終了するという時間的圧力があつたり、ホウ酸堆積物が腐食に関わる問題ではないと考えられていたことが、ホウ酸堆積物を放置したというプラクティスの 1 つの要因である。
- ④ 12RFO において Davis Besse の職員が RPV 上蓋のホウ酸腐食ウェステージを見つける機会があつたが、加圧器スプレー弁固定器具のホウ酸腐食に対する 1999 年の NRC の執行計画に対応した設置者の対策は、その発見に繋がらなかった。
- ⑤ 設置者は、CRDM フランジ漏えいの修理を行うという GL 88-05 の誓約の 1 つを実施しなかった。即ち、設置者は、どのフランジ漏えいを次回の燃料取替停止までに修理するかあるいは遅らせるかについて判断するにあたって、CRDM フランジ漏えいの厳しさのランク付けを行うためのプロセスを策定し、このランク付けの結果に基づいた。さらに、設置者は、確固たる安全の根拠を持たずに、通常運転温度及び圧力でのホウ酸腐食巡回点検に関する GL 88-05 の誓約を緩和し、その結果、モード 3 巡回点検は、管理職の裁量によるオプションとなった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・ホウ酸漏えいの特定に対する PWR プラントの BACC プログラムの容認性、及び、特定されたホウ酸漏えいに対して適切な評価が確実に行われることの容認性を調べるために、NRC は、同プログラムの有効性を含めその適性を検査すべきである。

(3) 所有者グループ及び産業界のガイダンス

タスクフォースは、B&WOG 及び EPRI のガイダンスに関する知識と実施、確認、適性、及び、ベンダー提案の変更の実施に関わる問題を明らかにした。

- ① 設置者は、VHP ノズル漏えいの特定に関する B&WOG 及び他の産業界ガイダンスについて十分に理解しておらず、また、適切に実施しなかった。例えば、B&WOG は 1993 年に安全評価書を作成し、「RPV 上蓋ノズル内側の亀裂が貫通するまで 6 年かかり、また、ノズル漏えいにより上蓋にホウ酸が堆積してウェステージに至ってもそれが進展し ASME の制限値を超えるまでに 6 年かかる」と予測していたが、設置者は、この予測評価を十分に理解していなかった。また、安全評価書は設置者に配布されていたが、レビューしてフィードバックする仕組みが不適切であり、要求された措置を確実に取れるような手段が用意されていなかった。
- ② EPRI が 1995 年にホウ酸腐食ガイドブックを発行し、産業界に対して、BACC プログラムを効果的に実施するためのガイダンスを提示したが、設置者は、このガイダンスを BACC プログラムに取り入れなかった。このガイドブックには、小漏えいを検出するための方法など詳細な情報が含まれていた。一方、RPV 上蓋からのホウ酸堆積物の除去方法については、産業界による技術的なガイダンスはなかった。
- ③ GL 88-05 と 97-01 に対して取られた対応措置について、B&WOG による確認活動は行われなかった。
- ④ B&W 社は、1990 年に、VHP ノズルへの接近性向上を図るために、サービス構造物のアクセス開口部の変更を提案したが、高性能カメラによる検査には検査用ポートが必要ない等の理由でキャンセルされ、結局、当該変更は 10 年程度遅れた。
- ⑤ 該当する産業界ガイダンスにはいくつかの問題があった。例えば、RPV 上蓋からのホウ酸堆積物の除去方法に関するガイダンスが設置者に提示されていなかった。Davis Besse では、水による洗浄を含む数種類の方法を用いた。12RFO 以前、設置者は、RPV 上蓋の水洗いの効果について検討したが、その意思決定を支援するための産業界による技術的ガイダンスはなかった。なお、B&WOG によるガイダンスでは、RPV 上蓋保温材の膨張が確度の高い VHP ノズルの漏えいを示すものであるとしていたが、Davis Besse においては保温材の膨張や欠陥は見られなかった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・NRC による結論の根拠を裏付ける措置が効果的に実施されたか否かを明らかにするために、NRC は、所有者グループからの提出書類に関する NRC の安全評価のサンプルをレビューすべきである。
- ・NRC は、所有者グループの誓約が実施されていることを定期的に確認するための検

査ガイダンスを策定すべきである。

(4) 内部及び外部の運転経験の把握

タスクフォースは、Davis Besse における前兆事象から得られた教訓、運転経験レビュープログラムのスコープ、VHP ノズル亀裂及び RPV 上蓋ウェステージに関わる運転経験に関する認識、Davis Besse におけるホウ酸腐食問題に関するトレンド、及び、外部での運転経験に関する処理、に関わる問題を明らかにした。

- ① 設置者は、ホウ酸腐食の前兆事象から得られた教訓に対して適切に対処しなかった。具体的には、1998 年に加圧器スプレー弁の固定器具がホウ酸腐食により損傷した事例を受けて、ホウ酸漏えいを監視、評価、記録及び管理するための産業界標準の策定など、BACC プログラム及びプラント漏えいに関する作業プロセスガイドラインの改訂を行うことで制度化されるはずであった。
- ② 多くの設置者職員は、予想よりも速いホウ酸腐食速度による炭素鋼の著しいウェステージに関わる運転経験を知らなかった。例えば、1987 年 3 月の Turkey Point-4 での事象 (RPV 上蓋のホウ酸による著しい腐食)、1987 年 8 月の Salem-2 での事象 (上蓋における錆色のホウ酸結晶の蓄積) から得られた教訓を周知していなかった。また、Davis Besse の職員の何人かは、RPV 上蓋の温度が高くドライなホウ酸堆積物になるため、RPV 上蓋におけるホウ酸腐食が著しいウェステージに至るようなことはないであろうと信じており、仮に起こったとしても、腐食速度が極めて遅いため、ホウ酸堆積が問題とはならないであろうと考えていた。
- ③ Davis Besse では、ホウ酸漏えい事象がなかなり以前から発生していたが、その多くは十分なレビューや評価が行われず効果的な対策も取られてこなかった。また、BACC プログラムにおいて漏えいを示す記録を殆ど保持しておらず、その追跡調査や傾向分析も行われなかった。
- ④ 設置者は、運転経験レビュープログラムのスコープに LER を含めなかったため、LER に示されたホウ酸漏えい及び腐食事象の評価から得られた知見を展開しなかった。
- ⑤ 外部での運転経験のレビューは十分でなくタイムリーでもなかった。例えば、2001 年 11 月の Oconee-3 での VHP ノズル周方向亀裂事例に対する Davis Besse の対応は、設置者が RPV 上蓋の劣化を見つけた後に行われた。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・ NRC は、設置者による運転経験のレビューに関する要求についてそのスコープと適性を評価すべきである。

(5) 安全関連活動に関する監視

VHP ノズル漏えいと RPV 上蓋腐食事象が発生した状況から、設置者がプラントの安全問題に適切に注意が払われていることを確認しなかったために当該事象が発生した

ことが分かる。タスクフォースは、技術リソース、生産性、安全関連活動に関する監視、技術的厳格さ、対策の有効性、内部及び外部評価の有効性等に関わる問題を明らかにした。

- ① プラント（システム）に関わる技術リソースは、多数の系統に関する責務や頻繁な転職などにより逼迫してきており、これが、RPV 上蓋検査を継続的に行わなかったことに直接寄与するとともに、BACC プログラムが完全に実施されなかった要因と考えられる。例えば、高圧注入系や崩壊熱除去／低圧注入系などについて責任を有するシステムエンジニアに、BACC 調整者としての任務が割り当てられたり、システムエンジニアの中で頻繁に転職がありシステムエンジニアリングの経験が 3 年に満たない人が検査やホウ酸堆積物の処理に携わっていた。
- ② プラントの運転に対して挑戦となった状態が解決できれば、RCS 漏えいの兆候が認められてもそのまま再起動するというプラクティスがあったことから、Davis Besse では劣化したプラント状態を進んで受け入れた。出力運転中において RCS 漏えいの兆候（CAC 及び放射線モニターフィルターの詰まり）に対処するための努力がなされたが、停止時において漏えい源を見つけるための計画を策定、実施することに力を注がなかった。
- ③ スケジュールに沿った作業環境が、RPV 上蓋からホウ酸堆積物を全て除去しなかったことに寄与している。例えば、12RFO において RPV 上蓋の洗浄に用いられた設備が洗浄作業の 1 日目終了後に作業リーダーに相談することなく取り外され、その日のうちに、RPV 上蓋は、スケジュール通りに RPV に取り付けられた。
- ④ 安全上重要な作業や意思決定に適切なレベルの管理職が携わっていなかった。例えば、12RFO における RPV 上蓋の洗浄は、何人かの管理職がホウ酸堆積物を全て除去したわけではないことに気付いていたにも拘わらず、洗浄設備が取り外された段階で中断された。また、管理職は RPV 上蓋の検査あるいは洗浄作業に関して疑問視する態度を十分に示さず、その監視に十分に関与していなかった。
- ⑤ プラントの問題を解決するための対応策は、同様の問題の再発防止においてタイムリーでなく効果的でもなかった。例えば、Davis Besse の技術スタッフに対して行われた BACC 訓練には、12RFO において RPV 上蓋で見つかったホウ酸堆積物の除去に携わった個人が含まれておらず、さらに、訓練を受けた何人かの個人は、赤茶色のホウ酸が炭素鋼の腐食を示唆していることを理解していなかった。
- ⑥ 設置者は、問題解決アプローチにおいて技術的に不適切な面があった。LOCA 時に発生する蒸気により CAC の目詰まりが解消され、CAC の冷却能が LOCA 時の設計基準を満足するという仮定に基づき、1992 年の CAC の目詰まりが正当化されたことがその 1 つの例である、
- ⑦ 安全実績に関する評価が行われたが、それは効果的ではなかった。第三者によるレビューで、RCS 漏えい及び加圧器スプレー弁固定器具のホウ酸腐食が長期にわた

って発生していたことが分かったが、RCS 漏えいの兆候や指示をこの評価に考慮しなかった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- スケジュール立案者が停止時の作業スコープへ及ぼす影響を評価するために、NRC は、検査ガイダンスを策定すべきである。
- NRC は、長期にわたる未解決問題に関する安全上の意味、数年もしくは数回の燃料取替停止に及ぶ対策、及び、変更の遅れ、について評価を行うため、検査ガイダンスを改訂すべきである。

B.3. Davis Besse の安全実績に対する NRC の評価

何年間にもわたって、NRC は、RCS 漏えいの兆候や指示を認識しており、通常の検査においてこうした個々の兆候のいくつかについてレビューしたが、その情報を Davis Besse の安全実績の評価において集約しなかった。その結果、NRC は、こうした兆候に着目した検査を行わなかった。もし検査が行われていれば VHP ノズルの漏えいや上蓋の劣化を見つけていたかもしれない。前上級駐在検査官(SRI: Senior Resident Inspector)は、2000 年春の燃料取替停止時に RPV 上蓋のホウ酸蓄積に気づいたが、それを監督官に報告せず、検査のフォローアップも行わなかった。NRC の検査プログラムの中で、他の設置者による実績データもレビューできる状況にあったが、NRC はそのレビューも評価も行わなかった。NRC は、Davis Besse に対して「良好な実績」と評価しており、これも、関連情報の集約を行わなかった要因の一つかもしれない。VHP ノズル及び RPV 上蓋に対する不適切な検査要求と同様、検査、執行及び評価のガイダンスの欠陥が NRC の見落としに寄与している。RCS 漏えいの兆候や指示が認められた際に、Davis Besse を管轄する地方局の管理職とスタッフは、規制監視強化の対象となった他のプラントに注意を向けており、Davis Besse に対する規制監視体制（人材配置とリソース）に影響が生じた。設置者情報の一部を配布したことが、結果的に、NRC が問題を見つける機会を逃したことに繋がった。また、NRC が問題を見つけ損なったことに寄与する要因として、許認可プロセス上の問題もある。

(1) 漏えいの評価

タスクフォースは、格納容器内の RCS 漏えいの認知、CAC 及び放射線モニターのフィルターエレメントの閉塞の認知、プラントの課題に関する定例的なコミュニケーション、RCS 漏えいの兆候及び指示に関するフォローアップの指示レベル、RCS 漏えいの兆候及び指示の評価、RCS 漏えい源に関する設置者の仮定、具体的な NRC 検査の結果、及び、RCS 漏えいの兆候及び指示に関する NRC スタッフに見解、に関して多くの問題を明らかにした。

- ① RCS 漏えいの兆候や指示については、駐在検査官とその監督官及び 1 人の許認可プロジェクトマネージャを始め多くの NRC スタッフが周知していた。これらの問

題は、約 3 年間にわたって日常の地方局スタッフ会合で議論されたにも拘わらず、地方局の管理者は、特定されない RCS 漏えい及びその兆候についてさほど馴染みがなかった。1998 年から 2002 年 2 月までの間、特定されない RCS 漏えいは月平均で通常の低いレベルである 0.1gpm から最大 0.8gpm の範囲にあった。漏えい率の大きい主たる要因は、1998 年 10 月に行われた加圧器逃がし安全弁の放出配管の設備変更によるものであった。1999 年 5 月に元の配管構成に戻された後は、漏えい率が低下したが、その値は 2002 年 2 月まで 0.1~0.3gpm であった。なお、RCS 漏えいの具体的な指示には以下のものがあった。

- ・ 1999 年に加圧器逃がし安全弁の放出配管構成を元に戻した後、特定されない漏えいが増加した。
- ・ CAC でホウ酸粒子の集積による閉塞が起こった。ホウ酸による目詰まりの程度が増えるにつれて CAC プレナム圧力の変化が認められた。この圧力低下に対応して、原子炉運転中に CAC の洗浄が行われた（1998 年 11 月から 1999 年 5 月にかけて合計 17 回）。設置者は、1998 年 10 月に行われた加圧器逃がし安全弁の放出配管の設備変更が CAC 詰まりの主たる原因と判断した。放出配管の構成を元に戻した後も 2002 年 2 月までにさらに 11 回の洗浄が必要であった。
- ・ RCS 漏えい検出系放射線モニターのフィルターエレメントでホウ酸粒子による目詰まりが起こり、空気流量が低下したためエレメントの交換が必要となった。それまで、エレメントの交換は定期保守として月 1 回の頻度で行われていた。1998 年後半から、交換頻度は各週となり、さらに、2 日ごとから 1-2 週間ごとになった。1999 年 5 月には、赤茶色の物質が蓄積し始めたが、分析の結果、当該物質は酸化鉄であることが判明した。
- ・ 1996 年、1998 年及び 2000 年の燃料取替停止時において、RPV 上蓋の目視検査によりホウ酸の蓄積が確認された。

設置者の記録によれば、RCS 漏えいの兆候や指示は幅広く知られていた。NRC の前 SRI と原子炉プロジェクト部(DRP)の前チーフは漏えいを周知しており、その特定と解決について設置者と議論していた。また、CAC 洗浄のための出力運転中における格納容器入域と、フィルターエレメント交換のための TS に基づく格納容器入域を始め、RCS 漏えいの兆候が約 3 年間にわたって議論されていた。こうした問題は、地方局の管理職、監督官とのスタッフ会合（毎日）で議論することが通常のプラクティスであった。なお、この会合には、本部のスタッフや管理職も電話会議形式で参加していた。しかし、上級管理職は、RCS 漏えいの兆候と指示について前チーフほど周知していなかった（1 人の管理職は、1999 年のフィルターエレメントに関する問題を思い出したが、別の管理職は、サイト訪問の準備の一環として CAC 洗浄について簡単な報告を受けたと述べており、その他の管理職は、これらの問題についてヒアリングを行ったり議論した覚えはないと述べている）。

なお、スタッフ会合の開催に関する手続きは 1994 年以降改訂されておらず、会合の内容に対するガイダンスもなかった。

- ② NRC は、1998 年と 2000 年の燃料取替停止時に行われた検査で RPV 上蓋の劣化及び VHP ノズルの漏えいを見つける機会を見逃した。1998 年の検査では、CRDM ハウジング溶接部に関する PT と RPV 上蓋ボルト孔に関する目視検査が行われたが、この検査は、設置者による RPV 上蓋の洗浄・検査と同時期に行われた。NRC の検査報告書 50-346/98-006 では、RPV 上蓋のホウ酸あるいはその関連問題について触れていなかった。同様に、2000 年の ISI の際、検査官は、RPV 上蓋に関する UT と MT を行ったが、この検査は、上蓋のパワー洗浄を行う前に実施された上蓋のビデオ検査と同時期に行われた。2000 年 4 月 17 日の上蓋検査に関連するビデオテープでは、上蓋における著しいホウ酸堆積を示していた。また、状態報告書 CR 2000-0781 には、RPV 上蓋にホウ酸が堆積しており、RPV 上蓋フランジ固定器具の目視検査を阻害していたと記されていたが、上蓋にホウ酸が見つかったことに対する対応措置については詳細な記載がなかった。1998 年、2000 年の ISI 検査を担当した各検査官は、RPV 上蓋でホウ酸が認められたことを覚えていなかった。
- ③ 1 人を除き Davis Besse 許認可プロジェクトマネージャ(PM)は誰も、RCS の漏えいや CAC の目詰まり等に関する議論を覚えていなかった。1999 年当時の Davis Besse 許認可 PM は、Region III のスタッフとの定例の電話会議に参加しており、スタッフによりホウ酸蓄積が議論されていたこと、及び、巡回により RCS 漏えいを見つけようとしていたことを覚えていた。また、この PM は、ホウ酸の蓄積が加圧器逃がし安全弁の漏えいによるものであるという設置者の見解について議論がなされたことを思い出した。CAC 目詰まりについても格納容器の温度上昇による影響に関心が持たれたため議論がなされた。Region III のスタッフは当該問題に対処するための設置者の対応を監視していたと思われる。PM ハンドブックでは、PM と駐在検査官との情報交換を継続的に行う必要性について論じているが、定期的なスタッフとの電話会議への参加、あるいは、こうした会議を通して得た情報の伝達に関する具体的なガイダンスはなかった。
- ④ 地方局の管理職は、RCS 漏えいあるいはその兆候についてフォローアップ検査を行うよう指示していなかった。DRP 前チーフは、RCS 漏えいとその兆候について駐在検査官や設置者と議論し、CRDM フランジ漏えいや加圧器逃がし安全弁の弁座漏えいなどに対する説明を受けるなど、漏えい源に関する設置者の見解や、その対応計画を把握しようとした。
- ⑤ 1999 年 2 月 13 日から 9 月 13 日までの期間、5 件の検査報告書において、RCS 漏えいに関連する検査（RCS 漏えい、放射線モニターのフィルターエレメント目詰まり等の状況、及び、設置者による漏えい対応計画）が記載されている。中間停止後に行われた検査の報告書では、RCS 漏えいが少なくなったことを記載していた

が、フィルターエレメントの目詰まりが継続して起こっていることは認識されていた。また、酸化鉄（腐食生成物）粒子がフィルターエレメントに蓄積していたと記されていた。最新の検査報告書では、腐食生成物の発生源は不明であり、設置者が次回の燃料取替検査時（2000年春の12RFO）における格納容器の検査を行う予定である旨述べている。しかし、格納容器内で起こっている炭素鋼の腐食の観点からRCS漏えいの重要性について評価を行わなかった。

- ⑥ 設置者の職員は、CAC目詰まりの主たる原因が、格納容器雰囲気へ直接ベントされるよう変更された加圧器逃がし安全弁の放出配管からの漏えいであると信じた。また、NRCの検査報告書50-346/99-004では、逃がし弁からの漏えいが格納容器雰囲気中に蒸発しCACで凝縮して10-14日ごとに洗浄が必要となるような状態までCACの性能を低下させたとしているが、逃がし安全弁からの漏えいに伴い放出されたホウ酸の量について、1999年にDavis Besseが評価したとは思われない。また、この問題は以前にNRCによりレビューされていなかった。さらに、1999年の中間停止時において、設置者職員は、CRDMフランジの検査を行ったが、フランジの漏えいは認められなかった。しかし、CRDMフランジの漏えいがCAC及び放射線モニターのフィルターエレメント目詰まりの原因であると信じ続けたため、この事実は、設置者職員の間で認識されなかった。
- ⑦ NRCは、2つの検査において、CAC洗浄のための格納容器入域に対する放射線管理をレビューした。これらの検査ではいずれも、CAC洗浄に対する放射線状況を評価したが、CAC目詰まりの意味（即ち、RCS漏えいの継続）あるいはプラントにおける漏えい解決努力を評価しなかった。
- ⑧ Region IIIのスタッフは、格納容器内のRCS漏えい指示が明らかになった時点で、潜在的に安全上重要な問題であるとの認識を持たなかった。Region IIIがこの見解の根拠を裏付けるために提示した因子には、RCS漏えい率がTS限度より小さく、また、プラントから漏えい源に関して尤もらしい説明がなされたことが含まれている。

（タスクフォースによるNRCへの勧告）

- ・ NRCは、検査活動の実施における疑問視する態度の維持、RCS漏えいの兆候や指示に関連してDavis Besse事象から得られた検査の知見の展開、Davis Besseで発生したタイプの問題の検査フォローアップに関する意見交換、及び、検査実施時における周辺状況の把握、といった分野に対処するために、管理職及びスタッフの訓練を行い、予測能力を向上させるべきである。経験に見合った公式な訓練とOJTを適切に組み合わせるよう訓練要求を評価すべきである。
- ・ NRCは、検査ガイダンスを策定し、タスクを繰り返すことに関連した放射線量の他、繰り返し行われたり多重に行われるTSアクションを評価すべきである。

(2) 検査プログラムの実施

2000年4月以前、NRCの検査マニュアルIMC-2515に沿って行われた検査の殆どは、全ての原子炉サイトで実施された「核」となるプログラムの一部であった。この検査プログラムにおけるもう1つの要素は「地方局主導」の検査であり、義務ではなく、設置者の実績に問題の見つかった分野を検査するものとして実施することができた。2000年4月、NRCの検査及び評価プログラムが改訂され、原子炉監視プロセス(ROP)に基づいて、全ての原子炉サイトにおいて基本となる検査が行われた。ROPでは、安全上の重要性が低い問題に対して補足的な検査を行うこととしており、当該検査プログラムは「地方局主導」型の検査ではなくなっている。タスクフォースは、RPV上蓋におけるホウ酸堆積の認知、プラントの実績に関する問題の把握、対策プログラムの実施、執行措置のフォローアップ、ホウ酸腐食検査ガイダンスの活用、RCS漏えい源特定のための設置者による計画のフォローアップ、及び、ROP活動について多くの問題を明らかにした。

- ① 前SRIは、12RFO開始時にRPV上蓋におけるホウ酸堆積を設置者が見つけたことを認識していたが、検査のフォローアップを行わず、上司にも報告しなかった。また、彼は、状態報告書(CR)をレビューしたが、当時、ホウ酸の状態を重要であるという認識を持っていなかった。さらに、プラントのBACCプログラムと、加圧器スプレー弁のホウ酸腐食に対応して設置者が計画し実施した対策を好意的にレビューした結果に基づいて、上蓋におけるホウ酸は適切に処理されるであろうと信じた。CR 2000-0782では、12RFOにおいて上蓋に見つかったホウ酸について記録しており、その状態を、「原子炉フランジの検査により、赤茶色のホウ酸漏えいが認められた。漏えいは全てドライな状態にあるように見えた。上蓋の予備検査によりホウ酸の塊が認められた。」と記載している。さらに、CR 2000-0782に添付された写真から、ホウ酸堆積が著しい量であることが確認された。その後作成されたCR 2000-1037において、上蓋の検査によりCRDMノズル貫通部区画及びCRDMフランジの下の保温材にホウ酸蓄積が認められたこと、及び、保温材のホウ酸蓄積はCRDMフランジ漏えいによるものであることが示された。CR 2000-0782に記載された状態は、潜在的に安全上重要な問題としてレビューされ、基本プログラムによるフォローアップを受けてきたはずである。RPV上蓋の状態は、格納容器内の長期的なRCS漏えい指示と併せて、NRCの疑問に繋がっていたはずである。こうした疑問が起こっていれば、NRCは、2000年春にVHPノズルの漏えいとRPV上蓋の劣化を特定できたであろう。この情報はSRIから地方局に伝えられていなかったため、地方局は、フォローアップ検査のガイダンスを提示したり、その必要性を検討するための機会を見逃した。
- ② NRCは、NRCによる検査との関連が深かったり、あるいは、検査を行ってきたプラント実績に関わる問題を十分に認識、評価しなかった。綿密な検査を行っていればこれらの問題を特定したであろう。例えば、(1)CACプレナム圧力に対する運転

性能制限値がなかったり、ホウ酸による目詰まりが CAC の事故後機能に影響を及ぼさないことの妥当性がなかったこと、(2) CAC 洗浄のために格納容器内でケロシン加熱器を用いることを裏付ける評価がなされなかったこと、(3) 加圧器放出配管の構成変更において炭素鋼製機器のホウ酸腐食に着目せず、そのレビューを裏付ける根拠が提示されなかったこと、(4) 格納容器内放射線モニターのフィルターエレメントをバイパスさせた一時的な設備変更において放射線モニターの指示値の非保守的な誤差の影響を十分に評価していなかったこと、が含まれる。

- ③ 設置者による対策プログラムに関する NRC の検査間隔は約 2.5 年であった。よりタイムリーな検査が行われていれば、NRC は、RCS 漏えいの特定と是正に関するプラントの努力が不適切であったことを認識できたかもしれない。設置者による対策プログラムの検査は、1998 年 8 月に IMC 2515 の核となるプログラムに沿って行われたが、この検査では、格納容器内の RCS 漏えいあるいは RPV 上蓋のホウ酸に関連する問題をレビューしなかった。核となるプログラムに沿って検査を行う頻度は、SALP（設置者実績に関する系統的な評価）サイクルごとであり、Davis Besse では、2 年ごとであった。Davis Besse の対策プログラムに関する次回のレビューは、2001 年 2 月の問題同定・レビュー(PI&R)検査であり、各年間評価サイクルの際に行うよう要求した ROP の下で行われた。PI&R 検査を毎年行うという ROP を踏まえれば、PI&R 検査は ROP 評価サイクルの初期に行われたはずである。
- ④ NRC は、加圧器スプレー弁のホウ酸腐食に関連した執行措置に対応して設置者が取った対策の実施有効性について確認検査を行わなかった。これは、当時の検査ガイダンスと不整合であった。加圧器スプレー弁の弁体-ボンネットナットでのホウ酸腐食は、材料管理が不適切であったことによりステンレス鋼製ナットでなく炭素鋼製ナットを取り付けたことによるものであり、有効な対策を講じなかったことに対して、NRC は違反を宣告し、1999 年 8 月 6 日、執行措置を発行した。執行措置を出す前に、この事象に関する NRC の特別検査において対策のレビューが行われ、その報告書では、ホウ酸腐食管理手順の強化が議論された。LER#34698009 には、この事象と設置者による 2 種類の対策、BACC プログラムの強化と、BACC 及び当該事象による教訓に関する管理職及び技術スタッフの訓練が示された。設置者による対策の実施をレビューするよう求められていたが、NRC は、違反発行後、設置者による対策に関してフォローアップ検査を行わなかった。LER 及びその改訂版に関するフォローアップ検査がなされたが、NRC は、完了した対策のレビューを具体的に取り上げなかった。Region III 管理職の何人かは、LER の終結（BACC プログラムではなく弁の機能性に関する設置者の評価のレビューに着目した検査）及び特別検査の際のレビューが十分であったと考えていたが、その一方、何人かは、違反終結には対策実施に関するレビューを含めるべきであると信じていた。また、何人かは、加圧器スプレー弁の事象を、BACC プログラムではなく材料管理の問題

と見なしていた。プラントにおける BACC プログラムに関する追加検査が行われていれば、同プログラムの欠陥のいくつかを特定する機会があったであろう。

- ⑤ 検査手順 IP 62001 (ホウ酸腐食防止プログラム) は、加圧器スプレー弁の事象に関する特別検査時には使用されなかった。IP 62001 の利用により、BACC プログラムに関する特別検査の結論が変わることはないであろうが、レビューに重要な側面が含まれていたことを担保したことになるであろう。例えば、当該手順では、RCS からの小漏えい (即ち、TS 制限値未満の漏えい率) の特定に対する設置者の手順をレビューするためのガイダンスを提示しているが、設置者の手順には Alloy 600 ノズルを主たる漏えい箇所として取り上げていなかった。
- ⑥ NRC は、12RFO において RCS 漏えい源を系統的に見つけようという設置者の意図に対応してフォローアップ検査を行わなかった。これは、放射線モニターのフィルターエレメントのホウ酸堆積源を特定するために 12RFO において格納容器内巡回検査を行うというアクションプランの発行にあたり CR 1999-1300 に示された対策と相反する。NRC は、CAC や放射線モニターのフィルターエレメントの目詰まりを引き起こした RCS 漏えいを同定できなかったことを知っていたが、RCS 漏えいを同定するためのプラントの努力に関して NRC がその後の検査を行ったという記録はなかった。RCS 漏えいの指示が続いていたため、追加検査を実施するための十分な根拠はあった。これらの検査により、格納容器内の RCS 漏えい源を見つけるためのプラントの努力について問題点を特定できたであろう。
- ⑦ RPV 上蓋のホウ酸堆積に関するフォローアップ検査が何故行われなかったかに対する分析の一環として、タスクフォースは、12RFO において ROP への移行が始まったことに注目した。駐在検査官は、ROP を理解し計画を立てるために更なる努力が必要であったと述べている。これは、12RFO における停止時の問題のフォローアップにおいて更なる混乱を招いたかもしれない。
- ⑧ PI&R 検査のためのガイダンス (検査手順 IP 71152 に示される一般的なガイダンス) では、「サイトの問題及び設置者の問題同定・解決プロセスに詳しい駐在検査官や地方局検査官との議論を通して、地方局による検査で適切なサンプルに対する更なる知見を得る」と述べており、通常、PI&R 検査官がフォローアップレビューを検討する問題分野について、DRP のチーフや管理職は PI&R チームに知見を提示する。しかし、RCS 漏えいの兆候と指示については PI&R チームに知見が提供されず、また、格納容器内の RCS 漏えいあるいは RPV 上蓋のホウ酸に関連する兆候や CR のレビューについて提言もなかった。前 DRP チーフは、RCS 漏えいを PI&R 検査によるフォローアップを促すに十分なものと考えなかった。
- ⑨ 2001 年の PI&R 検査の準備中、PI&R チームは CR 要約に関するスクリーニングを行ったが、その中には、12RFO における上蓋のホウ酸堆積の同定を示す CR 要旨が含まれていた。しかし、これらの事項は、検査フォローアップのために選定され

なかった。CR 2000-0782 に対する実際の状態記述には、ホウ酸のタイプ、量及び場所に関するかなりの量の情報が含まれていた。IP 71152 では、設置者が見つけた問題を PI&R レビューのために選定する方法については明記していない。1 年に数多くの CR が作成されるため（年間数千件）、各 CR に目を通すのは、PI&R 検査において実践的ではない。

（タスクフォースによる NRC への勧告）

- ・ NRC は、PWR における BACC プログラムについて定期的な検査を行うためのガイダンスを策定すべきである。
- ・ NRC は、Davis Besse において経験した問題と類似のものをレビューし評価するための PI&R 検査方法全体について改訂を行うべきである。
- ・ NRC は、プラント状態のレビューの際に見つかった問題を追跡するために検査マニュアルのガイダンスを改訂すべきである。
- ・ NRC は、発見に至らない問題を長期にわたってフォローアップできるよう自らの検査ガイダンスを改訂すべきである。

(3) 実績データの評価

Davis Besse における全体の安全実績に関する NRC の評価により、高いレベルの実績が示された。こうした評価に拘わらず、タスクフォースは、Davis Besse の安全実績に対する NRC の評価に検査データが適切に考慮されていないといった問題を始め、ROP 実施前のプラント実績のレビュー結果、ROP 評価の結果、RCS 漏えいの兆候と指示の実績評価への取り入れ、検査報告書の評価、及び、情報の集約についての問題を明らかにした。

① NRC による Davis Besse の実績に関する評価は、ROP 実施前の 1997 年 2 月から 2000 年 3 月にかけて行われたが、RCS 漏えいの兆候や指示に関する情報を正確に評価しなかった。この評価では、RCS 漏えいに関わる項目が 1 つだけ同定されたが、NRC は、当該問題に対するフォローアップ検査を行わず、Davis Besse を良好なプラントと評価した。この評価結果は、Region III のスタッフのほぼ全員、NRR のプロジェクトマネージャ及び駐在検査官により認識されていた。具体的には以下の通りである。

- ・ 1998 年 9 月に行われた最後の SALP 評価から 2000 年 4 月の ROP 実施までの 3 年間、Davis Besse の実績を評価するためにプラント実績レビュー(PPR)プロセスが用いられた。この期間に対する PPR サマリの中に、格納容器内の RCS 漏えいあるいはその兆候に関わる議論項目が 1 つだけあった。1999 年 1 月 31 日に終了した PPR のサマリでは、検出されない漏えいが許容値の 1/2 より大きく、ホウ酸堆積により定期的に CAC を洗浄する必要性が生じたことに注目したが、将来の更なる検査を勧告していなかった。また、Davis Besse への 1999 年 3 月 26 日付レターの中に、RCS 漏えい、CAC 洗浄あるいは設置者による対応の評価に

関する議論はなかった。

- ・ 1999 年における RCS 漏えいの兆候に対処するための努力をしてきたが、その後の PPR (1999 年 2 月 1 日～2000 年 1 月 31 日の期間が対象) では、継続している RCS 漏えい及びその兆候に関する問題を同定しなかった。PPR サマリにも 2000 年 3 月 31 日付の Davis Besse 宛レターにも、関連する項目について論じていなかった。なお、RCS 漏えいに関連する検査に関わる 5 つの駐在検査官報告書からプラント問題マトリックス(PIM)にエントリーされた 2 項目は、1999 年の中間停止に向けて早期に原子炉を停止するための努力と放射線モニターのフィルターエレメントの目詰まり源を特定するための努力を表わすものであったが、放射線モニターのフィルターエレメントに見つかった酸化鉄に関して PIM にエントリーされたものはなかった。また、腐食生成物の発生源が未だに特定されていなかったことを示す PIM エントリー項目もなかった。これらの報告書から PIM に適切な情報を全て含めなかったことが、PPR による実績の低下を評価できなかったことに寄与している。
- ② ROP 評価プロセスでは"Green"以上の重要性を有する問題をレビューするとともに、設置者が NRC に報告する実績指標(PI)のレビューを行う。ROP の下で、NRC は、Davis Besse における"Green"の結果を数多く同定したが、これらの中に RCS 漏えいやホウ酸腐食に関連するものはなかった。RCS 漏えいをモニターする実績指標(PI)に対する"Green"閾値は、RCS の許容漏えいに対する TS 制限値の 1/2 である。Davis Besse において、この値は検出されない漏えいに対して 0.5gpm であり、ROP が適切に行われていた間この値を超えることはなかった。この PI が当時有効であったならば、検出されない RCS 漏えいが 0.8gpm に達した 1999 年には"White"となっていたであろう。
- ③ RCS 漏えい検出系の放射線モニターがホウ酸及び酸化鉄粒子による目詰まりが起こり信頼できなくなったこと、及び、根本原因ではなく状況に対処するためにプラントによる対応が数多く取られたことは、NRC が Davis Besse の実績評価に情報を十分に取り込まなかったという 1 つの例である。NRC が利用できたデータには、以下のものがある。
- ・ 漏えい検出系のトレインが両方とも同時に動作不能となったため 6 時間以内の TS 停止措置に入ったことが何度かあった。
 - ・ 1999 年 5 月、閉塞によりフィルターが頻繁に動作不能となっていたため、交換のために各トレインを一日おきに供用から外さなければならなかった。
 - ・ 何度もヨウ素飽和警報が鳴り、フィルターの交換が必要となった。
 - ・ 1999 年 7 月と 2001 年 4 月、サンプル点が変更され、これにより、フィルター交換の頻度は低下したが、漏えい検出能力の有効性も低下した可能性がある。
 - ・ 1999 年 8 月、設置者は、フィルターエレメントの閉塞を引き起こした粒子を取

り除くために、可搬式の HEPA フィルターを 4 基設置した。

- ・ 1992 年 11 月、フィルター閉塞を引き起こした材料の分析により、酸化鉄の存在が明らかとなった。
- ・ 2000 年 11 月、頻繁に目詰まりを起こしていたヨウ素サンプルカートリッジをバイパスするために一時的な設備変更が行われた。

④ NRC の検査報告書では、1998 年 12 月にレットダウン冷却器隔離弁で見つかったパッキン漏えい事例について記載している。当初の作業スコープでは、ホウ酸腐食を調べるための保温材取り外しを行なわないとしていたが、NRC がこれに疑問を抱いたため、保温材の取り外しを含めるよう作業が変更された。保温材を取り外した後、弁体-ボンネット漏えいが見つかった。設置者は、漏えいを是正するために修理を行った。検査報告書では、漏えいを最小限に抑えるための設置者の努力に対してポジティブにプラント実績を評価した。報告書では、限定された当初の対策を捉えておらず、適切な対策が確実に講じられたことを確認するために NRC による迅速な対応が要求されたことにも触れていなかった。加圧器スプレー弁に関わる以前の問題に関連する課題は検査活動の一要因となったが、その一方で、注目された実績問題は、当該課題に対する Davis Besse の NRC による評価の一環として検討されなかった。設置者による BACC プログラムの実施に対する NRC の関心が高まったため、この分野に設置者がより一層の注意を払うべきであった。

⑤ NRC の駐在検査官は、以下に示すような VHP ノズル漏えいを特定するのに必要な情報を殆ど認識していたが、駐在検査官が把握していた情報は集約されなかった。

- ・ 長年にわたって継続した検出されない RCS 漏えいと漏えい源を特定するために設置者が取った対応がうまくいかなかったこと
- ・ ある種の炭素鋼腐食が継続していたがその源が不明であったこと
- ・ 3 回の連続した上蓋検査において、かなりの量のホウ酸堆積を同定したがその源を CRDM フランジ漏えいであると信じたこと

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・ NRC は、プロセスを自己評価するための手段として、プラント実績を独立に評価するための代替メカニズムを明確にすべきである。
- ・ NRC は、適切に評価されなかったプラント安全問題があるか否かを決めるために、暫定的な PPR 評価プロセス (1998~2000 年) に沿って行われたプラント評価に関するサンプルレビューを行うべきである。
- ・ NRC は、障壁健全性 PI の有用性をレビューし改良するための努力を継続すべきである。この際、同定されたものの是正されていない一次系漏えいについて、その数、期間及び漏えい率を追跡する PI を策定することの実現性を評価すべきである。

(4) ガイダンスと要求

タスクフォースは、NRC の検査ガイダンス、ROP の一般的なガイダンスに関する認

識、ASME 規格要求の適性、執行ポリシーの適用における整合性、及び、RCPB 漏えいの要求における差異について問題を同定した。

- ① BACC プログラムの検査を支配する NRC の検査手順 IP 62001 (ホウ酸腐食防止プログラム) は、1991 年 8 月 1 日に発行されたが、殆ど実施されず、また、使用されることがなかったため、2001 年 9 月 17 日にキャンセルされた。IP の目的は、設置者の BACC プログラム及びその実施が GL 88-05 の要求を満足するか否かを決めることであり、当該 IP 策定の際、その実施頻度は燃料取替停止 1 回おきにするよう勧告された。発行から 10 年間、IP は、地方局主導の検査手順を示した IMC 2515 検査プログラムに含まれており、その間、15 基の PWR の検査に対して限定的に用いられた。地方局主導の検査活動として IP 62001 を実施することを決定したこと及びその後限定的に使用されたことで、設置者による BACC の実施有効性を確認しなかった。NRC スタッフの何人かは、8 時間という検査所要時間が BACC プログラムとその実施をレビューするのに十分ではなかったこととしている。
- ② PWSCC に対して鋭敏な Alloy 600 製の VHP ノズル及び上蓋の設置者検査を観察するための具体的な NRC 検査手順はなかった。Alloy 600 ノズル亀裂に関連する NRC の検査分野は、ISI 活動のレビューであり、その検査ガイダンスは IP 71111.08 (ISI 活動) に示される。ROP 以前、当該ガイダンスは IP 73753 (ISI) に規定されていた。1998 年と 2000 年の RFO における NRC の検査では、CRDM と RPV 上蓋区画のレビューを行ったが、上蓋あるいは保温材にホウ酸が堆積した状態を同定しなかった。また、1998 年の ISI において有効であった IP 73753 のガイダンスでは、「検査官は、ホウ酸漏えい、錆及び水の浸みだし、及び、流体バウンダリ劣化に関する指示の証拠を探すべきである。全ての指示は、設置者が評価や対策について疑問を持つことにより注目し調査すべきである。」としていたが、こうしたホウ酸腐食の兆候を認知するための検査の必要性に着目したガイダンスは、IP 71111.08 に含まれていなかった。
- ③ NRC の検査ガイダンスは、運転経験のレビューと評価を十分に強調していなかった。Davis Besse における対策プログラムに関する 2 回の NRC 検査 (1998 年 8 月の IP 40500 検査と 2001 年 2 月の PI&R 検査) では、運転経験活動に関するレビューがなされたが、特に重要な問題は認められなかった。検査手順 IP 90700 (運転経験情報のフィードバック) は、IMC 2515 に沿った地方局主導の検査であり、1994 年 11 月から 1999 年 10 月までの期間、29 のサイトで使用された。この検査手順は、2001 年 9 月 17 日にキャンセルされたが、その理由は、IP 62001 と同様、ROP の下での限定的な使用にあった。これらの IP は、キャンセルされるまで、ROP の一環として、補足検査プログラムに含まれており、これらの IP を使用する機会が与えられていたためキャンセルすべきではなかった。
- ④ 格納容器、他の接近できない区画及び静的な構造物と機器の検査に関わる NRC の

検査ガイダンスは十分に着目されていない。例えば、格納容器サンプ性能に影響を及ぼすようなデブリがないことを確認するための原子炉起動前格納容器巡回検査のガイダンスなど、IP 71111.20（燃料取替及び他の停止時の活動）では、燃料取替停止時において格納容器内入域を要求する 2,3 の具体的な活動だけを取り上げている。ROP 以前、再起動前の格納容器内検査と巡回を綿密に行うこととなっていたが、IP 71111.20 における現行のガイダンスでは、この良好なプラクティスが継続して行われるか否かについて不確かである。

- ⑤ ROP の検査プログラムのスコープに関する誤認識が、RCS 漏えいの兆候や指示のいくつかに関するフォローアップを行わなかったことに寄与したかもしれない。酸化鉄による放射線モニターのフィルターエレメントの目詰まりと RPV 上蓋での赤茶色のホウ酸は、ROP の下で検査を行うべき潜在的に重要な問題であることを示している。しかし、ROP の検査スコープに漏えいの兆候や指示に関するレビューは含まれていなかった。
- ⑥ 1998 年及び 2000 年、駐在検査官と SRI は、各 RFO において合計 7 回の入域を行った。他の 3 つのサイトに対する格納容器入域の実績と比較検討した結果、様々な要因（例えば、サイトの原子炉基数の違いや、あるサイトでは運転サイクル内に複数の停止があったこと）があるものの、4 つのサイトにおける入域回数に大きな差異があった。あるサイトでは、2000 年と 2001 年にそれぞれ 5 回の入域が行われた（各年で 2 回の RFO が行われた）が、別のサイトでは、1 回の RFO で 4 回の入域が行われた。さらに、もう 1 つのサイトでは 1 回の RFO において 16 回の入域が行われた。ROP に従って格納容器内で行われる検査活動の数に関連する ROP 実施に整合性がないように思われる。
- ⑦ RPV 上蓋の劣化が認められた後、重要な結果に関連する実施基準の 1 つが満足されていなかったにも拘わらず、NRC は IMC 0350（実績の問題を有する停止状態における運転中の原子炉の監視）を実施した。ROP 実施前、重要な結果に関する IMC 0350 の基準はなかった。NRC の上級管理職は、Davis Besse 事象により、外部の利害関係者とのコミュニケーション問題及び対策のメカニズムを確立することが必要であると判断し、IMC 0350 を最も効果的な手段と判断した。
- ⑧ 従業員関心事プログラムのレビューと設置者による安全意識作業環境の評価のための検査ガイダンスは、IP 71152 に示されている。これらの分野は、NRC の申告管理プログラムの中でもレビューすることがある。Davis Besse における PI&R 検査は 2001 年 2 月に行われ、NRC の検査報告書に記載された。この検査では、重要な結果は特定されず、レビューされた安全意識作業環境に対する肯定的なコメントが記載された。Davis Besse では、1993 年 7 月 29 日に暫定指示(TI)が発行され 1995 年 7 月 12 日にキャンセルされたが、この間に複数のプラントで実施された。Davis Besse における検査結果は NRC の検査報告書に記載されているが、否定的

な問題は示されていない。結果的に、従業員関心事プログラムと安全意識作業環境に関する検査及び評価に関連する NRC ガイダンスの実施は、Davis Besse における既存の問題の特定には繋がらなかった。

- ⑨ ASME 規格では、VHP ノズル亀裂の大きさを特定するために目視検査以外の検査を行うよう求めている。Section XI の Table IWB-2500-1 では、燃料取替停止後の再起動前に通常運転圧力での RCS 漏えい試験の実施を要求している (IWA-5241 では、保温材のない機器からの漏えいを調べるために圧力保持機器の露出外表面に関して目視試験 VT-2 を要求し、また、IWA-5242 では、保温材付きの機器に対して、保温材接合部と露出面を調べることにより保温材を外さずに VT-2 を行うことができるとしている)。また、対策は、IWA-5250 に規定されているが、ここでは、ホウ酸残滓の漏えい源及び腐食箇所を特定するよう求めている。IWA-5250(b)では、肉厚が 10%以上減少している腐食箇所を有する機器について、継続使用が許容できるか否か、修理や取替が必要か否かを定めるために評価を行わなければならないと要求している。さらに、設置者は、10 年毎に、通常運転圧力を僅かに上回る圧力で RCS の水圧試験を行うよう要求されている。この水圧試験において、設置者は、Table IWB-2500-1 に従って、VHP ノズルの部分的貫通溶接部の 25%について外表面の VT-2 を行うよう要求されている。設置者は、これらの ASME 検査を実施したが、VHP ノズルの亀裂や漏えいの検出には至らなかった。また、2001 年 9 月、NRC スタッフは、RPV 上蓋表面の 100%に対する VT-2 あるいは亀裂の検出とサイジングの可能な上蓋の NDE に検査要求を変更すべきであると提案した。しかし、これらの変更が採用されることになっても、VHP ノズル亀裂の大きさを特定するための検査は依然としてオプションであり、また、他のニッケル基合金ノズル全数に関する露出金属面の検査は要求されないであろう。
- ⑩ RCPB 漏えいが判明した状態での出力運転を禁止している TS は矛盾しており、また、RCPB 漏えいに関わる違反に関して NRC が執行措置を出した例は殆どない。さらに、RCPB 漏えいに関する要求について整合の取れていない執行措置を出したことで、Alloy 600 ノズルの亀裂が現実的あるいは潜在的に安全上重要な問題とならないと信じさせる結果となったかもしれない。
- ・ NRC スタッフの間で、RCPB 漏えい要求の有効性に関する見解に相違があることが判明した。例えば、ある上級管理職は、RCPB 漏えい要求が直接的であるため、かなり適合性は高く執行措置を殆ど取ることがないと提言したが、別の管理職は、Alloy 600 ノズル漏えいの取扱いに対する明確な執行ガイダンスがないこともあり、静的機器の故障に関するスタッフの見解が執行措置を取らないことの主な理由であると信じている。
 - ・ RCPB 漏えい要求の違反に関わる執行措置が殆ど取られていないことが明らかとなった。2001 年の ANO における VHP ノズルの漏えいは、見つかった時点で

プラントを停止するという TS を設置者が遵守したため、当該漏えいに対して執行措置が取られなかった。2001 年の V.C.Summer 及び Oconee での事例では、隔離された静的機器の破損と見なされたため、執行の自由裁量を与えた。1997 年の San Onofre における Alloy 600 材 RCS 計装ノズルの亀裂については違反と判断したが、その執行措置について、NRC は、RCPB 漏えいに関連する TS 要求ではなく保守規則の違反を引用した。

- RCPB 漏えいを左右する TS 要求が異なっていることに関して、Davis Besse における TS では、「圧力バウンダリの漏えいがあれば、6 時間以内に少なくとも高温待機に移行し、その後 30 時間以内に冷態停止に移行する」とされている。これに対して、例えば、TMI では、「RCS バウンダリの隔離できない原子炉冷却材の漏えいが存在する場合（蒸気発生器伝熱管を除く）、原子炉を停止し、検出から 24 時間以内に冷態停止を開始しなければならない」となっている。また、ANO では、最近 TS の改訂が行われたが、それまで、同じような要求を課していた。Davis Besse の TS の記載は、大多数のプラントの TS で見られる標準型もしくは改良標準型である。

RCPB 漏えい要求を左右する TS 要求が異なっていること、静的機器の破損の取扱いに関するスタッフの見解に相違があること、VHP ノズル漏えいが ROP の下での実績問題を構成するか否かに関するスタッフの見解が異なること、及び、具体的な執行ガイダンスがないことなど、いくつかの要因が NRC による RCPB 漏えいに対する執行措置に整合性がないことに寄与していると思われる。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- NRC は、比較的短い検査期間において高いレベルの設置者活動が行われる場合、検査の労力やガイダンスが十分なレベルであるか否かを評価するために、燃料取替停止時の活動に関連する検査ガイダンスをレビューすべきである。
- NRC は、運転経験の定期的なレビューに関する検査ガイダンスを強化すべきである。改訂したガイダンスに見合うよう、必要に応じて、労力の程度を変更すべきである。
- NRC は、設置者の ISI 活動に対し VHP ノズル及び RPV 上蓋の定期的なレビューが確実にできるよう検査ガイダンスを策定するか、現行のガイダンスを改訂すべきである。また、ホウ酸腐食の観察に関するガイダンスを ISI 活動の検査手順 IP 71111.08 に含めるべきである。
- NRC は、ROP により定義される重要な実績問題が存在することを最初に確認しなくても、IMC 0350 を実施できるよう改訂すべきである。
- NRC は、Davis Besse で経験したような問題を同定し適切に対処するのに十分なプログラムとプロセスが用意されているか否かを判断するために、NRC の基本検査及びプラント評価プロセスの範囲をレビューすべきである。さらに、NRC は、設置者による従業員関心事プログラムや安全意識作業環境を評価するために、より体系的か

つ焦点を絞った検査を行えるようにすべきである。

- NRC は、管理職とスタッフに対して ROP の再訓練を行うべきである。
- NRC は、継続的な適用性を有する検査手順が削除されたか否かを判断するために、削除された検査手順のキャンセルに対する根拠を再評価すべきである。
- NRC は、検査のために保温材の取り外しを要求していないニッケル基合金ノズルの露出金属面検査について、ASME 規格要求の変更を奨励すべきである。また、NRC は、VHP ノズルに関する目視検査以外の NDE の実施について ASME 規格要求の変更を奨励すべきである。
- NRC は、標準的でない RCPB 漏えい要求を有するプラントを特定するために、TS のレビューを行うとともに、全てのプラントの間での整合性が取れるよう TS の変更を求めるべきである。

(5) 人員配置と資源

地方局の人員配置と資源に関わる問題は、NRC による Davis Besse の効果的な規制監視能力に対する挑戦となった。タスクフォースは、検査官ポストの空席、検査にかかる労力のレベル、管理職によるサイト訪問の頻度、プラント監視の優先度、及び、検査官の資格認定及び訓練について問題を明らかにした。

- ① 1990 年代後半、NRC は、Davis Besse の規制監視を行う地方局の担当部門 DRP に通常の人員配置を維持しなかった。この期間、Davis Besse に対する DRP の人員配置計画は、チーフ、上級プロジェクトエンジニア(SPE)、SRI 及び駐在検査官が各々1名ずつであった。チーフは1997年10月から2001年5月まで在職した。しかし、SPE のポストは1997年6月から1998年6月まで(1ヶ月を除く)と1999年9月から2000年5月まで空席であった。このうち前者の期間では、チーフが Clinton 発電所の監視責任も任された。Clinton は1996年9月から停止しており IMC 0350 に沿って NRC による監視が行われていたため、Clinton の監視には、チーフのかなりの時間が必要とされた。また、SPE が空席であった 2 つの期間、Davis Besse では、1998年と2000年の燃料取替停止が行われた。SPE 空席の期間が、チーフが別のプラントに注目していた時期や、RCS 漏えいの兆候や指示が認められていた時期、Davis Besse における作業活動が集中した燃料取替停止時と重なり、この間、Davis Besse の監視に大きな影響を及ぼしたものと考えられる。
- ② 1998年11月から1999年10月までの約1年間、Davis Besse の駐在検査官は1人であったが、これは、SRI が他のサイトに異動し、後任の選定が遅れたことによる。当初、地方局は、Davis Besse の SRI の人事計画を立てたが、これが実現せず、Davis Besse の駐在検査官がそのポストに指名された。これにより、駐在検査官のポストが空席となった。この間、地方局及び他のサイトからの検査官の支援を受け、Davis Besse での検査が行われた。また、同時期に、SRI は加圧器スプレー弁の事象に関する検査フォローアップに携わったが、彼は、特別検査を割り当てられ、関

連する検査結果に対する執行関連活動にも従事した。

- ③ Davis Besse に対する Region III の年間検査時間は、同じ管轄内の単一ユニットサイトにおける 1993 年から 2001 年までの各年の平均を下回っていた(例えば、1990 年における単一サイトの年間平均は 2558 時間であったのに対し、Davis Besse では 1442 時間であった)。SALP 評価と PPR 評価の結果に基づき、他のサイトに比べて Davis Besse にはより少ない時間しかかけないことは予期されないことではなかった。しかし、1999 年、Davis Besse の検査には 1422 時間しかかけられず、CAC 及び放射線モニターフィルターの目詰まりが著しく増加した。当時発生していた問題に関するフォローアップを行うための地方局の能力は、Davis Besse に割り当てられた検査資源により制限された。
- ④ 1990 年代後半の Region III 上級管理職による Davis Besse へのサイト訪問も頻度は比較的少なかった。移動及びサイトの線量記録によれば、1998 年に上級管理職がサイトを訪問していなかった。また、1999 年 7 月から 2002 年 2 月までの期間、DRP の上級管理職は Davis Besse を訪問していなかった。検査マニュアルには、担当部門の長もしくは次長は少なくとも 2 年に 1 回は各サイトを訪問するよう努めるべきであるとされている。また、同マニュアルの以前の改訂では、担当部門の長若しくは次長は各 SALP サイクル (Davis Besse に対しては 24 ヶ月) に 1 回はサイトを訪問するよう示されている。この期間、地方局の管理責任者と原子炉安全部次長が各々 2 回ずつ Davis Besse を訪問している。
- ⑤ RPV 上蓋のホウ酸堆積、RCS 漏えい及びその兆候が認められていた期間、Region III には、IMC 0350 に従って停止期間が延長されたプラントが 3 つあった (Clinton : 1996 年 9 月に停止し 1999 年 9 月に IMC 0350 パネルが解散、D.C.Cook : 2 基とも 1997 年 9 月に停止し 2001 年 6 月に IMC 0350 パネルが解散、LaSalle : 2 基とも 1996 年 9 月に停止し 1999 年 5 月に IMC 0350 パネルが解散)。これに対応して、Region III の管理職は、最もニーズの高いプラントに資源を配分した。
- ⑥ 現在の駐在検査官と前任の SRI (最初の任命では Davis Besse の駐在検査官) は、最初に任命された時点で原子炉運転検査官としての資格がなかったため、限定された分野の検査しか行うことができず、サイトの全体検査から外された。また、SRI は駐在検査官訓練に時間を費やさなければならなかった。Region III の上級管理職は、有資格検査官になる前に駐在検査官がサイトに配置されていたことを知っていたが、この選択は、駐在検査官不在の期間が長引くのを避けるための措置であった。
- ⑦ 駐在検査官など、設置者の対策プログラムによって毎年同定される何千もの問題をスクリーニングするというタスクをこなす総括検査官には幅広いレベルの経験が必要であり、検査官訓練は、検査官の経験を補完するための効果的な手段である。しかし、インタビューを受けた検査官は全員、ホウ酸腐食及び Alloy 600 ノズルの PWSCC の分野に関する訓練を受けたことがなかった。IMC 1245 (検査官資格認

定プログラム) では、原子炉監視に携わる NRC の検査官の訓練及び資格認定に対する体系的な要求を示しているが、ホウ酸腐食や Alloy 600 ノズルの PWSCC に関する訓練は含まれていない。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- NRC は、検査官訓練に、ホウ酸腐食による影響と管理及びニッケル基合金ノズルの PWSCC を確実に含めることで、対象分野における専門知識を維持すべきである。
- NRC は、地方局管理職のサイト訪問について、IMC 0102 の期待を高めるべきである。
- NRC は、最低限の人員配置レベルを満足するために、駐在検査官の配置に対する対策を確立すべきである。
- NRC は、地方局の組織構成や資源割り当てに対する IMC 0350 実施の影響に対処するためのガイダンスを策定すべきである。

(6) Davis Besse におけるコミュニケーション

タスクフォースは、Bulletin 2001-01 に関連して提出された情報、Davis Besse におけるニューズレター、品質保証(QA)監査、及び、NRC への報告の裏付けとして使用された設置者の情報について問題を明らかにした。

- ① Bulletin 2001-01 への設置者対応で示された情報と異なる RPV 上蓋及び VHP ノズルの検査の程度と結果について問題が同定された。この中には、(i) 11RFO 及び 12RFO において上蓋で見つかったホウ酸蓄積の性質と程度、(ii) 過去の上蓋検査の程度を含む目視検査の実施能力、(iii) 上蓋検査に関連する BACC 実施手順への適合性、(iv) 上蓋及び CRDM フランジの検査に関連する GL 88-05 誓約への適合性、(v) 以前の VHP ノズルの検査結果、(vi) CRDM フランジの漏えいがホウ酸堆積の発生源と結論づける根拠、及び、(vii) NRC に提出された VHP ノズルの写真に関する説明、が含まれる。2001 年秋にこれらの情報が十分周知されていたら、NRC は、上蓋劣化が見つかった 2002 年 3 月よりも 2,3 ヶ月前に VHP ノズル漏えいと RPV 上蓋劣化を見つけていたかもしれない。
 - 12RFO の後、RPV 上蓋に残っていたホウ酸堆積の性質と程度は、Bulletin 2001-01 に関する設置者の報告時において NRC に開示されなかった。上蓋中央部付近での茶色のホウ酸堆積を示すビデオテープはなく、NRC スタッフには、検査可能な VHP ノズル (即ち、著しいホウ酸の堆積がない部分) を示すビデオ画像が示された。2002 年 2 月以前、NRC にはビデオ検査による画像情報が提供されたが実際のビデオテープではなかった。
 - Davis Besse における現在及び前任の管理職、監督官及びエンジニアは、2000 年 4 月 28 日に行ったパワー洗浄後も RPV 上蓋にホウ酸堆積が残っていることを知っていた (何人かは、停止時にこの事実を周知していたが、他の人は 2001 年下期に NRC との議論の準備としてビデオテープを見て気づいた)。
 - 2001 年 11 月 14 日と 2002 年 1 月 23 日に設置者から NRC に対して説明が行わ

れ、VHP ノズルの何本かはホウ酸堆積によって隠れており、漏えいに対する目視検査ができない状況にあったことが示された。しかし、検査ビデオに収録されていたにも拘わらず、その量や特徴についての詳細な説明（例えば、赤茶色や錆色であったことなど）はなされなかった。

- ② 設置者によるニューズレターでは、12RFO における RPV 上蓋の洗浄作業の結果を誤って示している。このニューズレターは、2000 年 4 月 29 日にスタッフに配布されたが、RPV 上蓋の洗浄作業について、「洗浄作業が首尾良く終了した。これは、Davis Besse における最初の上蓋洗浄であった。」と記載されている。設置者職員の何人かは、このニューズレターを読んで、12RFO において RPV 上蓋の洗浄が完全に行われたとの印象を持った。しかし、ビデオテープをレビューしたところ、洗浄終了後かなりの量のホウ酸堆積物が RPV 上蓋に残っていた。
- ③ 設置者の QA 監査は、12RFO において RPV 上蓋の洗浄が行われたと誤って結論づけた。QA 監査の概要では、設置者による BACC プラクティスを取り上げ、RPV 上蓋からホウ酸堆積が除去されたと結論づけたが、この結論は、上蓋の中央部にホウ酸堆積が残ったままであることを示すビデオテープと相反するものであった。
- ④ 設置者が 2001 年 4 月 27 日に NRC に対して行った説明で用いた資料では、以前の燃料取替停止時に RPV 上蓋の洗浄と目視検査を行ったが、亀裂や漏えいは認められなかったと述べている。しかし、以前の 3 回の燃料取替停止時において RPV 上蓋の洗浄は部分的に行われたにすぎなかった。また、設置者の対策に関する文書では、VHP ノズルの漏えい可能性を示唆していたが、適切な対応が取られていなかった。しかし、この情報についての説明はなかった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

・なし

(7) 許認可プロセスに関するガイダンスと実施

タスクフォースは、2002 年 2 月 16 日まで運転を継続するという設置者の正当性を NRC が受け入れた根拠、PM の交替、PM によるサイト訪問、許認可変更のプロセス、トピカルレポートのレビュー、規制上の誓約に関する監査とレビュー、及び、ISI 報告のレビューについて問題を明らかにした。

- ① 2001 年 12 月 4 日、NRC から設置者へのレターで、停止後に VHP ノズルの検査を行うことを条件に 2002 年 2 月 16 日まで出力運転を継続するという設置者の正当性を認めた。このレターでは、VHP ノズルの亀裂に関する産業界の経験について設置者から提出された情報とスタッフが入手した情報に基づき、継続運転の提案を裏付けるための設置者による誓約と NRC による見解を総合的に検討して判断がなされたと示されているが、如何なる情報を検討したかについては触れていない。また、このレターでは、それら情報に関する NRC の分析について示しておらず、NRC が如何なる評価や確認を行うかを定めるためのスタッフ判断の根拠も十分に

示されていない。

- ・ **Davis Besse** 停止命令の提案の際には、(i) 他プラントで検出された損傷やプラントの感受性における不確実さがあるため直ぐに検査を行う必要がある、(ii) 周方向亀裂は RCPB の大規模破損や LOCA に至る可能性を有するリスク上重要な状態である、(iii) 漏えい検査は VHP ノズルの損傷の程度を検知するに十分ではない、(iv) 目視検査(ASME 規格の VT-2)は貫通欠陥による漏えいを確実に検出できるものではない、(v) ASME 規格の検査要求では、保温材の取り外しを求めておらず目視以外の検査も要求していない、(vi) 設置者によるリスク推定は VHP ノズルの検査をせずに確認することができない、等を検討したが、2001 年 12 月 4 日付レターは、この停止命令を提案した際の根拠と矛盾している。
 - ・ 2001 年 12 月 4 日付レターにおける NRC 判断を裏付けるための根拠について詳細な記述がなく、NRC による他の安全関連判断に用いられるプロセス及びガイダンスと矛盾する。例えば、通常の許認可変更要請を裏付けるための安全評価に対する LIC-101 (許認可変更レビュー手順) のガイダンスでは、NRC の安全評価に関する書式と、NRC による決定根拠を公衆が理解できるよう記載内容を規定している。また、LIC-101 では、NRC による事前承認を必要とする他の設置者要請のプロセスに当該ガイダンスを適用すべきであるとしており、スタッフは、LIC-101 をガイダンスとして使用できたであろう。しかし、NRC は、意思決定プロセスを通して NRC を導いたり、文書化すべき判断の根拠を示すために直接利用できるプロセスを有していなかった。
 - ・ 継続運転に対する設置者の主張は、主に、リスク評価と提案された補償対策の効果に基づくものであった。スタッフは、リスク評価における不確実さのレベルを含め大量の情報を評価しなければならなかった。運転継続に関する判断は、VHP ノズルの亀裂が大規模破損に至る可能性とその影響、及び、対象期間の延長(約 7 週間)に対する補償対策の影響に基づいてなされたが、VHP ノズルの漏えいが RPV 上蓋のウェステージに至る可能性は考慮されなかった。数人の NRC スタッフは、この判断に同意せず、亀裂評価に用いたモデルには大きな不確実さがあることに着目したり、解析の実施に十分な情報がないため静的機器の劣化に関するリスクモデルに問題があるといった自らの見解を示した。
- ② **Davis Besse** の実績に関する肯定的な見解が示され、**Davis Besse** に向けられた NRR スタッフの規制上の注意レベルに影響を及ぼした。例えば、ここ数年間、**Davis Besse** 担当の許認可 PM の交替が通常より高い頻度で行われた(1999 年から 2001 年までの期間、9 人の許認可 PM が **Davis Besse** の担当となった)。この交替の頻度が、PM による RCS 漏えいの兆候や指示の認識欠如に繋がった可能性がある。PM ハンドブックにおけるガイダンスでは、PM の在任期間を 3-5 年が望ましいとしている。さらに、同ガイダンスは、PM と地方局スタッフ、具体的にはサイトの

駐在検査官との間の効果的な作業関係を維持することの重要性を強調している。

- ③ PM によるサイト訪問が頻繁に行われなかったことが、RCS 漏えいの兆候や指示を PM が認識できなかったことに寄与した可能性がある。1999 年以降 Davis Besse の担当となった 3 人の PM は、監督官も含めて全員、最近まで、プラントを訪問していなかった。訪問が行われなかった理由としては、在任期間が短く訪問に最適のプラント停止期間が任期中になかったこと、Davis Besse の実績が良好であり他に優先すべきことがあったため訪問が困難になったこと、及び、サイト訪問を優先させることに対して管理職が注目しなかったこと、が挙げられている。PM ハンドブックでは、PM が頻繁にサイトを訪問するよう提言するとともに、これらの訪問を少なくとも四半期毎に行うべきであるとしている。しかし、ここ数年間、NRC の管理職は、PM の役割についてサイト訪問よりも許認可活動を優先していた。
- ④ 腐食生成物による CAC 及び放射線モニターのフィルターエレメントの目詰まりは RCS 漏えいの指示であった。1999 年 11 月 16 日に交付された許認可変更 No.234 には、これらモニターに関する TS の変更、即ち、RCS 漏えい検出系の放射線モニターに対する運転性能要求の変更が提案されていた。しかし、当該系統の現状あるいは運転環境に関する評価について議論はなされなかった。また、この変更申請は、フィルターエレメントの交換を頻繁に行う必要が生じた期間に出された。NRC のレビューに、当該系統に関する実際の状態を確認するというステップが含まれていたら、運転性能問題が検討され、NRC スタッフが提案された変更の適性に疑問を抱いたかもしれない。さらに、NRR の指示書では PM に対して設置者からの情報を確認するために駐在検査官からの情報提供を要請するよう求めており、また、PM ハンドブックのガイダンスでは、PM と駐在検査官との間の相互関係とサイト訪問を期待している。PM は CAC の目詰まりと、RCS 漏えい源の特定に関わる設置者の努力を知っていたが、もう 1 つの兆候が放射線モニターのフィルターエレメントの目詰まりであることに気づいていなかった。PM ハンドブックのガイダンスが実施されていれば、PM は、設置者が変更提案を提出した際に放射線モニターの運転性能問題に気づいたかもしれない。
- ⑤ EPRI のホウ酸ガイドブックは、NRC に提出されなかった。そのため、NRC は、その内容に関する見解を表明しなかった。産業界共通のトピカルレポートに関するレビューは NRR による許認可機能である。トピカルレポートは、産業界によって提出される個別の安全関連課題に関する技術報告書であり、個別の許認可審査とは独立してレビューされることがある。トピカルレポートのレビューガイダンスでは、提出されない産業界の報告書に関するレビューを NRC が開始するためのプロセスについて明示していない。
- ⑥ 設置者による規制上の誓約は、設置者が自主的に賛同した対応を文書化したもので、該当する規制要求とともにプラントの許認可基準を形成する。Davis Besse におけ

る数多くの誓約は、GL 88-05 に対応して取られた対策を含む BACC に関連するものであった。NRC に対する設置者の誓約を管理するための NRR のガイダンスは、Office Letter-900 (設置者による誓約の管理) と PM ハンドブックに示されている。Office Letter では、PM に対して、設置者の誓約管理プログラムを監査するよう求めているが、PM ハンドブックは、この Office Letter を引用していない。また、監査要求にも触れておらず、設置者が提出する定期的な誓約変更報告についてレビューしたり見解を示すためのガイダンスを示していない。1999 年以降 Davis Besse を担当した PM は、この要求を把握しておらず、監査を行わなかった。結局、設置者による規制上の誓約変更のレビューに関わるガイダンスが実施されなかった。

- ⑦ ASME 規格の要求に従って、設置者は、運転サイクル 12 及び 12RFO に関する ISI 概要報告書を NRC に提出したが、NRC は、当該報告書をレビューしなかった。この報告書をレビューしていたら、NRC は、5 個の CRDM フランジについて行った修理に疑問を抱き、VHP ノズルの亀裂及び RPV 上蓋の劣化を見つける更なる機会が得られたかもしれない。この報告書には、12RFO における 5 個の CRDM フランジの修理について記載されていた (このうちの 1 本は、VHP ノズル No.3 に対応するものである)。検査した VHP ノズルの本数は、検査機器の対象割合に対する ASME 規格の要求を満足するものであったが、外周位置のノズルのみ検査が行われた。また、検査した外周位置の VHP ノズルの数本は、12RFO 開始時にホウ酸堆積に覆われていた RPV 上蓋区画に含まれていたが、ISI 概要報告書にはそれに関する記載がなかった。

(タスクフォースによる NRC への勧告)

- ・ NRC は、PM によるサイト訪問、PM と駐在検査官との調整、及び、PM の在任期間について PM ハンドブックのガイダンスを実施するよう促すべきである。NRC は、プラントの運転及び状態に関わる情報について疑問を持つよう、PM 及びその監督官に対して期待を高めるべきである。また、NRC は、SER における現在のシステム状態、信頼性及び実績データを考慮することの必要性を強調するために、許認可変更レビュープロセスに関するガイダンスを強化すべきである。許認可意思決定プロセスを改善するために、NRC は、設置者が提示する情報の確認に関するガイダンスを強化すべきである。
- ・ NRC は、ガイドライン及び規制書簡における勧告からの逸脱を認めるための判断が適切に文書化されるようガイダンスを策定すべきである。
- ・ NRC は、静的機器の劣化に関連するリスクの評価について、その結果を規制上の意思決定プロセスに取り込むことを含め、解析方法の適性を評価すべきである。
- ・ NRC は、公式に提出されない安全上重要な報告をスタッフがレビューできるよう産業界のトピカルレポートのレビュー基準を改訂すべきである。
- ・ NRC は、Office Letter-900 を十分に実施するか、あるいは、設置者のプログラムの監

査が必要と判断されるのであればガイダンスを改訂すべきである。

- NRC は、ISI 概要報告書を NRC に提出すべきか否かを判断するか、あるいは、ASME の提出要求及び報告の処理に関するスタッフのガイダンスを改訂すべきである。

国際単位系 (SI) と換算表

表1 SI基本単位および補助単位

量	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
物質質量	モル	mol
光度	カンデラ	cd
平面角	ラジアン	rad
立体角	ステラジアン	sr

表3 固有の名称をもつSI組立単位

量	名称	記号	他のSI単位による表現
周波数	ヘルツ	Hz	s ⁻¹
力	ニュートン	N	m·kg/s ²
圧力, 応力	パスカル	Pa	N/m ²
エネルギー, 仕事, 熱量	ジュール	J	N·m
工率, 放射束	ワット	W	J/s
電気量, 電荷	クーロン	C	A·s
電位, 電圧, 起電力	ボルト	V	W/A
静電容量	ファラド	F	C/V
電気抵抗	オーム	Ω	V/A
コンダクタンス	ジーメンズ	S	A/V
磁束	ウェーバ	Wb	V·s
磁束密度	テスラ	T	Wb/m ²
インダクタンス	ヘンリー	H	Wb/A
セルシウス温度	セルシウス度	°C	
光束	ルーメン	lm	cd·sr
照射度	ルクス	lx	lm/m ²
放射能	ベクレル	Bq	s ⁻¹
吸収線量	グレイ	Gy	J/kg
線量等量	シーベルト	Sv	J/kg

表2 SIと併用される単位

名称	記号
分, 時, 日	min, h, d
度, 分, 秒	°, ', "
リットル	l, L
トン	t
電子ボルト	eV
原子質量単位	u

1 eV=1.60218×10⁻¹⁹J
1 u=1.66054×10⁻²⁷kg

表4 SIと共に暫定的に維持される単位

名称	記号
オングストローム	Å
バーン	b
バル	bar
ガリ	Gal
キュリー	Ci
レントゲン	R
ラド	rad
レム	rem

1 Å=0.1nm=10⁻¹⁰m
1 b=100fm²=10⁻²⁸m²
1 bar=0.1MPa=10⁵Pa
1 Gal=1cm/s²=10⁻²m/s²
1 Ci=3.7×10¹⁰Bq
1 R=2.58×10⁻⁴C/kg
1 rad=1cGy=10⁻²Gy
1 rem=1cSv=10⁻²Sv

表5 SI接頭語

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

(注)

- 表1-5は「国際単位系」第5版, 国際度量衡局1985年刊行による。ただし, 1eVおよび1uの値はCODATAの1986年推奨値によった。
- 表4には海里, ノット, アール, ヘクトールも含まれているが日常の単位なのでここでは省略した。
- barは, JISでは流体の圧力を表わす場合に限り表2のカテゴリに分類されている。
- E C 関係理事会指令では bar, barnおよび「血圧の単位」mmHgを表2のカテゴリに入れていない。

換算表

力	N(=10 ⁵ dyn)	kgf	lbf
	1	0.101972	0.224809
	9.80665	1	2.20462
	4.44822	0.453592	1

粘度 1 Pa·s(=N·s/m²)=10 P(ポアズ)(g/(cm·s))

動粘度 1 m²/s=10⁴St(ストークス)(cm²/s)

圧	MPa(=10bar)	kgf/cm ²	atm	mmHg(Torr)	lbf/in ² (psi)
	1	10.1972	9.86923	7.50062×10 ³	145.038
力	0.0980665	1	0.967841	735.559	14.2233
	0.101325	1.03323	1	760	14.6959
	1.33322×10 ⁻⁴	1.35951×10 ⁻³	1.31579×10 ⁻³	1	1.93368×10 ⁻²
	6.89476×10 ⁻³	7.03070×10 ⁻²	6.80460×10 ⁻²	51.7149	1

エネルギー・仕事・熱量	J(=10 ⁷ erg)	kgf·m	kW·h	cal(計量法)	Btu	ft·lbf	eV
	1	0.101972	2.77778×10 ⁻⁷	0.238889	9.47813×10 ⁻⁴	0.737562	6.24150×10 ¹⁸
	9.80665	1	2.72407×10 ⁻⁶	2.34270	9.29487×10 ⁻³	7.23301	6.12082×10 ¹⁹
	3.6×10 ⁶	3.67098×10 ⁵	1	8.59999×10 ⁵	3412.13	2.65522×10 ⁶	2.24694×10 ²⁵
	4.18605	0.426858	1.16279×10 ⁻⁶	1	3.96759×10 ⁻³	3.08747	2.61272×10 ¹⁹
	1055.06	107.586	2.93072×10 ⁻⁴	252.042	1	778.172	6.58515×10 ²¹
	1.35582	0.138255	3.76616×10 ⁻⁷	0.323890	1.28506×10 ⁻³	1	8.46233×10 ¹⁸
	1.60218×10 ⁻¹⁹	1.63377×10 ⁻²⁰	4.45050×10 ⁻²⁶	3.82743×10 ⁻²⁰	1.51857×10 ⁻²²	1.18171×10 ⁻¹⁹	1

1 cal= 4.18605J (計量法)
= 4.184J (熱化学)
= 4.1855J (15°C)
= 4.1868J (国際蒸気表)
仕事率 1 PS(仏馬力)
= 75 kgf·m/s
= 735.499W

放射能	Bq	Ci
	1	2.70270×10 ⁻¹¹
	3.7×10 ¹⁰	1

吸収線量	Gy	rad
	1	100
	0.01	1

照射線量	C/kg	R
	1	3876
	2.58×10 ⁻⁴	1

線量当量	Sv	rem
	1	100
	0.01	1

米国の加圧水型原子力発電所における原子炉圧力容器上蓋損傷事例の分析



古紙配合率100%
白色度70%再生紙を使用しています