

原子炉容器上蓋管台部の 1 次冷却材漏洩経路等調査

Primary Coolant Leakage Path Research of Reactor Vessel Head Penetration

福村 卓也 (Takuya Fukumura)* 戸塚 信夫 (Nobuo Totsuka)*

要約 ごく微量の 1 次冷却材漏洩を経験した関西電力大飯発電所 3 号機の上蓋管台部を破壊調査し、1 次冷却材の漏洩経路および漏洩原因等を調査した。1 次冷却材の漏洩経路は当初の推定どおり、J-groove 溶接の表面から 1 次冷却材応力腐食割れが進展し、管台と上蓋の隙間に到達して漏洩にいたったことを確認した。また、上蓋部に米国 Davis Besse 発電所で見られたような顕著なほう酸腐食が起こっていないことを確認した。このことは 1 次冷却材の漏洩が少量であったことを示唆すると考えられる。また、管台、J-groove 溶接部、補修溶接部ともに 1 次冷却材応力腐食割れの発生は観察されなかった。また、外観、ミクロ、成分および硬度の観点から経年による特段の劣化は観察されなかった。また、J-groove 溶接部には製造時から存在していたと考えられる空隙が観察された。このような初期欠陥が溶接部表面近傍に存在することにより、1 次冷却材応力腐食割れ進展速度を増大させ、漏洩にいたるまでの時間が比較的短時間となった原因の一つである可能性がある。

キーワード 加圧水型原子炉、原子炉容器上蓋管台、経年劣化、J 溶接、ニッケル基合金、応力腐食割れ

Abstract The Ohi nuclear power plant unit 3 was the first plant in Japan to suffer a small amount of primary coolant leakage from the reactor vessel head. After replacing the vessel head, the old vessel head was investigated to clarify the leakage path of the primary coolant, cause of the leakage, etc. The leakage path confirmed that primary water stress corrosion cracking had propagated from the first surface of the J-groove welding and reached the cold shrink fit between the nozzle and the vessel head as initially assumed. Moreover, it was confirmed that the remarkable boric acid corrosion observed in the Davis Besse power plant in the United States had not happened in the Ohi vessel head. This suggests that the amount of leakage of primary coolant at Ohi unit 3 was small. Moreover, no more primary water stress corrosion and no special aged deterioration were observed in the nozzle stub, the J-groove weld, or the repair weld. But, small cavities caused by the J-groove weld were observed. The fact that such an initial defect existed adjacent to the weld surface is thought to be one of the reasons why the primary water stress corrosion cracking accelerated the propagation and caused leakage in a relative short period.

Keywords PWR, vessel head penetration, ageing, J-groove weld, Ni base alloy, stress corrosion cracking

1. はじめに

わが国では 2008 年 3 月末時点で 55 基の原子力発電所が稼動しており、その内 23 基が加圧水型原子炉 (pressurized water reactor, PWR) である。PWR の原子炉容器 (reactor vessel, RV) はその内部に原子燃料を有し、核分裂連鎖反応を発生させる最も重要な部位の一つである。上部は燃料交換時に開閉できる構造となっており、RV 上蓋 (図 1) と呼ばれる。この RV 上蓋には核反応を制御する制御棒を駆動するための装置が管台 (図 1) と呼ばれる部位を

介して多数 (29~69, プラントにより異なる) 取り付けられている。用いられている材料としては、RV がステンレス鋼を内張りした低合金鋼、管台が 600 系ニッケル基合金 (600 合金) であり、RV と管台は同じニッケル系の溶接金属で接合されている。

海外ではこの RV 上蓋管台部の損傷がいくつか報告されている⁽¹⁾。特に 2002 年米国 Davis Besse 発電所の事例は 1 次冷却材漏洩を伴い、この漏洩した 1 次冷却材により、管台周囲の RV 上蓋低合金鋼部に顕著なほう酸腐食が発生した。この 1 次冷却材漏洩は管台 600 合金の 1 次冷却材応力腐食割れ (prim-

* (株)原子力安全システム研究所 技術システム研究所

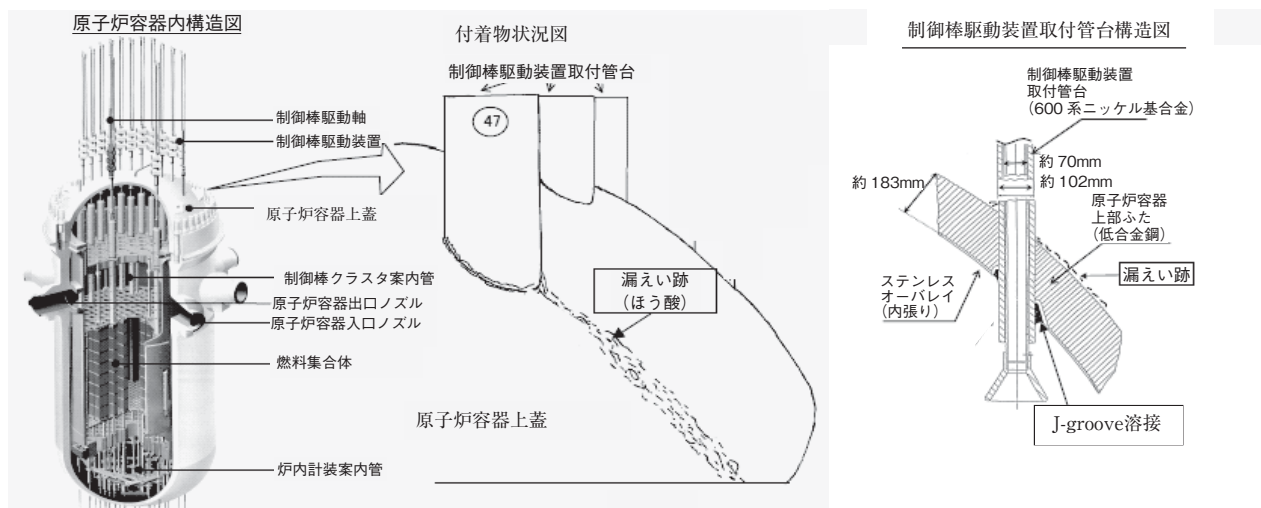


図1 大飯3号での1次冷却材漏洩状況⁽³⁾

ary water stress corrosion cracking, PWSCC) が原因である⁽²⁾。

わが国ではRV 管台部での漏洩事象は、2004年5月4日関西電力株式会社（関西電力）大飯発電所3号機（大飯3号）で定期検査中に発見された1件⁽³⁾のみである。この時の漏洩状況を図1に示す。No.47 管台から1次冷却材漏洩に伴うほう酸の析出跡が確認された。その後の調査⁽³⁾でRV 上蓋と管台を接合する溶接（その開先形状がJの形をしていることからJ-groove 溶接と呼ばれる）部位の1次冷却材に接する内表面側を起点としてPWSCC が進展し、RV 上蓋と管台のすきま部に到達し、漏洩にいたったものと推定された。この時の対応として、関西電力はPWSCC 発生部位を調査のために数mm削った後に、耐PWSCC 性により優れた690系ニッケル基合金（690合金）にて補修溶接を行い、1サイクル運転後、RV 上蓋の600合金を690合金に材料を変更して耐PWSCC 性を向上させたRV 上蓋に交換した。

この漏洩に関してはPWSCC が原因であることおよびJ-groove 溶接から管台と上蓋間隙部に至る漏洩経路が推定されている。

そのため関西電力では交換した旧RV 上蓋について、漏洩経路とその原因等を確認すべく、破壊調査することとし、われわれもそれに協力した。

2. 調査内容

2.1 調査対象、内容および分析項目

調査対象としては、1次冷却材漏洩のあったNo.47 管台および漏洩はなかったものの、超音波探傷検査（ultrasonic testing, UT）で指示のあったNo.69 管台の2本を対象とした。それぞれの管台における調査対象、内容および分析項目を表1に示す。1次冷却材のリークパスとその原因を確認するためにJ-groove 部の主き裂を解放して走査型電子顕微鏡（scanning electron microscope, SEM）等による破面調査、Davis Besse 原子力発電所で見られたほう酸腐食の状況を確認するためにRV 上蓋と管台の隙間部（冷やし嵌め部）のデジタルマイクロスコプ等による腐食状況調査、PWSCC に関する知見を拡充するために管台内表面および溶接部のSEM 等による健全性調査およびUT 指示の原因を確認するためにUT 指示部等を切断し光学顕微鏡等による欠陥の調査等を行った。

2.2 漏洩のあった上蓋からの供試体の切断および採取

分析にあたり、RV 上蓋から必要な供試体を切り出す必要がある。2006年の大飯3号の定期検査時に旧RV 上蓋から調査対象の2本の管台を引き抜いた。引き抜きの様子を図2に示す。大型のボール盤で管台周囲に穴を開けていく手法を採用した。引き抜き

表1 調査対象, 内容および分析項目

対象	内容	分析項目
47 管台破面	リークパス確認	外観, 組織, ミクロ, 成分, 硬度
47 管台冷し嵌め部	ほう酸腐食状況確認	外観, 成分
47 管台補修溶接部, 管台内表面	健全性確認	外観, 組織, ミクロ, 成分, 硬度
69 管台 UT 指示部等	UT 指示原因確認, 健全性確認	外観, 組織, ミクロ, 成分

た管台は大型のカッターで粗切断を行なった。その後ホットラボへ輸送し、切断、樹脂埋め、研磨等により供試体へ仕上げた。粗切断した管台を供試体へ分割した手順の1例を図3に示す。なお、分割して

できた供試体の数量が多いため、個々の供試体と分析箇所の対応は一部省力する。

3. 調査結果

3.1 リークパスおよび漏洩原因の確認

No.47 管台の J-groove 溶接部の主き裂破面解放後の外観をデジタルマイクロスコープで観察した結果および SEM で破面形態を観察した結果を図4に示す。破面は内表面側から放射状にほぼ J-groove 溶接全面に広がり、冷やし嵌め部に達している。破面の多くに溶接部の PWSCC 特有のデンドライト破面が観察された。また一部には擬へき開状の破面の混在が確認された。



図2 管台引抜作業の様子

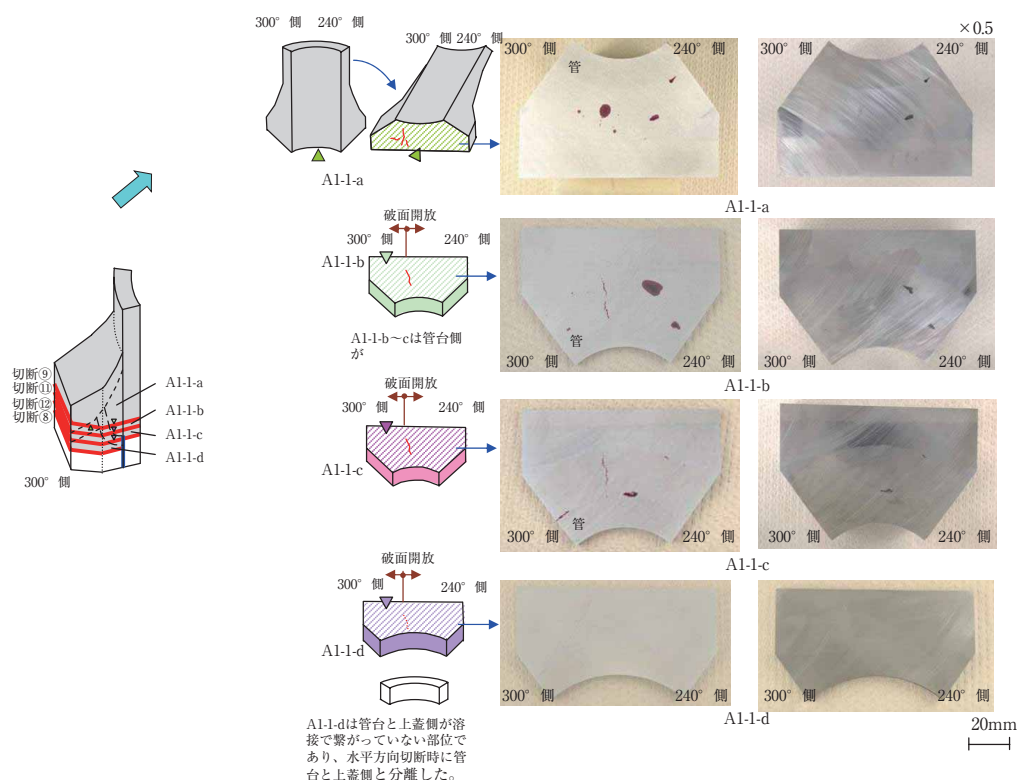


図3 供試体分割手順例

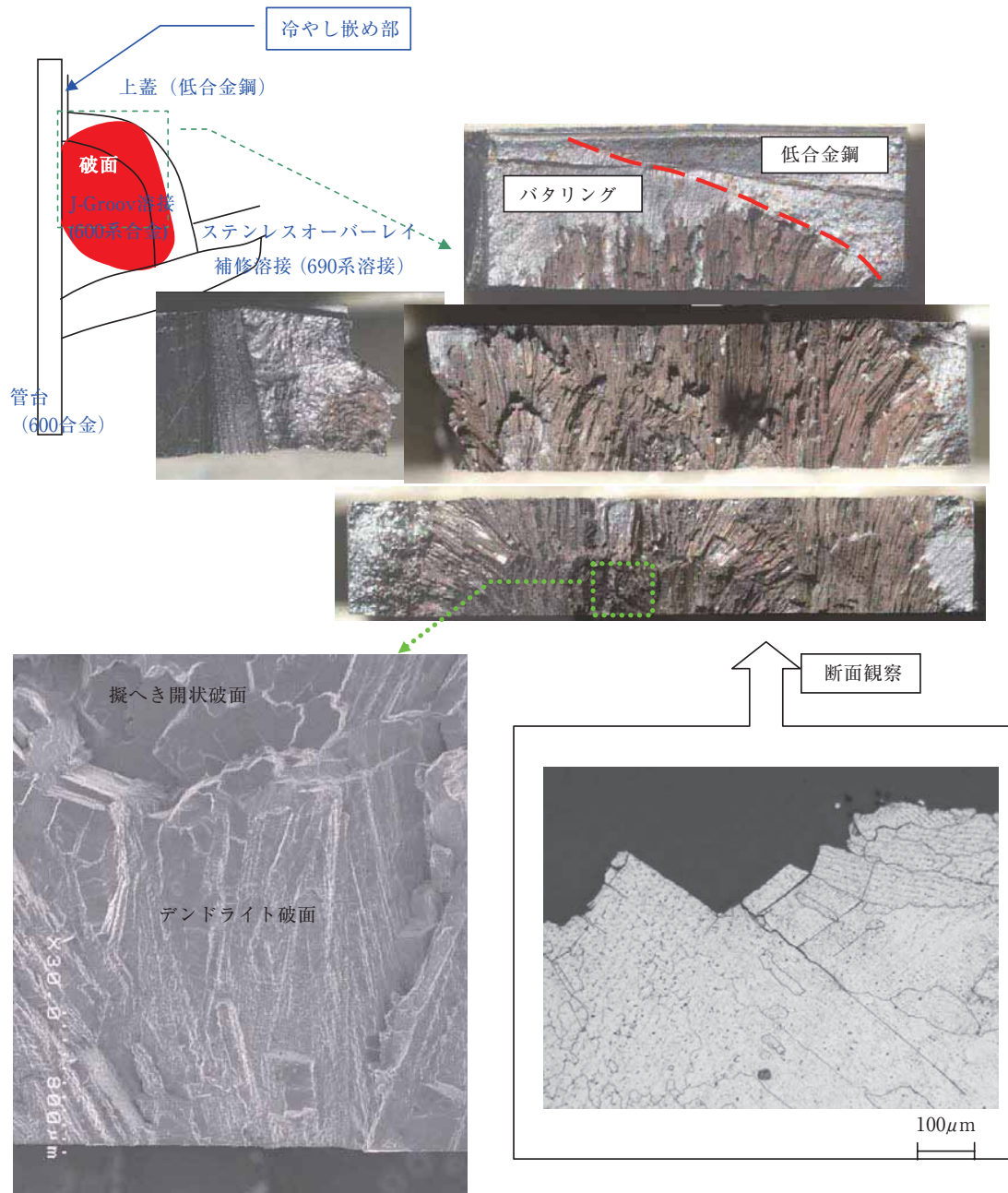


図4 主き裂解放後の破面観察結果 (No.47 管台)

補修により起点の情報は失われているものの、リークパスとしては J-groove 溶接内表面側から PWSCC が J-groove 溶接内を進展し、冷やし嵌め部のすきまに到達したものと考えられる。

3.2 ほう酸腐食状況の確認

No.47 管台の冷やし嵌め部を開放し、外観観察した結果を図5に示す。黒色および褐色の皮膜に覆われ、機械加工跡も見られ、ほう酸腐食は確認されな

かった。このことは1次冷却材の漏洩量が少なかったことを示唆しているものと考えられる。

3.3 管台等の PWSCC の調査

管台における経年劣化状況の知見を拡充すべく、
管台内表面、漏洩が起こった場所以外の J-groove
溶接部および 690 補修溶接部の観察を行なった。

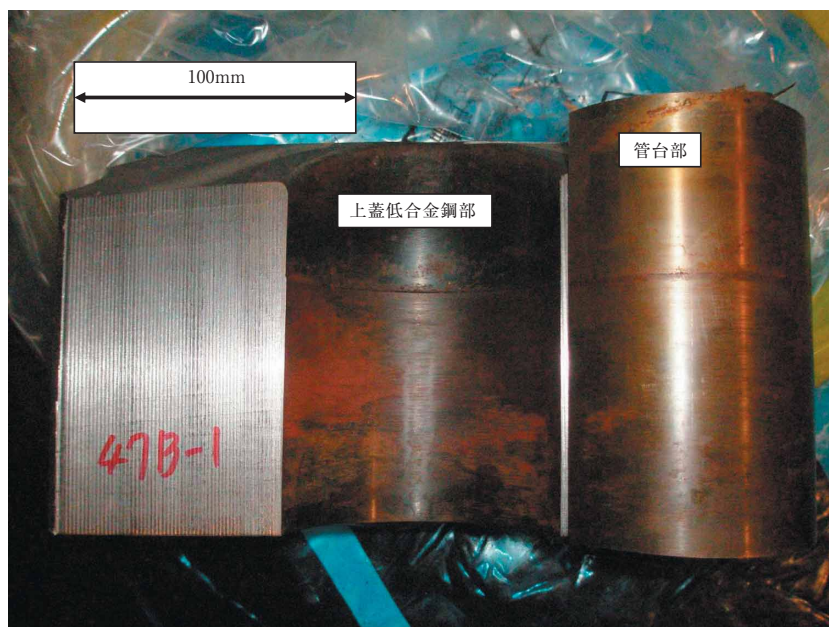


図5 冷やし込み部の外観観察結果 (No.47 管台)

3.3.1 管台内表面の PWSCC の調査

管台内表面およびその断面をデジタルマイクロスコップで観察した1例を図6および図7に示す。特段の経年劣化は観察されなかった。

3.3.2 J-groove の PWSCC の調査

1次冷却材漏洩を経験していない No.69 管台 J-groove 溶接表面のデジタルマイクロスコップによる観察を図8に、SEMによる観察を図9に、断面の



図6 管台内表面観察結果 (No.47 管台)

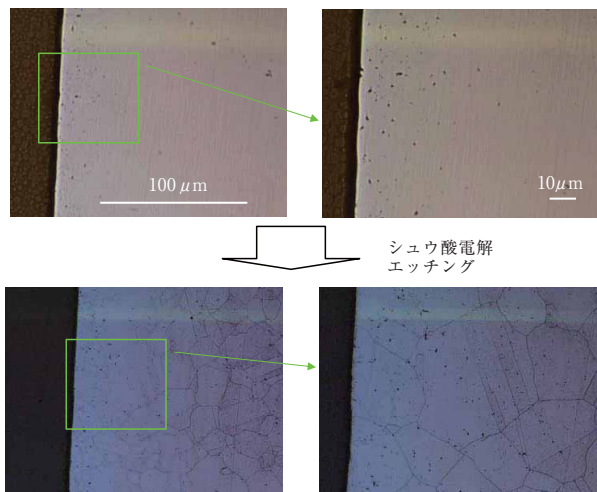


図7 管台断面観察結果 (No.47 管台)

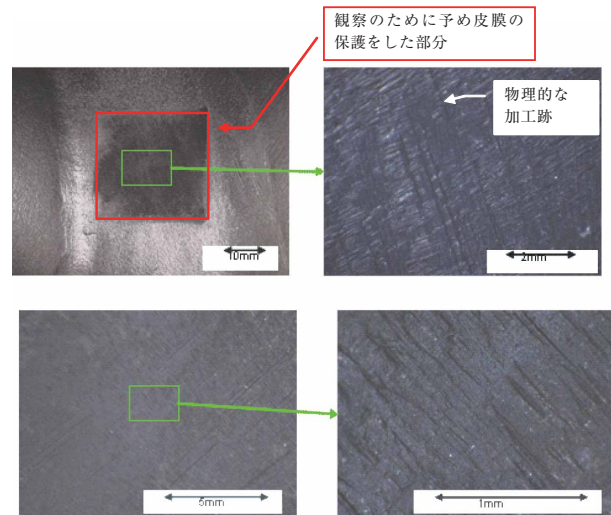


図8 J-groove 溶接表面の観察結果 (No.69 管台)

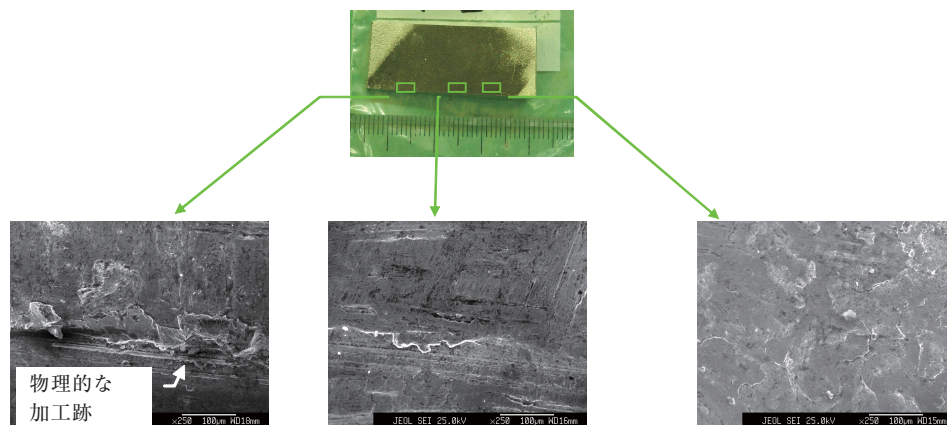


図9 J-groove 溶接表面のSEM観察結果 (No.69 管台)

デジタルマイクロ스코プによる観察を図10に、SEMによる観察およびエネルギー分散型X線分光法 (energy dispersive X-ray spectroscopy, EDS) による分析結果を図11に、ビッカース硬さの測定結果を表2に示す。表面は酸化皮膜に覆われ、物理的な加工跡がみられるものの比較的滑らかであり特段の損傷は観察されなかった。成分、硬さにも特段の異常は観察されなかった。

3.3.3 690 補修溶接部の PWSCC の調査

No.47 管台 690 補修溶接部については1サイクルだけの運転経験ではあるが、その健全性を確認するために観察を行なった。

表面のデジタルマイクロ스코プ観察を図12に、SEMによる観察を図13に、断面のデジタルマイク

ロスコプによる観察を図14に、ビッカース硬さの測定結果を表2に示す。表面は酸化皮膜に覆われ、グラインダと推定される物理的な加工跡がみられるものの比較的滑らかであり、断面や硬さにも特段の異常は観察されなかった。

表2 各部位でのビッカース硬さ測定結果

測定点	1	2	3	4	5	平均
47 管台破面 (600 系溶接)	245	237	233	240	245	240
47 管台補修溶接部 (690 系溶接)	285	287	283	285	285	285
47 管台内表面 (600 合金)	139	138	139	137	137	138

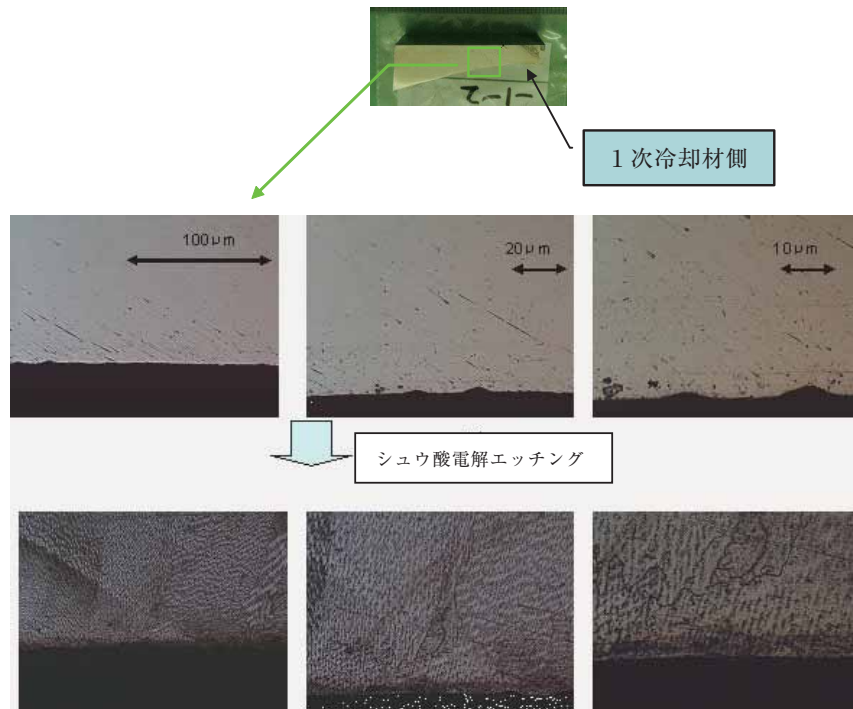


図10 J-groove 溶接 1次冷却材接液部断面観察 (No.69 管台)

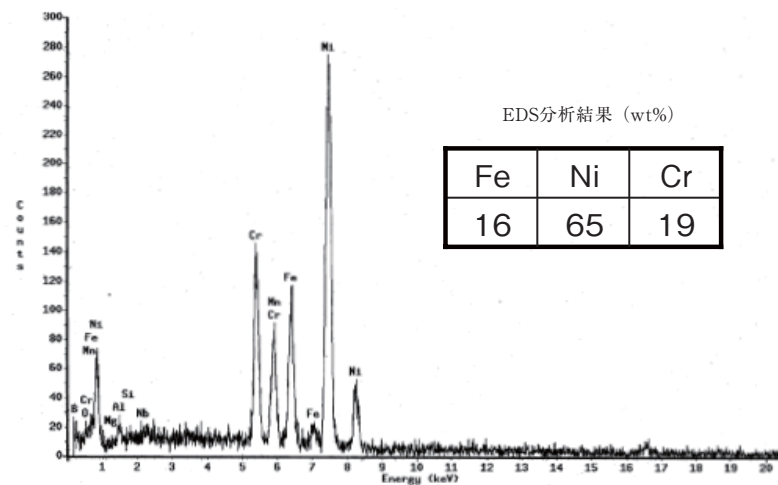
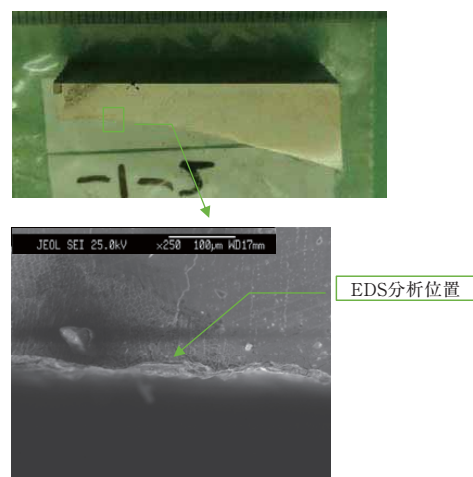


図11 J-groove 溶接断面 SEM 観察および EDS 分析結果 (No.69 管台)

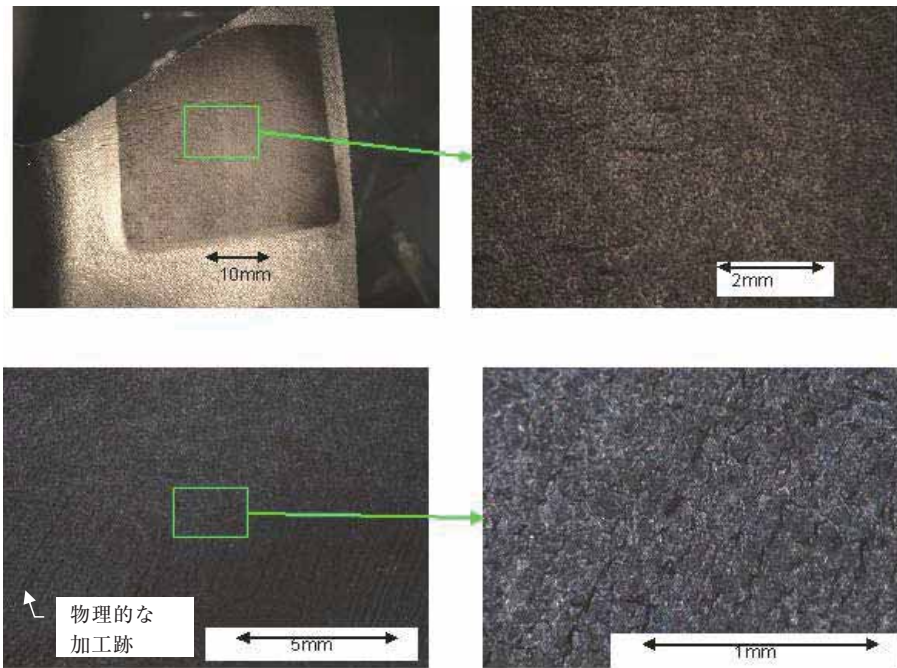


図 12 690 系合金による補修溶接部表面観察結果 (No.47 管台)

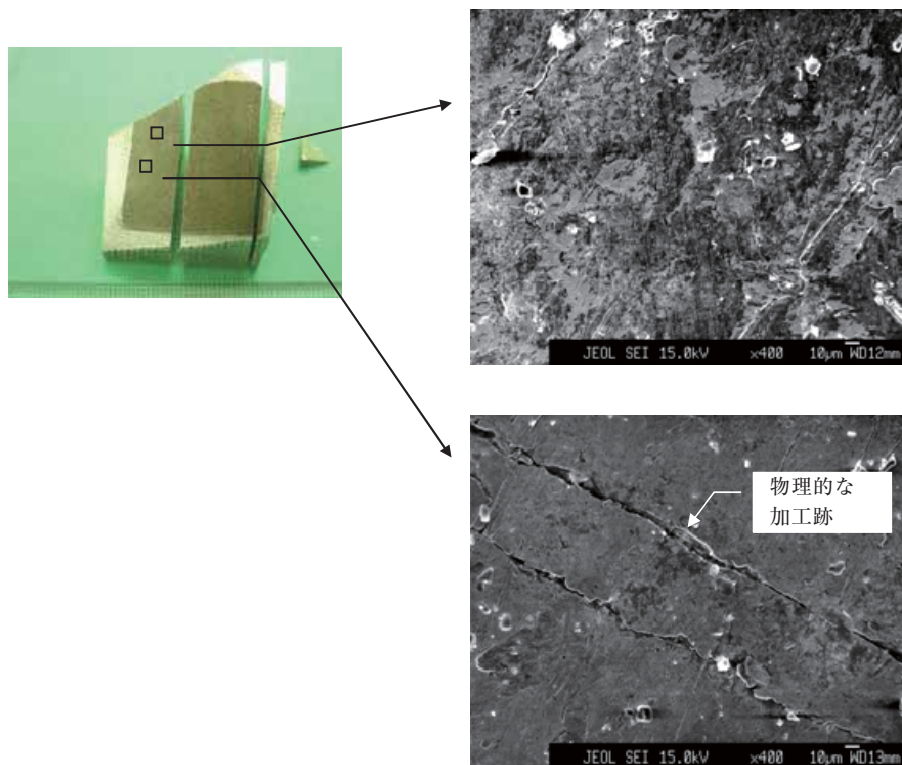


図 13 690 系合金による補修溶接部表面 SEM 観察結果 (No.47 管台)

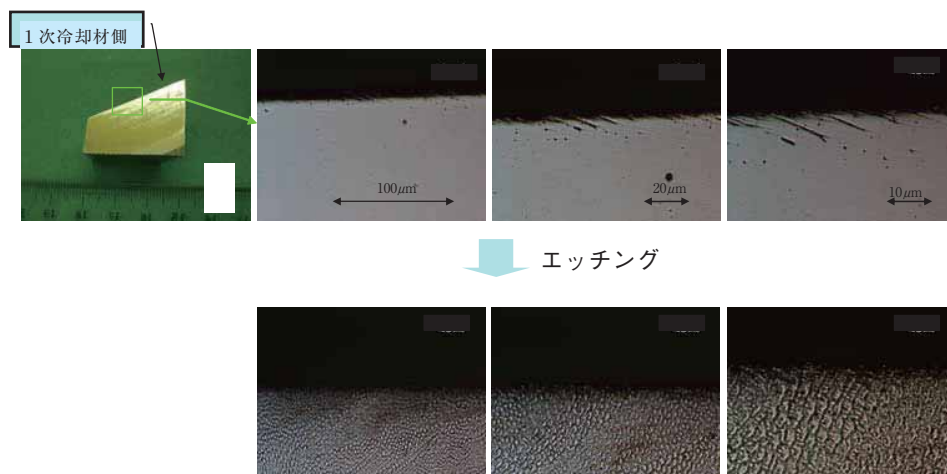


図 14 690 系合金による補修溶接部表面近傍の断面観察結果 (No.69 管台)

3.4 No.69 管台の UT 指示部の調査

No.69 管台 UT 指示部の断面の写真を図 15 に示す。管台と J-groove 溶接境界部に cm オーダーの空隙が観察された。その形状等から溶接時の溶け込み不良と考えられる。UT 指示の原因としてはこの溶

接不良を検出したものと考えられる。なお、他の断面にも小さな空隙が多数観察された。(図 16)

なお、このような溶接不良は海外では多くの報告⁽⁸⁾がある。

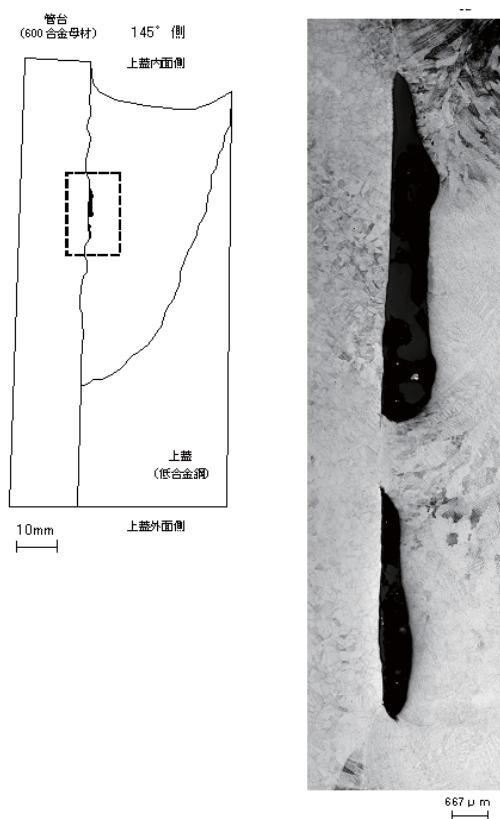


図 15 No.69 管台 UT 指示部の断面観察結果

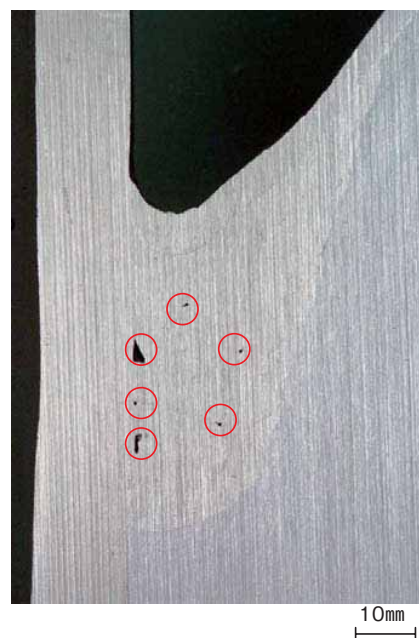


図 16 No.69 管台 J-groove 溶接部に見られた空隙

4. 考察

No.47 管台で発生した1次冷却材漏洩のリークパスについては、補修によりその起点の情報は失われているものの、溶接部のPWSCC特有のデンドライト破面がJ-groove溶接部全面に放射状に広がっており、J-groove溶接の1次冷却材に接する表面からPWSCCが進展し、管台と上蓋の冷やし嵌め部から漏洩に至ったと考えられる。なお、デンドライト破面に混在する形で擬へき開状破面が観察されたが、このような破面が混在することの知見がなく、この破面がPWSCC進展に及ぼす影響は明らかではない。

海外を含めた上蓋の交換時期を図17⁽⁵⁾に示す。大飯3号は他のプラントと比較しても短時間（約10万時間）で漏洩に至っていることが分かる。発生域のき裂進展速度は進展域のき裂進展速度に比べて十分に遅いという報告もあり⁽⁶⁾、発生域のき裂進展を考慮するとこの短時間での漏洩は説明が難しい。しかし、J-groove溶接部には製造時から存在すると考えられる空隙が観察されており、運転初期にこの空隙が開口し、運転の初期から進展域の進展速度でPWSCCが進展した可能性がある。初期欠陥が進展域のPWSCC速度をもたらず概念図を図18に示す。この初期欠陥による短時間漏洩の可能性について、

最短リークパスを25mmと仮定し、現実的な初期欠陥深さと応力で説明できるか(1)～(3)式により簡便な評価を実施した。通常、き裂の進展に伴い、Kや応力は変化するが、本評価では初期欠陥によりもたらされたき裂進展速度が一定値で継続するとしている。(1)式は25mmから初期欠陥を除いた長さを10万時間(3.6×10^8 s)で貫通するに必要なき裂進展速度の評価であり、これが(2)式の600合金溶接部の325℃における米国 Electric Power Research Institute (EPRI) の評価式⁽⁷⁾と等しいとした。EPRIの評価式には応力拡大係数の項があり、一般的に知られている(3)式を用いた。

なお、大飯3号は炉頂部の温度低減対策を実施しており、310℃での運転時間を46,000時間、289℃での運転時間を55,000時間、き裂進展速度の温度換算のための活性化エネルギーを179kJ/molと仮定した。

$$CGR = (25 - a) / 3.6 \times 10^8 \quad (1)$$

$$CGR = 1.4 \times 10^{-14} \times (K - 9)^{1.16} \quad (2)$$

$$K = \alpha \sigma \sqrt{\pi a} \quad (3)$$

CGR：き裂進展速度 (mm/s)

a：欠陥深さ (mm)

K：応力拡大係数 (無次元)

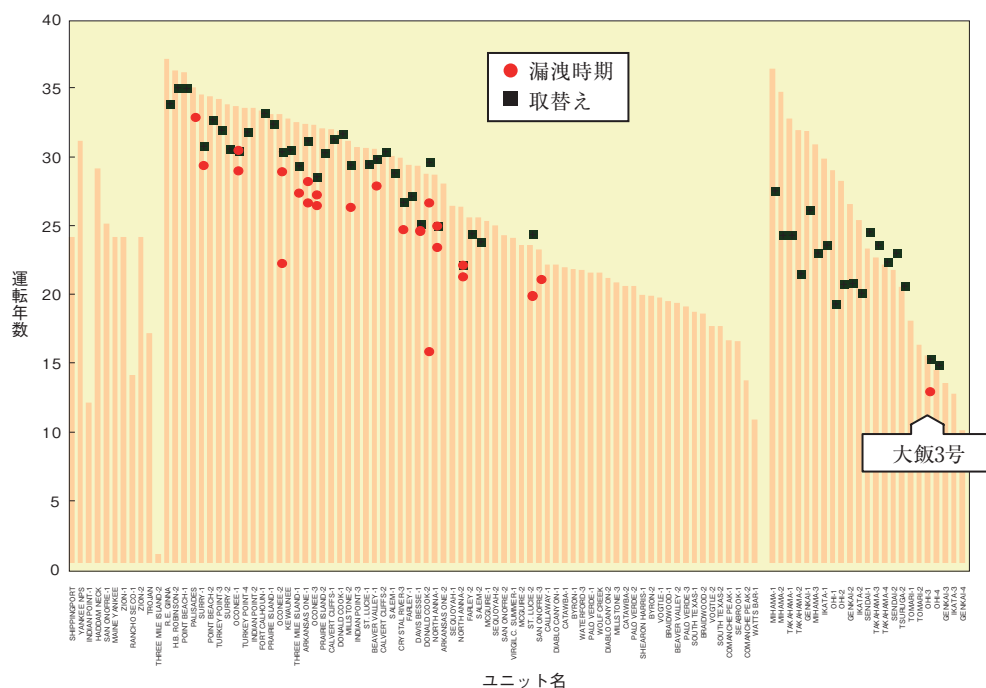


図17 運転年数とRV上蓋管台からの漏洩時期⁽⁵⁾

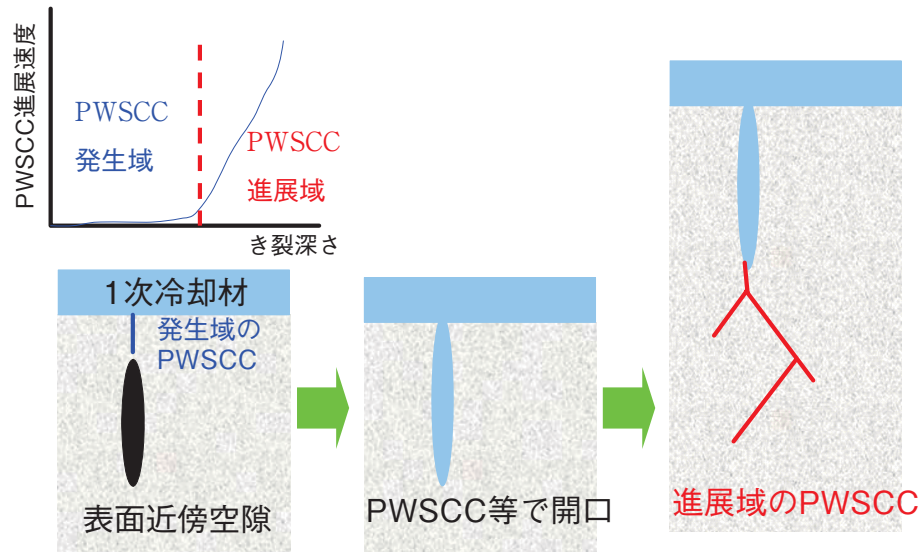


図 18 表面近傍空隙により PWSCC 進展域での速度へ変化する概念図

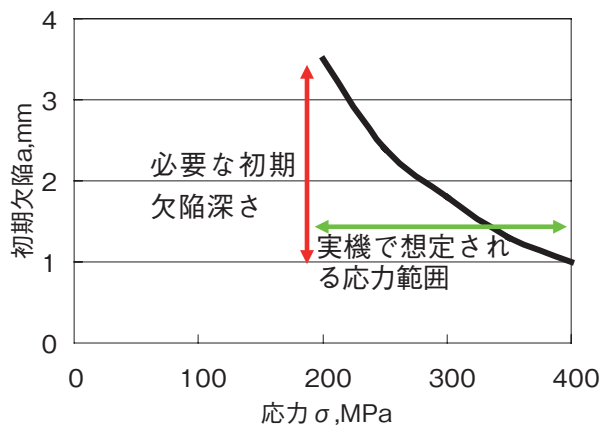


図 19 10 万時間で漏洩に至るのに必要な初期欠陥深さと応力との関係 (600 合金溶接)

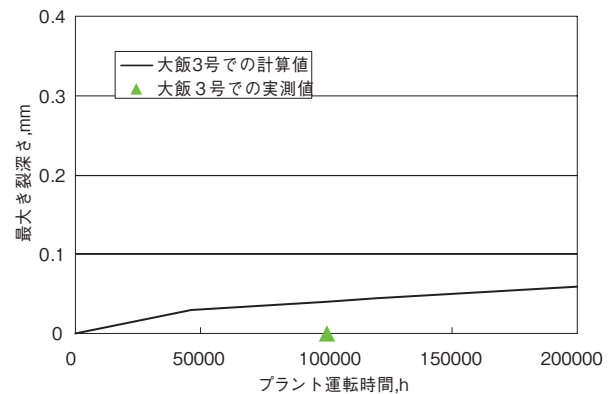


図 20 上蓋管台 600 合金母材 PWSCC 進展挙動

α : 形状係数 (無次元)

σ : 応力 (MPa)

仮に、き裂進展が一定値で継続する簡便な評価をした結果、10 万時間での漏えいに必要な応力と初期欠陥は図 19 のとおり評価される。ただし、本評価は表面仕上げの不十分さを否定するものではない。

管台、J-groove 溶接、補修溶接部には特段の経年劣化は観察されなかった。このことは材料とその使用環境が適切であることを示すものと考えられる。

次に管台母材の健全性についての考察を加える。

大飯 3 号機では上蓋の運転温度低減措置を実施していることと炭素量の少ない材料を用いていることにより、想定される PWSCC の深さとしては、600 合

金母材の応力 400MPa での発生域 PWSCC 進展速度 $2.2 \times 10^{-12} \text{ m/s}$ ⁽⁶⁾ で一定、活性化エネルギー 179kJ/mol、発生までの時間を保守的に 0 (運転時間 = 進展時間、この場合き裂深さは最大となる。) を仮定しても高々 40 μm 程度であり、この様な断面観察では検出されなかったと考えられる。想定される PWSCC 深さを運転時間で整理したものを図 20 に示す。

5. まとめ

大飯 3 号 RV 上蓋管台部からの 1 次冷却材漏洩のリークパスおよび経年劣化状況を調査した。得られた主な知見をまとめると以下ようになる。

- (1) リークパスとしては J-groove 溶接の 1 次冷却材に接する表面から PWSCC が進展し、管台と上蓋の冷やし嵌め部のすきまから漏洩にいたったことを確認した。
- (2) 顕著なほう酸腐食は確認されず、このことは 1 次冷却材の漏洩量は少量であったことを示唆するものである。
- (3) 管台、J-groove 溶接、補修溶接部には PWSCC の発生は観察されなかった。このことは材料とその使用環境が適切であることを示すものと考えられる。
- (4) 大飯 3 号管台母材に PWSCC が観察されなかったことは、発生域の PWSCC 進展速度から評価して妥当である。

- Rate Disposition Curves for Primary Water Stress Corrosion Cracking (PWSCC) of Alloy 82, 182 and 132 Weldments, "Proc. 12th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power System-Water Reactors-", p511, TMS (2005).
- (8) EPRI, "Destructive Examination of the North Anna 2 Reactor Pressure Vessel head," Material Reliability Program197,(2006).

文献

- (1) 渡辺憲夫, "米国の加圧水型原子力発電所における原子炉压力容器上蓋損傷事例の分析," 日本原子力研究所, JARRI-Review2004-015 (2004).
- (2) First Energy Nuclear Operation Company, Davis Besse Nuclear Power Station, "Root Cause Analysis of the Reactor Pressure Vessel Head Degradation at the Davis-Besse Nuclear Power Station," CR 2002-0891 (2002).
- (3) 原子力安全・保安院, "関西電力(株)大飯発電所 3 号機の定期検査中に発見された制御棒駆動装置取付管台等からの漏えいについて," (2004).
- (4) 酒井俊治, 戸塚信夫, 釜谷昌幸, 中島宣雄, "MA600 合金の 1 次冷却水中応力腐食割れ (PWSCC) 進展速度に関する研究," INSS JOURNAL, Vol.7, p129 (2000).
- (5) 土橋嘉和, 藤井有蔵, "原子力プラントの高経年化研究と INSS の取り組み," 原子力 eye, Vol.53, No.2 (2007).
- (6) 戸塚信夫, 釜谷昌幸, 藤井克彦, 寺地巧, "PWR1 次系環境下における 600 合金の応力腐食割れの発生と予測," 株式会社原子力安全システム研究所, INSS MONOGRAPHS No.3 (2008).
- (7) G. A. White, N. S. Nordmann, J. Hickling, C. D. Harrington, "Development of Crack Growth