

PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン  
[クラス 1 容器 管台異材継手部]  
(第 3 版)

2026 年 4 月

一般社団法人 原子力エネルギー協議会  
炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会

## 本ガイドの位置づけ

本ガイドライン（以下「本ガイド」）は、従前より(一社)原子力安全推進協会(以下、JANSI)が策定・管理してきた「PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン[クラス1容器 管台異材継手部]（第3版）」（以下「従来のガイド」）を原文のまま原子力エネルギー協議会（以下、ATENA）の管理体制下で引き継いで使用するものである。本ガイドの内容については、ATENA 炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会を経て改訂が決定されるまでの間、変更は行わない。

### 運用時期

本ガイドの運用開始日は2026年4月とする。

### 運用上の注意

1. 本ガイドは従来のガイドを踏襲したものであり、運用上の変更はない。
2. ATENA は必要に応じて、炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会を経て改訂しますが、その場合は別途改訂履歴を明示する。

本ガイドラインの情報等の取扱いについては、以下のとおりとする。

（免責）

ATENA、ATENA 従業員、会員、支援組織等本書の作成に関わる関係者（「ATENA 関係者」）は、本書の内容について、明示黙示を問わず、情報の完全性及び第三者の知的財産権の非侵害を含め、一切保証しない。ATENA 関係者は、本書の使用により使用者その他の第三者に生じた一切の損失、損害及び費用についてその責任を負わない。使用者は、自己の責任において本書を使用するものとする。

（権利帰属）

本書の著作権その他の知的財産権（「本件知的財産権」）は、ATENA に帰属する。本件知的財産権は、本書の使用者に移転せず、また、ATENA の承諾がない限り、本書の使用者には本件知的財産権に関する何らの権利も付与されない。

2026年4月  
原子力エネルギー協議会

JANSI-VIPP-05-03

JANSI-VIP-59—第3版

# PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン

[クラス1 容器 管台異材継手部]

(第3版)

2025年3月

一般社団法人 原子力安全推進協会

炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会

## はじめに

我が国の原子力発電所では、安全・安定運転を確保するため、炉内構造物等の健全性を確認あるいは保証することが、重要な課題となっています。本ガイドラインは、このような重要性に鑑み、損傷発生の可能性のある構造物について、点検・評価・補修等に関する要領を提案するものです。

2000年に(社)火力原子力発電技術協会に発足した「炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会」は、2007年より日本原子力技術協会に継承され、さらに2012年11月の日本原子力技術協会の改組に伴い、炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会は、原子力安全推進協会に発展的に継承され、活動を継続しています。また、検討会での審議を経て制定する「炉内構造物等点検評価ガイドライン」は、関係者の利便性向上を図るため、関連情報と併せ協会ホームページより公開しています。

本ガイドラインの策定にあたっては、常に最新知見を取り入れ、見直しを行っていくことを基本方針としています。この方針に則り、現行版の発行後も最新知見の調査および収集に努めることといたします。検討会では点検評価ガイドライン（個別及び一般）の改訂審議の都度、国内外の運転実績に関する情報活用と点検評価手法の在り方について議論を重ねており、その成果をガイドラインのなかにも反映しつつあります。今後も継続的な改善提案に取り組み、より効果的な保全活動への合理的な資源配分を目指すことも検討課題といたします。

原子力発電の位置づけは地球温暖化防止のためにも重要であり、その具体化施策として原子力発電所の長期的な安全・安定運転への期待は高まりつつあります。本ガイドラインが原子力産業界で活用され、原子力発電所の安全・安定運転の一助になることを期待しております。

最後に、本ガイドラインの制定にあたり、絶大なご助言を賜りました学識経験者、電力会社、メーカーの方々等、関係各位に深く感謝いたします。

2025年3月

炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会  
委員長 望月正人

# PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン

## 改訂履歴

ガイドライン名：クラス1 容器 管台異材継手部

改訂年月	版	改訂内容	備考
平成21年8月	初版発行	—	JANTI-VIP-08 第1版
2020年7月	第2版発行	原子炉容器蓋用管台の点検評価の規定を追加 点検の考え方を明確化	JANSI-VIP-29 第2版
2025年3月	第3版発行	目視試験 (VT) の準拠手法を JSME 維持規格 から炉内構造物等点検評価ガイドライン「遠隔 目視試験」に変更 ベアメタル目視試験 (BMV) の準拠手法に炉 内構造物等点検評価ガイドライン「ベアメタル 目視試験」を引用 690系ニッケル合金の定荷重 SCC 発生試験結 果を最新の試験データに更新 付録 H 管台異材継手部の PWSCC 損傷事例 の更新 付録 I 管台セーフエンド異材継手部における 点検要求の ASME との比較表の更新 きず、亀裂、欠陥、指示等の用語の統一など	JANSI-VIPP-05-03 JANSI-VIP-59 第3版

※改訂の詳細は参考資料1 参照

### ガイドラインの責任範囲

このガイドラインは、日本原子力技術協会に設置された炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会において、専門知識と関心を持つ委員と参加者による審議を経て制定されたものである。

日本原子力技術協会はガイドライン記載内容に対する説明責任を有するが、ガイドラインを使用することによって生じる問題に対して一切の責任を持たない。またガイドラインに従って行われた点検、評価、補修等の行為を承認・保証するものではない。

したがって、本ガイドラインの使用者は、本ガイドラインに関連した活動の結果発生する問題や第三者の知的財産権の侵害に対し補償する責任が使用者にあることを認識して、このガイドラインを使用する責任を持つ。

## 炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会 委員名簿

(2025年3月現在, 順不同, 敬称略)

委員長	望月 正人	大阪大学
委員	笠原 直人	東京大学
委員	竹田 陽一	東北大学
委員	西本 和俊	大阪大学名誉教授
委員	水谷 義弘	東京科学大学
委員	森下 和功	京都大学
委員	堂崎 浩二	東北大学
委員	若井 隆純	日本原子力研究開発機構
委員	古川 敬	発電設備技術検査協会
幹事	今井 直人	東京電力ホールディングス (株)
幹事	天野 洋一	関西電力 (株)
幹事	日下 純	日本原子力発電 (株)
委員	山崎 朗	北海道電力 (株)
委員	新藤 智也	東北電力 (株)
委員	中野 宏之	東京電力ホールディングス (株)
委員	稲垣 哲彦	中部電力 (株)
委員	網谷 宏和	北陸電力 (株)
委員	坂口 昌平	関西電力 (株)
委員	中川 純二	中国電力 (株)
委員	松原 克幸	四国電力 (株)
委員	野崎 剛	九州電力 (株)
委員	町田 栄治	日本原子力発電 (株)
委員	高村 賢也	電源開発 (株)
委員	内山 好司	日立GEニュークリア・エナジー (株)
委員	三橋 忠浩	東芝エネルギーシステムズ (株)
委員	北条 公伸	三菱重工業 (株)
委員	新井 拓	電力中央研究所
委員	成宮 祥介	原子力安全推進協会
参加者	小林 広幸	<b>EPRI International, Inc.</b>
参加者	町田 秀夫	(株) テプコシステムズ
事務局	大畑 仁史	原子力安全推進協会
事務局	佐藤 寿志	原子力安全推進協会

# PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン

## [クラス1 容器 管台異材継手部]

### 目次

第1章	目的及び適用	1
1.1	目的	1
1.2	適用	1
1.3	用語の定義	1
第2章	点検の考え方	1
第3章	点検対象	2
第4章	点検手法	3
第5章	点検範囲	3
5.1	管台セーフエンド異材継手部	3
5.2	原子炉容器蓋用管台	3
第6章	点検時期	5
6.1	管台セーフエンド異材継手部	5
6.2	原子炉容器蓋用管台	6
第7章	点検結果の評価	6
7.1	管台セーフエンド異材継手部	6
7.2	原子炉容器蓋用管台	6
第8章	予防保全措置及び補修	9
第9章	まとめ	10
(解説 1-1)	ガイドライン制定の目的	13
(解説 1-2)	本ガイドラインの適用にあたって	13
(解説 1-3)	管台異材継手部の選定理由と対象プラント	13
(解説 1-4)	本ガイドラインでの用語の定義	13
(解説 2-1)	管台異材継手部に想定される経年変化事象	14
(解説 2-2)	対象とする管台セーフエンド異材継手部の材料	16
(解説 2-3)	国内 PWR の予防保全実績	16
(解説 4-1)	目視試験	16
(解説 4-2)	ベアメタル目視試験	16
(解説 4-3)	渦電流探傷試験	16
(解説 4-4)	超音波探傷試験	16
(解説 5-1)	管台セーフエンド異材継手部の点検範囲	16
(解説 5-2)	原子炉容器蓋用管台の点検範囲	16
(解説 6-1)	次回点検実施時期	17
(解説 6-2)	構造健全性評価	17
(解説 6-3)	点検直後の亀裂の仮定	17
(解説 6-4)	点検結果による亀裂進展予測の修正	17
(解説 6-5)	応力改善後の次回点検時期	17
(解説 6-6)	原子炉容器蓋用管台の点検時期	17
(解説 7-1)	補修又は取替後の点検実施時期	17
(解説 8-1)	スプールピース取替	18
(解説 8-2)	INLAY	18
(解説 8-3)	内面切削補修	18
(解説 8-4)	ウォータージェットピーニング	18

(解説 8-5) レーザピーニング .....	18
(解説 8-6) 超音波ショットピーニング .....	18
(解説 8-7) レーザ外面照射応力改善工法 .....	18

## 付 録

付録 A	クラス 1 容器 管台異材継手部に対する点検の考え方について .....	A-1
付録 B	管台異材継手部に適用する点検手法 .....	B-1
付録 C	管台セーフエンド異材継手部の亀裂進展評価 .....	C-1
付録 C-1	原子炉容器出入口管台の軸方向亀裂進展予測 .....	C-2
付録 C-2	原子炉容器出入口管台の周方向亀裂進展予測 .....	C-6
付録 C-3	原子炉容器出入口管台の疲労亀裂進展予測 .....	C-10
付録 D	点検時期の設定 .....	D-1
付録 E	管台セーフエンド異材継手部の破壊評価 .....	E-1
付録 E-1	原子炉容器出入口管台の軸方向亀裂に対する破壊評価 .....	E-2
付録 E-2	原子炉容器出入口管台の周方向亀裂に対する破壊評価 .....	E-6
付録 F	点検結果に基づく点検時期の見直し .....	F-1
付録 G	管台セーフエンド異材継手部の保全技術 .....	G-1
付録 H	管台異材継手部の主要な PWSCC 事例 .....	H-1
付録 I	米国機械学会 (ASME) における点検要求との相違について .....	I-1

参考資料 1 改訂経緯 .....

参 1-1

参考資料 2 PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン

[クラス 1 容器 管台異材継手部] の概要 .....

参 2-1

## 第1章 目的及び適用

### 1.1 目的

本ガイドラインは、加圧水型原子力発電所（PWR）に使用されるクラス1容器の管台異材継手部について、想定される経年劣化事象に対する合理的な点検及び評価の方法を示すことにより、原子力発電所の安全及び安定運転を維持することを目的とする。（解説1-1）

### 1.2 適用

本ガイドラインは、PWR クラス1容器の管台異材継手部に適用する。ガイドラインの適用期間は、商業運転開始後の機器の供用期間中とする。（解説1-2、解説1-3）

### 1.3 用語の定義

本ガイドラインにおける用語の定義を以下に示す。（解説1-4）

- きず : 非破壊試験の結果から判断される不完全部又は意図しない不連続部。  
亀裂 : 熱的又は機械的応力のために引き起こされる局所的な破断によって生じるすき間又は不連続部。特に、破壊力学による評価のため、きずをモデル化したものについても使用する。  
欠陥 : 判定基準を超え、不合格となるきず又は亀裂。  
軸方向亀裂 : 周方向の応力によって、管台異材継手部の軸方向に生じる亀裂。  
周方向亀裂 : 軸方向の応力によって、管台異材継手部の周方向に生じる亀裂。  
亀裂進展予測 : 亀裂発生後の亀裂の進展の予測。  
構造健全性評価 : 亀裂進展予測による評価期間中の亀裂の大きさの評価及びその亀裂に対する破壊評価。

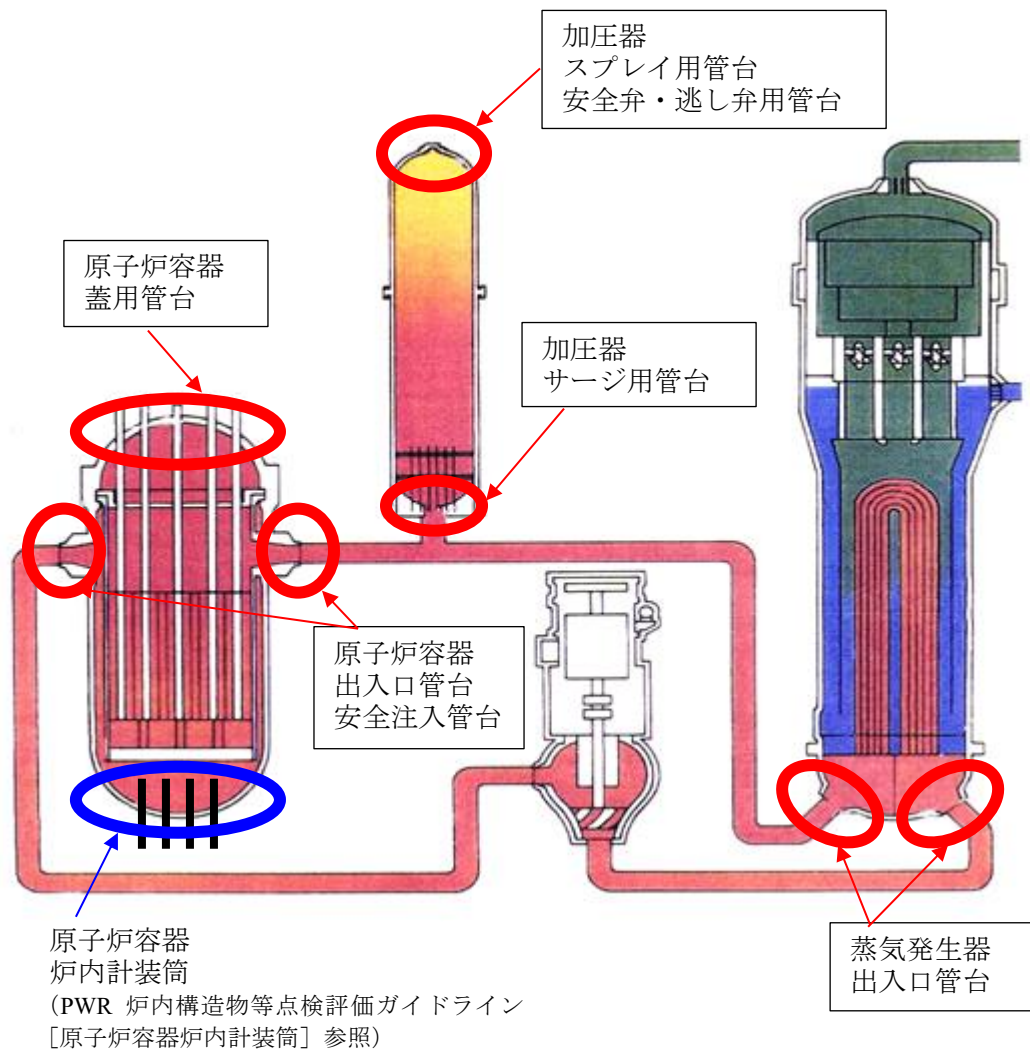
## 第2章 点検の考え方

点検の基本的な考え方を、以下に示す。

- (1) 原子炉に対して管台異材継手部が持つ安全機能である「原子炉冷却材圧力バウンダリ機能の維持」に着目し、経年劣化事象による損傷が想定される部位を点検対象とする。
- (2) 管台異材継手部に想定される経年変化事象は、600系ニッケル合金使用部位に対するPWR一次系環境下の応力腐食割れ(PWSCC)（解説2-1）（解説2-2）と、低合金鋼のほう酸腐食とする。
- (3) 点検手法、点検範囲、点検時期は、点検対象の機能、形状及び材質、想定される劣化事象及び国内外の運転経験、予防保全実績、損傷時の安全機能維持に対する影響等を考慮し、必要な手法、範囲、時期をそれぞれ選定する。（解説2-3）

### 第3章 点検対象

管台異材継手部の点検対象部位は、PWR一次系水に接する600系ニッケル合金溶接金属使用部位とする。具体的な点検対象部位を図3-1に示す。



※赤枠部が本ガイドラインの対象部位

図3-1 クラス1 容器管台異材継手部 PWSCC 評価対象部位

## 第4章 点検手法

管台異材継手部の点検手法は、点検対象の機能、形状及び材質、想定される劣化事象及び国内外の運転経験、予防保全実績、損傷時の安全機能維持に対する影響等を考慮し、点検部位ごとに必要な非破壊試験を選択する。

点検に適用する非破壊試験は、目視試験 (VT)、ベアメタル目視試験 (BMV)、渦電流探傷試験 (ECT)、又は超音波探傷試験 (UT) である。

### (1) 目視試験 (VT)

目視試験は、炉内構造物等点検評価ガイドライン[遠隔目視試験]に従い実施する。(解説 4-1)

### (2) ベアメタル目視試験 (BMV)

ベアメタル目視試験は、PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン[ベアメタル目視試験]に規定する要領に従い実施する。(解説 4-2)

### (3) 渦電流探傷試験 (ECT)

渦電流探傷試験は、JEAG4217「原子力発電用機器における渦電流探傷試験指針」に準拠して実施するか、若しくは同等以上の結果が得られる手法を用いて実施する。(解説 4-3)

### (4) 超音波探傷試験 (UT)

超音波探傷試験は、JEAC4207「軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査における超音波探傷試験規程」に従って実施するか、若しくは同等以上の結果が得られる手法を用いて実施する。(解説 4-4)

## 第5章 点検範囲

管台異材継手部の点検範囲は、点検対象の機能、形状及び材料、想定される経年劣化事象及び国内外の運転経験、予防保全実績、損傷時の安全機能維持に対する影響等を考慮して以下のとおりとするが、新たな知見が得られた場合には適宜見直しを行う。

### 5.1 管台セーフエンド異材継手部

管台セーフエンド異材継手部の 600 系ニッケル合金溶接金属使用部位を対象とし、PWSCC によるきずの発生が想定される継手内面と、低合金鋼のほう酸腐食の発生が想定される管台外表面を点検範囲とする。点検範囲を図 5-1 に示す。(解説 5-1)

### 5.2 原子炉容器蓋用管台

600 系ニッケル合金が使用されている原子炉容器蓋用管台周辺の上蓋鏡を対象とし、低合金鋼のほう酸腐食の発生が想定される上蓋鏡の外表面を点検範囲とする。点検範囲を図 5-2 に示す。(解説 5-2)

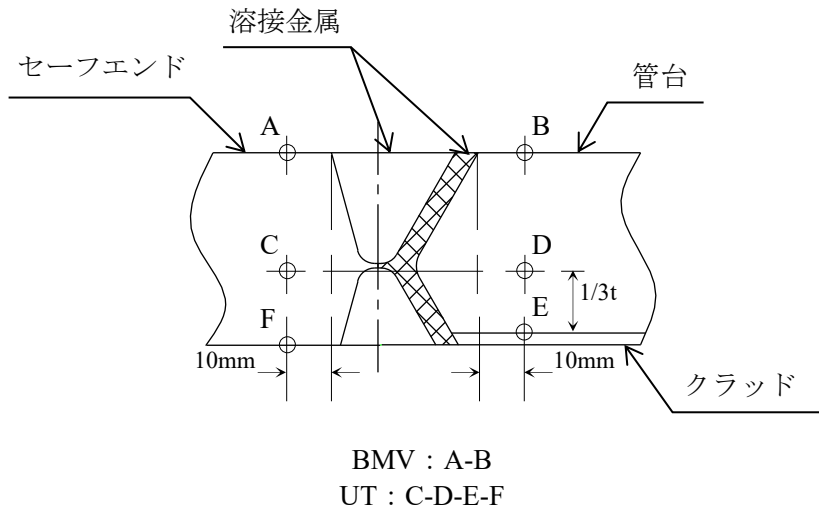


図 5-1 管台セーフエンド異材継手部の点検範囲

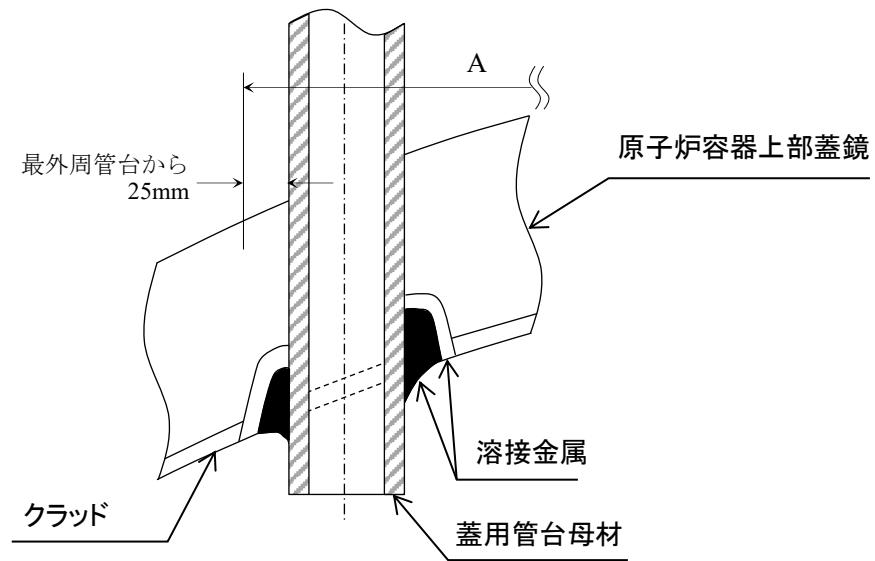


図 5-2 原子炉容器蓋用管台の点検範囲

## 第6章 点検時期

管台異材継手部の点検時期は、点検対象の機能、形状及び材料、想定される経年劣化事象及び国内外の運転経験、予防保全実績、損傷時の安全機能維持に対する影響等を考慮し、以下に示す時期に実施する。

### 6.1 管台セーフエンド異材継手部

#### 6.1.1 予防保全又は補修を未施工の場合の点検時期

UTの実施時期は、亀裂進展予測及び構造健全性評価の結果に基づき下記の時期とする。(解説 6-1) (解説 6-2)

なお、ここで点検時期は、至近で実施したUTの時期を、前回点検時として設定する。

##### (1) 前回点検時にきずが検出されなかった場合

前回点検時に軸方向亀裂が発生していたものと仮定し、その亀裂進展予測を行い、亀裂深さが板厚の75%に至ると予測される期間又は構造健全性を確保できる期間のいずれか短い期間の1/2の期間を経過後の直近の定期検査にて次回点検を実施する。上記点検時期が次回供用期間中検査の実施時期よりも後となる場合は、供用期間中検査にて次回点検を実施する。次回点検により亀裂が検出されなかった場合は、同じ点検間隔にて点検を継続する。(解説 6-3)

##### (2) 前回点検時にきずが検出された場合

点検結果に基づいて亀裂進展予測を行い、亀裂深さが板厚の75%に至ると予測される期間又は構造健全性を確保できる期間のいずれか短い期間の1/4の期間を経過後の直近の定期検査にて次回点検を実施する。また、次々回は評価期間の1/2の期間を経過後の直近の定期検査にて、3回目は評価期間末期までに点検を実施する。

ただし、点検結果が予測を上回る場合、亀裂進展予測の修正を実施しなければならない。(解説 6-4)

BMVの実施時期は、10年に1回の頻度で実施する。

#### 6.1.2 予防保全又は補修を実施後の点検時期

第8章に示す予防保全又は補修を行った場合は、前項で定めた点検プログラムを見直すことができる。ここで、PWR一次系環境下の600系ニッケル合金使用部位が除去された場合には、個別点検は不要とし、一般点検による点検を行う。また、予防保全として工法の妥当性が確認された応力改善工法を施工した場合には、PWSCCを抑制できるため、個別点検は不要とし、一般点検による点検を行う。(解説 6-5)

## 6.2 原子炉容器蓋用管台

### 6.2.1 上蓋取替を未施工の場合の点検時期

毎回の定期検査の際に実施する。(解説 6-6)

### 6.2.2 上蓋取替後の点検時期

690系ニッケル合金製の上蓋への取り替えを実施した場合は、個別点検は不要となる。

## 第7章 点検結果の評価

### 7.1 管台セーフエンド異材継手部

図7-1に示す管台セーフエンド異材継手部の点検・評価のフローに基づき、以下のとおり点検結果を評価する。

- (1) 点検結果に基づき、次回点検まで亀裂進展予測による亀裂深さが板厚の75%以下、かつ構造健全性が確保できるように点検時期を設定することができる場合は、次回点検まで継続使用できる。
- (2) 上記(1)が満足されない場合は、(1)を満足できるよう補修又は取替を行わなければならない。なお、補修又は取替後はその仕様に基づき点検実施時期を決定することができる。(解説 7-1)

### 7.2 原子炉容器蓋用管台

図7-2に示す原子炉容器蓋用管台の点検・評価のフローに基づき、以下のとおり点検結果を評価する。

- (1) 点検の結果、ほう酸の析出が検出されなかった場合は、次回点検まで継続使用できる。
- (2) 点検の結果、ほう酸の析出を検出した場合は、ほう酸析出の原因となったほう酸水(原子炉冷却水)の漏えい源の調査を実施する。  
漏えい源が蓋用管台母材、溶接金属であると確認された場合は、補修又は取替を実施しなければならない。なお亀裂を補修した場合は、漏えい監視を強化したうえで、暫定措置として継続使用ができるが、最早の時期にて上蓋取替を実施しなければならない。  
漏えい源が蓋用管台母材、溶接金属以外であると確認された場合は、漏えいを停止させる処置を実施しなければならない。漏えいの停止を確認した後は、継続使用できる。

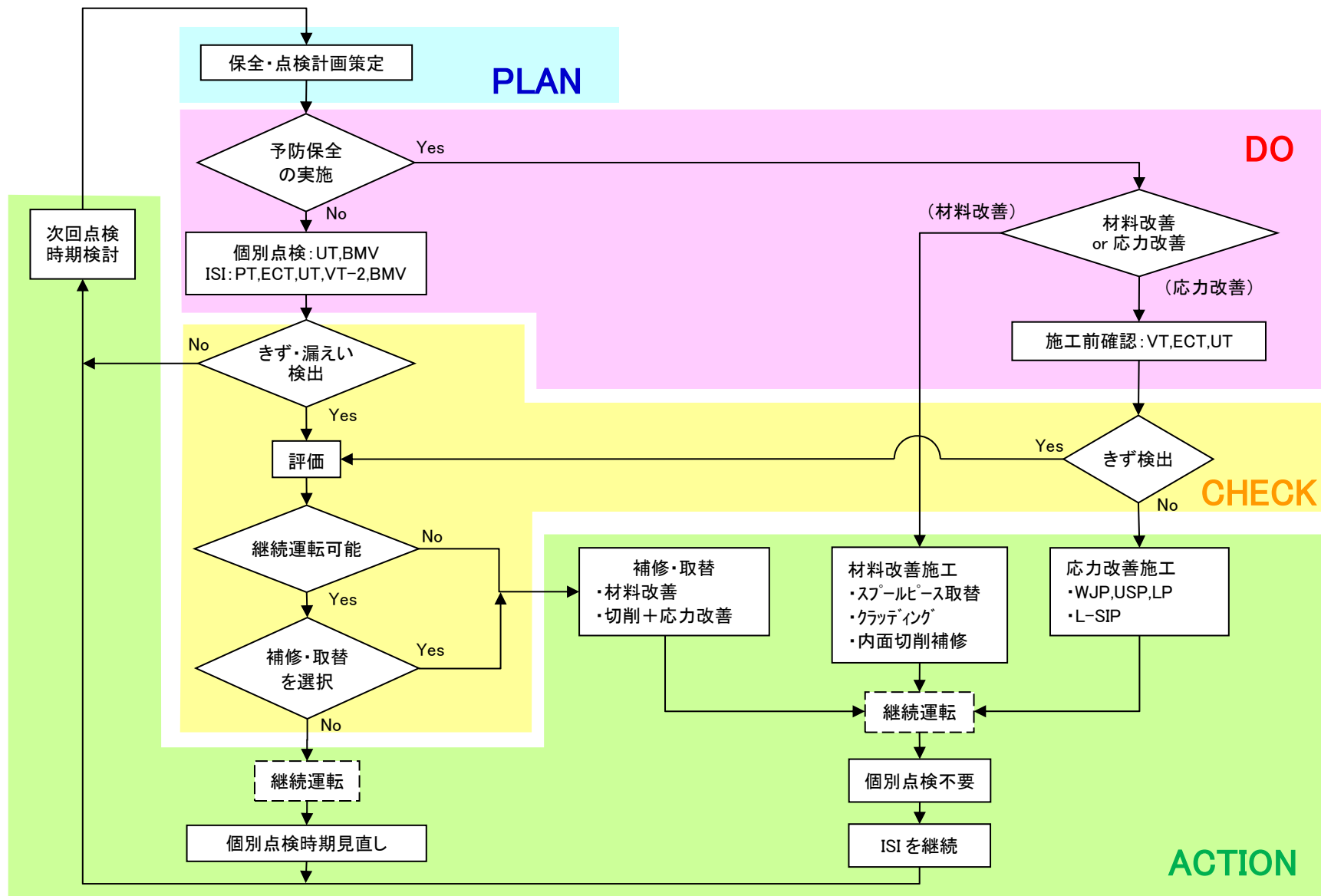


図 7-1 点検・評価フロー(管台セーフエンド異材継手)

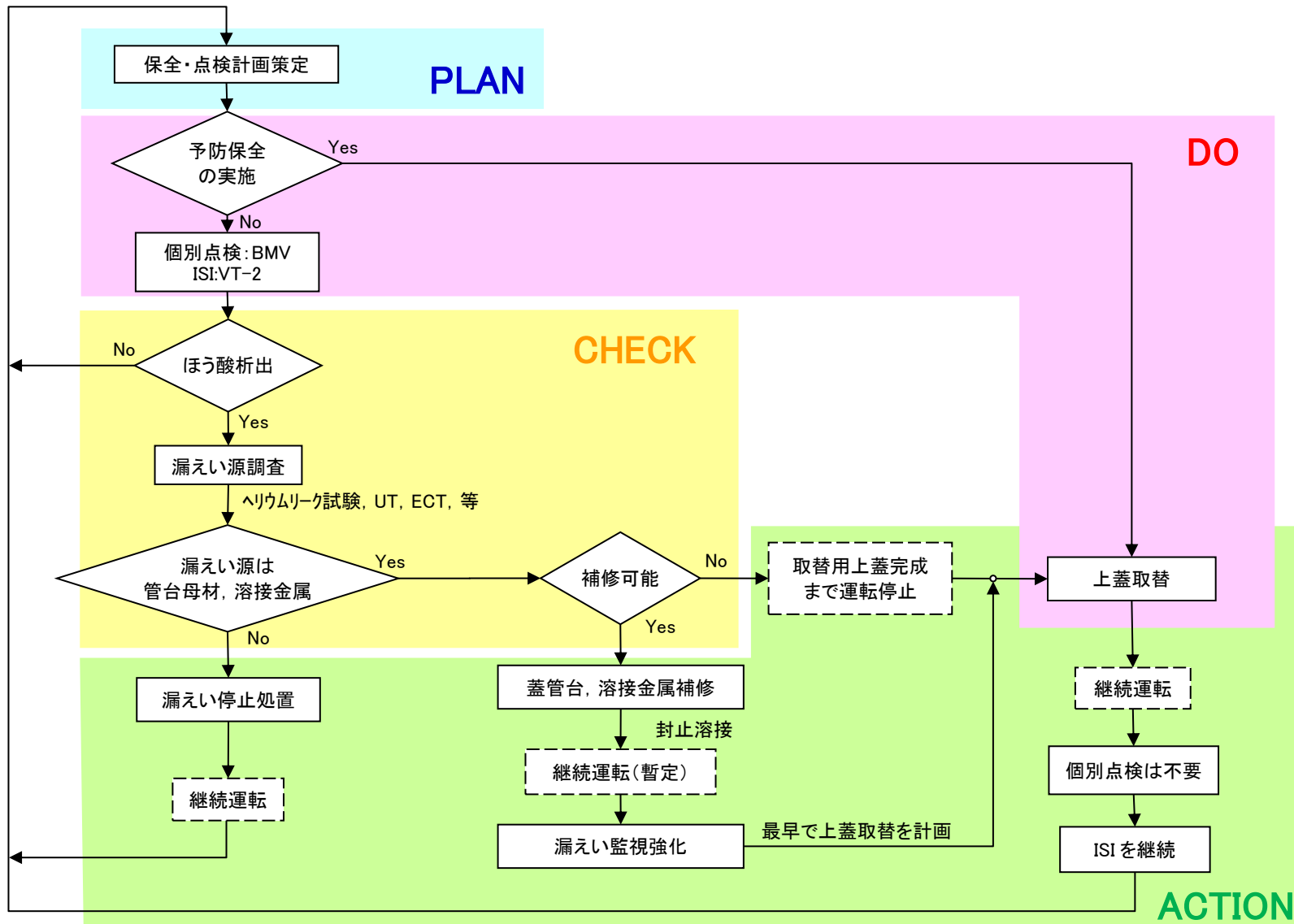


図 7-2 点検・評価フロー(原子炉容器蓋用管台)

## 第8章 予防保全措置及び補修

管台異材継手部の機能維持を確保するため、以下の予防保全措置又は補修を行うことができる。

### (1) スプールピース取替

管台の異材継手部を含むセーフエンド部を、スプールピースと取り替える。

なお、健全性評価により評価期間中の健全性が確認された場合は、その期間内に取り替えを実施する。

また、取り替え後は継手溶接部に耐 PWSCC 性に優れた 690 系ニッケル合金溶接金属を使用することから、個別点検は不要となる。(解説 8-1)

### (2) クラディング (INLAY)

管台セーフエンド異材継手部の内面に、耐 PWSCC 性に優れた 690 系ニッケル合金溶接金属をクラディング施工し、表面改質を図ることにより、亀裂発生を抑制する。また、亀裂が検出された場合には、亀裂を除去したうえで、クラディング施工することもできる。

なお、クラディング施工後は当該箇所の材質が置換されていることから、個別点検は不要となる。(解説 8-2)

### (3) 内面切削補修工法

管台セーフエンド異材継手部内面の亀裂に対して、構造健全性の確保可能な深さまで内面を切削し、亀裂を除去する。亀裂除去後は、ウォータジェットピーニング等の応力改善工法を施工することで、個別点検は不要となる。(解説 8-3)

### (4) 応力改善工法

管台セーフエンド異材継手部に、ウォータジェットピーニング、レーザーピーニング、超音波ショットピーニング、レーザー外面照射応力改善工法を実施し、PWSCC の発生原因である引張応力を圧縮応力に改善することによって亀裂発生を抑制する。ただし、応力改善工法の適用に当たっては、施工箇所の点検を実施し、きずが無いことを確認したうえで施工しなければならない。

なお、施工後は応力改善により耐 PWSCC 性が向上するため、個別点検は不要となる。(解説 8-4) (解説 8-5) (解説 8-6) (解説 8-7)

### (5) 原子炉容器上蓋取替

原子炉容器上蓋の管台母材及び上蓋と管台の溶接金属の材料に、耐 PWSCC 性に優れた 690 系ニッケル合金を使用した上蓋に取り替える。なお、取替後は、当該箇所の材質が置換されていることから、個別点検は不要となる。

### (参考) 機械的応力改善工法

管台異材継手部の配管側を、外面から荷重をかけて圧縮・変形させる。異材継手部周辺には配管の内側に向かって曲げの塑性変形が生じ、異材継手部内面は圧縮応力となり、応力腐食割れの発生を抑制できる。本工法は、米国で実績のある工法である。

第9章 まとめ

PWR クラス1 容器 管台異材継手部の点検を表 9-1～表 9-4 に示す。

表 9-1 原子炉容器 管台セーフエンド異材継手部の点検

点検対象部位	点検範囲	点検手法	点検時期	点検結果の評価
異材継手部	外面 全管台範囲	BMV <sup>(1)</sup>	10年に1回	ほう酸の析出がないこと。ほう酸析出を確認した場合は、漏えい源を確認する。
異材継手部	内面 全管台範囲	UT <sup>(2)(3)</sup>	亀裂進展予測及び構造健全性評価の結果に基づく頻度	点検結果に基づく亀裂進展予測により、次回点検時期を設定できる場合は、継続使用できる。設定できない場合は、補修又は取替を行う。

(1) 保温材をはがし、地金を目視で確認する。  
 (2) 外面又は内面 UT を実施する。  
 (3) 応力改善前の点検では、VT 又は ECT も実施してよい。

表 9-2 蒸気発生器 管台セーフエンド異材継手部の点検

点検対象部位	点検範囲	点検手法	点検時期	点検結果の評価
異材継手部	外面 全管台範囲	BMV <sup>(1)</sup>	10年に1回	ほう酸の析出がないこと。ほう酸析出を確認した場合は、漏えい源を確認する。
異材継手部	内面 代表1台の 全管台範囲	UT <sup>(2)(3)(4)</sup>	亀裂進展予測及び構造健全性評価の結果に基づく頻度	点検結果に基づく亀裂進展予測により、次回点検時期を設定できる場合は、継続使用できる。設定できない場合は、補修又は取替を行う。

(1) 保温材をはがし、地金を目視で確認する。  
 (2) 外面又は内面 UT を実施する。  
 (3) 外面 UT を実施した場合には、追加で内表面から代替試験を行う。  
 (4) 応力改善前の点検では、VT 又は ECT も実施してよい。

表 9-3 加圧器 管台セーフエンド異材継手部の点検

点検対象部位	点検範囲	点検手法	点検時期	点検結果の評価
異材継手部	外面 全管台範囲	BMV <sup>(1)</sup>	5年に1回	ほう酸の析出がないこと。ほう酸析出を確認した場合は、漏えい源を確認する。
異材継手部	内面 全管台範囲	UT <sup>(2)(3)</sup>	亀裂進展予測及び構造健全性評価の結果に基づく頻度	点検結果に基づく亀裂進展予測により、次回点検時期を設定できる場合は、継続使用できる。設定できない場合は、補修又は取替を行う。
(1) 保温材をはがし、地金を目視で確認する。 (2) 内面 UT を実施する。				

表 9-4 原子炉容器蓋用管台の点検

点検対象部位	点検範囲	点検手法	点検時期	点検結果の評価
蓋用管台	上部蓋鏡の外表面 全管台範囲	BMV <sup>(1)</sup>	毎定期検査時	ほう酸の析出がないこと。ほう酸析出を確認した場合は、漏えい源を確認する。
(1) 保温材をはがし、地金を目視で確認する。				

# 解 説

#### (解説 1-1) ガイドライン制定の目的

クラス 1 容器の管台異材継手部では、国内外で損傷事例が散見されているが、当該部は点検時期の制約が大きく、健全性を確認する方法を考えるうえでは、従来の点検技術の向上に加え、実施時期、頻度、検査方法、許容レベルなど部位毎に適した点検のあり方を検討する必要性が高まっていたことから、その要望を受けて本ガイドラインを制定した。

クラス 1 容器管台異材継手部は、原子炉冷却材圧力バウンダリの維持という安全機能を有しており、想定される劣化事象がこの安全機能に及ぼす影響を適切に考慮し、経年劣化事象の発生及び進行の特性に応じた点検及び評価を実施していく取り組みが重要である。

本ガイドラインでは、クラス 1 容器管台異材継手部に想定される経年劣化事象に対し、現状の最新知見に基づいた合理的な点検及び評価の方法を示し、原子力発電所の安全及び安定運転を維持することを目的とする。

#### (解説 1-2) 本ガイドラインの適用にあたって

クラス 1 容器管台異材継手部の PWSCC 及びほう酸腐食を適切に管理するためには、必要とされる点検、評価、予防保全等を着実に計画・実施していくとともに、実施された点検、評価、予防保全等の記録を適切に管理し、次の点検及び予防保全の計画に適切に反映していく取り組みが必要である。

さらに、国内外の運転経験や各種研究成果等の最新の工学知見に基づき、点検・評価手法そのものを改善していくことで、より確実なクラス 1 容器管台異材継手部の信頼性確保が可能となる。

このような保全活動は、確立された原子力発電所の品質保証マネジメントシステムのもとで行われる保守管理の一環として行われる。

#### (解説 1-3) 管台異材継手部の選定理由と対象プラント

管台異材継手部においては、国内外のプラントで損傷事例が報告されていることから、今後損傷の発生が否定できない状況にある。したがって、技術的合理性に基づいた点検方法の確立、損傷が認められた場合の健全性評価手法の確立が急務となっていた。

本ガイドラインは、管台異材継手部の健全性を確認するうえで、合理的な点検方法、点検頻度、予防保全措置等について検討したものである。

なお、本ガイドラインを適用するプラントは、美浜 3 号機、高浜 1, 2, 3, 4 号機、大飯 3, 4 号機、玄海 3, 4 号機、川内 1, 2 号機、敦賀 2 号機、泊 1, 2, 3 号機、伊方 3 号機である。

#### (解説 1-4) 本ガイドラインでの用語の定義

本ガイドラインに基づいた点検・評価等を実施する場合には、本ガイドラインの用語の定義が適用される。

なお、原子力規制委員会規則「実用発電用原子炉及びその附属施設の技術基準に関する規則」の第 18 条第 1 項に定める「破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥」(以下、規則不適合欠陥)については、「実用発電用原子炉及びその附属施設における破壊を引き起こす亀裂その他の欠陥の解釈」(以下、亀裂の解釈)において、その解釈が示されている。

技術基準規則及び亀裂の解釈では、「規則不適合欠陥」の意図以外で使用される「欠陥」に対して明確な定義を与えていないが、本ガイドラインで定義する「きず」に相当すると考えられる。

(解説 2-1) 管台異材継手部に想定される経年変化事象

本ガイドラインで扱う管台異材継手部には 600 系ニッケル合金及び 690 系ニッケル合金が使用されている。600 系ニッケル合金では国内外のプラントにおいて PWR 一次系環境下の応力腐食割れ (PWSCC) が発生している。一方、690 系ニッケル合金については、1996 年以降国内 PWR プラントで適用されているが、PWSCC の経験はない。更に、知見拡充を目的に 600 系ニッケル合金及び 690 系ニッケル合金の PWSCC 感受性について、定荷重 SCC 試験を実施している。定荷重 SCC 試験の試験条件は以下のとおり。

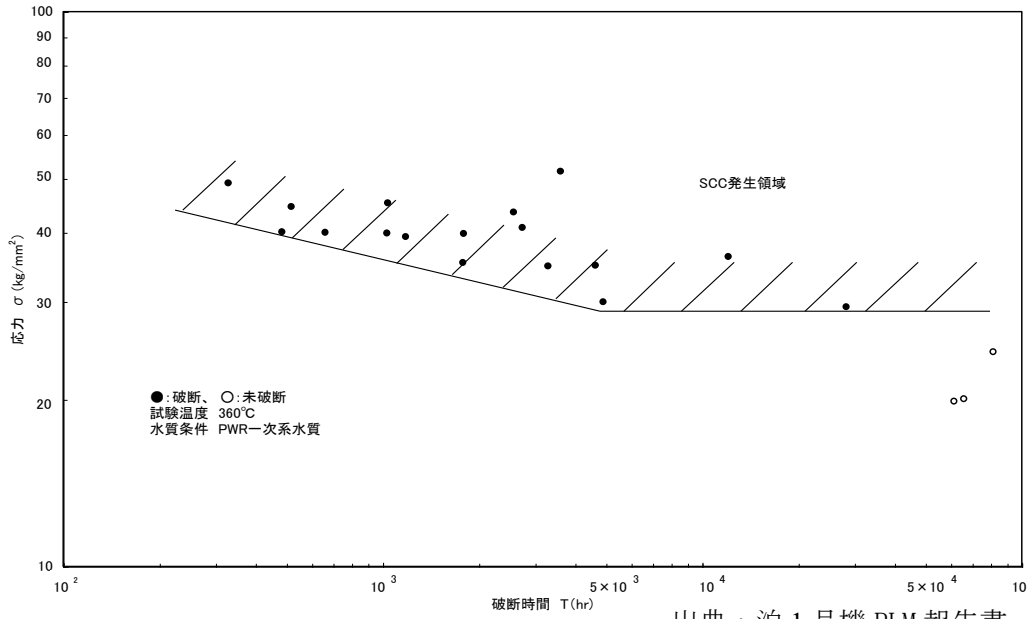
[定荷重 SCC 試験条件]

水質：PWR 一次系模擬水

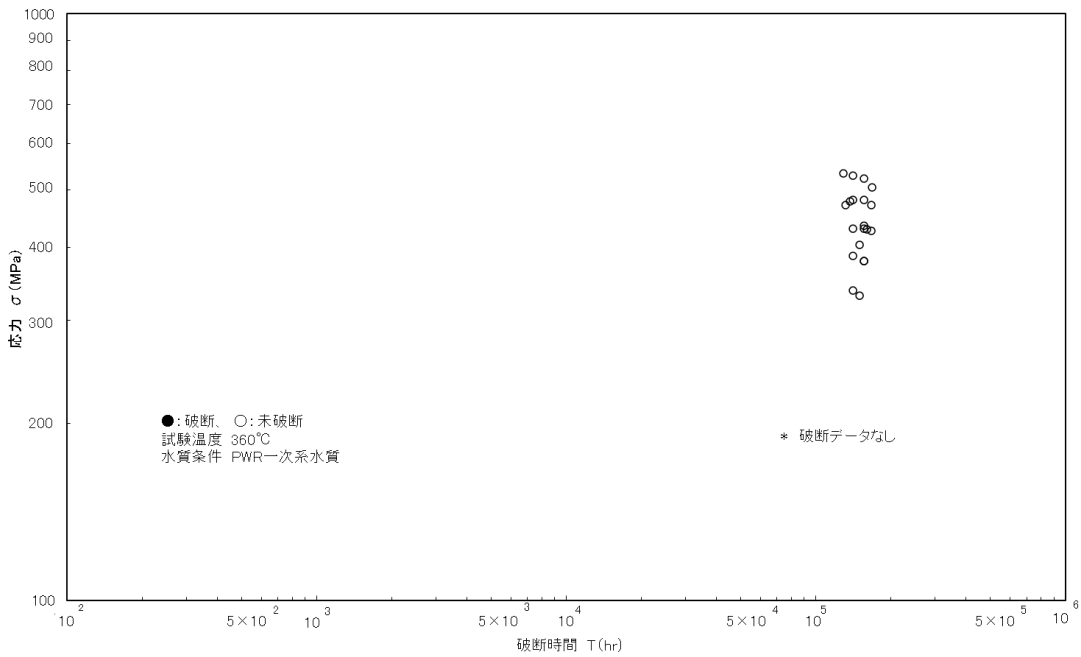
温度：360℃ (温度加速)

応力：300～600MPa

600 系ニッケル合金及び 690 系ニッケル合金の定荷重 SCC 試験結果を解説図 2-1 及び解説図 2-2 に示す (出典：泊 1 号機 PLM 報告書，大飯 4 号機 PLM 報告書)。600 系ニッケル合金においては PWSCC が発生しているが、690 系ニッケル合金では、実機温度を上回る 360℃の加速条件においても PWSCC は発生していない。したがって、本ガイドラインで想定する経年劣化事象は、600 系ニッケル合金使用部位の PWSCC とする。  
(付録 A 参照)



解説図 2-1 600系ニッケル合金の定荷重 SCC 試験結果



解説図 2-2 690系ニッケル合金の定荷重 SCC 試験結果

(解説 2-2) 対象とする管台セーフエンド異材継手部の材料

管台セーフエンド異材継手部の材料には、600系ニッケル合金溶接金属及び690系ニッケル合金溶接金属が使用されているが、PWSCC感受性を有している600系ニッケル合金溶接金属使用部位を本ガイドラインの対象としている。(付録A参照)

(解説 2-3) 国内PWRの予防保全実績

600系ニッケル合金を使用する管台異材継手部に対しては、国内外のPWSCC発生事例、研究知見を受けて、第8章に示す応力改善、材料改善による予防保全を完了している。

(解説 4-1) 目視試験

管台セーフエンド異材継手部内面におけるきずの有無について、異材継手部内面からの目視試験により確認することができる。(付録B参照)

(解説 4-2) ベアメタル目視試験

ベアメタル目視試験により、異材継手近傍表面のほう酸腐食等の漏えいの痕跡を確認し、異材継手部からのPWSCCによる漏えいを特定することができる。

(解説 4-3) 渦電流探傷試験

管台セーフエンド異材継手部内面におけるきずの有無について、異材継手部内面からの渦電流探傷試験により確認することができる。(付録B参照)

(解説 4-4) 超音波探傷試験

管台セーフエンド異材継手部内面におけるきずの有無について、超音波探傷試験により確認することができる。また、超音波探傷試験は、渦電流探傷試験によりきずが検出された場合に、きずの大きさを同定するために適用することもできる。(付録B参照)

(解説 5-1) 管台セーフエンド異材継手部の点検範囲

管台セーフエンド異材継手部における600系ニッケル合金のPWSCCは原子炉冷却水との接液部、つまり内面で発生することから、PWSCCによるきずを検知するには異材継手部の内面を点検することが有効である。したがって、点検範囲は異材継手部で600系ニッケル合金を使用する溶接金属及び製造時の溶接補修を考慮した溶接境界から両側10mmの内面1/3t範囲としている。

(解説 5-2) 原子炉容器蓋用管台の点検範囲

原子炉容器蓋用管台の600系ニッケル合金のPWSCCは、原子炉冷却水との接液部、つまり蓋用管台の母材、溶接金属で発生するため、PWSCCによるきずを検知するには当該部の点検(UT, ECT)が有効である。しかしながら、国内PWRプラントにおいては、2025年時点で全プラントの上蓋が690系ニッケル合金製管台の上蓋に取り替えられており、600系ニッケル合金を使用した原子炉容器上蓋はないことから、PWSCCを検知するための点検(UT, ECT)は、本ガイドラインでは要求しない。

なお、米国においては上蓋取替を選択せず、600系ニッケル合金の管台のまま継続使用するプラントが複数あるため、長期的な信頼性維持を目的に蓋用管台及び溶接金属のUT, ECTがASME BPV Code Case N-729, "Alternative Examination Requirements for PWR Reactor Vessel Upper Heads With Nozzles Having Pressure-Retaining Partial-Penetration Welds Section XI"に基づき実施されている。

#### (解説 6-1) 次回点検実施時期

亀裂進展速度式については、「平成 17 年度 Ni 基合金応力腐食割れ (SCC) 進展評価技術調査 (定荷重試験) に関する報告書 (独立行政法人 原子力安全基盤機構)」にて取得した亀裂進展速度式を使用する。なお、PWSCC による亀裂発生後の亀裂進展予測には、疲労による亀裂進展もあるが、PWSCC による進展に対して疲労による進展は有意でない。(付録 C 及び 添付 D 参照)

#### (解説 6-2) 構造健全性評価

点検結果に基づく亀裂の構造健全性評価は、日本機械学会「発電用原子力設備規格 維持規格」JSME S NA1 (以下、維持規格) におけるオーステナイト系ステンレス鋼管の亀裂評価の考え方を準用している。構造健全性評価における強度評価手法としては、維持規格における極限荷重評価法が参考となる。(付録 E 参照)

なお、極限荷重評価法以外の評価手法についてもその妥当性を示すことができる場合には、その評価手法の適用が考えられる。

#### (解説 6-3) 点検直後の亀裂の仮定

仮定する亀裂の大きさは、検査の検出限界以上の大きさとするのが妥当と考えられる。ただし、検出能力によって任意に設定することも考えられる。

なお、現在の知見では、亀裂の発生及び進展はいずれも軸方向亀裂が周方向亀裂より先行すると考えられるため、点検時期の評価は軸方向亀裂を想定して実施される。(付録 A-2、付録 C 及び付録 D 参照)

#### (解説 6-4) 点検結果による亀裂進展予測の修正

点検結果が亀裂進展予測を上回る場合、その後の亀裂進展予測が非安全側になる可能性があることから、点検結果に基づき、亀裂進展予測を見直す必要がある。そのような場合の次回点検時期については、見直された予測評価に基づき設定される。(付録 F 参照)

#### (解説 6-5) 応力改善後の次回点検時期

妥当性が確認されている工法・条件で施工し、また施工影響因子が予め定められた許容範囲内であったことが記録等により確認できる場合には、応力改善が確実に行われたものと判断できるため、以降の個別点検は不要としている。

#### (解説 6-6) 原子炉容器蓋用管台の点検時期

蓋用管台からの漏えいが生じた場合、上部蓋鏡のほう酸腐食による減肉が懸念されることから、BMV を要求している。低合金鋼のほう酸腐食の速度は速く、Davis-Besse のほう酸腐食事象の評価レポート「DAVIS-BESSE REACTOR VESSEL HEAD DEGRADATION LESSONS-LEARNED TASK FORCE REPORT」によると年間 4 インチ (約 100mm) 減肉する可能性があることから、運転中の漏えいを想定すると、原子炉冷却材圧力バウンダリを維持するためには、通常間隔 13 か月の定期検査の度に BMV による点検が必要とされる。

#### (解説 7-1) 補修又は取替後の点検実施時期

管台セーフエンド異材継手部の補修や取替では、亀裂を完全に除去する方法、材料の仕様、又は構造に変更が加えられる可能性がある。これら対処方法の違いに応じて補修又は取替後の点検実施時期を決定する必要がある。

(解説 8-1) スプールピース取替

スプールピース取替は、管台セーフエンド異材継手部の機能維持を損なうことを抑制するための予防保全措置である。なお、スプールピース取替は、万一の異材継手部からの亀裂発生又は漏えいについても有効である。(付録 G 参照)

(解説 8-2) INLAY

INLAY は、管台セーフエンド異材継手部における PWSCC 発生及び漏えいを抑制するためにクラッド溶接する予防保全措置である。なお、異材継手部からの PWSCC 発生後の補修工法としても有効である。(付録 G 参照)

(解説 8-3) 内面切削補修

内面切削補修は、管台セーフエンド異材継手部内面の亀裂に対して、構造健全性の確保が可能な深さを検討したうえで、その深さまで内面から切削加工することにより亀裂を除去する工法である。なお、亀裂除去後においても PWSCC 感受性を有しているが、劣化緩和策としてウォータージェットピーニング等の応力改善工法を併用すれば、個別点検は不要としている。

(解説 8-4) ウォータージェットピーニング

ウォータージェットピーニングは、管台セーフエンド異材継手部における PWSCC 発生を抑制するための予防保全措置であり、高圧水によるキャビテーションを当てることにより、PWSCC 発生の 3 要因「材料」「環境」「応力」のうち接液面の「応力」を改善する手法である。ウォータージェットピーニングの施工に際しては、VT 又は ECT にて施工対象部にきずが無いことを確認する必要がある。(付録 G 参照)

(解説 8-5) レーザピーニング

レーザピーニングは、管台セーフエンド異材継手部における PWSCC 発生を抑制するための予防保全措置であり、レーザで接液面を急速に加熱することにより、PWSCC 発生の 3 要因「材料」「環境」「応力」のうち接液面の「応力」を改善する手法である。レーザピーニングの施工に際しては、VT 又は ECT にて施工対象部にきずが無いことを確認する必要がある。(付録 G 参照)

(解説 8-6) 超音波ショットピーニング

超音波ショットピーニングは、管台セーフエンド異材継手部における PWSCC 発生を抑制するための予防保全措置であり、超音波振動で加速した金属ビーズを当てることにより、PWSCC 発生の 3 要因「材料」「環境」「応力」のうち接液面の「応力」を改善する手法である。超音波ショットピーニングの施工に際しては、VT 又は ECT にて施工対象部にきずが無いことを確認する必要がある。(付録 G 参照)

(解説 8-7) レーザ外面照射応力改善工法

レーザ外面照射応力改善工法は、管台セーフエンド異材継手部における PWSCC 発生を抑制するための予防保全措置であり、レーザで異材継手部外面を急速に加熱することにより、PWSCC 発生の 3 要因「材料」「環境」「応力」のうち内側の「応力」を改善する手法である。レーザ外面照射応力改善工法に際しては、UT にて施工対象部にきずが無いことを確認する必要がある。(付録 G 参照)

# 付 録

## 付録 A PWR クラス 1 容器 管台異材継手部に対する点検の考え方について

### 1. 目的

本付録は、PWR クラス 1 容器 管台異材継手部について、①安全機能、②形状及び材質、③想定される経年劣化事象及び国内外の運転経験、④損傷による安全機能への影響を考慮した点検の考え方を示したものである。

### 2. PWR クラス 1 容器 管台セーフエンド異材継手部に対する点検方針

#### 2.1 安全機能

クラス 1 容器 管台セーフエンド異材継手部は安全機能として、クラス 1 容器の耐圧部として「原子炉冷却材圧力バウンダリの機能」と、事故時の冷却材流路として「原子炉を冷却する機能及び原子炉を未臨界にするための機能」を有している。

#### 2.2 形状及び材質

##### 2.2.1 形状

クラス 1 容器 管台セーフエンド異材継手部は、クラス 1 容器の管台とセーフエンドとを溶接金属で接続した構造である。管台セーフエンド異材継手部の形状を図 A-2.2.1-1 に示す。

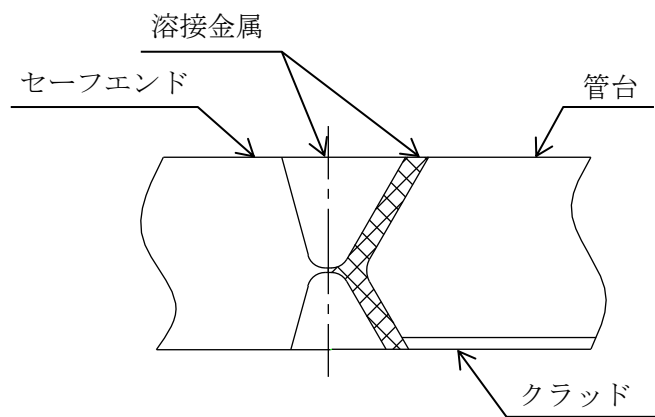


図 A-2.2.1-1 クラス 1 容器 管台セーフエンド異材継手部

## 2.2.2 材質

クラス1容器 管台セーフエンド異材継手部に使用される材質を表 A-2.2.2-1 に示す。溶接金属の材質は 600 系又は 690 系ニッケル合金である。

表 A-2.2.2-1 クラス1容器 管台セーフエンド異材継手部材質

部位	材質
管台	低合金鋼 (SFVQ1A 等)
クラッド	ステンレス鋼 (SUS304 系)
溶接金属	600 系ニッケル合金 / 690 系ニッケル合金
セーフエンド	ステンレス鋼 (SUSF316 等)

## 2.3 想定される経年劣化事象

クラス1容器 管台セーフエンド異材継手部の管台は低合金鋼であり、漏えいした原子炉冷却水が接液するとほう酸腐食が発生する可能性がある。

クラス1容器 管台セーフエンド異材継手部の 600 系ニッケル合金が使用される溶接金属は、原子炉冷却水が接液すると PWSCC が発生する可能性がある。

なお、疲労に関しては、発電用原子力設備に関する構造等の技術基準（告示 501 号）又は日本機械学会発電用原子力設備規格 設計・建設規格に基づく設計がなされていること、及び国内外で疲労による損傷事例がないことから対象外とする。

## 2.4 国内外の運転経験

クラス1容器 管台セーフエンド異材継手部における管台のほう酸腐食は、国内外において事例は報告されていない。

国内における 600 系ニッケル合金を使用するクラス1容器 管台セーフエンド異材継手部の PWSCC 事例は、原子炉容器出口管台で 2 例、蒸気発生器入口管台で 7 例、加圧器安全弁・逃し弁用管台で 1 例報告されている。海外においても原子炉容器出口管台及び加圧器管台において複数報告されている。なお、690 系ニッケル合金では PWSCC 事例は報告されていない。

主な損傷事例の詳細を付録 H にて紹介する。また、米国機械学会 (ASME) における点検要求との相違については、付録 I にて紹介する。

## 2.5 構造体の損傷による安全機能への影響

クラス1容器 管台セーフエンド異材継手部の管台は低合金鋼であり、ほう酸腐食による減肉を考慮する必要がある。仮に溶接部等から原子炉冷却水が漏えいし、長時間にわたって管台が原子炉冷却水に接液する環境が継続した場合、腐食・減肉により管台の必要板厚を下回り、原子炉冷却水圧力バウンダリ機能の喪失に至

る可能性がある。

600系ニッケル合金を使用するクラス1容器 管台セーフエンド異材継手部の溶接金属には、PWSCCが発生する可能性がある。PWSCCによる亀裂が進展し、クラス1容器 管台セーフエンド異材継手部が破損に至った場合は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能の喪失に至る可能性があるが、亀裂の方向が軸方向、周方向、いずれの場合で貫通しても漏えい量は充てんラインからの冷却材補給能力を下回るため、次の理由により、安全機能への影響は小さい。

#### (1) 軸方向亀裂

管台セーフエンド異材継手部の軸方向に沿ってSCCによる亀裂が発生した場合、周方向応力により、SCCが進展する可能性が考えられる。

当該部のSCC進展は、600系ニッケル合金の範囲にしか生じないため、軸方向亀裂の長さは、最大で合金の軸方向長さ（約10～60mm）程度となることから、亀裂が貫通することを想定しても、冷却材の流出量は制限される。

#### (2) 周方向亀裂

管台セーフエンド異材継手部の周方向に沿ってSCCによる亀裂が発生した場合、軸方向応力により、SCCが進展する可能性が考えられる。

周方向の亀裂が、全周にわたって進展し貫通に至った場合、冷却材の流出量は制限されず、安全上の問題となる可能性が考えられる。ただし、「平成16年度複雑形状部機器配管健全性実証事業に関する報告書（独立行政法人原子力安全基盤機構）」のセーフエンド部の応力拡大係数の算出法の検討に記載されている溶接部の板厚内の軸方向応力分布（付録C-2参照）からは、周方向亀裂が貫通することは考えにくい。また、手直し溶接等により部分的に応力分布が異なっていた場合にあっても、全周にわたり軸方向応力が高くなることは考えにくい。したがって、現在の知見では、周方向亀裂が全周にわたって進展する可能性は低いと判断される。

## 2.6 点検対象の選定

クラス 1 容器 管台セーフエンド異材継手部の各部位の、損傷による安全機能に対する影響の評価結果を表 A-2.5 に示す。

上記の評価結果から、個別点検対象には、ほう酸腐食と PWSCC が想定され、その損傷が安全機能の喪失につながる可能性のある管台と、溶接金属を選定した。

想定される劣化モードのないその他の部位は、一般点検により点検を行うこととする。

## 2.7 点検手法の選定

点検対象である溶接金属において、想定される経年劣化事象は、低合金鋼に対するほう酸腐食と、600 系ニッケル合金に対する PWSCC である。

低合金鋼のほう酸腐食は、管台にほう酸が付着することで発生することから、保温材を外して管台の地金を見る BMV によって確認するのが適切である。

PWSCC は 600 系ニッケル合金の原子炉冷却水と接液する部位、すなわち管台セーフエンド異材継手部の内表面において発生することから、内表面の亀裂を検出するため、管台セーフエンド異材継手部の外面又は内面からの超音波探傷試験 (UT) による点検が適切である。

## 2.8 点検範囲の選定

クラス 1 容器 管台セーフエンド異材継手部の点検範囲は、管台の外表面と、溶接金属の内面が適切である。

## 2.9 点検時期の選定

亀裂進展予測及び構造健全性評価の結果に基づき点検が実施される。

表 A-2.5 クラス1 容器 管台セーフエンド異材継手部の損傷による安全機能への影響評価

検討対象		安全機能	安全機能との関連	想定される劣化モード	損傷による安全機能への影響	個別点検要否*
①	管台 (低合金鋼)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材圧力バウンダリ</li> <li>原子炉を冷却する機能 及び 原子炉を未臨界にするための機能</li> </ul>	有	ほう酸腐食	溶接部の PWSCC により原子炉冷却材が漏えいし、低合金鋼である管台に接液するとほう酸腐食を生じて減肉し、バウンダリ機能を喪失する。	点検対象
②	クラッド (ステンレス鋼)		無	—	—	不要
③	溶接金属 (予防保全又は補修を未施工の 600 系ニッケル合金)		有	PWSCC	損傷によりバウンダリ機能が喪失するが、亀裂の方向により可能性は異なる。 ・軸方向：亀裂長さは溶接金属の範囲に限られ、漏えいは限定的であり影響は小さい ・周方向：亀裂が全周にわたって進展すると大破断に至り、影響が大きい。当該部の応力分布から可能性は低い	点検対象
④	溶接金属 (予防保全又は補修を施工、690 系ニッケル合金)		有	—	—	不要
⑤	セーフエンド (ステンレス鋼)		有	—	—	不要

\*：個別点検を不要とする対象は、一般点検により健全性の確認が行われる。

### 3. 原子炉容器蓋用管台に対する点検方針

#### 3.1 安全機能

原子炉容器蓋用管台は安全機能として、クラス1容器の耐圧部として「原子炉冷却材圧力バウンダリ」と、制御棒クラスタ駆動装置の構成部として「制御棒挿入性の確保」の機能を有している。

#### 3.2 形状及び材質

##### 3.2.1 形状

原子炉容器蓋用管台は、原子炉容器上蓋に蓋用管台を溶接金属で接続した構造である。原子炉容器蓋用管台の形状を図 A-3.2.1-1 に示す。

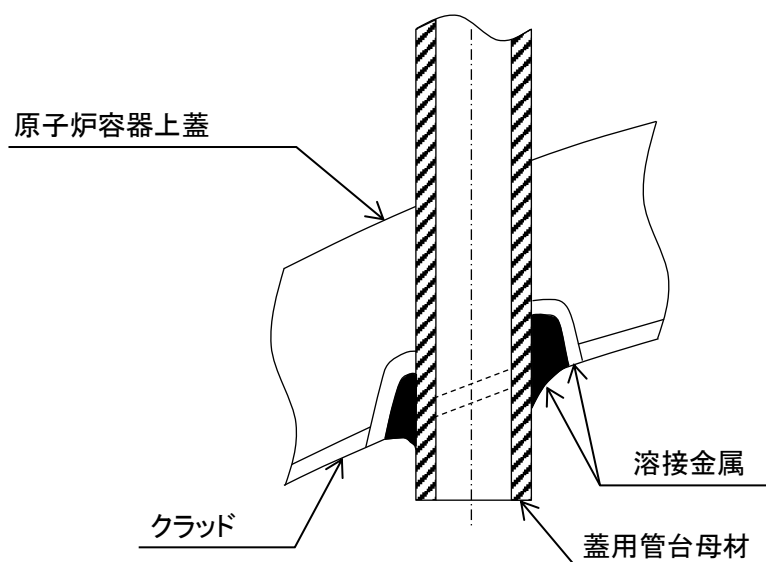


図 A-3.2.1-1 原子炉容器蓋用管台

##### 3.2.2 材質

原子炉容器蓋用管台の主要な材質は 600 系又は 690 系ニッケル合金である。原子炉容器蓋用管台に使用される材質を表 A-3.2.2 に示す。

表 A-3.2.2 原子炉容器蓋用管台材質

部位	材質
蓋用管台母材	600 系ニッケル合金 ／690 系ニッケル合金
溶接金属	600 系ニッケル合金 ／690 系ニッケル合金
原子炉容器上部蓋鏡	低合金鋼 (SFVQ1A 等)
クラッド	ステンレス鋼 (SUS304 系)

### 3.3 想定される経年劣化事象

原子炉容器蓋用管台の原子炉容器上部蓋鏡は低合金鋼であり、漏えいした原子炉冷却水が接液するとほう酸腐食が発生する可能性がある。

600 系ニッケル合金が使用される原子炉容器蓋用管台の蓋用管台母材及び溶接金属は、原子炉冷却水が接液すると PWSCC が発生する可能性がある。

なお、疲労に関しては、発電用原子力設備に関する構造等の技術基準（告示 501 号）又は日本機械学会発電用原子力設備規格 設計・建設規格に基づく設計がなされていること、及び国内外で疲労による損傷事例がないことから対象外としている。

### 3.4 国内外の運転経験

原子炉容器蓋用管台の原子炉容器上蓋におけるほう酸腐食は、米国で 1 例報告されている。

国内における 600 系ニッケル合金を使用する原子炉容器蓋用管台の PWSCC 事例は溶接金属（J 溶接）からの PWSCC 事例が 1 例報告されている。海外においては、原子炉容器蓋用管台母材及び溶接金属（J 溶接）からの PWSCC 事例が複数報告されている。なお、690 系ニッケル合金を使用する原子炉容器蓋用管台では PWSCC 事例は報告されていない。

主な PWSCC 事例の詳細は、詳細を付録 H にて紹介する。

### 3.5 構造体の損傷による安全機能への影響

原子炉容器蓋用管台の 600 系ニッケル合金を使用する蓋用管台母材、溶接金属には、PWSCC が発生する可能性がある。PWSCC による亀裂が進展し、原子炉容器蓋用管台が破損に至った場合は、原子炉冷却材圧力バウンダリ機能の喪失に至る可能性がある。定期的な BMV で破損に至る前に漏えいを検知することが可能であり、また、軸方向・周方向いずれの亀裂が貫通した場合でも漏えい量は充てんラインからの冷却材補給能力を下回るため、次の理由により、安全機能への影響は小さい。

(1) 蓋用管台母材の軸方向亀裂

蓋用管台母材の軸方向に沿って SCC による亀裂が発生した場合、周方向応力により、SCC が進展する可能性が考えられる。

軸方向亀裂が進展し、亀裂が貫通することを想定しても、初期の冷却材の流出量は制限され、定期的な BMV で初期の漏えいを検知すれば、安全機能への影響は小さいと考えられる。

(2) 蓋用管台母材の周方向亀裂

管台セーフエンド異材継手部の周方向に沿って SCC による亀裂が発生した場合、軸方向応力により、SCC が進展する可能性が考えられる。

周方向の亀裂が、全周にわたって進展し貫通に至った場合、原子炉容器蓋用管台の抜け出しにより冷却材の流出量は制限されず、安全上の問題となる可能性が考えられる。蓋用管台母材における周方向亀裂は海外で経験しており、発生の可能性は否定できないものの、原子炉容器蓋用管台の抜け出しが生じる 330°範囲の貫通に至る前に、初期の漏えいを定期的な BMV で検知すれば、安全機能への影響は小さい。

(3) 溶接金属の軸方向亀裂

溶接金属の軸方向に沿って SCC による亀裂が発生した場合、周方向応力により、SCC が進展する可能性が考えられる。

当該部の SCC 進展は、600 系ニッケル合金の範囲にしか生じないため、軸方向亀裂の最大サイズは溶接金属の断面に限られることから、亀裂が貫通することを想定しても、冷却材の流出量は制限され、定期的な BMV で初期の漏えいを検知すれば、安全機能への影響は小さい。

(4) 溶接金属の周方向亀裂

溶接金属の周方向に沿って SCC による亀裂が発生した場合、軸方向応力により、SCC が進展する可能性が考えられる。

周方向の亀裂が、全周にわたって進展し貫通に至った場合、原子炉容器蓋用管台が抜け出し、冷却材の流出量は制限されず、安全上の問題となる可能性が考えられる。ただし、当該部に発生する応力は周方向応力であることと、海外を含む実績でも溶接部では周方向亀裂が生じていないことから、周方向に沿って亀裂が発生・進展する可能性は低いと判断する。

### 3.6 点検対象の選定

原子炉容器蓋用管台の各部位の、損傷による安全機能に対する影響の評価結果

を表 A-3.5 に示す。

ほう酸腐食が想定され、その損傷が安全機能の喪失につながる可能性のある上蓋と、PWSCC が想定され、その損傷が安全機能の喪失につながる可能性のある溶接金属及び蓋用管台母材を個別点検対象に選定した。

想定される劣化モードのないその他の部位は、一般点検により点検を行うこととする。

### 3.7 点検手法の選定

点検対象である上部蓋鏡において想定される劣化事象は、低合金鋼のほう酸腐食である。また、溶接金属及び蓋用管台母材において、想定される経年劣化事象は、600系ニッケル合金に対するPWSCCである。

低合金鋼のほう酸腐食は、上蓋に接触する原子炉冷却材（ほう酸水）が少量であっても進展することから、保温材を取り除いて直接上蓋の地金を確認するベアメタル目視試験が適切と考えられる。

PWSCC は一次冷却水と接液する 600 系ニッケル合金、つまり蓋用管台母材と溶接金属の内面において発生することから、PWSCC の亀裂を直接確認するためには内面からの渦電流探傷検査又は超音波探傷試験が有効であるが、亀裂貫通後の初期段階で検知可能なこと、国内の 600 系ニッケル合金を使用する原子炉容器上蓋は取替を完了していることから、ベアメタル目視試験による確認が適切と考えられる。

### 3.8 点検範囲の選定

原子炉容器蓋用管台の点検範囲は、蓋用管台からの漏えいによりほう酸が析出する可能性のある上蓋の地金（外表面）の蓋用管台貫通部周辺としている。

### 3.9 点検時期の選定

上蓋の低合金鋼のほう酸腐食の進行速度は速いことから、BMV は毎回の定期検査にて実施することとしている。

表 A-3.5 原子炉容器蓋用管台の損傷による安全機能への影響評価

検討対象		安全機能	安全機能との関連	想定される劣化モード	損傷による安全機能への影響	個別点検要否*
①	上蓋 (低合金鋼)	<ul style="list-style-type: none"> <li>原子炉冷却材圧力バウンダリ</li> <li>制御棒挿入性の確保</li> </ul>	有	ほう酸腐食	溶接金属等の PWSCC により原子炉冷却材が漏えいし、低合金鋼である上蓋に接液するとほう酸腐食を生じて減肉し、バウンダリ機能を喪失する。	点検対象
②	クラッド (ステンレス鋼)		無	—	—	不要
③	溶接金属 (600 系ニッケル合金)		有	PWSCC	損傷によりバウンダリ機能が喪失するが、亀裂の方向により可能性は異なる。 ・軸方向：亀裂長さは溶接金属の範囲に限られ、漏えいは限定的であり影響は小さい ・周方向：亀裂は全周にわたって進展するため、管台抜け出しの可能性があるが、影響が大きい、発生応力は周方向であり、周方向に亀裂が発生・進展する可能性は低い。	点検対象
④	蓋用管台母材 (600 系ニッケル合金)		有	PWSCC	損傷によりバウンダリ機能が喪失するが、毎定検の BMV により、安全機能への影響は小さい。 ・軸方向：漏えいは限定的であり影響は小さい ・周方向：亀裂は全周にわたって進展するため、管台抜け出しの可能性があるが、BMV で初期の漏えいを検知すれば安全へ影響する可能性は低い。	点検対象
⑤	溶接金属 (690 系ニッケル合金)		有	—	—	不要
⑥	蓋用管台母材 (690 系ニッケル合金)		有	—	—	不要

\*：個別点検を不要とする対象は、一般点検により健全性の確認が行われる。

## 付録 B 管台異材継手部に適用する点検手法

### 1. 点検手法

管台セーフエンド異材継手部の点検に適用する非破壊試験は，構造及び周辺環境の制約を勘案して，表 B-1-1 に整理した。

### 2. きずのサイジング

非破壊試験によりきずが確認された場合のきずのサイジングには，超音波探傷試験が適用される。

超音波探傷試験にてサイジングされた亀裂の深さの定量化には，当該手法のサイジング精度が適切に考慮される。なお，亀裂長さは補足試験の結果も適宜考慮される。

また，超音波探傷試験にてきずが検出されずに，他の試験によりきずが確認された場合は，超音波探傷試験及び他の試験での検出能力に基づき，きずのサイジングが行われる。

表 B-1-1 管台セーフエンド異材継手に適用可能な非破壊検査

部位		次回点検時期を設定するための試験	ISI	応力改善法 施工前確認	その他 きず又はほう酸 析出の確認後に 適用可能な補足 試験
原子炉容器	出口／入口／ 安全注入管台 異材継手	外面又は 内面 UT	外面又は内 面 UT	内面 VT 又は ECT	—
	蓋用管台	BMV	—	—	ヘリウムリーク試験 内面 UT, ECT
蒸気発生器	出口／入口管台 異材継手	外面又は 内面 UT*	外面 UT* 及 び PT	内面 VT 又は ECT	内面 UT, PT
加圧器	スプレイ用／ サージ用／ 安全弁・逃し弁用 管台 異材継手	外面 UT	外面 UT 及 び PT	外面 UT	—

\*UT 不可の場合，内面 ECT を実施。

## 付録 C 管台セーフエンド異材継手部の亀裂進展評価

### 1. はじめに

本付録は、管台セーフエンド異材継手の点検時期設定及び亀裂が検出された場合の健全性評価を実施する際に用いる軸方向、周方向亀裂それぞれに対する SCC 亀裂進展予測評価及び疲労亀裂進展について、その評価方法をまとめたものである。

なお、管台セーフエンドは、部位やプラントにより形状のバリエーションがあるが、ここでは、原子炉容器出入口管台の代表形状にて評価を行ったものを評価例として示す。

### 2. PWSCC 亀裂進展

モックアップ供試体での応力測定結果や解析による応力評価の結果、軸方向応力に比べて周方向応力が大きいことが確認されていることから、軸方向亀裂が先行して発生すると考えられる。

しかしながら、周方向亀裂の発生を完全には否定できないことから、点検により万一、周方向亀裂が検出された場合のために、軸方向亀裂の進展評価（付録 C-1）だけでなく、周方向亀裂の進展評価（付録 C-2）についても検討する。

### 3. 疲労亀裂進展

PWSCC 亀裂発生後の亀裂進展予測については、PWSCC による進展だけでなく、疲労による進展も考えられるが、PWSCC による進展に対して疲労による進展は非常に小さいことが解析により確認されている（付録 C-3）。

## 付録 C-1 原子炉容器出入口管台の軸方向亀裂進展予測

### 1. はじめに

本付録は、600系ニッケル合金を使用している原子炉容器出入口管台に対するPWSCCによる軸方向亀裂進展挙動の評価結果についてまとめたものである。

### 2. 亀裂進展解析における評価条件

PWSCCによる軸方向亀裂の発生を想定した場合の亀裂進展解析評価については、以下の条件にて評価した。

#### (1) 亀裂進展速度

PWR一次系水中の600系ニッケル合金の亀裂進展速度については、「平成17年度Ni基合金応力腐食割れ(SCC)進展評価技術調査(定荷重試験)に関する報告書(独立行政法人原子力安全基盤機構)」の中のニッケル合金溶接金属(被覆アーク及びTIG)に対するSCC亀裂進展速度を適用した。

この中でのPWSCC亀裂進展速度は式2-1で表される。

$$\frac{da}{dt} = \exp\left[-\frac{Q}{R}\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right] \alpha \cdot K^\beta \quad (\text{式2-1})$$

$da/dt$	: 亀裂進展速度(m/s)
$Q$	: 活性化エネルギー (=215kJ/mol)
$R$	: 気体定数 (=8.314×10 <sup>-3</sup> kJ/mol·K)
$T$	: 評価温度 (K)
$T_{ref}$	: 参照温度 (K) (=598.15K=325°C)
$\alpha$	: 亀裂進展時の定数 平均線 =1.70×10 <sup>-14</sup> at325°C ばらつき2σ上限=6.73×10 <sup>-14</sup> at325°C
$K$	: 応力拡大係数 (MPa√m)
$\beta$	: 指数=2.42

式2-1は、325°Cをベースとして設定されたものであり、対象箇所の温度への換算は、PWSCC発生評価と同様にアレニウス式により実施する。

また、亀裂進展時の定数はデータ平均線を用いた場合、1.70×10<sup>-14</sup>となり、ばらつきを2σ上限まで包絡する線とした場合は、6.73×10<sup>-14</sup>となる。ここでは、国内プラントの原子炉出入口管台の温度条件を包絡する温度は約325°Cであるので、定数をそのままとした式2-2で表される亀裂進展速度にて評価した。

$$\frac{da}{dt} = \begin{cases} 1.70 \times 10^{-13} K^{2.42} & \text{平均のとき} \\ 6.73 \times 10^{-13} K^{2.42} & 2\sigma \text{のとき} \end{cases} \quad (\text{式2-2})$$

(2) 板厚内応力分布

板厚内の応力分布については、「平成16年度複雑形状部機器配管健全性実証事業に関する報告書（独立行政法人原子力安全基盤機構）」のセーフエンド部の応力拡大係数の算出法の検討に記載されている溶接部（両U開先）の周方向応力分布を用いた。この応力評価には、溶接残留応力及び耐圧試験、プラント運転中の内圧及び熱による作用応力の履歴が含まれている。亀裂進展評価に使用する板厚内の応力分布を図2-1に示す。

(3) 応力拡大係数  $K$

出入口管台セーフエンド部のPWSCCの亀裂はニッケル合金溶接金属のみを進展する。このため、亀裂は深さ方向に細長い形状になると考えられるが、通常の簡易式では亀裂の長さ( $l=2c$ )と深さ( $a$ )のアスペクト比 $a/c$ が1以上のものがない。そこで、「平成17年度複雑形状部機器配管健全性実証事業に関する報告書（独立行政法人原子力安全基盤機構）」のセーフエンド部の応力拡大係数の算出法の検討で、開発された軸方向内表面矩形亀裂の応力拡大係数の簡易式を用いた（図2-2参照）。

この簡易式では、亀裂の形状は最大溶接幅の矩形としてモデル化する。常に亀裂の長さは最大溶接幅とし、亀裂深さ方向にのみ進展するものとした。

(4) 初期亀裂サイズ

初期亀裂サイズについては、矩形亀裂の簡易式が $a/t=0.2$ からなので、初期亀裂深さ $a_0$ を15mmとした。亀裂の幅は最大溶接幅に固定とし、ここでは60mmとした。

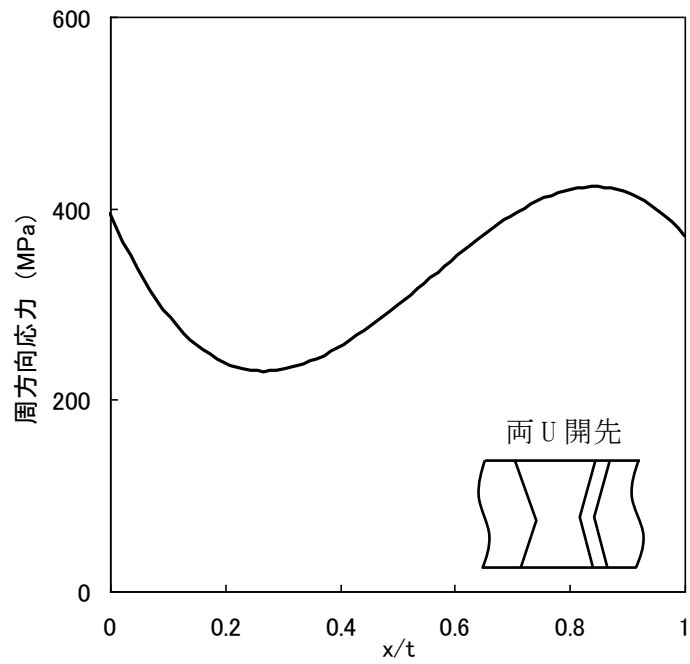


図 2-1 原子炉出入口管台のセーフエンド部（両 U 開先）の周方向応力分布

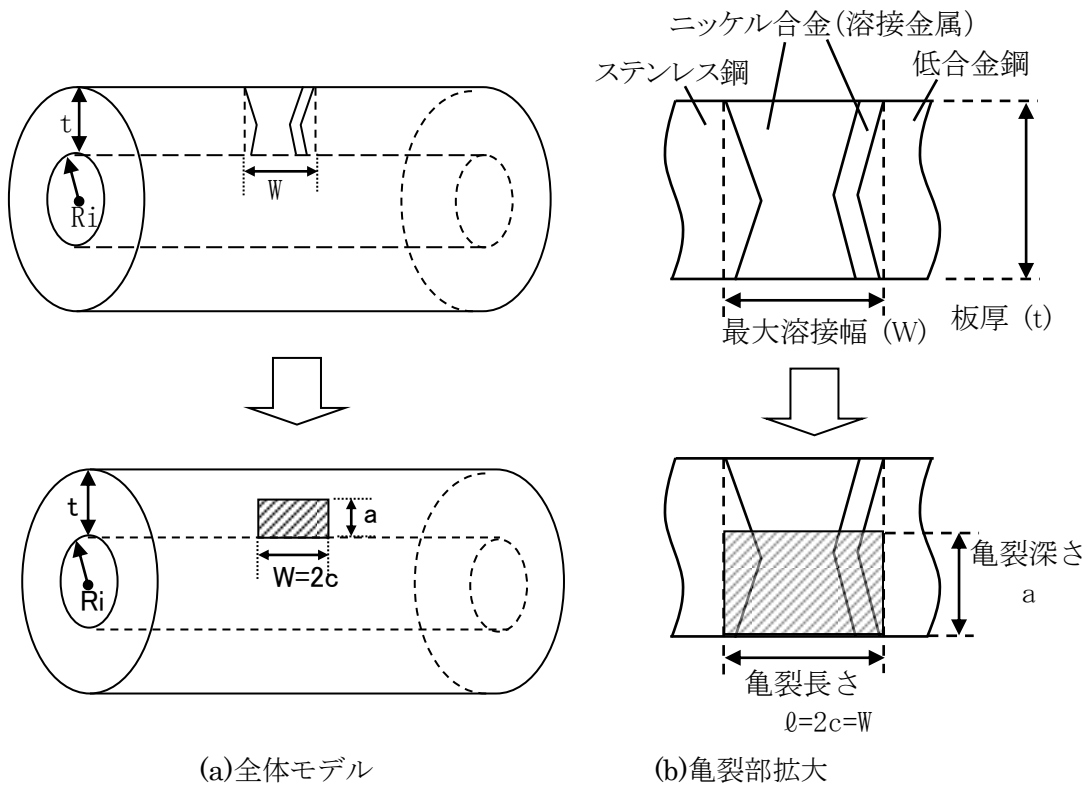
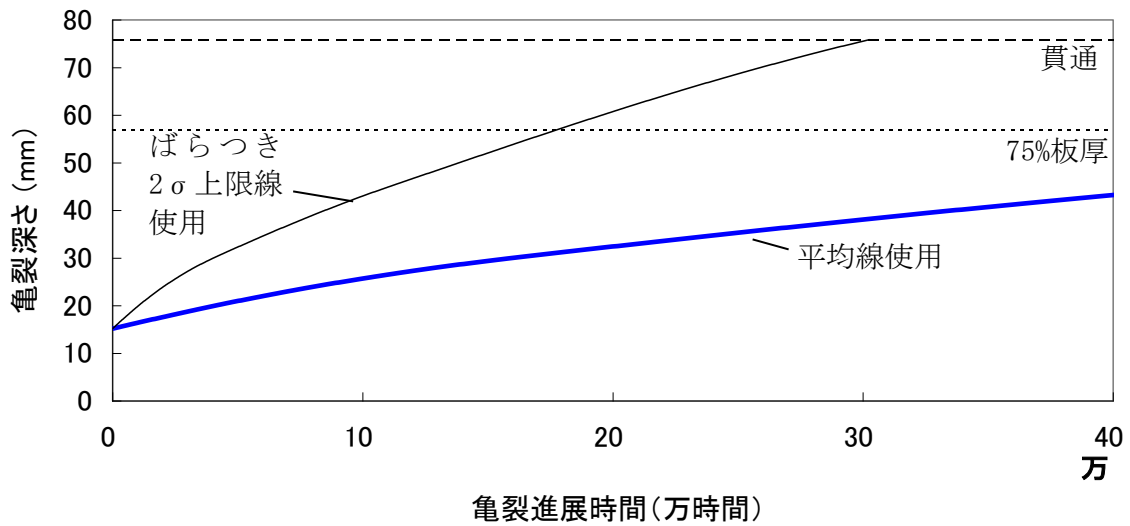


図 2-2 亀裂進展評価における想定亀裂

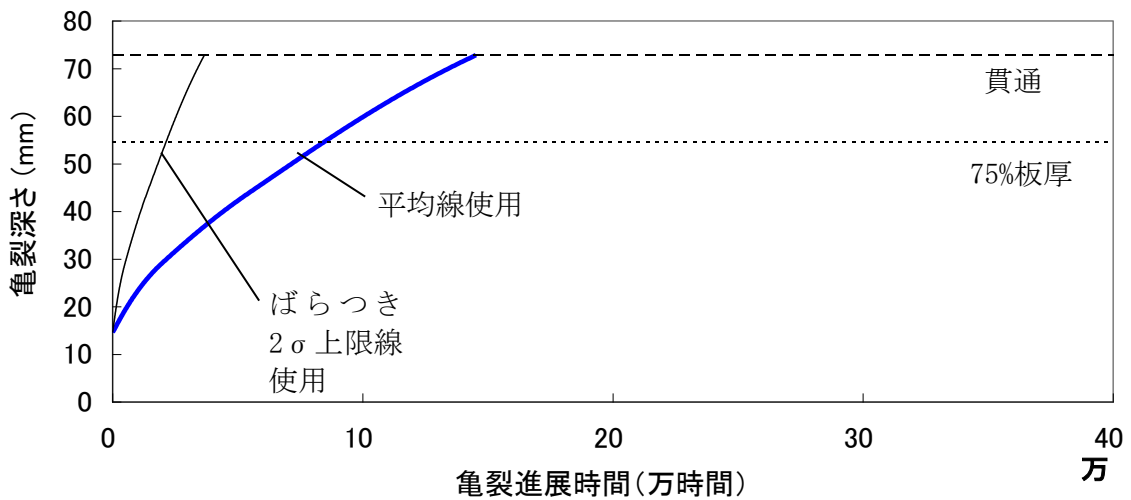
### 3. 亀裂進展評価結果

上記条件により亀裂進展評価を実施した結果を図3-1に示す。

軸方向内表面矩形の亀裂応力拡大係数の簡易式で算出して、入口管台の時には、データ平均線の亀裂進展速度としたときは、40万時間後でも75%板厚まで達せず、ばらつきの2 $\sigma$ 上限の亀裂進展速度としたときは、75%板厚まで17.5万時間、貫通まで30万時間となった。出口管台の時には、データ平均線の亀裂進展速度としたときは、75%板厚まで8.4万時間、貫通まで14.5万時間、ばらつきの2 $\sigma$ 上限の亀裂進展速度としたときは、75%板厚まで2.1万時間、貫通まで3.6万時間となった。



(a) 入口管台



(b) 出口管台

図3-1 原子炉出入口管台の亀裂進展解析結果

## 付録 C-2 原子炉容器出入口管台の周方向亀裂進展予測

### 1. はじめに

本付録は、600系ニッケル合金を使用している原子炉容器出入口管台に対するPWSCCによる周方向亀裂進展挙動の評価結果についてまとめたものである。

### 2. 亀裂進展解析における評価条件

PWSCCによる周方向亀裂の発生を想定した場合の亀裂進展解析評価については、以下の条件にて評価した。

#### (1) 亀裂進展速度

PWR一次系水中の600系ニッケル合金の亀裂進展速度については、「平成17年度Ni基合金応力腐食割れ(SCC)進展評価技術調査(定荷重試験)に関する報告書(独立行政法人原子力安全基盤機構)」の中のニッケル合金溶接金属(被覆アーク及びTIG)に対するSCC亀裂進展速度を適用した。

この中でのPWSCC亀裂進展速度は式2-1で表される。

$$\frac{da}{dt} = \exp\left[-\frac{Q}{R}\left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right] \alpha \cdot K^\beta \quad (\text{式2-1})$$

$da/dt$	: 亀裂進展速度(m/s)
$Q$	: 活性化エネルギー (=215kJ/mol)
$R$	: 気体定数 (=8.314×10 <sup>-3</sup> kJ/mol·K)
$T$	: 評価温度 (K)
$T_{ref}$	: 参照温度 (K) (=598.15K=325°C)
$\alpha$	: 亀裂進展時の定数 平均線 =1.70×10 <sup>-14</sup> at325°C ばらつき2σ上限=6.73×10 <sup>-14</sup> at325°C
$K$	: 応力拡大係数 (MPa√m)
$\beta$	: 指数=2.42

式2-1は、325°Cをベースとして設定されたものであり、対象箇所の温度への換算は、PWSCC発生評価と同様にアレニウス式により実施した。

また、亀裂進展時の定数はデータ平均線を用いた場合、1.70×10<sup>-14</sup>となり、ばらつきを2σ上限まで包絡する線とした場合は、6.73×10<sup>-14</sup>となる。ここでは、国内プラントの原子炉出入口管台の温度条件を包絡する温度は約325°Cであるので、定数をそのままとした式2-2で表される亀裂進展速度にて評価した。

$$\frac{da}{dt} = \begin{cases} 1.70 \times 10^{-13} K^{2.42} & \text{平均のとき} \\ 6.73 \times 10^{-13} K^{2.42} & 2\sigma \text{のとき} \end{cases} \quad (\text{式2-2})$$

(2) 板厚内応力分布

板厚内の応力分布については、「平成16年度複雑形状部機器配管健全性実証事業に関する報告書（独立行政法人原子力安全基盤機構）」のセーフエンド部の応力拡大係数の算出法の検討に記載されている溶接部の周方向応力分布を用いた。この応力評価には、溶接残留応力及び耐圧試験、プラント運転中の内圧及び熱による作用応力の履歴が含まれている。亀裂進展評価に使用する板厚内の応力分布を図2-1に示す。

(3) 応力拡大係数（K値）

JSME維持規格の平板表面半だ円亀裂の簡易式を用いて評価した。

(4) 初期亀裂サイズ

初期亀裂サイズについては、初期亀裂深さ $a_0$ が10mm、初期亀裂長さ $L_0$ が60mmの半だ円形状の亀裂を想定した。アスペクト比は $a_0/L_0=1/6$ とした（図2-2）。

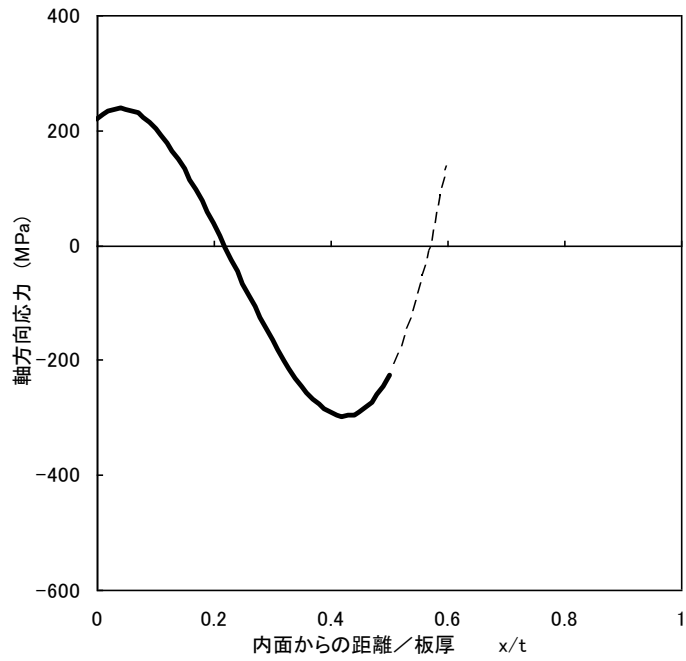
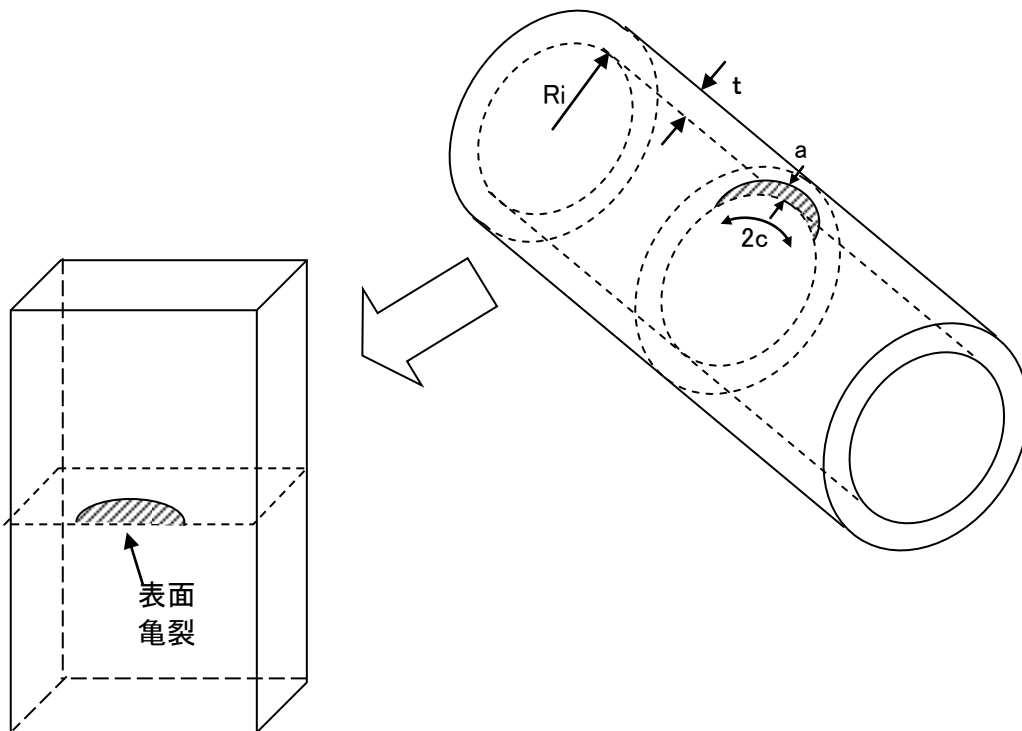


図 2-1 原子炉出入口管台のセーフエンド部の軸方向応力分布



(a)JSME 維持規格 表面半だ円亀裂

図 2-2 亀裂進展評価における想定亀裂

### 3. 亀裂進展評価結果

上記条件により亀裂進展評価を実施した結果を図3-1に示す。データ平均線の亀裂進展速度を用いて10mm深さから40万時間後には約26mm ( $a/t=0.36$ )の亀裂深さ、亀裂半角 $26^\circ$ になる。一方、ばらつき $2\sigma$ 上限の亀裂進展速度を用いた場合は、10mm深さから40万時間後には約28mm ( $a/t=0.39$ )の亀裂深さ、亀裂半角 $47^\circ$ になると評価されるが、いずれのケースも貫通には至らないと考えられる。

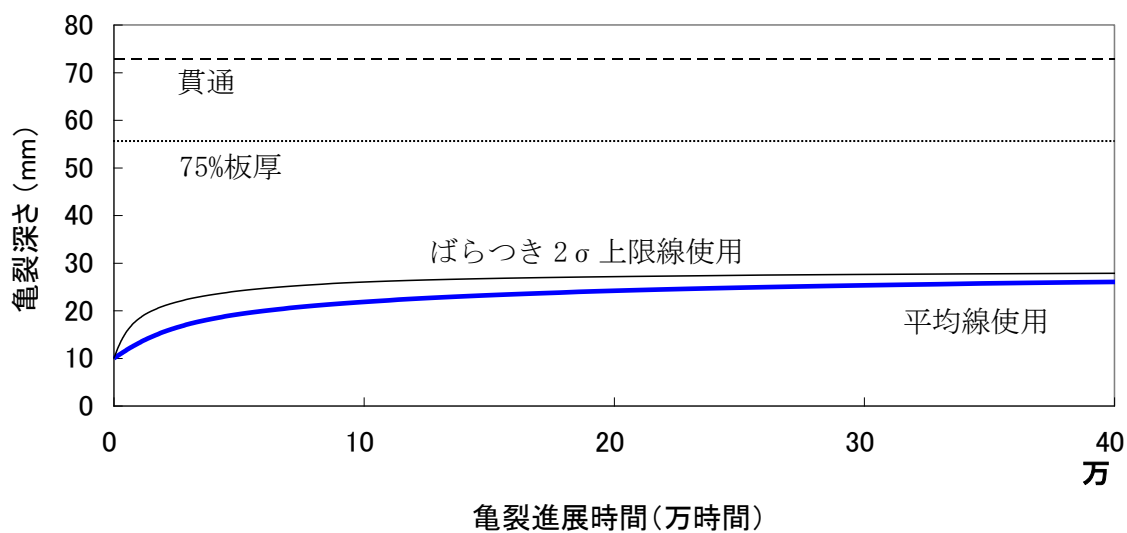


図3-1 原子炉出入口管台の周方向亀裂の亀裂進展解析結果(出口管台)

付録 C-3 原子炉容器出入口管台の疲労亀裂進展予測

1. はじめに

本付録は、600系ニッケル合金を使用している原子炉容器出入口管台に対する疲労による軸方向/周方向亀裂進展挙動の評価結果についてまとめたものである。

2. 亀裂進展解析における評価条件

(1) 亀裂進展速度

a. 600系ニッケル合金 (PWR環境中)

管台の疲労亀裂進展速度には、PWR環境中の600合金の疲労亀裂進展速度式として次式を適用した。

$$da/dN = C S_R S_{ENV} \Delta K^n$$

$$C = 4.835 \times 10^{-14} + 1.622 \times 10^{-16} T - 1.490 \times 10^{-18} T^2 + 4.355 \times 10^{-21} T^3$$

$$S_R = (1 - 0.82R)^{2.2}$$

$$S_{ENV} = 1 + A(C S_R \Delta K)^{m-1} t_r^{1-m}$$

ただし、

$da/dN$ : 疲労亀裂進展速度(m/cycle),  $A = 4.4 \times 10^{-7}$ ,  $m = 0.33$ ,  $n = 4.1$

$\Delta K$ : 応力拡大係数の範囲 (MPa√m),  $T$ : 温度(°C)

$R$ : 応力比 =  $K_{min}/K_{max}$ ,  $t_r$  = 負荷上昇時間 (30秒とする)

b. オーステナイト系ステンレス鋼

発電原子力設備規格 維持規格 JSME S NA1-2004 に示されるオーステナイト系ステンレス鋼の PWR 一次系水質環境中の疲労亀裂進展速度線図を用いて評価を実施した。

$$da/dN = 4.35 \times 10^{-13} T_c^{0.63} t_r^{0.33} \Delta K^{3.0} / (1-R)^{1.56}$$

ただし、

$da/dN$  の単位は m/cycle,  $\Delta K$ : 応力拡大係数の範囲(MPa√m),

$R < 0$  のとき,  $\Delta K = K_{max}$  とする。

$T_c$ : 温度 (°C)

$t_r$ : 負荷上昇時間 (秒) ( $t_r < 1$  の場合は  $t_r = 1$ ,  $t_r > 1000$  の場合は  $t_r = 1000$ )

$R$ : 応力比 =  $K_{min}/K_{max}$

$K_{max}, K_{min}$ : 応力拡大係数の最大, 最小

c. 低合金鋼

低合金鋼では SCC による進展は発生しないので、下部鏡については、図 4.2.1.2-1

に示す JSME 維持規格に記載の PWR 環境中のフェライト鋼の疲労亀裂進展速度式を用いることで、進展量を評価した。

$R \leq 0.25$  の場合

$$\Delta K \leq 19.48 \text{MPa}\sqrt{\text{m}} \text{ の場合 } da/dN = 1.48 \times 10^{-14} \Delta K^{5.95}$$

$$\Delta K > 19.48 \text{MPa}\sqrt{\text{m}} \text{ の場合 } da/dN = 2.13 \times 10^{-9} \Delta K^{1.95}$$

$0.25 < R \leq 0.65$  の場合

$$\Delta K_a = 19.49 \left[ \frac{3.75R + 0.06}{26.9R - 5.725} \right]^{0.25}$$

$$\Delta K \leq \Delta K_a \text{ の場合 } da/dN = 1.48 \times 10^{-14} (26.9R - 5.725) \Delta K^{5.95}$$

$$\Delta K > \Delta K_a \text{ の場合 } da/dN = 2.13 \times 10^{-9} (3.75R + 0.06) \Delta K^{1.95}$$

$0.65 < R \leq 1.0$  の場合

$$\Delta K \leq 13.23 \text{MPa}\sqrt{\text{m}} \text{ の場合 } da/dN = 1.74 \times 10^{-13} \Delta K^{5.95}$$

$$\Delta K > 13.23 \text{MPa}\sqrt{\text{m}} \text{ の場合 } da/dN = 5.33 \times 10^{-9} \Delta K^{1.95}$$

ただし、 $da/dN$ : 疲労亀裂進展速度(m/cycle),

$\Delta K$ : 応力拡大係数の振幅 (MPa $\sqrt{\text{m}}$ ),  $R$ : 応力比 =  $K_{min}/K_{max}$

## (2) 板厚内応力分布

板厚内の応力分布については、残留応力を平均応力として、起動/停止/漏えい試験での応力過渡を変動応力として、いずれの過渡も10回/年として評価した。

なお、板厚方向の応力を設定した位置は、いずれの部位の評価も溶接中心線とした。

## (3) 応力拡大係数 $K$

JSME維持規格に記載されている、板厚方向非線形応力分布の平板表面半だ円亀裂の応力拡大係数の簡易式を用いた。亀裂長さが溶接金属を超えてもそのまま同一材料として評価した。

## (4) 亀裂サイズ

軸方向亀裂は、PWSCCで得られた75%亀裂深さのときの亀裂形状とし、周方向亀裂は最終形状とした。

### 3. 亀裂進展評価結果

評価末期の亀裂形状での疲労亀裂進展量の結果を表 2-1 に示す。

PWSCC の亀裂進展量に比較すると、最も大きな亀裂形状においても疲労による亀裂進展量は小さく、これより小さい亀裂形状での疲労による亀裂進展量は小さいと予想された。

表2-1 最終亀裂形状での疲労亀裂進展量（年）

亀裂形状	亀裂サイズ		部位	深さ方向	長さ方向
	深さ	長さ		$\Delta a$	$2\Delta c$
軸方向	0.75t	60	ニッケル合金	0.0153	0.0805
			SUS	0.718	2.888
			LAS	0.111	0.369
周方向	0.38 t	94°	ニッケル合金	0.000114	0.000731
			SUS	0.00247	0.0626
			LAS	0.000151	0.00497

## 付録 D 点検時期の設定

### 1. はじめに

本付録は、クラス 1 容器の管台セーフエンド異材継手部に対する原子炉の安全機能を維持の観点で、健全性を確認するための、点検時期の設定の考え方についてまとめたものである。

### 2. 点検時期の基本的な考え方

[点検実施を設定するための基準]

クラス 1 容器の管台セーフエンド異材継手については、供用期間中検査で体積検査の要求があり、定期的な確認を行っている。

そこで、管台セーフエンド異材継手では、次回の点検時期（周期）を定めるための基準を、至近で実施した体積検査の時期とする。

[次回以降の点検実施時期]

#### 1) 亀裂が発見されなかった場合

前回点検時に亀裂が発見されなかった場合には、安全側に検出限界の深さの亀裂の存在を内表面に仮定して行う。許容基準は、破壊評価にて得た許容亀裂深さとし、維持規格におけるオーステナイト系ステンレス鋼配管の許容深さを、同様の延性材料であるニッケル合金の管台セーフエンド異材継手部にも準用し、板厚の 75% を上限とする。亀裂進展により亀裂が許容亀裂深さに至ると予測される期間の 1/2 の期間を経過後の直近の定期検査を次回点検時期として設定する。ここで、検出限界以上の深さは、適用する非破壊試験の能力(\*)ごとに定め、これを初期亀裂深さとして許容亀裂深さまでの時間を評価することとする。(図 1 参照)

次回点検にて亀裂が発見されなかった場合には、同じ間隔にて点検を継続する。

(\*)民間研究成果より設定、国プロ成果等により適切に見直すことができる。

現在の知見では、亀裂の発生及び進展はいずれも軸方向亀裂が周方向亀裂よりも先行すると考えられる。そこで、初回点検時期、及び亀裂が検出されなかった場合の次回点検時期については、軸方向亀裂の評価結果に基づき検討することとする。

ここで、亀裂進展速度式は、「平成 17 年度 Ni 基合金応力腐食割れ (SCC) 進展評価技術調査 (定荷重試験) に関する報告書 (独立行政法人 原子力安全基盤機構)」にて平均線、平均線+ばらつき  $\sigma$ 、平均線+ばらつき  $2\sigma$  の 3 種 of 速度式が設定されているが、亀裂進展予測では平均線を使用してもよい。

なお、疲労亀裂進展については付録 C-3 に示すように SCC に比べて非常に進展量が小さいため、SCC 亀裂進展のみで亀裂進展予測を実施しても、問題となることはない判断される。

## 2) 亀裂が発見された場合

前回点検により亀裂が検出された場合は、亀裂の方向、深さ、長さの情報が得られることから、それぞれに応じた、評価期間中の健全性評価（亀裂進展予測、強度評価）を行い、評価期間内で次回点検時期を設定する。許容基準は、破壊評価にて得た許容亀裂深さとし、維持規格におけるオーステナイト系ステンレス鋼配管の許容深さを、同様の延性材料であるニッケル合金の管台セーフエンド異材継手部にも準用し、板厚の75%を上限とする。JSME 維持規格のきず指示を有する機器における継続検査のプログラムの考え方を導入し、亀裂進展により亀裂が許容亀裂深さに至ると予測される評価期間の1/4の期間を経過後の直近の定期検査に次回点検時期が設定される。

ここで、亀裂進展速度式は、「平成17年度Ni基合金応力腐食割れ(SCC)進展評価技術調査(定荷重試験)に関する報告書(独立行政法人原子力安全基盤機構)」にて平均線、平均線+ばらつき $\sigma$ 、平均線+ばらつき $2\sigma$ の3種の数値式が設定されているが、亀裂が発見された場合の亀裂進展予測では、亀裂進展速度データの平均線を使用してよい。これは次回点検時期を亀裂が許容亀裂に至る評価期間の1/4の期間と設定することにより、平均線+ばらつき $2\sigma$ の亀裂進展速度での評価と同等となるため、機器の健全性確保の観点から、十分な保守性を有している。

次々回点検は平均線の速度式による評価期間の1/2の期間を経過後の直近の定期検査に設定される。また、3回目の点検は平均線の速度式による評価期間末期を点検時期として設定される。(図2参照)

なお、疲労亀裂進展については付録C-3に示すようにSCCに比べて非常に進展量が小さいため、SCC亀裂進展のみで亀裂進展予測を実施しても、問題となることはない判断される。

## 3. 点検実施時期の設定例

付録C-1の原子炉容器出口管台(両U開先)での評価例からPWSCC亀裂進展評価は以下のとおりである。

初期亀裂深さ15mmから許容亀裂深さに至るまでの期間の1/4の期間  
: 約2.1万時間経過後(原子炉容器出口管台(両U開先))

なお、発生時期や進展時間については、実験結果等から新たな知見が得られた場合、技術的に妥当と判断される場合には適宜評価の見直しが行われる。

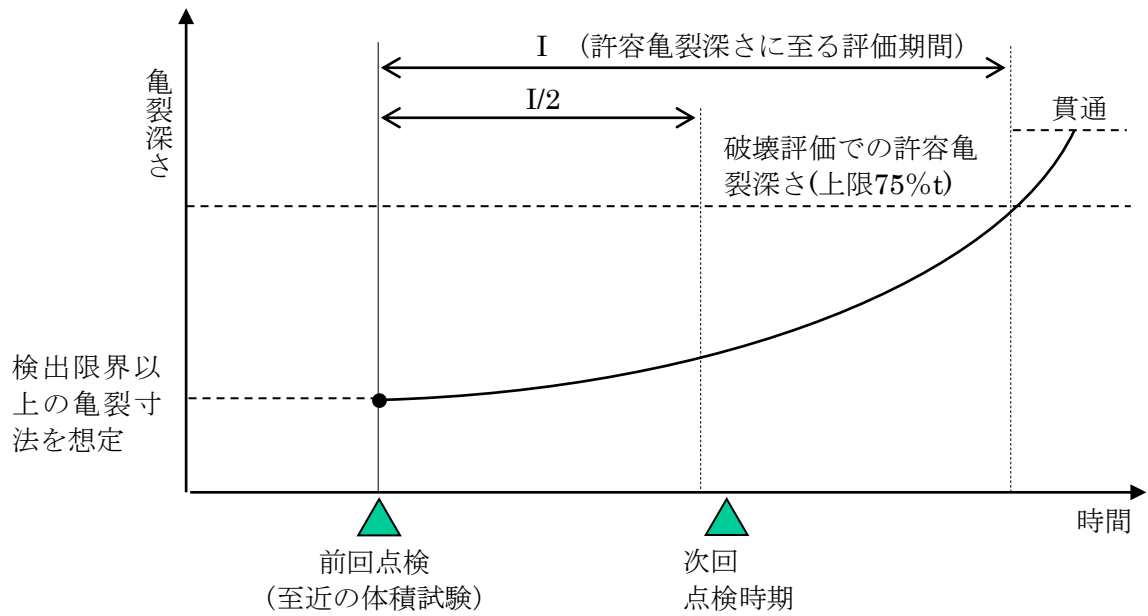


図1 次回点検時期の考え方  
(前回点検にて亀裂が発見されなかった場合)

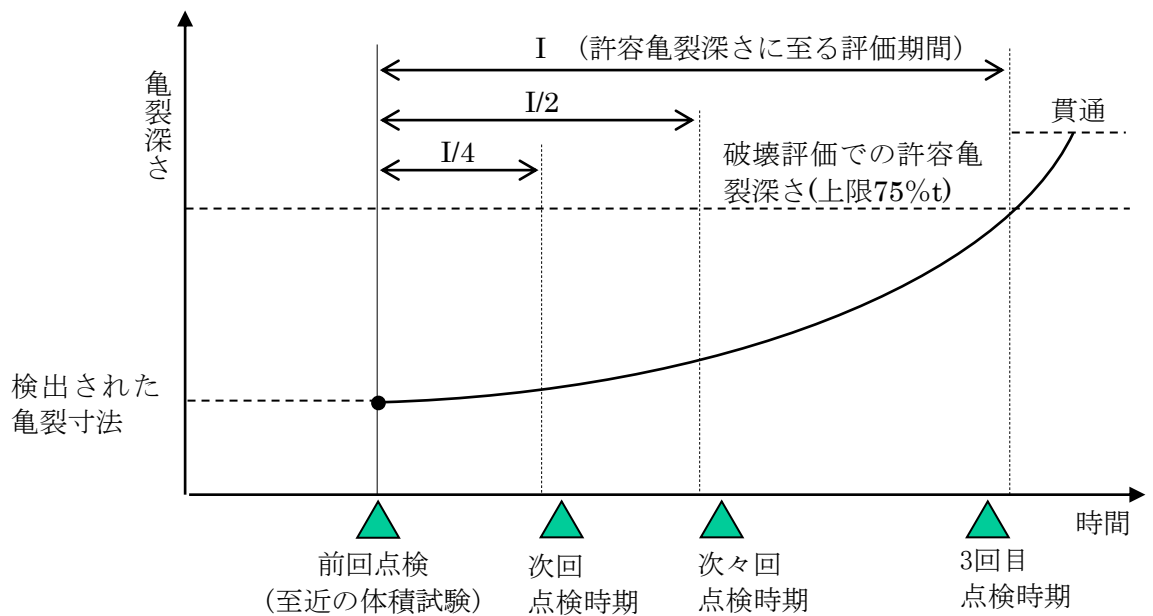


図2 次回点検時期の考え方  
(前回点検にて亀裂が発見された場合)

## 付録 E 管台セーフエンド異材継手部の破壊評価

### 1. はじめに

本付録は、クラス 1 容器の管台セーフエンド異材継手部において検出されたきずに対する強度評価について、その手法の例をまとめたものである。

### 2. 破壊評価の考え方

非破壊検査によってきずが検出された場合、日本機械学会「発電用原子力設備規格維持規格 (JSME S NA1-2012)」(以下、維持規格という。)におけるオーステナイト系ステンレス鋼管の亀裂評価の考え方が準用される。

その根拠として、維持規格の解説(整理番号 E-3)において、当該部位を配管と同様に扱うことが出来ることを示されており、材料については、オーステナイト系ステンレス鋼と同じく、靱性の高い 600 系ニッケル合金であることから、維持規格におけるオーステナイト系ステンレス鋼管の亀裂評価の考え方をを用いることで妥当であると判断した。また、破壊評価において用いられる流動応力については、オーステナイト系ステンレス鋼と同じく  $2.7S_m$  ( $S_m$ : 設計応力強さ) とすることで問題ないものと判断した。

さらに、周方向亀裂の発生を完全には否定できないことから、軸方向亀裂の破壊評価(付録 E-1)だけでなく、周方向亀裂の破壊評価(付録 E-2)についても参考として検討する。ただし、実際に周方向亀裂が検出された場合、現状のガイドラインで想定できていない要因により亀裂が発生したと考えられるため、その要因を究明したうえで、再評価が必要である。

### 3. 破壊評価手法

破壊評価手法として、維持規格の極限荷重評価法及び ASME BPV Code Sec.XI に基づく評価を実施した。なお、これらの評価手法以外でも、その妥当性を示すことができる場合には、その評価手法が用いられる。

付録 E-1 原子炉容器出入口管台の軸方向亀裂に対する破壊評価

1. はじめに

本付録は、原子炉容器出入口管台の板厚の 75%まで進展した軸方向亀裂に対する破壊評価結果についてまとめたものである。ここでは、出口管台について評価を実施した。

2. 評価

2.1 破壊評価手法

原子炉出入口管台のセーフエンド部は、オーステナイト系ステンレス配管、ニッケル合金溶接金属、低合金配管等の異材継手となっている。軸方向亀裂は、PWSCC でニッケル合金溶接金属から亀裂が発生して溶接金属内を進展し、疲労でオーステナイト系ステンレス配管、低合金配管への進展が考えられる。

しかし、異材継手での軸方向亀裂に対する強度評価手法は、まだ検討段階で維持規格には記載されていない。そこで、ここではそれぞれの材料ごとに表 2-1 に示すような手法を用いて評価を実施した。

表 2-1 破壊評価法

評価部位	材料	評価手法	備考
溶接部	ニッケル合金 溶接金属	ASME の EPFM <sup>(1)</sup> (弾塑性破壊評価法) ( $J_{Ic} > 105 \text{ kN/m}$ に適用)	$J_{Ic} > 105 \text{ kN/m}$ と仮定 (オーステナイト系ステンレス鋼の SMAW 溶接での国内 $J_{Ic} = 191 \text{ kN/m}$ at 288°C のデータあり)
配管	オーステナイト系 ステンレス配管	極限荷重法	—
管台	低合金鋼	極限荷重法	SC <sup>(2)</sup> < 0.2 を確認の上

(1)維持規格には、溶接部の評価方法として2パラメータ法があるが、この方法では破壊靱性、応力-ひずみ線図等の材料定数が必要となるため、ここでは簡便なASMEの手法で評価した。

(2)SC: フェライト鋼管の破壊評価法を選択するパラメータ。

SC < 0.2 のとき 極限荷重法, 0.2 ≤ SC < 1.8 のとき 弾塑性破壊力学評価法

2.2 評価結果

(1) 低合金鋼の SC

JSME維持規格の添付E-11破壊評価法の選択において、設定されている式を用いて、 $SC$ を算出した。

$$SC = Kr'/Sr' \quad (\text{式2-1})$$

ここで、

$$Kr' = [K^2/(E'J_{IC})]^{0.5}$$

$$Sr' = (pD/2t)/\sigma'_l$$

$$E' = E/(1-\nu^2)$$

$$\sigma'_l = S_y[(1-x)/(1-x/M_2)]$$

$$x = a/t$$

$$M_2 = 1 + (1.61/4Rt)l^2$$

$$K : \text{応力拡大係数} = 61 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}} \text{ (供用状態A及びB 内圧18.0 MPa)}$$

$$= 64 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}} \text{ (供用状態C及びD 内圧18.88 MPa)}$$

$$J_{IC} : \text{破壊靱性 (維持規格 添付E-12より)}$$

$$= 57 \text{ kN/m} \text{ (} T \geq 40^\circ\text{C} \text{)}, 31 \text{ kN/m} \text{ (} 10 \leq T < 40^\circ\text{C} \text{)}$$

$$p : \text{内圧} = 18.0 \text{ MPa} \text{ (供用状態A及びB)}, 18.88 \text{ MPa} \text{ (供用状態C及びD)}$$

$$D : \text{外径} = 882 \text{ mm}$$

$$t : \text{板厚} = 72.825 \text{ mm}$$

$$E : \text{ヤング率} = 192000 \sim 172000 \text{ MPa} \text{ (室温} \sim 350^\circ\text{C)}$$

$$\nu : \text{ポアソン比} = 0.3$$

$$S_y : \text{設計降伏点} = 345 \sim 299 \text{ MPa} \text{ (室温} \sim 350^\circ\text{C)}$$

$$a : \text{評価期間末期の亀裂深さ} = 75\%t = 54.7 \text{ mm}$$

$$l : \text{評価期間末期の亀裂長さ} = 60 \sim 178.4 \text{ mm}$$

(溶接幅を超えて進展する場合は75% $t$ 亀裂深さのときの長さ178.4mm, しないときは溶接の幅60mm)

$$R : \text{管平均半径} = 404.6 \text{ mm}$$

したがって、以下となる。

$$K_r' = 0.017 \sim 0.027 \quad S_r' = 0.33 \sim 0.58$$

$$\therefore SC = 0.029 \sim 0.082 < 0.2$$

$SC < 0.2$ となることより極限荷重法が使用できる。

## (2) 配管及び管台に対する極限荷重評価法

軸方向亀裂を有する管の許容亀裂深さは次式で表される。

$$\sigma_h = \frac{\sigma_f}{(SF)} \left[ \frac{t/a-1}{t/a-1/M_2} \right] \quad (\text{式2-2})$$

ここで、

$\sigma_h$  : 周方向応力 =  $pD/2t$   
 $\sigma_f$  : 流動応力 (実測降伏点と引張強さの平均又は2.7Sm)  
 = 310 MPa (配管) , = 496 MPa (管台)  
 (供用状態A及びB at 336.0°C, 供用状態A及びB at 340.3°C)  
 $SF$  : 安全率  
 $l_{crit}$  : 限界亀裂長さ  $l_{crit} = 1.58(Rt)^{0.5}[(\sigma_f/\sigma_h)^2 - 1]^{0.5}$   
 亀裂長さ  $l$  は  $l < l_{crit}$  である必要がある。  
 その他の変数 : 式2-1と同様。

内圧は供用状態A&Bでの最大値は18.0MPa, 供用状態C&Dでは18.88 MPaになることより, 作用応力 $\sigma_h$ は, それぞれ109MPa (供用状態A&B) , 115MPa (供用状態C&D) となる。

ここで, JSME維持規格では流動応力 $\sigma_f$ を2.7Smとして, 供用状態A&Bのときに軸方向亀裂の安全率を3としているため, 作用応力が $\sigma_h < 0.9Sm$ となり, 設計時の許容値と矛盾が生じる。そこで, ここではASME Sec. XI<sup>②</sup>の供用状態Aのときの安全率2.7を用いて, 評価を実施した。

供用状態A及びB	配管での許容亀裂深さ	$a/t \leq 0.69$
	管台での許容亀裂深さ	$a/t$ は0.75以上
供用状態C及びD	配管での許容亀裂深さ	$a/t$ は0.75以上
	管台での許容亀裂深さ	$a/t$ は0.75以上

配管では, 69%板厚以内であれば破壊は発生しない。一方, 管台では許容亀裂深さが板厚の75%以上であるので, 破壊は発生しないと考えられる。

### (3) 溶接金属での破壊評価

軸方向亀裂に対する破壊評価手法として, ASME BPV Code Section XI Appendix CにおけるEPFM(弾塑性破壊力学評価法)を用いた。ここには, 破壊靱性 $J_{Ic} \geq 105$  kN/mのときに適用できる軸方向亀裂の許容亀裂深さが表「TABLE C-6410-1, TABLE C-6410-2」に示されている。このとき, 表の縦方向, 横方向の変数として以下を算出する必要がある。

$$\text{縦方向 応力の比率} = \sigma_h / \sigma_f \quad (\text{式2-3})$$

$$\text{横方向 無次元亀裂長さ} = l / (Rt)^{0.5}$$

ただし, 変数は式2-1, 式2-2と同様である。

溶接金属の流動応力は母材の流動応力より大きくなると考えられるが, ここではニッケル合金母材の流動応力は, JSME設計・建設規格<sup>③</sup>に記載の設計応力強さ $S_m$ の2.7  $S_m$ として, 縦方向の変数を以下のように算出した。

供用状態A及びB  $\sigma_f=442 \text{ MPa at } 336.0^\circ\text{C} \quad \therefore \sigma_H/\sigma_f=0.24$

供用状態C及びD  $\sigma_f=442 \text{ MPa at } 340.3^\circ\text{C} \quad \therefore \sigma_H/\sigma_f=0.26$

一方、横方向の無次元亀裂長さ  $l/(Rt)^{0.5}$  は以下となる。

亀裂長さ  $l$  が溶接幅範囲しか進展しないとしたとき  $l/(Rt)^{0.5} = 0.42$

このとき、表より許容亀裂深さを求めると以下となった。

供用状態A&Bのとき 許容亀裂深さ  $alt=0.75$

供用状態C&Dのとき 許容亀裂深さ  $alt=0.75$

したがって、ニッケル合金溶接金属部では、亀裂長さが溶接幅を超えないとしたときには板厚の0.75までの亀裂において、破壊は発生しないと考えられる。

(参考文献)

- [1] 発電用原子力設備規格 維持規格 JSME S NA1-2004, 日本機械学会
- [2] ASME Boiler and Pressure Vessel Code Section XI
- [3] 発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NC1-2005, 日本機械学会

付録 E-2 原子炉容器出入口管台の周方向亀裂に対する破壊評価

1. はじめに

軸方向の残留応力に圧縮があるために、周方向亀裂は板厚の途中で進展を停止すると考えられるが、ここでは原子炉容器出入口管台の板厚の 75%まで進展したものととして、破壊評価をまとめたものである。なお、応力が大きく板厚の薄い出口管台について評価を実施する。

2. 評価

PWSCC による周方向亀裂は、ニッケル合金溶接金属内を進展すると考えられる。

しかし、ニッケル合金溶接金属の周方向亀裂に対する破壊評価手法は、まだ検討段階で JSME 維持規格<sup>[1]</sup>には記載されていない。そこで、強度特性は JSME 維持規格の要求を満足し、また、破壊靱性がオーステナイト系ステンレス鋼と同様に高いことから、JSME 維持規格のフェライト量 20%未満の casting オーステナイトステンレス鋼管に対する弾塑性破壊力学評価法を適用する<sup>[1]</sup>。

周方向亀裂に対する弾塑性破壊力学法では、溶接種類に応じて Z 係数を用いて評価を行う。

$$P_b' = \frac{2\sigma_f}{\pi} \left( 2 \sin \beta - \frac{a}{t} \sin \theta \right)$$

$$P_b'' = Z \left( (SF)(P_m + P_b) + P_e \right) - P_m \quad (\text{式2-1})$$

$$\beta = \frac{1}{2} \left( \pi - \frac{a}{t} \theta - \pi \frac{P_m}{\sigma_f} \right)$$

ただし、

- $P_b'$  : 亀裂形状で表した塑性崩壊応力
- $\beta$  : 中立角
- $P_b''$  :  $SF$ ,  $Z$ と負荷応力で表された配管への負荷が予想される曲げ応力
- $\sigma_f$  : 実測の流動応力 =  $2.7S_m = 442 \text{ MPa at } 325 \sim 350^\circ\text{C}$
- $a$  : 評価期間末期の亀裂深さ =  $0.75t$
- $t$  : 板厚 =  $72.83 \text{ mm}$
- $\theta$  : 周方向亀裂半長に対応する角度 (亀裂角度)  $\leq 30^\circ$  (最大角度)
- $P_m$  : 一次一般膜応力
- $P_b$  : 一次曲げ応力
- $P_e$  : 熱膨脹応力
- $SF$  : 安全率 =  $2.77$  (供用状態A及びB) , =  $1.39$  (供用状態C及びD)
- $Z$  : フェライト量20%未満の casting オーステナイトステンレス鋼管の

$$Z\text{係数} = 0.292 \cdot \log\{(OD)/25\} + 0.986 = 1.413$$

$OD$  : 呼び径 (A)

軸方向の負荷応力は次である。

$$\begin{aligned} \text{供用状態A及びB} & P_m=41.4 \text{ MPa}, P_b=12.7 \text{ MPa}, P_e=98.5 \text{ MPa} \\ \text{供用状態C及びD} & P_m=98.2 \text{ MPa}, P_b=44.8 \text{ MPa}, P_e=98.5 \text{ MPa} \end{aligned}$$

これらより、亀裂深さが75%板厚での $P_b'$ 、 $P_b''$ は次となる。

$$\begin{aligned} \text{供用状態A及びBのとき} & P_b''=309.6 \text{ MPa} < P_b' = 425.2 \text{ MPa} \\ \text{供用状態C及びDのとき} & P_b''=321.9 \text{ MPa} < P_b' = 376.5 \text{ MPa} \end{aligned}$$

したがって、ニッケル合金溶接金属も周方向亀裂では、板厚の75%の亀裂深さにおいて、負荷応力から算出される $P_b''$ が許容曲げ応力 $P_b'$ より小さく、破壊が発生しないことが確認できた。

なお、JSME維持規格では周方向亀裂に亀裂角度 $2\theta \leq 60^\circ$ の制限がある。亀裂進展解析で、亀裂進展速度のばらつき上限 $2\sigma$ のときには、亀裂深さ $a/t=0.38$ 、亀裂半角 $\theta=47^\circ$ となると予想されるが、このときの亀裂形状において式2-1の負荷応力 $P_b''$ は許容応力 $P_b'$ に対して $P_b'' < P_b'$ となり、負荷応力は許容応力を満足することから破壊は発生しないと評価される。

(参考文献)

- [1] 発電用原子力設備規格 維持規格 JSME S NA1-2004, 日本機械学会
- [2] 発電用原子力設備規格 設計・建設規格 JSME S NC1-2005, 日本機械学会

## 付録 F 点検結果に基づく点検時期の見直し

### 1. はじめに

本付録は、亀裂進展予測結果に比べ、亀裂が早く進展することが点検により確認された場合の、点検時期の見直しの考え方についてまとめたものである。

### 2. 亀裂進展予測評価と実機事象が異なる場合の対応

亀裂進展予測結果と、実機における点検結果が一致しない場合は、予測評価における評価条件と実機条件が異なることが要因となると考えられる。具体的には、評価条件において、材料特性等によるばらつき等が考えられる。

次回点検の結果、亀裂進展予測よりも早く進展していることが確認された場合には、次回点検時の亀裂寸法を基準に亀裂が許容亀裂深さに至ると予測される期間を再評価し、次々回の点検時期を見直す（図 1 参照）。ただし、亀裂進展速度データは国プロ NiSCC にて平均線、平均線+ばらつき  $\sigma$ 、平均線+ばらつき  $2\sigma$  の 3 種の速度式が設定されているが、再評価を行なう際には、点検間隔を評価期間の 1/4 とすることで保守性を確保されていることから、平均線を使用してよい。

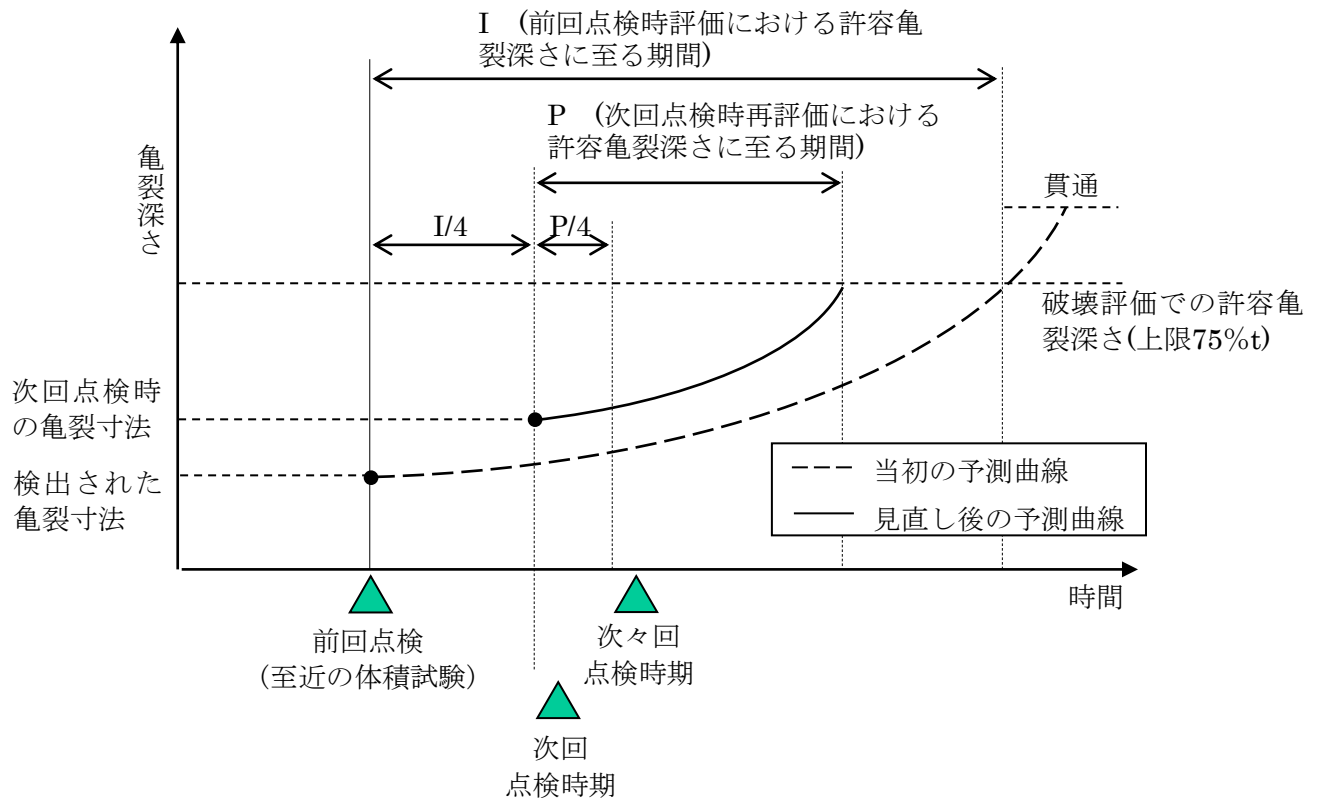


図1 点検結果に基づく亀裂進展予測の修正

## 付録 G 管台セーフエンド異材継手部の保全技術

### 1. はじめに

本付録は、クラス 1 容器の管台セーフエンド異材継手部の PWSCC による亀裂の発生を抑制するための保全技術、及び PWSCC による亀裂からの漏えいを抑制するための保全技術の例をまとめたものである。

### 2. 保全技術

#### (1) スプールピース取替工法

管台セーフエンド異材継手部を除去し、新たなセーフエンド（スプールピース）に取り替える工法であり、亀裂が発生した場合の補修、又は予防保全として適用される。取り替え後の異材継手部は、耐 PWSCC 性に優れた 690 系ニッケル合金が使用される（図 1）。スプールピース取替工法は、亀裂の位置、サイズ、漏えいの有無によらず適用される工法である。

スプールピース取替により、SCC 発生因子の一つである 600 系ニッケル合金が除去されることから、施工以降の個別点検は不要とし、一般点検により健全性が確認される。

#### (2) クラディング工法／INLAY 工法

管台セーフエンド異材継手部の内表面を切削除去し、耐 PWSCC 性に優れた 690 系ニッケル合金溶接金属をクラッド溶接若しくは肉盛溶接する工法であり、亀裂が発生した場合の補修、又は予防保全として適用される。（図 2）。

クラディング、INLAY の施工により、SCC 発生因子である 600 系ニッケル合金が除去されることから、施工以降の個別点検は不要とし、一般点検により健全性が確認される。

#### (3) 内面切削補修工法

管台セーフエンド異材継手部に亀裂が発見された場合、亀裂を含む内表面を切削により除去する工法である（図 3）。

内面切削後は、ウォータジェットピーニング等の応力緩和策を施工することで、SCC の発生因子の一つである応力が低減されることから、施工以降の個別点検は不要とし、一般点検により健全性が確認される。

#### (4) ウォータジェットピーニング（WJP）

ウォータジェットピーニングは、材料内面の高応力部位に対してキャビテーション気泡消滅の際に発生する衝撃圧により施工対象面に塑性ひずみを付与することにより

残留応力場を圧縮応力場に改善することにより、PWSCCによる亀裂の発生を抑制するものである(図4)。ウォータジェットピーニングの施工に当たっては、施工対象面に割れ等のきずがないことを確認しておく必要がある。

ウォータジェットピーニングについては、予防保全工法ガイドライン[ピーニング]に基づき、実機施工を行ってよい。

ウォータジェットピーニングの施工により、SCCの発生因子の一つである応力が低減されることから、施工以降の個別点検は不要とし、一般点検により健全性が確認される。

#### (5) レーザピーニング (LP)

レーザピーニングは、材料内面の高応力部位に対してパルス発振のレーザを照射し、アブレーション作用による高圧プラズマの衝撃圧力により施工対象面に塑性ひずみを付与することにより残留応力場を圧縮応力場に改善することにより、PWSCCによる亀裂の発生を抑制するものである(図5)。レーザピーニングの施工に当たっては、施工対象面に割れ等のきずがないことを確認しておく必要がある。

レーザピーニングについては、予防保全工法ガイドライン[ピーニング]に基づき、実機施工を行うことができる。

レーザピーニングの施工により、SCCの発生因子の一つである応力が低減されることから、施工以降の個別点検は不要とし、一般点検により健全性を確認する。

#### (6) 超音波ショットピーニング (USP)

超音波ショットピーニングは、材料内面の高応力部位に対し、ピエゾ素子の超音波振動を利用して運動エネルギーを与えたショット材を衝突させることで、施工対象面に塑性ひずみを付与することにより残留応力場を圧縮応力場に改善することにより、PWSCCによる亀裂の発生を抑制するものである(図6)。超音波ショットピーニングの施工に当たっては、施工対象面に割れ等のきずがないことを確認しておく必要がある。

超音波ショットピーニングについては、予防保全工法ガイドライン[ピーニング]に基づき、実機施工を行うことができる。

超音波ショットピーニングの施工により、SCCの発生因子の一つである応力が低減されることから、施工以降の個別点検は不要とし、一般点検により健全性が確認される。

#### (7) レーザ外面照射応力改善工法 (L-SIP)

レーザ外面照射応力改善工法は、配管又は管台の外面をレーザにより急速に加熱することにより、板厚の内外面に温度差を生じさせ、その際発生する塑性ひずみを利用

して、内面の残留応力場を圧縮応力場に改善することにより、PWSCC による亀裂の発生を抑制するものである（図 7）。

レーザ外面照射応力改善工法の施工に当たっては、施工対象面に割れ等のきずがないことを確認しておく必要がある。

レーザ外面照射応力改善工法については、予防保全工法ガイドライン [外面からの入熱による応力改善方法] に基づき、実機施工を行うことができる。

レーザ外面照射応力改善工法の施工により、SCC の発生因子の一つである応力が低減されることから、施工以降の個別点検は不要とし、一般点検により健全性が確認される。

#### (8) 原子炉容器上蓋取替

原子炉容器上蓋の管台母材及び上蓋と管台の J 溶接部の材料に、耐 PWSCC 性に優れた 690 系ニッケル合金を使用した上蓋に取替えることで、SCC の発生因子の一つである 600 系ニッケル合金が除去されることから、個別点検は不要とし、一般点検により健全性が確認される。

#### (9) MSIP

管台異材継手部の配管側を、外面から荷重をかけて圧縮・変形させる。異材継手部周辺には配管の内側に向かって曲げの塑性変形が生じ、異材継手部内面は圧縮応力となり、応力腐食割れの発生を抑制する。米国で実績のある工法である。

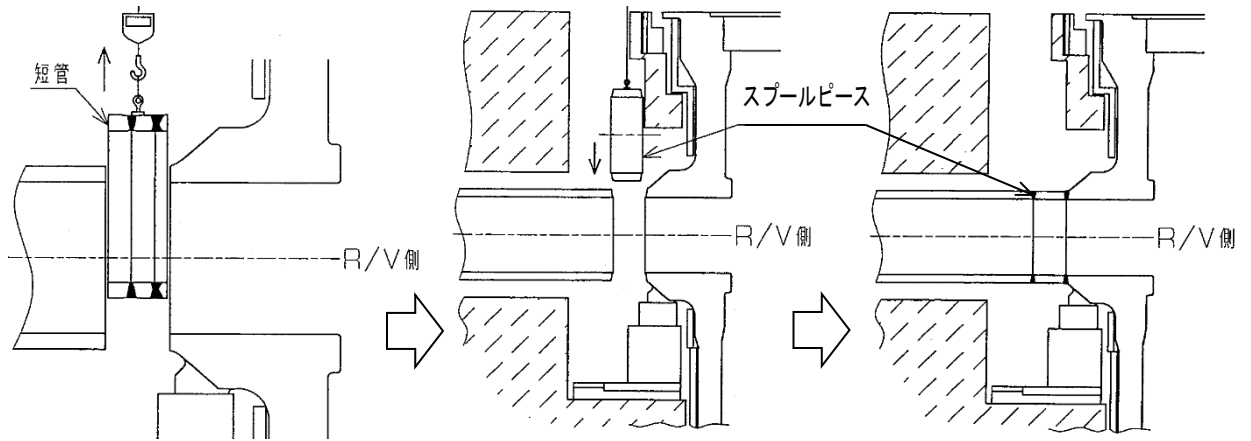


図1 スプールピース取替の概要  
(原子炉容器出口管台の例)

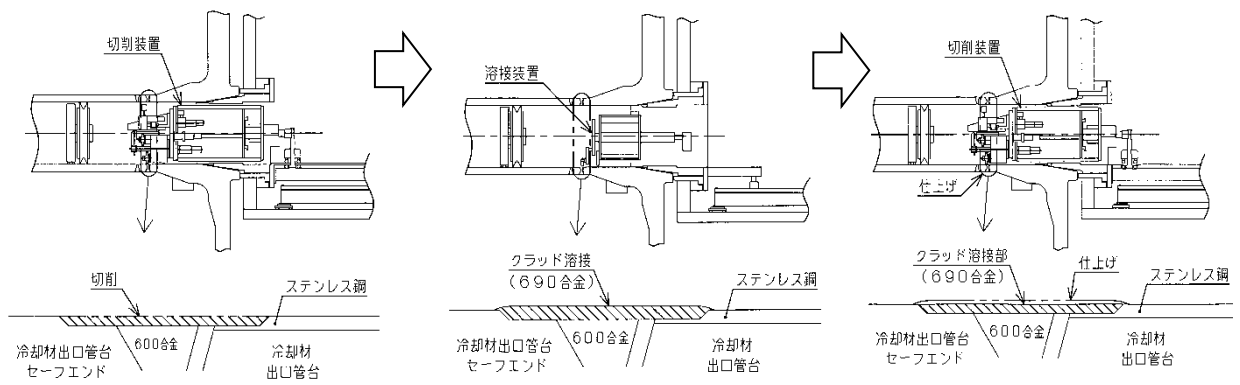


図2 クラディングの概要  
(原子炉容器出口管台の例)

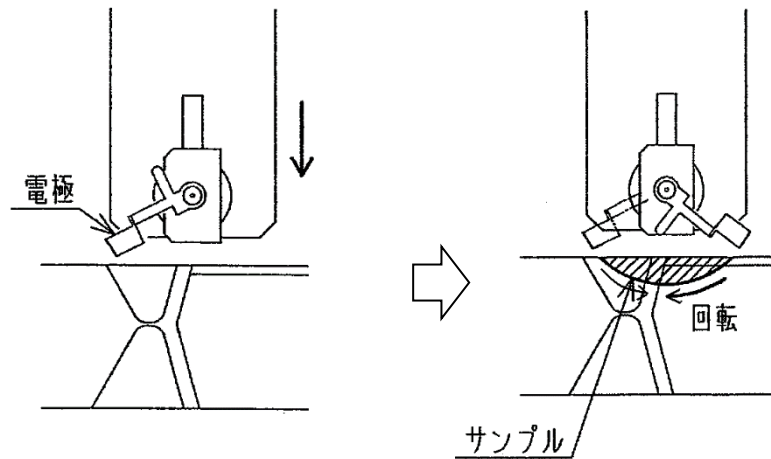


図3 内面切削補修の概要

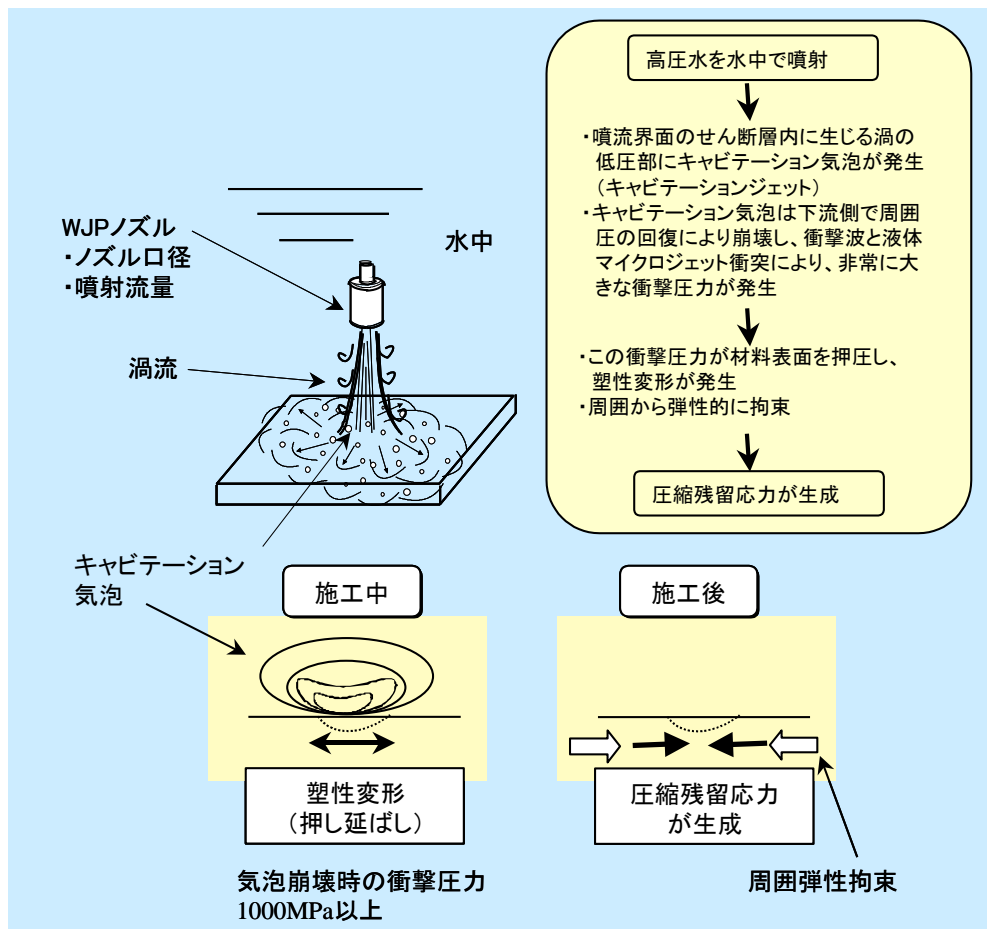


図4 ウォータジェットピーニング概念

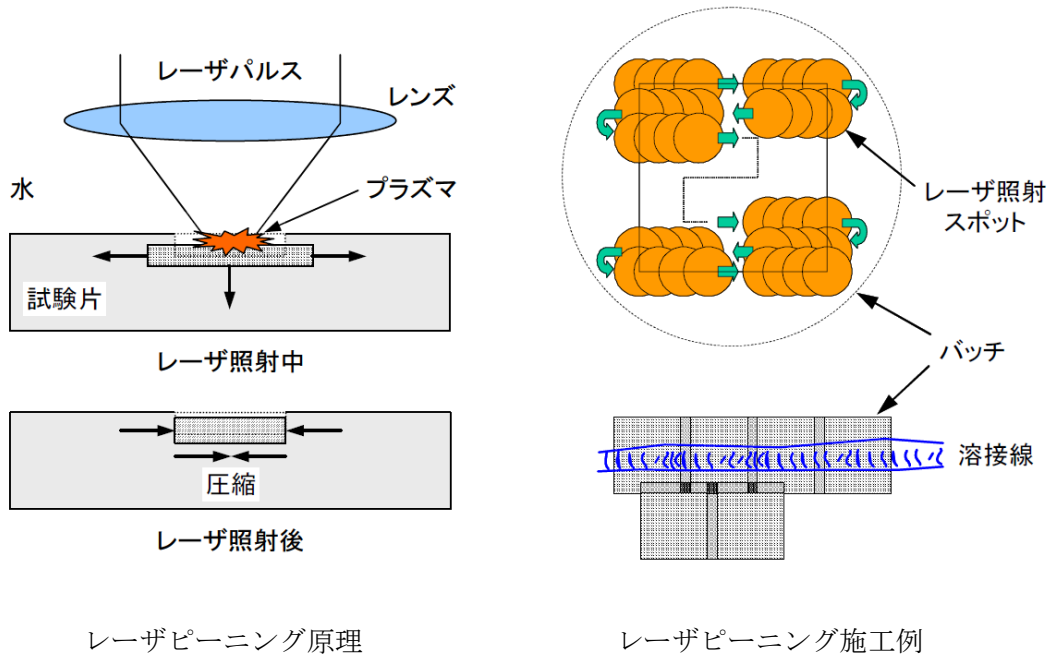


図5 レーザピーニング概念

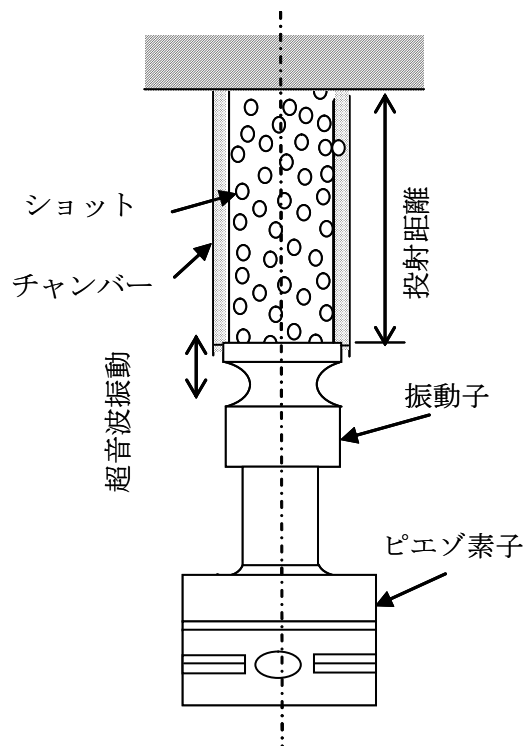


図6 超音波ショットピーニング概念

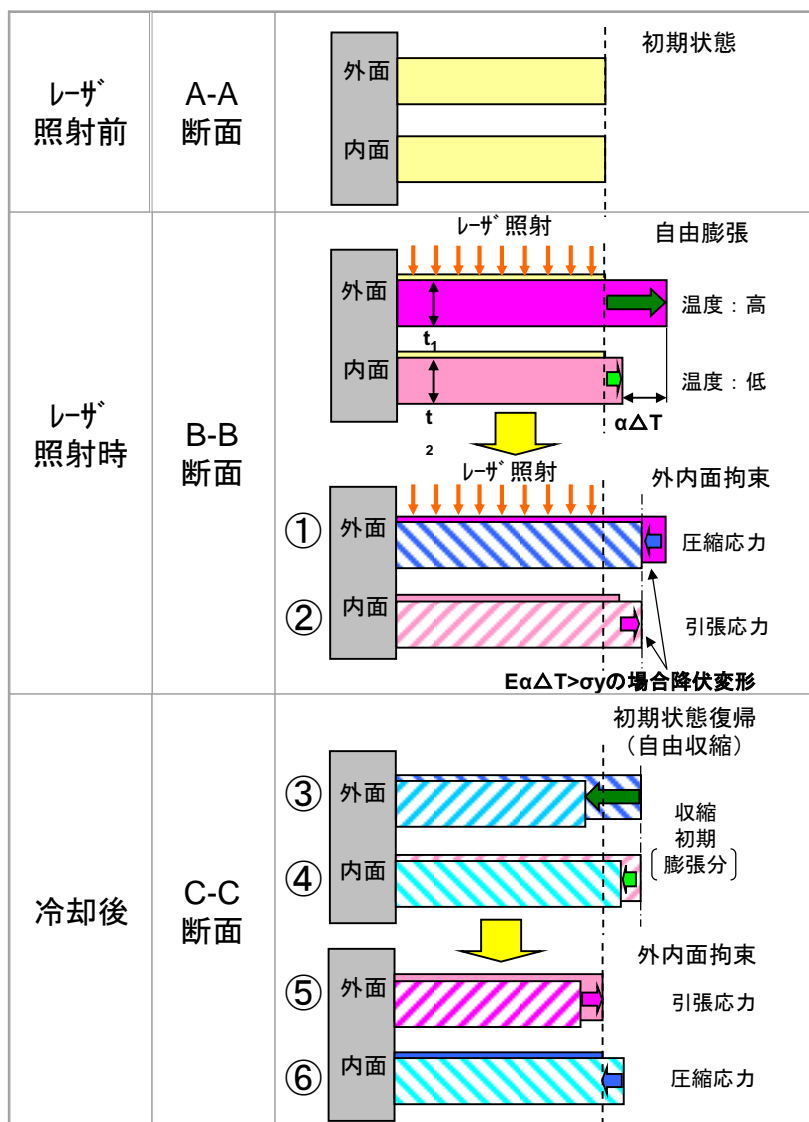
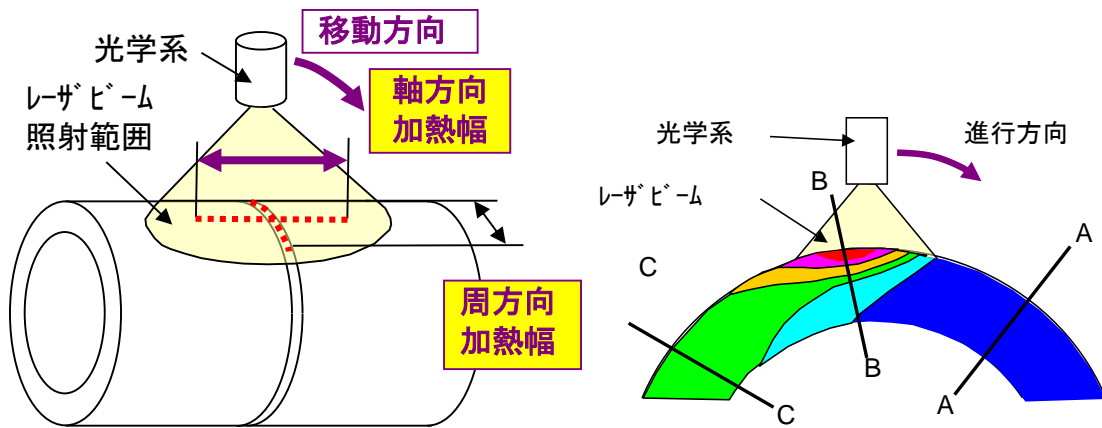


図7 レーザ外面照射応力改善工法概念

## 付録 H 管台異材継手部の主要な PWSCC 事例

### 1. はじめに

本付録は、クラス 1 容器の管台異材継手部の PWSCC による亀裂の発生事例を示す。対象は、国内については全事例、海外については国内の保全に影響を与えた主要な事例とする。

### 2. 主要な PWSCC 事例

#### (1) 国内事例

部位	時期	プラント	概要	添付
RV 上蓋	2004	大飯 3	上蓋管台貫通部からの漏えい（ほう酸析出）を確認 管台 J 溶接部の PWSCC が原因と推定	国-1
RV 入口	2004	伊方 1	応力改善工事の施工前 PT で、きず指示を検出 補修溶接による局所的な高残留応力を原因とした PWSCC が原因と推定	国-2
	2005	伊方 2	同上	—
RV 出口	2008	大飯 3	応力改善工事の施工前 ECT で、きず指示を検出 製造時の機械加工による高残留応力を原因とした PWSCC が原因と推定	国-3
	2011	泊 1	応力改善工事の施工前 ECT で、きず指示を検出 製造時のグラインダ仕上げによる高残留応力を原因 とした PWSCC が原因と推定	国-4
SG 入口	2007	美浜 2	応力改善工事の施工前 ECT で、きず指示を検出 製造時の機械加工又はグラインダによる高残留応力 を原因とした PWSCC が原因と推定	国-5
	2007	敦賀 2	同上	国-6
	2007	高浜 2	同上	—
	2007	玄海 1	同上	—
	2007	高浜 3	同上	—
	2008	泊 2	同上	—
	2008	高浜 4	同上	—
	2008	川内 2	材料改善工事（INLAY）の施工前 ECT で、きず指 示を検出 他プラントと同様に製造時の機械加工又はグライ ンダによる高残留応力を原因とした PWSCC が原因と 推定	—
加圧器	2003	敦賀 2	加圧器逃し弁用管台溶接部からの漏えい（ほう酸析 出）を確認 製造時の補修溶接により内面に引張りの残留応力が 生じ、それを原因に PWSCC が発生したと推定	国-7

## (2) 海外事例

部位	時期	国	プラント	炉メーカー	備考	添付
RV 上蓋	1991	仏	Bugey3	FRAM	上蓋管台では初の SCC 事例 国内の上蓋でも同様の懸念があり、国内へ水平展開した	海-1
	1994	米	D.C.Cook2	WH	管台の SCC 事例	—
	2000	米	Oconee1	B&W	管台溶接部及び TC 管台の SCC 事例	—
	2001	米	Oconee3	B&W	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2001	米	Arkansas 1	B&W	管台の SCC 事例	—
	2001	米	Oconee2	B&W	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2001	米	Crystal River3	B&W	管台の SCC 事例	—
	2001	米	TMI1	B&W	管台の SCC 事例	—
	2001	米	Oconee3	B&W	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2001	米	Surry1	WH	管台溶接部の SCC 事例	—
	2001	米	North Anna2	WH	管台溶接部の SCC 事例	—
	2002	米	North Anna2	WH	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2002	米	Davis-Besse	B&W	管台の SCC 事例 漏えい後のほう酸腐食による重大事象に発展したことから国内へ水平展開	海-2
	2002	米	Oconee1	B&W	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2002	米	Arkansas 1	B&W	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2003	米	North Anna1	WH	管台の SCC 事例	—
	2003	米	D.C.Cook2	WH	管台の SCC 事例	—
	2003	米	Oconee 3	B&W	管台の SCC 事例	—
	2003	米	Oconee 1	B&W	管台及びTC管台の SCC 事例	—
	2007	米	Byron 2	WH	T-Cold 条件の上蓋での管台 SCC 事例 溶接欠陥が起点	—
	2010	米	Davis Besse	B&W	管台の SCC 事例	—
	2011	米	Byron 1	WH	T-Cold 条件の上蓋での管台 SCC 事例	—
	2012	米	Braidwood	WH	T-Cold 条件の上蓋での管台 SCC 事例	—

部位	時期	国	プラント	炉メーカー	備考	添付
RV 上蓋	2018	米	Beaver Valley 2	WH	管台の SCC 事例	—
	2018	米	Shearon Harris1	WH	管台の SCC 事例	—
	2018	米	Palisades	CE	管台の SCC 事例	—
	2018	米	Indian Point 2	WH	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2020	米	Beaver Valley 2	WH	管台の SCC 事例	—
	2020	米	Palisades	CE	管台の SCC 事例	—
	2021	米	Beaver Valley 2	WH	管台の SCC 事例	—
	2021	米	ANO-2	CE	管台の SCC 事例	—
	2021	米	Catawaba2	WH	管台及び管台溶接部の SCC 事例	—
	2023	米	Beaver Valley 2	WH	空気抜管の SCC 事例	—
	2023	米	Byron2	WH	管台の SCC 事例	—
原子炉容器出入口管台	1999	スウェーデン	Ringhals3	WH	出口管台異材継手部の PWSCC 事象 同時期の V.C.Summer の事象とともに国内へ展開	—
	2000	スウェーデン	Ringhals4	WH	同上	—
	2000	米	V.C.Summer	WH	出口管台異材継手部の PWSCC が貫通、漏えいに至った事象 原子炉容器出入口管台は応力条件から PWSCC 発生の可能性は低いと評価されていたが、本事象を受けて国内の点検、予防保全計画へ水平展開された	海-3
蒸気発生器出入口管台	2012	米	North Anna 1	WH	異材継手部補修のための研削中に、未貫通の PWSCC が表層に出て漏えい発生 国内では 2007 年から蒸気発生器入口管台の PWSCC を経験しており、既に予防保全又は補修を実施済のため、水平展開不要	—

部位	時期	国	プラント	炉メーカー	備考	添付
加圧器管台	2005	米	D.C.Cook1	WH	安全弁用管台の PWSCC 事例 国内では 2003 年の敦賀 2 号の逃し弁用管台の漏えい事象を受けて対応を進めており、水平展開不要	—
	2006	米	Calvert Cliffs1	CE	サージ用、逃し弁用管台で軸、周方向の PWSCC 検出	—
	2006	米	Wolf Creek	WH	サージ用、逃し弁用、安全弁用の 3 管台で PWSCC 検出 サージ用では破断の可能性を有する広範囲の周方向きずを検出し、国内の保全を加速	海-4
一次冷却材管計装管台 <sup>†</sup> (ホットレグ)	1993	米	Palisades 1	CE	逃し弁接続部の PWSCC 事例 国内では設計が異なり、当該部位がないこと、PWSCC 事例としては Bugey3 の事例を受けて国内水平展開中であったことから、水平展開なし	—
	1995	米	San Onofre 3	CE	計装管台の PWSCC 事例 国内では設計が異なり、当該部位がないこと、PWSCC 事例としては Bugey3 の事例を受けて国内水平展開中であったことから、水平展開なし	—
	1995	米	St. Lucie 2	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	1997	米	San Onofre 3	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	1997	米	San Onofre 3	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	1998	米	San Onofre 2	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	1999	米	Waterford 3	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	1999	米	Palo Verde 1	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	2000	米	ANO 2	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	2001	米	Palo Verde 1	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	2001	米	St. Lucie 1	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	2001	米	Palo Verde 3	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	2003	米	Palo Verde 3	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	2003	米	Waterford 3	CE	計装管台の PWSCC 事例	—
	2003	米	TMI1	B&W	計装管台の PWSCC 事例	—
2006	米	Calvert Cliffs1	CE	計装管台の PWSCC 事例	—	

部位	時期	国	プラント	炉メーカー	備考	添付
一次冷却材管計装管台 <sup>†</sup> (コールドレグ)	2015	米	Palo Verde 3	CE	計装管台の PWSCC 事例 国内では設計が異なり、当該部位がないこと、T-Cold の PWSCC 事象に対する点検は、別途炉内計装筒 (BMI) ガイドラインに国内では展開済であることから、水平展開なし	—
	2016	米	Palo Verde 1	CE	計装管台の PWSCC 事例	—

<sup>†</sup> : クラス 1 配管

出典 : NRC 「A SURVEY OF WORLDWIDE EXPERIENCE WITH THE CRACKING SUSCEPTIBILITY OF ALLOY 600 AND ASSOCIATED WELDS」

添付番号	国 1
発生年	2004年5月5日
プラント	大飯発電所3号
部位	原子炉容器上蓋
<b>事象発生状況</b>	
<p>定期検査を実施中、国内外 PWR プラントにおいて応力腐食割れが発生した事例に鑑み、原子炉容器上蓋の管台 70 箇所の外観目視点検準備を行っていたところ、制御棒駆動装置取付管台 1 箇所 (No. 47) の付け根付近にほう酸析出を確認し、当該部のみに析出していたことから、管台からの漏えいと判断した。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>ほう酸析出が認められた No. 47 管台について、漏えい原因の調査を実施した。</p> <p>(1) 漏えい箇所調査</p> <p>以下の調査の結果、最終的に He リークテストで管台部からの漏えいと確認された。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a. 渦電流探傷検査 (ECT)</li> <li>b. 超音波探傷検査 (UT)</li> <li>c. 浸透探傷検査 (PT)</li> <li>d. He リークテスト</li> </ul> <p>(2) 割れに関する調査</p> <p>J 溶接部にて約 0.5 mm 表面手入れ後にスンプ観察を実施した結果、溶接金属のデンドライト境界に沿って直線状に半径方向の割れが認められた。割れは、溶接金属のデンドライト境界に沿った割れが長くなるとともに、枝分かれているのが認められた。割れ部の表面状態を確認した結果、グラインダ痕と推定される周方向の擦りきずのみが認められ、バフ仕上げ痕が認められなかった。モックアップ試験では、グラインダ施工部では極表面部の引張り残留応力が約 770MPa となる事が確認されており、当該部には高い引張り残留応力が存在したと推測される。</p>	
<b>推定原因</b>	
<p>製作当時、No. 47 管台 J 溶接部の 270° 付近では、バフ仕上げがされていなかったと推定されるため、表面に引張り残留応力が生じていた可能性があり、一次冷却材に接液したことで PWSCC による割れが発生し、その後、PWSCC による割れが進展し貫通に至ったと推定される。</p>	
<b>処置</b>	
<p>J 溶接部の補修には、表面の割れを 690 系ニッケル合金にて封止し、一次冷却材の漏えいを防止するとともに、PWSCC の進展を停止させるため、上蓋管台漏えいに係る溶接による補修を行う。本補修は原子炉容器上蓋を取替えるまでの暫定措置とし、上蓋の取替までは、漏えいを早期に検知するための装置設置と、定検時のベアメタル目視試験を実施した。また、知見拡充の観点から、上蓋取替後には、当該部の破壊調査を実施した。</p>	
<b>対策</b>	
<p>原子炉容器上蓋を、管台部に 690 系ニッケル合金を用いたものに取替える。</p>	
<b>水平展開</b>	
<p>管台部に 600 系ニッケル合金を使用する原子炉容器上蓋に対し、ベアメタル目視試験の実施と、管台部に 690 系ニッケル合金を用いた原子炉容器上蓋への順次取替を実施した。</p>	

添付番号	国 2
発生年	2004 年 11 月 14 日
プラント	伊方発電所 1 号
部位	原子炉容器入口管台セーフエンド異材継手
<b>事象発生の状況</b>	
第 22 回定期点検中に、原子炉容器入口管台溶接部のレーザーピーニング工事の施工前検査（PT）を実施した結果、入口管台 B と一次冷却材入口配管との溶接部付近の内表面に微小なきず（最大長さ約 5 mm）が 2 箇所を確認された。	
<b>原因調査</b>	
<p>入口管台 B の近接した微小なきず 2 箇所について、きずの原因について調査した。</p> <p>（1）外観点検 当該部周辺について、エッチング処理後、観察した結果、きずの認められた 2 箇所に手直し跡とみられる楕円状の領域が認められた。</p> <p>（2）スンプ観察 当該部について、スンプ観察を行った結果、以下のとおりであった。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・きず A は、長さ約 5 mm の線状、きず B は、最大長さ約 4 mm の放射状であり、両方とも手直し跡とみられる楕円状の領域内に認められた。</li> <li>・拡大観察の結果、溶接金属のデンドライト境界に沿った割れがあり、楕円状の領域内に留まっていた。</li> <li>・楕円状の領域内の組織には、その周りのステンレスクラッドに存在するフェライト相は認められなかった。</li> </ul> <p>（3）超音波探傷検査 当該部について、内表面及び外表面から超音波探傷検査により、きずの状況を確認した結果、検出限界（約 3 mm）を超えるきずは確認されなかった。</p>	
<b>推定原因</b>	
<p>きずは 600 系ニッケル合金による手直し溶接跡のデンドライト境界に沿った割れであり、このような特徴を示す割れには、製造時に生じる高温割れ、運転中に発生する 1 次冷却材環境下における応力腐食割れ（PWSCC）が想定される。</p> <p>しかし、高温割れは、早い段階で割れが発生し、製造時の検査で発見される可能性が高いが、製造履歴調査で問題が認められないことから、その可能性は小さいものと考えられる。</p> <p>一方 PWSCC については、当該部においては、局所的な手直し溶接に伴い高引張残留応力が発生したことで、応力腐食割れの 3 因子（材料・環境・応力）が重畳して発生した可能性が高い。</p> <p>なお、PWSCC については、ステンレスクラッドへ進展しないことから、今回のきずは手直し溶接内に留まり、きずの深さは内表面から約 3.0 mm 以下であったものと考えられる。</p>	
<b>処置</b>	
調査のため研削した当該部については、溶接施工時の施工性と健全性が確認され、耐応力腐食割れ性に優れた 690 系ニッケル合金によるクラッド溶接を行う。また、溶接後、引張残留応力低減のため当該部位にレーザーピーニングを行う。	
<b>対策</b>	
PWSCC 予防保全として、応力緩和又は材料改善を実施。	
<b>水平展開</b>	
NISA からも点検指示が出ており、国内全プラントの当該部に対し、UT 及び BMV を実施。	

添付番号	国 3
発生年	2008 年 5 月 26 日
プラント	大飯発電所 3 号
部位	原子炉容器出口管台セーフエンド異材継手
<b>事象発生状況</b>	
<p>第 13 回定期検査中に、応力腐食割れ対策としてウォータージェットピーニング (WJP) 施工による表面残留応力低減工事を実施する際、施工前点検の渦電流探傷試験 (以下、ECT) において、A ループ出口管台溶接部に 1 箇所のある信号指示が認められた。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>ECT で指示が認められた部位について、以下の調査を実施した。</p> <p>(1)遠隔目視試験 (VT) により、きずの形状は複数に折れ曲がるとともに枝分かれした長さ約 3 mm の傷であり、1 次冷却材環境下における応力腐食割れの特徴を有していた。また、きずの周辺では、引張応力が残留する可能性がある機械加工跡を確認した。</p> <p>(2)超音波探傷試験 (UT) の結果、きずの開口面からのエコーを検出したが、きずの深さを評価するために必要な端部エコーが認められず、傷の深さは評価できなかった。</p> <p>(3)きずの深さを確認するため、当該部について研削しながら目視観察 (プログレス VT) を実施した。約 3.6 mm 研削した時点で、VT できずが確認でき、ECT においても有意な信号指示が認められた。最終的に約 20.3 mm 切削した結果、VT できずが認められず、ECT でも有意な信号指示が認められなくなった。</p> <p>また、きずは 600 系ニッケル合金の範囲のみで、ステンレスのセーフエンド、低合金鋼の管台には達していなかった。</p>	
<b>推定原因</b>	
<p>RV 製作時、600 系ニッケル合金溶接部に機械加工を行なったことにより、内表面において高い引張残留応力が発生し、その高い引張残留応力により 1 次冷却材環境下における応力腐食割れ (PWSCC) が発生したものと推定される。また、発生した割れは、運転時の応力等により軸方向に進展したものと推定される。</p>	
<b>処置</b>	
<p>600 系ニッケル合金溶接部の PWSCC に対する予防保全対策として、A ループ出口管台溶接部については、研削部を含めた管台溶接部内表面に対して、水中での施工が可能な WJP を実施する。</p>	
<b>対策</b>	
<p>A ループ出口管台溶接部以外の出入口管台溶接部については、既に WJP を実施した。A ループ出口管台溶接部の接液部については、上記処置をしたが、研削部を含め 600 系ニッケル合金溶接部の応力腐食割れに対する更なる信頼性向上のため、次回定検に 690 系ニッケル合金を用いた肉盛溶接補修 (INLAY) を実施した。</p>	
<b>水平展開</b>	
<p>当時の国内 PWR プラントでは、既に当該部の PWSCC 対策として WJP 又は INLAY を実施済又は計画中であり、未実施プラントについては、その計画に従って対策を実施した。</p>	

添付番号	国 4
発生年	2011年5月17日
プラント	泊発電所1号
部位	原子炉容器出口管台セーフエンド異材継手
<b>事象発生状況</b>	
<p>第17回定期検査中に、1次冷却材応力腐食割れ（PWSCC）対策として、原子炉容器出入口管台溶接部等にウォータージェットピーニング（WJP）工事を実施する計画としていた。</p> <p>この施工前点検として渦電流探傷試験（ECT）による出口管台部の内表面からの探傷を実施したところ、Bループ出口管台において2箇所には有意な信号指示を確認した。なお、確認された信号指示はいずれも軸方向の微小なもので（No.1指示長さ約6mm、No.2指示長さ約9mm）、600系ニッケル合金溶接部であった。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>信号指示が認められた部位について、フェイズドアレイ型超音波探傷試験（PA型UT）による深さ測定を実施したところ、No.1指示部については検出されなかったが、No.2指示部については深さ約4.7mmのきずを確認した。</p> <p>その後、当該部位のカメラによる拡大観察及び水中レプリカによる型取観察を実施した。その結果、管周方向全体に管台製作時のグラインダ施工跡が認められるとともに、管軸方向に蛇行した断続的な線状のきずが認められた。</p>	
<b>推定原因</b>	
<p>型取観察において、引張応力が残留する可能性があるグラインダ施工跡が認められたこと、また、管軸方向に蛇行した線状のきずの形態は、他プラントを含め過去に経験している蒸気発生器管台や原子炉容器管台に観察された割れと類似した様相を呈していることから、これらのきずの原因は、PWSCCによるものと推定する。</p>	
<b>処置</b>	
<p>きずを除去するため、当該部位の研削を実施した。No.1指示部については、深さ約2.0mm研削しECTを実施したところ、有意な信号指示は認められなかった。その後、検査性等を考慮した研削を実施し、最終的な研削深さは約2.7mmとなった。</p> <p>No.2指示部については、深さ約3.6mm研削した段階でECTを実施したところ、有意な信号指示が認められた。そのため、深さ約4.8mmまで研削しECTを実施した結果、有意な信号指示は認められなかった。</p> <p>なお、当該部周辺の板厚約75mmから、それぞれの研削深さ約2.7mm及び約4.8mmを差し引いても、当該部の板厚は、電気事業法に基づく工事計画認可申請書に記載している管台側板厚（67.2mm）を満足しており、切削部にPWSCCの発生防止としてWJPを施工した。</p>	
<b>対策</b>	
<p>切削部にPWSCCの発生防止としてWJPを施工した。</p>	
<b>水平展開</b>	
<p>当時の国内PWRプラントでは、既に当該部のPWSCC対策としてWJP又はINLAYを実施済又は計画中であり、未実施プラントについては、その計画に従って対策を実施した。</p>	

添付番号	国 5
発生年	2007年9月25日
プラント	美浜電所2号
部位	蒸気発生器入口管台セーフエンド異材継手
<b>事象発生状況</b>	
<p>第24回定期検査中に、応力腐食割れの予防保全として溶接部表面の残留応力を低減させるため、600系ニッケル合金が使用されている蒸気発生器（SG）の1次冷却材出入口管台溶接部（計4箇所）にショットピーニング工事を実施する予定であり、施工前検査として渦電流探傷試験（ECT）を実施したところ、A-SG入口管台の溶接部及びセーフエンド部にて有意な信号指示が13箇所認められるとともに、信号個所の目視点検で1箇所きずを確認した。</p> <p>ECT指示箇所について、浸透探傷試験（PT）でもきず（最大長さ約17mm）を確認した。さらに、超音波探傷試験（UT）の結果、きずの深さは最大で約13mmと評価され、当該部位の板厚（約68mm）が、電気事業法に基づく工事計画認可申請書に記載の75mmを下回ると評価した。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>ECTで指示が認められた部位について、以下の調査を実施した。</p> <p>（1）スンプ、エッチング観察</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・周溶接部及びバタリング部に割れが認められ、セーフエンド部やステンレスオーバーレイ部には達していなかった。</li> <li>・割れは、デンドライト（溶融した金属が固まる際にできる柱状の結晶）境界に沿った割れであった。</li> <li>・バタリング部及び周溶接部に明確な手直し溶接の痕跡は認められなかった。</li> </ul> <p>（2）外観観察</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・最大の割れは、表面で長さ約17mmに渡って軸方向の複数の割れから構成されていた。</li> <li>・割れ周辺には、周方向に幅約0.4mmの等間隔な機械加工跡が認められ、溶接金属一般部においても同様の機械加工跡が認められた。</li> <li>・割れ部及び一般部ともに製作時の手直し溶接やバフによる施工跡は認められなかった。</li> </ul> <p>（3）破面観察</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・最大の割れは、最大深さ約11.5mmであり、バタリング部及び周溶接部をほぼ横断し、デンドライト境界に沿って進展していた。</li> <li>・断面マイクロ観察の結果、溶接部（一般部）のごく表層部に機械加工の影響によると思われる変形した組織が認められた。</li> </ul> <p>（4）残留応力測定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・X線残留応力測定により、最大で周方向に約482MPaの引張りの残留応力が認められた。</li> </ul> <p>（5）硬さ測定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・硬さ測定の結果、表層部から深さ約0.1mmの範囲では硬さの上昇（最大約470HV）が認められた。これは機械加工の影響によるものと考えられる。</li> </ul> <p>（4）機械加工モックアップ試験</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・機械加工を施したモックアップ試験により、実機で観察されたものと同様の硬さ上昇及び高残留応力発生が確認された。</li> </ul>	
<b>推定原因</b>	
<p>溶接部のきずは、製造時の機械加工による高残留応力を原因とした600系ニッケル合金溶接部の応力腐食割れ（PWSCC）と推定した。</p>	

セーフエンド部のきずは、正常時の機械加工による硬さの上昇と高残留応力によるステンレス鋼の粒界割れと推定した。
<b>処置</b>
切り出した A 管台は、PWSCC 耐性に優れた 690 系ニッケル合金溶接により復旧した。
<b>対策</b>
ショットピーニングにより、表面の残留応力を圧縮にする。 溶接金属を PWSCC 耐性に優れた 690 系ニッケル合金へ変更する。 表層の硬さ、残留応力を低減するため、バフ仕上げを実施する。
<b>水平展開</b>
当時の国内 PWR プラントでは、既に当該部の PWSCC 対策としてショットピーニングを実施済又は計画中であり、未実施プラントについては、その計画に従って対策を実施した。

添付番号	国 6
発生年	2007年 10月 18日
プラント	敦賀発電所 2号
部位	蒸気発生器入口管台セーフエンド異材継手
<b>事象発生状況</b>	
<p>第 16 回定期検査中に、応力腐食割れの予防保全として溶接部表面の残留応力を低減させるため、600 系ニッケル合金が使用されている蒸気発生器 (SG) の 1 次冷却材出入口管台溶接部 (計 8 箇所) にショットピーニング工事を実施する予定であり、施工前検査として渦電流探傷試験 (ECT) を実施したところ、B-SG 入口管台の溶接部にて有意な信号指示が 5 箇所認められた。その後、A-SG 入口管台で 1 箇所、C-SG 入口管台で 21 個所の信号指示が認められた。</p> <p>ECT で有意な信号指示が確認された全 29 箇所について、超音波探傷試験を実施したところ、きずとして深さが明確に確認できた部位は、B-SG 入口管台が 2 箇所、C-SG 入口管台が 7 箇所であり、B-SG 入口管台の 2 箇所、C-SG 入口管台の 7 か所については深さが約 12~13mm であったことから、当該部位の板厚 (約 65~67mm) が電気事業法に基づく工事計画認可申請書に記載の 75mm を下回ると評価した。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>ECT で指示が認められた部位について、以下の調査を実施した。</p> <p>(1) レプリカ、スンプ、エッチング観察</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・A-SG の 1 箇所の有意な信号指示は、軸方向の肌荒れ (微細なきず) の集合体であった。</li> <li>・肌荒れ (微細なきず) が発生している領域は、それらが発生していない周辺部の領域と表面の仕上げ状況が異なり、粗い仕上げとなっていたことから、グラインダにより仕上げたものと推定された。</li> <li>・肌荒れ (微細なきず) の最大長さは約 5 mm で、デンドライト境界に沿って割れており、PWSCC 特有の分岐が認められた。</li> <li>・入口管台開先の肉盛溶接部と周溶接部の境界部に長さ約 10 mm の手直し溶接と思われる跡が認められ、この周辺部が粗い仕上げ状態となっていたことから、手直し溶接実施後に当該部をグラインダにより仕上げたものと推定された。</li> <li>・肌荒れ (微細なきず) が発生していない周辺部の領域は、目の細かい周方向の仕上げ状態となっていたことから、グラインダによる加工を施した後、バフにより仕上げられたものと推定された。</li> <li>・他管台についても、同様の状態が観察された。</li> </ul> <p>(2) 表面観察</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・渦電流探傷試験で確認された指示信号は軸方向の割れで、割れの周辺にグラインダとバフによるものと推定される軸方向と周方向の加工跡が確認された。</li> </ul> <p>(3) 破面観察</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・PWSCC 特有のデンドライト境界に沿った破面が確認された。</li> </ul> <p>(4) 硬さ測定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・内表面から深さ方向の硬さ測定を行った結果、割れ表面近傍が HV321 から HV339 であり、内表面近傍での硬化が確認された。これはグラインダ等による表面加工の影響によるものと考えられる。</li> </ul> <p>(5) 残留応力測定</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・X線残留応力測定により周溶接部表面の残留応力を測定したところ、周方向が-591MPa から-263MPa、軸方向が-546MPa から-244MPa の圧縮の残留応力であることを確認した。</li> </ul> <p>(6) 表面加工状態確認試験 (モックアップ試験)</p>	

<p>・製造時に、内外面のグラインダ及びバフによる仕上げ施工が行われており、これが硬化及び高引張残留応力発生の原因となり得ること、また、実機では、グラインダ仕上げが行われた部位において割れや肌荒れ（微細なきず）が認められていることから、実機の表面仕上げ状態を模擬したモックアップを作成し、残留応力を測定した。</p> <p>a. エアグラインダ施工面について、残留応力を測定した結果、平均で 470MPa であった。</p> <p>b. エアグラインダ施工の上にバフ仕上げを施工した条件で残留応力を測定した結果、平均で-292.5MPa であった。</p> <p>c. 高周波グラインダ施工の上にバフ仕上げを施工した条件で残留応力を測定した結果、平均で-211MPa であり、実機と同様に圧縮応力であった。</p> <p>d. 高周波グラインダ施工の上にバフ仕上げを施工した条件（c の試験体）において、測定領域を小さくしてグラインダ溝底部付近の局所的な残留応力を測定した結果、引張応力が存在することを確認した。</p> <p>・高周波グラインダ施工の上にバフ仕上げを施した箇所の表面近傍の硬さは、HV283 から HV384 であり、実機サンプリング調査による硬さ測定結果と同様に内表面近傍での硬化が確認された。</p>
<p><b>推定原因</b></p> <p>蒸気発生器製造時に、溶接後のグラインダ、バフ施工した部位に、局所的な高い残留応力が発生し、その高い応力により PWSCC が発生するとともに、運転中の応力等により軸方向に進展したものと推定された。</p>
<p><b>処置</b></p> <p>B 及び C-SG について、周溶接部の内面全周を切削して割れを除去したのち、PWSCC 耐性に優れた 690 系ニッケル合金で肉盛溶接した。更に、バフによる仕上げを行った。A-SG については、周溶接部の肌荒れ（微細なきず）を研削し、その後、ショットピーニング等にて溶接部表面の残留応力を低減させた。</p>
<p><b>対策</b></p> <p>ショットピーニングにより、表面の残留応力を圧縮にする。 溶接金属を PWSCC 耐性に優れた 690 系ニッケル合金へ変更する。 表層の硬さ、残留応力を低減するため、バフ仕上げを実施する。</p>
<p><b>水平展開</b></p> <p>当時の国内 PWR プラントでは、既に当該部の PWSCC 対策としてショットピーニングを実施済又は計画中であり、未実施プラントについては、その計画に従って対策を実施した。</p>

添付番号	国-7
発生年	2003年9月10日
プラント	敦賀発電所2号
部位	加圧器逃し弁用管台セーフエンド異材継手
<b>事象発生状況</b>	
<p>第13回定期検査中に電力自主検査の一環として、原子炉格納容器内に設置されている加圧器逃し弁用管台部点検のため保温材を取外したところ、当該部の表面にほう酸が析出しているのを発見した。</p> <p>析出しているほう酸を除去した後、管台部表面のスンプ観察を実施した結果、管台とセーフエンドとの溶接部に、ごく微小なひび割れが確認された。</p> <p>その後、加圧器逃し弁用管台部を含む加圧器の全管台に対し超音波探傷検査（UT）を実施した結果、加圧器逃し弁用管台部の他、加圧器安全弁用管台（A）において有意な指示が認められた。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>加圧器逃し弁用管台部及び加圧器の全管台に対し、以下の調査を実施した。</p> <p>(1)加圧器逃し弁用管台部</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・ほう酸除去後の外観点検ではきずは確認できなかったが、スンプ観察の結果、90°方向（漏えい箇所）に縦約0.4mm、横約0.15mmのひび割れを確認した。</li> <li>・エッチング後に溶接ビードを確認すると、3箇所到手直し溶接と想定される跡があり、漏えい箇所は、そのうちの1箇所であった。</li> <li>・内面からの浸透探傷検査（PT）の結果、軸方向に枝分かれした線状指示を確認し、更にスンプの結果、きずは、溶接金属部のデンドライト粒界に沿って枝分かれしていた。</li> <li>・破面観察では、断面マクロ観察の結果、手直し溶接を行ったと思われる跡が確認された。また、断面ミクロ観察の結果、ひび割れは、デンドライト粒界を進展していた。</li> </ul> <p>(2)加圧器安全弁用管台部(A)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・外観ではきずは確認できなかった。（未貫通）</li> <li>・エッチング後に溶接ビードを確認すると、溶接部の1箇所到手直し溶接を行ったと思われる跡が認められ、UTで有意な指示のあった箇所と一致した。</li> <li>・内面からのPTで軸方向に枝分かれした複数の線状指示を確認し、更にスンプ観察では、溶接金属部のデンドライト粒界に沿って枝分かれしたきずが確認された。</li> </ul>	
<b>推定原因</b>	
<p>加圧器管台における溶接部内面の残留応力は一般に周方向及び軸方向ともに圧縮応力であるが、手直し溶接後は、手直し部分の溶接金属が冷却収縮する際に、周方向及び軸方向ともに応力が上昇して引張応力になることがモックアップにより確認された。</p> <p>本事象は、手直し溶接によって周方向応力が増加したことで、応力腐食割れの3因子（材料・環境・応力）が重畳し、軸方向のPWSCCが発生したものと推定される。</p>	
<b>処置</b>	
<p>加圧器逃し弁用管台部及び加圧器安全弁用管台部(A)の管台とセーフエンドとの溶接部の溶接金属材料を、PWSCC耐性に優れた690系ニッケル合金溶接金属を用いて復旧した。</p>	
<b>対策</b>	
<p>当該管台は上記処置を実施し、その他管台については、PWSCC予防としてL-SIPにより溶接部の残留応力を改善した。</p>	
<b>水平展開</b>	
<p>国内全プラントの加圧器管台について、BMVとUTを実施するとともに、計画的な予防保全を実施した。（後述のWolf Creekの事象を受けて対策を加速し、2011年までに全プラント対策完了）</p>	

添付番号	海-1
発生年	1991年9月
プラント	Bugey3
部位	原子炉容器上蓋管台
<b>事象発生状況</b>	
定期検査中の水圧試験（207bar）において、原子炉容器上蓋の54番管台からのリークを確認した。（漏えい量は1ℓ/h以内）	
<b>原因調査</b>	
現場調査の結果、漏えいの原因は蓋管台の内面から進展した軸方向亀裂が貫通したことによるものと確認した。更に破壊調査して亀裂を詳細に分析し、破面の性状等から、亀裂は600系ニッケル合金の一次系水中の応力腐食割れ（PWSCC）であることが明確に確認できた。原子炉容器上蓋管台のPWSCC事例は、Bugey3が世界初の事例であった。	
<b>推定原因</b>	
600系ニッケル合金がPWSCCに感受性を有することは、同じく600系ニッケル合金を使用する蒸気発生器の伝熱管においてPWSCCが数年前から多数発生していたことから、既知の事象であり、原子炉容器上蓋管台でも、いずれの時期にPWSCCが顕在化することは想定していた。しかし、当時の知見では原子炉容器上蓋管台のPWSCCの発生は、早くても10万運転時間（約11.4EFPY）後と考えられており、Bugey3が運開から12年でPWSCCが発生・進展して貫通まで至ったことは想定外であった。当時、PWSCC発生時間の評価条件であった、応力、材料品質、溶接、製造プロセスの影響は、いずれも過小評価であり、評価を見直した。	
<b>処置</b>	
690系ニッケル合金製の管台を使用した上蓋に取替え	
<b>対策</b>	
690系ニッケル合金製の管台を使用した上蓋に取替え	
<b>国内PWRプラントへの水平展開</b>	
690系ニッケル合金製の管台を使用した上蓋への取替え 原子炉容器の頂部プレナム温度の低減（T-Cold化）による、上蓋管台のPWSCC感受性低減措置（PWSCC発生寿命の延長）を実施 新設プラントにおいては、600系ニッケル合金使用部位を690系ニッケル合金に材料変更するとともに、ショットピーニングにより応力低減を施工。	

出典：Charnpigny, et. al, “Ten Years Experience on Inconel Alloys Since the Bugey Leak in 1991”, ASME PVP Vol.444, 2002

添付番号	海-2
発生年	2002年2月
プラント	Davis-Besse
部位	原子炉容器上蓋管台
<b>事象発生状況</b>	
<p>NRCの検査指示「NRC Bulletin 2001-01 : Circumferential Cracking of Reactor Pressure Vessel Head Penetration Nozzles」により管台内面の UT を実施し、3 管台できず指示を検知。その後の管台補修工事において、上部蓋鏡部の異常を検知し、上蓋外面から確認した結果、上蓋鏡の母材にほう酸腐食による著しい減肉が認められた。約 168mm ある板厚はステンレスクラッドの 9.5mm を残し、ほぼ全て消失しており、冷却材喪失事故 (LOCA) 寸前の事象であった。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>破壊調査の結果、上蓋管台と J 溶接部に SCC によるきずが認められ、そこがリークパスとなっていたことを確認した。</p> <p>過去の上蓋の点検記録を確認し、少なくとも 2000 年から漏えいを認識していたが、漏えい源は CRDM フランジガスケットと考え、上蓋管台からの漏えいと認識できていなかったことが判明した。</p>	
<b>推定原因</b>	
<p>管台のきずは、600 系ニッケル合金の PWSCC と推測された。</p> <p>上部蓋鏡部のほう酸腐食は、漏えいを認識しながらも別の場所 (CRDM フランジガスケット) からの漏えいと誤認し、長期的に放置したことが原因とされた。</p>	
<b>処置</b>	
<p>上蓋を取替えた。(建設中止プラントの上蓋を流用したため、上蓋管台及び溶接部は 600 系ニッケル合金)</p>	
<b>対策</b>	
<p>PWSCC が懸念される上蓋管台と J 溶接部の検査に加え、上部蓋鏡部の地金を直接目視して漏えいを早期検知することと、漏えい源を特定するベアメタル目視試験を実施した。</p>	
<b>国内 PWR プラントへの水平展開</b>	
<p>原子力安全・保安院から検査指示文書「加圧水型軽水炉の一次冷却材圧力バウンダリにおける Ni 基合金使用部位に係る検査等について (平成 15・12・11 原院第 2 号)」が出せられ、上蓋管台及び炉内計装筒管台 (BMI) 鏡部、管台セーフエンド異材継手部の BMV を実施した。</p>	

出典 : NRC 「Davis-Besse Reactor Pressure Vessel Head Degradation Overview, Lessons Learned, and NRC Action Based on Lessons Learned (NUREG/BR-0353)」

添付番号	海-3
発生年	2000年10月12日
プラント	V.C.Summer
部位	原子炉容器出口管台異材継手
<b>事象発生状況</b>	
<p>燃料取替停止中に、一次冷却材高温配管付近で大量のほう酸析出を確認。詳細確認の結果、原子炉容器出口管台※に軸方向3インチの貫通割れを発見した。</p> <p>析出したほう酸は約100ポンド(45kg)で、漏えい速度は後日1gpm(0.23m<sup>3</sup>/h)より小さかった。(後に約0.3gpmと報告)</p> <p>※出口管台と一次冷却材管を600系ニッケル合金のバタリングと継手溶接で直接接合しており、セーフエンドが無い構造。600系ニッケル合金の継手溶接は現地施工された。</p>	
<b>原因調査</b>	
<p>亀裂貫通部を破壊調査し、600系ニッケル合金の溶接金属内のみを進展した軸方向割れであることを確認した。マイクロ観察では、デンドライトに沿ったSCCの特徴的な破面が認められた。</p> <p>建設時の製造記録から、現地溶接であった当該継手溶接部においては、内面に多数の補修溶接の実績が有ることが確認され、補修溶接による高残留応力が生じていたと推測された。</p>	
<b>推定原因</b>	
<p>環境(一次系環境)、材料(600系ニッケル合金)、応力(運転中応力と補修溶接による残留応力)の3点が揃っていることと、破壊調査によりSCCの特徴的な破面が認められたことから、一次系環境課の応力腐食割れ(PWSCC)による亀裂と推定された。</p>	
<b>処置</b>	
<p>当該管台はスプールピースとして取替え、690系ニッケル合金の溶接で復旧された。</p> <p>他管台については、再起動前に全数UTを実施し、有意な指示が無いことを確認した。</p>	
<b>対策</b>	
<p>亀裂の生じたA管台は690系ニッケル合金に取替えて対策完了。</p> <p>他管台については、MSIP(Mechanical Stress Improvement Process)により応力改善し、PWSCCの予防保全を実施した。</p>	
<b>国内PWRプラントへの水平展開</b>	
<p>原子力安全・保安院から検査指示文書「加圧水型軽水炉の一次冷却材圧力バウンダリにおけるNi基合金使用部位に係る検査等について(平成15・12・11原院第2号)」が出せられ、当該部のUT、BMVを実施した。</p>	

出典：NRC Information Notice 2000-17: Crack in Weld Area of Reactor Coolant System

Hot Leg Piping at V. C. Summer

添付番号	海-4
発生年	2006年10月
プラント	米国 Wolf Creek
部位	加圧器
<b>事象発生状況</b>	
MRP-139「Primary System Piping Butt Weld Inspection and Evaluation Guideline」の検査要求に基づき、全6管台（サージ、安全A～C、逃し、スプレイ）に対し、異材継手部の外面UTを実施し、サージ管台、安全弁管台C、逃し弁管台においてきず指示を検出した。	
<b>原因調査</b>	
EPRI NDE センターにより追加検査が行われ、以下の亀裂を確認した。 (1) サージ管台 3箇所の周方向割れがあり、最大は長さ5インチ、深さ31%であった。 (2) 安全弁管台C 1か所の周方向割れがあり、最大は長さ3.75インチ、深さ23%であった。 (3) 逃し弁管台 1か所の周方向割れがあり、最大は長さ11.5インチ、深さ26%であった。 また、製造時の検査記録から、当該部周辺に多数の補修溶接がされていたことが確認され、補修溶接により軸方向応力が生じていた可能性が示唆された。	
<b>推定原因</b>	
破壊調査は実施していないが、環境（一次系環境）、材料（600系ニッケル合金）、応力（運転中応力と補修溶接による残留応力）の3点が揃うことから、一次系環境課の応力腐食割れ（PWSCC）による亀裂と推定された。	
<b>処置</b>	
いずれの亀裂指示も未貫通であったが、逃し弁管台については全周25インチに対し11.5mmと長い亀裂であること、サージ管台については3箇所の亀裂が結合する可能性があることから、貫通漏えいする前に管台が破断する可能性が高いとNRCは判断し、当該プラントの補修と、全PWRプラントに対し緊急検査を指示した。 補修方法は、690系ニッケル合金を管台の外側から溶接し、新たなバウンダリとするWeld Over Lay工法（WOL）が採用された。	
<b>対策</b>	
WOLにより対策完了。	
<b>国内PWRプラントへの水平展開</b>	
国内では既に加圧器管台のPWSCCに対する保全を計画していたが、補修溶接による周方向割れは国内でも発生する可能性は否定できず、早急な対処が必要と判断され、応力緩和（L-SIP）と材料改善（690系ニッケル合金継手への管台取替え）が加速された。	

出典：2006年NRC/NEI Public Meeting Wolf Creek DM Weld Indications

## 付録 I 米国機械学会 (ASME) における点検要求との相違について

### 1. はじめに

本付録は、PWR クラス 1 容器 管台異材継手部に対する点検要求における、本ガイドラインと米国機械学会 (ASME) のニッケル合金の SCC を対象としたコードケース※との相違箇所とその理由について示す。

#### ※ASME コードケース

- ・ CC-N-729 「Alternative Examination Requirements for PWR Reactor Vessel Upper Heads With Nozzles Having Pressure-Retaining Partial-Penetration Welds Section XI, Division 1」
- ・ CC-N-770 「Alternative Examination Requirements and Acceptance Standards for Class 1 PWR Piping and Vessel Nozzle Butt Welds Fabricated With UNS N06082 or UNS W86182 Weld Filler Material With or Without Application of Listed Mitigation Activities Section XI, Division 1」

### 2. 相違の確認結果

本ガイドラインと ASME との相違箇所と相違の妥当性を表 I-1-1 から表 I-1-4 に示す。なお、本表は、国内 PWR の原子炉容器、蒸気発生器、加圧器の対象部位に絞って点検要求を整理している。点検項目及び頻度において、ASME の方が要求事項が多い結果となっているが、いずれも国内における応力緩和工法の確性試験や、690 系ニッケル合金の長期信頼性試験等の知見に基づき判断した結果であり、全て妥当であると考ええる。

表 I-1-1 原子炉容器 管台セーフエンド異材継手部における点検要求の ASME との比較

対象設備	PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン			ASME Code Case N-770			相違有無	相違の妥当性		
	PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度	PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度				
管台セーフエンド異材継手部	原子炉容器	未実施	UT	運転許容期間の 1/2	未実施	UT	高温側:5年ごと 低温側(呼び径 350 未満):2 検査時期ごと(但し 7 年を超えない) 低温側(呼び径 350 以上):検査間隔中に 1 回	あり	ASME より頻度が低くなる場合があるが、検出限界や亀裂進展評価を考慮して頻度を決定することから問題ないと考える。	
			BMV	検査間隔中に 1 回(100%)		VE	高温側:燃料交換停止ごと 低温側:検査間隔中に 1 回 (Appendix VIII による UT を VE に代替可)	あり	ASME より頻度が低いが、上記 UT を検出限界や亀裂進展評価を考慮して検査頻度を決定しており問題ないと考える。	
		ピーニング	要求なし	ピーニング	UT	要求なし	UT	高温側:施工後 2 回目燃料交換停止時(第 1 回)及び施工後 10 年以内(第 2 回)(すべての溶接線) 低温側:施工後 10 年以内に 1 回(すべての溶接線)	あり	国内の応力緩和技術は確性試験において対策の有効性を確認しており、現地施工においても、この施工条件を厳正に管理して信頼性を確保していることから、施工後の個別点検は不要と判断している。なお、当該部の UT は ISI(維持規格)として検査間隔に 1 回実施する。
					ECT		その結果、新たなきずがなければ対象の 25%を ISI プログラムに追加し、検査間隔中 1 回実施	あり		
		690 INLAY	要求なし	690 INLAY	UT	690 INLAY	UT	施工後 3 回目の燃料交換停止時(第 1 回)及び施工後 10 年以内(第 2 回)(すべての溶接線) その結果、新たなきずがなければ対象の 25%を ISI プログラムに追加し、検査間隔中 1 回実施	あり	690 系ニッケル合金は長期信頼性試験で高い耐 PWSCC 性を確認している。また、確性試験で効果が確認されて施工条件を厳格に管理し、施工後の検査でもきずが無いことを確認しているため、施工後の個別点検は不要と判断している。なお、当該部の UT は ISI(維持規格)として検査間隔に 1 回実施する。
					ECT				あり	

表 I-1-2 蒸気発生器 管台セーフエンド異材継手部における点検要求の ASME との比較

対象設備	PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン			ASME Code Case N-770			相違有無	相違理由
	PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度	PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度		
管台セーフエンド異材継手部	未実施	UT	運転許容期間の 1/2	未実施	UT	高温側:5 年ごと 低温側(呼び径 350 未満):2 検査時期ごと(但し 7 年を超えない) 低温側(呼び径 350 以上):検査間隔中に 1 回	あり	ASME より頻度が低くなる場合があるが, 検出限界や亀裂進展評価を考慮して頻度を決定することから問題ないと考える。
		BMV	検査間隔中に 1 回(100%)		VE	高温側:各燃料交換停止時 低温側:検査間隔中に 1 回 (Appendix VIII による UT を VE の代替可)	あり	ASME より頻度が低いが, 上記 UT を検出限界や亀裂進展評価を考慮して検査頻度を決定しており問題ないと考える。
	あり	要求なし	あり (ピーニング)	UT	高温側:施工後 2 回目燃料交換停止時(第 1 回)及び施工後 10 年以内(第 2 回)(すべての溶接線) 低温側:施工後 10 年以内に 1 回(すべての溶接線)	あり	国内では応力緩和手法の有効性を確性試験で実証しており, 施工条件を確性試験の条件と同じとなるよう厳正に管理していることから, PWSCC 発生の可能性は十分に低く, 個別点検の対象外とすることは妥当と考える。	
				ECT	その結果, 新たなきずがなければ対象の 25%を ISI プログラムに追加し, 検査間隔中 1 回実施	あり	なお, 維持規格の供用期間中検査にて点検の対象となっている。	
	690 INLAY	要求なし	690 INLAY	UT	施工後 3 回目の燃料交換停止時(第 1 回)及び施工後 10 年以内(第 2 回)(すべての溶接線) その結果, 新たなきずがなければ対象の 25%を ISI プログラムに追加し, 検査間隔中 1 回実施	あり	690 系ニッケル合金は長期信頼性試験で高い耐 PWSCC 性を確認している。また, 確性試験で効果が確認されて施工条件を厳格に管理し, 施工後の検査でもきずが無いことを確認しているため, 施工後の個別点検は不要と判断している。なお, 当該部の UT は ISI(維持規格)として検査間隔に 1 回実施する。	
				ECT		あり		
	690 エルボ取替	要求なし	-	要求なし	なし	米国では 690 系ニッケル合金製の異材継手はなく, 点検要求なし。		

表 I-1-3 加圧器 管台セーフエンド異材継手部における点検要求の ASME との比較

対象設備		PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン			ASME Code Case N-770			相違有無	相違理由
		PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度	PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度		
管台 セーフ エンド異材 継手部	加圧器	未実施	UT	運転許容期間の 1/2	未実施	UT	2 燃料交換停止ごと	あり	ASME より頻度が低くなる場合があるが、検出限界や亀裂進展評価を考慮して頻度を決定することから問題ないとする。
			BMV	検査間隔中に 1 回(100%)		VE	燃料交換停止ごと	あり	ASME より頻度が低いですが、上記 UT を検出限界や亀裂進展評価を考慮して検査頻度を決定しており問題ないとする。
		L-SIP	要求なし		あり (応力緩和)	UT	施工後 3 回目燃料交換停止時から 10 年以内 その結果、新たなきずがなければ対象の 25%を ISI プログラムに追加し、検査間隔中 1 回実施	あり	国内では応力緩和手法の有効性を確性試験で実証しており、施工条件を確性試験の条件と同じとなるよう厳正に管理していることから、PWSCC 発生の可能性は十分に低く、個別点検の対象外とすることは妥当と考える。 なお、維持規格の供用期間中検査にて点検の対象となっている。
		690 管台取替	要求なし		—	要求なし		なし	米国では 690 系ニッケル合金製の異材継手はなく、点検要求なし。

表 I-1-4 原子炉容器上蓋管台における点検要求の ASME との比較

対象設備	PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン			ASME Code Case N-729			相違有無	相違理由	
	PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度	PWSCC 対策	試験方法	試験範囲と頻度			
原子炉容器上蓋管台	600 合金上蓋管台廻り鏡部	未実施	BMV	毎定検	未実施	VE (BMV)	燃料交換停止ごと きずがなく EDY<8 <sup>※1</sup> の場合に限り 3 燃料交換停止ごと又は 5 年ごとの短い方に延長可能	あり	ASME の頻度と同等以上であり、問題ない。
	690 合金上蓋管台廻り鏡部	690		要求なし	690	VE (BMV)	3 燃料交換停止ごと、又は 5 年ごとのいずれか短い方	あり	690 系ニッケル合金は長期信頼性試験で高い耐 PWSCC 性を確認しているため、個別点検は不要と判断している。
	600 合金上蓋管台母材/溶接部	未実施		要求なし	未実施	UT 又は ECT	8年又は RIY=2.25 <sup>※2</sup> の短い方 PWSCC がある場合は、頂部温度に応じて燃料交換停止ごと～36 か月の間隔で再検査を実施 未検査のプラントについては、ベースラインとして点検を実施	あり	国内では 600 系ニッケル合金から 690 系ニッケル合金への変更による対策をとっているため問題ない。
					応力緩和	BMV UT 又は ECT	燃料交換停止ごと 応力緩和後 2 回目の燃料交換停止時に新たなきずがなければ、BMV を実施しない燃料交換時に複数のアクセスポイントを介して保温材の下の VT-2 を実施することを条件に、BMV を 3 燃料交換停止ごとに 1 回にすることも可能 応力緩和後 2 回目の燃料交換停止時及び 10 年ごと	あり	国内では 600 系ニッケル合金から 690 系ニッケル合金への変更による対策をとっており、蓋管台では応力緩和を実施していないため問題ない。
	690 合金上蓋管台母材/溶接部	690		要求なし	690	UT 又は ECT	2 検査間隔以内(通常 20 年)	あり	690 系ニッケル合金は長期信頼性試験で高い耐 PWSCC 性を確認しているため、個別点検は不要と判断している。

※1 EDY (total Effective Degradation Years) 参照温度 (約 315℃) に標準化した亀裂発生可能性に係る運転時間 (温度依存)

8EDY は頂部温度が 290℃の場合は約 56EFPY に相当する。

※2 RIY (ReInspection Years) 参照温度 (約 315℃) に標準化した亀裂進展を考慮した点検間隔 (温度依存)

2.25RIY は頂部温度が 290℃の場合は約 7.5EFPY に相当する。

## 改訂経緯

## 第 1 版（平成 21 年 8 月）制定

クラス 1 容器の管台異材継手部の PWSCC による損傷事例が国内外で発生したことから、PWSCC に対する適切な点検が必要であった。一方で、当該部は点検時期の制約が大きいことから、健全性を確認する方法を考える上では、従来の点検技術の向上に加え、実施時期、頻度、検査方法、許容レベルなど部位毎に適した点検のあり方を検討する必要性が高まってきており、そのニーズに応えるべくクラス 1 容器 管台セーフエンド異材継手部の点検評価ガイドラインは平成 20 年度に検討された。

600 系ニッケル合金の PWSCC 進展速度データから、管台セーフエンド異材継手部の進展評価を実施する基盤ができており、PWSCC の進展評価に基づき点検頻度を設定するなど、部位ごとに合理的な点検を設定した。

## 第 2 版（2020 年 7 月）改訂

第 1 版発行後、国内では、600 系ニッケル合金を使用するクラス 1 容器の管台異材継手部に対する予防保全が積極的に推進され、原子炉容器蓋用管台の予防保全計画中の 1 件を除き、全部位で予防保全が実施された。

第 1 版ではクラス 1 容器の管台セーフエンド異材継手部を対象としていたが、第 2 版では新たに原子炉容器蓋用管台を対象に追加するとともに、安全機能、国内外の運転経験に基づく点検の考え方、点検範囲、点検結果の評価の規定の見直し及び充実化を図った。

また、点検の考え方の詳細、国内外の主な PWSCC 事例集、及び米国 ASME の点検要求との相違点を付録として追加し、技術伝承面も含めて、ガイドラインとしての利便性の向上を図った。

## 第 3 版（2025 年 3 月）改訂

第 2 版では、目視点検を JSME 維持規格の MVT-1 試験に準拠することとしていたが、炉内構造物等点検評価ガイドライン[遠隔目視試験]が発行されたため、第 3 版にて準拠手法の見直しを図った。更に、PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン[ベアメタル目視試験]が発行されたため、ベアメタル目視試験の準拠手法として引用した。

また、第 2 版発行以降の予防保全実績、研究動向、損傷事例、ASME 規格動向を反映し、ガイドラインとして最新化を図った。

## PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン [クラス 1 容器 管台異材継手部] の概要

### 1. 目的及び適用

#### 1.1 目的

本ガイドラインは、加圧水型原子力発電所（PWR）用機器のうち、原子炉安全を確保する大前提のもと炉内構造物等に要求される構造及び機能の健全性の維持、損傷が与える安全機能への影響を踏まえた合理的な点検のあり方を示すことを目的とする。

#### 1.2 適用

本ガイドラインは、PWR クラス 1 容器の管台異材継手部に適用する。ガイドラインの適用期間は、商業運転開始後の機器の供用期間中とする。

### 2. 点検対象

管台異材継手部の点検対象部位は、PWR 一次系水に接する 600 系ニッケル合金溶接金属使用部位とする。具体的な点検対象部位を図 2-1 に示す。

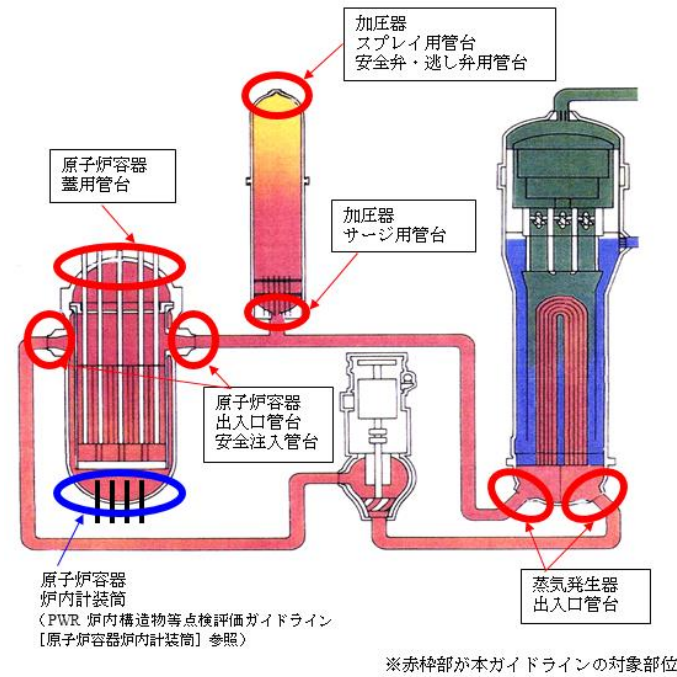


図 2-1 クラス 1 容器管台異材継手部 PWSCC 評価対象部位

### 3. 点検手法

管台異材継手部の点検手法は、点検対象の機能、形状及び材質、想定される劣化事象及び国内外の運転経験、予防保全実績、損傷時の安全機能維持に対する影響等を考慮し、点検部位ごとに必要な手法を選択する。

点検に適用する非破壊試験は、目視試験（VT）、ベアメタル目視試験（BMV）、渦電流探傷試験（ECT）、又は超音波探傷試験（UT）である。

### 4. 点検範囲

#### 4.1 管台セーフエンド異材継手部

管台セーフエンド異材継手部の 600 系ニッケル合金溶接金属使用部位を対象とし、PWSCC によるきずの発生を UT で確認する継手内面と、低合金鋼のほう酸腐食の発生を BMV で確認する管台外表面を点検範囲とする。

#### 4.2 原子炉容器蓋用管台

600 系ニッケル合金が使用される原子炉容器蓋用管台周辺の上蓋蓋鏡を対象とし、低合金鋼のほう酸腐食の発生を BMV で確認する上蓋蓋鏡の外表面を点検範囲とする。

### 5. 点検時期

管台異材継手部の点検時期は、点検対象の機能、形状及び材料、想定される経年劣化事象及び国内外の運転経験、予防保全実績、損傷時の安全機能維持に対する影響等を考慮し、以下に示す時期に実施する。

#### 5.1 管台セーフエンド異材継手部

##### 5.1.1 予防保全又は補修を未施工の場合の点検時期

UT の実施時期は、亀裂進展予測及び構造健全性評価の結果に基づき下記の時期とする。なお、ここで点検時期は、至近で実施した超音波探傷試験の時期を、前回点検時として設定する。

#### I. 前回点検時にきずが検出されなかった場合

前回点検時に軸方向亀裂が発生していたものと仮定し、その亀裂進展予測を行い、亀裂深さが板厚の 75%に至ると予測される期間又は構造健全性が確保できる期間のいずれか短い期間の 1/2 の期間を経過後の直近の定期検査にて次回点検を実施する。上記点検時期が次回供用期間中検査の実施時期よりも後となる場合は、供用期間中検査にて次回点検を実施する。次回点検により亀裂が検出されなかった場合は、同じ点検間隔にて点検を継続する。

#### II. 前回点検時にきずが検出された場合

点検結果に基づいて亀裂進展予測を行い、亀裂深さが板厚の 75%に至ると予測される期間又は構造健全性が確保できる期間のいずれか短い期間の 1/4 の期間を経過後の直近の定期検査にて次回点検を実施する。また、次々回は評価期間の 1/2 の期間を経過後の直近の定期検査にて、3 回目は評価期間末期までに点検を実施する。なお、点検結果が予測を上回る場合、亀裂進展予測の修正を実施しなければならない。

BMV の実施時期は、10 年に 1 回の頻度で実施する。

#### 5.1.2 予防保全又は補修を実施後の点検時期

予防保全又は補修を行った場合は、前項で定めた点検プログラムを見直すことができる。ここで、PWR 一次系環境下の 600 系ニッケル合金使用部位が除去された場合には、個別点検は不要となる。また、予防保全として工法の妥当性が確認された応力改善工法を施工した場合には、耐 PWSCC 性が向上するため、個別点検は不要となる。

### 5.2 原子炉容器蓋用管台

#### 5.2.1 上蓋取替を未施工の場合の点検時期

毎回の定期検査の際に実施する。

#### 5.2.2 上蓋取替後の点検時期

690 系ニッケル合金製のの上蓋への取替を実施した場合は、個別点検は不要となる。

### 6. 点検結果の評価

#### 6.1 管台セーフエンド異材継手部

- (1) 点検結果に基づき、次回点検まで亀裂進展予測による亀裂深さが板厚の 75%以下、かつ構造健全性が確保できるように点検時期を設定することができる場合は、次回点検まで継続使用できる。
- (2) 上記 (1) が満足されない場合は、(1) を満足できるよう補修又は取替を行わなければならない。なお、補修又は取替後はその仕様に基づき点検実施時期を決定することができる。

#### 6.2 原子炉容器蓋用管台

- (1) 点検の結果、ほう酸の析出が検出されなかった場合は、次回点検まで継続使用できる。
- (2) 点検の結果、ほう酸の析出を検出した場合は、ほう酸析出の原因となったほう酸水（原子炉冷却水）の漏えい源の調査を実施する。

漏えい源が蓋用管台母材、溶接金属であると確認された場合は、補修又は取替を実施しなければならない。なお亀裂を補修した場合は、漏えい監視を強化したうえで、暫定措置として継続使用ができるが、最早の時期にて上蓋取替を実施しなければならない。

漏えい源が蓋用管台母材、溶接金属以外であると確認された場合は、漏えいを停止させる処置を実施しなければならない。漏えいの停止を確認した後は、次回点検まで継続使用できる。

---

PWR 炉内構造物等点検評価ガイドライン  
[クラス 1 容器 管台異材継手部]  
(第 3 版)

編集者 一般社団法人 原子力安全推進協会  
炉内構造物等点検評価ガイドライン検討会

発行者 一般社団法人 原子力安全推進協会  
〒108-0014 東京都港区芝 5-36-7 三田ベルジュビル 13, 14 階  
TEL 03-5418-9312 FAX 03-5440-3606

---

©原子力安全推進協会，2025

本書に掲載されたすべての記事内容は、原子力安全協会の許可なく、  
転載・複写することはできません。