

1 原子炉容器

[対象機器]

- ① 原子炉容器

目 次

1. 技術評価対象機器	1
2. 原子炉容器の技術評価	2
2.1 構造, 材料及び使用条件	2
2.2 経年劣化事象の抽出	6
2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価	13

1. 技術評価対象機器

美浜1号炉の原子炉容器の主な仕様を表1-1に示す。

表1-1 美浜1号炉 原子炉容器の主な仕様

機器名称 (台数)	重要度*1	使用条件	
		最高使用圧力 (MPa) [gage]	最高使用温度 (°C)
原子炉容器 (1)	PS-1	約17.2	約343

*1：機能は最上位の機能を示す

2. 原子炉容器の技術評価

2.1 構造, 材料及び使用条件

2.1.1 原子炉容器

(1) 構造

美浜1号炉の原子炉容器は, 上蓋の取り外しが可能なフランジ構造を有し, 高温高圧の1次冷却材を内包し, かつ高放射線環境にある炉心を有する容器である。

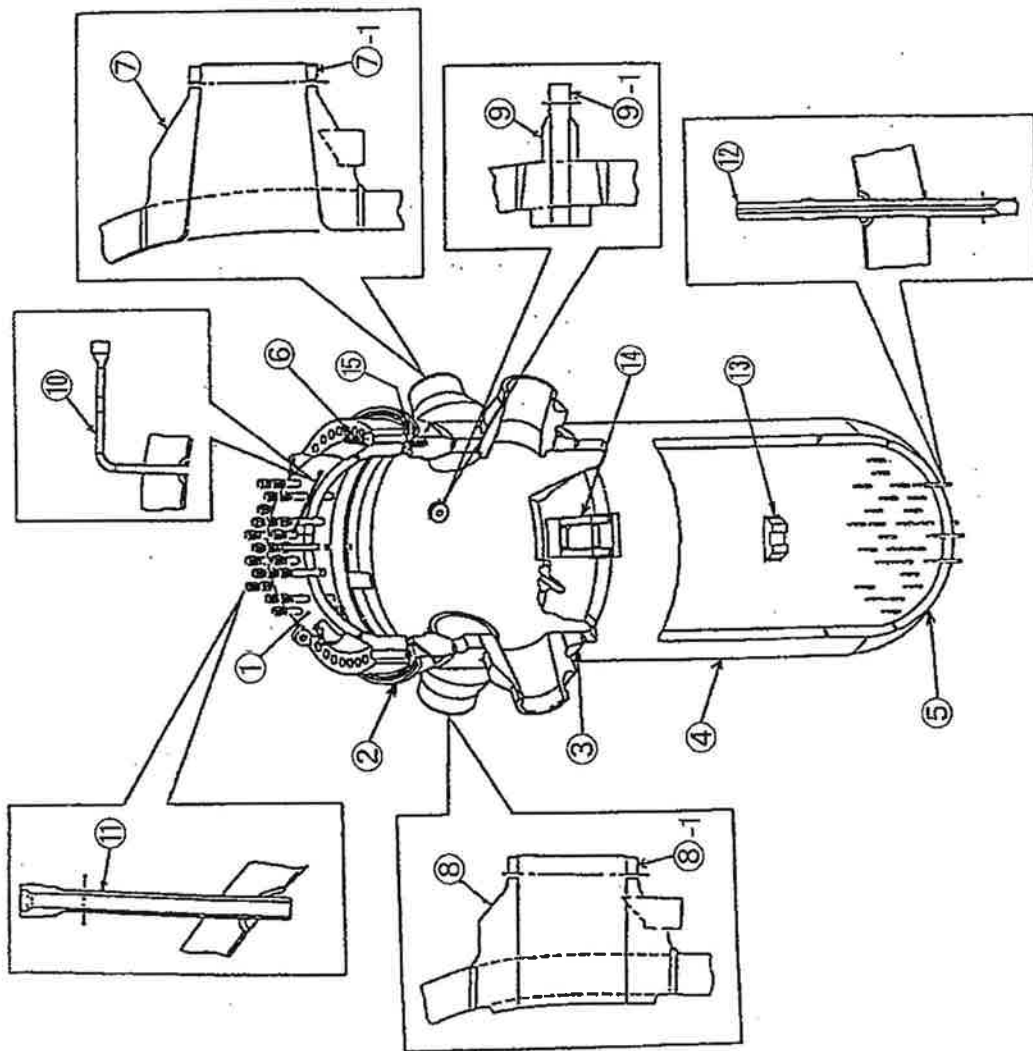
原子炉容器は, 低合金鋼を加工して製作しており, 内面の1次冷却材と接液する部位にはステンレス鋼の内張りをしている。

美浜1号炉の原子炉容器の構造を図2.1-1に示す。

なお, スタッドボルトは改良型テンショナの採用により, 第9回定期検査時(1987年度~1988年度)に取替を実施している。また, 原子炉容器上蓋は, 蓋用管台の応力腐食割れに対する予防保全処置として, 第18回定期検査時(2001年度)に取替を実施している。

(2) 材料及び使用条件

美浜1号炉の原子炉容器の使用材料, 胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に影響を与える化学成分及び使用条件を表2.1-1, 表2.1-2, 表2.1-3に示す。



No.	部 位
①	上部蓋
②	上部穹フランジ
③	上部胴
④	下部胴
⑤	下部鏡
⑥	スタッドボルト
⑦	冷却材入口管台
⑦-1	セーフエンド
⑧	冷却材出口管台
⑧-1	セーフエンド
⑨	安全注入管台
⑨-1	セーフエンド
⑩	空気抜用管台
⑪	蓋用管台
⑫	炉内計装筒
⑬	炉心支持金物
⑭	容器支持金物
⑮	オリング

図2.1-1 美浜1号炉 原子炉容器構造図

表2.1-1 美浜1号炉 原子炉容器主要部位の使用材料

部 位	材 料
上部 蓋 上部 胴 下部 胴 下部 鏡	低合金鋼 ステンレス鋼 (肉盛)
上部胴フランジ	低合金鋼 ステンレス鋼 (肉盛)
冷却材入口管台 冷却材出口管台 安全注入管台	低合金鋼 セーフエンドはステンレス鋼 ステンレス鋼 (肉盛) 溶接金属は600系ニッケル基合金
蓋用管台	690系ニッケル基合金
空気抜用管台	690系ニッケル基合金
炉内計装筒	600系ニッケル基合金 セーフエンドはステンレス鋼 セーフエンドとの溶接金属は600系ニッケル基合金 下部鏡との溶接金属は600系ニッケル基合金
炉心支持金物	600系ニッケル基合金
スタッドボルト	低合金鋼
容器支持金物	低合金鋼
○リング	消耗品・定期取替品

表2.1-2 美浜1号炉 原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に影響を与える
化学成分（重量%）

区 分	S i	P	N i	C u	M n	C
母 材 B3702-1*1	0. 1 4	0. 0 1 0	0. 6 8	0. 1 1	1. 2 7	0. 2 4
母 材 B3702-2*1	0. 2 0	0. 0 1 1	0. 5 9	0. 1 6	1. 4 3	0. 2 1
母 材 B3702-3*1	0. 2 0	0. 0 1 0	0. 6 7	0. 1 4	1. 4 3	0. 2 1
溶接金属*2	0. 1 9	0. 0 1 2	1. 0 8	0. 1 9	1. 1 6	0. 1 1

*1 母材のチャージ番号

*2 溶接方法はサブマージドアーク溶接

表2.1-3 美浜1号炉 原子炉容器の使用条件

最高使用圧力	約17.2MPa [gage]
最高使用温度	約343℃
内 部 流 体	1次冷却材

2.2 経年劣化事象の抽出

2.2.1 機能達成に必要な項目

原子炉容器の機能である原子炉冷却材圧力バウンダリ機能を維持するためには、次の項目が必要である。

① バウンダリの維持

2.2.2 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象

原子炉容器について機能達成に必要な項目を考慮して主要な部位に展開した上で、個々の部位の構造、材料、使用条件（水質、圧力、温度等）及び現在までの運転経験を考慮し、表2.2-1に示すとおり想定される経年劣化事象を抽出した。

この結果、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象（表2.2-1で○となっているもの）としては以下の事象がある。

(1) 冷却材出入口管台等の疲労割れ

プラントの起動・停止時等に発生する1次冷却材の温度、圧力、流量変化により、材料に疲労が蓄積することから、経年劣化に対する評価が必要である。

(2) 胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化

プラント運転開始後60年時点で中性子照射量が 10^{17}n/cm^2 を超える原子炉容器の炉心領域部においては、中性子照射とともに関連温度が上昇し、上部棚領域部の靱性が低下することから、経年劣化に対する評価が必要である。

(3) 600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れ

1991年9月、仏国ブジュー (Bugey) 発電所3号炉において発生した蓋用管台損傷事象は、管台母材材料である600系ニッケル基合金の1次系水中での応力腐食割れと報告されており、その後の点検において、フランス、スウェーデン、スイス等の他の海外プラントにおいて管台母材部及びJ-溶接部に1次系水中での応力腐食割れによる損傷が認められている。また、2004年5月には、国内においても大飯発電所3号炉の蓋用管台J-溶接部において溶接部の表面仕上げ(パフ仕上げ)が行われていなかったことに起因して、溶接部表面に比較的高い残留応力が発生していたことにより、1次系水中での応力腐食割れによる損傷が認められている。2002年3月には米国デービスベッセ (Davis Besse) 発電所において、ほう酸腐食による原子炉容器上蓋の減損が認められており、これは600系ニッケル基合金の応力腐食割れにより上蓋貫通部から冷却水が漏えいし、それを放置したことによるものとされている。これらのことから、経年劣化に対する評価が必要である。

なお、2000年10月、米国V.C.サマー (V.C. Summer) 発電所において、原子炉冷却材出口管台と1次冷却材管のニッケル基合金溶接部にき裂が発見されたが、これは建設時の溶接補修の繰り返しにより、引張り残留応力が高くなったために発生した内面側からの応力腐食割れと報告されている。

2.2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

以下の事象(表2.2-1で△となっているもの)については、想定される経年劣化事象であるが、

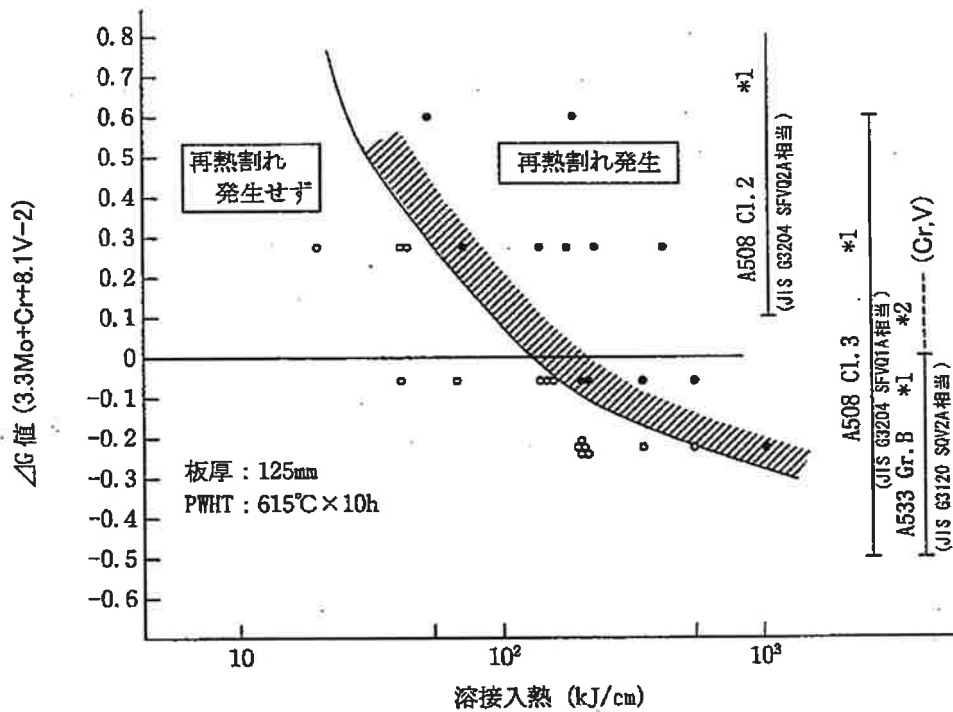
- 1) 想定した劣化傾向と実際の劣化傾向の乖離が考えがたい経年劣化事象であって、想定した劣化傾向等に基づき適切な保全活動を行っているもの
- 2) 現在までの運転経験や使用条件から得られた材料試験データとの比較等により、今後も経年劣化の進展が考えられない、又は進展傾向が極めて小さいと考えられる経年劣化事象

に該当するものについては、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではないと判断した。

(1) 上部蓋等低合金鋼部の内張り下層部のき裂

上部蓋、上部胴等には低合金鋼を用いており、ステンレス鋼の内張りを施している。一部の低合金鋼 (SA-508 Class2) では大入熱溶接を用いた肉盛で溶接後熱処理が行われると局部的にき裂が発生することが米国のPVRC (Pressure Vessel Research Council) の研究により確認されている。これは肉盛溶接の際、6本の溶接ワイヤーで同時に溶接したために大入熱になったものである。

美浜1号炉においては図2.2-1に示すように材料の化学成分 (ΔG 値) を踏まえ溶接入熱を管理し溶接を実施しており、き裂の発生する可能性は小さいことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。



*1: 規格成分による計算値

*2: 規格成分外のCr, Vを加えた計算値

図2.2-1 再熱割れ発生に及ぼす ΔG 値及び溶接入熱の影響

[出典: 三菱重工技報 Vol.14 No.1 (1977-1)]

(2) 上部蓋及び上部胴フランジシート面のピitting

原子炉容器の上部蓋及び上部胴フランジシール部は、狭あい部でありピittingの発生が想定される。

しかしながら、開放点検時にフランジ面の状況を確認し、手入れを行っている。

また、一度運転に入ると高温状態となりシール部のステンレス鋼肉盛表面に強固な酸化皮膜が形成されるため、有意なピittingの進展は考えられないことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(3) スタッドボルトの腐食

スタッドボルトは低合金鋼であり、Oリングからの漏えいにより、内部流体によるボルトの腐食が想定される。

しかしながら、締付管理により漏えい防止を図っており、開放点検時に有意な腐食は認められておらず、今後もこれらの傾向が変化する要因があるとは考え難いことから、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

(4) 蓋用管台、空気抜用管台の応力腐食割れ

蓋用管台、空気抜用管台には690系ニッケル基合金を使用しており、応力腐食割れが想定されるが、図2.2-2に示す民間研究による690系ニッケル基合金の温度加速定荷重応力腐食割れ試験の結果から、現時点においては応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考えられる。

したがって、高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない。

2.2.4 消耗品及び定期取替品

Oリングは分解点検時に取替えている消耗品であり、長期使用はせず取替を前提としていることから、高経年化対策を見極める上での評価対象外とする。

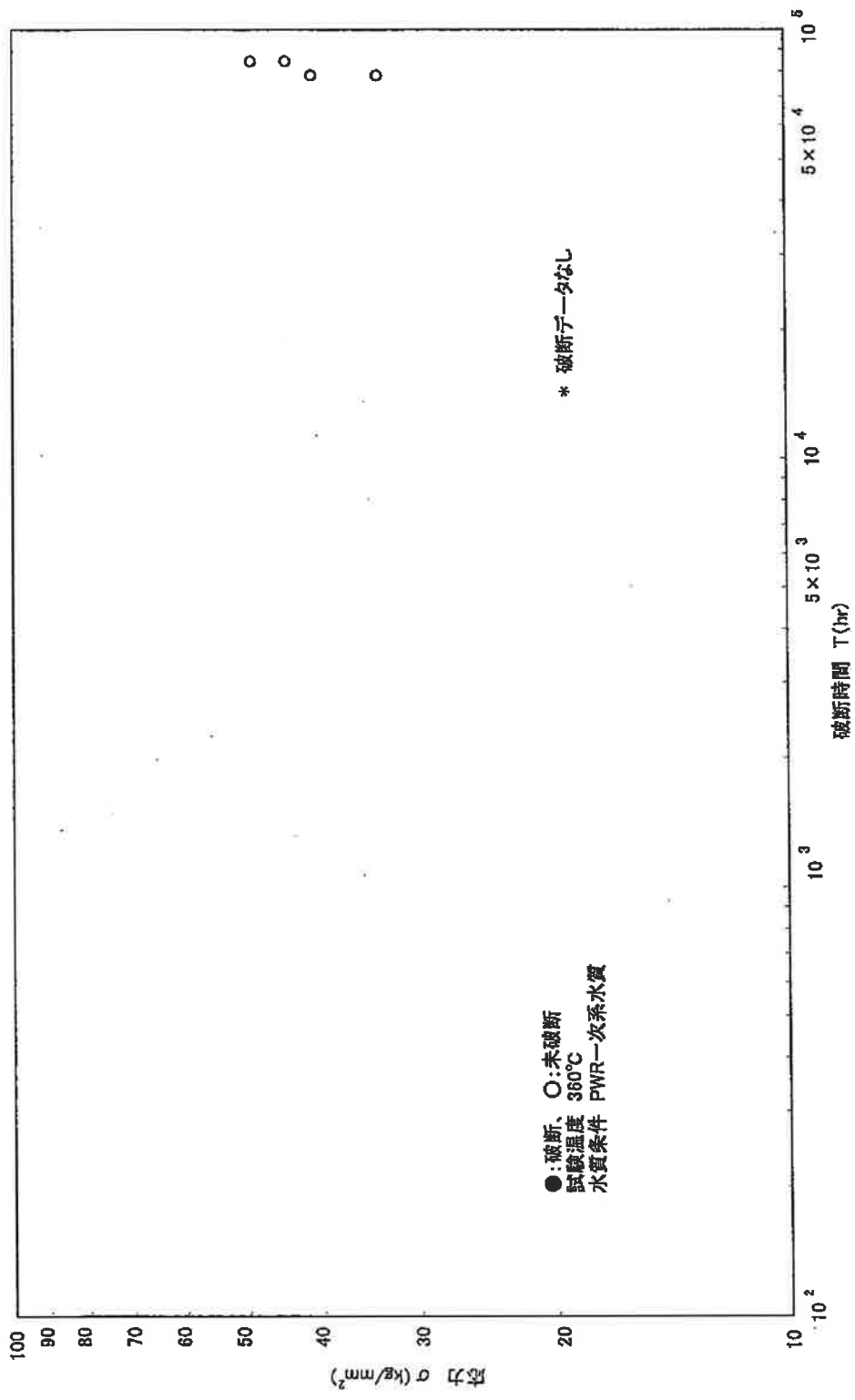


図2.2-2(1/2) 690系ニッケル基合金の定荷重応力腐食割れ (SCC) 試験結果
 (690系ニッケル基合金 (蓋用管台))
 [出典: 電力共同研究「690合金のPWSCC長期信頼性確認試験」2008年度]

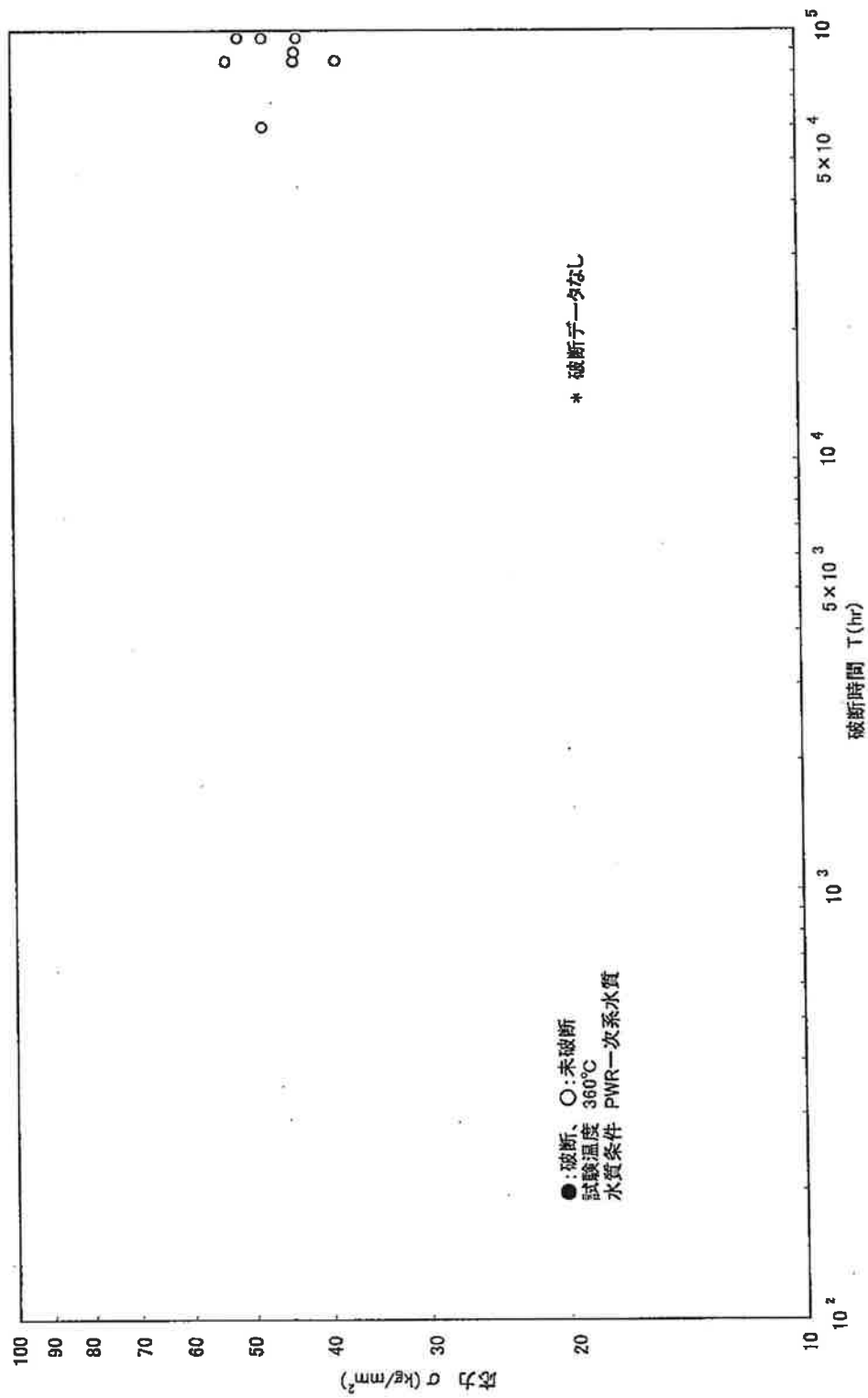


図2.2-2(2/2) 690系ニッケル基合金の定荷重応力腐食割れ (SCC) 試験結果
 (690系ニッケル基合金 (溶接金属))

[出典: 電力共同研究「690合金のPWSCC長期信頼性確認試験」2008年度]

表2.2-1 美浜1号炉 原子炉容器に想定される経年劣化事象

機能達成に必要な項目	部位	消耗品・定期取替品	材料	経年劣化事象						備考		
				減摩	肉食	割れ		材質変化			その他	
						疲労割れ	応力腐食割れ	熱時効	劣化			
バウンダリの維持	上部蓋, 上部胴, 下部胴, 下部鏡		低合金鋼 (F701/胴肉盛)		△ ^{*3} (上部蓋)	○			○ ^{*1}	△ ^{*2}	*1: 中性子照射脆化 (下部胴) *2: 内張り下層部の き裂 *3: ピッチティング	
	上部胴フランジ		低合金鋼 (F701/胴肉盛)		△ ^{*3}	○				△ ^{*2}		
	冷却材入口管台 冷却材出口管台 安全注入管台		低合金鋼 (ステンレス鋼肉盛) 〔セーフエント ¹ は ステンレス鋼) (溶接金属は 600系ニッケル基合金)			○	○ (溶接金属)			△ ^{*2}		
	蓋用管台 空気抜用管台		690系ニッケル基合金			○		△ (溶接金属 を含む)				
	炉内計装筒		600系ニッケル基合金 〔セーフエント ¹ は ステンレス鋼) (溶接金属は 600系ニッケル基合金)			○	○ (溶接金属 を含む)					
	炉心支持金物		600系ニッケル基合金			○	○ (溶接金属 を含む)					
	スタッドボルト		低合金鋼		△	○						
	容器支持金物		低合金鋼			○						
	オリング		◎	-								

○: 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象
△: 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象ではない事象

2.3 高経年化対策上着目すべき経年劣化事象の評価

2.3.1 冷却材出入口管台等の疲労割れ

a. 事象の説明

冷却材出入口管台等は、プラントの起動・停止時等による熱過渡を繰り返し受けるため、疲労が蓄積する可能性がある。

b. 技術評価

① 健全性評価

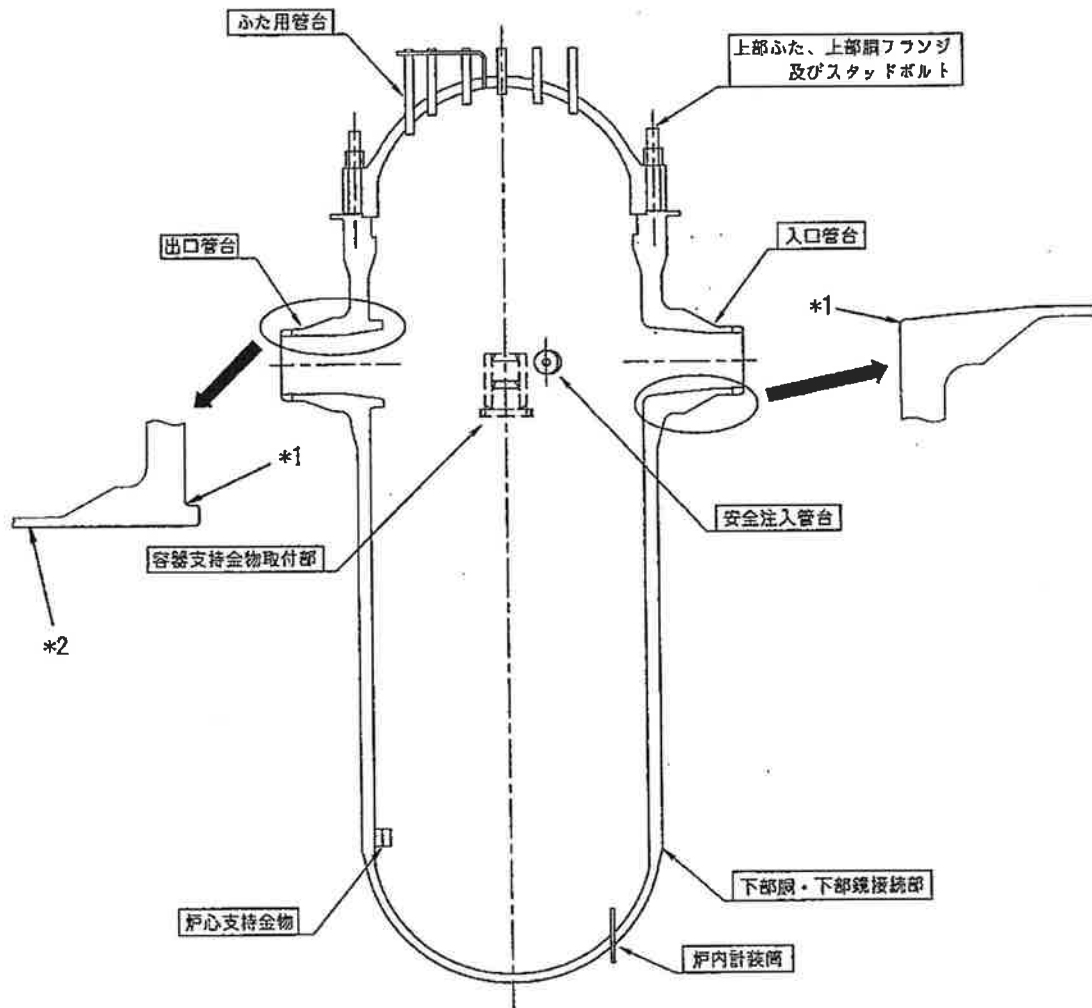
冷却材出入口管台等の健全性評価にあたっては、構造が不連続であるため比較的大きな熱応力の発生する部位を対象として「日本機械学会 設計・建設規格 (JSME S NC1-2005)」に基づき評価を行った。

評価対象部位を図2.3-1に示す。

また、使用環境を考慮した疲労について、「日本機械学会 環境疲労評価手法 (JSME S NF1-2006)」に基づき評価した。

疲労評価に用いた過渡回数を表2.3-2に示す。

それぞれの評価結果を表2.3-3に示すが、許容値に対し余裕のある結果が得られている。



- * 1 : 疲労評価対象部位(最大)
- * 2 : 環境疲労評価対象部位(最大)

図2.3-1 美浜1号炉 原子炉容器 冷却材出入口管台等の疲労評価対象部位

表2.3-2(1/3) 美浜1号炉 原子炉容器 冷却材出入口管台等の疲労評価に用いた過渡回数
(上部蓋, 蓋用管台及びスタッドボルトを除く)

運転状態 I

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2006年度末時点	運転開始後60年 時点の推定値
起動 (温度上昇率55.6°C/h)	89	130
停止 (温度下降率55.6°C/h)	90	130
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	338	653
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	315	630
90%から100%へのステップ状負荷上昇	3	4
100%から90%へのステップ状負荷減少	2	3
100%からの大きいステップ状負荷減少	6	9
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	25	55
0%から15%への負荷上昇	97	158
15%から0%への負荷減少	78	132
1ループ停止/1ループ起動		
I) 停 止	0	1
II) 起 動	0	1

運転状態 II

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2006年度末時点	運転開始後60年 時点の推定値
負荷の喪失	5	8
外部電源喪失	4	7
1次冷却材流量の部分喪失	0	1
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	9	17
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	1
III) 不注意な冷却と安全注入を伴う トリップ	0	1
1次冷却系の異常な減圧	0	1
制御棒クラスタの落下	1	2
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	0	1
タービン回転試験	3	3
1次系漏えい試験	42	75

*1: 設計評価においては, 1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$, 1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$
($\pm 3.5\text{kg/cm}^2$)の変動があるものとしているが, この過渡項目の疲れ累積
係数への寄与は小さく, また, 実際には通常運転中のゆらぎとして, この
ような変動は生じていない。

表2.3-2(2/3) 美浜1号炉 原子炉容器 上部蓋及び蓋用管台の疲労評価に用いた過渡回数

運転状態 I

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2006年度末時点	運転開始後60年 時点の推定値*2
起動 (温度上昇率55.6℃/h)	7	48
停止 (温度下降率55.6℃/h)	8	48
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	51	366
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	51	366
90%から100%へのステップ状負荷上昇	0	1
100%から90%へのステップ状負荷減少	0	1
100%からの大きいステップ状負荷減少	0	3
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	4	34
0%から15%への負荷上昇	8	69
15%から0%への負荷減少	8	62
1ループ停止/1ループ起動		
I) 停 止	0	1
II) 起 動	0	1

運転状態 II

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2006年度末時点	運転開始後60年 時点の推定値*2
負荷の喪失	0	3
外部電源喪失	0	3
1次冷却材流量の部分喪失	0	1
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	0	8
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	1
III) 不注意な冷却と安全注入を伴う トリップ	0	1
1次冷却系の異常な減圧	0	1
制御棒クラスタの落下	0	1
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	0	1
タービン回転試験	0	0
1次系滲えい試験	7	40

*1：設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ ($\pm 3.5\text{kg/cm}^2$)の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲れ累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

*2：運転開始後31年時点での上蓋取替に伴い、プラント運転開始後60年時点の過渡回数としては、上蓋取替からプラント運転開始後60年時点までの年数である29年間の過渡回数とした。

表2.3-2(3/3) 美浜1号炉 原子炉容器 スタッドボルトの疲労評価に用いた過渡回数

運転状態Ⅰ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2006年度末時点	運転開始後60年 時点の推定値*2
起動 (温度上昇率55.6℃/h)	23	66
停止 (温度下降率55.6℃/h)	24	66
負荷上昇 (負荷上昇率5%/min)	160	475
負荷減少 (負荷減少率5%/min)	158	473
90%から100%へのステップ状負荷上昇	0	1
100%から90%へのステップ状負荷減少	0	1
100%からの大きいステップ状負荷減少	0	3
定常負荷運転時の変動*1	—	—
燃料交換	13	43
0%から15%への負荷上昇	22	83
15%から0%への負荷減少	18	72
1ループ停止/1ループ起動		
I) 停 止	0	1
II) 起 動	0	1

運転状態Ⅱ

過 渡 項 目	運転実績に基づく過渡回数	
	2006年度末時点	運転開始後60年 時点の推定値*2
負荷の喪失	0	3
外部電源喪失	1	4
1次冷却材流量の部分喪失	0	1
100%からの原子炉トリップ		
I) 不注意な冷却を伴わないトリップ	2	10
II) 不注意な冷却を伴うトリップ	0	1
III) 不注意な冷却と安全注入を伴う トリップ	0	1
1次冷却系の異常な減圧	0	1
制御棒クラスタの落下	0	1
出力運転中の非常用炉心冷却系の誤起動	0	1
1次冷却系停止ループの誤起動	0	1
タービン回転試験	0	0
1次系漏えい試験	21	56

*1: 設計評価においては、1次冷却材温度 $\pm 1.7^{\circ}\text{C}$ 、1次冷却材圧力 $\pm 0.34\text{MPa}$ ($\pm 3.5\text{kg/cm}^2$)の変動があるものとしているが、この過渡項目の疲れ累積係数への寄与は小さく、また、実際には通常運転中のゆらぎとして、このような変動は生じていない。

*2: 運転開始後18年時点でのスタッドボルト取替に伴い、プラント運転開始後60年時点の過渡回数としては、スタッドボルト取替からプラント運転開始後60年時点までの年数である42年間の過渡回数とした。

表2.3-3 美浜1号炉 原子炉容器 冷却材出入口管台等の疲労評価結果

評価対象部位 (使用材料)	疲れ累積係数 (許容値：1以下)	
	設計・建設規格 による解析	環境疲労評価手法 による解析
① 冷却材入口管台 (低合金鋼, ステンレス鋼 (肉盛))	0.033	0.000 ^{*3,4}
② 冷却材出口管台 (低合金鋼, ステンレス鋼 (肉盛))	0.038	0.001 ^{*4}
③ 安全注入管台 (低合金鋼, ステンレス鋼 (肉盛))	0.042	0.018 ^{*4}
④ 蓋用管台 (690系ニッケル基合金)	0.041	0.001 ^{*4}
⑤ 炉内計装筒 (600系ニッケル基合金)	0.131	0.001 ^{*4}
⑥ 上部蓋 ^{*1} , 上部胴フランジ (低合金鋼, ステンレス鋼 (肉盛))	0.008	— ^{*5}
⑦ 下部胴・下部鏡接続部 (低合金鋼, ステンレス鋼 (肉盛))	0.003	— ^{*5}
⑧ 炉心支持金物 (600系ニッケル基合金)	0.004	0.000 ^{*3,4}
⑨ 容器支持金物取付部 (低合金鋼)	0.010	— ^{*5}
⑩ スタッドボルト ^{*2} (低合金鋼)	0.399	— ^{*5}

*1：第18回定期検査時（2001年度）に原子炉容器上蓋を取替えているため、29年間の過渡回数を基に算出した。

*2：第9回定期検査時（1987年度～1988年度）にスタッドボルトを取替えているため、42年間の過渡回数を基に算出した。

*3：発生応力は疲労限以下である。

*4：炉水環境にあり、かつ疲労評価上最も厳しい箇所について評価を実施しており、疲労評価対象箇所と異なる。

*5：非接液部

② 現状保全

冷却材出入口管台等の疲労割れに対しては、定期的に超音波探傷検査等（表2.3-4）により、有意な欠陥がないことを確認し、漏えい試験により耐圧部の健全性を確認している。また、原子炉容器内面の肉盛については、定期的に目視検査により有意な欠陥のないことを確認している。さらに、高経年化技術評価に合わせて、実過渡回数に基づく評価を実施することとしている。

表2.3-4 美浜1号炉 原子炉容器の供用期間中検査の内容

部 位	検 査 部 位	検査内容
① 冷却材入口管台	セーフエンドとの溶接部, 胴との溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査 ベアメタル検査
② 冷却材出口管台	セーフエンドとの溶接部, 胴との溶接部	超音波探傷検査 浸透探傷検査 ベアメタル検査
③ 安全注入管台	セーフエンドとの溶接部, 胴との溶接部	超音波探傷検査
④ 蓋用管台	上部蓋の貫通部	目視検査 浸透探傷検査
⑤ 炉内計装筒	下部鏡の貫通部	渦流探傷検査 ベアメタル検査
⑥ 上部蓋, 上部胴フランジ	溶接部	漏えい試験
⑦ 下部胴・下部鏡接続部	溶接部（円周方向, 長手方 向）	超音波探傷検査
⑧ 炉心支持金物	胴との溶接部	目視検査
⑨ 容器支持金物取付部	胴との溶接部	超音波探傷検査
⑩ スタッドボルト	ボルト本体	超音波探傷検査
	ナット	目視検査

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、現時点の知見において、疲労割れが問題となる可能性はないと考える。ただし、疲労評価は実過渡回数に依存するため、今後も実過渡回数を把握し評価する必要がある。

また、疲労割れは超音波探傷検査等で、原子炉容器内面の肉盛の欠陥については、目視検査により検知可能であり、点検手法として適切である。

c. 高経年化への対応

冷却材出入口管台等の疲労割れについては、現状保全項目として、実過渡回数に基づく評価を定期的を実施していく。

2.3.2 胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化

a. 事象の説明

原子炉容器が通常の圧力容器と異なる点は、燃料を取り囲む胴部（炉心領域部）で中性子照射を受ける環境にあることである。このため安全性の見地から監視試験片の設定や中性子照射脆化に関する多くの研究が行われてきている。

一般的に材料は中性子の照射を受けると非常に微小な欠陥（析出物やマイクロボイド）が生じ、このような欠陥が存在すると材料の変形の際（転位の移動）の抵抗となり、破壊に対する抵抗（靱性）の低下が生じる。原子炉容器の胴部（炉心領域部）においては、中性子照射とともに関連温度（ $R T_{NDT}$ ）が上昇し、上部棚吸収エネルギー（USE）が低下することは広く知られており、中性子照射脆化と呼ばれている（図2.3-2参照）。

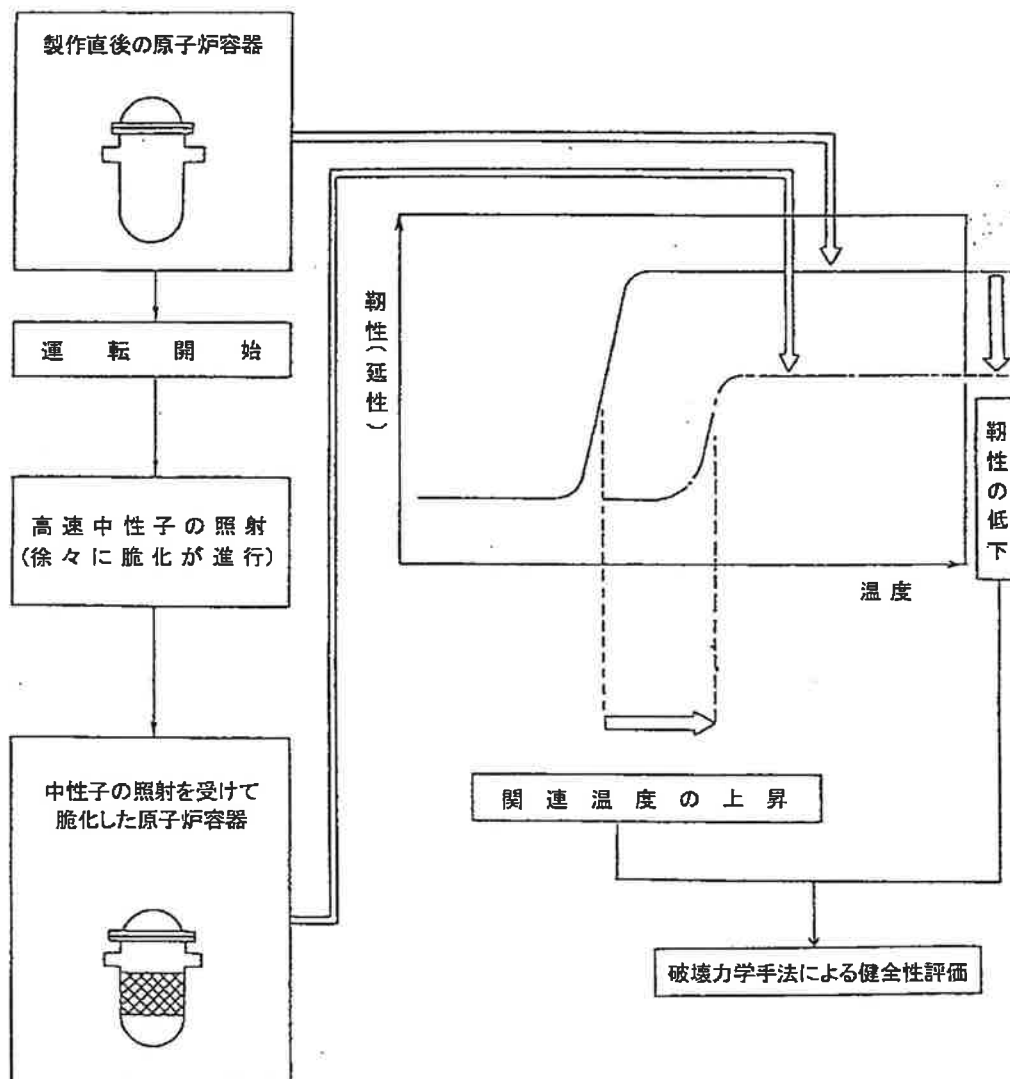


図2.3-2 原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対する健全性評価

b. 技術評価

① 健全性評価

美浜1号炉の現在までの監視試験結果を表2.3-5及び表2.3-6に示す。なお、母材の熱影響部については、溶接による熱履歴により、関連温度は母材より低くなっていることから、母材を代表として評価を行っている。

電気技術規程 JEAC4201-2007「原子炉構造材の監視試験方法」（以下JEAC 4201）の国内脆化予測法による第23回定期検査時点（2007年度～2008年度）及び運転開始後60年時点での関連温度予測値、並びに国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係を表2.3-7及び表2.3-8並びに図2.3-3に示す。

図2.3-3より当該部位の中性子照射脆化は、国内脆化予測法にマージンを見込んだ値を逸脱しておらず、特異な脆化は認められない。

表2.3-5 美浜1号炉 原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対する監視試験結果（関連温度）

回数	中性子照射量 ($\times 10^{19} \text{n/cm}^2$) [$E > 1 \text{ MeV}$]	関連温度 (°C)				
		母材			溶接金属	熱影響部
		B3702-1*3	B3702-2*3	B3702-3*3		
初期	0	-23	-1	-11	-50	-66*4
第1回	0.6 [約8EFPY] *1	17	45	37	54	0
第2回	1.2 [約16EFPY] *1	22	51	49	64	-12
第3回	2.1 [約28EFPY] *1	32	71	66	76	30
第4回	3.0 [約39EFPY] *1*2	32	74	66	81	30

*1: 内表面から板厚 t の $1/4 t$ 深さでのEFPY。EFPYとは、定格負荷相当年数であり、定格出力で連続運転したと仮定して計算した年数を示す。

*2: 第4回監視試験実施時の定格負荷相当年数は約15EFPY。

*3: 母材のチャージ番号

*4: 熱影響部については、関連温度の初期値がないため、脆性遷移温度（シャルピー衝撃試験で衝撃吸収エネルギーが41Jを示す温度）を記した。

表2.3-6 美浜1号炉 原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に
 対する監視試験結果（上部棚吸収エネルギー）

回数	中性子照射量 ($\times 10^{19}n/cm^2$) [$E > 1 MeV$]	上部棚吸収エネルギー (J)				
		母材 (L方向) *3			溶接金属	熱影響部
		B3702-1*4	B3702-2*4	B3702-3*4		
初期	0	140	147	139	133	124
第1回	0.6 [約8EFPY] *1	120	118	119	93	101
第2回	1.2 [約16EFPY] *1	118	116	121	83	96
第3回	2.1 [約28EFPY] *1	121	109	122	83	87
第4回	3.0 [約39EFPY] *1*2	125	114	128	88	89

*1:内表面から板厚 t の $1/4 t$ 深さでのEFPY。EFPYとは、定格負荷相当年数であり、定格出力で連続運転したと仮定して計算した年数を示す。

*2:第4回監視試験実施時の定格負荷相当年数は約15EFPY。

*3:L方向は、試験片の長手方向が圧延方向に平行な衝撃試験片による値

*4:母材のチャージ番号

表2.3-7 美浜1号炉 原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対する
関連温度の予測値

評価時期	中性子照射量 ^{*1} ($\times 10^{19}n/cm^2$) [E > 1 MeV]	関連温度 ^{*2} (°C)				
		母材			溶接金属	熱影響部
		^{*3} B3702-1	^{*3} B3702-2	^{*3} B3702-3		
第23回定期検査時点	1.45	40	76	70	87	28
運転開始後60年時点	2.89	49	82	76	91	35

*1:内表面から板厚 t の 1 / 4 t 深さでの中性子照射量

*2:内表面から板厚 t の 1 / 4 t 深さでの予測値

*3:母材のチャージ番号

表2.3-8 美浜1号炉 原子炉容器胴部（炉心領域部）の中性子照射脆化に対する
上部棚吸収エネルギーの予測値

評価時期	中性子照射量 ^{*1} ($\times 10^{19}n/cm^2$) [E > 1 MeV]	上部棚吸収エネルギー ^{*2} (J)				
		母材 (T方向) ^{*3}			溶接金属	熱影響部
		^{*4} B3702-1	^{*4} B3702-2	^{*4} B3702-3		
第23回定期検査時点	1.45	76	73	72	82	90
運転開始後60年時点	2.89	72	69	68	74	85

*1:内表面から板厚 t の 1 / 4 t 深さでの中性子照射量

*2:内表面から板厚 t の 1 / 4 t 深さでの予測値

*3:T方向は、L方向に対して直角であり、L方向の値を65%としたもの

*4:母材のチャージ番号

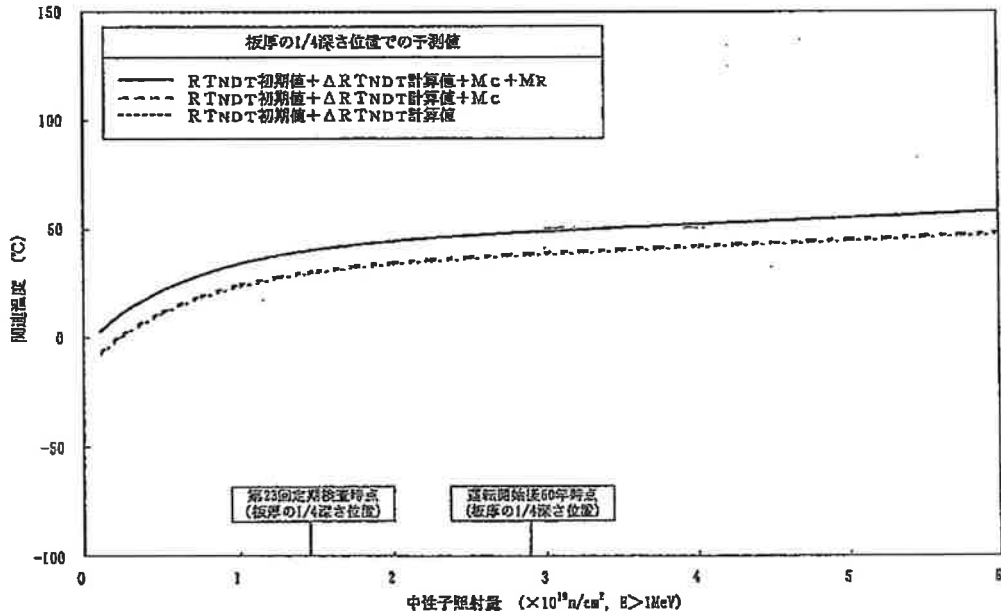
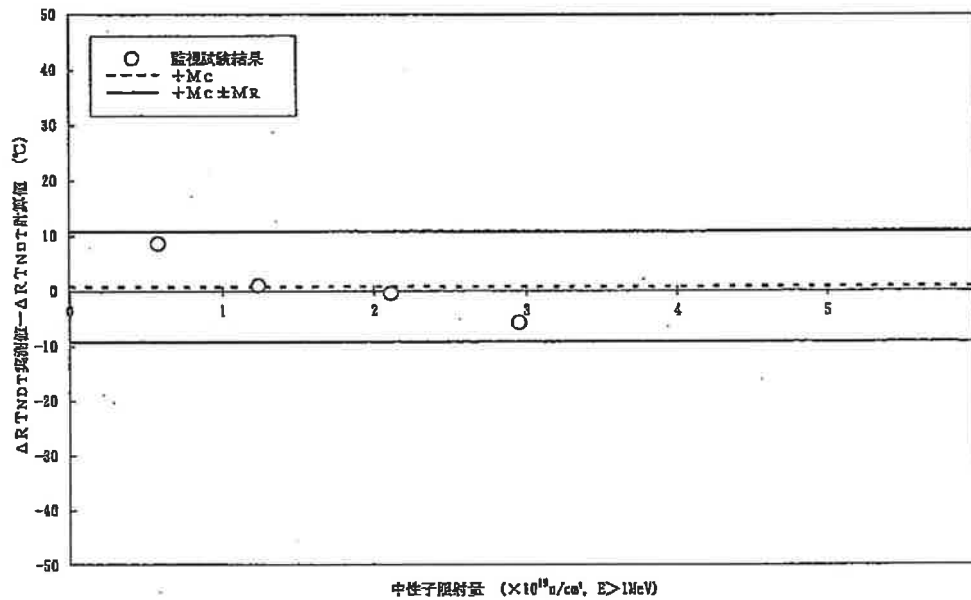


図2.3-3(1/4) 美浜1号炉 原子炉容器胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に対する
 関連温度の国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係(母材B3702-1)

M_c : 実測値で補正する場合に用いるマージン

M_R : マージン

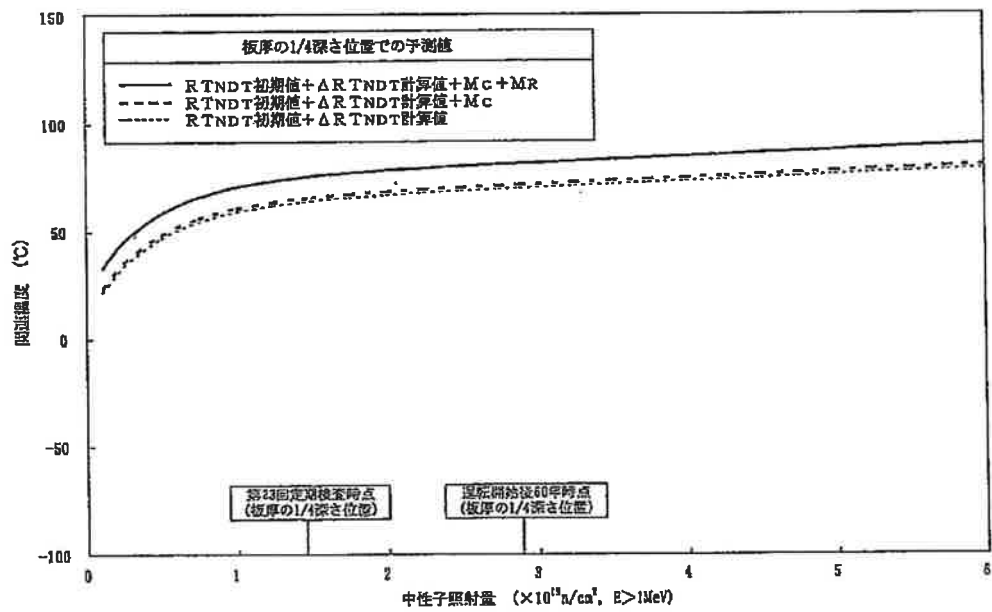
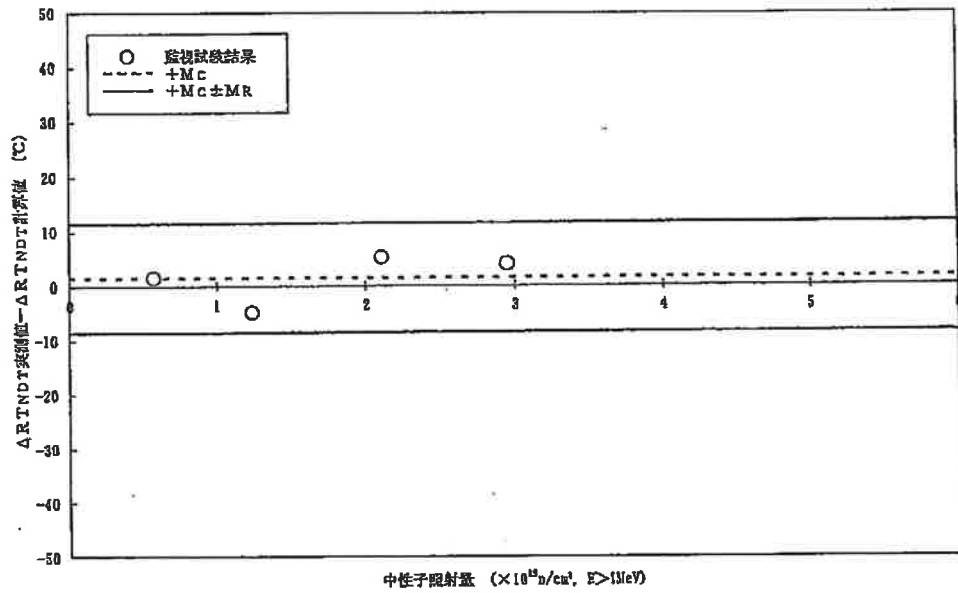


図2.3-3(2/4) 美浜1号炉 原子炉容器胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に対する
 関連温度の国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係(母材 B3702-2)
 M_C : 実測値で補正する場合に用いるマージン
 M_R : マージン

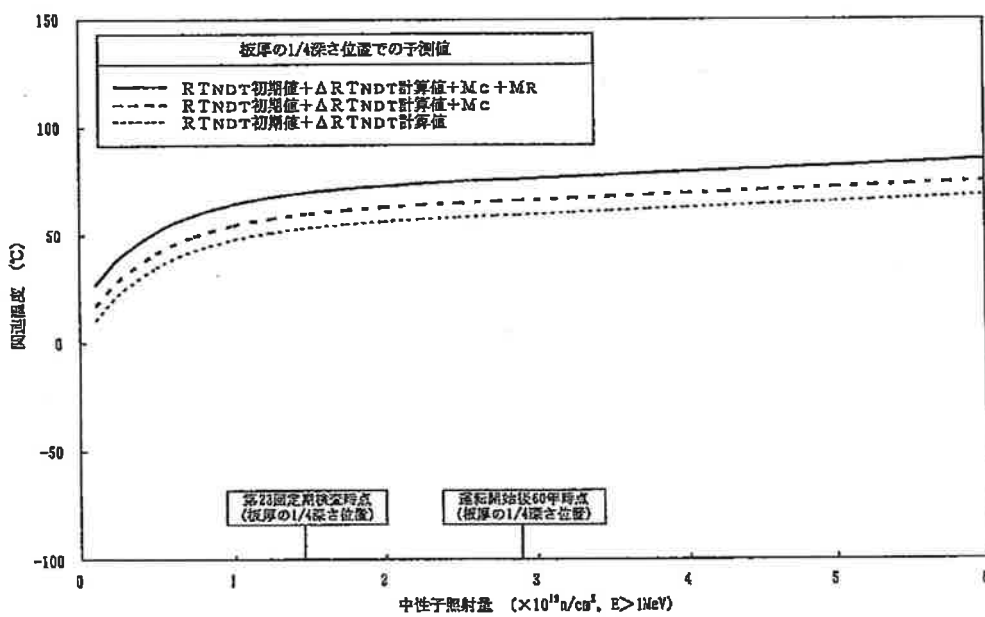
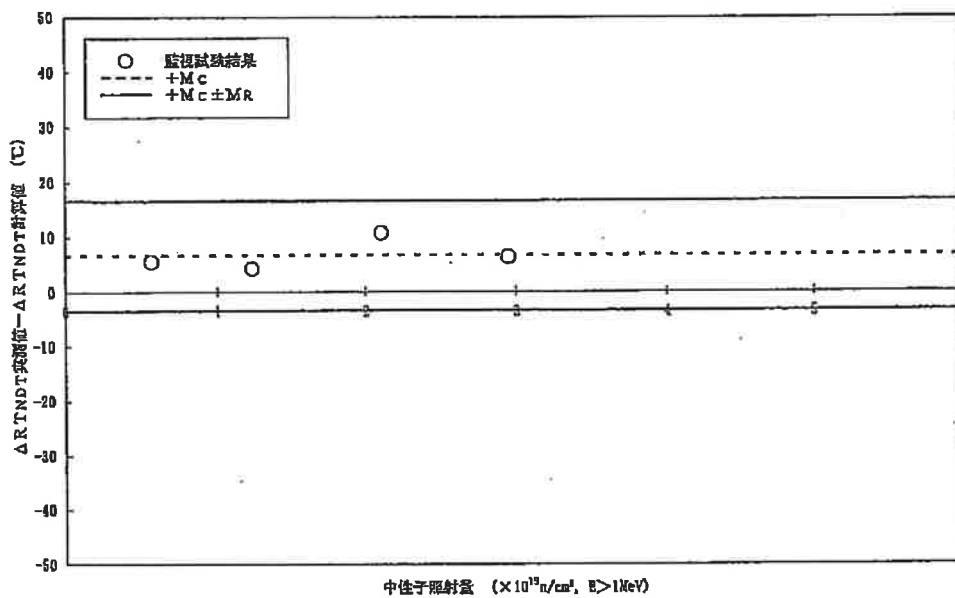


図2.3-3(3/4) 美浜1号炉 原子炉容器胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に対する
 関連温度の国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係(母材 B3702-3)
 M_C : 実測値で補正する場合に用いるマージン
 M_R : マージン

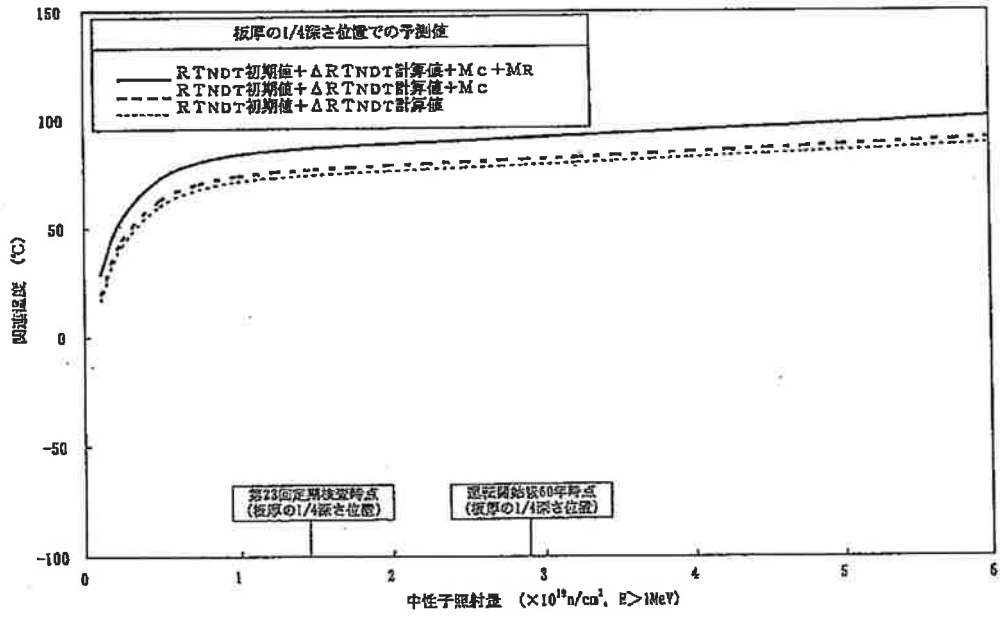
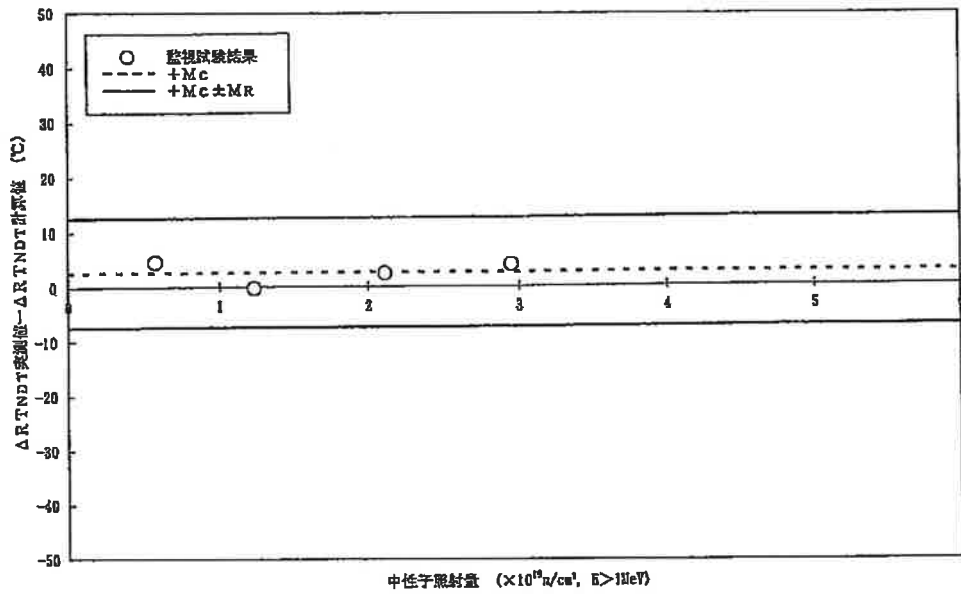


図2.3-3(4/4) 美浜1号炉 原子炉容器胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に対する
 関連温度の国内脆化予測法による予測と監視試験結果の関係(溶接金属)
 M_C : 実測値で補正する場合に用いるマージン
 M_R : マージン

本技術評価では、原子炉容器の胴部（炉心領域部）材料の関連温度の上昇及び上部棚領域部の靱性の低下に対する評価を以下のとおり実施した。

i 関連温度上昇に対する評価

関連温度の上昇については、電気技術規程 JEAC4206-2007「原子力発電所用機器に対する破壊靱性の確認試験方法」（以下 JEAC4206）の附属書C「供用状態C、Dにおける加圧水型原子炉圧力容器の炉心領域部に対する非延性破壊防止のための評価手法」に定められた加圧熱衝撃（PTS: Pressurized Thermal Shock）評価手法*1に基づき美浜1号炉原子炉容器の胴部（炉心領域部）材料の評価を実施した。PTS事象は小破断LOCA、大破断LOCA、主蒸気管破断事故を対象とした。

中性子照射脆化による材料の靱性低下の予測について、国内脆化予測法を用いて、実測 K_{IC} データを運転開始後60年時点まで温度軸に対してシフトさせ、その予測破壊靱性（ K_{IC} ）の下限を包絡した以下の K_{IC} 曲線を設定する。

$$K_{IC}=20.16+129.9\exp\{0.0161(T-T_p)\}(\text{MPa}\sqrt{\text{m}})$$

ここで、 T_p はプラント評価時期の K_{IC} 曲線を設定する際に定まるプラント個別の定数である。

美浜1号炉を評価した結果、 T_p は第23回定期検査時点までで112℃、プラント運転開始後60年時点で119℃となった。健全性評価は K_{IC} 下限包絡曲線とPTS状態遷移曲線を比較し、 $K_{IC}>K_I$ であることを確認することであり、図2.3-4に評価結果を示す。

初期き裂を想定しても、運転開始後60年時点において、脆性破壊に対する抵抗値（材料自身の持つねばり強さ）を示す K_{IC} 曲線は、負荷状態を応力拡大係数 K_I （脆性破壊を起こそうとする値）で示すPTS状態遷移曲線を上回っていることから、脆性破壊は起こらないと評価される。

*1：国内PWRプラントにおけるPTS評価では、想定き裂先端部の中性子照射量には原子炉容器内表面の値を用いている。

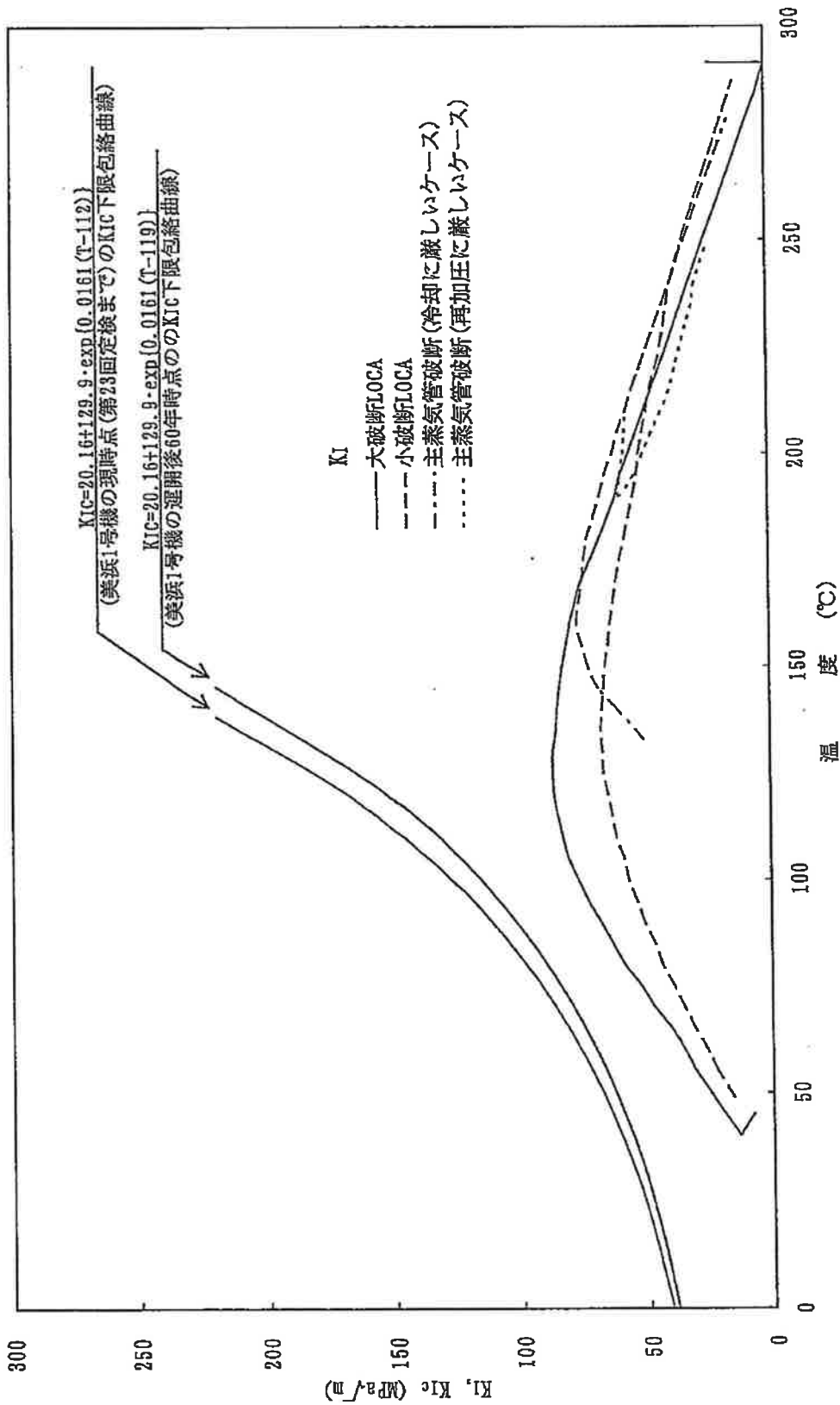


図2.3-4 美浜1号炉 原子炉容器胴部(炉心領域部)中性子照射脆化に対するP T S評価結果

ii 上部棚吸収エネルギー低下に対する評価

国内プラントを対象とした上部棚吸収エネルギーの予測式（国内USE予測式）を用いて運転開始後60年時点での上部棚吸収エネルギーの予測値を評価した結果、表2.3-9のとおりJEAC4206で要求している68J以上を満足しており、十分な上部棚吸収エネルギーがある。

表2.3-9 美浜1号炉 上部棚吸収エネルギーの予測値

(単位：J)

	方 向	初 期 値	第23回定期 検査時点*1	運転開始後 60年時点*1
母 材 B3702-1*2	L方向	140	116	110
	T方向*3	91	76	72
母 材 B3702-2*2	L方向	147	113	106
	T方向*3	96	73	69
母 材 B3702-3*2	L方向	139	111	104
	T方向*3	91	72	68
溶接金属	溶接線に 直角方向	133	82	74

*1:板厚tの1/4t深さでの予測値

*2:母材のチャージ番号

*3:L方向の値を65%としたもの

② 現状保全

原子炉容器に対しては、定期的に超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認している。

さらに、第19回定期検査時(2002年度)までに胴部の炉心領域溶接部に対し100%の超音波探傷検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認している。

胴部(炉心領域部)材料の中性子照射による機械的性質の変化については、JEAC4201に基づいて、計画的に監視試験を実施し、将来の破壊靱性の変化を先行把握している。

美浜1号炉は、当初監視試験カプセルを6体挿入し、現在までにJEAC4201の最少取出カプセル数である4体のカプセルを取り出し、将来の運転期間に対する脆化予測を行っている。

また、監視試験結果から、JEAC4206に基づき、運転管理上の制限として加熱・冷却運転時に許容しうる温度・圧力の範囲(加熱冷却時制限曲線)及び耐圧漏えい試験温度を設けて運用している。

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、現時点の知見において、炉心領域部の中性子照射脆化が機器の健全性に影響を与える可能性はないと考えられる。

胴部(炉心領域部)材料の機械的性質の予測は監視試験により把握可能であり、また有意な欠陥のないことも超音波探傷検査により確認していることから、保全内容として適切である。

c. 高経年化への対応

胴部(炉心領域部)の中性子照射脆化に対しては、JEAC4201に基づき計画的に監視試験を実施して健全性評価の妥当性を確認するとともに、定期的に超音波探傷検査を実施していく。

また、監視試験結果から、JEAC4206に基づき、運転管理上の制限として加熱・冷却運転時に許容しうる温度・圧力の範囲(加熱冷却時制限曲線)及び耐圧漏えい試験温度を設けて運用していく。

2.3.3 600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れ

a. 事象の説明

600系ニッケル基合金の応力腐食割れ（SCC：Stress Corrosion Cracking）発生要因としては、材料、応力、環境の3要因が考えられ、運転時間が経過すると顕在化してくる時間依存型の損傷である。

① 材料要因

600系ニッケル基合金は、焼きなまし（MA：Mill Annealing）材を用いた初期の蒸気発生器伝熱管の損傷事例でも示されているように、PWR 1次系水質環境下で応力腐食割れ感受性を有している。

その程度は材料の製作方法により差があり、製作工程、熱処理温度により影響を受けると考える。

② 応力要因

PWR 1次系水質環境のような高温純水中環境で、材料に溶接残留応力や内圧による応力などの高い応力が加わった場合に応力腐食割れは発生する。

高温純水中での応力腐食割れについては、定荷重試験の結果などから応力腐食割れが発生し破断するまでの時間は応力レベルに依存しており応力が高いほど破断時間の短いことが知られている。

③ 環境要因

600系ニッケル基合金のPWR 1次系水質環境下における応力腐食割れの環境要因としては、溶存酸素、塩化物イオン等の化学成分及び温度が重要要因となるが、PWRの1次系水は、水素注入や脱塩処理により、溶存酸素濃度、塩化物イオン濃度等を極力低減している。

また、国内プラントにおいては定期分析等により十分な水質管理を行っており、水環境の悪化は考えられない。よって、環境要因としては温度が重要要因となる。

温度依存性については温度が高いほど、応力腐食割れ発生時間が短くなることが知られている。

b. 技術評価

① 健全性評価

600系ニッケル基合金は、PWR 1次系水質環境下で応力腐食割れ感受性を有しており、応力腐食割れが発生し破断するまでの時間は応力の大きさに依存する。

民間研究による温度加速定荷重応力腐食割れ試験の結果を図2.3-5(1/2)～(2/2)に示す。

また、600系ニッケル基合金のPWR 1次系水質環境下における応力腐食割れの環境要因としては、溶存酸素、塩化物イオン等の化学成分及び温度が重要要因となる。しかし、PWRの1次系水は、水素注入や脱塩処理により、溶存酸素濃度、塩化物イオン濃度等を極力低減している。このことから、環境要因としては温度が重要な要因となり、温度が高いほど応力腐食割れ発生時間が短くなる。

600系ニッケル基合金の応力腐食割れについて、現状知見を踏まえて使用部位の応力・温度条件をもとに評価を行った結果(表2.3-10)、応力条件として厳しい炉内計装筒母材部、溶接部の表面仕上げ(バフ仕上げ)が行われていない場合の炉内計装筒J-溶接部及び冷却材出口管台継手については、応力腐食割れが発生する可能性は否定できないと評価される。

しかしながら、炉内計装筒内面については第19回定期検査時(2002年度)に、炉内計装筒J-溶接部、冷却材出入口管台溶接部及び安全注入管台溶接部については第22回定期検査時(2006年度～2007年度)にウォータージェットピーニング(応力緩和)を施工したことから、応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考える。

なお、第19回定期検査時(2002年度)におけるウォータージェットピーニング(応力緩和)施工前の確認として炉内計装筒の渦流探傷検査を実施した結果、異常のないことを確認した。

また、第22回定期検査時(2006年度～2007年度)におけるウォータージェットピーニング(応力緩和)施工前の確認として炉内計装筒J-溶接部、冷却材出入口管台溶接部及び安全注入管台溶接部の目視検査を実施した結果、異常のないことを確認した。

さらに、表2.3-10に示すように超音波探傷検査等についても、異常のないことを確認している。

② 現状保全

原子炉容器の600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れに対しては、保安院指示文書（平成21・02・18 原院第2号NISA-325c-09-1, NISA-163c-09-2）^{*1*}^{*2}に指示されている手法・頻度（超音波探傷検査、浸透探傷検査、漏えい検査及びベアメタル検査・供用期間中検査時）で検査を実施し、有意な欠陥のないことを確認するとともに、応力条件として厳しい炉内計装筒については第19回定期検査時（2002年度）に、炉内計装筒J-溶接部については第22回定期検査時（2006年度～2007年度）にウォータージェットピーニング（応力緩和）を施工している。

また、冷却材出入口管台溶接部及び安全注入管台溶接部については、第22回定期検査時（2006年度～2007年度）にウォータージェットピーニング（応力緩和）を施工するとともに、第19回定期検査時（2002年度）に超音波探傷検査を実施している。

さらに、表2.3-10に示すように点検を実施するとともに、定期的に漏えい試験を実施し、耐圧部の健全性を確認している。

なお、蓋用管台については、第18回定期検査時（2001年度）に上蓋取替を実施している。

*1:平成17年6月15日までは平成15・12・12 原院第2号NISA-163a-03-1により実施

*2:平成21年3月31日までは平成17・06・10 原院第7号NISA-163a-05-2により実施

③ 総合評価

健全性評価結果から判断して、炉内計装筒については、運転の長期化に伴い応力腐食割れ発生の可能性は否定できないことから、予防保全的措置としてウォータージェットピーニング（応力緩和）を第19回定期検査時（2002年度）に実施するとともに、施工前の確認として渦流探傷検査を実施した。その結果、異常は認められず、ウォータージェットピーニング（応力緩和）も実施したことから、応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考える。

炉内計装筒J-溶接部については、溶接部の表面仕上げ（パフ仕上げ）が行われていない場合には、応力腐食割れ発生領域に至る高い応力が残存している可能性があり、応力腐食割れ発生の可能性は否定できないことから、予防保全的措置としてウォータージェットピーニング（応力緩和）を第22回定期検査時（2006年度～2007年度）に実施するとともに、目視検査等を実施した。その結果、異常は認められず、ウォータージェットピーニング（応力緩和）も実施したことから、応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考える。

冷却材出口管台の溶接部については、高温度でかつ応力腐食割れ発生領域に至る応力が発生している可能性があり、運転の長期化に伴い応力腐食割れ発生の可能性は否定できないことから、予防保全的措置としてウォータージェットピーニング（応力緩和）を第22回定期検査時（2006年度～2007年度）に実施するとともに、目視検査等を実施した。その結果、異常は認められず、ウォータージェットピーニング（応力緩和）も実施したことから、応力腐食割れが発生する可能性は小さいと考える。

応力腐食割れにより発生するき裂は、超音波探傷検査及びベアメタル検査等により検知可能であり、検査手法として適切である。

c. 高経年化への対応

600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れについては、供用期間中検査時に超音波探傷検査、ベアメタル検査等を実施していく。

表2.3-10 美浜1号炉 600系ニッケル基合金使用部位の応力腐食割れ健全性評価

区分	部位	実機運転条件		国内外不適合事例	総合評価	健全性評価	点検、検査実績	
		温度	応力					
母材	A 炉内計装筒	低	高	無*1	②	第19回定期検査(2002年度)でウォータージェットピーニングによる予防保全的措置を実施。発生の可能性は十分低い。	第19回定期検査(2002年度)でECT検査。異常認められず。	
	B 炉心支持金物	低	低	無	③	発生の可能性は十分低い。	第19回定期検査(2002年度)で目視検査。異常認められず。	
溶接部	1 炉内計装筒継手	低	低	無	③	発生の可能性は十分低い。	第14回定期検査(1994年度~1995年度)で目視検査。異常認められず。	
	2 炉内計装筒J-溶接部	低	高	無*1	②	第22回定期検査(2006年度~2007年度)でウォータージェットピーニングによる予防保全的措置を実施。発生の可能性は十分低い。	第14回定期検査(1994年度~1995年度)でUT検査。第22回定期検査(2006年度~2007年度)で目視検査。第23回定期検査(2007年度~2008年度)でBMV検査。異常認められず。	
	3 モニターチューブ溶接部	-	-	-	-	-	接液しない。(非耐圧部)	-
	4 冷却材出口管台継手	高	低	有*2,4	②	第22回定期検査(2006年度~2007年度)でウォータージェットピーニングによる予防保全的措置を実施。発生の可能性は十分低い。	管台A, B共に、第19回定期検査(2002年度)でUT検査。管台A, B共に、第22回定期検査(2006年度~2007年度)で目視検査。管台Aは第22回定期検査(2006年度~2007年度)でPT検査。管台Bは第21回定期検査(2005年度)でUT検査及びPT検査。管台A, B共に、第20回定期検査(2003年度)でBMV検査。異常認められず。	
	5 冷却材入口管台継手	低	低	有*3	③	第22回定期検査(2006年度~2007年度)でウォータージェットピーニングによる予防保全的措置を実施。発生の可能性は十分低い。	管台A, B共に、第19回定期検査(2002年度)でUT検査。管台A, B共に、第22回定期検査(2006年度~2007年度)で目視検査。管台Aは第23回定期検査(2007年度~2008年度)でPT検査。管台Bは第20回定期検査(2003年度)でUT検査及びPT検査。管台Aは第21回定期検査(2005年度)でBMV検査。管台Bは第20回定期検査(2003年度)でBMV検査。異常認められず。	
	6 炉心支持金物継手	低	低	無	③	発生の可能性は十分低い。	第19回定期検査(2002年度)で目視検査。異常認められず。	
	7 安全注入管台継手	低	低	無	③	第22回定期検査(2006年度~2007年度)でウォータージェットピーニングによる予防保全的措置を実施。発生の可能性は十分低い。	第19回定期検査(2002年度)でUT検査。第22回定期検査(2006年度~2007年度)で目視検査。異常認められず。	

(総合評価) ① 高温度、高応力の部位
 ② 低温度、高応力または高温度、低応力の部位
 ③ ①, ②以外の部位

*1: 2003年4月, 米国サウステキサスプロジェクト(South Texas Project)発電所において, 炉内計装筒から漏えいが検出されたが, 発生原因としては, 建設時に溶接欠陥が存在し, それらが起点となり貫通欠陥となったと報告されている。

*2: 2000年10月, 米国V. C. サマー(V. C. Summer)発電所において, 原子炉冷却材出口管台と1次冷却材管のニッケル基合金溶接部にき裂が発見されたが, これは建設時の溶接補修の繰り返しにより, 引張り残留応力が高くなったために発生した内面側からの応力腐食割れと報告されている。

- *3: 2004年11月及び2005年11月, 伊方発電所1号炉及び2号炉において, 原子炉冷却材入口管台と1次冷却材管のニッケル基合金溶接部付近に微小な傷が確認された。これは建設時の手直し溶接により引張り残留応力が高くなったために発生した内面側からの応力腐食割れと報告されている。
- *4: 2008年3月, 大飯発電所3号炉において, 原子炉冷却材出口管台と1次冷却材管のニッケル基合金溶接部付近に微小な傷が確認された。これは機械加工により引張り残留応力が高くなったために発生した内面側からの応力腐食割れと報告されている。
- (注) ECT検査とは渦流探傷検査, UT検査とは超音波探傷検査, PT検査とは浸透探傷検査, BMV検査とはベアメタル検査をそれぞれ示す。

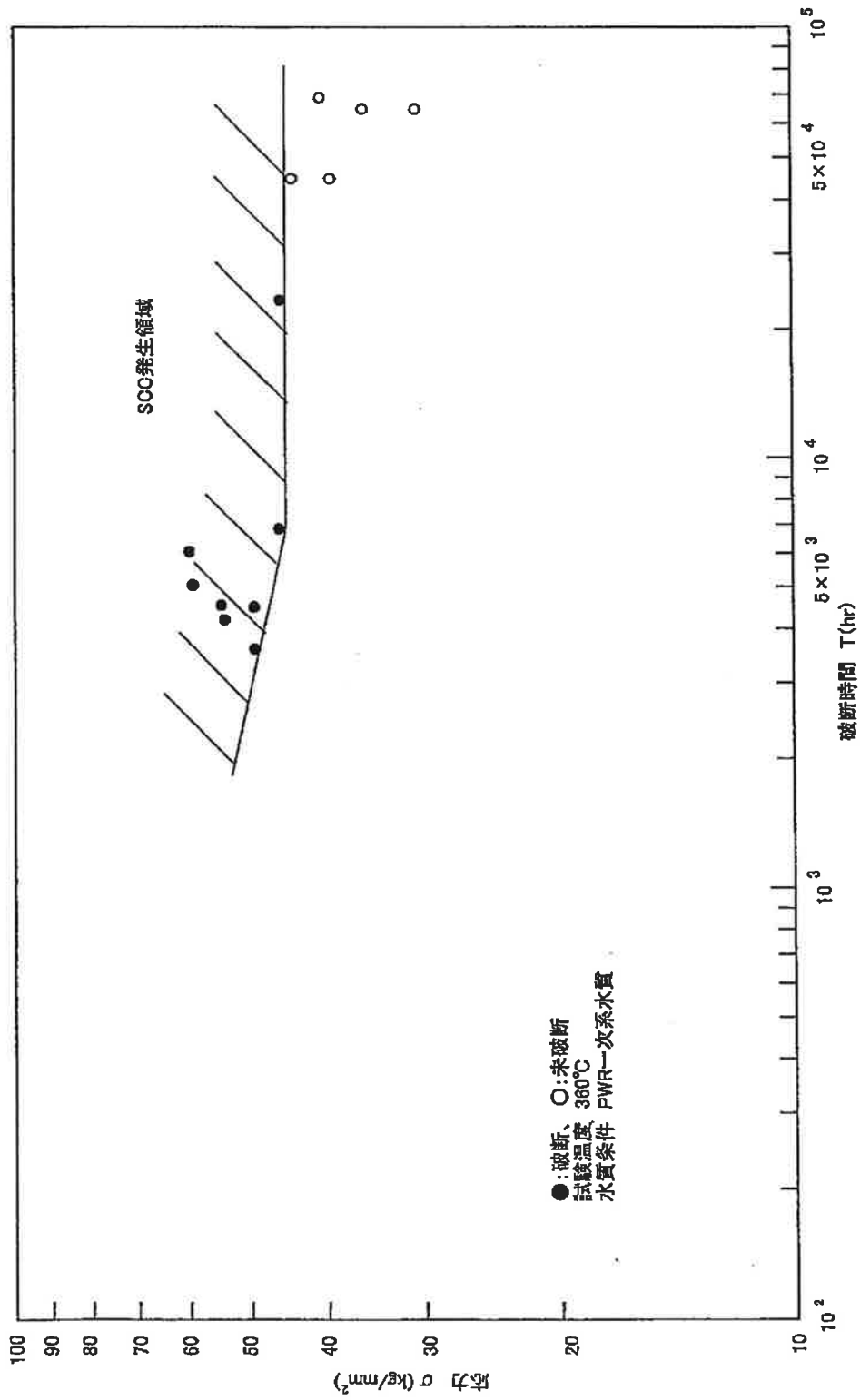


図2.3-5(1/2) 600系ニッケル基合金の定荷重応力腐食割れ (SCC) 試験結果
 (炉内計装筒)

[出典: 電力共通研究「Ni基合金のPWSCC長期信頼性確認試験 (その3)」2003年度]

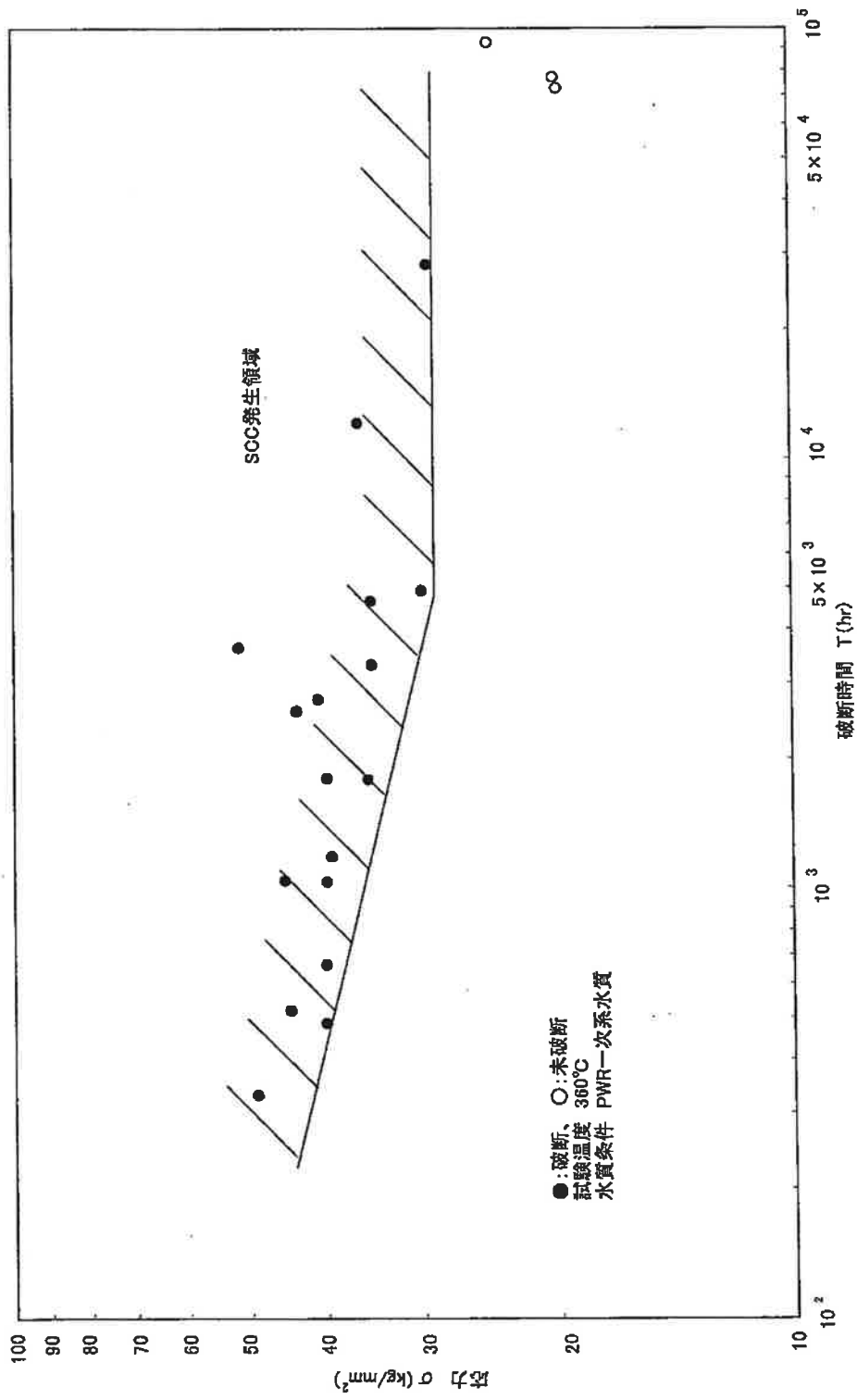


図2.3-5(2/2) 600系ニッケル基合金の定荷重応力腐食割れ (SCC) 試験結果
 (600系ニッケル基合金 (溶接金属))
 [出典: 電力共同研究「690合金のPWSCC長期信頼性確認試験」2008年度]