

令和4年5月13日
原子力安全対策課
(04-05)
<15時記者発表>

高浜発電所3号機の定期検査状況について (蒸気発生器伝熱管の損傷に関する原子炉施設故障等報告書の提出)

このことについて、関西電力株式会社から下記のとおり連絡を受けた。

記

高浜発電所3号機(加圧水型軽水炉;定格電気出力87.0万kW)は、令和4年3月1日から実施している第25回定期検査において、3台(A、B、C)ある蒸気発生器(SG)の伝熱管全数^{※1}について渦流探傷検査^{※2}を実施した。

その結果、A-SGの伝熱管2本およびB-SGの伝熱管1本について、有意な信号指示^{※3}が認められた。このうちA-SGの1本は、高温側の管板^{※4}部に内面(1次側)からの割れとみられる信号指示で、残りの1本とB-SGの1本は、管支持板^{※5}部付近に外面(2次側)からの減肉とみられる信号指示であった。

これらのほか、A-SGの伝熱管1本について、管支持板部付近に外面(2次側)からの微小な減肉とみられる信号指示(判定基準未満)が認められた。

その後、伝熱管の外面減肉については、小型カメラによる損傷箇所の外観調査結果やSG器内から回収したスケール^{※6}の性状等の調査状況から、前回定期検査時に実施したSG器内の薬品洗浄後も残存していた稠密なスケールがプラント運転中に管支持板下面に留まり、伝熱管と繰り返し接触したことで摩耗減肉が発生した可能性が高いと推定したため引き続き、回収したスケールの形状や性状等の調査や対策等の検討を行うこととした。

また、伝熱管内面に有意な信号指示が認められた原因は、既往知見である応力腐食割れと推定した。

なお、この事象による環境への放射能の影響はない。

※1:過去に有意な指示が認められ、施栓した管等を除き、A-SGで3,272本、B-SGで3,247本、C-SGで3,261本、合計9,780本。

※2:高周波電流を流したコイルを伝熱管に接近させることで対象物に渦電流を発生させ、対象物のきず等により生じた渦電流の変化を電気信号として取り出し、きず等を検出する検査であり、伝熱管の内面(1次側)より、伝熱管の内面(1次側)と外面(2次側)の両方を検査している。

※3:割れを示す信号や20%以上の減肉を示す信号の指示。

※4:蒸気発生器内の伝熱管が取り付けられている部品。伝熱管と管板で、1次冷却材と給水(2次冷却水)の圧力障壁となる。

※5:伝熱管を支持する部品。

※6:2次冷却水に含まれる鉄の微粒子が、SG内に流れ集まって伝熱管に付着したもの。

(令和4年3月30日、4月25日 記者発表済)

その後、関西電力は、これまでの調査結果や原因と対策をとりまとめ、本日、原子力規制委員会に対して、原子炉施設故障等報告書を提出した。これらの内容については、次のとおりである。

1. 外面からの信号指示があった伝熱管の調査

伝熱管の外面減肉については、高浜発電所3号機および4号機の前回、前々回の定期検査においても同様の事例が発生しており、至近の調査の結果、原因はスケールによるものと推定している。このことから、小型カメラによる損傷箇所の調査に加え、改めてSG器内のスケールの形状や性状の調査および伝熱管の外観観察等を実施した。

また、前回の定期検査において、スケールの脆弱化を図るために実施した薬品洗浄の効果について調査した。

(1) 信号指示が認められた箇所の外観調査

小型カメラを用いた外観観察の結果、有意な減肉信号指示が認められた伝熱管2本および微小な減肉信号指示が認められた伝熱管1本に、信号指示箇所の伝熱管の周方向に摩耗減肉とみられるきずを確認した。

その大きさは、A-SGの伝熱管で、幅1mm以下、周方向に約3mm～5mm、B-SGの伝熱管で、幅1mm以下、周方向に約3mmであることを確認した。

なお、きずの周辺にはスケール等の付着物は認められなかったものの、当該伝熱管周辺の管支持板下面に接触痕を確認した。

(2) SG器内のスケールの残存状況等の調査

小型カメラを用いて、A、B-SGの管板から第7管支持板上面の調査を行った結果、スケールおよびスラッジ^{※7}が残存していることを確認した。また、C-SGについても管板から第2管支持板上面の調査を行った結果、A、B-SGと同様に、スケールおよびスラッジが残存していることを確認した。

※7：スケールが砕けて小さくなったもの。

(3) SGから回収したスケールの形状および性状の調査

A、B、C-SGの管板、第1管支持板および第2管支持板上面等に残存しているスケールのうち、比較的大きなものを選定し、約200個を取り出した。

(スケールの形状)

各SGの第1管支持板および第2管支持板上面等から取り出したスケールは、主に多角型、長尺型に分類され、長さが最大のもは、前者が長さ約17mm、幅約10mm、後者が長さ約47mm、幅約4mmであり、大半のスケールは管支持板の流路穴よりも大きく、運転中に管支持板下面の伝熱管の隙間に留まることが可能な形状であった。

また、これらのスケールについては、目視確認の結果、やや湾曲した形状をしており、そのうち各SGから取り出した9個のスケールについて3次元測定器等により計測した結果、直径約22.3～22.6mmの円筒状に沿った形状であり、伝熱管(円筒)の外径(直径22.2mm)に近いことを確認した。

(スケールの性状)

スケールの化学成分分析を実施した結果、主成分はマグネタイトで、SG器内で発生するスラッジと同成分であることを確認した。

スケール120個を対象に断面観察を行った結果、稠密層(密度の高い酸化鉄の層)が主体のスケールを42個確認した。また、スケール50個を対象(約10mm×

5 mm 以上) に摩耗試験を行い、伝熱管とスケールの摩耗体積比を調査した結果、伝熱管の減肉量がスケール摩滅量よりも大きくなるスケールを 1 個確認した。

なお、今回取り出したスケールについては、今後、追加の 3 次元測定器等による計測、断面観察および摩耗試験を実施し、スケールの形状や性状に関する知見の拡充に努める。

(4) S G 器内の伝熱管表面の観察結果

S G 器内のスケールの残存状況等の調査に合わせ、伝熱管の外観観察を行った結果、ほぼ全ての伝熱管は全面的にスケールに覆われていた。また、一部の伝熱管は局所的にスケールが剥離した痕跡等も認められた。

これらの状況については、高温側と低温側(水平方向)、管支持板間(上下方向)において有意な差は認められなかった。

(5) 前回の定期検査における薬品洗浄の効果等の調査

(前回の薬品洗浄の結果)

前回定期検査における薬品洗浄時の条件を確認した結果、温度管理や薬品濃度管理(1 回目: 伝熱管の第 3 管支持板以下を薬品濃度 3 % で洗浄、2 回目: 伝熱管全域を薬品濃度 2 % で洗浄)が計画通り実施されていた。また、薬品洗浄により、S G 1 基あたり約 670 kg の鉄分を除去できていた。

この結果、伝熱管に付着したスケールが減少したことにより、熱伝達率が改善し、前運転サイクルでは主蒸気圧力が向上した。

(薬品洗浄の効果)

工場において薬品洗浄の再現試験を実施した結果、スケール近傍にスラッジが存在する場合、薬品洗浄によるスケールの脆弱化効果が低減することを確認した。また、S G 器内の構成部品に大きな影響を及ぼすことなくスケールの脆弱化を図る薬品洗浄条件について検討した結果、薬品濃度 3 % で S G 伝熱管全域の洗浄を 2 回に設定した。

(6) S G の運転履歴調査

スケールの生成には、S G 器内への鉄イオンや鉄微粒子の持ち込み量に関係していることから、運転時間や水質管理の履歴等について調査を行った。

(運転時間)

高浜発電所 3 号機の S G は、運転開始以降 23.2 万時間の運転を行っている。また、前回および前々回の定期検査において伝熱管の外表面減肉が認められた高浜発電所 4 号機も前回の定期検査時点で 22.2 万時間の運転実績があり、大飯発電所 3、4 号機や蒸気発生器の交換を行った美浜発電所 1～3 号機、大飯発電所 1、2 号機、高浜発電所 1、2 号機よりも運転時間が長いことを確認した。

(水質管理履歴)

2 次冷却水システムは、溶存酸素、電気伝導率等を管理し、また pH を高く維持することで給水設備からの溶出による鉄イオンや鉄の微粒子の持ち込みを抑制しており、これらの履歴からも水質管理に問題がないことを確認した。しかしながら、高浜発電所 3、4 号機は運転時間が長いことなどから、S G 器内に持ち込まれた鉄分の積算量は、他プラントに比べ多いことを確認した。

(長期停止の影響)

福島第一原子力発電所事故後、高浜発電所3号機は、平成24年2月に定期検査のため停止し、その後、平成28年2月に発電を再開するまで約4年間、長期停止している。その間、SG器内は、腐食防止のためヒドラジン水による満水保管にしていた。

この状態がスケールに与える影響を調査するため、SG器内から回収したスケールをヒドラジン水に浸す試験を実施した結果、時間の経過とともにスケールを構成する鉄粒子が結合し粒径が大きくなることを確認した。

高浜発電所3号機では、他の発電所と同様に、定期検査毎に管板上の清掃（スラッジランシング）を行い、スケール等を回収している。長期停止前後の定期検査における回収量を調査した結果、長期停止前はSG3基から約13kgのスケール等を回収したが、長期停止後の前回定期検査時には約20kgと増加していることを確認した。

これらのことから、長期停止に伴い、スケールの粒径が大きくなることで、伝熱管との接触面積が減少し、プラントの運転等に伴い伝熱管から剥離しやすくなったものと推定した。

(7) 異物混入の可能性の調査

SG器外の系統を対象に、SGブローダウン系統およびタービンサンプラインの仮設ストレーナ等の開放点検を実施した結果、異物は確認されなかった。また、小型カメラによりSG器内の管板から第7管支持板の間の調査を行った結果、異物は確認されなかった。

(8) 減肉メカニズムの検討

工場における再現試験等の結果、SG器内の2次冷却水の流れにより、スケールの形状によっては管支持板下面に留まることを確認した。また、伝熱管がプラント運転に伴い振動することでスケールと繰り返し接触し、摩耗減肉が発生することを確認した。

2. 内面からの信号指示があった伝熱管の調査

内面からの信号指示が認められた伝熱管については、信号指示の場所が高温側管板部上端付近であり、従来と同様に応力腐食割れと考えられるため、過去の調査結果や運転履歴の調査を実施した。

(調査結果)

高浜発電所3号機では、平成12年の第12回定期検査以降、これまでの定期検査の中で、伝熱管24本に高温側管板拡管部で損傷が確認されており、原因は、SG製造時に伝熱管内面からローラ拡管^{※8}を実施した際に伝熱管内面に局所的に生じた引張り残留応力と運転時の内圧および温度環境が相まって生じた応力腐食割れであると推定されている。

今回の有意な信号指示も、高温側管板部のローラ拡管上端部付近において、伝熱管の軸方向に沿った内面きずを示しており、過去の事例と特徴が類似していることを確認した。また、1次冷却材の主要パラメータである温度、圧力、水質について調査を行い、これまでの運転実績の中で、過大な応力を発生させる温度、圧力の変化はなく、水質も基準値の範囲内で安定していたことを確認した。

なお、高浜発電所3号機では、平成13年の第13回定期検査において、伝熱管の高温側管板拡管部内面にショットピーニング^{※9}を施工し、伝熱管内表面の引張り残留応力を改善している。しかしながら、この施工では、伝熱管内表面近傍（深さ約0.2mmまで）の引張り残留応力は改善されるが、これより深い部分では効果が小さいことが知られている。

このため、ショットピーニング施工時に、渦流探傷検査の検出限界未満（深さ約0.5mm未満）の微小なきずが既に発生していた場合、時間の経過とともになきずが進展する可能性があるとして推定しており、高経年化技術評価でも当該箇所での応力腐食割れの検出が否定できないとしている。今回の損傷についても、このような応力腐食割れが進展し、検出されたものと推定している。

※8：伝熱管内部に機械式ローラを通すことで伝熱管を押し広げて、伝熱管と管板を接合させる工程。

※9：伝熱管内面に小さな金属球を高速で叩き付けることにより、伝熱管内面の引張り残留応力を圧縮応力に改善する工事。

3. 推定原因

伝熱管の外面減肉が認められた原因は、これまでの運転に伴い、伝熱管表面に生成された稠密なスケールが前回定期検査時の薬品洗浄の後もSG器内に残存し、プラント運転中に管支持板下面に留まり、そのスケールに伝熱管が繰り返し接触したことで摩耗減肉が発生した可能性が高いと推定した。

また、伝熱管内面に有意な信号指示が認められた原因は、既往知見である応力腐食割れと推定した。

4. 対策

(1) 外面からの摩耗減肉（洗浄条件の検討）

今回の調査結果を踏まえ、薬品洗浄前にSG器内のスケールおよびスラッジを可能な限り除去するため、小型高圧洗浄装置を用いて管支持板の洗浄を実施する。

その上で、SG器内のスケールの脆弱化を図るため、前回より薬品量を増やした条件（1回目、2回目ともに伝熱管全域を薬品濃度3%で洗浄）で薬品洗浄を実施する。

(2) 内面からの応力腐食割れ

今後も、定期検査毎に実施する渦流探傷検査により、伝熱管内面からの応力腐食割れを早期に検出する。

(3) 伝熱管の施栓

きずが認められた伝熱管4本については、高温側および低温側管板部で閉止栓（機械式栓）を施工し、使用しないこととする。

以上

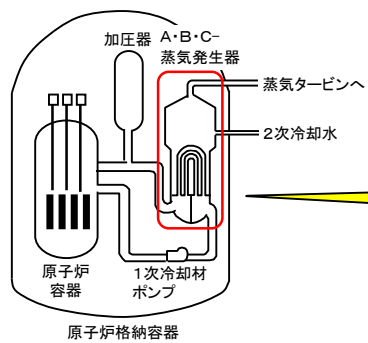
- 添付資料 1 : 外面からの信号指示があった伝熱管の調査
- 添付資料 2 : スケールの形状および伝熱管外表面の調査結果
- 添付資料 3 : 内面からの信号指示があった伝熱管の調査
- 添付資料 4 : 蒸気発生器器内の洗浄
- 添付資料 5 : 蒸気発生器伝熱管の施栓方法と施栓状況
- 添付資料 6 : これまでの経緯

問い合わせ先
原子力安全対策課（松山）
内線 2353・直通 0776(20)0314

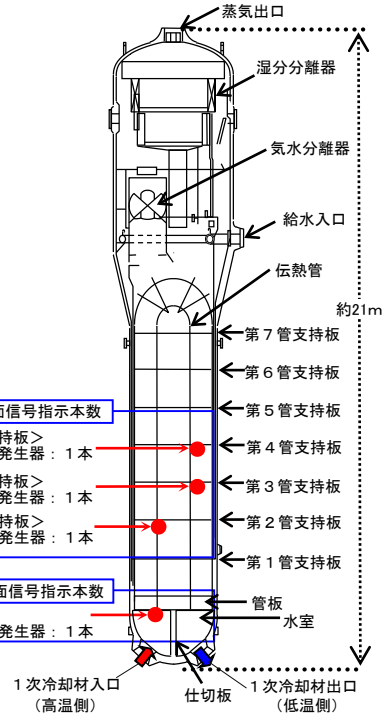
外面からの信号指示があった伝熱管の調査

発生箇所

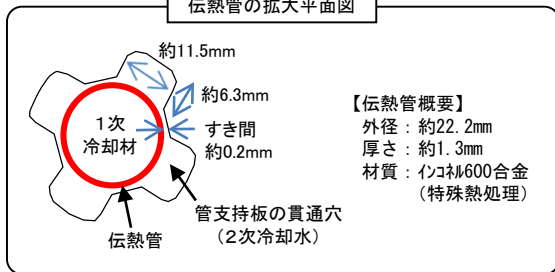
系統概要図



蒸気発生器の概要図

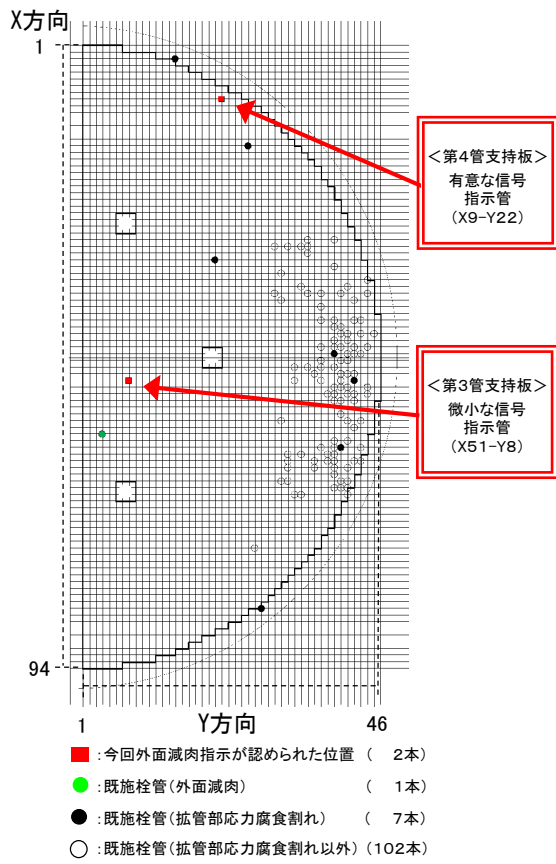


伝熱管の拡大平面図



A蒸気発生器の調査

A蒸気発生器（低温側）上部から見た伝熱管位置を示す図



小型カメラで確認したきずの状況

第3管支持板 (X51-Y8)

接触痕
きず
X51-Y8

第4管支持板 (X9-Y22)

接触痕
きず
X9-Y22

※ : 黒い影のようなものは小型カメラのレンズに付着した汚れ

第3管支持板

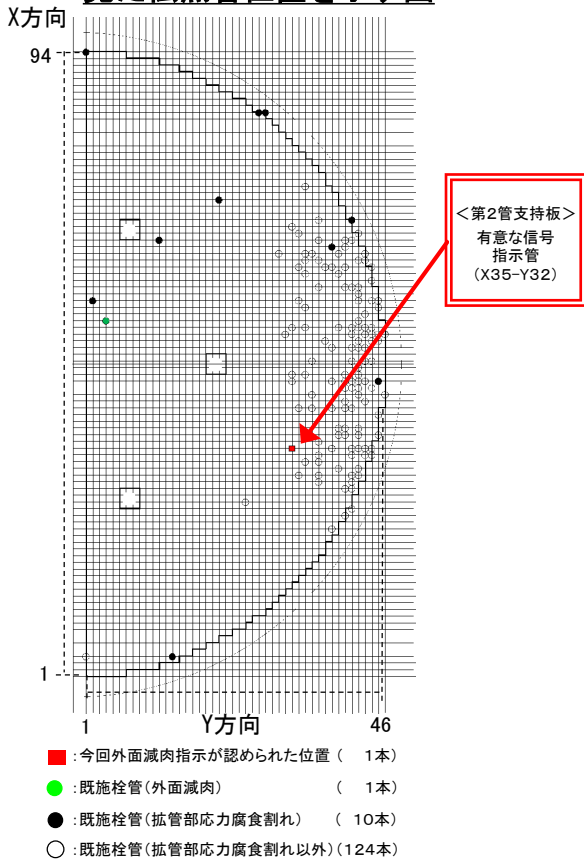
伝熱管
約22mm
約29mm
1mm以下
約5mm
管支持板
下端から約2mm

第4管支持板

伝熱管
約22mm
約29mm
1mm以下
約3mm
管支持板
下端から約1mm

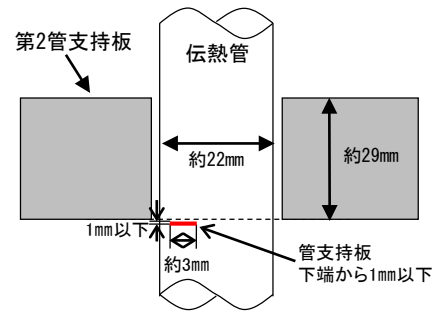
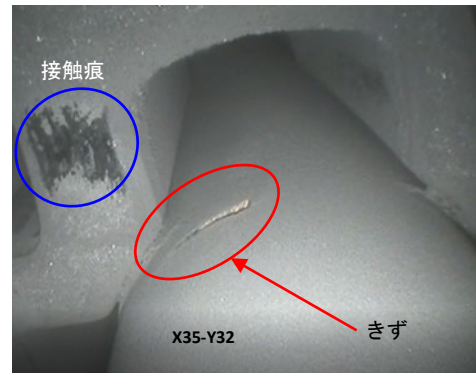
B蒸気発生器の調査

B蒸気発生器（高温側）上部から見た伝熱管位置を示す図



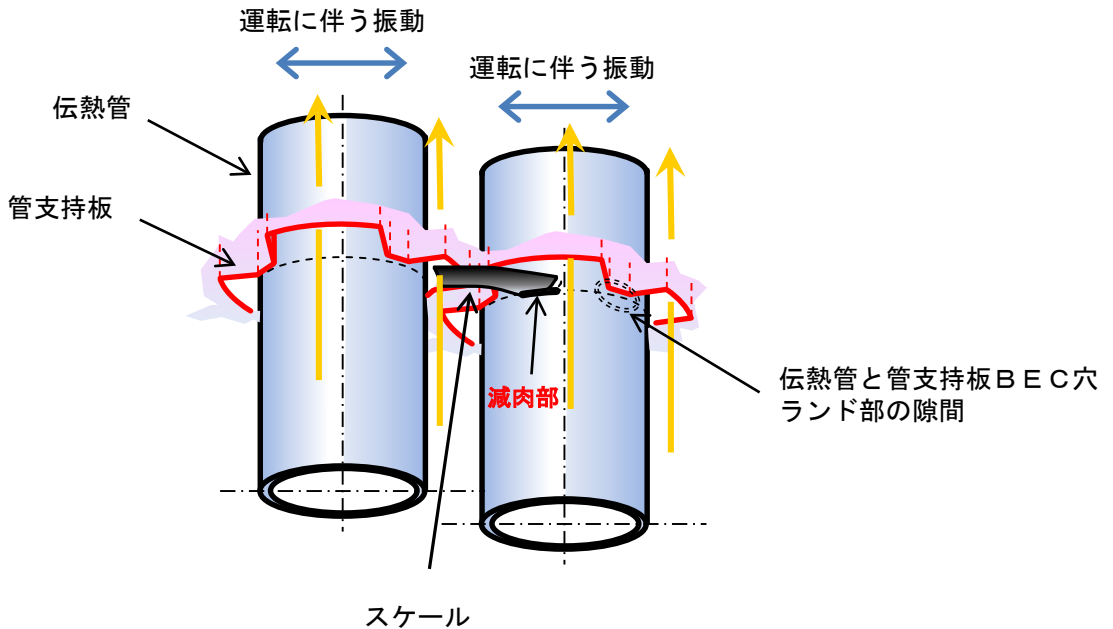
小型カメラで確認したきずの状況

第2管支持板 (X 3 5 - Y 3 2)



管支持板下面での減肉のメカニズム

工場における再現試験等の結果、蒸気発生器内の水・蒸気の流れにより管支持板下面に留まったスケールに伝熱管が繰り返し接触することにより、摩耗減肉が発生することを確認した。



↑ 2次冷却水の流れ

(BEC穴) 管支持板の四つ葉型の貫通穴 [2次冷却水の流路]
(ランド部) 四葉型の凸面部 [伝熱管の支持部]

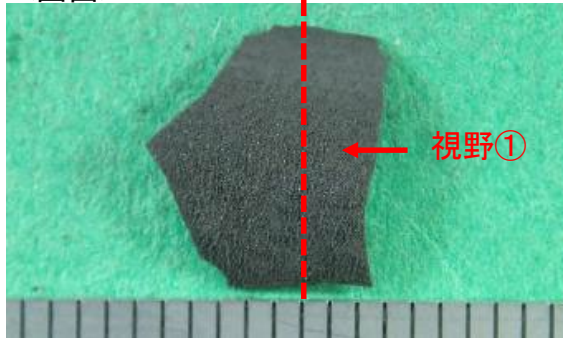
スケールの形状および伝熱管外表面の調査結果

スケールの形状調査結果

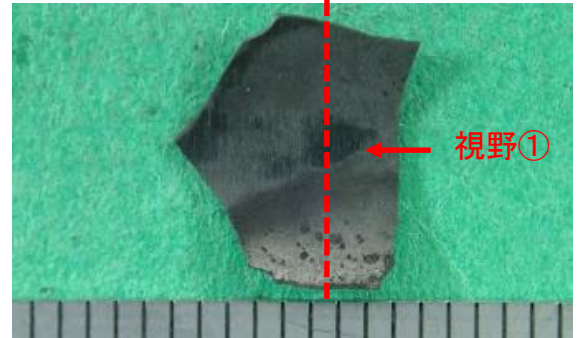
A、B、C蒸気発生器の管板、第1管支持板および第2管支持板上等に残存しているスケールのうち、比較的大きなものを選定し、約200個を取り出したものの中から、スケールの形状調査を行った。

A蒸気発生器 第2管支持板上面（低温側）から回収したスケール

〈凸面〉



〈凹面〉



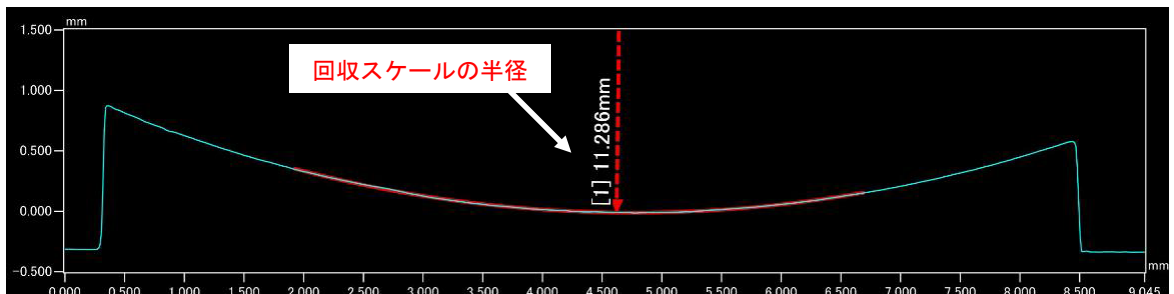
形状：主に多角型と長尺型

寸法：多角型で長さが最大のものは、長さ約17mm、幅約10mm

長尺型で長さが最大のものは、長さ約47mm、幅約4mm

スケールを3次元測定器で計測した結果

〈視野①〉



直径約22.3～22.6mmの円筒状に沿った形状で、伝熱管（円筒）の外周（直径22.2mm）に近い形状

伝熱管外表面の観察結果

○：スケールの剥離痕

A蒸気発生器（低温側）

第3管支持板側



第2管支持板側

B蒸気発生器（高温側）

第2管支持板側



第1管支持板側

C蒸気発生器（高温側）

第2管支持板側

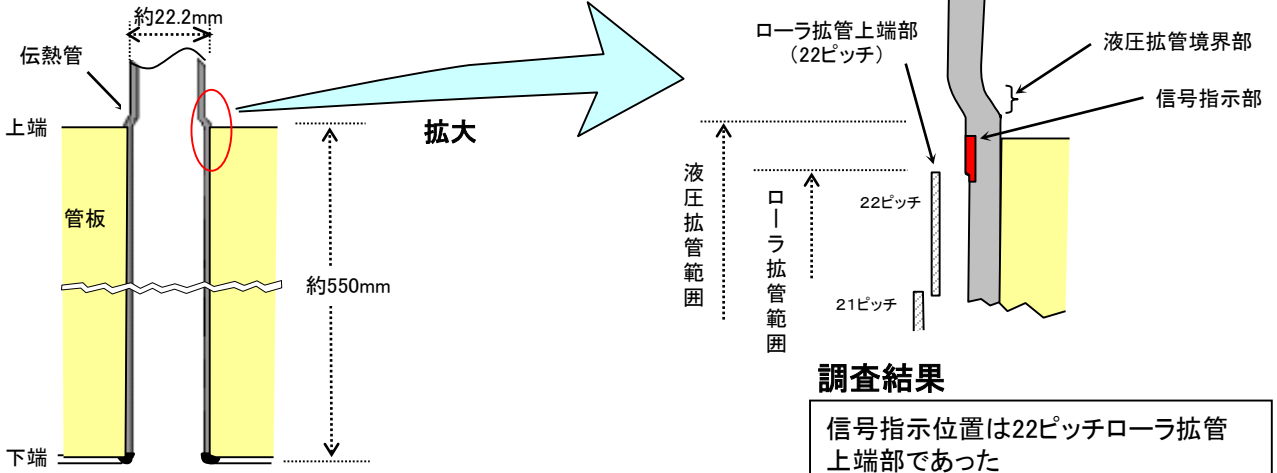


第1管支持板側

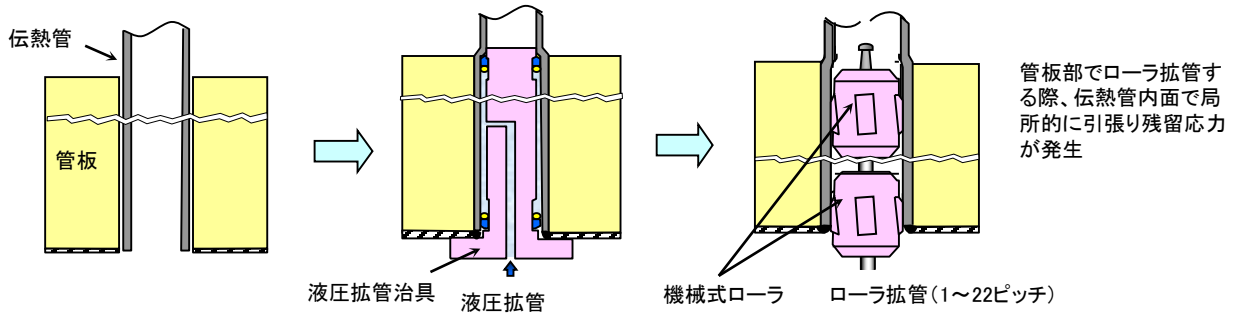
A、B、C蒸気発生器のほぼ全ての伝熱管は全面的にスケールに覆われていた。また、一部の伝熱管は局所的にスケールが剥離した痕跡等も認められた。

内面からの信号指示があった伝熱管の調査

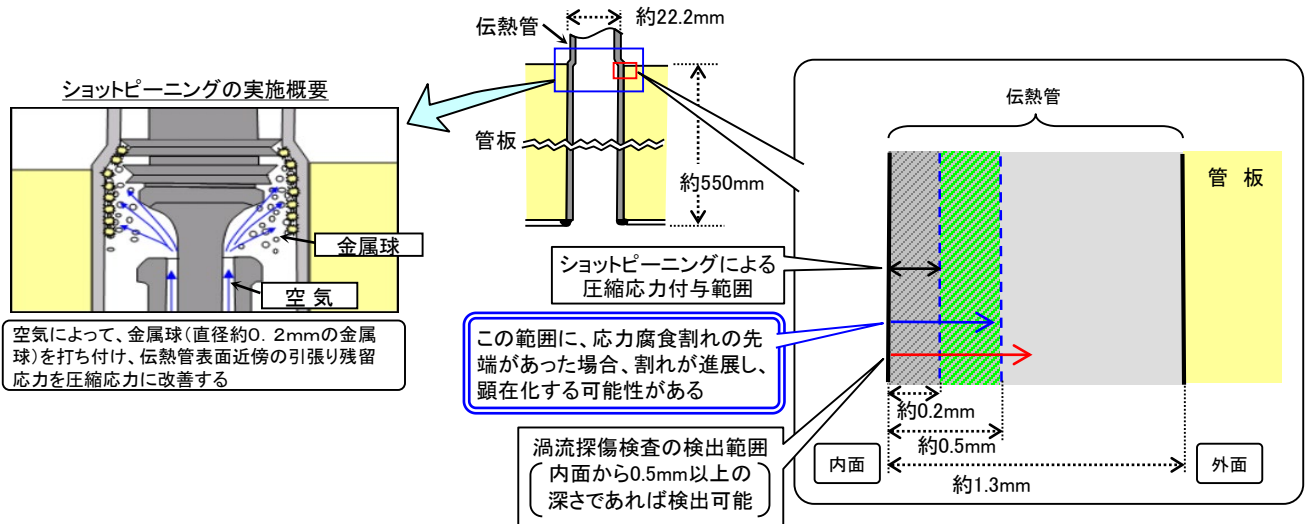
信号指示の位置



蒸気発生器製造時の管板部の伝熱管拡管方法



ショットピーニングの効果と渦流探傷検査の検出範囲



運転実績の調査

1次冷却材の主要パラメータである温度、圧力、水質について調査を実施した結果、これまでの運転実績の中で、過大な応力を発生させる温度、圧力の変化はなく、水質も基準値の範囲内で安定していたことを確認した。

原因は、蒸気発生器製造時に伝熱管内面のローラ拡管の際に生じた引張り残留応力と運転時¹⁰の内圧および温度環境が相まって生じる応力腐食割れ(既往知見)であると推定している。

蒸気発生器器内の洗浄

① 小型高圧洗浄装置による洗浄(スケール等の回収)

洗浄箇所:

(管板および第1管支持板から第7管支持板上)

STEP1: 第7～第3管支持板の洗浄

第7管支持板上ハンドホール(A)から装置を挿入し、高圧水を噴射することにより、上層の第7管支持板上から順に第3管支持板上までのスケール等を下層の管支持板へ落下させる。



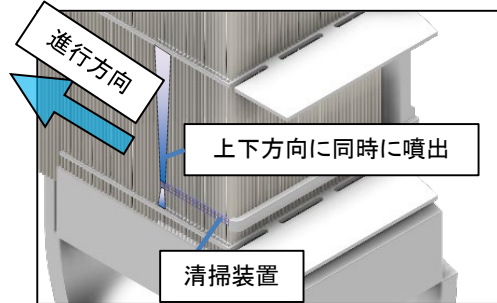
第7管支持板用



第3～6管支持板用

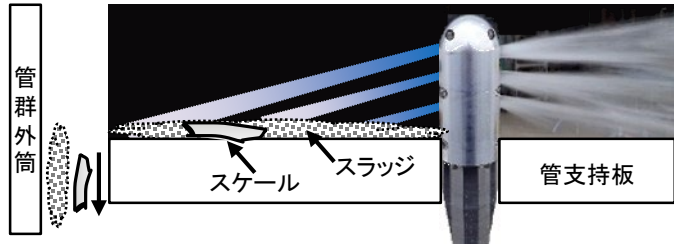
STEP2-1: 第2、1管支持板の洗浄(垂直ノズルによる洗浄)

第1管支持板上ハンドホール(B)から装置を挿入し、上下方向に高圧水を噴射することで、管支持板と伝熱管との隙間を清掃し、スケール等を管支持板上へ移動させる。



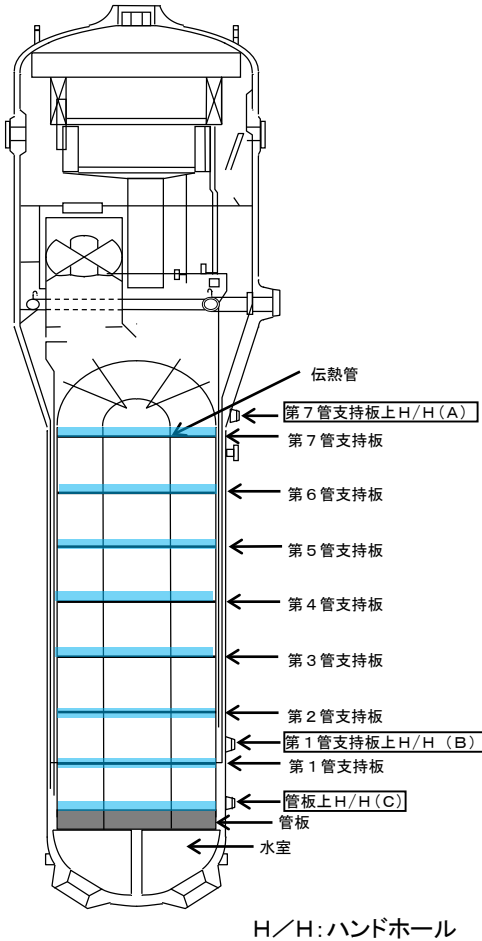
STEP2-2: 第2、1管支持板の洗浄(水平ノズルによる洗浄)

STEP2-1により管支持板上に移動させたスケール等を押し流し、管板に落下させる。

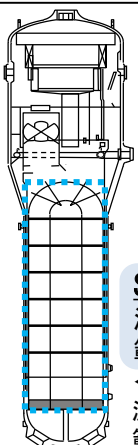


STEP3: 管板上の洗浄

定期検査毎に実施している高圧水による管板上の洗浄により、管板上ハンドホール(C)からスケール等を回収する。

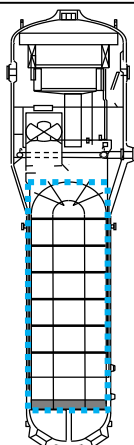


② 薬品による洗浄(スケール全体の脆弱化)



STEP 1 鉄洗浄

濃度: 3%
範囲: 伝熱管全体
<前回>
濃度: 3%
範囲: 第3管支持板以下



STEP 2 鉄洗浄

濃度: 3%
範囲: 伝熱管全体
<前回>
濃度: 2%
範囲: 伝熱管全体

洗浄箇所:

スケール排出
(回収)

STEP 3

純水による洗浄

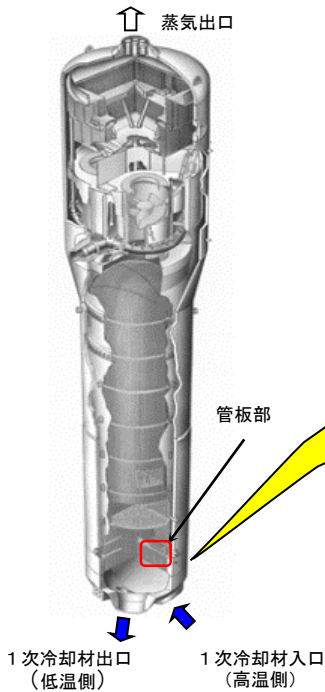
薬品洗浄の流れ

蒸気発生器伝熱管の施栓方法と施栓状況

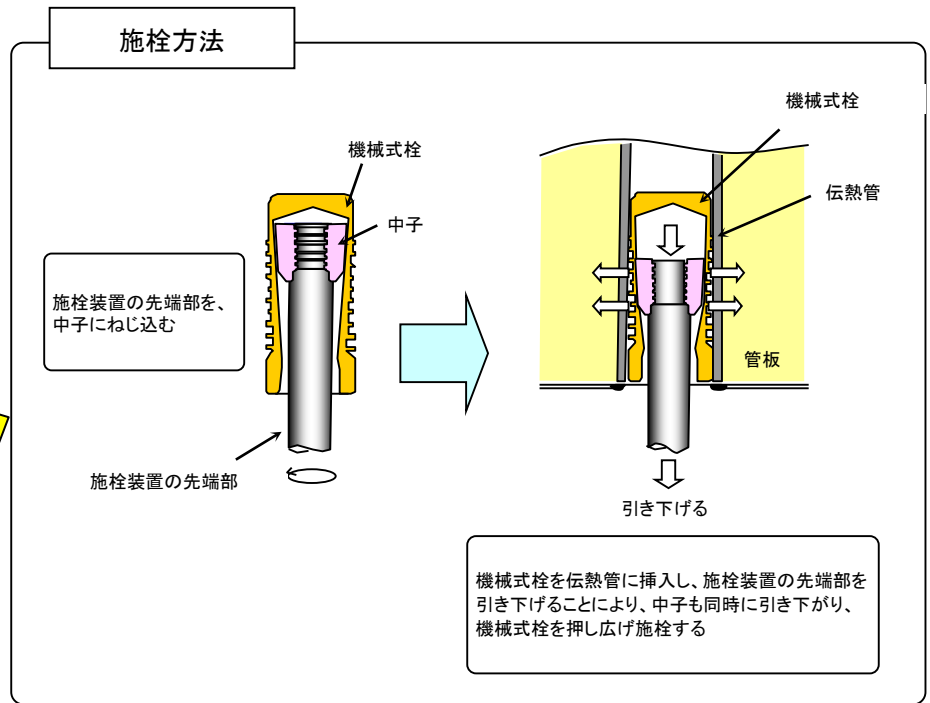
蒸気発生器伝熱管の施栓方法

損傷が認められた蒸気発生器伝熱管4本については、高温側および低温側管板部で閉止栓（機械式栓）を施工し、使用しないこととする。

蒸気発生器の概要図



施栓方法



高浜発電所3号機の蒸気発生器伝熱管の施栓状況

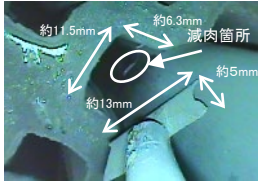
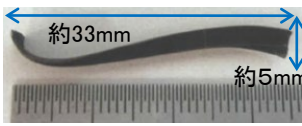
	A蒸気発生器 (3,382本)	B蒸気発生器 (3,382本)	C蒸気発生器 (3,382本)	合計 (10,146本)
検査対象本数	3,272	3,247	3,261	9,780
今回施栓予定	3	1	0	4
累積施栓本数 (応力腐食割れによる施栓本数)	113 (8)	136 (10)	121 (7)	370 (25)
(外面減肉による施栓本数)	(3)	(2)	(1)	(6)
〔施栓率〕	〔3.4%〕	〔4.1%〕	〔3.6%〕	〔3.7%〕

○蒸気発生器1基あたりの伝熱管本数:3,382本

○安全解析施栓率は10%

(伝熱管の施栓率が10%の状態において、プラントの安全性に問題がないことが確認されている)

これまでの経緯(高浜発電所3、4号機における蒸気発生器伝熱管外面の損傷事例)

定期検査	蒸気発生器伝熱管外面の損傷本数	調査結果概要	
3号機 第23回 (平成30年8月～)	A-蒸気発生器:1本 (減肉率20%未満) 【第3管支持板】	減肉指示のあった箇所付近にスケールを確認。スケールの回収を試みたものの、破損したため、スケール以外の異物による減肉と推定し異物管理を徹底。	 <p>約1.5mm 約6.3mm 減肉箇所 約5mm 約13mm</p> <p>減肉箇所</p>
4号機 第22回 (令和元年9月～)	A-蒸気発生器:1本 【第3管支持板】 B-蒸気発生器:1本 【第3管支持板】 C-蒸気発生器:3本 【第2管支持板2本、 第3管支持板1本】	きず近傍にスケールは確認されず。A-蒸気発生器内に異物(ステンレス薄片)が確認されたものの、摩耗痕が確認されなかったため、異物は流出したものと推定。	 <p>約20mm 約10mm</p> <p>異物(ステンレス薄片)</p>
3号機 第24回 (令和2年1月～)	B-蒸気発生器:1本 【第3管支持板】 C-蒸気発生器:1本 【第3管支持板】	きず近傍にスケールは確認されず。AおよびB-蒸気発生器内に異物(ガスケットフープ材)が確認され、そのうちの1つがきずの原因の可能性があり、その他の異物は流出したものと推定。	 <p>約33mm 約5mm</p> <p>異物(ガスケットフープ材)</p>
4号機 第23回 (令和2年10月～)	A-蒸気発生器:1本 【第3管支持板】 C-蒸気発生器:3本 【第3管支持板】	有意な信号指示があった1本の伝熱管の減肉箇所にスケールが確認され、 <u>スケールによる減肉と推定</u> 。その他3本の伝熱管についても、近傍の管支持板上で摩耗痕のあるスケールを回収。	 <p>減肉箇所(A-SG)</p> <p>約15mm 約9mm</p> <p>スケール</p>
<ul style="list-style-type: none"> 4号機第23回定期検査において、蒸気発生器器内から回収したスケールの性状調査や摩耗試験などを実施した結果、蒸気発生器伝熱管表面からはく離した稠密なスケールによるものと原因を推定。 上記の蒸気発生器伝熱管の外面減肉の原因が、スケールの可能性も否定できないことから対策として、3号機第24回および4号機第23回定期検査において、蒸気発生器器内の薬品洗浄を実施。 			
3号機 第25回 (今回)	A-蒸気発生器:2本 【第3管支持板1本、 第4管支持板1本】 B-蒸気発生器:1本 【第2管支持板】	小型カメラによる損傷箇所の調査に加え、蒸気発生器器内のスケールの形状や性状および伝熱管の外観観察等の調査を実施した結果、スケールによる減肉と推定。	