解説

加圧水型原子力発電所蒸気発生器の保全と水質管理を振り返って

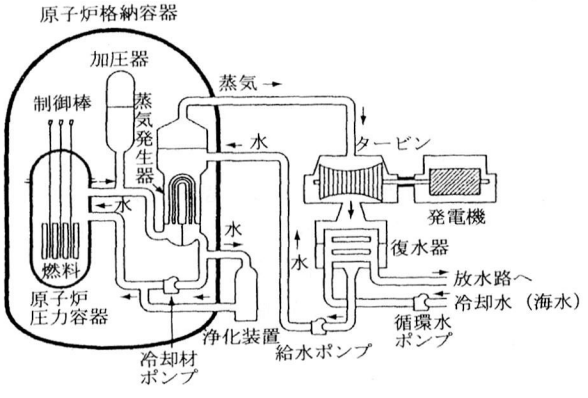
千葉科学大学　高松　洋

国内の加圧水型原子力発電所が運転を始めてから約35年が経過し，その間，主要機器である蒸気発生器に多くの損傷を経験した。今までの経験を振り返って，(1)初期の蒸気発生器伝熱管の損傷原因究明からそれらを基にした腐食抑制対策，(2)従来の火力ボイラからの思想が逆転している蒸気発生器に対して腐食防止の観点から工夫すべき要件，および(3)設計面，水質管理技術の改善および伝熱管材料の技術改良による，より信頼性の高い蒸気発生器に至る過程について述べた。また，伝熱管の健全性確保のための補修技術，損傷が継続する蒸気発生器を改良された最新のものへの取替えについて解説し，現在の良好な運転実績を長期にわたって維持するための方策についても考えの一端を述べた。

Ⅰ．はじめに

加圧水型軽水炉(Pressurized Water Reactor：PWR)を用いた原子力発電所は，**第1図**に示すように，炉心で核分裂により発生した熱を蒸気発生器(Steam Generator：SG)に伝える1次冷却系と，SGで発生した蒸気がタービンを回した後，冷却され凝縮した水(復水)を再びSGに給水する2次系からなっている。

我が国のPWR発電所は2ループ(炉心の除熱のための1次冷却ループが2つで，SGが2基，電気出力30～50万kWクラス)，3ループ(80万kWクラス)，4ループ(120万kWクラス)とスケールアップし，おのおの1号機は輸入プラント(米国Westinghouse社(以下WHという)契約)，2号機からは技術導入による国産化プラントという形で建設され，1970年代までは技術導入，習得の段階であった。その後，これらの技術を踏まえ，運転経験および研究成果の設計，製作，および運転管理への反映並びに官民による改良標準化プラントに向けた努力がなされ，信頼性が大幅に向上した原子力技術が確立されてきた。筆者は長らく関西電力でSGの運転管理に携わり多くの問題に直面し，対応してきた経験から，これらの流れをSG技術の観点から振り返り，知見を整理した。今後のSG信頼性向上へいささかでも活かされれば望外の喜びである。



第1図　加圧水型(PWR)原子力発電所の概略系統図

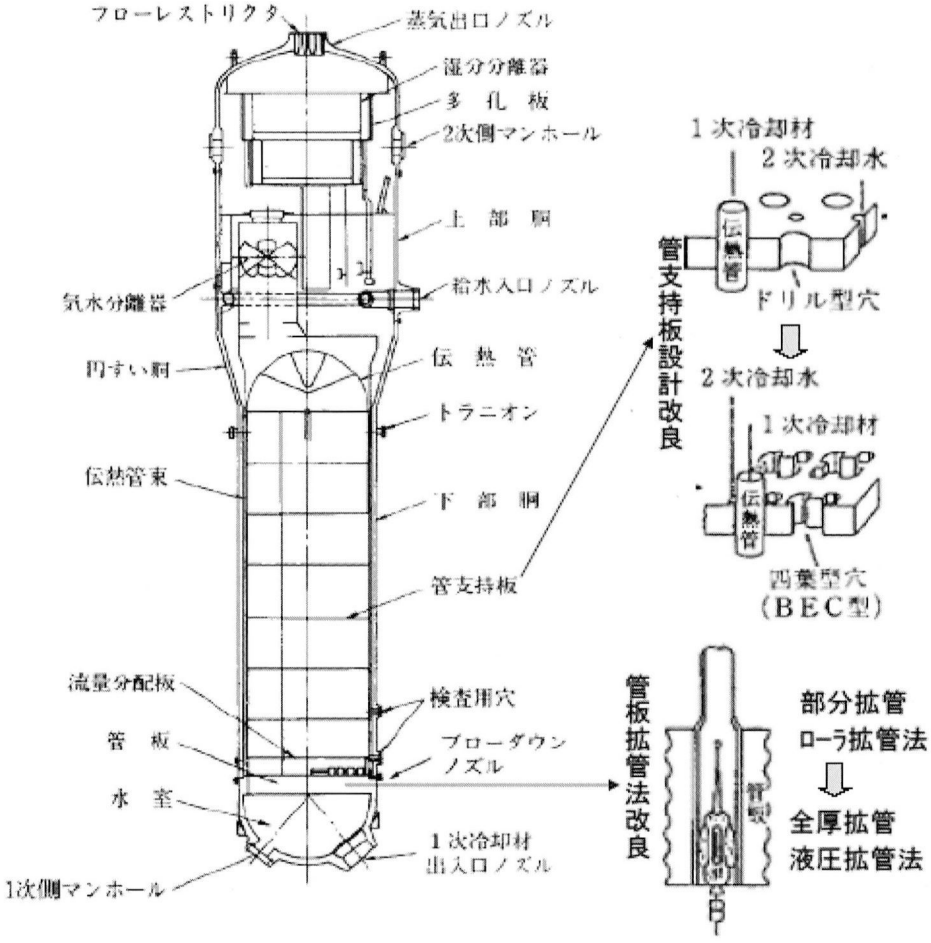
Ⅱ．初期のSG伝熱管損傷とSGの設計思想について思うこと

初期のSGの構造は，**第2図**に示すように，縦型U字管式熱交換器で伝熱管内側を流れる高温高圧の1次系水で管外側の器内水を加熱沸騰させる。伝熱管材料はインコネル600(商標名．組成はNi：75%，Cr：15%，Fe：10%)である。SG機能は薬缶でお湯を沸かすことに例えられるように，PWRの2次系統に混入した不純物はすべてSG2次側器内で濃縮されるが，これは火力のドラム式ボイラの水管で濃縮し，空洞のドラム内に蓄積することと同じ現象である。ただし，火力ボイラと異なり，SG2次側は複雑な構造になっている。この濃縮される不純物を効果的に系外に排出できるようにすることおよび腐食環境抑制のため，PWRの2次系水質管理はプラント契約の関係から，蒸気条件が同等の火力ボイラの水処理を踏襲したリン酸塩処理(非揮発性薬品処理)を採用していたが，運転開始後間もなくからリン酸塩処理を採用した初期の3プラント(美浜1，2号機，高浜1号機)で，SG内の局部領域でのリン酸塩の濃縮現象により，伝熱管に腐食減肉が多発した。先行の海外プラントでも多く発生していた。

特に美浜1号では，米国のPalisades発電所(共にCombustion Engineering(CE)社製SG)と並び，最も多

Looking Back on My Experiences with Steam Generator Maintenance and Secondary Side Water Chemistry Control of PWR Power Plants：Hiroshi TAKAMATSU.

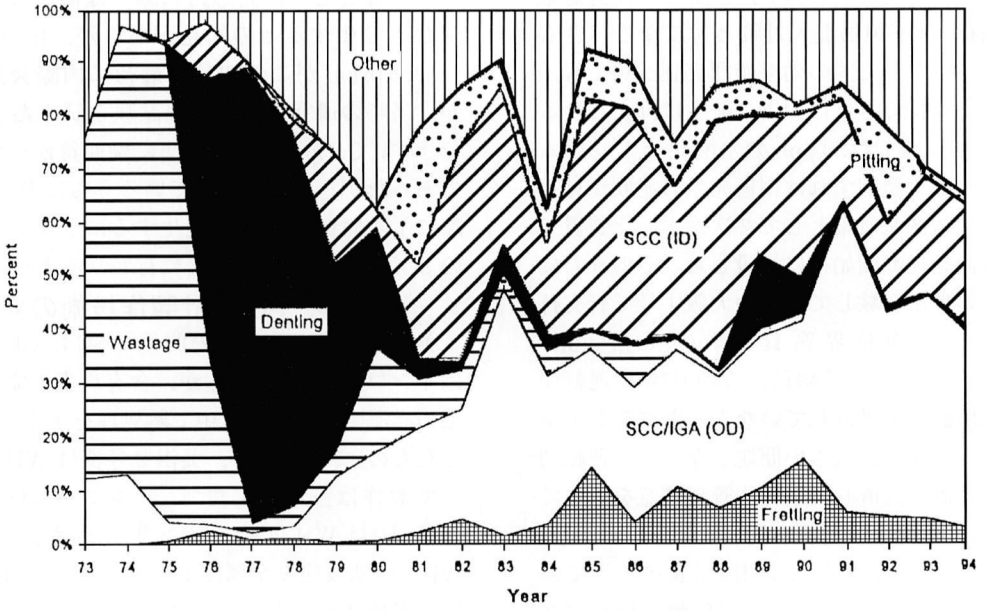
(2005年 11月9日 受理)



第2図　蒸気発生器の概略図(設計改良点も例示)

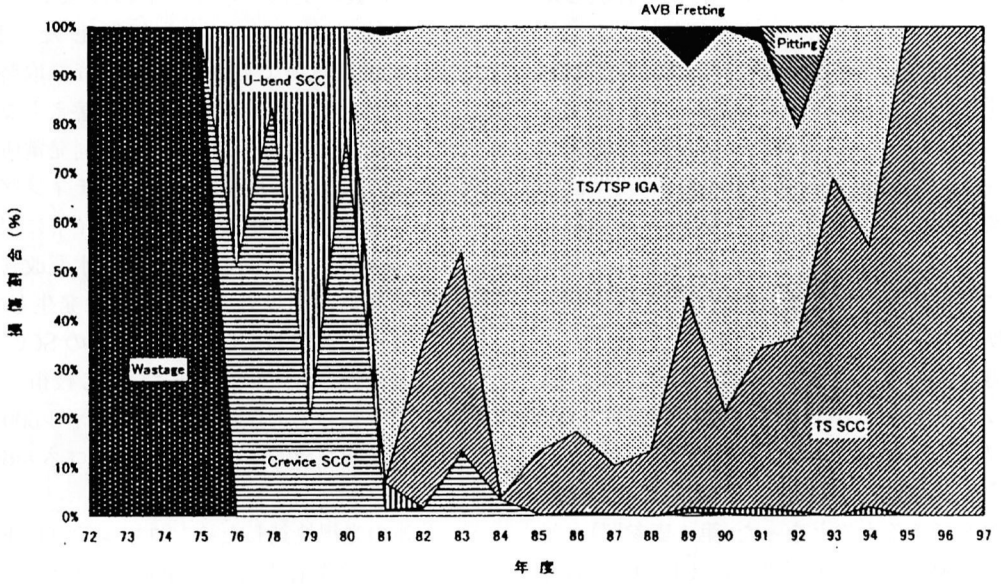
くの減肉損傷が発生した。この防止対策として，海外ではリン酸塩処理に代わるアンモニアによる処理(全揮発性薬品処理(All Volatile Treatment：AVT))あるいはモルフォリン処理(非揮発性の有機薬品処理)が採用されていた。我が国では原因究明の上，確実な防止対策確立のため実機模擬環境下での再現試験とAVTによる防止効果確認試験を行ったうえで，AVTに切り替えた。AVTへの切替えに際してはSG内の残留リン酸塩を極力排除する努力(サイクリング運転，クレビス洗浄等)を惜しまなかった。これでも，後になってなお残留するリン酸塩と鉄酸化物等の腐食生成物との反応により生成した水酸化ナトリウムにより，美浜2号，高浜1号SGの管板と伝熱管の隙間部(以下，管板クレビス部)で伝熱管外面からの応力腐食割れ(以下，管板クレビスSCC)を経験したが，美浜1号では上記隙間部がないことから新たな損傷は見られなかった。米国ではこの残留リン酸塩対策が徹底していなかったが，復水器からの塩分を含む河川水等の2次系統への漏洩混入により，管板クレビスSCCより先にDenting現象(炭素鋼製管支持板の腐食に伴う体積膨張により伝熱管が圧迫変形する現象)とそれに起因する伝熱管内面(1次側)からの応力腐食割れが急激に発生し，多くのプラントがSG取替えを余儀なくされた。復水器の漏洩が抑えられてくると，我が国と同様の管板クレビスSCCが発生するようになった。このため，抑制対策として，我が国のクレビス洗浄技術に注目が集まったものである。第3図に我が国と世界のSG伝熱管損傷モードの変遷を示す。

加熱部で沸騰さす場合，不純物管理が必要な水処理を伴う水は，滞留部のない構造の簡単なところを通すというのが火力以来の考え方であり，複雑な構造をしたSGではその考えが逆転している。構造の簡単な管内を水が流れる火力ボイラでも運転に伴い加熱管内面にスケールが固着，堆積すると，そこでリン酸塩が濃縮しアルカリ腐食が発生することがある。この思想逆転の対応として，ボイラメーカーであるCE社製SG, Babcock & Wilcox(B&W)社製SG(これは貫流型SG)には工夫が凝らされているが，もともと電機メーカーであるWH社では高価なNi基合金であるインコネル600に自信があったのか，その配慮が欠けている。例えば，長尺伝熱管(直管部で約7m)の振動防止用の構造物について，その名称はWH社は機械的に管支持板と呼び，CE社はバッフルプレートと呼び，かつ熱交換も促進する配置にしている。構造もWH社の初期のSGは丸穴に管を通すもの(ドリル型管支持板：管と管支持板は面接触し，小さい隙間



注：SCC(ID)は1次側損傷，SCC/IGAは2次側損傷

(a)世界におけるSG損傷モード別発生の経緯



注：U-bend SCC，TS SCCは1次側損傷，Crevice SCC，TS/TSP IGAは2次側損傷

(b)我が国のSG損傷モード別発生の経緯

第3図　伝熱管の損傷モード別発生の経緯

部を形成(クレビスという)し，そこでは流動が妨げられる。第2図参照)であるが，CE社はエッグクレートと呼ぶ角型穴に管を通す(管とエッグクレートは線接触で滞留部が極小化されている)もの，またB&W社SGは三つ葉のクローバー型穴に管を通す(これは面接触であり滞留部が形成されるが，その周辺に流れる水で洗い流す効果を期待)ものであり，あるいは管板に伝熱管を固定する拡管方法でもWH社のそれは管板部にクレビス部が存在する手法であった。その後，これらのクレビス部で多くの損傷が発生した。今まで多くの損傷管を抜管して分析調査したが，クレビス部以外の管外表面は製管時の加工跡が認められる状態であり，長時間運転後でも腐食跡は見られず，健全性は十分確保されていることが確認されていた。

Ⅲ．新たなSG伝熱管損傷と原因対策

前述のように，初期のプラントの2次系水処理はリン酸塩処理からAVTに切り替えられた。2次系に不純物が混入するとSG内で濃縮されるが，SG内で蓄積するのを抑制するためSGにはブローダウン設備で系外に排出する工夫がなされている。リン酸塩処理の利点は，この系外排出を効果的にすることおよび補給水等によるアルカリ不純物混入には緩衝効果を有し腐食性環境の抑制

ができることである。しかし，AVTではこの緩衝効果がなく，AVT採用は不純物混入対策と対になるべきものであった。当時行われた国の効果確認実証試験でも，不純物が十分低く維持できれば損傷の発生は抑えられると報告していた。試験では50 ppbの水酸化ナトリウム濃度でもクレビス部で濃縮すれば損傷発生の兆候が見られたと記述。不純物低減対策として2次系水浄化装置である復水脱塩装置を運転開始後に追設した。そのうちに過去にリン酸塩処理を経験していない大飯1号で管支持板クレビス部に外面粒界腐食割れ(Intergranular Attack：IGA)が発生した。その後，このIGAは運転開始初期に復水脱塩装置を設置していなかったプラント全体に発生するようになり，大きい問題となった。運転初期から復水脱塩装置を設置し，不純物管理に意を汲んでいたプラントではIGAは検出されなかった。

我々がIGAで悩んでいる折，商用PWR第1号であるShippingport発電所(横置き型SGで伝熱管材料はステンレス鋼製)に関して，元WHのDr. LindsayからShippingportのSGでも2次側アルカリ腐食を経験したが，水質改善等で克服したと聞いたが，細部についてはそれ以上は話してもらえなかった(その後，元WHのDr. Cohenの著書『Water Coolant Technology of Power Reactors』の参考文献リストにあるShippingport関連のレポートの入手を試みたが得られなかった)。我々は水質管理で解決できるとのこの話を糧にSG対策に励んだものである。

同じ発電所でもプラント間でIGA発生に差異があり，原因の究明に大変苦労した思いがある。原因は過去からの水質に起因し，SGに持ち込まれた遊離アルカリと酸化性雰囲気が重畳し，高温条件下でインコネル600に軸方向主体の粒界割れであるIGAが発生した。プラント間の差は，運転開始初期からの2次系水質履歴調査結果から十分説明できるものとなった(**第1表**参照)。対策として世界に先駆け，モル比管理(Na/Cl＜1)の概念を打ち出し，補給水用純水装置，復水脱塩装置の運用改善等でSGへ遊離アルカリの持込防止，遊離アルカリの中和効果およびインコネル600に耐食性皮膜形成のためホウ酸注入等を実施してきた。しかし，IGAは損傷検出時点の水質は良好でも，過去の水質が影響してくる。洗浄しても腐食生成物が充満したクレビス内部に微量に残留する可能性，あるいはIGAは一たん発生すると，微小な段階であっても運転時の管内外圧差による周方向引張応力下で徐々に進展し検出されるようになることから損傷が継続した。

一方，SG伝熱管損傷は前述のクレビス部等での2次側からのIGAに加え，**第4図**に示すように，伝熱管の内外面からの損傷が発生した。内面からの損傷は製作時の拡管等の加工に伴う残留応力と高温環境からインコネル600材に応力腐食割れが発生した。インコネル600材の腐食特性として，高応力状態では高温高圧純水中でもSCCが発生するとの知見があるが，1959年，フランスのDr.CoriouがこのSCCの知見を最初に国際会議で発表したが，当時の研究者らが再現試験を試みたがSCCは再現できず，Coriouの試験方法に疑問符がつけられた状況であったが，そうこうしているうちにドイツのSGで実際に1次側からSCCが発生するに至り，インコネル600のSCC感受性試験が盛んに行われるようになった。

Ⅳ．SG設計製作技術の変遷

美浜1号機は許認可の関係でSGはCE製SG(伝熱管はインコネル600であるが，含有炭素の完全固溶温度以上の高温で水素雰囲気中で熱処理をする「高温光輝焼鈍」したもの)であったが，美浜2号機はWH社設計を基にして製作は三菱重工業で，インコネル600の素材(インゴット)はWH供給，SG2基のうち，1基は製管もWH，1基は住友金属による製管(WH，住友金属は完全固溶温度より低温での光輝焼鈍)であった。これらの材料面の差が後に続く損傷の差となって現れてくる。すなわちCE製の美浜1号はいずれのSCCも発生せず，美浜2号等は多くのSCCを経験した。また，前述のPalisades発電所では減肉損傷対策で取替え用SGを製作したが，リン酸減肉が終結し取替えもなくなり，サイトに長期保管していた。しかし，同発電所ではその後も管板上のスラッジ堆積部でのピッティング等損傷が継続したことから1991年に，当時もサイトに保管してあったSGと交換したが，交換後のSGは水質改善等の効果で，機械的磨耗減肉以外の腐食損傷は発生していなかったが，最近1次側および2次側からのSCCが検出され始めたと報告されている。また，CE技術を基にした韓国標準炉は長らくCE仕様のインコネル600を採用していたが，最新プラントは後述のインコネル690に切り替えている。

前述の光輝焼鈍したインコネル600(以下，MA 600)はSCC感受性を有するとの知見と経験から，耐SCC性の高い材料の開発が進められた。SCCの発生メカニズムは現在も明確ではないが，結晶粒界にCr炭化物がない(Cr欠乏層がない)方がSCC感受性が高い(SUS材と逆)ことが判明したが，最初の改善材である熱処理でCr欠乏層を出さずにCr炭化物を析出させた特殊熱処理したインコネル600(TT 600と称する)は，製管時の残留応力低減効果はあるものの耐SCC性の大幅な改善効果は期待できないものとなった。現在ではCr濃度を上げ，かつ粒界にCr炭化物をジッパのごとく半連続状に析出させる特殊熱処理を施したインコネル690(Ni 60%，Cr 30%，Fe 10%で，TT 690と称する)が開発され，第3世代SGに採用され好成績を残している。仕様どおりの伝熱管ではいまだ実験室でも1次系環境でSCCを発生させえないほどの耐食性があると評価されている。

我々は損傷経験を踏まえ，これらの欠点を克服するた

第1表　IGA原因究明に係わる水質調査結果

調査項目	プラント　分類			
	IGA発生源の多いプラント	リン酸塩処理経験プラント	軽微なIGAプラント	IGAの発生していないプラント
(アルカリ) 遊離アルカリ(Na等)の持込み源，持込み時期	建設時の溶接作業に伴い，試運転時に多量の持込み	同　左	同　左	試運転時は復水脱塩装置により持込みは抑制された
	第1サイクル以降は量は減少したが持込み継続 (補給水等)	同　左 AVT切換直後のサイクルに残留リン酸塩よりアルカリを生成	第1サイクル以降は減少したが持込み継続 (補給水等)	第1サイクル以降は復水脱塩装置により持込みは抑制された
	復水脱塩装置設置後は持込みは抑制された	——	復水脱塩装置設置後は持込みは抑制された	——
(酸化剤) 酸化銅，ヘマタイトの有無の差	試運転時に系統への酸素持込み量が多く，酸化銅が生成しSGへ持込まれた	リン酸塩処理時にSG器内水のpHは高く，酸化銅は生成し難かった	試運転時に系統への酸素持込み量が少なく，酸化銅が生成し難かった	試運転時よりヒドラジン濃度は高く，酸化銅は生成し難かった
	ヒドラジン濃度が低く，ヘマタイトがSGへ持ち込まれた	同　左	同　左	ヒドラジン濃度が高く，ヘマタイトはSGへ持ち込まれなかった
	復水脱塩装置設置後は持込みは抑制された	——	復水脱塩装置設置後は持込みは抑制された	——
(中和剤)	顕著な中和剤の持込みは認められない	AVT切換後も最近までSG内にPO_4が残留 海水リークの例あり	—— 海水リークの例あり	顕著な中和剤の持込みは認められない

め，**第2表**に示すように，SGの設計面，製作面から改良を加え，より信頼性の高いSGに改善してきた(改良の例については第2図参照)。

V．2次系水質管理技術の変遷

2次系の水処理はリン酸塩処理からAVTに切り替えられたが，その後も腐食抑制対策として水質改善策がとられてきた。基本は，**第5図**に示すように，SGの腐食損傷防止および2次系の腐食抑制である。このため，2次系統への不純物持込み(混入)防止および持ち込まれた不純物は系外へ排出すること，また，2次系の炭素鋼製配管等の腐食抑制のためアンモニアによるpH管理と溶存酸素の低濃度管理を行ってきた。多くのPWR2次系熱交換器の細管材にはアンモニア腐食を受けやすいCu合金が使われており，高pH(アンモニア濃度を高める)にするほど炭素鋼の腐食抑制効果はあるが，逆にCu合金管の腐食は促進されることになる。このため，実運用は両者への影響が最も少ないpH管理となり，炭素鋼腐食抑制の面からは限界があった。そのため，SGに持ち込まれる鉄酸化物を主体とする腐食生成物の更なる低減を図るため，アンモニアに代わり揮発性が低く，蒸気系統にあまり移行せず，2次系熱交換器に影響が小さいエタノールアミンを用いた高pH管理に切り替えつつある。さらに2次系熱交換器細管腐食防止とより確実なpH調整を行うため，細管にSUS材あるいはTi合金を用いた熱交換器，復水器への取替えが行われている。これらの水質管理の改善とSGの改良の効果で，現在まで第2世代以降のSGでは2次側の腐食損傷は検出されていない。

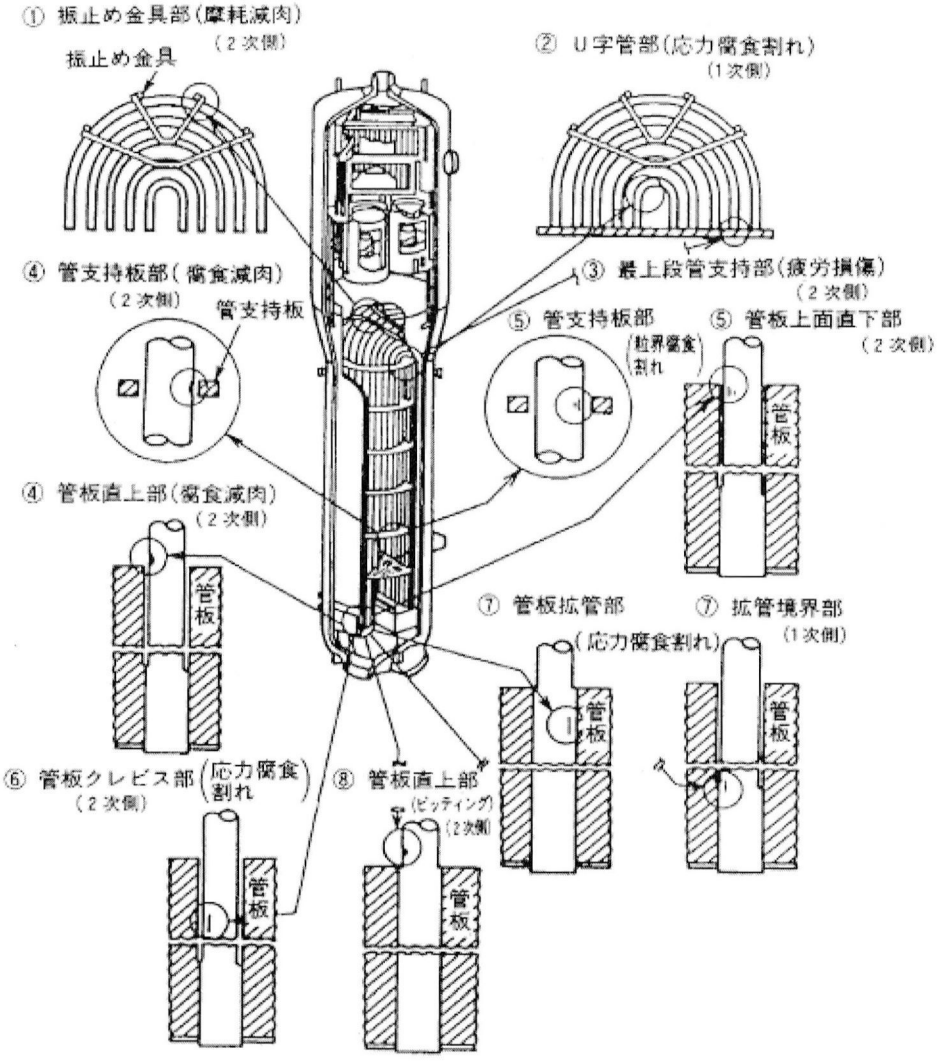
VI．SG伝熱管補修技術の変遷

SG伝熱管に損傷が検出されると，その管を供用から外すため施栓を行う。しかし，損傷管が増大してくると施栓管が増え，伝熱面積が減少し熱出力への影響が出てくる(安全面にも影響はあるが，それは小さくかなりの施栓でも安全上問題とはならない)。このため伝熱面積確保のため，損傷部分のみを補修する種々のスリーブ工法を開発してきた。スリーブ工法もメタルタッチでシールする機械式スリーブから溶接技術を利用したろう付けスリーブ，さらに施行範囲が広く，施行速度が向上したレーザースリーブが実用化された(**第6図**参照)。これらの施行は約19 mm内径の伝熱管内面から行われ，また

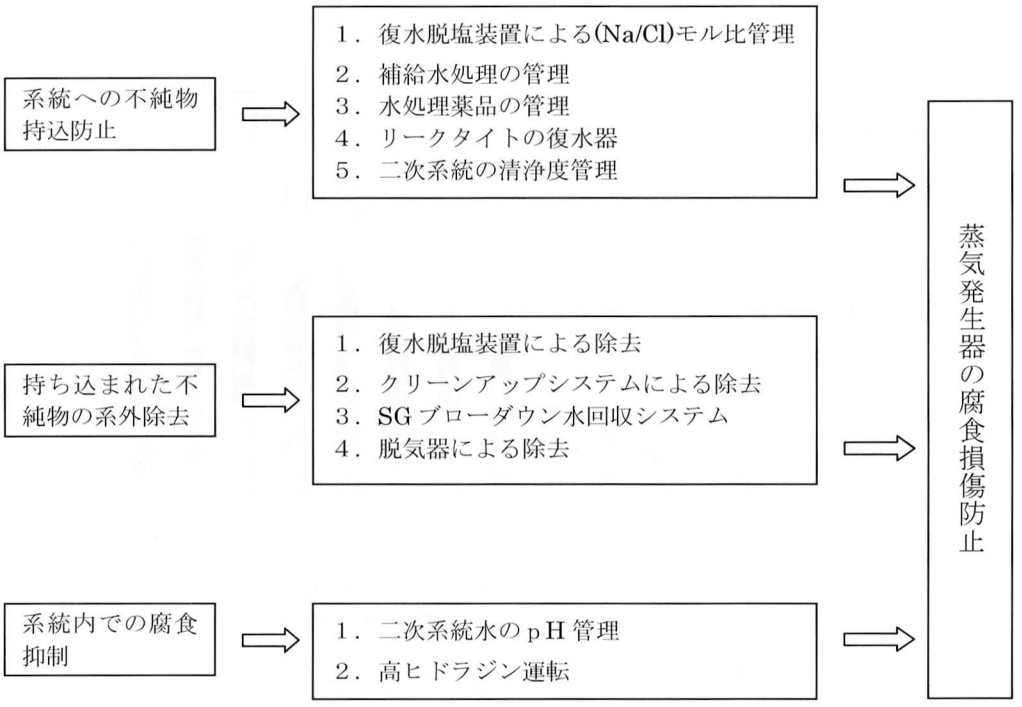
第2表　SG設計製作面の改良の変遷

	SG設計段階		
	第1世代	第2世代	第3世代
プラント名	美浜-1,2,3 高浜-1,2 玄海-1,2 大飯-1,2 伊方-1,2	川内-1,2 高浜-3,4 敦賀-2 泊-1,2	大飯-3,4 玄海-3,4 伊方-3 取替SG
伝熱管材料	MA 600	TT-600	TT-600
管支持板設計/材料	丸穴型/炭素鋼[a]	BEC/SUS[c]	BEC/SUS
拡管法	全厚ローラ拡管[b]	液圧拡管[d]	液圧拡管
伝熱管損傷			
1次側	○(8プラント)	○(3プラント)	—
2次側	○(9プラント)	—	—
磨耗損傷	○(5プラント)	○(5プラント)	○(1プラント)
SG取替	全プラント	なし	—

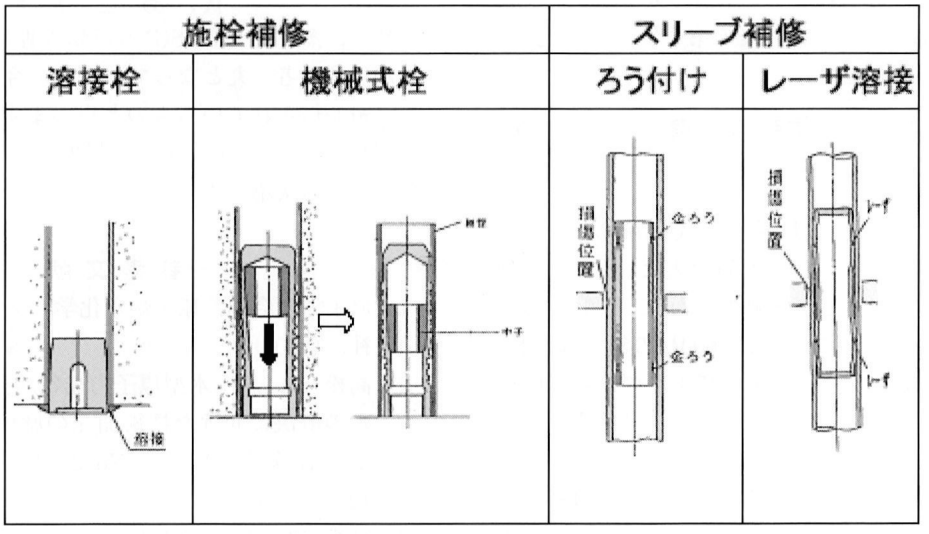
[a]美浜-1はエッグクレート型/丸穴型組合せ
[b]高浜-1,2と玄海-1は部分ローラ拡管
[c]川内-1は丸穴型/SUS
[d]川内-1，高浜-3,4は液圧拡管と全厚ローラ拡管組合せ，他は液圧拡管＋1ステップローラ拡管



第4図　我が国SG伝熱管損傷発生状況(部位別)



第5図　2次系水質管理の基本概念



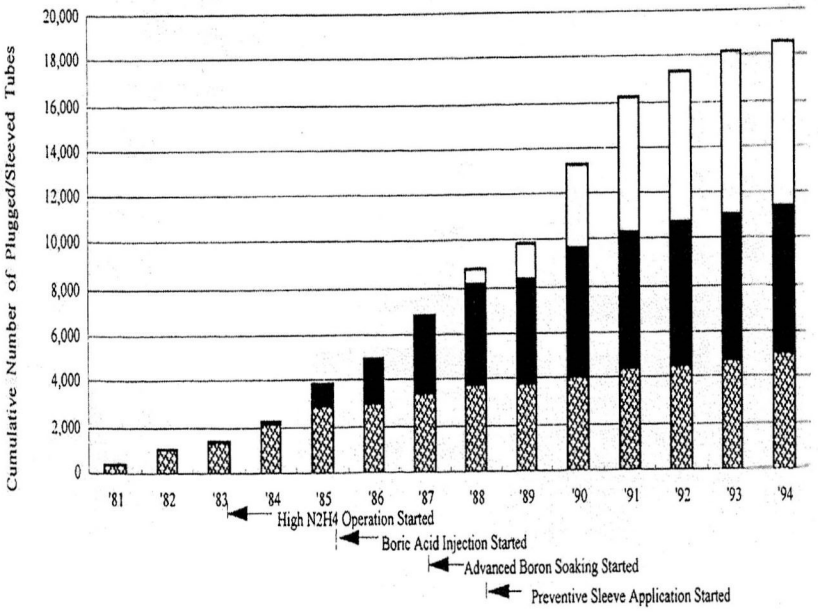
注：枠内数字は管支持板部スリーブ施行速度を示す

第6図　伝熱管補修技術の開発経緯

SG水室内は高線量のため遠隔自動操作に頼らざるを得ず，ロボットの開発の牽引役も果たすことになった。一方，前述の水質改善だけの損傷低減対策は，漢方薬の効果に例えられるが，即効性ではなく徐々に効いているが依然としてIGAは継続していたので，損傷対策として水質改善と効率的な補修技術を併用して効果を上げた。すなわち，将来，損傷が予想される管にあらかじめスリーブを施行(管支持板部等にスリーブを施行すると温度も下がりIGA発生，進展も低減する)する方策も採用された。これらを含めたIGA対策と伝熱管補修数の経緯を第7図に示す。しかし，検査，補修量の増大による定期検査の工期延長，被曝線量増加，費用の増大という問題を抱えていた。

Ⅶ．SG取替え

2次系水質改善，スリーブ施行等で損傷検出は抑えられてきたが，それでも毎年の定期検査で損傷管が検出され，新聞等で報道され，一般公衆への不安要因ともなっていた。このような状況であったため，社会的信頼性の確保，保守性および経済性の向上を目指して，また信頼性の高いSGが開発されていたことおよび海外でSG取替え技術が成熟段階に入ったことを踏まえ，損傷管の多い第1世代のSGを交換することとなった。SGはまず主給水管，主蒸気管等の接続配管が切断され，SG一体で取り出され，新SGが据え付けられた。建設時と逆の



第7図　IGAプラントでのIGA抑制対策と補修量の推移

工程であるが，違いは作業スペースが限られていることで，安全に工事を進められるよう事前の入念な準備が大変重要なものであった。取替え後の第3世代SGは良好な運転実績を上げている。

Ⅷ. 長期にわたるSG信頼性，健全性確保のために

現在運転されているSGは第2世代以降のSGであり，20年近く運転しているが，水質改善とSGの改良効果で第1世代SGで苦労した伝熱管外面(2次側)からの腐食損傷は検出されていない。TT 600材の第2世代SGで，1部のSGに拡管工法に起因して1次側からの応力腐食割れが発生しているのみである。この状態を長期にわたり確保するためには，

(1) 設計改善で流動滞留部の排除ができたブローチドエッグ型管支持板でも運転にはいると2次系腐食生成物が管支持板部に堆積し不純物濃縮場所になり得るので，2次系統の腐食抑制対策，

(2) 2次側損傷発生の可能性がある流動滞留部(腐食生成物が付着したブローチドエッグ型管支持板部，管板上面部等)の局部の水質環境の精度よい評価と水質管理手法(現在SG内バルク水不純物濃度(連続モニタができる)を用いて，濃縮解析コードを用いて運転状態のクレビス部水質環境を予測し評価している)，

(3) 微量でも有害と考えられる不純物，例えばPbとかCu_2O等の腐食影響評価と，より厳密な不純物管理，等の実施が重要と思われる。

Ⅸ. あとがき

長年，蒸気発生器(SG)の運転管理に携わってきましたが，関係者一丸となっての努力で今日の良好なSG運転実績が得られているものと思います。今後ともSGの長期信頼性確保のため，現役関係者の皆様のご活躍を願っている次第です。

—参考文献—

1) 原子力学会編，原子炉水化学ハンドブック，コロナ社，(2000).
2) 高松 洋，加圧水型原子力発電所蒸気発生器トラブルの解決に向けた技術開発の歴史，(1～3)，フォーラム保全学，Vol. 1，No. 2～4，日本AEM学会，(2002～2003).
3) 高松 洋，加圧水型原子力発電所蒸気発生器トラブルの解決に向けた技術開発の歴史，(4)，日本保全学会誌，Vol. 2，No. 1，(2003).

著者紹介

高松　洋(たかまつ・ひろし)

長年，関西電力でプラント(主としてSG)保全に従事。2004年より千葉科学大学危機管理学部客員教授。現在の関心事：プラント材料の腐食対策および信頼性向上に関心を持ち活動していますが，このために重要なプラント保全について保全学確立に向けた活動にも参画。