

確率論的評価手法に基づく PWR 高経年時の 供用期間中検査の有効性評価

Evaluation of Effectiveness of Inservice Inspection in Aging PWR Plants based on PSA

花房 英光 (Hidemitsu Hanafusa)* 入江 隆 (Takashi Irie)*
須山 健 (Takeshi Suyama)* 諸田 秀嗣 (Hidetsugu Morota)†

要約 鑄造ステンレス鋼の熱時効の影響を評価できるように改良した確率論的破壊力学 (PFM) コードを用い、国内 PWR 原子力発電所の配管溶接部について、高経年化に伴う配管破断確率および配管破断によるリスク (炉心損傷頻度) を評価した。さらに、配管溶接部を安全上重要度で順位付けをおこなうとともに供用期間中検査 (ISI) の有効性について評価した。その結果、高経年化に伴う (40 年から 60 年へ) リスクは、ISI を考慮しない場合で約 25 % 増加する。しかし、適切な ISI を実施することで、リスクに及ぼす運転期間の影響はなくなる。また、ここで用いた評価手法は安全上重要度で配管をランク付けでき、検査の効果を定量的に評価できることから、限られた資源での効率的な検査を計画するのに有用である。

キーワード 加圧水型原子力発電所 (PWR), 確率論的破壊力学 (PFM), 供用期間中検査 (ISI), 確率論的安全評価 (PSA), 配管

Abstract By making use of a probabilistic fracture mechanics (PFM) code which had been improved to be able to evaluate the influence of thermal aging embrittlement of cast stainless steel, we evaluated the fracture probability of welding parts of the piping of the pressurized water reactor plants in Japan and the core damage frequency by the fracture. In addition, we ranked the welding parts by the safety significance and evaluated the effectiveness of inservice inspection (ISI). As a result, it is seen that the risk increases about 25% for extending the plant life from 40 to 60 years without ISI. However, the influence of the risk on the plant life becomes negligible, when the ISI is performed adequately. This assessment is useful to plan efficient inspection and test programs of a plant under limited resources, because it is available to rank piping segments by the safety significance and to evaluate the effectiveness of inspection and test quantitatively.

Keywords pressurized water reactor plants (PWR), probabilistic fracture mechanics (PFM), inservice inspection (ISI), probabilistic safety assessment (PSA), piping

1. はじめに

米国のリスク (炉心損傷頻度) 情報に基づく評価技術は、確率論的安全評価 (probabilistic safety assessment: 以下 PSA とする) の応用により、原子力発電所の運転保守資源をリスク重要度の高い領域に再配分することによって、安全性を維持しつつ作業の合理性を高めるものである。米国では、原子力規制委員

会 (NRC) の規制⁽¹⁾ や米国機械学会 (ASME) の維持基準⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾ に、同評価が認められるようになってきた。

PSA 情報を用いて配管溶接部の安全上の重要度を評価し、配管の検査計画を立案する手法には、(1) ASME とウエスチングハウス・オーナーズ・グループで開発された定量的な評価手法 (ASME 手法) と (2) 米国電力研究所 (EPRI) で開発された運転経験等に基づく定性的な評価手法 (EPRI 手法) の二つがある。

* (株) 原子力安全システム研究所 技術システム研究所

† コンピューターソフト開発 (株)

しかし、これらの手法を用いて国内 PWR プラントを対象に評価した研究は、我々が行った 1999 年の原子力学会で ASME 手法を参考に供用期間 40 年における圧力バウンダリ配管を対象とした報告⁽⁵⁾を含め多くない。この報告での課題としては、ASME 手法で用いた確率論的破壊力学 (probabilistic fracture mechanics : 以下 PFM とする) コードでは扱える劣化メカニズムが疲労のみであり、扱える劣化メカニズムの拡大が必要であることが上げられている。また米国で用いられている手法では、PWR の 1 次冷却材配管に使用されている鑄造ステンレス鋼の熱時効による配管破断への影響は考慮されていない。そこで、熱時効の影響を定量的に評価できるように PFM コードを改良するとともに、プラント全体の配管破断確率を評価できるように圧力バウンダリ配管以外の 1 次系配管や 2 次系配管も対象として、更に、高経年化に伴う配管破断確率への影響と配管破断によるリスクへの影響を定量的に評価した。その結果に基づき、配管部の安全上重要度で順位付けを行うとともに検査の有効性について評価した。

2. 評価手法の概要

リスクを考慮した配管溶接部の安全上の重要度評価は、図 1 の手順で行った。以下にその概要を示す。なお、詳細については付録を参照のこと。

2.1 評価手順の概要

(1) 配管溶接部の区分

まず近傍の配管溶接部で、配管破断確率と配管破断によるプラントへの影響がそれぞれ同じになる溶接部はひとまとめにして評価できるため、配管サイズ、材質、分岐、隔離場所、および PSA 上への影響等を考慮して配管を区分する(区分単位をセグメントと呼ぶ)。

(2) 配管の破断確率評価

劣化メカニズムが明らかにされていて、解析的に評価できる疲労について、安全上重要な配管あるいは疲労を考えた場合過渡条件等が厳しいと考えられる配管を選定して配管破断確率を求める。このときに、疲労き裂進展に係わる影響因子の内、初期き裂分布、材料

定数等が確率的なばらつきを持っており、これらの因子を破断確率の定量化手法に取り入れるために PFM を適用する。本評価では、熱時効の影響も評価可能なように改良した PFM コードを用いる。

(3) 配管破断による影響評価

配管の破断確率評価と並行して、セグメント毎に、配管が破断した場合の起因事象発生、緩和系の機能喪失等プラントへの直接的影響を評価する。

(4) 配管破断による炉心損傷頻度の評価

得られた配管破断によるプラントへの直接的影響評価結果と配管破断確率から、PSA を用いて配管破断による炉心損傷頻度を評価する。

(5) 安全上重要度評価

リスク重要度を判定する目安となるリスク低減価値 (risk reduction worth : 以下 RRW とする) を用いて順位付けを行うとともに検査の有効性についても評価する。ここで、RRW とは、ある機器が全故障モードに対して完全な信頼性をもつ (故障確率 0) と仮定した場合、リスクが何分の 1 に低下するかを示す。分類には、リスク低減価値が 1.005 を超える配管セグメントを安全上重要な配管セグメントとして選定した。この目安値については、ASME code case N-577⁽²⁾, RG 1.178⁽¹⁾ で用いられている値を採用した。

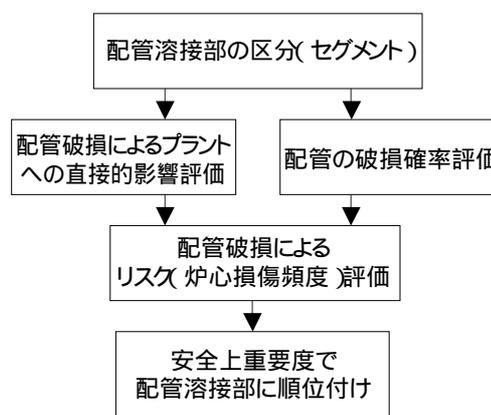


図 1 リスクを考慮した配管溶接部の安全上の重要度評価手順(文献(5))

2.2 PFMコードの概要

(1) PFM コードによる評価フロー

本評価では、代表的な PFM コードである PRAISE コード⁽⁶⁾をベースに開発した PFM コードを使用した。

このPFMコードによる評価のフローを図2に示す。

コードでは、まずモンテカルロ法を用いて初期欠陥サイズを想定する。その欠陥が見つからなければ、欠陥がプラント運転に伴う過渡事象によるき裂の進展評価を行い、その時の欠陥の大きさで配管が破損(漏えい、破断)するかどうかを判定する。破損した場合は次の欠陥を想定し繰り返す。欠陥がなければ次の過渡事象が発生した場合のき裂進展を評価する。この手順を繰り返し行いプラントの予定運転年数まで行い破損が生じなければ、次の欠陥サイズをサンプリングして順次繰り返して計算する。このようにして試行した全欠陥数(N)に対して破損した欠陥数(n)の割合を配管破損確率($P = n/N$)として求める。検査としてPSI, ISIを行うかどうかを設定し、検査によって欠陥が検出されれば補修する。

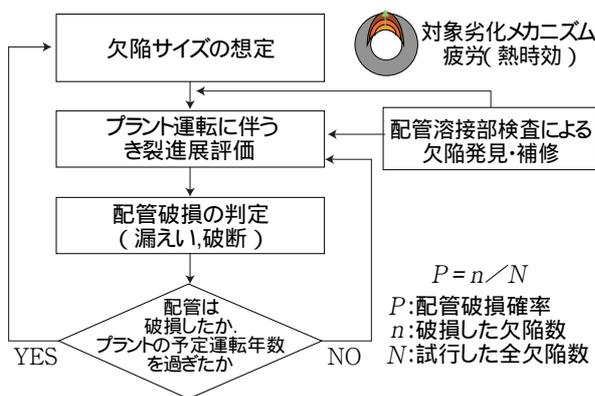


図2 PFMコードによる評価フロー

(2) 熱時効の取扱い

熱時効については、破壊強度に影響の大きい破壊靱性の低下を考慮した。一般には破壊靱性が低下すると破壊に対する耐力が低下する。この破壊靱性の低下を評価する手法としてR6法⁽⁷⁾を用いる。しかし、PFMの評価に、R6法を直接用いると収束計算に時間を要するため現実的でない。そこで、直接R6法を用いるのを避け、破壊靱性の低下に伴う見かけの流動応力の低下を時効時間と時効温度を用いた補正係数の形で表し、コードに組み込んだ。

一般的に、正味断面応力基準における破断判定は次式で行う。

$$a < f \quad \text{安定} \quad (1)$$

ここで、 a は実断面応力で、 f は流動応力である。

この関係をR6法の縦軸に破壊靱性パラメータ Kr を、横軸に全断面降伏のパラメータ Lr を用いた破壊評価線図(FAC)で表すと、図3ようになる。塑性崩壊による破壊点を $Lr-max$ とすると、熱時効で $J-R$ 曲線($J=C \cdot a^m$)が低下すると、破壊点は図3に示すようにFACの左にシフトし、破壊モードが塑性崩壊からティアリング不安定(き裂先端の極く一部の安定性が失われることによる破壊)へと移行する。そして、塑性崩壊による破壊点 $Lr-max$ と熱時効によって移動した破壊点 $Lr-a$ の比が見かけの流動応力の低下割合となる。流動応力の補正係数を $Fs(t)$ とすると次式で表すことができる。

$$Fs(t) = \frac{Lr - a}{Lr - max} \quad (2)$$

つまり、熱時効を考慮した場合の破断判定は次式で行なうようにPFMコードを改良した。

$$a < Fs(t) \cdot f \quad (3)$$

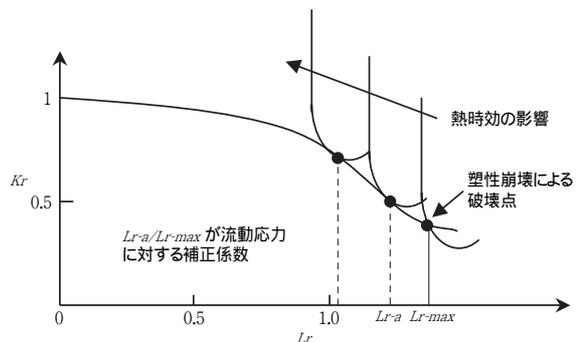


図3 熱時効による流動応力の変化

3. 評価結果

前述の評価の手順に従って、実施した結果を以下に記す。

3.1 セグメント区分

確率論的安全評価(PSA)で取り扱われている安全系統およびそのサポート系統、起因事象の発生に関連する系統およびJEAC-4205⁽⁸⁾で規定されている検査範

困を考慮して、2.1項のセグメント区分の基準に従って、表1に示すように431セグメントに区分した。また、一例として、1次冷却系統配管のセグメント区分を図4に示す。

表1 セグメント区分

系統配管名	セグメント数
1次冷却系統(RCS)配管	49
安全注入系統(SIS)配管 (高圧注入系統, 蓄圧注入系統(ACC))	66
低圧注入系統(RHR)配管	37
化学体積制御系統(CVCS)配管	39
格納容器スプレイ系統(CP)配管	27
原子炉補機冷却系統(CCW)配管	55
原子炉補機冷却海水系統(SW)配管	25
主給水系統(FW)配管	22
補助給水系統(AFW)配管	41
主蒸気系統(MS)配管	70
セグメント数合計	431

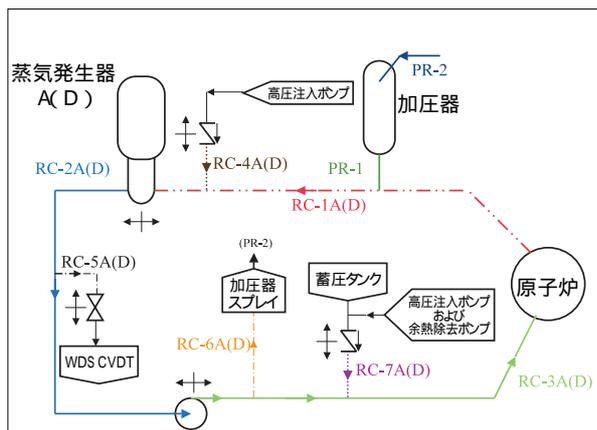


図4 1次冷却系統配管のセグメント分割図

3.2 配管の破断確率評価

熱時効を考慮できるように改良したPFMコードを用いて、国内PWR 4ループプラントについて供用期間40年と60年についての配管破断確率を評価した。

3.2.1 PFM 解析部位の選定

全ての系統配管についてPFM評価を実施するのは現実的ではない。そこで、1, 2次系配管も含む全系統配管から安全上重要あるいは応力条件が厳しい配管を選定して評価した。選定した配管は次の9つである。

- RCS コールドレグ配管
- RCS クロスオーバーレグ配管
- RCS 加圧器スプレイ配管
- CVCS 充てん配管
- CVCS 抽出配管
- RHR 主配管
- RHR ミニフロー配管
- AFW 補助給水配管
- SIS 安全注入配管

3.2.2 PFM 解析条件

本評価で用いた初期欠陥寸法、アスペクト比等の確率密度関数および解析条件を付録に示す。なお、解析条件の例としてコールドレグ配管の配管寸法、材質、解析に用いた過渡事象および頻度を表2に示す。

また、PFM解析で結果に最も影響する非破壊検査による欠陥検出確率 P_d は、PISC- (programme for the inspection of steel components)の鋳造配管欠陥検出プログラムの成果⁹⁾を用いた図5の平均的な検査精度を主に採用し、一部、破断確率が高い配管に対しては検査の影響を見るために上限値を用いた。

表2 解析条件例

部位	外径 (mm)	肉厚 (mm)	通常時 温度 (°C)	材質	過渡事象	頻度 (回/40年)
RCS コールドレグ 配管	836	68.75	289.2	鋳造 ステンレス鋼	起動・停止	128
					S0地震時	240
					S1地震時	40年に1回 300サイクル

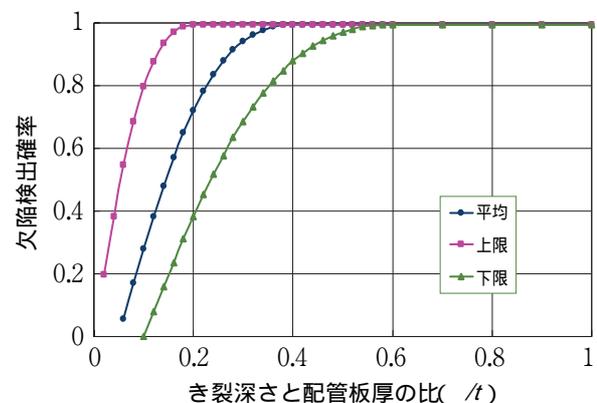


図5 非破壊検査の欠陥検出確率

3.2.3 解析結果

PFMコードを用い、検査頻度をパラメータとして、選定した9箇所の配管について解析を実施した。代表的な結果を以下に示す。

(1) 1次冷却系統配管のコールドレグ配管

コールドレグ配管に関して、表2の解析条件等に基づき、下記の検査頻度のケースについて配管破断確率を評価した。

ケース1：供用前検査(PSI)のみ考慮した場合

ケース2：PSI+10年で7.5%のISI
(毎年0.75%の割合)

ケース3：PSI+10年で25%のISI
(毎年2.5%の割合)

ケース4：PSI+毎年100%のISI

なお、熱時効の影響を見るため、熱時効を考慮しないでPSIのみ実施した場合を、ケース0として実施した。その結果を図6に示す。

破線の熱時効を考慮しない場合と実線の考慮した場合を比較すると、熱時効の影響としては数倍である。

40年と60年の配管破断確率を比較すると、配管破断確率は、PSIのみ考慮したケース1の場合で25%程度大きくなり、ISIの検査頻度が多くなるにつれ40年と60年の差異は小さくなる。

また、本配管はPSIを考慮した場合で配管破断確率は 10^{-9} オーダーであり、ASME手法では 10^{-8} を下回る場合は極端に低い確率をもつと考えられるため、本配管でのISIはあまり必要ないと考えられる。

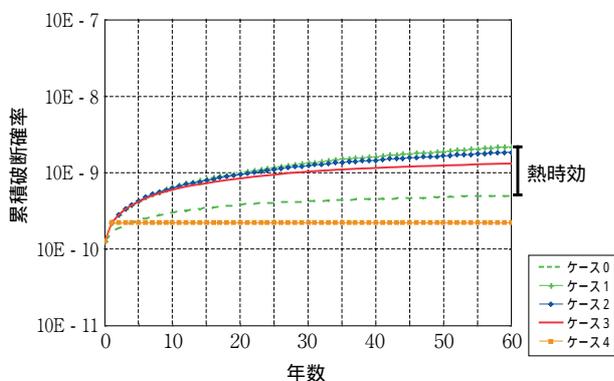


図6 コールドレグ配管のPFM計算結果

例えば、現状10年間で25%を実施しているのを7.5%にした場合でも、あまり配管破断確率に差異はない。また、40年から60年へ供用期間を延長した場合でも大きな差異は見られない。

(2) 加圧器スプレイ配管

加圧器スプレイ配管についても、コールドレグ配管のケースに、検査精度の上限値で5年毎に検査を行うケースを加えた、以下の5ケースについて解析した。

ケース1：PSIのみ考慮した場合

ケース2：PSI+10年で7.5%のISI(毎年0.75%の割合)

ケース3：PSI+10年で25%のISI(毎年2.5%の割合)

ケース4：PSI+毎年100%のISI

ケース5：PSI+ISI(1年目,6年目,
以降5年毎に100%,検出精度上限)

その結果を図7に示す。PSIのみやISIの頻度が少ないケースでは、初期欠陥が運転初期に進展し破壊に至るため配管破断確率は高く、検査の効果があまりないと考えられる。しかし、PSI+ISI毎年100%考慮した場合では 10^{-9} 程度となる。また検出精度上限でISIを5年に1回100%実施するケース5の場合も、ISIを毎年100%実施するケース4とほぼ同じ破断確率となる。このことから検査頻度および検査精度(上限)を最適に選定することで、毎年検査を実施する場合と同程度の検査効果が得られる。40年と60年との比較では両者の配管破断確率はほとんど変わらなかった。

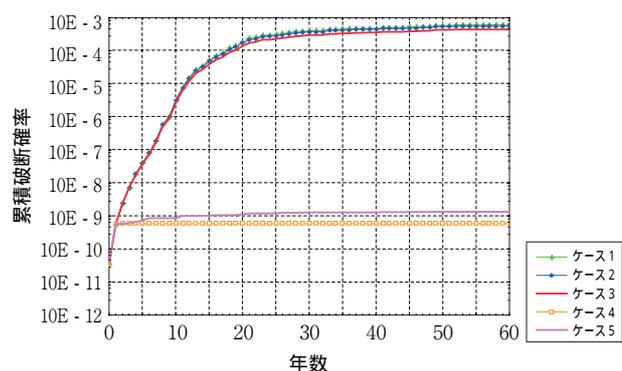


図7 加圧器スプレイ配管のPFM計算結果

(3) 化学体積制御系(CVCS)充てん配管

CVCS配管についても、ケース1からケース4については加圧器スプレイ配管と同じ検査頻度を設定し

た．ケース5については，検査頻度をサーベイして，PSIとISIを1年目，6年目，15年目，30年目，45年目に100%実施する場合として評価を行った．

- ケース1：PSIのみ考慮した場合
- ケース2：PSI+10年で7.5%のISI
(毎年0.75%の割合)
- ケース3：PSI+10年で25%のISI
(毎年2.5%の割合)
- ケース4：PSI+毎年100%のISI
- ケース5：PSI+1,6,15,30,45年目に100%のISI

上記のケースによる配管破断確率の結果を図8に示す．

配管の累積破断確率を見ると，検査頻度が少ないケース1～3では年が経つにつれ破断確率も徐々に上昇する傾向にあり，60年目における累積破断確率を見ると，各ケースで40年の値の2から3倍程度の破断確率の上昇が見られる．しかし毎年100%検査を行う場合には，2年目以降破断確率は 10^{-8} 程度の値で一定であり，40年と60年で配管破断確率の上昇も見られない．

また，毎年100%検査を行うケース4に比べ検査頻度を少なくしたケース5でも，毎年検査するケース4と同様な傾向であり，2年目以降破断確率は 10^{-8} 程度の値で一定であり，40年と60年で配管破断確率の上昇も見られない．このことから，検査を最適な頻度で行うことにより，効率的に配管破断確率を低く抑えることができる．

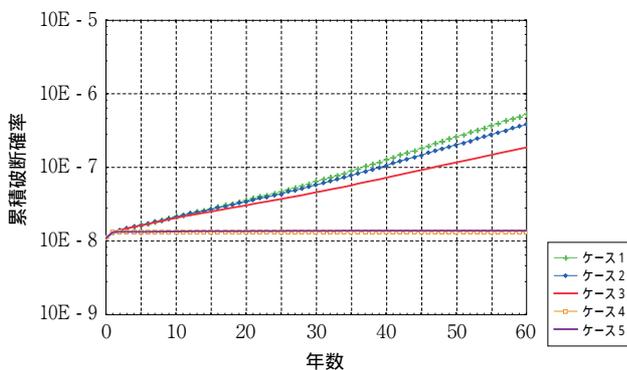


図8 CVCS 充てん配管の PFM 計算結果

(4) 評価部位全体の結果

上記では，1次冷却系統配管のコールドレグ配管，加圧器スプレイ配管およびCVCS充てん配管に対して結果を示したが，その他の配管についてもコールドレグ配管と同様な傾向を示す結果が得られた．また，各配管のPSIのみ考慮した40年と60年の配管破断確率の比較を図9に示す．PSIのみ考慮した40年と60年の配管破断確率の比を菱形でプロットしており，加圧器スプレイ配管およびCVCS充てん配管については，検査頻度のケース5の結果を丸でプロットしている．

加圧器スプレイ配管とCVCS充てん配管の破断確率は，PSIのみ考慮した場合には 10^{-8} を越える結果となっているが，ISIを考慮することでCVCS配管の破断確率はほぼ 10^{-8} に，加圧器スプレイ配管では 10^{-8} を下回る結果であった．また，この図から各プロットは直線上に乗っていることから40年と60年の配管破断確率は大差がないと言える．さらに，CVCS充てん配管のようにPSIのみの場合には，やや直線から離れているが，ISIを考慮した場合には値自身も低くなり，また直線上にのることから40年と60年の配管破断確率も差異も小さくなる．

このことから，米国で行われた60年の疲労評価¹⁰⁾と同様に，40年から60年に供用期間を延長しても，配管破断確率は全体的に見て配管破断確率の増加は大きくない結果であった．

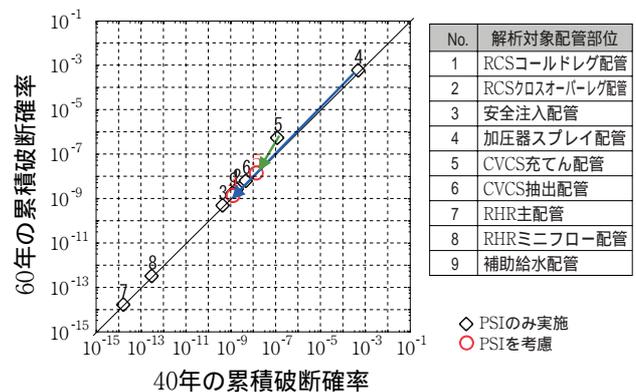


図9 40年と60年の累積破断確率の比較

3.3 配管破断によるリスク評価

3.3.1 配管セグメントの破断確率の設定

3.2項で評価した配管破断確率とその値から推定し

た配管破断確率を用いて、全配管セグメントのリスクを評価する。リスク評価に用いた配管破断確率を表4に示す。加圧器スプレイ配管と条件的に類似な加圧器サージ配管セグメントは同じ配管破断確率を与え、また、CVCSの配管セグメントについては、PFMの計算値を与えた。その他のセグメントは、ASME手法⁽²⁾で一般的に影響が無視できると言われている 10^{-8} 以下であり、配管破断確率に代表値として 10^{-8} を与えて評価した。

表3 リスク評価に用いた配管破断確率

累積配管破断確率	PSIのみ考慮したケース		PSI+ISIを考慮したケース	
	40年	60年	40年	60年
加圧器スプレイ配管・加圧器サージ配管セグメント	4.91E-04	6.13E-04	1.00E-08	1.00E-08
CVCS配管セグメント	1.27E-07	5.27E-07	1.38E-08	1.38E-08
その他の配管セグメント	1.00E-08	1.00E-08	1.00E-08	1.00E-08

3.3.2 配管破断によるリスク評価

前項3.3.1で設定した配管破断確率を用いて、40年および60年の配管セグメント毎の炉心損傷頻度(CDF)を以下のケースについて算出した。

配管セグメントに対してPSIのみ考慮したケース
PSIおよびISIを考慮したケース

配管セグメント毎のCDFの配管破断による全炉心損傷頻度(全CDF)への寄与度合いについて60年のPSIのみ考慮したケースを表4に、60年のISIを考慮したケースを表5に示す。

60年のPSIのみ考慮したケースでは、加圧器サージ配管が全CDFの約73%であり、加圧器スプレイ配管が約27%と両者でほぼ100%を占める。これは、配管破断確率が高く、またリスク上重要な配管であることから非常に寄与度が高くなっている。ISIを考慮した場合は、加圧器サージ配管が全CDFの約0.2%であり、加圧器スプレイ配管が約0.1%と低く、両配管よりも高圧注入系統、格納容器スプレイ系統、低圧注入系統の寄与度が大きくなる。これらの系統は、配管破断により燃料取替用水ピット水が喪失し、高/低圧注入系統、格納容器スプレイ注入系統、高/低圧再循環およびスプレイ再循環の機能が喪失する配管セグ

メントがあるため、条件付き炉心損傷確率が大きくなりCDFへの寄与が大きくなったと考えられる。

次に、運転期間およびISIの有無によるリスクへの影響を見るため、40年のPSIのみ考慮した炉心損傷確率を1として60年のPSIのみ考慮した炉心損傷確率との比および40年と60年の供用期間中検査を考慮した場合の炉心損傷確率の比を表6に示す。炉心損傷確率は、PSIのみ考慮したケースでは、高経年化に伴い1.25倍となる。ISIを実施することによって、PSIのみと比べ2桁程度炉心損傷確率は低下するとともに、高経年化によるリスクへの影響もほとんど無くなる。

3.4 安全上重要度評価

安全上重要な配管セグメントの評価としては、3.3.2項でのRRWを算出して行った。各セグメントの重要度評価結果について、表4および表5に示す。

RRWが1.005を超える重要配管セグメントとしてPSIのみ考慮したケースでは、加圧器サージ配管と加圧器スプレイ配管のみである。また、ISIを考慮した場合には、まず高圧注入配管、次に格納容器スプレイ配管、低圧注入配管と補助給水配管と順位付けられると、同時に重要配管セグメントとしてリストアップされる。

表4 セグメントのリスクへの寄与度および重要度評価(60年ISIのみ考慮したケース)

順位	セグメント	寄与度	リスク低減価値(RRW)	累積寄与度
1	加圧器サージ配管	72.65%	3.656	72.7%
2	加圧器スプレイ配管	26.64%	1.363	99.3%
3~13	高圧注入系配管	0.02%	1.0001	99.5%
	格納容器スプレイ系	0.02%	1.0001	
14~21	低圧注入系	0.02%	1.0001	99.6%
	高圧注入系	0.02%	1.0001	
22~29	格納容器スプレイ系(再循環)	0.02%	1.0001	99.7%
	高圧注入系(再循環)	0.02%	1.0001	
30~39	低圧注入系	0.02%	1.0001	99.9%
40~45	補助給水配管	0.01%	1.0000	100.0%
46~63	PCS主配管	0.00%	1.0000	100.0%
	RCS枝配管	0.00%	1.0000	
64~71	低圧注入系	0.00%	1.0000	100.0%
72	低圧注入系(RHR注入ABタイライン)	0.00%	1.0000	100.0%

表5 セグメントのリスクへの寄与度および重要度評価（60年ISIを考慮したケース）

順位	セグメント	寄与度	リスク低減価値 (RRW)	累積寄与度
1~11	高压注入系	2.45%	1.025	27.0%
	格納容器スプレイ系	2.45%	1.025	
12~19	低压注入系	2.26%	1.023	45.0%
	高压注入系	2.26%	1.023	
20~27	格納容器スプレイ系	2.26%	1.023	63.1%
	高压注入系	2.26%	1.023	
28~37	低压注入系	2.26%	1.023	85.7%
38~43	補助給水系	1.01%	1.010	91.8%
44~51	低压注入系	0.17%	1.002	93.1%
52	低压注入系（RHR注入ABタイライン）	0.16%	1.002	93.2%
53~71	RCS主配管、枝配管	0.16%	1.002	94.7%
	加圧器サージ配管	0.16%	1.002	
72, 73	補助給水系	0.10%	1.001	94.9%
74~88	RCS枝配管	0.06%	1.001	95.8%
	加圧器圧力制御系（含、加圧器スプレイ配管）	0.06%	1.001	

表6 リスクの比較

	40年	60年
PSIのみ考慮したケース	1	1.25
PSI+ISIを考慮したケース	0.01	0.01

4. まとめ

鑄造ステンレス鋼の熱時効の影響をPFMコードに組み込み、そのコードを用いて高経年時のISIの有効性評価を行った。その結果、国内の4ループPWRにおいて以下のことが明らかとなった。

熱時効の影響としては、累積配管破断確率に対して数倍程度である。

配管破断確率の高い配管に対して適切なISIを考慮することで、検査を毎年100%考慮した場合と同等な検査の効果が得られる。

適切なISIの実施により配管破断確率およびリスクに及ぼす運転期間の影響はほとんどなくなる。本手法によりプラント各セグメントの重要度の評価が可能であり、検査を優先的に行うべきセグメントが抽出できる。

以上の結果から、本評価手法は安全上重要な配管をランク付けでき、検査の効果を定量的に評価できることから、限られた資源での効率的な検査を計画するの

に有用である。たとえば、JEAC-4205の更新に伴い定点測定の実現性が生じた場合には本手法を利用することによって測定ポイントの選定に利用できると考える。

文献

- (1) USNRC, "An Approach for Plant-Specific, Risk-Informed Decision-making: Inservice Inspection of Piping," Regulatory Guide 1.178 (1998).
- (2) American Society of Mechanical Engineers, "Case N-577, Risk-Informed Requirements for Class 1,2, and 3 Piping, Method B, Section XI, Division 1," (1997).
- (3) American Society of Mechanical Engineers, "Case N-578, Risk-Informed Requirements for Class 1,2, and 3 Piping, Method B, Section XI, Division 1," (1997).
- (4) American Society of Mechanical Engineers, "Case N-560, Alternative Examination Requirements for Class 1, Category B-J Piping Welds Section XI, Division 1," (1996).
- (5) 入江隆, 花房英光, 諸田秀嗣, 小島重雄, 志賀章郎, 水野義信, 町田秀夫, "配管溶接部の安全重要度評価へのPSAの試験適用" 原子力学会1999年春の年会予稿集 I43.
- (6) D.O.Harris, E.Y.Lim, D. Dedhia, "Probability of Pipe Fracture in the Primary Coolant of a PWR Plant, Vol.5: Probabilistic Fracture Mechanics Analysis," NUREG/CR-2189, USNRC(1981).
- (7) I.Miline, et al., "Assessment of the integrity of structures containing defects R/H/R6-revision3", CEGB(1986).
- (8) 日本電気協会 "軽水型原子力発電所用機器の供用期間中検査" JEAC-4205(1996).
- (9) P. Lemaitre, T.D.Koble, S.R.Doctor, "Main Results of the PISC Capability Studies on Cast-To-Cast Austenitic Steel Welds.", Effectiveness of Non-destructive Examination Systems and Performance Demonstration, ASME PVP-Vol.317-NDE Vol.14, (1995).
- (10) M.A.Khaleel, F.A.Simonen, H.K.Phan, D.O.Harris, D.Dedhia, "Fatigue Analysis of Components for 60-Year Plant Life," NUREG/CR-6674 (2000).

付録

リスクを考慮した配管溶接部の安全上重要度評価手法

1. 配管溶接部の区分

系統配管について次のことを考慮してセグメントに分割した。

当該配管部位の破損で、PSA 上同一の機能喪失に至る部位は、同一セグメントに含める。

セグメントの境界には、流れの分岐部あるいは合流部位を考慮する。

同様に、配管サイズ、材料特性等も考慮する。当該配管部位が破損時、当該部位を隔離できるか否かを考慮する。なお、逆止弁、遠隔電動弁で隔離が可能とし、手動弁は隔離不能とする。

セグメント区分では、当該系統の機能喪失の影響および配管サイズ等を考慮して区分する。

2. 配管の破損確率評価

配管の破損確率評価は、確率論的破壊力学(PFM)に基づいて重要な配管の破損確率値を推定する手法により評価する。ASME 手法では、これは構造信頼性リスク評価と呼ばれ、配管破損確率の推定値が、統計データに基づく推定値や専門家判断により得られる推定値より詳細な値が得られ、欠陥き裂の進展を時間の関数として予測でき、また、地震などの予測のつかない荷重の影響を定量的に説明することもできる。このような特徴は、機器の供用期間にわたり周期的な供用期間中検査の適切な間隔を決めるのに有効である。

本評価では、代表的な PFM コードである PRAISE コードをベースに開発した PFM コードを使用した。今回の評価で用いた初期欠陥寸法確率密度関数、材料定数等を以下に示す。

(1) 初期欠陥寸法

き裂深さの確率密度関数

配管を対象とした欠陥分布に基づく Brückner^{注1)}のき裂深さの分布の内、深いき裂の存在確率を大きめに見積もる下式の対数正規分布を用いた。

$$P(a) = \frac{1}{\sqrt{2}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left\{ \frac{\ln(a/\mu)}{\sigma} \right\}^2 \right] \quad (\text{A } 1)$$

ここで、 a はき裂深さ(単位:mm)、 μ は対数正規分布の中央値($\mu = 0.294$ mm)、 σ は対数正規分布の形状係数($\sigma = 1.61$)である。

アスペクト比の存在確率

上述のき裂深さに関する確率密度関数が対数正規分布によって記述されており、このデータとの関連性がよいこと、および近年の確率論的破壊力学解析における適用事例が多いことを考慮し、アスペクト比の分布には次のような米国ローレンスリバモア国立研究所(LLNL)の対数正規分布を用いた。

$$P(C) = \frac{1}{\sqrt{2}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left\{ \frac{\ln(C/m)}{\sigma} \right\}^2 \right] \quad (\text{A } 2)$$

ここで、 m はアスペクト比の中央値($m = 1.336$)で、 σ は対数正規分布の形状係数($\sigma = 0.5382$)、 C は評価区間の積分値を 1.0 とするための正規化定数で、下式で表される。

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{\sqrt{2}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left\{ \frac{\ln(C/m)}{\sigma} \right\}^2 \right] \quad (\text{A } 3)$$

(2) 応力サイクル

評価対象となる配管セグメントに対して、設計熱過渡条件等を加味して、き裂進展評価のための応力サイクルを定める。荷重条件は、その部位の疲労損傷係数の 90% 以上を占める過渡に対応する内圧、熱膨張、熱過渡(T1, 不連続部)等の応力および地震荷重の応力から設定した。不安定破壊評価条件は、各設計熱過渡条件の評価対象部位における最大応力強さを用いた。

(3) 材料のき裂進展速度

材料のき裂進展速度については、破壊力学で一般的なパリソ則である次式を用いる。

$$\frac{d}{dn} = C K_{eff}^m \quad (\text{A } 4)$$

$$K_{eff} = K_{max} (1 - R)^{0.5} \quad (\text{A } 5)$$

注1) A. Brückner, D. Munz, "Curve Fitting to Defect Size Distribution for the Calculation of Failure Probabilities", Nucl. Eng. and Design, 74, 75-78, (1982)を参照。

$$R = \frac{K_{\min}}{K_{\max}} \quad (\text{A } 6)$$

ここで, K_{\max} : 応力拡大係数の最大値

K_{\min} : 応力拡大係数の最小値

鋳造ステンレス鋼

$$C = 8.7 \times 10^{-13}, \quad m = 4$$

ステンレス鋼

$$C = 2.57 \times 10^{-9}, \quad m = 2.86$$

(4) 非破壊検査

非破壊検査による欠陥検出確率 P_D は, PISC- (programme for the inspection of steel components) の鋳造配管欠陥検出プログラムを用いてフィッティングした結果を用いた. 検出誤差は 0.5% とする. 本評価で用いたのは平均的な検査精度であるが, 配管破断確率が高い部位に対しては検査の影響を見るために一部上限値を用いた.

$$P_D = \left[\frac{2b(x-a)}{\{b(x-a)\}^2 + 1} \right] (1.0 - \quad) \quad (\text{A } 7)$$

$$= 0.005$$

上限線

$$a = 0.0, \quad b = 5$$

平均線 (注記が無い場合は本値を用いる)

$$a = 0.05, \quad b = 2.86$$

下限線

$$a = 0.10, \quad b = 2$$

(5) 材料の破壊力学物性値の確率密度関数

塑性流動応力は正規分布に従うものとし, 正規分布の平均値は, 降伏応力と引張強さの和とする. 塑性流動応力の確率密度関数は, 以下とする.

$$P(S_f) = \frac{1}{\sqrt{2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left(\frac{S_f - S_{fm}}{\quad} \right)^2 \right\} \quad (\text{A } 8)$$

鋳造ステンレス鋼

$$S_{fm} = 27.86 \text{ kg/mm}^2$$

$$= 3.64 \text{ kg/mm}^2$$

ステンレス鋼

$$S_{fm} = 28.60 \text{ kg/mm}^2$$

$$= 3.74 \text{ kg/mm}^2$$

3. 配管破損による影響評価

配管破損の直接的な影響のみを考慮して炉心損傷頻度(CDF)を評価した. 直接的影響として, 下記を考慮して当該配管破損による直接的な影響を検討した.

配管破断により起因事象が発生

冷却材喪失事故(LOCA)および原子炉トリップ等.

配管破断により緩和系への影響

配管破断により起因事象が発生し, 発生した起因事象を緩和する系統にも影響

なお, 本評価では配管破断による溢水, 近接配管への影響など間接的影響は考慮していない.

4. 配管破損による炉心損傷頻度の評価

配管セグメント毎の炉心損傷頻度を算出して, 全配管損傷による炉心損傷頻度を以下のように評価した.

配管セグメントの破断により起因事象が発生する場合の炉心損傷頻度

当該配管セグメントの破断により起因事象が発生する場合の配管セグメントの炉心損傷頻度は, 当該配管の破断発生頻度と当該配管破断によって発生する起因事象の内的事象 PSA の条件付き炉心損傷確率との積で算出した.

$$CDF_{PB} = FR_{PB} \times CCDP_{IE} \quad (\text{A } 9)$$

CDF_{PB} : 当該配管セグメントの破断時の炉心損傷頻度(/炉年)

$CCDP_{IE}$: 内的事象 PSA の起因事象の条件付き炉心損傷確率

FR_{PB} : 配管破断頻度(/炉年)

$$CCDP_{IE} = CDF_{IE} / \text{FREQ}_{IE} \quad (\text{A } 10)$$

CDF_{IE} : 内的事象 PSA での起回事象の炉心損傷頻度 (/ 炉年)

$FREQ_{IE}$: 内的事象 PSA での起回事象発生頻度 (/ 炉年)

$$FR_{PB} = FP_{PB} / EOL \quad (A 11)$$

FP_{PB} : PFM で評価された配管破断確率

EOL : PFM 評価で用いた運転許可期間

配管セグメントの破断により緩和系への影響がある場合の炉心損傷頻度

当該配管セグメントの破断により緩和系への影響がある場合の当該配管セグメントの炉心損傷頻度は、当該配管セグメントの破断確率と当該配管セグメントの破断確率を 1.0 としたときの条件付き炉心損傷頻度の積で算出した。ここで、当該配管セグメントの破断確率を 1.0 としたときの条件付き炉心損傷頻度は、当該配管セグメントの破断確率を 1.0 としたときの全炉心損傷頻度から内的事象 PSA での炉心損傷頻度を差し引いたものである。また、内的事象 PSA の緩和系のモデルでは、配管破断確率が小さくリスクに重要でないものはモデル化していない場合は、当該配管セグメントの影響と同等な機器 (サルゲート・コンポーネント) の故障確率を 1.0 として、条件付き炉心損傷頻度を算出した。

$$CDF_{PB} = FP_{PB} \times CCDP_{PB} \quad (A 12)$$

CDF_{PB} : 当該配管セグメントの破断時の炉心損傷頻度 (/ 炉年)

$CCDP_{PB}$: 当該配管のセグメントの損傷確率を 1.0 とした時の条件付き炉心損傷頻度

FP_{PB} : PFM で評価された配管破断確率

$$CCDP_{PB} = CDF_{PB=1.0} - CDF_{BASE} \quad (A 13)$$

$CDF_{PB=1.0}$: サルゲート・コンポーネントの故障確率を 1.0 とした時の全起回事象の炉心損傷頻度 (起回事象発生頻度は内的事象 PSA の値を用いて算出) (/ 炉年)

CDF_{BASE} : 内的事象 PSA での全起回事象の炉心損傷頻度

当該配管セグメントの破断により起回事象が発生し、発生した起回事象を緩和する系統にも影響する場合の炉心損傷頻度

この場合、配管セグメントの破断発生頻度が起回事象の発生頻度となり、さらに、緩和系へも影響する。よって、この場合の炉心損傷頻度は、配管破断の発生頻度と破断により発生した起回事象を緩和する系統の当該配管セグメントの破断確率を 1.0 とした時の条件付き炉心損傷確率の積で算出した。

$$CDF_{PB} = FR_{PB} \times CCDP_{IE,seg=1.0} \quad (A 14)$$

CDF_{PB} : 当該配管セグメントの破断時の炉心損傷頻度 (/ 炉年)

$CCDP_{IE,seg=1.0}$: 当該配管セグメントの破断確率を 1.0 とした時の条件付き炉心損傷確率

FR_{PB} : 配管破断発生頻度 (/ 炉年)

$$CCDP_{IE,seg=1.0} = CDF_{IE,seg=1.0} / FREQ_{IE} \quad (A 15)$$

$CCDP_{IE,seg=1.0}$: 当該配管セグメントの損傷確率を 1.0 とした時の起回事象の炉心損傷頻度 (/ 炉年)

$FREQ_{IE}$: 起回事象発生頻度 (/ 炉年)

$$FR_{PB} = FP_{PB} / EOL \quad (A 16)$$

FP_{PB} : PFM で評価された配管破断確率

EOL : PFM 評価で用いた運転許可期間

(4) 配管セグメントの破断時の全炉心損傷頻度

配管セグメントの破断時の全炉心損傷頻度は、式 (A 9) 式 (A 12) および式 (A 14) で示した算出式によって求められた各配管セグメント毎の炉心損傷頻度の総和となる。

$$CDF_{PB} = \sum_{i=1,z} CDF_{PB_i} \quad (A 17)$$

i : 配管セグメント番号 ($i = 1 \sim z$)

z : 配管セグメントの総数

5 . 安全上重要度評価

前項の PSA 結果を用いて機器重要度の分類を行う . 分類の指標としては , リスク低減価値 (RRW) , リスク増加価値 (RAW) およびファッセル・ベズリー重要度 (FV) 等があるが , 配管のように信頼度の高い機器のリスクへの影響評価に適している RRW を用いた . RRW は , ある機器の機能喪失確率が 0 とした時にリスク (頂上事象発生確率) がどれだけ低減されるかを示すもので次式で表せる .

$$RRW = P(top) / P(top/A=0) \quad (A 18)$$

$P(top)$: 機器 A の機能喪失確率が現状での頂上事象の発生確率

$P(top/A = 0)$: 機器 A の機能喪失確率が 0 での頂上事象の発生確率