

J A E R I - M
92-060

美浜発電所 2号機蒸気発生器伝熱管
損傷事象の解析（暫定解析）

1992年4月

平野 雅司・孫 建成*

日本原子力研究所
Japan Atomic Energy Research Institute

JAERI-Mレポートは、日本原子力研究所が不定期に公刊している研究報告書です。
入手の問合せは、日本原子力研究所技術情報部情報資料課（〒319-11茨城県那珂郡東海村）あて、お申しこしください。なお、このほかに財団法人原子力弘済会資料センター（〒319-11 茨城県那珂郡東海村日本原子力研究所内）で複数による実費領布をおこなっております。

JAERI-M reports are issued irregularly.

Inquiries about availability of the reports should be addressed to Information Division
Department of Technical Information, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura,
Naka-gun, Ibaraki-ken 319-11, Japan.

©Japan Atomic Energy Research Institute, 1992
編集兼発行 日本原子力研究所
印 刷 いばらき印刷株

美浜発電所 2号機蒸気発生器伝熱管損傷事象の解析（暫定解析）

日本原子力研究所東海研究所原子炉安全工学部

平野 雅司・孫 建成*

(1992年4月1日受理)

平成3年2月9日に関西電力美浜発電所2号機（美浜-2：ウエスティングハウス設計2ループPWR、定格出力50万キロワット）で発生した蒸気発生器（SG）伝熱管損傷事象の暫定的な解析を実施した。この解析は、事象の過渡熱水力解析と加圧熱衝撃（PTS）事象時圧力容器健全性評価解析とに分けられる。

過渡熱水力解析は、事象の熱水力過程をできるだけ忠実に模擬することにより、事象全体についての理解を深めることを目的としたものである。解析の結果、破断流に対する放出係数等をスカラム時刻が合うように調整することにより、一次系及び二次系圧力、加圧器水位等の事故時プラント記録の概略を再現することができた。

一方、PTS事象時圧力容器健全性評価解析は、美浜-2事象がPTSの観点からどの程度厳しいものであったかを把握することを目的としたものである。解析の結果、PTS評価で問題となるダウンカマ部での圧力容器鋼材温度の低下はそれ程大きなものではなく、容器内面に大きな亀裂を仮定しても、それが進展するまでに十分な余裕があったことが示された。

東海研究所：〒319-11 茨城県那珂郡東海村白方字白根2-4

* 上海核工程研究設計院。科学技術庁原子力研究交流制度の基に1990年3月から1年間原研に滞在。

Analysis of Mihama-2 Steam Generator Tube Rupture(SGTR) Event
(Preliminary Analysis)

Masashi HIRANO and Jiancheng SUN*

Department of Reactor Safety Research
Tokai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute
Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken

(Received April 1, 1992)

Preliminary analyses were performed for the SGTR event which occurred at Mihama-2(Westinghouse 2-loop PWR, 500MWe) on February 9, 1991. The analyses consisted of the transient thermal-hydraulic analysis and evaluation analysis of pressure vessel integrity during PTS(Pressurized Thermal Shock) event.

The objective of the former analysis was to obtain better understanding of the event by reproducing the thermal-hydraulic behavior during the event as close as possible. The analysis successfully reproduced the overall behavior of the major plant parameters such as the primary system and secondary system pressures, pressurizer water level and so forth by adjusting the discharge coefficient for the break flow so that the calculated scram time could agree with that at the event.

The objective of the latter analysis was to evaluate how severe the event was from the PTS point of view. As a result of the analysis, it was shown that the temperature decrease of the pressure vessel material at the downcomer was not large and therefore there existed sufficient margin for the propagation of the initial crack at the inner surface of the pressure vessel, even though a hypothetically large initial crack was assumed to exist.

* Visiting research engineer from Shanghai Nuclear Engineering Research and Design Institute from March 1990 to February 1991.

Keywords: Mihama-2 Steam Generator Tube Rupture(SGTR) Event, Transient Thermal-Hydraulic Analysis, Pressurized Thermal Shock(PTS), Evaluation of Pressure Vessel Integrity

目 次

まえがき	0
1. はじめに	1
2. 美浜－2事象の概要	3
2.1 事象の推移	3
2.2 安全解析との比較	3
3. RETRAN02による事象の再現解析	17
3.1 解析モデルの概要	17
3.1.1 破断流モデルと破断面積の推定	17
3.1.2 高圧注入特性の補正	17
3.2 主な解析条件	18
3.3 主な解析結果	24
4. PTS 事象時圧力容器健全性評価解析	33
4.1 PTS の概要	33
4.1.1 PTS の支配因子とその評価	33
4.1.2 米国で1982年までに起きたPTS 事象とNRC の判断基準	33
4.2 PTS 事象時圧力容器健全性評価コードシステムPLES/PTSによる美浜－2事象の評価解析	37
4.2.1 PLES/PTSの概要	37
4.2.1.1 解析の流れ	37
4.2.1.2 PLES/PTSにおける破壊力学評価結果の見方	38
4.2.2 主な解析条件	45
4.2.3 主な解析結果	46
5. おわりに	53
参考文献	54
付録A 米国で1981年までに起きたPTS 事象の概要	56
付録B 熱混合に関するMHI の式	60
付録C OCA－I における応力拡大係数の計算法	61

Contents

Preface	0
1. Introduction	1
2. Description of Mihama-2 Event	3
2.1 Chronology of Events	3
2.2 Comparison with Safety Analysis	3
3. Event Analysis with RETRAN02	17
3.1 Brief Description of Models Applied	17
3.1.1 Break Flow Model and Evaluation of Break Flow Area	17
3.1.2 Tuning of High Pressure Injection Characteristics	17
3.2 Major Assumptions	18
3.3 Major Calculated Results	24
4. Evaluation of Pressure Vessel Integrity during PTS Event	33
4.1 Brief Description of PTS	33
4.1.1 Dominant Factors for PTS and Their Evaluation	33
4.1.2 PTS Events which Occurred in U.S.A. until 1982 and PTS Rule in U.S. NRC	33
4.2 Evaluation of Pressure Vessel Integrity for Mihama-2 Event with Code System PLES/PTS	37
4.2.1 Brief Description of PLES/PTS	37
4.2.1.1 Procedure of Analysis	37
4.2.1.2 Methodology with Use of Fracture Mechanics Applied in PLES/PTS	38
4.2.2 Major Assumptions	45
4.2.3 Major Calculated Results	46
5. Concluding Remarks	53
References	54
Appendix A Brief Description of PTS Events which Occurred in U.S.A. until 1981	56
Appendix B MHI Correlation for Thermal Mixing Analysis	60
Appendix C Method to Evaluate Stress Intensity Factor in OCA-I	61

まえがき

原研リスク評価解析研究室では、国内外の原子力発電所で実際に起きた事故・故障事例を分析・評価し、安全上重要な教訓を導出することを目的として、「事故・故障の分析・評価に関する研究」を実施している。この研究では、過去の運転経験情報を分析・評価するとともに、特に重要と考えられる事例については、計算コードを用いた詳細な解析を実施している。

この研究の一環として、平成3年2月9日に関西電力美浜発電所2号機（美浜-2:カニスティックハリス設計2ルートPWR、定格出力50万キロワット）で発生した蒸気発生器（SG）伝熱管損傷事象の解析を実施した。この解析は、暫定解析と詳細解析とから成る。暫定解析は、当該事象における安全上の問題点を短期間内に把握することを目的としたもので、事象発生直後に得られた情報を基に、不足のデータは仮定して実施した解析である。詳細解析は、その後得られた情報を取り入れるとともに、より詳細な解析コードを用いて行った解析である。

暫定解析は、事象の過渡熱水力解析と加圧熱衝撃（PTS）事象時圧力容器健全性評価解析とに分けられる。過渡熱水力解析は、事象の熱水力過程をできるだけ忠実に模擬することにより、プラントの全体的な挙動についての理解を深めることを目的としたものである。この解析には、米国電力研究所（EPRI）で開発されたRETRAN023-トを用いた。入力データのうちプラント形状については、美浜-2と類似性の高い米国Prairie Island 1号炉のものを用い、一部、美浜-2の設置許可申請書を参照して変更した。事象の推移等については、当時の関西電力発表を参照した。一方、PTS評価解析は、美浜-2事象がPTSの観点からどの程度厳しいものであったかを把握することを目的としたものである。この解析には、原研で開発したPTS事象時圧力容器健全性評価コード「SIMPLES/PTS」を用いた。評価で想定する初期亀裂深さや、圧力容器鋼材の不純物含有量の取り扱いについては、米国での評価手法を参考にするとともに、感度解析を実施した。

美浜-2事象については、国においても様々な分析・検討がなされた。通産省資源エネルギー庁は、平成3年6月に「関西電力（株）美浜発電所2号機蒸気発生器損傷事象について」を取りまとめた。一方、原子炉安全専門審査会発電用炉部会関西電力（株）美浜発電所2号炉蒸気発生器損傷ワーキンググループも同事象に対する独自の検討を行い、平成4年3月にその報告書「関西電力（株）美浜発電所2号炉蒸気発生器損傷事象について」を取りまとめた。著者らの暫定解析の結果は、同ワーキンググループの事象検討の一助とするため、その第2回会合（平成3年4月3日）に速報として報告した。今回ワーキンググループの報告書が公開されたのを契機に、この速報を当時まとめたままで公開することとした。従って、本報の内容は、最新の知見ではないことを了承されたい。

尚、詳細解析の結果については、既に別途報告書に取りまとめたので、それを参照されたい。

1. はじめに

原研リソルバ評価解析研究室では平成元年度より「事故・故障の分析・評価に関する研究」を実施している。この研究の目的は、国内外の原子力発電所で実際に起きた事故・故障事例を分析・評価し、安全上重要な教訓を導出することにある。この研究では、過去の運転経験情報を分析・評価するとともに、特に重要と考えられる事例については、計算コードを用いた詳細な解析を実施している。これまでに、詳細解析としては、米国LaSalle 2号炉で発生した中性子束振動事象や配管内の熱成層現象に起因する配管の貫通亀裂発生事象の解析を実施した。

本研究テーマの下で、事象中に起きた現象の理解を深めることを目的として、平成3年2月9日に美浜発電所2号機（美浜-2）で発生した蒸気発生器（SG）伝熱管損傷事象⁽¹⁾の解析を現在実施中である。本解析は大きく二つの部分に分けられる。

① 過渡熱水力解析

- ①-1 事象の再現解析
- ①-2 代替シーケンス解析

② 加圧熱衝撃 (PTS:Pressurized Thermal Shock) 事象時圧力容器健全性評価解析

- ②-1 熱混合 (Thermal Mixing) 解析
- ②-2 応力解析
- ②-3 破壊力学パラメータ解析

上記①の解析には、米国電力中央研究所（EPRI）で開発されたRETRAN02J-ト⁽²⁾を用いている。原研におけるRETRAN02J-トの使用経験は豊富であるといえる。SG伝熱管損傷事象（SGTR）解析については、1979年10月に米国Prairie Island-1で発生したSG伝熱管損傷事象（SGTR）の解析⁽³⁾がある。この解析では、事象の再現解析の他に、1次冷却材主ポンプを運転し続けた場合、健全SGの逃がす弁開による減圧操作に失敗した場合等いくつかの代替シーケンス解析が実施されている。

一方、PTSの問題は、1981年12月に米国原子力規制局（USNRC）により未解決の安全問題（USI）A-49^(4,7)として取り上げられたことで良く知られている。原子炉の過渡変化に伴って非常用炉心冷却装置（ECCS）が作動し、圧力容器内面が急冷された場合、圧力容器壁内外面の温度差により圧力容器内面に大きな引張応力が発生する。この時、1次冷却材圧力が高い状態に維持されると、この熱応力に内圧による膜応力が重なり引張応力はさらに高いレベルとなる。万一、圧力容器内面に亀裂が存在し、かつ、中性子照射を受けて圧力容器鋼材の韌性が低下した状態でPTSが発生した場合、圧力容器の健全性が損なわれる危険性があると指摘されている。米国では、このUSI-A49に関連して多くの実験的、解析的研究がなされた。この結果、USNRCは、1987年2月にPTS解析のためのRegulatory Guide⁽⁴⁾を出して解決に至ったとしている。

これに関連して、原研でもPTS事象時圧力容器健全性評価コードシステムAPLES/PTS⁽⁵⁾を開発した。参考文献⁽⁵⁾には、このコードシステムを用いて実施された国内の代表的な2-、3-及び4-ルートPWRを対象としたPTS評価解析結果が示されている。解析された代表事象は、定格運転状態からの小破断LOCA(SBLOCA)と温態停止状態からの主蒸気管破断事故である。評価解析の結果、我が国プラントの圧力容器鋼材は、米国と比べて不純物含有量が少ない等の理由により、PTSに対して十分な裕度があることが示されている。

本報告では、上述した美浜2号機事象解析の内、事象の再現解析(①-1)及びその結果に基づくPTS評価解析(②-1~②-3)の現在までに得られた解析結果を報告する。

なお、事象の再現解析は、事象時のプラント記録を忠実に再現することを目的としたものではなく、全体的な挙動を再現し、今後実施予定の代替シーケンス解析の基礎を作ることを目的としたものである。従って、RETRAN02コードへの入力データは、美浜-2と同型のカニティングハウス設計2ルートPWRである米国Prairie Island 1号炉解析用入力データを基にし、事象の推移及びプラント固有の情報については、平成3年3月の関西電力発表⁽¹⁾及び設置許可申請書⁽⁶⁾等の公開情報のみ参照している。

2. 美浜-2事象の概要

2.1 事象の推移

新聞報道等を参照すると事象の推移は以下であった。

平成3年2月9日、定格出力（50万kW）で運転中のところ、12時40分頃運転員がSG-Aタービン水モニタ（R-19）の指示値が若干上昇しているのを発見し、化学分析を実施していたところ、13時40分、復水器空気抽出ガスマニタ（R-15）の計数率注意警報（設定値2000 cpm）が発信、続いてR-19の計数率注意警報（設定値400 cpm）が発信した。このため13時48分に負荷降下を開始したが、13時50分（45万kW）に加圧器圧力低により原子炉が自動停止し、引き続き、加圧器圧力低と水位低の一一致によりECCSが作動した。

この状況およびSG-Aの水位上昇がSG-Bに比べて大きいこと等から、SG-Aからの漏洩と判断し、SG-Aの系統から隔離された。さらに、原子炉冷却系統の降圧操作等アラートを安定状態に移行させる操作が取られ、原子炉は停止した。

このアラートを安定状態に移行させる過程で加圧器逃がし弁が作動しなかったことおよびSG-Aの主蒸気逃がし弁が完全に閉りきらず増絞め作業が必要であったとという不具合が発生した。

図2.1及び表2.1に、関西電力発表（平成3年3月）⁽¹⁾を示す。詳細については、これらを参照されたい。

2.2 安全解析との比較

美浜-2の設置許可申請書添付書類十⁽⁶⁾に記載されている解析（安全解析）では、定格出力運転中に1本の伝熱管が瞬時に完全両端破断する場合を想定する。この時、外部電源がないものとする。このこと等により、1次冷却系主ポンプ（RCP）は停止し、タービンパワーステム（40%容量）は使用できないことを想定している。これに対し、美浜-2事象での破断形態は安全解析と同じ両端破断であったが、破断流量は安全解析におけるよりも少なかったものと考えられる。これは、安全解析では破断からスクラムまで約4分であったのに対し、美浜-2事象では5分⁽¹⁾かかっていることから推測できる。RCPについては、美浜-2事象では、スクラムと同時に所内電源が喪失したため停止した。タービンパワーステムは、スクラムとほぼ同時に自動的に開となったが、その後短時間で復水ポンプ停止に伴い閉となったものと考えられる。

安全解析では、非常用炉心冷却設備（ECCS）として1次系から2次系への漏洩量を多めに評価するために、高圧注入系（HPIS）ポンプ2台とも作動するものとし、SGへの補助給水は3台中2台が作動するものとしている。美浜-2事象でも、HPISポンプ2台とも作動した。破断SG側タービン駆動の補助給水については、表2.1に、汚染防止のためスクラム直前に蒸気元弁が閉じられた旨記載されている。健全側については、記載がない。

安全解析の結果を図2.2⁽⁶⁾に示す。破断と同時に1次冷却系は減圧し、原子炉圧力低でスクラムする（約4分）。その後、原子炉圧力低と加圧器水位低の一一致で、非常

用炉心冷却設備が作動する（約5分）。ここまで推移は美浜-2事象でも同じである。

その後、安全解析ではターピントリップ、ターピン止め弁閉止により2次側圧力が急上昇し、主蒸気安全弁及び逃し弁が吹く。数分後、安全弁は吹き止るが、逃し弁は約12分まで開閉を繰り返す。但し、それ以後、1次冷却材温度の低下に伴い、圧力は徐々に低下する。一方、美浜-2事象では、既に述べたように、短時間ではあったがターピンババース弁が開となつたため、SG2次側圧力上昇は安全解析ほど大きくなく、安全弁、逃し弁とも開設定点には至っていない。但し、破損SG隔離後、逃し弁が3回開閉を繰り返した。

その後、安全解析では破断後、約14分に運転員操作により破損SG（SG-A）が隔離される（運転員操作(1)）。約24分には健全SG（SG-B）の主蒸気逃し弁が開操作される（運転員操作(2)）。

この間、1次冷却材温度は高圧注入と健全SGでの除熱により低下を続け、これが274°Cに達した時点に加圧器逃がし弁が開かれ、原子炉圧力は破損SG圧力まで減圧される（運転員操作(3)）。これにより、1次系から2次系への流出は止る。その後、高圧注入を停止する（運転員操作(4)）。

この後は、健全SG主蒸気逃し弁からの蒸気放出により、1次系はゆっくりと冷却され事故は終結する。

最小DNBRは約1.47、1次冷却材の2次冷却系への流出量は約40t、破損SGから大気中へ放出される蒸気量は約13t。これに対し、美浜-2事象では、関電発表⁽¹⁾によると、1次冷却材の2次系への流出量は約55tと評価されている。

安全解析では、上記のように、事故終結のため4つの運転員操作を取るものとしている。以下では、その各々について、美浜-2事象と比較する。

(1) 破断SGの隔離操作（主蒸気隔離弁閉、補助給水停止）

安全解析では原子炉トリップ後10分。これは、10分ルールを適用したものと思われる。一方、美浜-2事象でSG-Aへの補助給水停止は原子炉トリップ後2分（13:52）であった。SG-A主蒸気隔離弁閉操作は原子炉トリップ後5分（13:55）に行われたが全閉せず、増絞めを完了したのは、原子炉トリップ後12分（14:02）であった。

(2) 主蒸気逃がし弁開による健全SGの減圧操作

安全解析では原子炉トリップ後20分後。これは、破断SGの隔離操作から10分ルールを適用したものと思われる。一方、美浜-2事象では原子炉トリップ後12分（14:02）であった。

(3) 加圧器逃がし弁開（PORV）による1次冷却系の減圧、破断SGとの均圧操作

安全解析では、1次冷却材高温側配管温度が274°Cに減圧された時点、即ち、原子炉トリップ後約25分に加圧器PORV開。破断SGとの均圧操作完了は、その1~2分後。一方、美浜-2事象で運転員が加圧器逃がし弁を開こうとし

たのは、原子炉トリップ後20分（14:10）。これに失敗したため、加圧器補助スプル-で1次系の減圧を開始したのは、原子炉トリップ後44分（14:34）。十分な減圧効果が得られなかつたために、HPIS注入を停止（14:37）。破断SGとの均圧操作を完了したのは、原子炉トリップ後58分（14:48）。従つて、美浜-2事象で破断SGとの均圧操作を完了したのは、安全解析より約30分遅れたことになる。

(4) HPIS注入停止

1次冷却系と破断SGとの均圧操作が完了し、PORVを閉じた後、1次冷却材圧力の再上昇を確認した後、HPIS注入停止となつてゐる（原子炉トリップ後約28分）。これは、1次冷却系内に蒸気泡が発生していないこと等の確認のためと考えられる。一方、美浜-2事象では、上記のように2次系との均圧操作以前にHPIS注入を停止した。

表 2.1 美浜発電所 2号機に係わる事象の経過（関西電力発表）

(1/9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2/9 12:40頃		R-19 (蒸気発生器プローダウン水モニタ) の指示値が若干上昇傾向を示しているのを発見、蒸気発生器 (S/G) 2次側水のサンプリング依頼	12:24コンピュータがR-19の注意信号を発信した。 (通常値約35cpmに対し注意信号設定値60cpm) 12:33コンピュータがR-15 (復水器空気抽出器ガスマニタ) の注意信号を発信した。 (通常値約800cpmに対し注意信号設定値 900cpm) この時点では、R-19及びR-15の指示値を確認したが有意な変化は認められなかった。(継続注意)
13:00		A・B-S/G 2次側水サンプリング実施	
13:20		サンプリング結果判明 A-S/Gの濃度は 6.0×10^{-3} Bq/cm ³ と若干高め、B-S/Gの濃度は検出限界以下 A・B-S/Gとも再サンプリング実施依頼 (再サンプリングは13:45に実施)	
13:40	R-15「計数率注意」警報発信 脱気器ベントラインの大気から復水器側への自動切替、復水器空気抽出ポンプ排気ラインの大気からチャコールフィルタ側への自動切替	R-15の指示値の確認 R-15「計数率注意」警報発信に関連する機器動作の確認	計数率注意警報設定値： 2,000cpm (通常値：約800cpm)

(2/9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2/9 13:45	R-19「計数率注意」警報発信 蒸気発生器プローダウンサンプル隔離弁 (AOV-1923A/B)自動閉、蒸気発生器プローダウン隔離弁 (AOV-1936A/B)自動閉、蒸気発生器プローダウンタンク水位制御弁 (LCV-1903) 自動閉 加圧器圧力低バックアップヒータ自動入 (加圧器圧力: 約155.2kg/cm ²)	中央給電指令所への連絡 R-19の指示値の確認 R-19「計数率注意」警報発信に関連する機器動作の確認	計数率注意警報設定値: 400cpm (通常値: 約35cpm) 加圧器圧力低バックアップヒータ入設定値: 155.0kg/cm ² (通常値: 約157.2kg/cm ²) 1号機 R-13: 約1,000cpm (通常値: 約450cpm) R-14: 約1,000cpm (通常値: 約550cpm)
13:48	負荷降下開始 (手動) (約4~20%/分程度) 汚染拡大防止のため、タービン動補助給水ポンプA側蒸気元弁 (MS-069) 閉操作 (手動)		目標降下率: 約5%/分

(3/9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2/9 13:49	加圧器水位低ヒータ自動切 抽出水隔離弁自動閉 (加圧器水位: 約20.8%)		加圧器水位低ヒータ切、抽 出水隔離弁(LCV-465) 閉動 作設定値: 20.0% (通常値: 約54%)
13:50	R-15「計数率高」警報発信 復水器空気抽出ポンプ排気ライ ンのチャコールフィルタ側から 格納容器側への自動切替 「加圧器圧力低」による原子炉 トリップ (加圧器圧力: 約135.1kg/cm ²) 「タービントリップ」 「発電機トリップ」 「加圧器圧力低+加圧器水位低」 による安全注入(SI) (加圧器圧力: 約130.2kg/cm ²) (加圧器水位: 約5.7%) 「格納容器隔離」及び6.6KV 常 用母線自動遮断	R-15「計数率高」警報発信に 関連する機器動作の確認 下記機器の自動起動を確認 (1)Ⓐ・Ⓑ-非放射性機器冷却水 ポンプ (2)A・B-高圧注入ポンプ (3)A・B-余熱除去(RHR) ポンプ (4)Ⓐ・Ⓑ-放射性機器冷却水ポン プ (5)Ⓐ・C-海水ポンプ (6)A・Ⓑ-格納容器冷却水ポンプ (7)A・Ⓑ・Ⓒ・Ⓓ-格納容器循 環ファン (8)A・B-電動補助給水ポンプ ○印: SI信号発信前において も運転していた機器	計数率高警報設定値: $1 \times 10^6 \text{ cpm}$ (通常値: 約800cpm) 加圧器圧力低原子炉トリッ プ設定値: 134.3kg/cm ² (安全解析使用値: 132.3kg/cm ²) (通常値: 約157.2kg/cm ²) 加圧器圧力低+加圧器水位 低安全注入設定値 圧力: 128.3kg/cm ² (安全解析使用値: 126.2kg/cm ²) (通常値: 約157.2kg/cm ²) 水位: 5.5% (安全解析使用値: 0.0%) (通常値: 約54%)

(4/9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2/9 13:52		A-S/G補助給水ラインを隔離するため、A-電動補助給水泵出口弁(FW-050)閉操作(手動) B-S/Gへの補助給水を増加させるため、電動補助給水泵出口連絡弁(FW-064)開操作(手動)	(破損側S/G隔離のため)
13:55頃	R-19「計数率高」警報発信		計数率高警報設定値： 3,000cpm (通常値：約35cpm)
13:55		A-主蒸気隔離弁(V-2001)閉操作(手動) [中央制御室の開表示灯消灯] [せず、閉処置依頼]	(破損側S/G隔離のため)
14:02		A-主蒸気隔離弁(V-2001)の增締め完了 1次冷却材系統(RCS)の冷却を開始するため、B-主蒸気逃がし弁(PCV-482B)開操作(手動) (RCS圧力：約97.8kg/cm ²) (Aループ高温側温度： 約295.3°C) (Bループ高温側温度： 約289.4°C)	
14:05		1次冷却材ポンプ(RCP)及び循環水ポンプを再起動するため、所内電源復旧操作(手動)	6.6KV 常用母線と6.6KV非常用母線のタイ遮断器を投入し、6.6KV常用母線を充電
14:07		制御用空気格納容器隔離弁(V-3323)を開くため、格納容器隔離信号解除(手動) 加圧器逃がし弁を操作するため、制御用空気格納容器隔離弁(V-3323)開操作(手動)	
14:09		高圧注入ポンプ停止時のRCS水槽の制御及びRCP再起動時の封水注入水を確保するため、A, B, C-充てんポンプ起動(手動)	

(5/9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2/9 14:10頃		RCS減圧のため、加圧器逃がし弁(PCV-455C, PCV-456)開操作(手動) (RCS圧力:約94.3kg/cm ²)	2弁について何度か開 操作を試みたが開かなか った
14:14		高圧注入ポンプ及びRHRポン プを停止するため、SI信号解 除(手動) (SI信号により自動起動した 機器は運転を継続) (RCS圧力:約100.3 kg/cm ²) (Aループ高温側温度: 約264.6°C) (Bループ高温側温度: 約254.8 °C) (加圧器水位: 0%未満)	[SI信号解除により、 原子炉トリップ信号リ セット]
14:17		RCS温度が目標値に達したた め、B-主蒸気逃がし弁(PCV- 482B)閉操作(手動) (RCS圧力: 102.3kg/cm ²) (Aループ高温側温度: 約258.1°C) (Bループ高温側温度: 約248.8°C)	RCS温度目標値: 約258.2°C
14:18	充てんポンプの供給水を体積制 御タンク(VCT)から燃料取 替用水タンクへ自動切替 (VCT水位: 約3%)		自動切替設定値: VCT水位 4% (通常値: 約50%)
14:19	A-主蒸気逃がし弁 (PCV-482A)自動開閉動作 (A-S/G圧力: 約73.0kg/cm ²)		A-主蒸気逃がし弁自動 開設定値: 73.8kg/cm ² 閉設定値: 71.8kg/cm ² (通常値: 約55kg/cm ²)
14:24	「A-S/G水位異常高ターピ ントリップ」警報発信 (A-S/G水位: 約75.4%)		A-S/G水位異常高タ ーピントリップ設定値: 75.0% (通常値: 約51.5%)
14:25頃		加圧器逃がし弁(PCV-455C, PCV-456)は手動開不能と最終的 に判断	
14:26		A-RHRポンプを保護するた め、同ポンプ停止操作(手動) (RCS圧力: 約103.7 kg/cm ²)	
14:27		B-RHRポンプを保護するた め、同ポンプ停止操作(手動) (RCS圧力: 約103.8 kg/cm ²)	

(6 / 9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2 / 9 14 : 29	A - 主蒸気逃がし弁(PCV-482A) 自動開閉動作 (A - S / G圧力： 約72. 9kg/cm ²)		A - 主蒸気逃がし弁自動 開設定値：73. 8kg/cm ² 閉設定値：71. 8kg/cm ² (通常値：約55kg/cm ²)
14 : 34		R C S 減圧のため、加圧器補助 スプレ弁(V-202) 開操作(手動) (R C S 圧力：約100. 2kg/cm ²)	加圧器逃がし弁手動開 不能のため代替手段と して加圧器補助スプレ を使用
14 : 36	「加圧器圧力低 + 加圧器水位低」 によるS I 信号リセット (R C S 圧力：約95. 4kg/cm ²) (加圧器水位：約9. 9%)		加圧器水位低設定値：5. 5% (通常値：約54%)
14 : 37		1 次系から 2 次系への漏えいを 低減し、A - S / G 水位上昇を 抑制するため、A 及びB - 高圧 注入ポンプ停止(手動)	加圧器水位：約17. 0% (サブクール度：約60°C)
14 : 39	A - 主蒸気逃がし弁(PCV-482A) 自動開閉動作 (A - S / G圧力： 約73. 1kg/cm ²)		A - 主蒸気逃がし弁自動 開設定値：73. 8kg/cm ² 閉設定値：71. 8kg/cm ² (通常値：約55kg/cm ²)
14 : 42		R C S 冷却再開のため、B - 主 蒸気逃がし弁(PCV-482B) 開操作 (手動) (A ループ高温側温度： 約245. 3°C) (B ループ高温側温度： 約238. 5°C)	
14 : 48	R C S 圧力と A - S / G 圧力が ほぼ同圧 (R C S 圧力：約63. 8kg/cm ²) (A - S / G 圧力： 約64. 0kg/cm ²)	加圧器補助スプレ弁 (V-202) 閉操作(手動) (R C S 圧力：約63. 8kg/cm ²)	

(7/9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2/9 14:55		復水器真空を再確立し、タービンバイパス弁を開操作するため、A-循環水ポンプ再起動操作(手動)	
14:57		RCS冷却のため、B-RCP再起動操作(手動) (Aループ高温側温度: 約246.3°C) (Bループ高温側温度: 約244.5°C)	
14:58		復水器真空を再確立し、タービンバイパス弁を開操作するため、B-循環水ポンプ再起動操作(手動)	
14:59		RCS圧力を制御するため、加圧器スプレ弁(PCV-455B)開操作(手動) (RCS圧力:約66.0kg/cm ²)	[RCP再起動によりスプレ弁使用可能]
15:04		化学体積制御系の冷却材抽出ラインが復旧していることを確認し、充てんポンプ供給水を燃料取替用水タンクからVCTへ切替操作(手動) (VCT水位:約32.5%)	
15:13		タービンバイパス弁(PCV-482C, PCV-482G)を開操作し、B-S/GでRCSの冷却開始 (Aループ高温側温度: 約240.8°C) (Bループ高温側温度: 約241.8°C)	
15:14		B-主蒸気逃がし弁(PCV-482B)閉操作(手動)	
15:45		復水器の真空を維持するため、B-復水器空気抽出ポンプの再起動操作(手動)	

(8/9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
15:55		冷態停止状態に移行するため、 1次冷却材のはう酸濃縮操作開始（手動）	冷態停止に必要なほう素濃度：1283ppm以上 冷態停止状態とはRCS温度が93°C以下の状態をいう
16:18		濃縮操作完了 (ほう素濃度：1397ppm)	
16:24		制御棒の引抜き操作開始（手動） (停止用制御棒0→225ステップ) (制御用制御棒0→5ステップ)	
16:26		蓄圧タンク隔離のため、蓄圧タンク出口弁(V-1856A, V-1856B)を閉操作（手動） (RCS圧力：約55.2kg/cm ²)	蓄圧タンク出口弁隔離のためのRCS圧力条件： 51~70kg/cm ²
16:32		制御棒の引抜き操作完了	
20:11	「A-S/G水位異常低」原子炉トリップ信号により制御棒落下 (A-S/G水位：約9.4%)		S/G水位異常低原子炉トリップ設定値：10.0% (通常値：約51.5%)
22:01		A-RHRポンプの再起動（手動） (Aループ高温側温度： 約147.2°C) (Bループ高温側温度： 約147.2°C)	
23:17		RCSの温度低下に伴い、冷却能力の確保を図るため、B-RHRポンプ再起動操作（手動） (Aループ高温側温度： 約128.9°C) (Bループ高温側温度： 約129.4°C)	
23:28		R-15「計数率高」警報解除操作 (指示値：15,000cpm以下)	計数率高警報設定値： $1 \times 10^6 \text{ cpm}$ (通常値：約800cpm)

(9 / 9)

日 時	事象又は機器動作	操作・確認等の内容	備 考
2/10 02:30	RCSが冷態停止(93°C)に到達 (A ループ高温側温度: 約93.1°C) (B ループ高温側温度: 約94.1°C)		
03:37		B-RCP停止(手動)	
04:05		加圧器頂部を冷却するため、加圧器補助スプレ弁(V-202)開操作(手動)	
06:00	RCSの冷却完了(40°C, 17kg/cm²) (A ループ高温側温度: 約42.9°C) (B ループ高温側温度: 約42.4°C) (RCS圧力: 約17.1kg/cm²)		

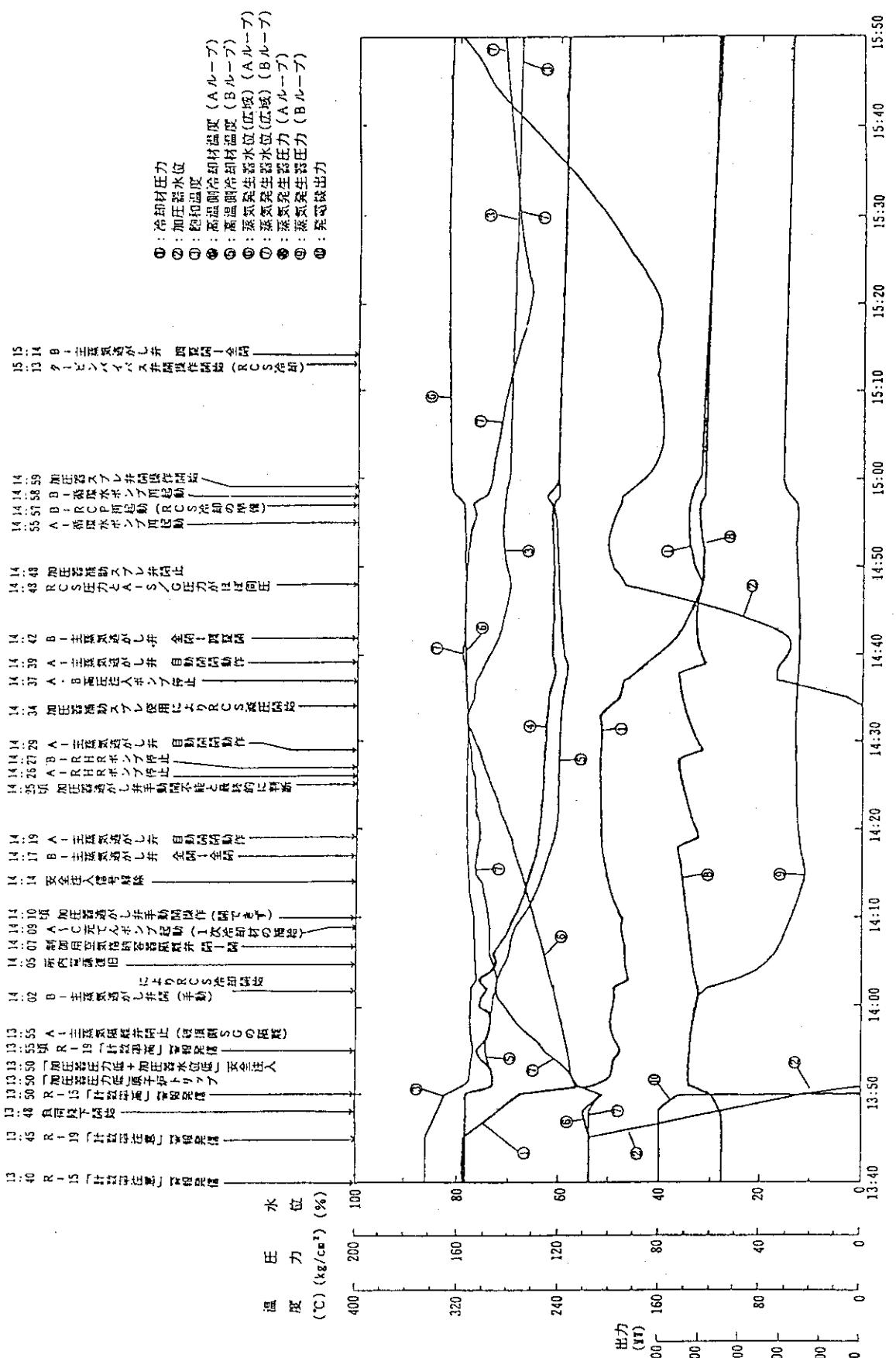


図 2.1 関西電力美浜発電所 2号機に関する運転記録の概要（関西電力発表）

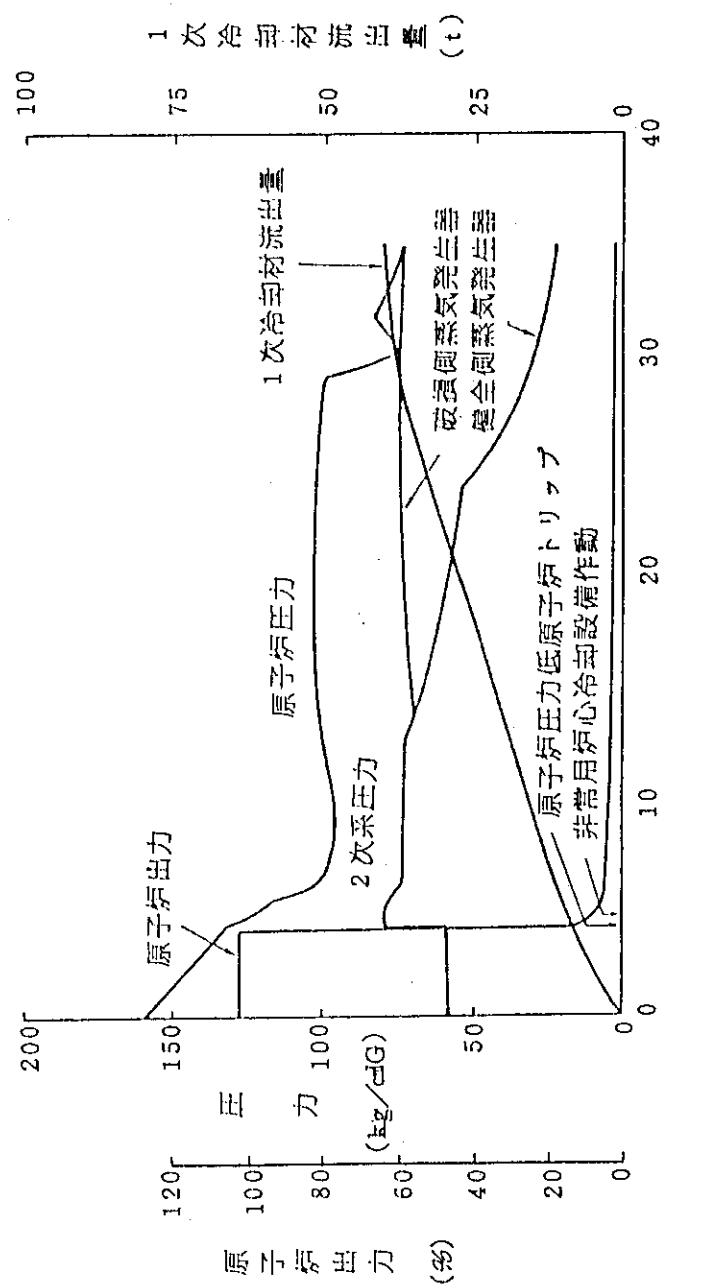


図2.2 美浜-2設置許可申請書添付書類-解析結果

3. RETRAN02による事象の再現解析

3.1 解析モデルの概要

図3.1に解析で用いたノード分割図を示す。幾何形状データ、定常状態でのプラント状態量及び解析モデルは、Prairie Island-1でのSGTR解析時とほぼ同じものを用いた。変更点は、破断位置、破断面積、高圧注入系(HPIS)注入特性、充填・抽出流量、補助給水流量、各種トリップの設定値等のデータである。

3.1.1 破断流モデルと破断面積の推定

Prairie Island-1事象における破断形態はフィッシュマウス形で、その大きさは 1.5×0.5 インチ(約 0.0047ft^2 : 1本の伝熱管流路面積(3cm^2)の146%)と同定された。この時の解析では、破断面積としてこの値を用い、未飽和臨界流モデルとして修正Henry-Fauskeモデル⁽²⁾を採用し、放出係数 C_d を0.6とした。主な解析結果⁽³⁾を図3.2および3.3に示す。これらの図に示されているように、解析結果はプラント記録と良く一致している。従って、本解析においても上記のモデル(修正Henry-Fauske、放出係数 $C_d=0.6$)を採用することとした。

一方、美浜-2事象では、破断により1次冷却材圧力が下がり始めてから(13:45)、原子炉トリップ(13:50)まで5分間かかっている(図2.1参照)。そこで、RETRAN02を用い、この間が約5分となるような破断面積を求めたところ約 3.3cm^2 (1本の伝熱管流路面積の110%)となった。従って、以降の解析ではこの破断面積の値を採用することとした。

なお、この時間は、Prairie Island-1事象解析では、146%破断で4.3分であり、美浜-2の設置許可申請書添付書類十の解析では、200%破断で約4分である。

3.1.2 高圧注入特性の補正

一般に、HPIS注入特性は、プラントにより大きく異なり、かつ、事故時のプラント挙動に大きな影響があることが分かっている。そこで、本解析では破断面積を決めた後、Prairie Island-1で用いた注入特性を、HPIS注入開始後の解析結果が事故時のプラント挙動に合うように調整して用いることとした。図3.4にPrairie Island-1事象解析に用いたHPIS注入特性(破線)、本解析に用いたHPIS注入特性(実線)及び破断流量の圧力依存性(一点鎖線、温度一定を仮定した場合)を示す。美浜-2事象における1次冷却材圧力は、HPIS注入開始後、HPIS注入量と破断流量が交差する点での圧力近傍で推移したものと考えられる。図2.1によると、HPIS注入開始後1次冷却材圧力は $100\sim110\text{kgf/cm}^2$ で推移している。従って、本解析ではこの交差する点での圧力がこの値になるようにPrairie Island-1の注入特性を補正して使用した。具体的

には、図3.4中の実線で示した線上の各点（x印で示す）の横軸の値（圧力）に一律に0.7を乗じて本解析に用いるHPIS注入特性（破線）とした。

3.2 主な解析条件

入力条件として与えた各種トリッガ条件を表3.1に示す。運転員操作については、図2.1及び表2.1を参照して、機器作動・停止時刻を指定した。解析で用いたその他の主な仮定を以下に示す。これらは、図2.1、表2.1及び美浜-2の設置許可申請書に基づいている。これらに記載がないものについては、可能な限り単純な仮定を設けることとした。設けた主な仮定は以下である。

a. 圧力容器頂部での蒸気発生量の評価

今回の再現解析では対象外とした。即ち、上部ヘッド部で沸騰が起きないことをあらかじめ仮定した。

b. スクラム直後の主蒸気流量の過渡変化

スクラム直後タービンがトリッガして主蒸気止め弁が閉止した後、タービンバイパス弁が自動開となったが、その後短時間で復水ポンプが停止（所内電源喪失）したため、自動閉となったものと推測される。この間の主蒸気流量の過渡変化については、図2.1及び表2.1に記載がないため、1次及び2次系圧力がプラント記録と大きな相違が生じないように適当に定めることとした。具体的には、スクラム後15秒間で約8tの蒸気がタービンバイパス弁より流出したものと仮定した。

c. 破断SG隔離弁閉操作から増絞め完了までの間の主蒸気流量の過渡変化

この間の主蒸気流量の過渡変化については、図2.1及び表2.1に記載がないため、破断SG2次側圧力がプラント記録と大きな相違が生じないように適当に定めることとした。具体的には、蒸気流量を2.5kg/sと仮定した。但し、これは大きな効果はないものと考えられる。

d. HPIS注入停止後の充填流量

図2.1及び表2.1には、HPIS注入停止後の充填注入についての記載がない。もし、これがHPIS注入停止後も継続すると仮定すると、1次系と破断SGとの均圧後も有意な破断流が継続し非現実的であるため、単純化して、充填注入はHPIS注入停止と同時に停止とした。

e. 補助スラブ流量及び温度

図2.1及び表2.1に記載がないので、1次圧力がプラント記録と大きな相違が生じないように適当に定めることとした。具体的には、補助スラブ流量を約2.4kg/sおよび温度を約220°Cとした。

f. 補助給水流量

13:52に運転員による弁操作でSG-A補助給水注入をSG-Bに切替えた。解析では、その時点でSG-A補助給水注入をゼロとし、SG-B補助給水流量を2倍とした。

g. SG-B主蒸気逃がし弁調整開時（14:42）の主蒸気流量

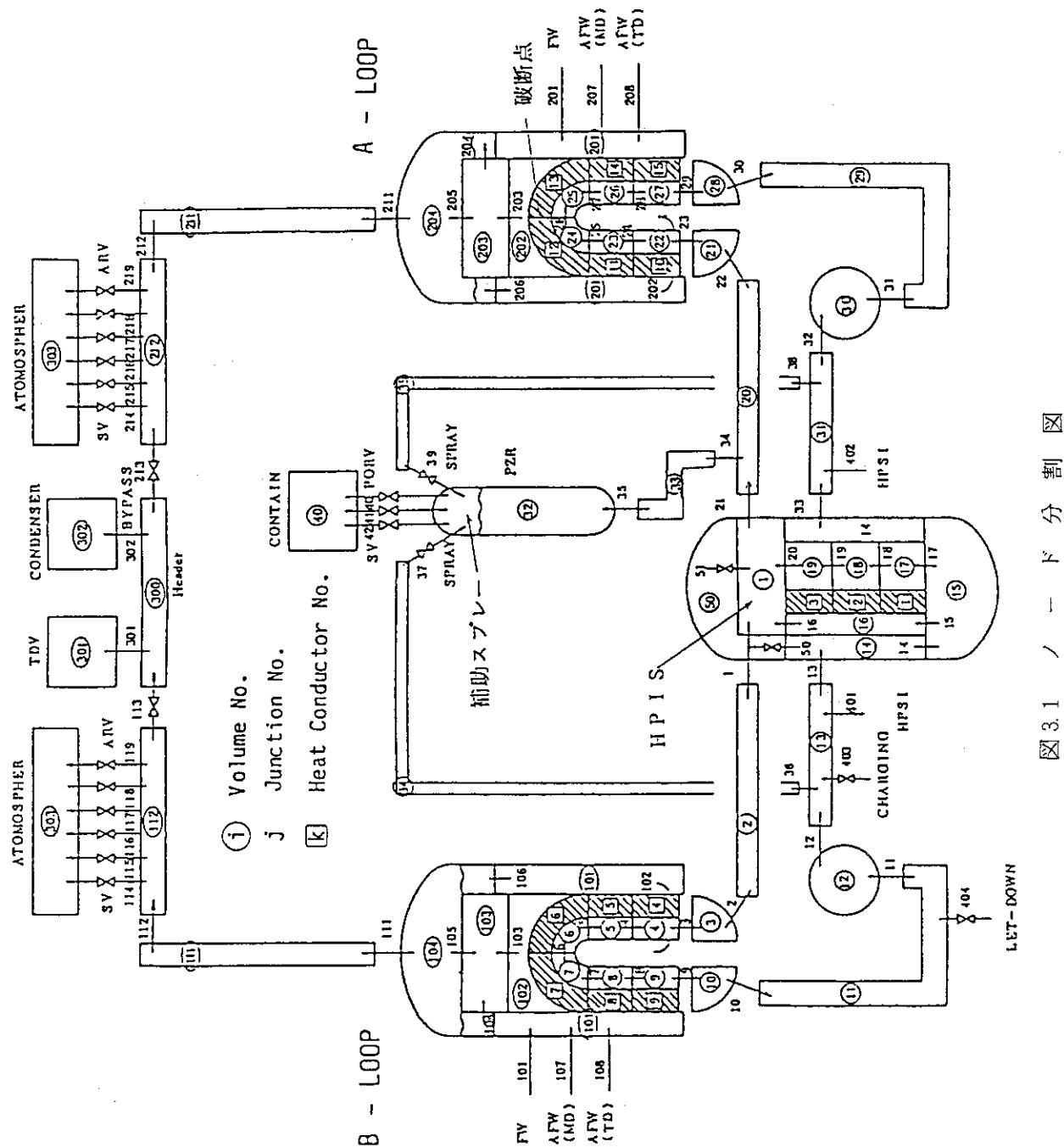
詳細な情報が入手出来なかつたので、全開と仮定した。

表 3.1 解析で用いたトリップ条件（その 1：破断及び運転員操作）

破断及び運転員操作	時刻	破断後時間(分)	
計算開始(破断)	13:45	0	
充填ボンベ追加起動 (2台から3台)	13:45	0	
負荷降下開始(5%/分)	13:48	3	
SG-A補助給水停止及び SG-B補助給水増加	13:52	7	項目f参照
SG-A主蒸気隔離弁閉止 (増絞め完了)	14:02	17	項目c参照
SG-B主蒸気逃がし弁開	14:02	17	
充填ボンベ3台起動	14:09	24	
SG-B主蒸気逃がし弁閉	14:17	32	
加圧器補助スラブV-開始	14:34	49	項目e参照
HPIS注入停止	14:37	52	
充填ボンベ3台停止	14:37	52	項目d参照
SG-B主蒸気逃がし弁開	14:42	57	項目g参照
加圧器補助スラブV-開始	14:48	63	

表 3.1 解析で用いたトリップ条件（その 2：スクラン信号及びSI信号）

スクラン信号	加圧器圧力低: 134.3 kg/cm ²
	スクラン信号と同時に以下の動作を仮定する: 主蒸気止め弁閉 RCP停止(電源喪失) 充填ボンベ停止(電源喪失)
SI信号	加圧器圧力低: 128.3 kg/cm ² と 加圧器圧力低: 5.5%との一致
	SI信号と同時に以下の動作を仮定する: HPIS注入開始 SG主給水停止 SG補助給水開始



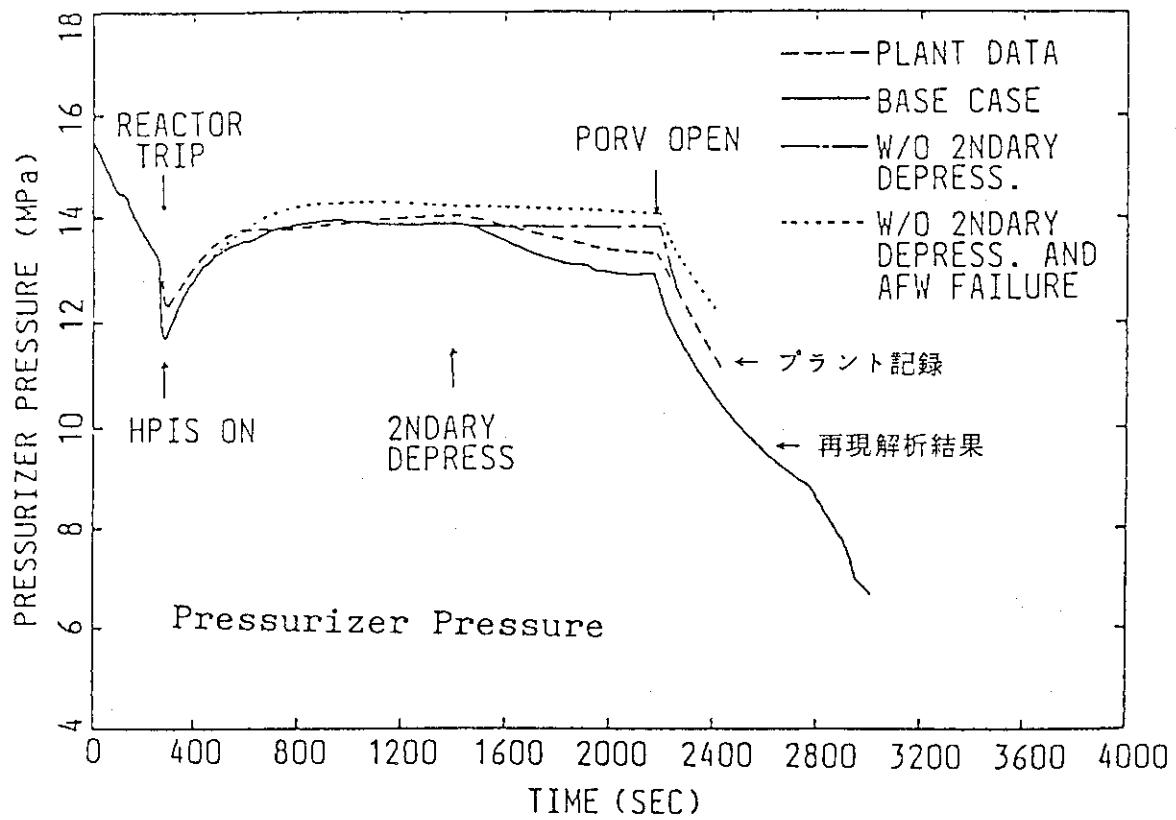


図 3.2 RETRAN02 による Prairie Island-1事象の解析結果
(1次冷却材圧力)

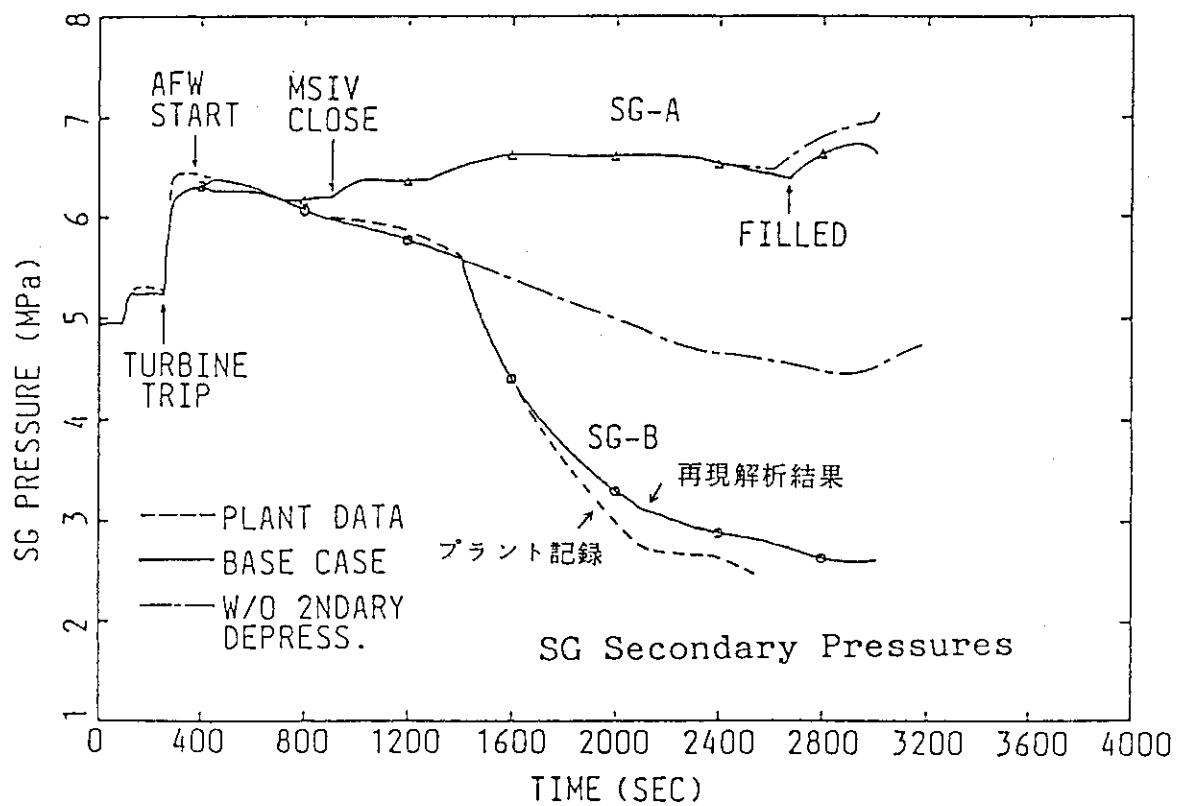


図 3.3 RETRAN02 による Prairie Island-1事象の解析結果
(2次冷却材圧力)

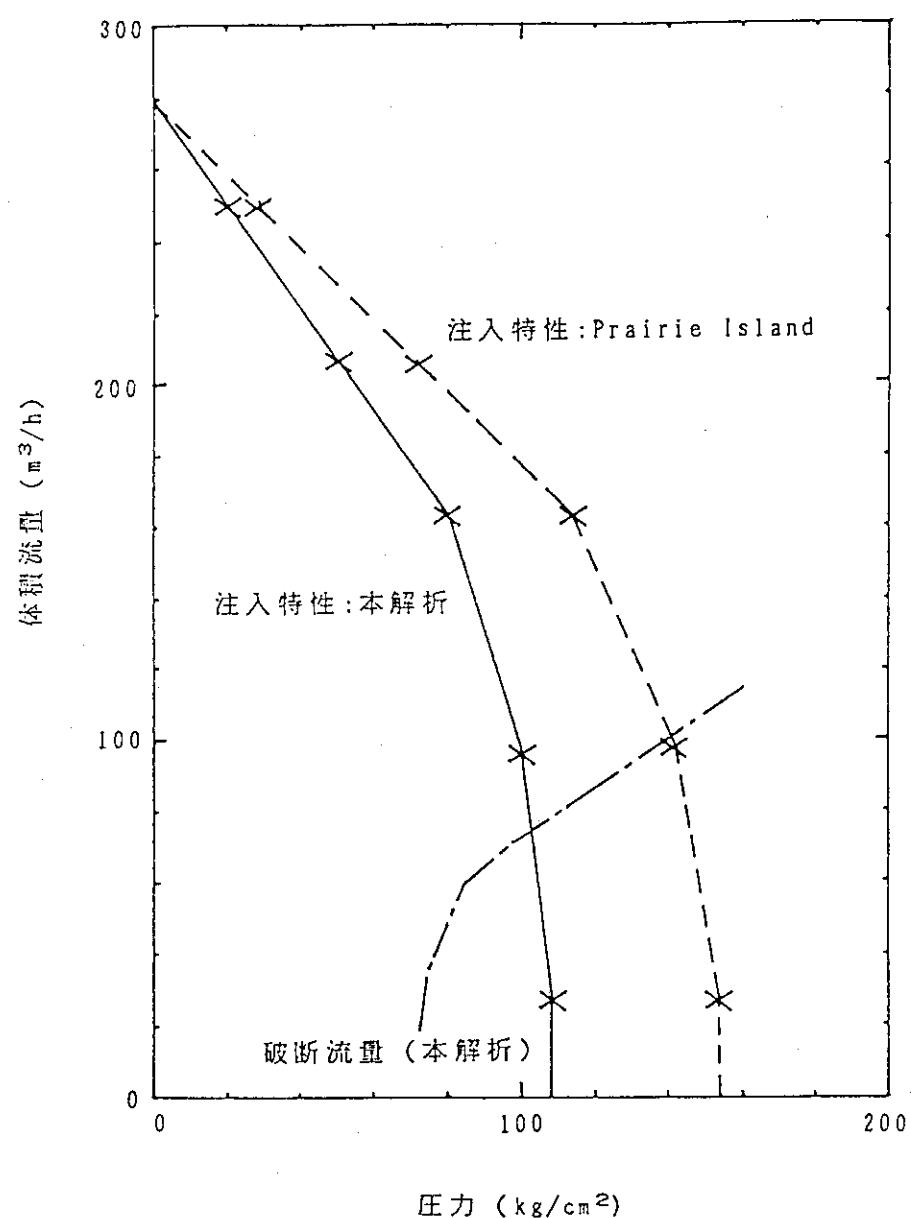


図 3.4 H P I S 注入 特性

3.3 主な解析結果

解析結果とプラント記録との比較を図3.5から3.8に示す。解析による1次及び2次冷却材圧力挙動（図3.5）、破断ルート・高温側冷却材温度挙動（図3.5）及び健全ルート・高温側冷却材温度挙動（図3.6）ともプラント記録との比較的良い一致が得られている。大きな相違点としては、破損SGで隔離弁閉止後、プラント記録では逃がし弁が3回開閉を繰り返しているのに対し解析では1回のみである。この原因は現在検討中である。

加圧器水位（図3.7）については、解析結果は破断直後加圧器が空になる挙動を良く再現しているものの、水位の回復挙動がプラント記録と比較的大きく異なっている。この傾向は、破断1時間以降顕著である。これは、原子炉容器頂部での沸騰と関連があるものと考えられ、今後の検討課題である。

図3.9に、解析による破断流量とその積分値を示す。解析では、1次冷却材の2次系への全流出量は約53tであった。この値は、関西電力の発表約55tとほぼ同じ値である。

図3.10に1次冷却材流量の解析結果を示す。RCP停止後、健全ルートにおける自然循環で炉心冷却が確保されていることが示されている。一方、破断ルートでは、破断後約1600秒以降自然循環が停止した。自然循環停止は、第4章で論ずるPTSの観点から重要である。破断ルートにおいて自然循環が停止した理由は、SGが除熱源から熱源に転じたことによる。図3.11に破断ルート・高温側及び低温側冷却材温度、SG2次側冷却材温度を示す。以後の議論のため、ターキンカマにおける冷却材温度も示してある。破断後約1200秒で、破損SGの隔離及び1次冷却材の冷却に伴い、SGが除熱源から熱源に転じていることが示されている。

図3.12は、本事象の解析結果として得られた加圧器圧力とターキンカマ冷却材温度をPrairie Island-1事象の解析結果⁽³⁾と比較したものである。Prairie Island-1事象は、第4章で述べるように、USNRCがPTSにとって厳しかった事象として挙げた8事象に入っている。図3.12は、以下のことを示している。

- i) ターキンカマでの1次冷却材温度の低下は、美浜-2事象とPrairie Island-1事象でほぼ同程度である。
- ii) 1次冷却材圧力については、Prairie Island-1事象の方が美浜-2事象より高いレベルで推移している。

このことは、PTSという観点からは、Prairie Island-1事象の方が美浜-2事象よりも厳しい熱水力過渡変化であったことを示唆している。2つの事象間の差の理由は、破断流量とHPIS注入流量のいずれもPrairie Island-1事象のほうが多いためと考えられる。

参考のため、図3.13～3.18に他の主な美浜-2事象解析結果を示す。

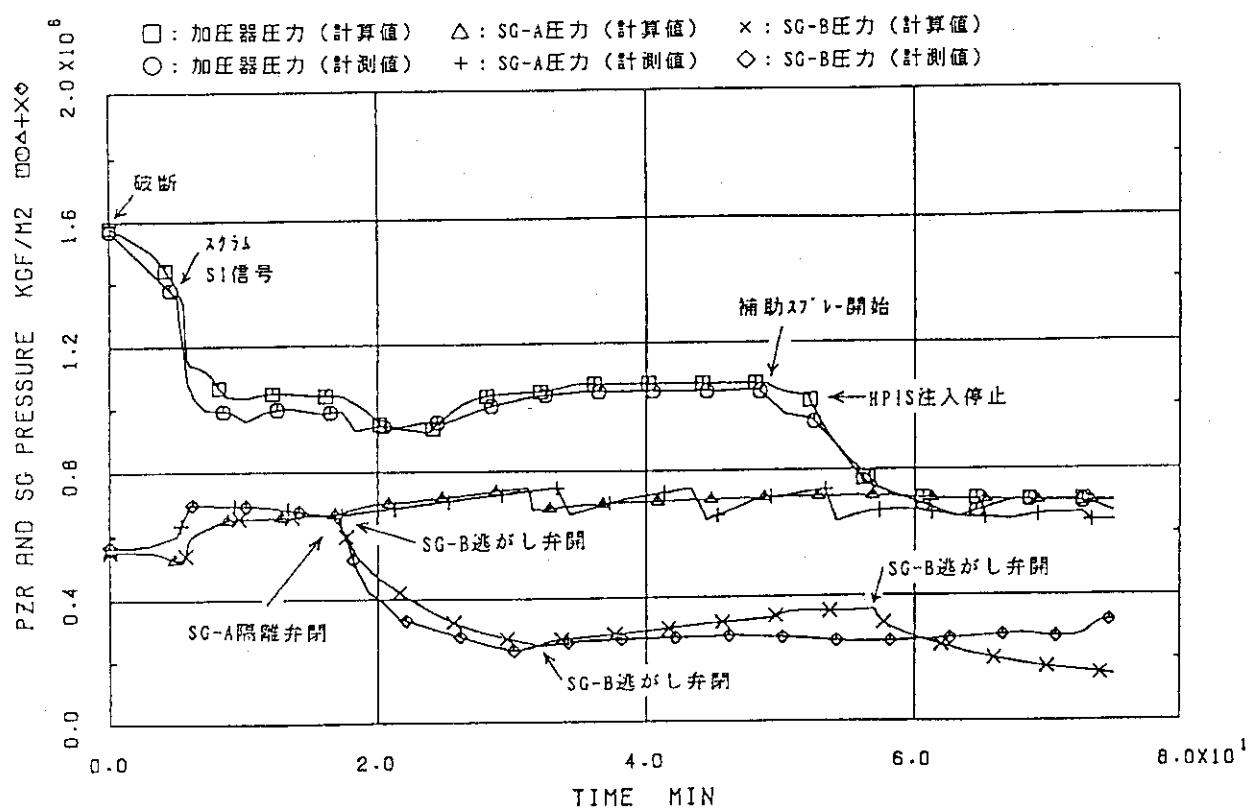


図 3.5 1次冷却材及び2次冷却材圧力

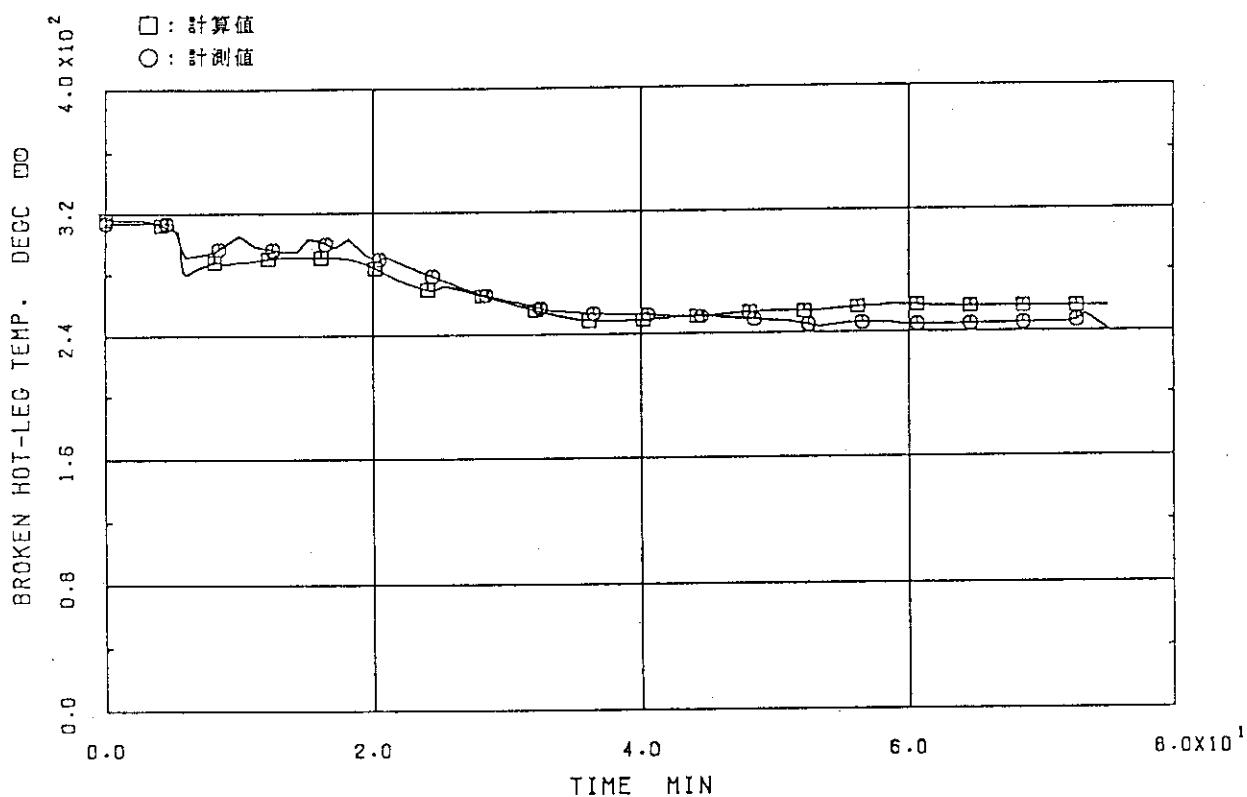


図 3.6 破断ループ高温側冷却材温度

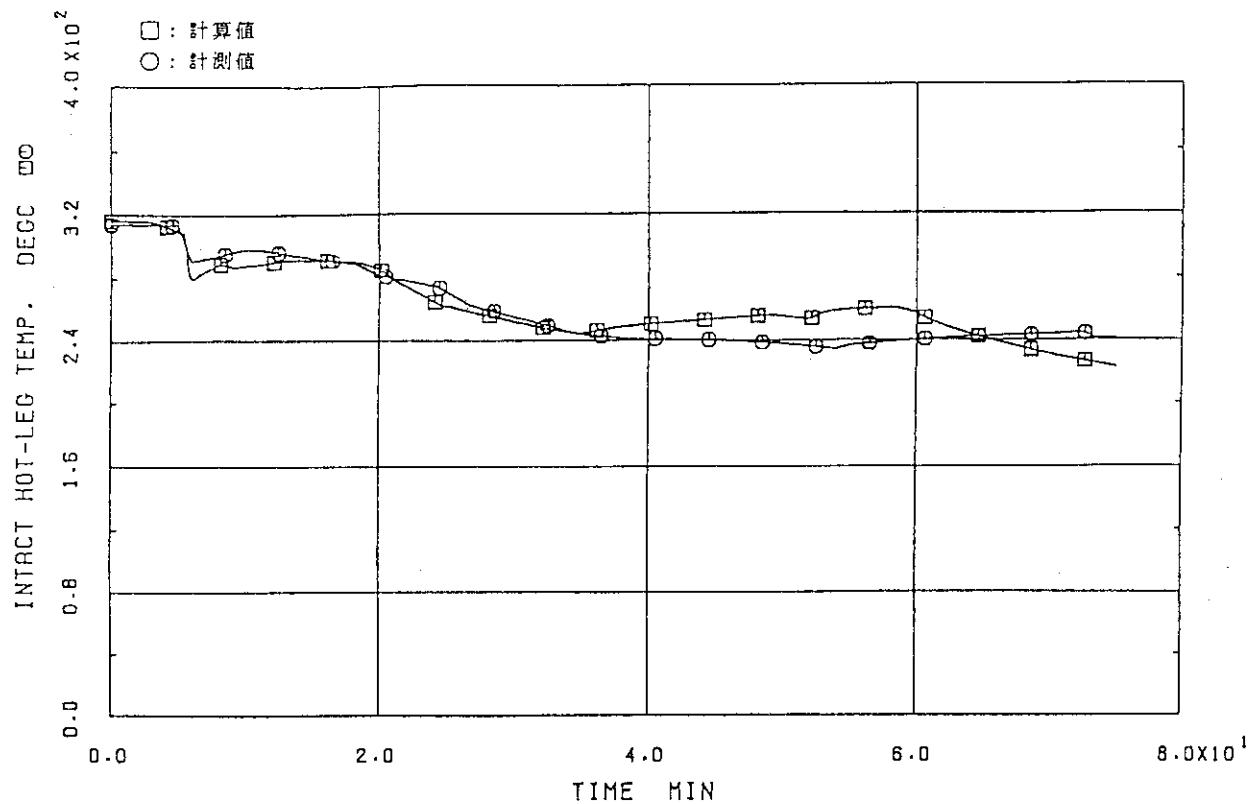


図 3.7 健全ループ高温側冷却材温度

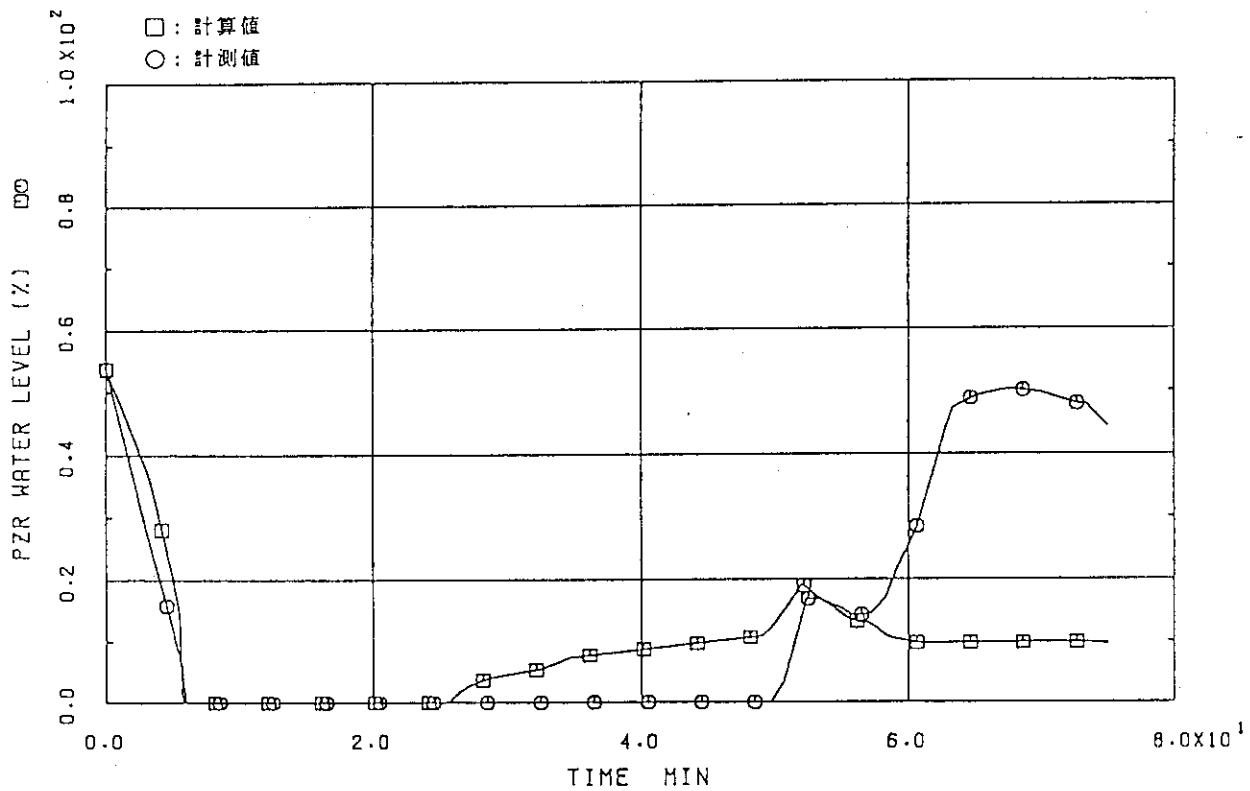


図 3.8 加圧器水位

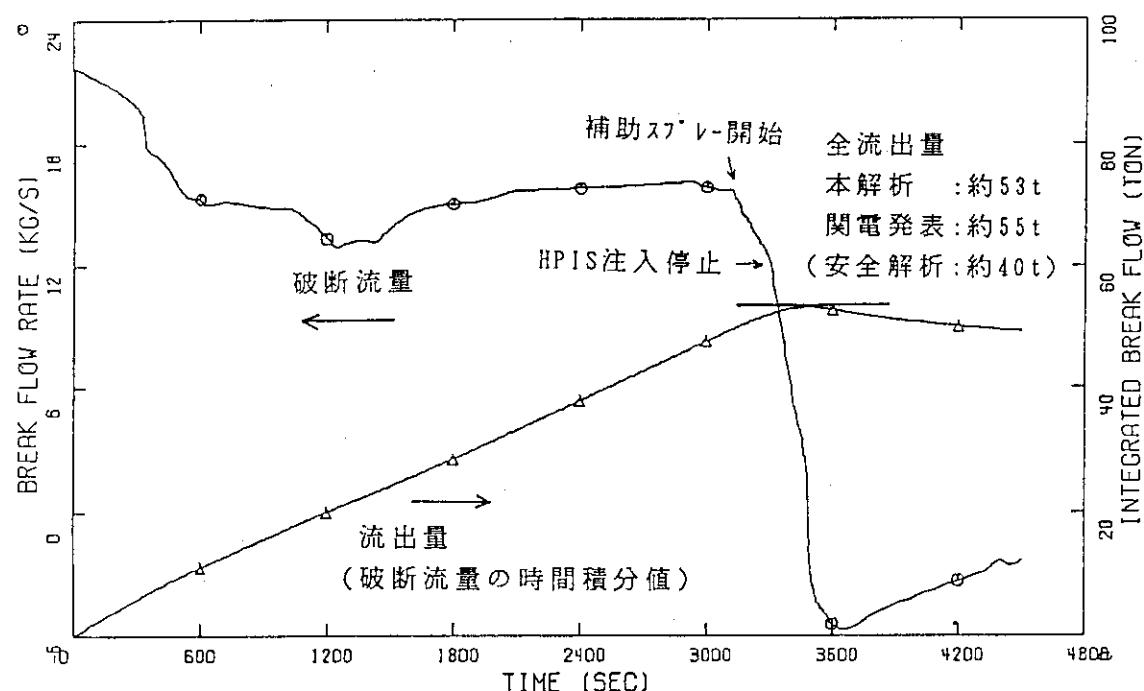


図 3.9 破断流量と 1 次冷却材流出量

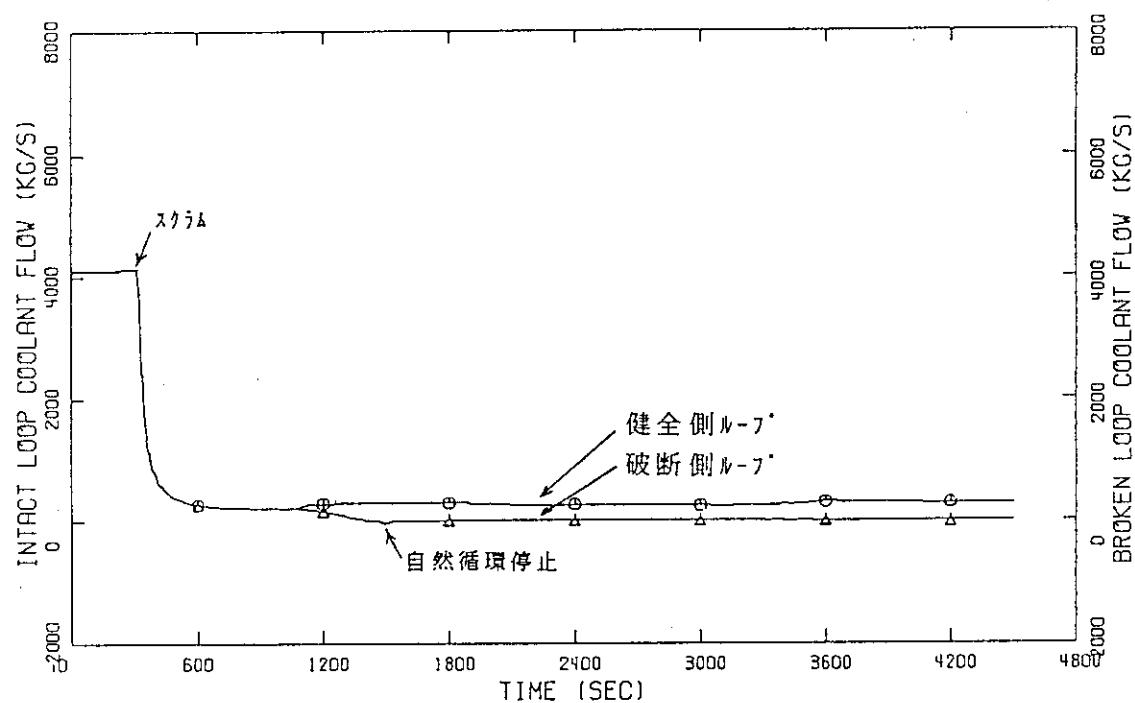


図 3.10 1 次冷却材流量

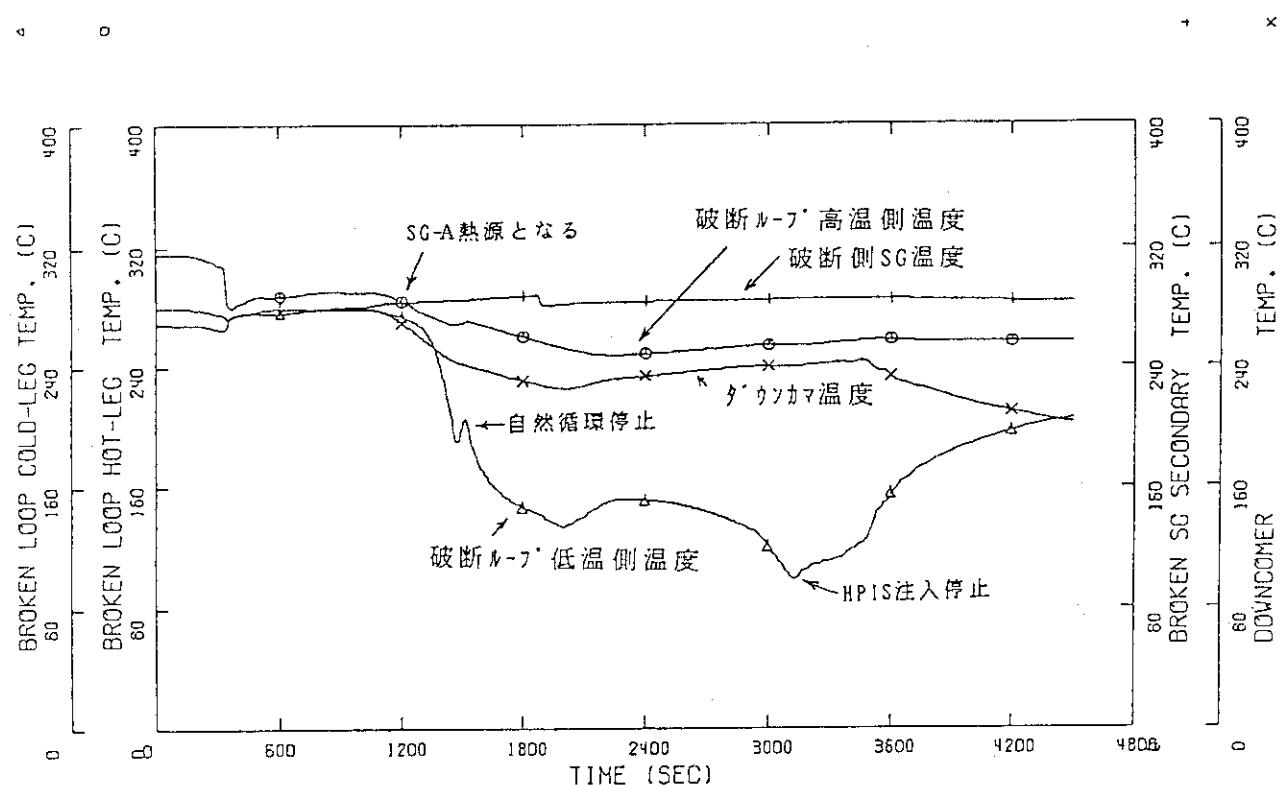


図 3.11 破断ループ冷却材温度及びダウンカマ温度

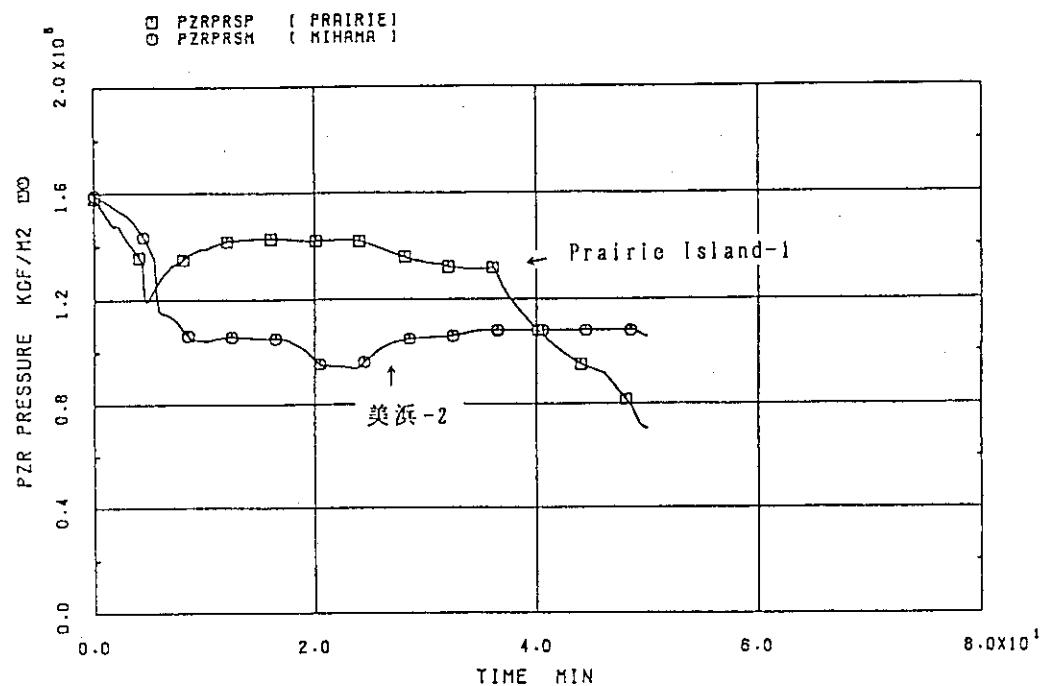


図 3.12 美浜-2事象と Prairie Island-1事象との解析結果の比較
(a) 圧力

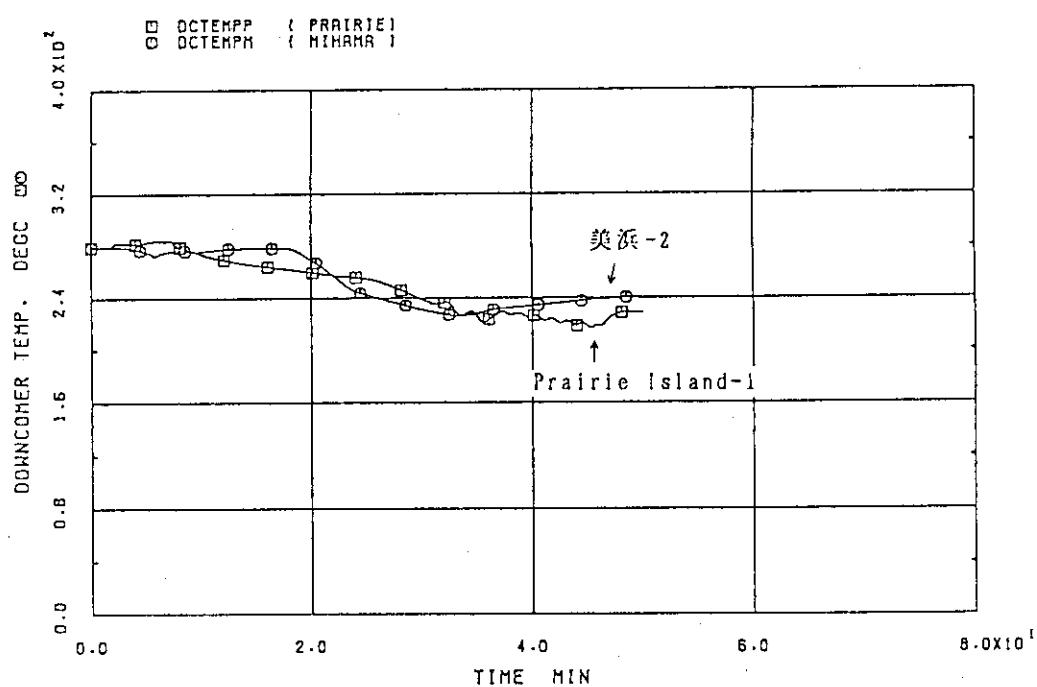


図 3.12 美浜-2事象と Prairie Island-1事象との解析結果の比較
(b) ダウンカマ温度

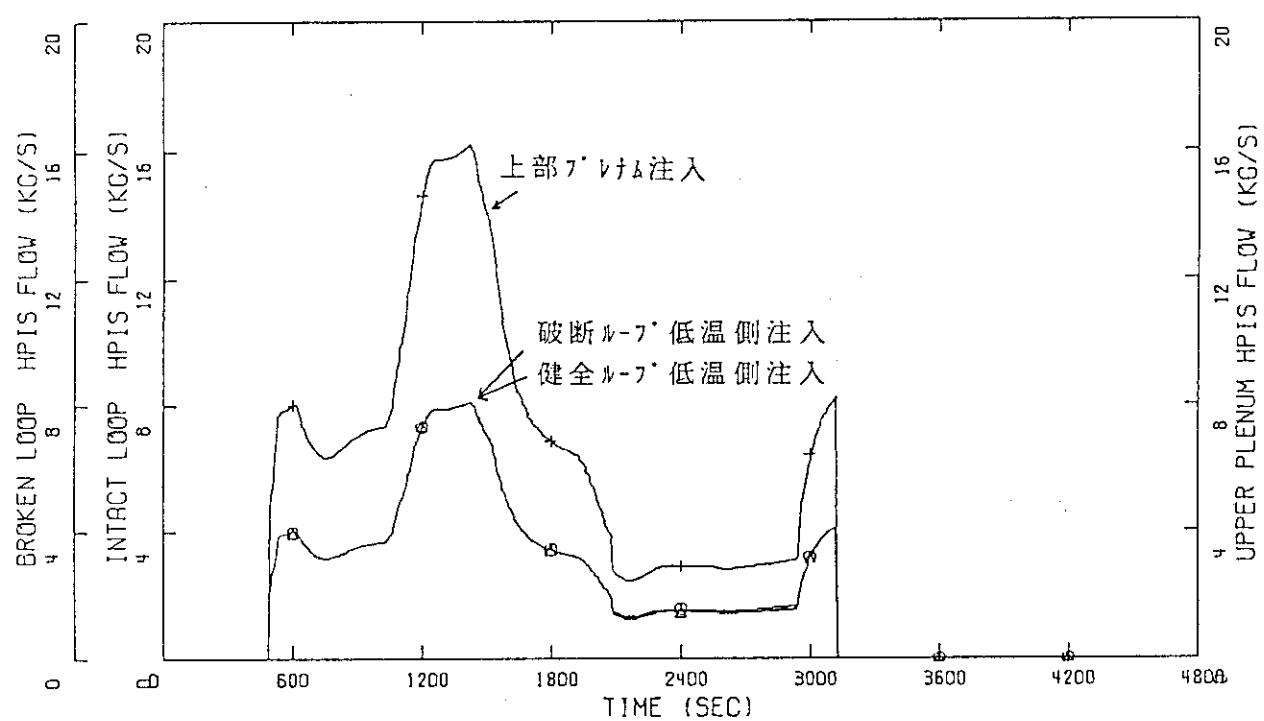


図 3.13 H P I S 注入流量

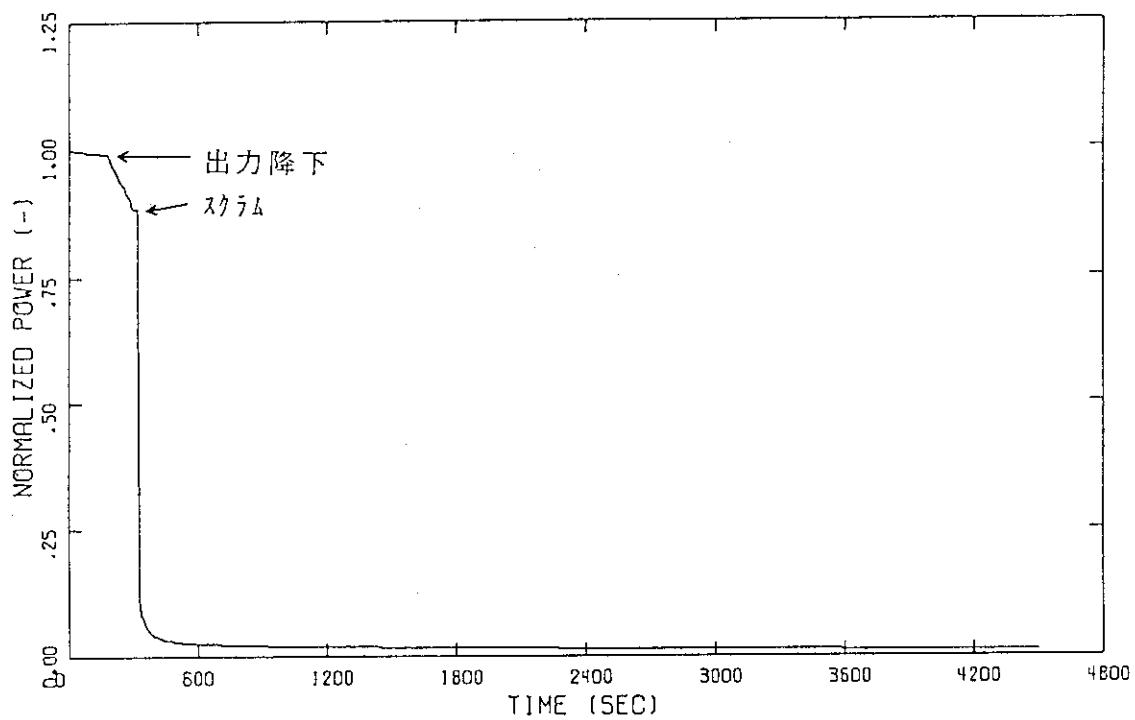


図 3.14 出 力

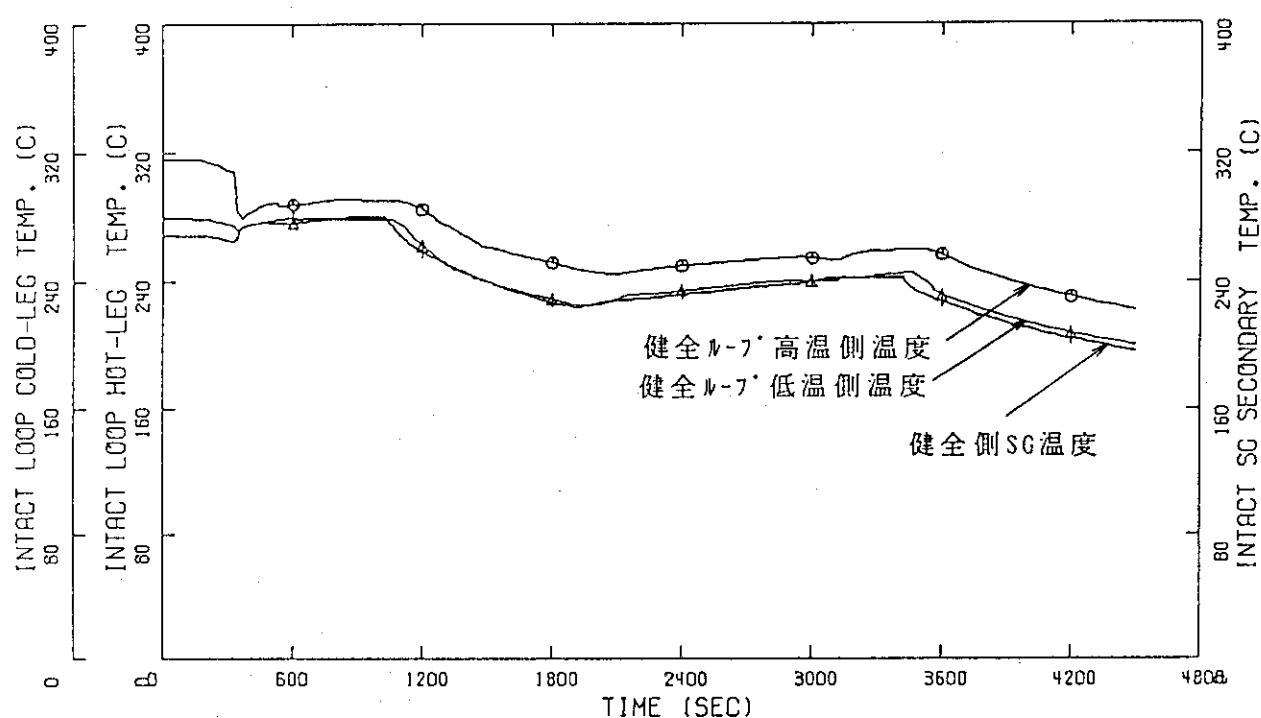


図 3.15 健全ループ冷却材温度

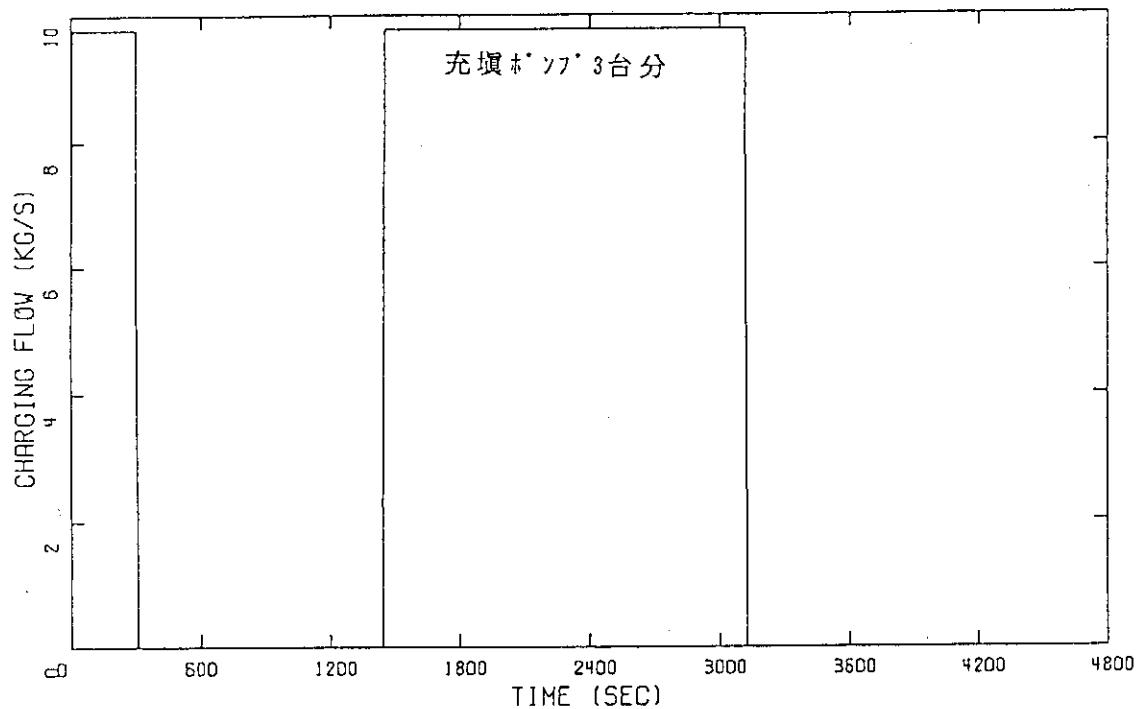


図 3.16 充 填 流 量

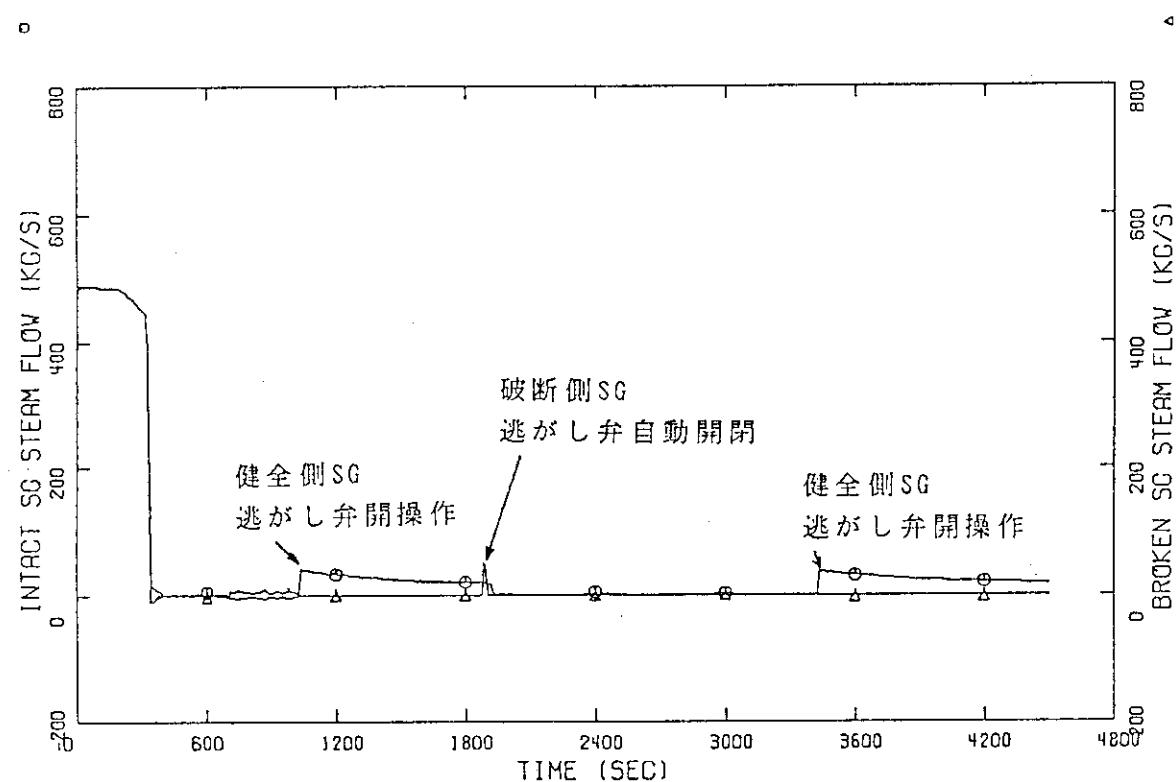


図 3.17 主蒸気流量

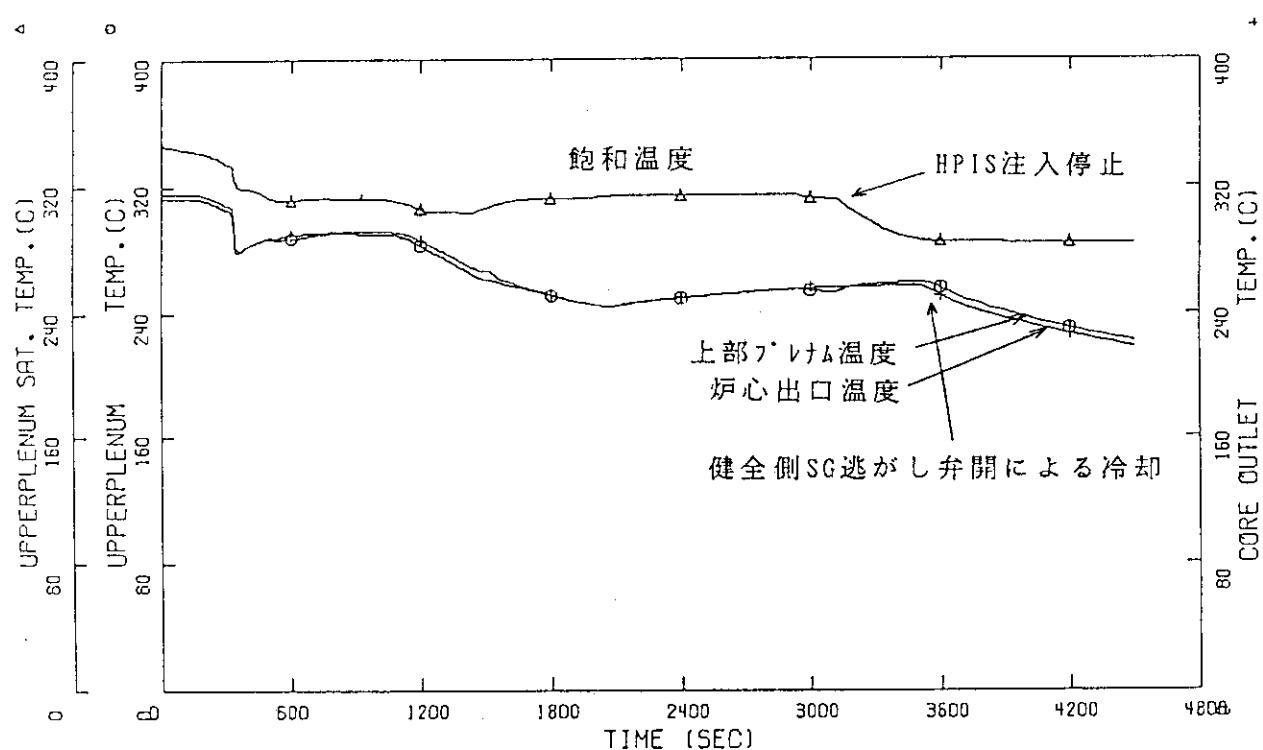


図 3.18 上部プレナム、炉心出入口温度及び飽和温度

4. PTS事象時圧力容器健全性評価解析

4.1 PTSの概要

4.1.1 PTSの支配因子とその評価

PTS事象時圧力容器健全性評価では、

- ①圧力容器内面がどの程度急冷され、どの程度の引張応力が発生したか、
- ②圧力容器内面に予め大きな亀裂が検出されずに存在していたことを想定した場合、それが進展するか否か、

を評価する。①の評価には熱水力解析、応力解析が用いられ、②では破壊力学解析が用いられる。

①の評価では、ECCS作動後1次冷却系が高圧に維持された状態で、ループの自然循環の停止が起こるか否かの評価が重要となる。これが起きる場合、図4.1に示したような熱成層化(Thermal Stratification)現象が起きて、冷たいECC水が直接圧力容器内面を急冷する恐れがある。特に、低温側配管直下部のベルトライ部と呼ばれる部分では、炉心からの中性子照射をうけていることと、この低温層により急冷される恐れがあるため、ここでの局所的な温度低下が問題となる。

②の評価では、鋼材の材料特性が重要である。一般に、鋼材が引張応力を受けた場合、高温では延性破壊するのに対し、低温では脆性破壊するようになる。この延性から脆性へ移る温度は延性-脆性遷移参照温度(RT_{NDT} :Reference temperature for nil-ductility transition)と呼ばれている。一般に、鋼材が中性子照射を受けていない場合、 RT_{NDT} はECC水温度よりはるかに低いため問題とならない。しかし、中性子照射を受けると RT_{NDT} が上昇することが良く知られている。また、鋼材中の銅、ニッケル、錫等の不純物含有量が多い場合は、この傾向は顕著になる。従って、②の評価では、中性子照射量及び鋼材中の不純物含有量が重要なパラメータとなる。

4.1.2 米国で1982年までに起きたPTS事象とNRCの判断基準

1982年11月、SECY-82-465⁽⁷⁾の中でUSNRCは、PTS事象により原子炉圧力容器が損傷を受ける可能性が高いか否かを判断するための RT_{NDT} に対する判断基準(Screening Criterion)を策定した。この判断基準の策定に際しては、それまでに米国で起きたPTS事象を検討し、最終到達温度が350°F(177°C)以下となつた8事象を選定した(表4.1参照)。このうちSGTRは2事象(GinnaとPrairie Island)含まれているが、いずれも最終到達温度は他の事象に比べて低くない。

次に、これらの事象に対して破壊力学解析を実施し、亀裂が進展しうる最小の RT_{NDT} (RT_C)を求めた。さらに、これらの事象から、発生頻度が10⁻²/炉年となる

ような限界の RT_{NDT} の値に50°Fの余裕を見込んで上記基準値270°Fを定めた（図4.2参照）。径方向については、応力レベルが低いことを考慮して300°Fとした。即ち、判断基準は以下のとおりである。

軸方向の亀裂： $RT_{NDT} = 270^{\circ}\text{F} (132^{\circ}\text{C})$

径方向の亀裂： $RT_{NDT} = 300^{\circ}\text{F} (149^{\circ}\text{C})$

USNRCは、もし許認可期限前にこの判断基準を越える場合は、中性子束を下げる(Flux reduction)ための解析を実施し、それを実行に移す計画を明らかにすることを要求した。さらに、中性子束を低減しても判断基準を超えることが予想される場合、超えると予想される年の3年前までに個別プラントの安全解析を実施するよう求めた。

なお、参考として、付録Aに、1981年までに米国で起きた主なPTS事象の一覧⁽⁸⁾を示す。

表4.1 米国で起きたPTS事象 (SECY-82-465で指摘されたもの)

炉名	発生日	事象	最終到達 温度(°F)	圧力 (psig)	限界 RT_{NDT} (RT_C)(°F)
TMI-2	1979/3/28	加圧器逃がし弁開閉着	225	2300	209
HBR/75	1975/5/1	主ポンプシールLOCA	250	500	354
Ginna	1982/1/25	SG伝熱管破損	325	1400	378
Rancho Seco	1978/3/20	SG過剰給水	285	2300	295
HBR/70	1970/4/28	主蒸気管破断	295	2000	321
HBR/72	1972/11/5	主蒸気逃がし弁開閉着	340	1000	381
Crystal River	1980/2/26	小破断LOCA	250(?)	2300	(250)
Prairie Island	1979/10/2	SG伝熱管破損	350	1000	(400)

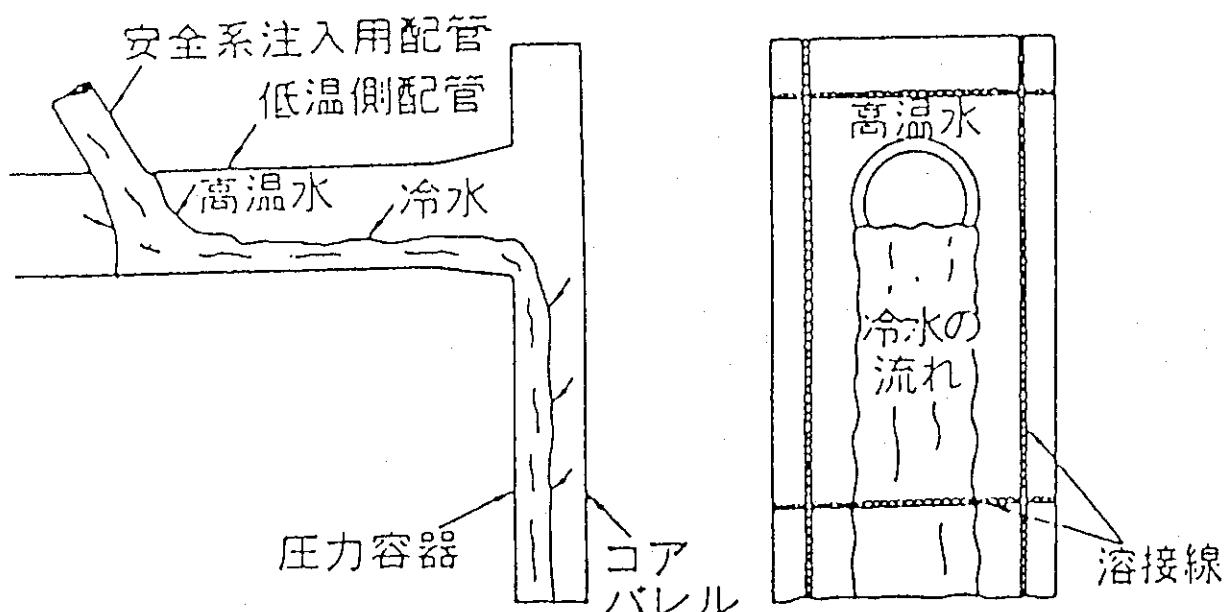


図 4.1 热成層化 (Thermal Stratification) 現象

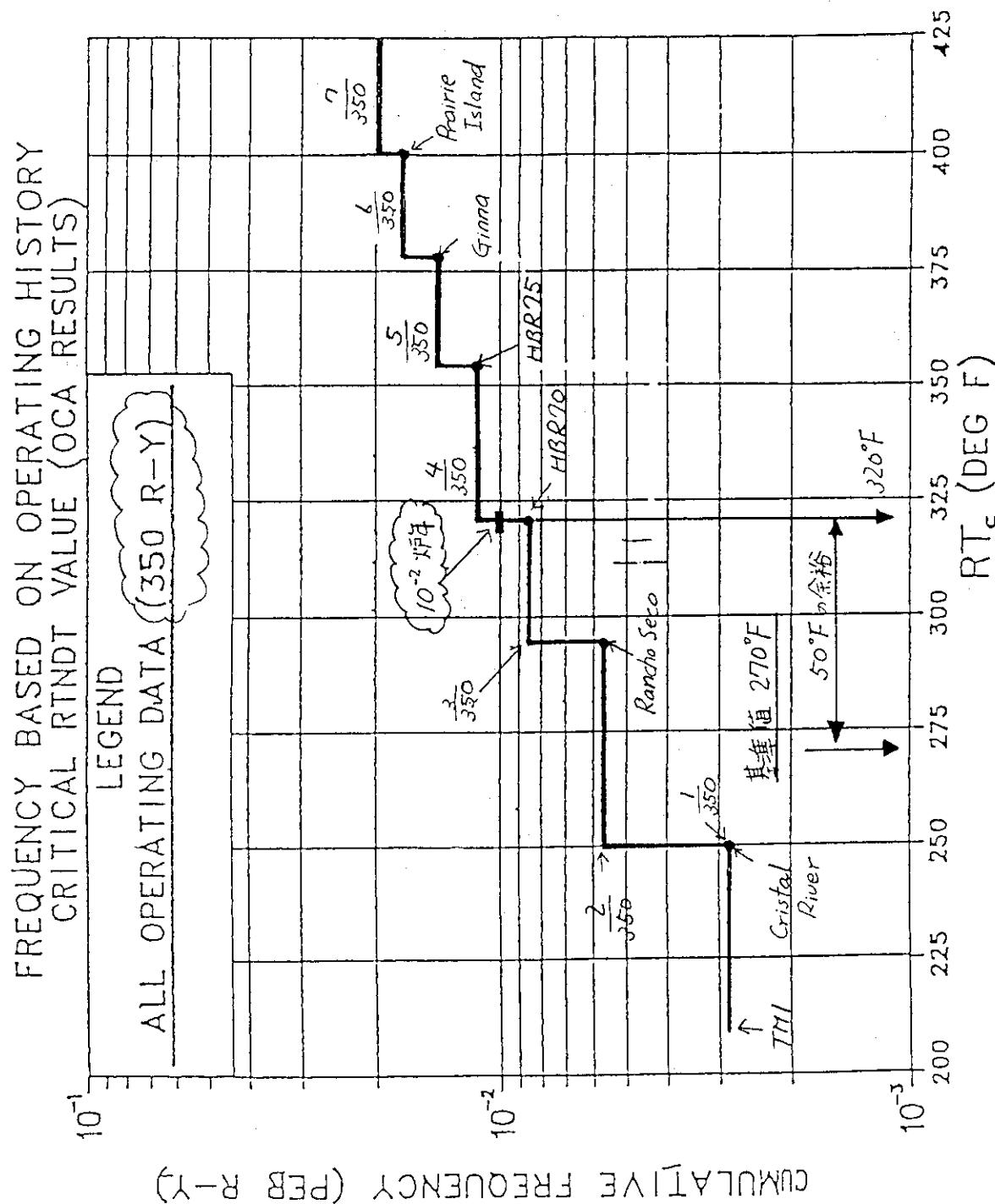


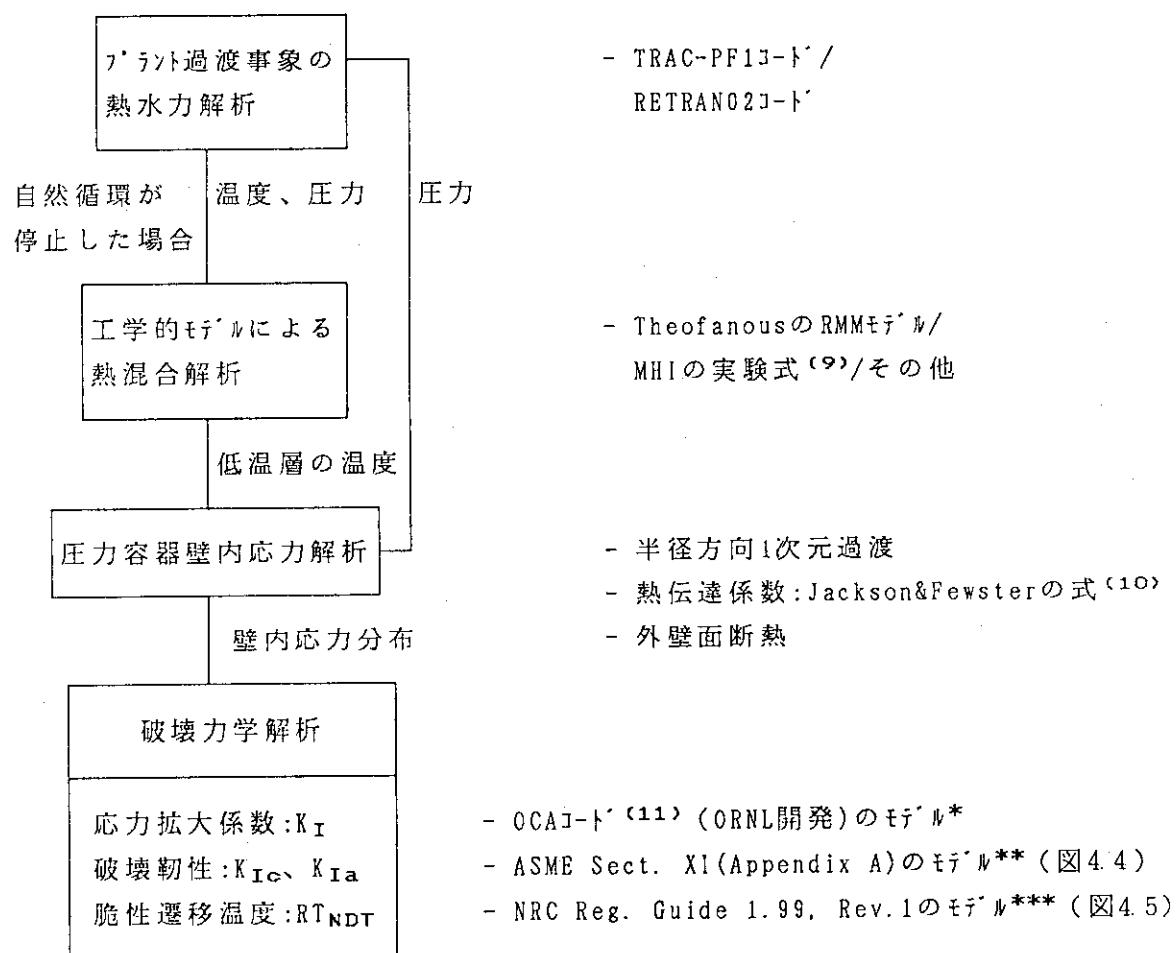
図 4.2 USNRC の判断基準

4.2 PTS事象時圧力容器健全性評価コードシステムPLES/PTSによる美浜-2事象の評価解析

4.2.1 PLES/PTSの概要

4.2.1.1 解析の流れ

PLES/PTSの解析の流れを図4.3に示す。評価対象としているバルブ部での圧力容器壁内応力分布の過渡変化を求めるためには、ダウングラムの圧力とバルブ部での冷却材温度の過渡変化を求める必要がある。PLES/PTSでは、ループの自然循環が停止した



* 一定の深さで無限に長い軸方向の亀裂を仮定する。

** K_{Ic} , K_{Ia} は RT_{NDT} をパラメータとした温度に対する関数として表現されている（図4.4⁽¹¹⁾参照）。

*** RT_{NDT} は鋼材中の不純物含有量（Cu, P）と中性子照射量（Fast Neutron Fluence）の関数として表現されている（図4.5⁽¹¹⁾参照）。

図4.3 コードシステム PLES/PTS による評価解析の流れ

場合、本図に示したように、工学的モデルによる熱混合解析（付録B参照）を実施し、ダウンカムのベルトライ部での局所的な冷却材温度挙動を評価する。これに対し、自然循環が停止しない場合は、完全混合を仮定したアラント過渡熱水力解析によるダウンカム冷却材温度でその局所的な温度挙動を近似できるものとする。いずれの場合も、圧力挙動はアラント過渡熱水力解析から得られる。

こうして得られた冷却材温度と熱伝達係数を境界条件として、圧力容器壁内半径方向1次元過渡熱伝導方程式を解く。熱伝達係数は入力で指定するかまたは実験式を用いることができる。

次に、求まった温度分布の過渡変化から熱応力分布の過渡変化を求め、それと、内圧による膜応力を足し合わせて全応力を求める。さらに、全応力から応力拡大係数 K_I を算出する。 K_I の算出法は、OCA-Iコードで用いられている方法を採用している（付録C参照）。この方法では、一定の深さで無限に長い軸方向の亀裂を仮定し、予め16種類の亀裂深さに対して、単位応力当たりの K_I 値を計算しておく。そして、それらを応力で重み付けして足し合わせることにより任意に深さの亀裂に対する K_I 値を求める⁽¹¹⁾。

最後にASME Sect. XI (Appendix A) のモデル（図4.4参照）に従って鋼材の物性値である破壊靱性 K_{Ic} (crack initiation toughness) 及び K_{Ia} (crack arrest toughness) を求める。このモデルでは、 K_{Ic} 、 K_{Ia} は RT_{NDT} をパラメータとした亀裂先端温度の関数として表現されている。一方、 RT_{NDT} は USNRC Regulatory Guide 1.99, Rev. 1のモデル（図4.5参照）で求める。このモデルでは、 RT_{NDT} は鋼材中の不純物含有量 (Cu, P) と中性子照射量 (Fast) (Neutron Fluence)をパラメータとした温度に対する関数として表現されている。

4.2.1.2 PLES/PTSにおける破壊力学評価結果の見方

亀裂が進展する場合の例として、ある時刻における K_{Ic} 、 K_{Ia} 及び K_I の分布を図4.6に示す⁽¹¹⁾。 K_{Ic} と K_I 、 K_{Ia} と K_I との交点を時間を追って示したのが、図4.7 (Critical-crack-depth curves) である⁽¹¹⁾。 K_I が K_{Ic} と交わる点で亀裂は無限大の速さで進展するが、 K_I と K_{Ia} が交わる点で進展が停止するようすが示されている。その後、時間の経過とともに K_I が大きくなり再び亀裂が進展する。これが繰り返され深い亀裂へと進展する様子が示されている。図4.7には、WPS (Warm Pre-Stressing) の効果も示されている。一旦上昇した熱応力が時間とともに減少に転じた場合、 K_I も上昇後下降に転ずる。OCA-Iコードでは、WPSの効果を考慮した場合、 K_I が下降に転じると、 K_I が K_{Ic} と交わっても亀裂は進展しないとしている。

上記は、 K_I が K_{Ic} 、 K_{Ia} と交わる場合、即ち、亀裂が進展する場合である。一方、 K_I が K_{Ic} 、 K_{Ia} と交わらない場合、即ち、亀裂が進展しない場合については、亀裂が進展するまでの余裕を K_I と K_{Ic} 、 K_{Ia} との距離で計る方法が提案されている。美浜-2の計算に先立って、PLES/PTSの破壊力学計算が妥当であることを確認するためにベンチマーク計算を実施したので、以下に、この計算結果を用いて、この場合の評価の考え方について述べる。

表4.2に、米国でOCADDを用いて実施された計算結果を示す⁽⁸⁾。この計算では、冷却材温度がステップ状に低下した場合に初期亀裂（厚さの15%）が進展し得る最小の中性子照射量が示されている。本計算では、表中矢印で示したケースについて、PLES/PTSの計算を実施した。図4.8から4.11にその計算結果を示す。図4.8に壁内温度分布の過渡変化を示す。図4.9に壁内温度分布から求めた熱応力と表4.2中に示された圧力から求めた壁内応力分布の過渡変化を示す。図4.10は応力分布から求めた応力拡大係数の過渡変化を示している。この場合、横軸は亀裂深さである。図4.11は横軸に亀裂先端温度、即ち、厚さの15%の位置での壁の温度（図4.8中の①で示す）、縦軸にその位置での応力拡大係数の値（図4.10中の②で示す）を時間を追って表示したものである（岡村線図）。中性子照射量が、表4.2で示された値以下では K_{Ia} と K_I が離れており、ちょうどその値で両者が接している。即ち、中性子照射量がこの値より小さければ亀裂が進展しないという、同一の結果が再現されている。また、 K_{Ia} と K_I が離れている場合、 K_{Ia} を K_I に接するまで並行移動させた場合の移動量 ΔT で亀裂が進展するまでの裕度を定量化できていることが示されている。既に述べたように、 K_{Ia} は RT_{NDT} の増加分だけ右側に並行移動するので、 RT_{NDT} が ΔT だけ上昇すると、この初期亀裂が進展し得ると理解できる。

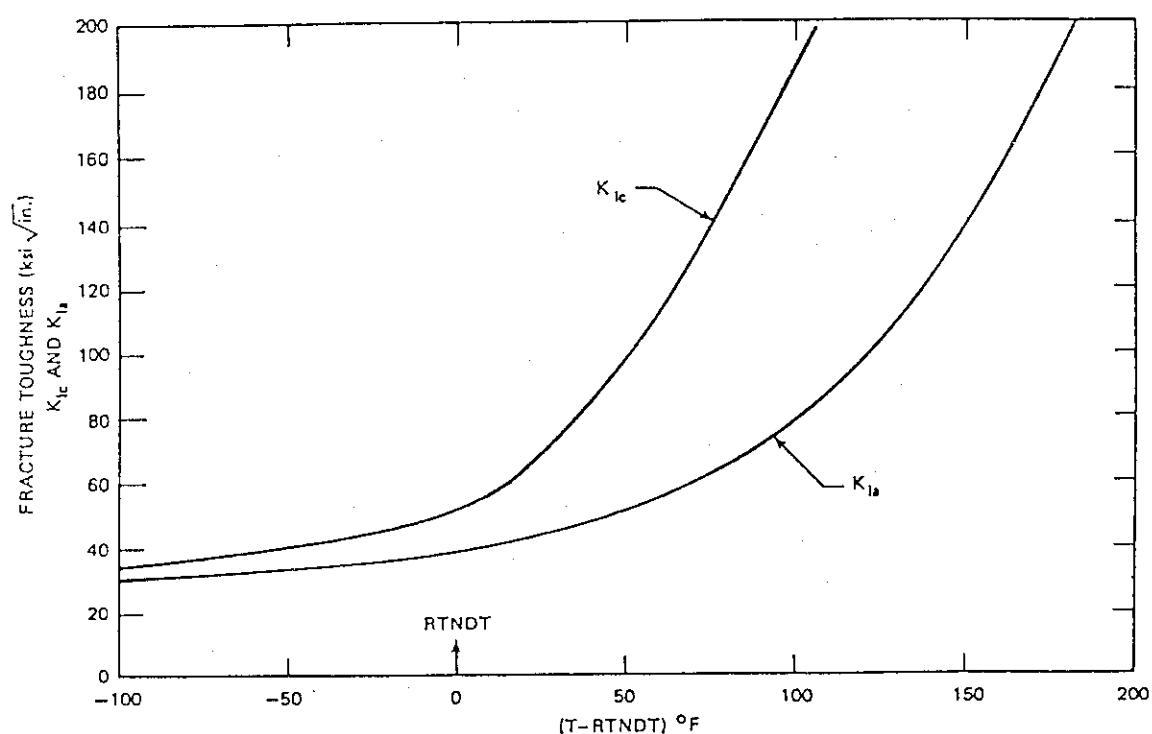
なお、以上の議論では、亀裂が進展し始める条件を、 K_I と K_{Ia} が接する場合とした。しかし、 K_{Ic} は亀裂進展開始に対応し、 K_{Ia} は亀裂進展停止に対応しているのであるから、亀裂が進展し始める条件を K_I と K_{Ic} が接する場合とするほうが妥当である。また、その方がより一般的であると考えられる。ただし、これは単に定義の違いであり、 K_{Ia} で定義すればこの裕度は保守的な数値となる。

表 4.2 米国でOCAコードを用いて実施された計算結果の例 (冷却材温度がステップ状に低下した場合に亀裂が進展しうる最小の中性子照射量)

Table 8 Critical Fast Neutron Fluence
for Assumed PPTS Events*

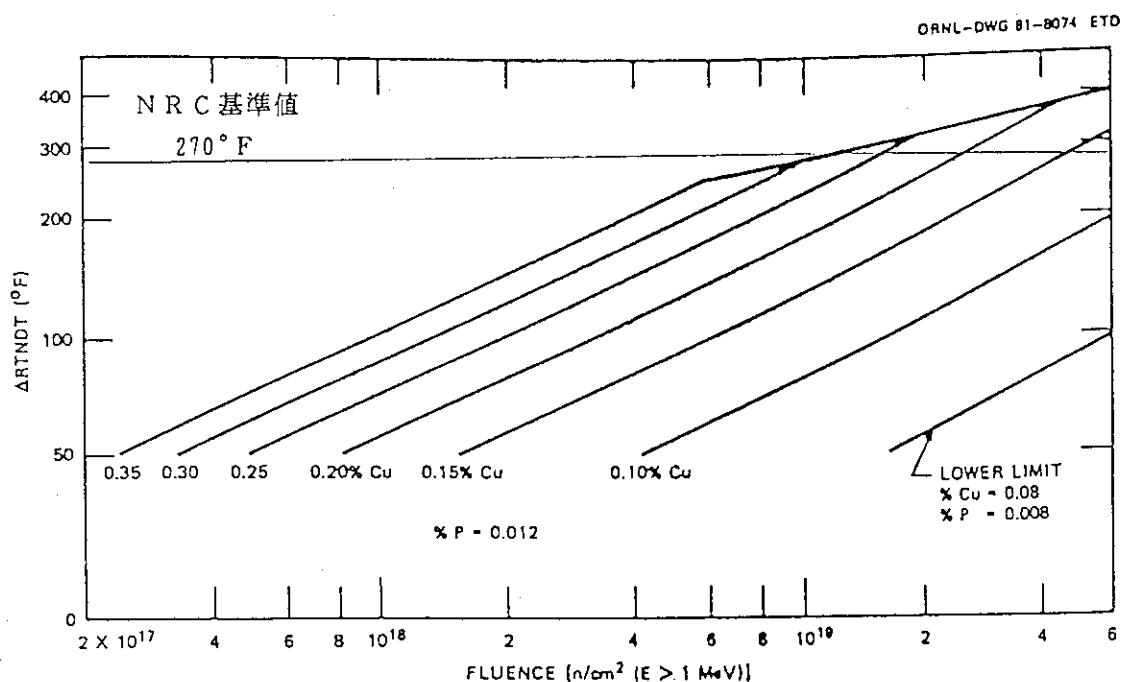
Temperature drop, °C	Assumed RCS	
	pressure, kg/cm ² (psi)	Critical fast neutron fluence, 10 ¹⁹ fast neutrons/cm ²
110	105 (1500)	2.77
	176 (2500)	1.43
→ 166	105 (1500)	0.62
	176 (2500)	0.43

* Assumptions: PPTS involves an instantaneous RCS temperature drop and a sustained high RCS pressure; vessel weld contains 0.35% copper and has a preexistent longitudinal crack as deep as 15% of vessel wall. Under such coincident conditions the vessel is computed by OCA-2 to fail if the indicated critical fast neutron fluence is accumulated.



K_{Ic} and K_{Ia} vs $(T - RTNDT)$ from ASME Sect. XI (Appendix A).

図 4.4 ASME Section XI (Appendix A) のモデル (K_{Ic} 及び K_{Ia})



$\Delta RTNDT$ vs F. Data taken from NRC Reg. Guide 1.99, Rev. 1 (September 1976).

図 4.5 USNRC Regulatory Guide 1.99, Rev.1 のモデル
(脆性遷移温度 RT_{NDT})

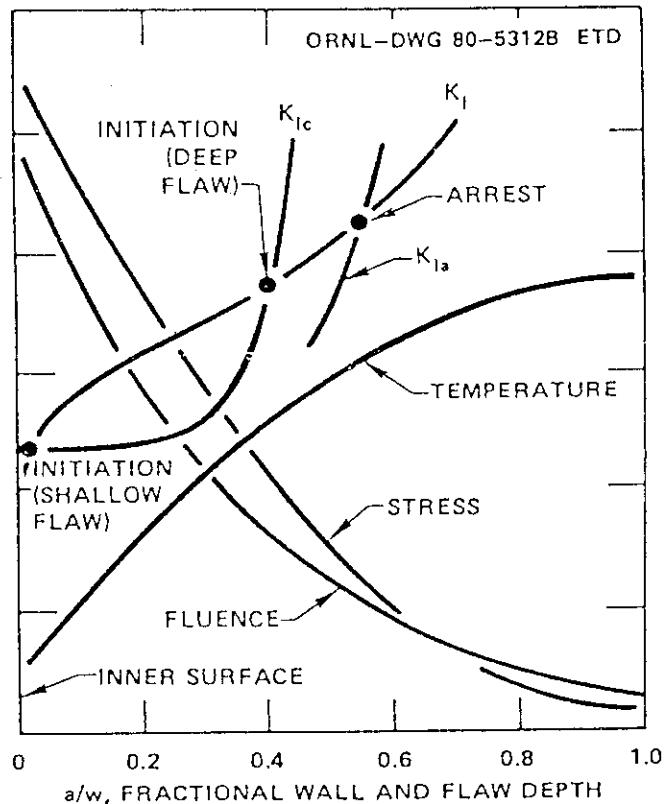
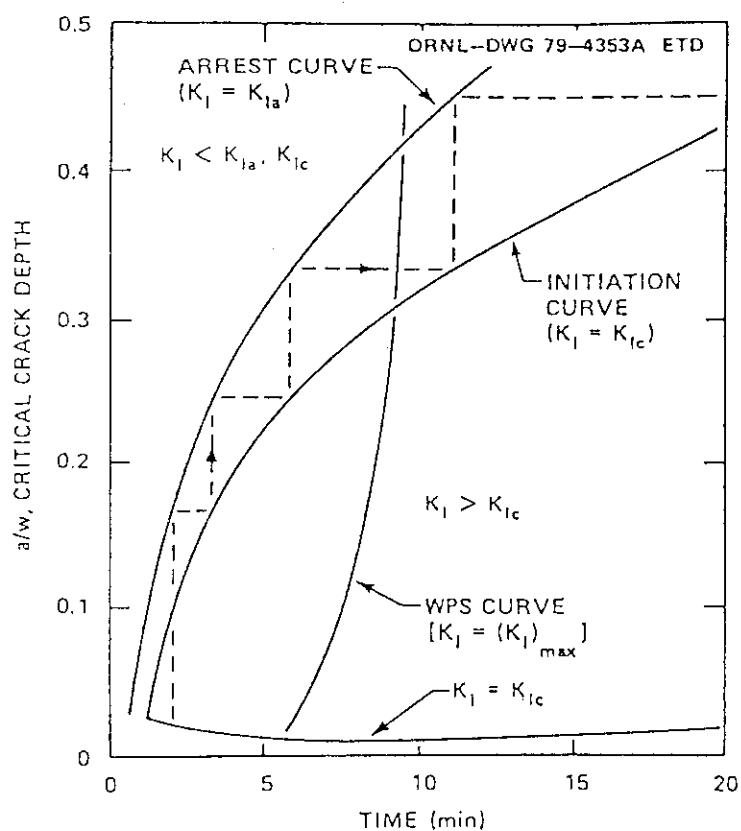
図 4.6 亀裂が進展する場合の K_I と K_{Ic} , K_{Ia} との関係

図 4.7 亀裂進展挙動 (Critical-Crack-Depth Curve)

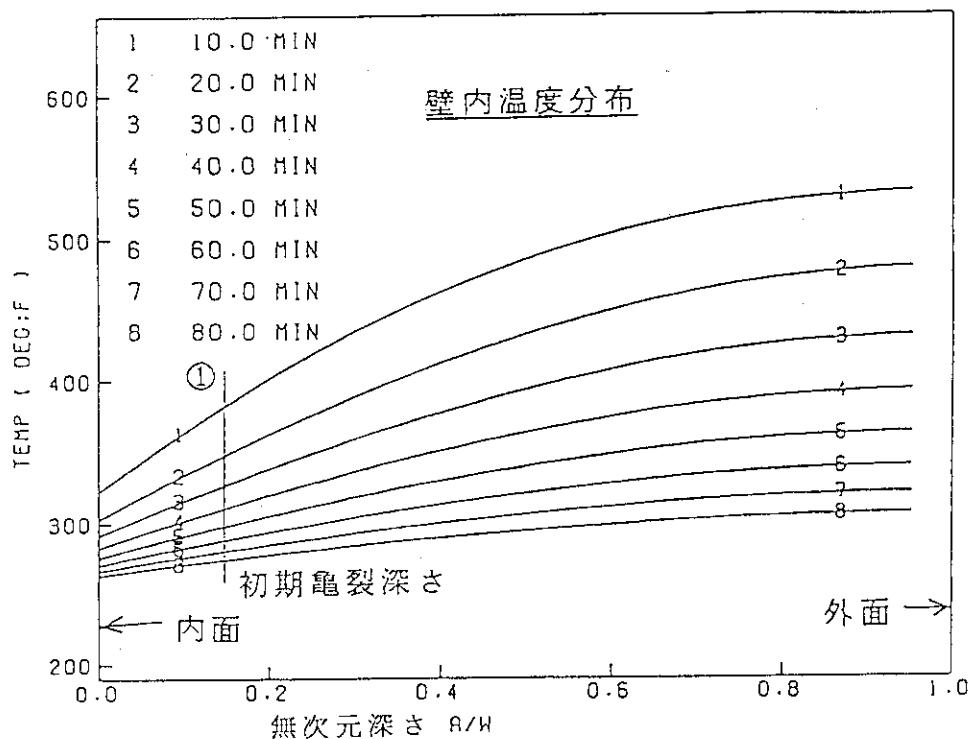


図 4.8 圧力容器壁内温度分布の時間変化（ステップ状温度変化の例）

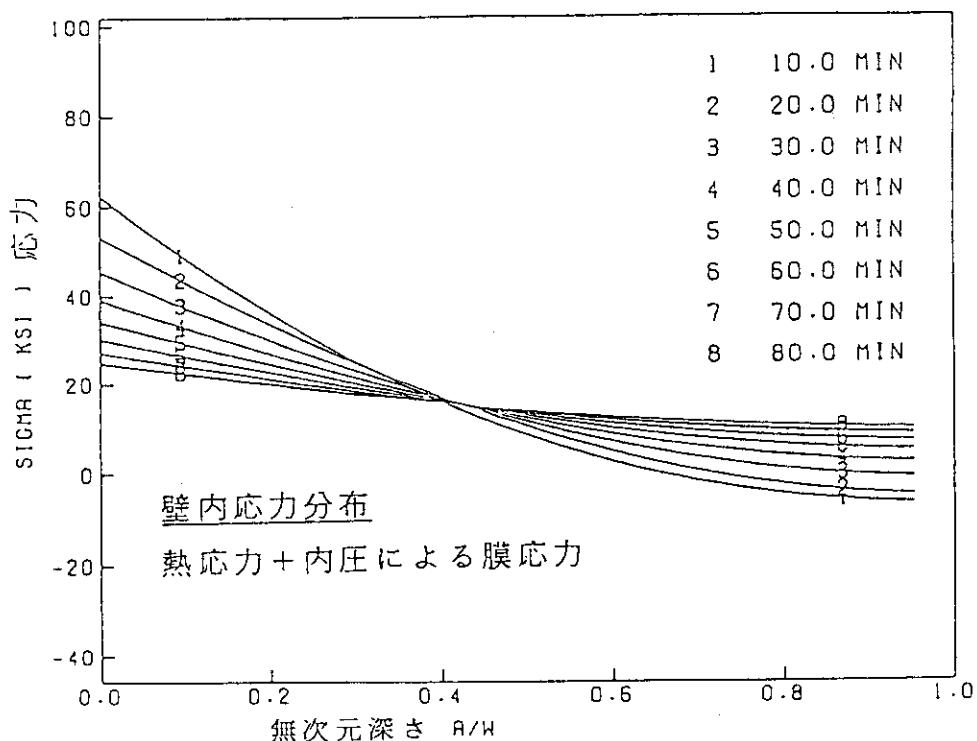


図 4.9 圧力容器壁内熱応力分布の時間変化（ステップ状温度変化の例）

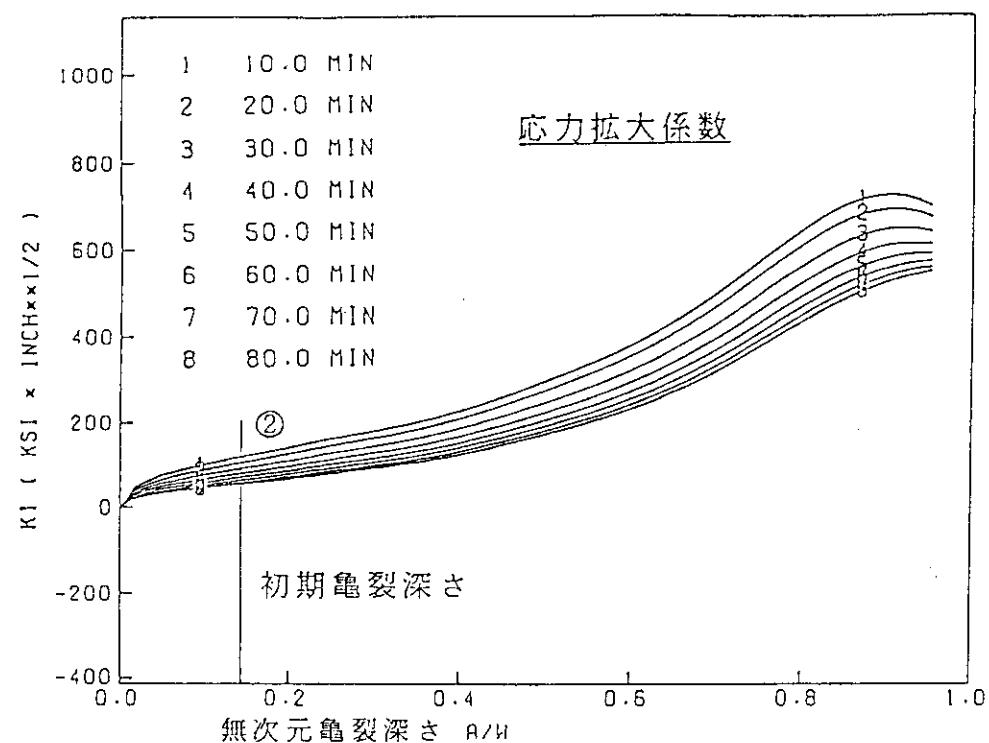
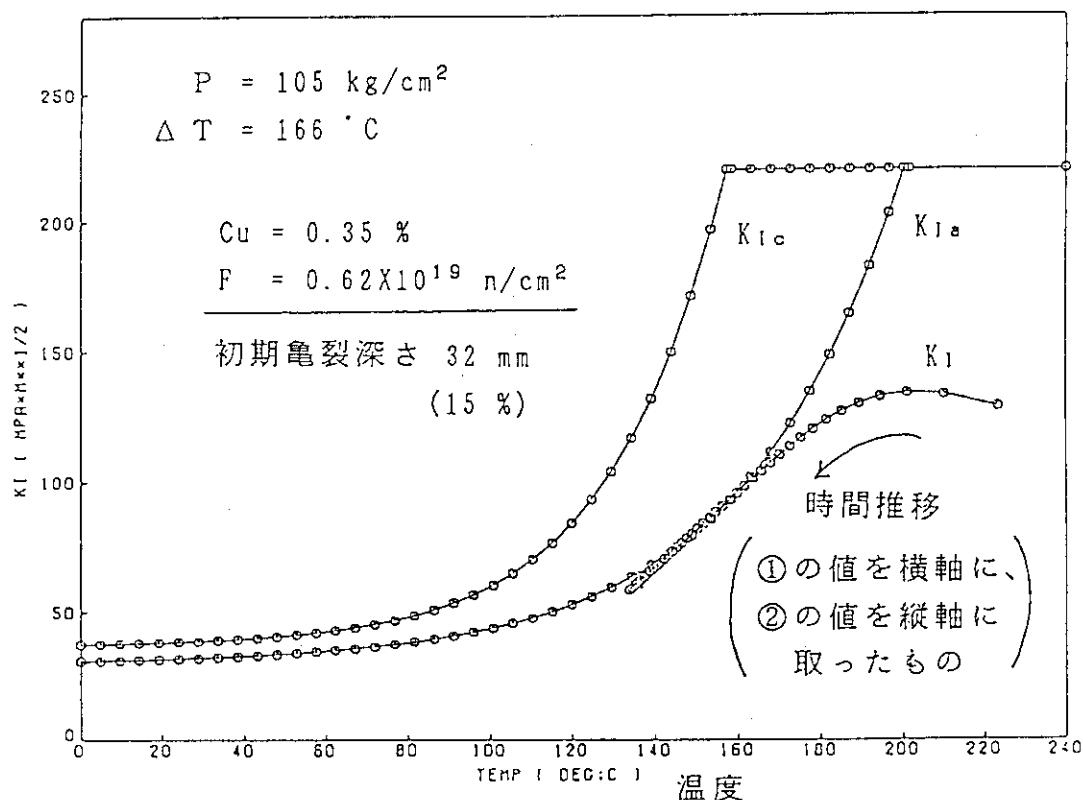


図 4.10 圧力容器壁内全応力分布の時間変化（ステップ状温度変化の例）

図 4.11 岡村線図による亀裂進展しうるまでの裕度の評価
(ステップ状温度変化の例)

4.2.2 主な解析条件

プラント過渡変化の解析は、第3節で述べたRETRAN02コードによる解析である。この計算では、破断後約1800秒で破断ルートで自然循環が停止した。従って、図4.3に示した流れに従って、工学的モデルによる熱混合計算を実施した。使用した解析モデル及び条件は以下である。

解析モデル：MHIの実験式⁽⁹⁾（付録B参照）

完全混合を仮定した1次冷却材温度としてRETRAN02のタウカマ温度を用い、これとHPIS注入量を基にMHIの実験式を用いてペルトライン部での1次冷却材温度を評価した。

解析条件：

- 自然循環停止時刻 破断後1800秒
- HPIS注入流量 事象時の全注入流量110t/hの1/4が破断ルート低温側配管に注入されたものとする（残りの1/4は健全ルート低温側、1/2は上部ルート）。

なお、自然循環が停止するまでの間は、ペルトライン部での冷却材温度として、RETRANによるタウカマ部での1次冷却材温度を使用した。

圧力容器壁内応力解析や破壊力学解析について、USNRCがPWR LOCA時に対するPTS評価解析で用いた諸量（表4.3⁽¹¹⁾）のうち重要なものを以下に示す。

圧力容器の幾何形状	外径4.80m、内形4.37m
熱伝達係数	: 1140 W/m ² ·°C
初期亀裂深さ	: 鋼材厚の15%（約32mm）
不純物含有量	: 銅0.25%、リノ0.12%
中性子照射量	: $4 \times 10^{19} n/cm^2$ （供用末期に対応：図4.12参照 ⁽¹²⁾ ）

本解析では、このうちの圧力容器の幾何形状や圧力容器内表面における熱伝達係数については、上記の値をそのまま用いた。圧力容器鋼材中の銅の含有量については、我が国プラントの場合最大で0.2%と報告されている⁽¹³⁾のでこの値を上限値として用了いた。下限値としては、NRC Reg. Guide 1.99, Rev. 1のモデルを適用できる下限値を採用した。中性子照射量については、美浜-2（1972年7月商用運転開始：供用19年）に対応するケースとして図4.12を参照し、 $2 \times 10^{19} n/cm^2$ として評価した。従って、USNRCがPWR LOCA時に対するPTS評価解析で用いた諸量と異なるのは以下の通りである。

不純物含有量：少ないケース 銅0.08%、リノ0.008%*

多いケース 銅0.20%、リノ0.12%

中性子照射量 $2 \times 10^{19} n/cm^2$

* NRC Reg. Guide 1.99, Rev. 1のモデルを適用できる下限値

なお、工学的モデルによる熱混合計算については、比較のため、美浜-2事象の他に Prairie Island-1事象についても同じモデルによる解析を実施した。Prairie Island-1事象のケースにおけるダウンガマ温度及びHPIS注入量については、文献⁽³⁾を参照した。

4.2.3 主な解析結果

図4.13及び4.14に熱混合解析結果を示す。前者はPrairie Island-1事象ケースであり、後者は美浜-2事象ケースである。Prairie Island-1事象ケースにおける最終到達温度は、約177°C (350°F) であり、表4-1に示されているUSNRCの解析値と一致している。美浜-2事象ケースにおける最終到達温度は、約188°C (370°F) である。この値はUSNRCがPTS 8事象（表4.1）を選定する際に設定した値350°Fよりも大きい。

図4-15に壁内温度分布の過渡変化を、図4.16に壁内熱応力分布の過渡変化を、図4.17に壁内全応力（熱応力と内圧による膜応力の和）分布の過渡変化を、図4.18には応力拡大係数の過渡変化を示す。さらに、図4.18と4.19には、銅の含有量0.08%と0.20%の両ケースについて、種々の亀裂深さについての応力拡大係数を亀裂先端温度に対して示す。図4.20と4.21には、図4.18と4.19に示した曲線の中から亀裂深さが壁厚さの15%の場合のみを取り出して破壊靭性と比較した図（岡村線図）を示す。銅の含有量0.08%の場合、 K_I が K_{Ic} と接するまで約190°C、0.20%のケースでそれが約120°Cあることが示されている。この値は、既に述べたように、中性子照射量の増加とともにRT_{NDT}が上昇するが、あらかじめ大きな亀裂が存在していたと仮定して、それが進展するまでのRT_{NDT}に対する裕度を表わす。また、図4.20及び図4.21中のRT_{NDT}の値に、上述の裕度を足した値がRT_C（表4.1.2参照）に対応する。RT_Cは、PTSの観点からの事象の熱水力的な厳しさを示す指標であり、従って、不純物含有量等鋼材の特性には依存しない。美浜-2事象ケースでは、RT_Cは約200°C (約390°F) となる。この値と表4.1.2に示された値を比べると、美浜-2事象は表4.1.2に示された事象よりもPTSの観点から厳しくないことがわかる。

以上の解析結果より、あらかじめ圧力容器壁内面に大きな亀裂（軸方向1次元、深さ一定：壁厚さの15%）が発見されずに存在していたと仮定しても、それが進展するまでに十分な余裕があることが定量的に示された。

表 4.3 米国オークリッジ国立研究所(ORNL)で開発されたOCA-Iコードによる
PWR LOCA時のPTS評価解析に使用された主要なパラメータの値

鋼材の物性値

不純物含有量 (%)

銅 (Cu)	0.25
リン (P)	0.12
未照射材脆性遷移参照温度 (RT_{NDT0}) ($^{\circ}\text{F}/{}^{\circ}\text{C}$)	0/-18
圧力容器内面における中性子照射量 (n/cm^2)	4×10^{19}
上部棚 K_{Ic}, K_{Ia} ($\text{ksi} \cdot \text{in}^{1/2}/\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$)	200/220

圧力容器形状

外径 (in/m)	189/4.80
内径 (in/m)	172/4.37

温度条件、熱伝達係数

圧力容器壁初期温度 ($^{\circ}\text{F}/{}^{\circ}\text{C}$)	550/288
圧力容器内面における熱伝達係数 ($\text{Btu/h} \cdot \text{ft}^2 \cdot {}^{\circ}\text{F}/\text{W/m}^2 \cdot {}^{\circ}\text{C}$)	200/1140

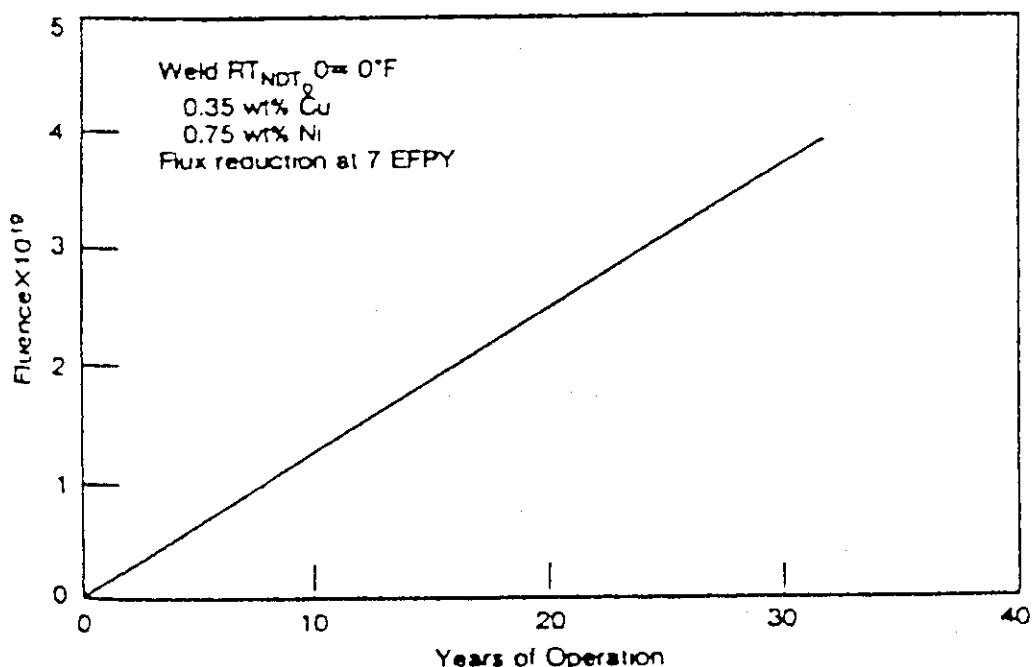


図 4.12 中性子照射量⁽¹²⁾の経年変化

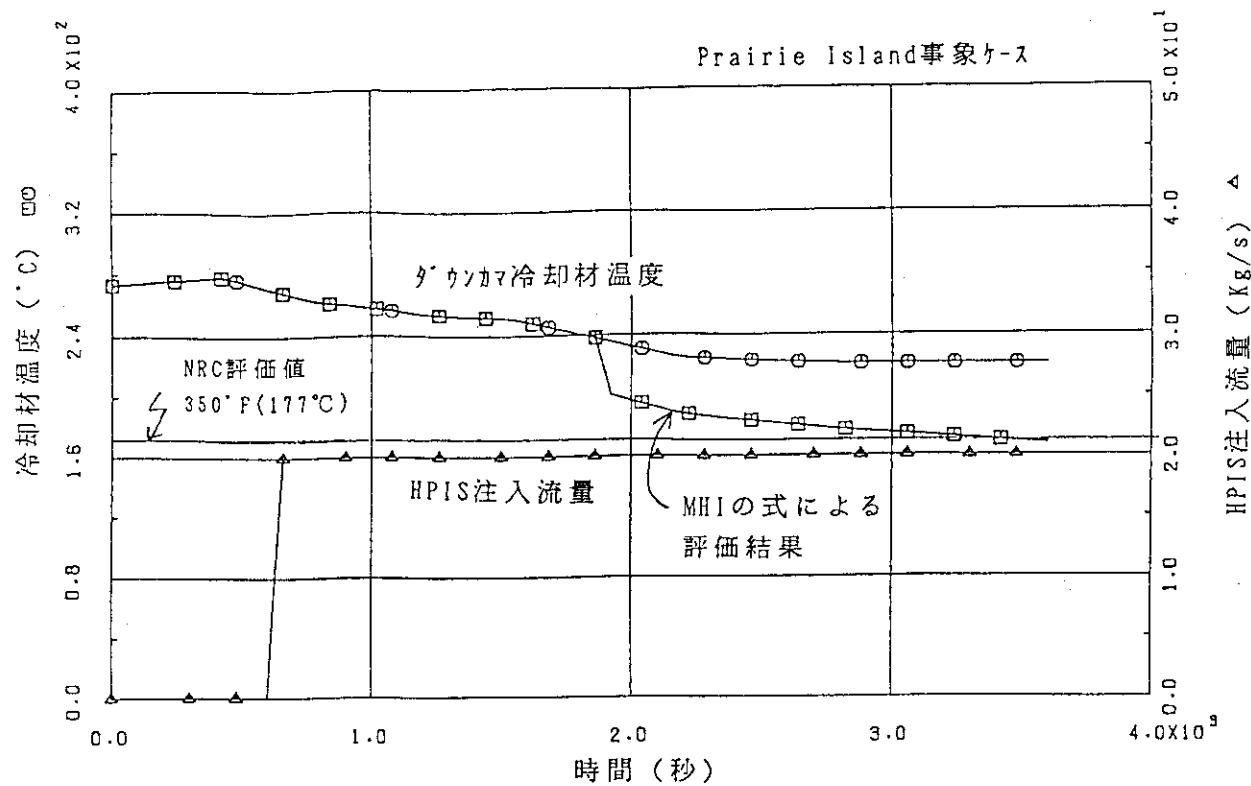


図 4.13 热混合解析結果 (Prairie Island-1事象ケース)

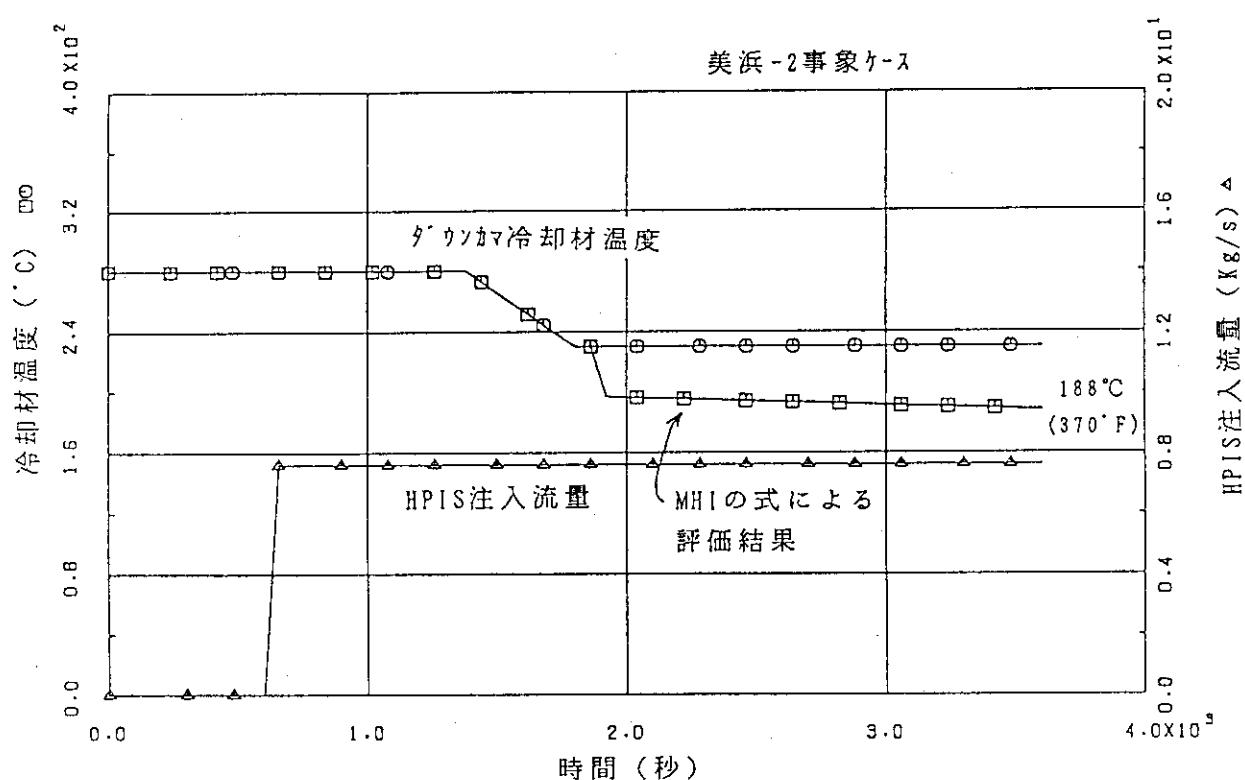


図 4.14 热混合解析結果 (美浜-2事象ケース)

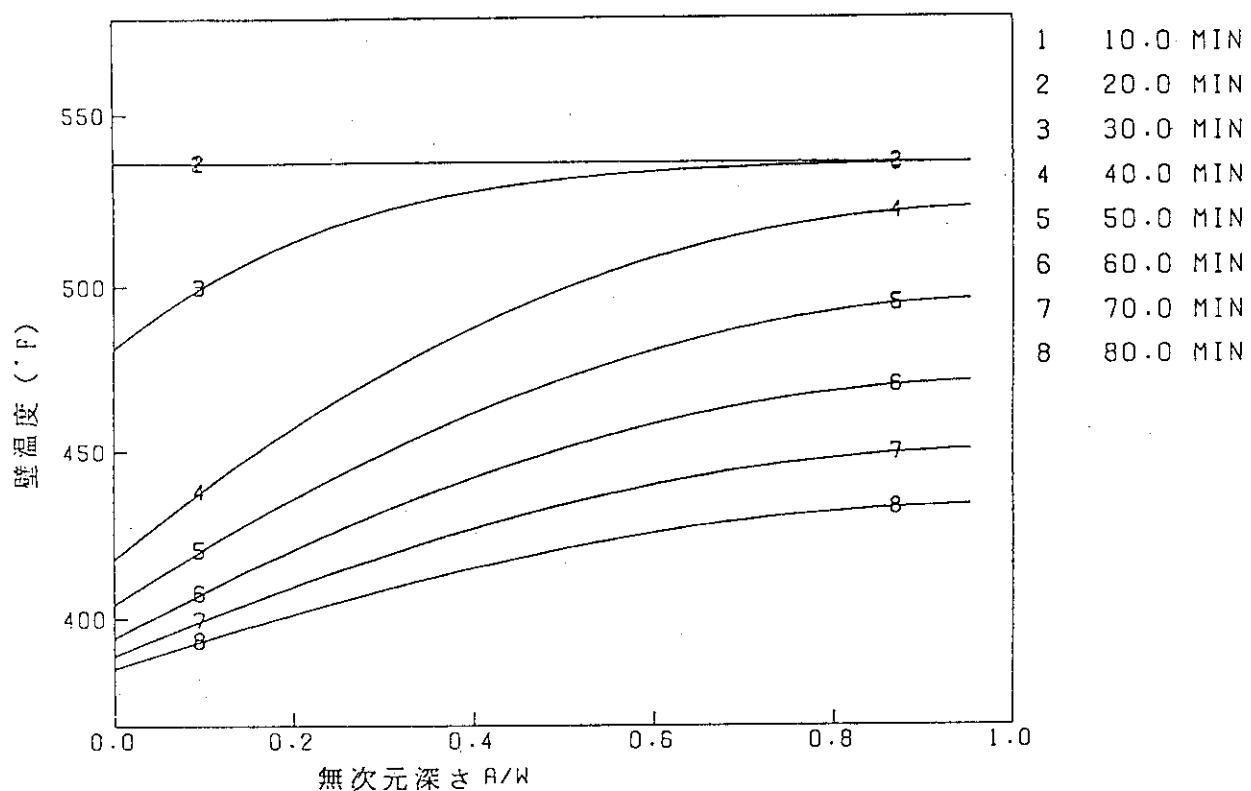


図 4.15 圧力容器壁内温度分布の時間変化（美浜－2事象ケース）

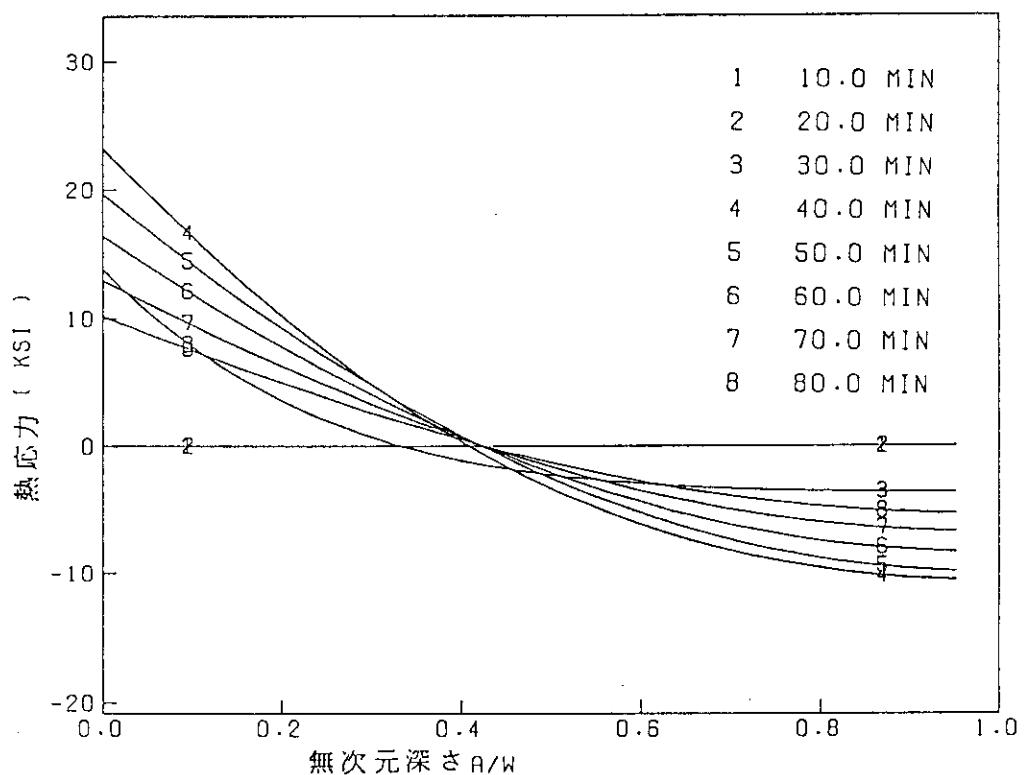


図 4.16 圧力容器壁内熱応力分布の時間変化（美浜－2事象ケース）

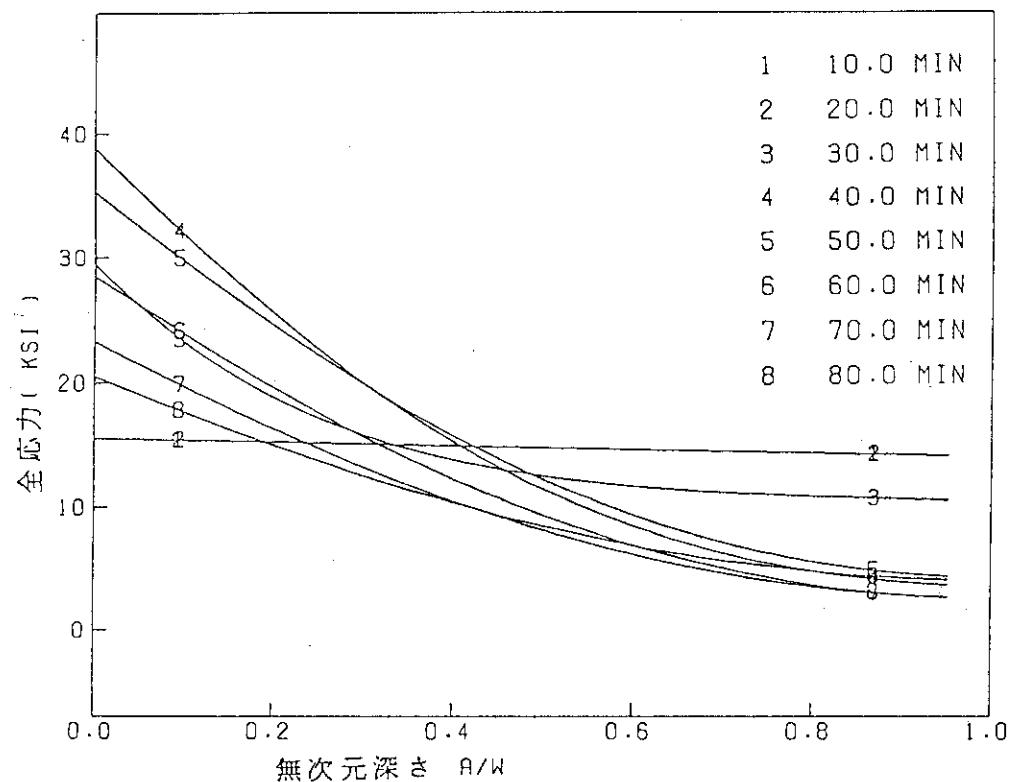


図 4.17 圧力容器壁内全応力分布の時間変化（美浜－2事象ケース）

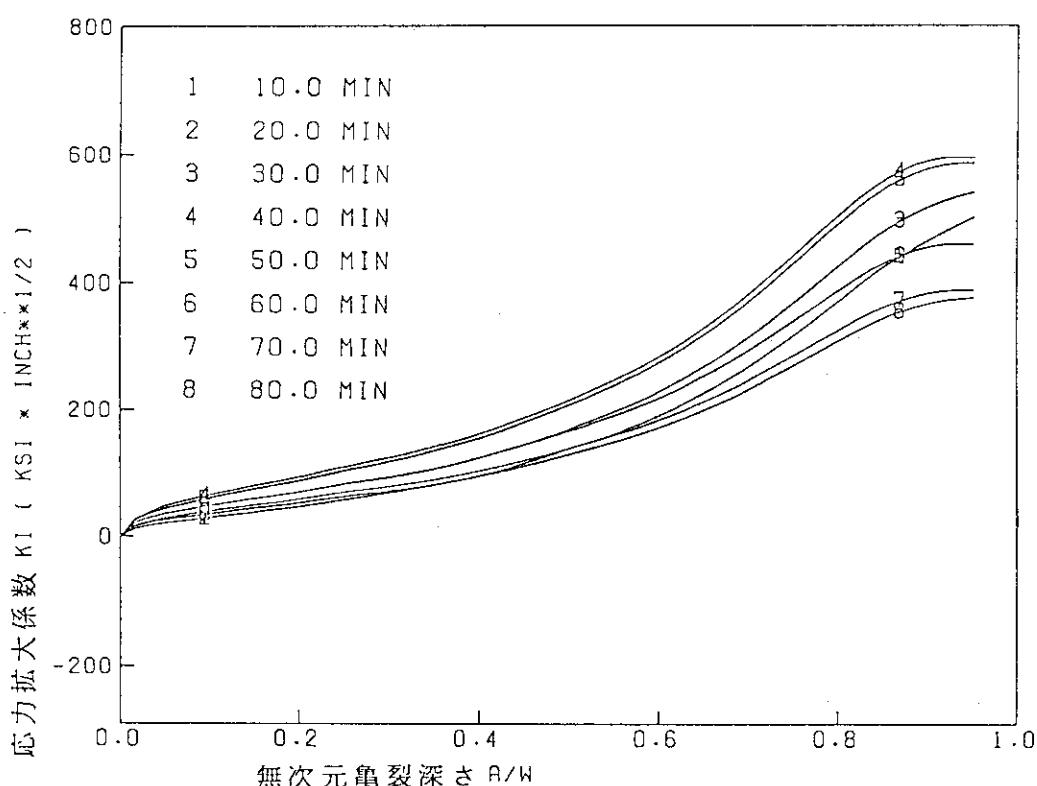


図 4.18 龟裂深さに対する応力拡大係数の時間変化（美浜－2事象ケース）

CASE600 MIHAMA F=2.0E19 PURE

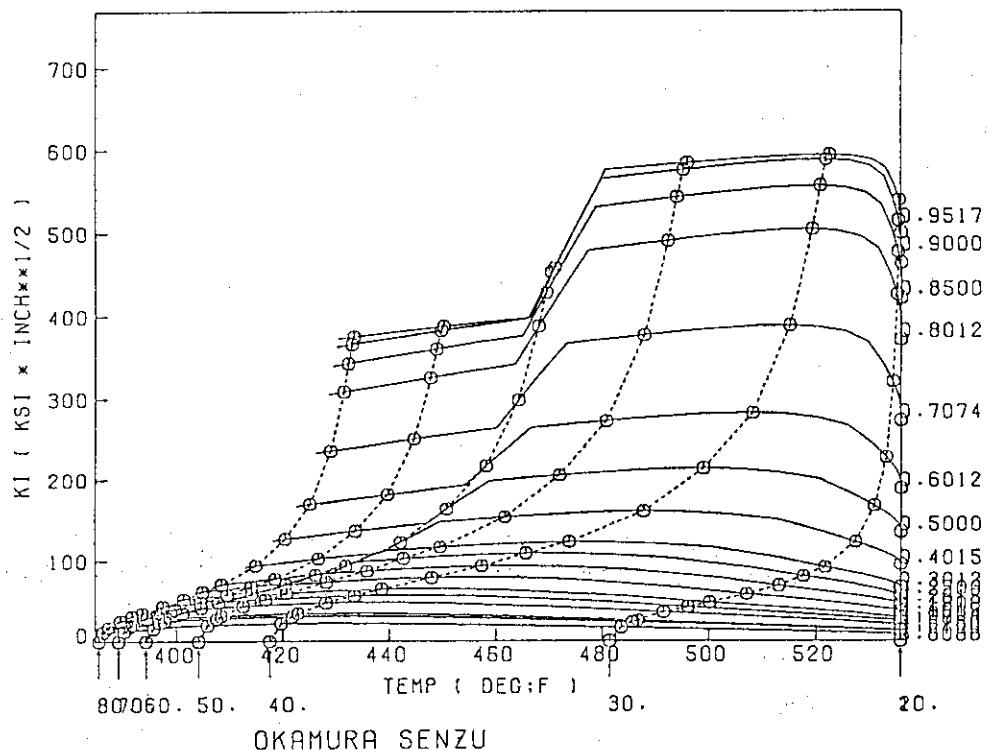


図 4.19 種々の亀裂深さに対する応力拡大係数の時間変化
(美浜 - 2 事象ケース : 不純物含有量の少ないケース)

CASE602 JAPAN F=2.0E19 IMPURE

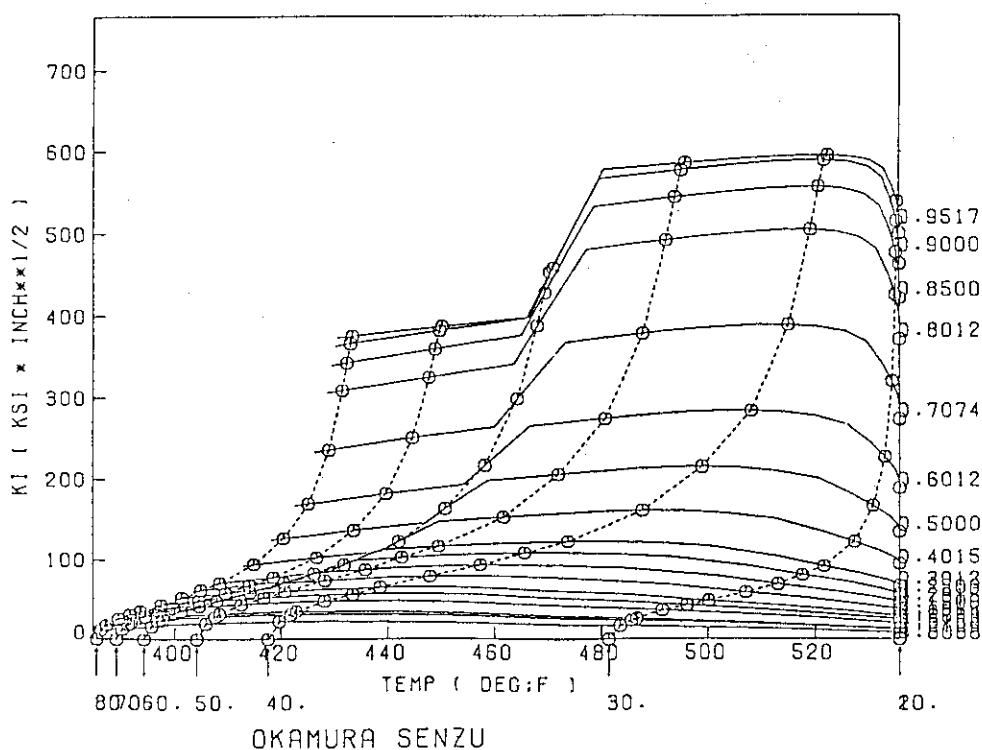


図 4.20 種々の亀裂深さに対する応力拡大係数の時間変化
(美浜 - 2 事象ケース : 不純物含有量の多いケース)

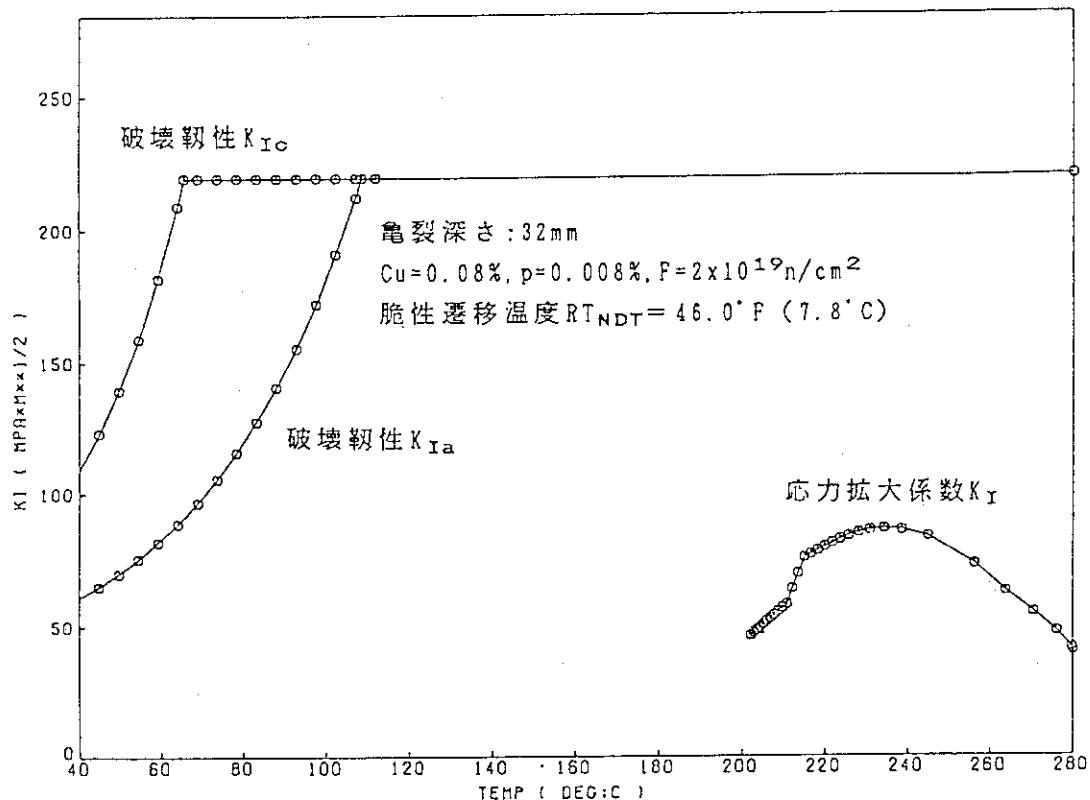


図 4.21 破壊力学パラメタ評価解析結果
 (美浜 - 2 事象ケース : 不純物含有量の少ないケース)

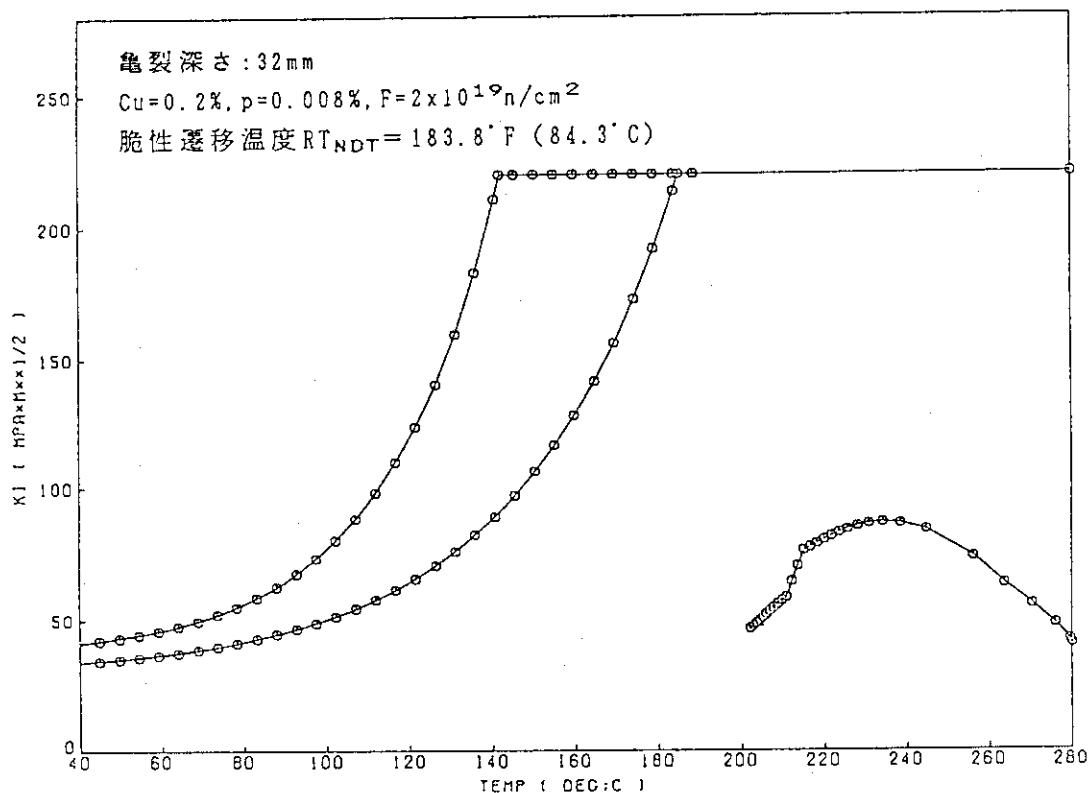


図 4.22 破壊力学パラメタ評価解析結果
 (美浜 - 2 事象ケース : 不純物含有量の多いケース)

5. おわりに

本報告書は、美浜-2事象の暫定解析結果を取りまとめたものである。解析は、事象の再現解析とPTS評価解析とから成る。

事象の再現解析では、運転員操作等について関西電力発表を参照し、破断流に対する放出係数とHPIS注入特性を調整することにより、事故時のアラート挙動の概略を模擬することができた。課題としては、圧力容器頂部での蒸気発生量の評価が重要であること、また、燃料温度及びDNBRを評価する燃料健全性評価解析を実施する必要があることが挙げられた。

PTS評価では、工学モデルによる熱混合解析及び破壊力学パラメータによる圧力容器健全性評価解析を実施した。これらの解析により、あらかじめ圧力容器壁内面に大きな亀裂（軸方向1次元、深さ一定：壁厚さの15%）が発見されずに存在していたと仮定しても、それが進展するまでに十分な余裕があることが定量的に示された。

また、本解析で仮定した板厚15%深さの亀裂は、非破壊検査により発見できる確率が極めて高いと考えられる。従って、PTS評価用としてより現実的な亀裂深さを設定する必要がある。また、今後、寿命延長と関連して、確率論的破壊力学手法を用いたより現実的な評価手法が有用となると考えられる。

尚、「まえがき」で述べたように、本報は平成3年4月時点でまとめたものをそのまま公開したものである。本解析の実施後、美浜-2事象に関しては、様々な機関が分析・検討を加えており、例えば、原研では、ROSA-IV実験装置で美浜-2事象を忠実に模擬する実験が実施されている。著者らも、本解析に引き続き、その後得られた情報を追加するとともに、最新の解析コードを用いて、事象の詳細な過渡熱水力解析を実施した。また、それと同じ解析コード及び類似の入力モデルを用いて、上記実験の解析を実施した。これらの解析結果については、脚注の参考文献を参照されたい。

脚注：

M. Hirano and T. Watanabe, "Analyses of the Mihama-2 SGTR Event and ROSA-IV Experiment SB-SG-06 to Simulate the Event," Fifth International Topical Mtg. on Nuclear Reactor Thermal Hydraulics(NURETH-5), Salt Lake City, U.S.A., Sept. 21-24, 1992.

参考文献

- (1) 関電発表、「関西電力美浜発電所2号機に関する運転記録の概要」及び「美浜発電所2号機に係わる事象の経過」、1991年3月。
- (2) J. H. McFADDEN et al., "RETRAN-02: A Program for Transient Thermal-Hydraulic Analysis of Complex Fluid Flow Systems," NP-1850-CCM, Electric Power Research Institute (Nov. 1988).
- (3) K. Fujiki et al., "Alternative Sequence Analysis of Steam Generator Tube Rupture Transient Using RETRAN02," Proc. Int. ANS/ENS Topical Mtg. on Thermal Reactor Safety, San Diego, U.S.A., February 2-6, 1986, XIII. 7-1~8
- (4) U. S. Regulatory Guide 1.154, "Format and Content of Plant Specific Pressurized Thermal Shock Safety Analysis Reports for Pressurized Water Reactors", Feb. 1987.
- (5) M. Hirano and A. Kohsaka, "Dominant Factors in Evaluation of Pressure Vessel Integrity During PTS Events," Proc. Int. ENS/ANS Conf. on Thermal Reactor Safety, Avignon, France, Oct. 1988.
- (6) 美浜2号原子炉設置許可申請書（最新版）
- (7) W. J. Dircks, "NRC Staff Evaluation of Pressurized Thermal Shock," SECY-82-465, Nov. 1982.
- (8) D. L. Phung and Wm. B Cottrell, "Pressure Vessel Thermal Shock: Experience at U. S. Pressurized-Water Reactors, 1963-1981," Nucl. Safety, Vol24, No. 4, July-August 1983, pp. 520-533.
- (9) S. Yoshimura, et al., "Mixing Behavior of Safety Injection Water within the Cold Leg and the Downcomer under Postulated Accidents," Proc. 3rd Int. Topical Mtg. on Reactor Thermal Hydraulics, 13.D(1-8), 1985.
- (10) J. D. Jackson and J. Fewster, "Enhancement of Turbulent Heat Transfer due to Bouyancy for Downward Flow of Water in Vertical Tubes, Hemisphere, (1977)

- (11) S. K. Iskander, R. D. Cheverton and D.G. Ball, "OCA-I, A Code for Calculating the Behavior of Flaws on the Inner Surface of a Pressure Vessel Subjected to Temperature and Pressure Transients," NUREG/CR-2113, ORNL/NUREG-84, Aug. 1981.
- (12) K.E. Stahlkopf, "Pressure Vessel Integrity under Pressurized Thermal Shock Conditions," Nucl. Eng & Des., 80(1980) pp.171-180.
- (13) K. Koyama et. al, "PTS Research in Japan", Proc. 2nd Int. Topical Mtg. on Nuclear Power Plant Thermal Hydraulics and Operations, Tokyo, Japan, April 1986, pp.9-25~9.32

付録A 米国で1981年までに起きたPTS事象の概要

OPERATING EXPERIENCES

Table 2 Identified PVTS Events Classified by Severity Categories*

Date of event	Reactor	Nature of event	Remarks or consequences
Severity 0			
1-22-74	Oconee 2	RCS pump seal failure	No information
6-20-76	Zion 2	Water hammer	SI for 15 s
7-13-76	Oconee 3	ICS design; spurious decrease in FW in 2 s	Power increased 3% during a spurious decrease in FW demand; at <0.1 min T_{avg} dropped
1-20-78	Salem 1	Operator error in matching pump speed	RCS pressure dropped from 152 to 142 kg/cm ²
12-6-78	Cook 2	Faulty drain valve on S-A heater created unstable FW control	RCS T_{avg} increased
3-14-79	Millstone 2	LPSI suction air binding	SDC lost; flow actuated by operator from RWST; temperature increased to 93°C
6-3-79	Arkansas 2	AFW valve would not close	No consequence because redundant valve worked
10-24-79	Farley 1	Error in replacement of a card	No consequences
11-9-79	Indian Point 2	One SG blowdown isolation valve failed to close	No consequence because redundant valve worked
2-4-80	Connecticut Yankee	Spurious signal caused PORV and MOV to open	RCS pressure decreased from 142 to 140 kg/cm ² ; arrest in 2 min, no SI
4-26-80	Surry 1	Maintenance error	Gravity flow from RWST; spurious SI signal; accumulator water release into RCS, pressure increased from 1 to 6 kg/cm ² ; wrong jumper caused SI
5-26-80	Sequoia 1	System/operator error	Pressurizer heatup rate at 84°C/30 min
11-17-80	Beaver Valley 1	Operator error	SI
3-29-81	North Anna 1	Operator error during maintenance	SI
4-23-81	Salem 2	Valve inadvertently opened	SI
4-29-81	McGuire 1	Maintenance error	False signal to SI
5-7-81	McGuire 1	Operator pushed wrong button	Both SI and charging pumps were tagged out; no consequences
6-27-81	Salem 2	FW pump trip	SI; BIT decreased to below 20 000 ppm
7-23-81	Cook 1	Cold water surging into pressurizer	Heat up of pressurizer exceeded 56°C/h
Severity 1			
2-22-74	Indian Point 2	Accumulator stop valves opened during testing	RCS pressure increased from 10.5 kg/cm ² and 61°C to 39 kg/cm ² and 56°C
12-30-74	Zion 2	FW control valve closed due to break of crimp connector	SI for <30 s
10-3-75	Cook 1	SI following reactor and turbine trip due to spurious signal	3.4 m ³ , 3 min, $\Delta T = 9^\circ\text{C}$
5-25-76	Zion 2	Water hammer	SI for 90 s
6-20-76	Zion 1	False SI signals due to water hammer	SI for ~20 s
9-24-76	Zion 1	False SI signals caused by water hammer	SI for 2 min
10-28-76	Trojan	Operator error in adding chemicals too fast	SI = 0.4 m ³
12-21-76	Zion 2	Real T_{avg} low due to boron inleakage and false HSF caused SI	SI for 90 s

OPERATING EXPERIENCES

Table 2 (Continued)

Date of event	Reactor	Nature of event	Remarks or consequences
Severity 1 (Continued)			
1-2-78	Beaver Valley 1	False SI signals due to No. 4 vital bus failure and operator error	No information
1-24-78	Beaver Valley 1	Leaky pressurizer spray; cold AFW caused SI	SI for ~2-3 min; no other information
9-14-78	Zion 1	False SI signals due to water hammer at hot shutdown	SI
3-20-79	Zion 1	False SI signal following RT	SI for 2 min
9-6-79	Trojan	Main steam valve open due to operator pulling wrong card from control	SI (no information on duration)
10-19-79	Oconee 3	Operator opened cross-connect valve (in mode 6)	Excessive makeup flow in cold shutdown
1-29-80	Calvert Cliffs 1	Spurious high-pressure signal on maintenance; PORV opened	Pressure dropped from 18 to 12 kg/cm ²
2-15-80	Turkey Point 4	FW control valve stuck; MSRV lifted during hot shutdown	No drastic change of temperature in RCS
4-19-80	Davis-Besse	Loss of two buses during cold shutdown	$\Delta T = 17^\circ\text{C}$ from 60°C ; SI = 13.2 m^3
4-26-80	Surry 1	During first SI, valve cycled, letting in water from RWST; second SI due to operator error	Pressure of accumulators dropped to 8.4 and 21 kg/cm ² , respectively
9-3-80	Zion 2	Water hammer following RT and AFW start	SI for 1 min
10-16-80	Crystal River 3	Fuse failed while channel 1 in test node	SI = 0.9 m^3 ; $\Delta p = 3 \text{ kg/cm}^2$ (from 154 to 141 kg/cm ²)
1-1-81	North Anna 2	Overboration and bleed; steam dump valve failed to close	$\Delta T < 11^\circ\text{C}$
3-30-81	McGuire 1	SI during fuel loading due to maintenance error	SI by RHR pump only; no significant amount of water
4-23-81	Sequoia 1	First SI in mode 3, caused by high steam flow plus low T_{avg} ; second SI in mode 2 caused by Δp between SGs	First SI for 2-3 min; no information on second SI
5-7-81	Zion 2	False SI signals due to failed inverter	No information
5-28-81	Zion 1	False SI signals due to failed inverter	No information
6-3-81	Salem 2	Steam dump following RT due to high SG level	SI caused BIT concentration to violate Technical Specifications
7-11-81	Cook 2	Operator error in using excessive FW flow to raise SG level	RCS temperature dropped below 283°C
Severity 2			
12-13-75	Cook 1	False signals due to maintenance	SI for 7 min, 8 m^3 , $\Delta T \approx 12^\circ\text{C}$
6-3-76	Cook 1	Loss of vital bus caused false SI signals	SI for 4 min, $\Delta T \approx 11-17^\circ\text{C}$
7-5-76	Cook 1	False signals to SI possibly due to master relay driver card	SI $\approx 2.3 \text{ m}^3$, 4 min
8-4-77	Salem 1	Pump speed increased when put from manual to automatic	$\Delta T = 20^\circ\text{C}$; $\Delta p = 4.6 \text{ kg/cm}^2$; t = 2 min
12-21-77	Zion 2	Power decreased due to boron inleakage	RCS temperature decreased to 282°C for 90 s

(Table continues on next page.)

OPERATING EXPERIENCES

Table 2 (Continued)

Date of event	Reactor	Nature of event	Remarks or consequences
Severity 2 (Continued)			
11-27-78	Salem 1	Recovery from RT caused by vital bus failure	SI for 3 min
12-2-78	TMI-2	Operator error pinned open FW valve	SI for 2 min
9-20-79	Beaver Valley 1	Bus failure caused first SI; operator error caused second SI	No information
12-2-79	Farley 1	Atmospheric dump failed to close	RCS temperature dropped to 277°C for a few minutes; operator blocked valve
1-19-80	Cook 2	OF due to manual change from AFW to FW	$\Delta T \approx 11-17^\circ\text{C}$; $\Delta p \approx 2 \text{ kg/cm}^2$
5-23-80	North Anna 1	False SI signals due to loss of vital bus	SI for 5 min
6-3-80	Surry 1	False SI signals due to loss of vital bus from fire	First SI due to HSF and low T_{avg} ; second SI due to faulty signal
6-8-80	Salem 1	False SI signals due to lightning	Two main steam pressure transmitters failed
10-2-80	Sequoyah 1, event 1 (mode 1, 10% power)	FW flow OF due to inadequate scaling of flow control during manual operations	$\Delta T < 22^\circ\text{C}$ for a few minutes
10-2-80	Sequoyah 1, event 2 (mode 2)	Same as above	Same as above
7-3-81	North Anna 2	Fire affected feeder cables	$\Delta T \approx 22^\circ\text{C}$
Severity 3			
10-12-70	Connecticut Yankee	Steam dump valve stuck open	$\Delta T = 24^\circ\text{C}$ in 9 min
10-20-73	San Onofre	FW regulating valve caused OF	$\Delta T = 43^\circ\text{C}$ in 10 min
10-31-73	Ginna	Transmission disturbances; SI	$\Delta T = 47^\circ\text{C}$ in 10 min
12-8-76	Calvert Cliffs 2, event 1	FW control difficulties	$\Delta T \approx 22^\circ\text{C}$ in 10 min
12-8-76	Calvert Cliffs 2, event 2	FW control difficulties	$\Delta T \approx 28^\circ\text{C}$ in 10 min
5-28-78	St. Lucie 1	Bypass control valve stuck	$\Delta T \approx 33^\circ\text{C}$
12-14-78	Oconee 1	Short circuit related to ICS	RCS pressure < 105 kg/cm²
1-29-80	Arkansas 2	Steam dump and bypass valve	RCS pressure = 95 kg/cm²
2-23-80	North Anna 1	False SI	$\Delta T = 23^\circ\text{C}$ in 15 min
4-3-80	North Anna 1	SI due to MS stop valve closure	$\Delta T = 40^\circ\text{C}$ in 15 min
1-29-81	Robinson 2	Leakdown line break; pressurizer spray leak; SI	17-23 m³ SI
4-23-81	Salem 2	Steam dump valve used to control cooldown	5 min of SI
Severity 4			
10-1-72	Surry 1	SG leaked	$> 56^\circ\text{C}/\text{h}$
11-5-72	Robinson 2	PORV stuck open	SI for 87 min
1-4-74	Oconee 2	Excessive auxiliary steam use	$> 56^\circ\text{C}/\text{h}$
4-17-74	Fort Calhoun	FW regulating valve stuck open	$\Delta T = 67^\circ\text{C}$ in 19 min
10-7-74	Rancho Seco	Excessive auxiliary steam use	$56^\circ\text{C}/\text{h}$
5-1-75	Robinson 2	RCS pump seal failure	500 m³ lost

OPERATING EXPERIENCES

Table 2 (Continued)

Date of event	Reactor	Nature of event	Remarks or consequences
Severity 4 (Continued)			
6-13-75	Oconee 3	PORV stuck open	RCS temperature $\approx 249^{\circ}\text{C}$, pressure $\approx 51 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 39^{\circ}\text{C}$ in 30 min, SI
9-19-76	Zion 2	Loss of d-c power caused RT but not trip of steam-driven FW pump	
3-2-77	Crystal River 3	ICS caused transient on loss of power	$\Delta T = 91^{\circ}\text{C}$ in 15 min
4-16-77	Crystal River 3	FW valves caused OF	$\Delta T = 56^{\circ}\text{C}$ in 20 min
7-2-77	Indian Point 2	RCS pump seal failure	$\Delta T = 78^{\circ}\text{C}$ in 1.3 h
3-20-78	Rancho Seco	Loss of NNI caused transient	$\Delta T = 172^{\circ}\text{C}$ in 1 h
4-23-78	Three Mile Island 2	Steam relief valves stuck open	$\Delta T = 83^{\circ}\text{C}$ in 6 min
12-27-78	Arkansas 2	Steam dump and relief valves stuck open	$\Delta T = 59^{\circ}\text{C}$ in 52 min
1-5-79	Rancho Seco	Short in ICS caused transient	$\Delta T = 73^{\circ}\text{C}$ in 7 min
3-14-79	Millstone 2	Cold water from RWST flooded RCS	$\Delta T = 81^{\circ}\text{C}$ at low pressure
3-28-79	Three Mile Island 2	Loss of FW and PORV stuck open	Core melted
9-25-79	North Anna 1	Steam dump valve stuck open	$\Delta T = 61^{\circ}\text{C}$ in 16 min
11-10-79	Oconee 3	Overfeeding due to turbine bypass valve	$\Delta T = 83^{\circ}\text{C}$ in 15 min
2-26-80	Crystal River 3	Loss of NNI caused transient	$\Delta T = 71^{\circ}\text{C}$ in 13 min; SI repressurized RCS
10-17-80	Indian Point 2	Reactor vessel exposed to river water from outside	Nine feet was under river water for extended period
9-14-81	McGuire 1	Overcooling during loss-of-control-room test	$\Delta T = 65^{\circ}\text{C}$ in 20 min

*Abbreviations:

AFW	Auxiliary feedwater.	RCS	Reactor coolant system.
BIT	Boron injection tank.	RHR	Residual heat removal.
FW	Feedwater.	RT	Reactor trip.
HSF	High steam flow.	RWST	Recirculating water storage tank.
ICS	Integrated control system.	SG	Steam generator.
LPSI	Low-pressure safety injection.	SI	Safety injection.
MOV	Motor-operated valve.	SDC	Shutdown cooling.
MS	Main steam.	t	Duration of transient.
MSRV	Main steam relief valve.	T_{avg}	Average temperature.
NNI	Nonnuclear instrumentation.	Δp	Differential pressure.
OF	Overfeeding.	ΔT	Differential temperature.
PORV	Power-operated relief valve.		

付録B 熱混合に関するMHIの式⁽⁹⁾

参考文献(9)では、実炉のダウングラムおよび低温側配管を縮尺比1/3で模擬したECC水注入時の1次冷却材とECC水との熱混合実験結果と、そこから導出したダウングラム部における低温層温度の過渡変化に対する実験式が報告されている⁽⁹⁾。実験式は、以下のようである。

$$\frac{(T_c - T_l)}{(T_{HPI} - T_l)} = 1 - 0.526 R_i^{0.101} \exp(-0.0186 R_i^{-0.146} t^*) \quad R_i > 100$$

$$= 1 - 0.838 \exp(-0.0095 t^*) \quad R_i \leq 100$$

ここで

$$t^* = \frac{U_{CL} t}{L_{CL}} \quad \text{無次元時間}$$

$$R_i = g D_{CL} \frac{\rho_{HPI} - \rho_l}{\rho_{HPI} U_{CL}^2} \quad \text{リチャードソン数}$$

および

$$U_{CL} = \frac{Q_{HPI}}{A_{CL}} \quad \text{低温側配管内流速}$$

ただし

T_c ダウングラム部低温層温度（評価対象温度）（°C）

T_l ルーフ流温度（°C）

T_{HPI} ECC水温度（°C）

Q_{HPI} ECC水体積流量（m³/s）

L_{CL} 低温側配管長さ（m）

D_{CL} 低温側配管直径（m）

A_{CL} 低温側配管流路面積（m²）

ρ_l ルーフ流密度（kg/m³）

ρ_{HPI} ECC水密度（kg/m³）

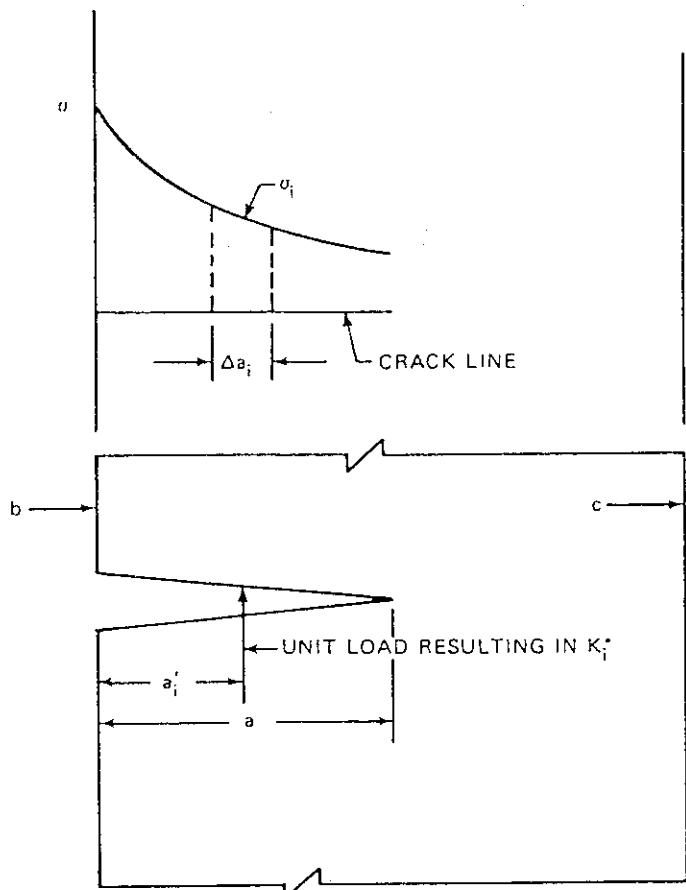
t 時間（s）

g 重力加速度（m/s²）

付録C OCA-I における応力拡大係数の計算法

PLES/PTSにおける応力拡大係数 K_I の計算法はOCA-I⁽¹¹⁾のものを導入している。OCA-Iでは、軸方向に深さ一定の一次元亀裂を想定し、図C.1に示す計算法に基づいて K_I を算出する。この計算法では、深さの異なる複数個（図C.1では16個）の亀裂について単位応力当りの K_I の値、即ち、 K_I^* を有限要素法等により、予め詳細に求めておき、その結果をテーブルとして保存する。ある特定の深さの亀裂に対し、ある荷重（応力）が加わった場合の K_I 値は K_I^* の線形結合（図C.1参照）として表現される。

ORNL-DWG 81-8077R ETD



Fractional crack depths and number
of K^* values (for each crack depth) used
by OCA-I in the FM code^a

Crack-depth identification No. ^b	Fractional crack depth (a/w)	Number of K^* values
1	0	0
2	0.02647	6
3	0.05588	11
4	0.07641	14
5	0.10147	16
6	0.1500	17
7	0.20147	19
8	0.2500	21
9	0.3011	23
10	0.40147	25
11	0.5000	27
12	0.60012	31
13 ^c		
14	0.70735	34
15	0.8000	37
16	0.8500	37
17	0.9000	37

^aCylinder has a 172-in. ID × 189-in. OD.

^bUsed internally in OCA-I.

^cNot used.

Illustration of stresses along crack line in uncracked cylinder and application of unit load to crack face.

図C.1 OCA-I コードにおける応力拡大係数 K_I の計算法⁽¹¹⁾