

JAERI-M

9398

原子力船「むつ」原子炉の過渡変化解析
(運転時の異常な過渡変化及び事故に係る解析)

1981年3月

藤木 和男・浅香 英明

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

この報告書は、日本原子力研究所が JAERI-M レポートとして、不定期に刊行している研究報告書です。入手、複製などのお問い合わせは、日本原子力研究所技術情報部（茨城県那珂郡東海村）あて、お申しこしください。

JAERI-M reports, issued irregularly, describe the results of research works carried out in JAERI. Inquiries about the availability of reports and their reproduction should be addressed to Division of Technical Information, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki-ken, Japan.

原子力船「むつ」原子炉の過渡変化解析
(運転時の異常な過渡変化及び事故に係る解析)

日本原子力研究所東海研究所安全解析部
藤木和男・浅香英明

(1981年2月6日受理)

本報告書は原子力船「むつ」原子炉の安全評価解析としての原子炉過渡変化解析の結果について記述したものである^(脚注)。解析項目は次の8項目である。

- (1) 1次冷却材流量の部分喪失
- (2) 蒸気発生器への主給水喪失
- (3) 蒸気発生器への過剰給水
- (4) 電源喪失
- (5) 1次冷却材流量喪失事故
- (6) 1次冷却材ポンプ軸固着事故
- (7) 主給水管破断事故
- (8) 蒸気発生器伝熱管破損事故

解析の目的は「むつ」原子炉の安全性を証明することと同時に、RETRAN その他の解析コードによる軽水炉過渡解析に対する手法を確立することである。TMI事故以来、原子力プラントの各種事故解析の重要性が認識されているが、本解析を通じて、少なくともPWRに関する解析手法上有用な種々の知見が得られた。

また解析結果によれば、上記8項目の過渡変化においては、「むつ」原子炉の1次系圧力は $139.4 \text{ kg/cm}^2 \text{ G}$ (1997 psia) を超えることはなく、また最小DNBRは2.01以上で、安全評価基準に対して十分な余裕があることが判明した。

Safety Analysis on the Operational Transients
and Some Accidents of MUTSU Reactor

Kazuo FUJIKI and Hideaki ASAKA
Division of Reactor Safety Evaluation,
Tokai Research Establishment, JAERI
(Received February 6, 1981)

The safety analyses on the operational transients and accidents of the MUTSU reactor have been described. The purposes of the analysis are:
1) to show the safety of the MUTSU reactor and 2) to provide the information of the methods of general transient analysis of LWR using RETRAN and other computer programs.

This report gives analytical results on the following items of transients and accidents:

- (1) Partial loss of primary coolant flow
- (2) Loss of feedwater to steam generator
- (3) Excessive feedwater to steam generator
- (4) Blackout
- (5) Loss of primary coolant flow accident
- (6) Main coolant pump stick accident
- (7) Feedline pipe rupture accident
- (8) Steam generator U-tube rupture accident

The result shows the maximum pressure of primary system is $139.4 \text{ kg/cm}^2\text{G}$ (1997 psia) and minimum DNBR is 2.01, and the MUTSU-reactor has enough margin with respect to the safety limits. The useful informations on the modeling technique and analytical method are also obtained.

Keywords: Reactor Safety, Operational Transient, LWR, MUTSU Reactor, RETRAN, DNBR, Control System

目 次

1. はじめに	1
2. 「むつ」原子炉の概要	3
2.1 特 徴	3
2.2 プラントデータ	3
3. 解析方法と使用コード	12
3.1 解析に使用したコード	12
3.1.1 RETRAN	12
3.1.2 RELAP4/Mod 6	13
3.1.3 COBRA-N-I	13
3.1.4 解析方法	13
3.2 解析条件	14
3.2.1 解析全般に共通な条件	14
3.2.2 圧力評価解析	14
3.2.3 DNBR 評価解析	15
3.3 解析モデル	15
3.3.1 解析モデルの概要	16
3.3.2 修正モデルについて	18
3.3.3 RETRANのDNBR計算モデル	19
3.3.4 初期状態設定の方法	19
3.4 入力データと使用オプション	23
3.4.1 一次冷却系データ	23
3.4.2 核特性	23
3.4.3 加圧器	25
3.4.4 2次系データ	27
3.4.5 制御系, 保護系のモデル化	29
3.4.6 RETRANのDNBRモデルの入力データ	30
3.4.7 使用オプション	30
4. 解析結果	33
4.1 1次冷却材流量の部分喪失	33
4.2 蒸気発生器への主給水喪失	45
4.3 蒸気発生器への過剰給水	54
4.4 自然循環性能評価(電源喪失)	64
4.5 1次冷却材流量喪失事故	73
4.6 1次冷却材ポンプ軸固着事故	84

4.7	主給水管破断事故	96
4.8	蒸気発生器伝熱管破損事故	111
5.	D N B R 詳細解析	126
5.1	概要	126
5.2	計算コード	126
5.3	解析条件と入力データ	126
5.4	解析結果	129
6.	まとめ	137
	謝 辞	139
	参考文献	140
付録A	ポンプ・コーストダウン特性に関する入力データ設定	141
付録B	「むつ」原子炉モデルにおけるRETRANの制御ブロックモデル	141
付録C	「主給水管破断事故」解析におけるスクラム時刻評価	142

CONTENTS

1. Introduction	1
2. Outline of the MUTSU Reactor System	3
2.1 General Description	3
2.2 Plant Data	3
3. Methods of Analysis and Computer Codes Used	12
3.1 Computer Codes Used in Analyses	12
3.1.1 RETRAN	12
3.1.2 RELAP4/MOD6	13
3.1.3 COBRA-IV-I	13
3.1.4 Procedures for Calculation	13
3.2 Conditions of Analyses	14
3.2.1 General Assumptions	14
3.2.2 Analyses for Maximum Pressure Evaluation	14
3.2.3 Analyses for Minimum DNBR Evaluation	15
3.3 Modeling of the Plant	15
3.3.1 Input Model Description	16
3.3.2 Modifications on the Modeling	18
3.3.3 RETRAN DNBR Analysis Model	19
3.3.4 Procedures for the Steady State Initialization	19
3.4 Input Data and Option Used	23
3.4.1 Primary Coolant System Data	23
3.4.2 Data related to the Kinetics	23
3.4.3 Pressurizer Data	25
3.4.4 Secondary System Data	27
3.4.5 Reactor Control and Protection System Models	29
3.4.6 Input Data for RETRAN Auxiliary DNB Model	30
3.4.7 Other Options Used in Analyses	30
4. Results of Analyses	33
4.1 Partial Loss of Primary Coolant Flow	33
4.2 Loss of Feedwater to Steam Generator	45
4.3 Excessive Feedwater to Steam Generator	54
4.4 Natural Circulation Performance (Blackout)	64
4.5 Loss of Primary Coolant Flow Accident	73

4.6	Main Coolant Pump Stick Accident	84
4.7	Feedline Pipe Rupture Accident	96
4.8	Steam Generator U-tube Rupture Accident	111
5.	Detailed Analysis of DNBR	126
5.1	Outline of Analysis	126
5.2	Computer Code Used in Analysis	126
5.3	Conditions of Analysis and Input Data	126
5.4	Results of Analysis	129
6.	Conclusive Remarks	137
	Acknowledgement	139
	References	140
Appendix A	Selection of the Parameters related to the Main Coolant Pump Coast-down Characteristics	141
Appendix B	RETRAN Control Block Models in MUTSU Reactor System Model	141
Appendix C	Evaluation of Scram Time for "Feedline Pipe Rupture Accident" Analysis	142

1. はじめに

本報告書は原研安全解析部原子炉データ解析室で昭和55年第3四半期に行われた、原子力船「むつ」原子炉の安全評価解析の結果を記述したものである。解析の対象となったのは、原子炉設置許可申請に対する安全審査の中で、「運転時の異常な過渡変化」及び「(各種)事故」として分類されている原子炉過渡変化の中の次の8項目である。

イ) 運転時の異常な過渡変化

- (1) 1次冷却材流量の部分喪失
- (2) 蒸気発生器への主給水喪失
- (3) 蒸気発生器への過剰給水
- (4) 電源喪失

ロ) 各種事故

- (5) 1次冷却材流量喪失事故
- (6) 1次冷却材ポンプ軸固着事故
- (7) 主給水管破断事故
- (8) 蒸気発生器伝熱管破損事故

上記の中で(7)(8)を除く6項目は、機器の破損を伴わない((6)のポンプ軸固着が破損に属するか微妙であるが)過渡変化であるので、いわゆるOperational Transient として呼ばれる範囲に属する。

これらの項目に関して、「むつ」原子炉の過渡変化を解析しプラントとしての安全性が十分に保たれるかどうかを評価するための解析を行った。解析条件は以下の本文で詳しく記述されるが、全体として昭和55年度に日本原子力船開発事業団より受託した調査、「原子力船「むつ」の安全評価に係る解析」で仮定された条件を修正したものとなっている。

陸上PWRにおける安全審査上の評価基準に準じて、次の2点を安全解析上の着目点とした。

- (1) 過渡変化中の1次系圧力が最高使用圧力 $135 \text{ kg/cm}^2 \text{ G}$ の1.1倍以下であること。
- (2) 燃料表面におけるDNBR(限界熱流束/表面熱流束)値が1.53を下回らないこと。

(1)は1次系バウンダリの健全性を、また(2)は燃料棒の健全性を、それぞれ保証する条件である。なお最小DNBR値1.53という値は、限界熱流束評価にWH社W-3相関式を用いる際の基礎実験データから来る限界値1.30に、船体揺動に対する安全度18%を見込んだ値として、原船団独自で用いている値である。

上記の2通りの評価基準に従い、解析にあたっては

- (1) 最高圧力評価解析(以下文中では単に圧力評価解析)
- (2) 最小DNBR評価解析(以下文中ではDNBR評価解析)

の2種類の解析を各項目にわたって実施した。解析条件の中で各種パラメータの設定値や初期値については評価目的に対して厳しくなるように、誤差評価を行った使用しているため、解析条件は同じ項目でも2種類の計算で若干異なっている。

解析には軽水炉過渡解析用コードRETRAN, LOCA解析用熱水力コードRELAP 4/Mod 6及びサブチャネル解析コードCOBRA-IV-Iを使用した。

以下, 第2章では「むつ」原子炉の解析上重要な特徴とプラントデータについて述べる。第3章では解析に使用したコード及び解析モデルについて説明する。解析結果は第4章に各項目毎に述べられている。第5章は定常時及び過渡時の最小DNBRに関するCOBRA-IV-Iによる解析の方法と結果を述べる。第6章は解析全般にわたる考察を行った。

2. 「むつ」原子炉の概要

2.1 特徴

「むつ」原子炉は2ループの一次冷却系を有する加圧水型原子炉で、主蒸気発生器2基、主冷却水ポンプ2基および加圧器1基、それに原子炉容器1基から構成されている。全体の配置の概略をFig. 2.1.1に示す。

原子炉容器はFig. 2.1.2に示すような構造である。入口ノズルより原子炉容器に入った一次冷却材は、ダウンカム円環部を下向きに流れ下部プレナム部分から冷却材案内管を経て炉心を構成する燃料集合体を冷却しつつ上向きに流れる。上部プレナム部分に入った冷却材は更に上部吊胴と炉心構間の円環部へ入った後、原子炉容器出口ノズルよりループ配管に送り出される。

一次ループは陸上PWRと異なり、かなり大きな高低差(中心線で11.32 ft)を有し、蒸気発生器(以下SG)伝熱管の入口位置は、原子炉容器出口ノズルより6.1ft下方、炉心入口より0.16 ft上方である。一次系モデルの高さをFig. 2.1.3に示す。

蒸気発生器はFig. 2.1.4に示すような立置U字管式再循環型である。水面部の内径は4.59 ft、全高16.9 ft、また定格運転時の水位は2次側底面より11.18 ftである。

加圧器はFig. 2.1.5に示すように下方に電熱ヒーター、頂部にスプレー管が内蔵されている。頂部にはまた逃し弁(2個)及び安全弁(2個)が設けられている。

主冷却水(MC)ポンプは立型キャンドモーターポンプである。陸上PWRのポンプに較べモーターの慣性能率が小さいことが特徴である。

1次系及び2次系の主要設計値の一部を陸上PWRと比較してTable 2.1.1に示す。「むつ」原子炉の特徴は1次系のサブクール度が大きいこと、出力当りの1次系保有水量が大きいこと、でこれらは過渡現象に際しての大きな安全余裕となる。一方、1次系と2次系の設計圧力の差が陸上PWRに較べて小さい、すなわち2次系最高圧力が相対的に高いために、2次側の状態で規定されるような過渡変化に際しては1次系の圧力上昇巾が大きくなる可能性がある。

2.2 プラント・データ

「むつ」原子炉の主要なプラント・パラメータの設計値と解析に使用した値をTable 2.2.1に示す。なおRETRAN, RELAP 4/Mod 6, COBRA-IV-Iの3コードの入力データ及び出力リストは、いずれも英国単位系のため、Table 2.2.1には単位換算した入力データも一部記しておいた。

本報告書の対象となっている8項目の解析上必要なスクラム信号及び関連信号の設定値を以下に示す。

1. スクラム信号設定値(〔 〕内は解析使用値)

(1) 出力領域出力高

- i) 出力運転時 定格時の 115% [130%]
- ii) 1 ループ運転時 60% [70%]
- (2) 低圧スクラム $P \leq P_{sc}$ (演算式) P : ホットレグ圧力
- (3) 高温スクラム $T_c \geq T_{sc}$ (演算式) T_c : コールドレグ温度
- (4) 1次冷却材流量低 出力運転時流量の90 [80]% (両ループ一致信号)
- (5) 主冷却水ポンプ2台のトリップ 主冷却水ポンプの電圧低下
- (6) 加圧器水位高 80 [90] %フルスパン (水量 1.972 [1.972 + 0.234] m³)
- (7) SG 水位低 58.7 [58.7-3.0] %フルスパン (wide) (ダウンカマ水量 0.4276 [0.4276-0.0847] m³)
- (8) SI 信号 次の2信号一致信号
 - (i) 加圧器水位低 17(17-10) %フルスパン (水量 0.497 [0.497-0.234] m³)
 - (ii) ホットレグ圧力低 80(80-2.25) kg/cm² G

低圧スクラムと高温スクラムの演算式は付録BのFig. B.1, B.2に示す。

2. その他の関連信号 ([] 内は解析使用値)

- (1) 1次冷却材流量低によるSG スクラム信号設定値に同じ
 隔離弁閉信号 (各ループ)
- (2) 補助給水ポンプ起動信号 SG 水位低スクラム信号設定値に同じ
- (3) SG 水位高による給水停止信号 ダウンカマ水量 1.535 [1.535+0.103] m³

Table 2.1.1 Comparison of Major Plant Parameters between MUTSU Reactor and Large PWR

ITEM	MUTSU	OHI-1
1. Thermal Power	36 MW	3423 MW
2. Operating Pressure	110 kg/cm ² G	157.0 kg/cm ² G
3. T _{hot} (Full Power)	285 °C	325 °C
4. T _{cold} (Full Power)	271 °C	289 °C
5. PORV Set Point	125 kg/cm ² G	164.2 kg/cm ² G
6. lry System Design Pressure	135 kg/cm ² G	175 kg/cm ² G
7. lry System Design Temperature	333 °C	343 °C
8. 2ndary System Operating Pressure	40 kg/cm ² G	63.0 kg/cm ² G
9. 2ndary System Design Pressure	135 kg/cm ² G	83.3 kg/cm ² G
10. Steam Rate at Full Power Op.	61.2×10 ³ kg/h	67.6×10 ⁶ kg/h
11. Subcool in lry System (Full Power, T _{hot})	32.2 °C	19 °C
12. ΔP to PORV Open	15 kg/cm ² G	7.2 kg/cm ² G
13. Total Inventory of lry System	10.2×10 ³ kg	(Ikata) 123.3×10 ³ kg
14. Power/Inventory	3.53 MW/ton	(Ikata) 13.4 MW/ton
15. SG Inventory/SG	1.37×10 ³ kg	54×10 ³ kg
16. SG Inventory/Steam Rate	161 sec.	115 sec.

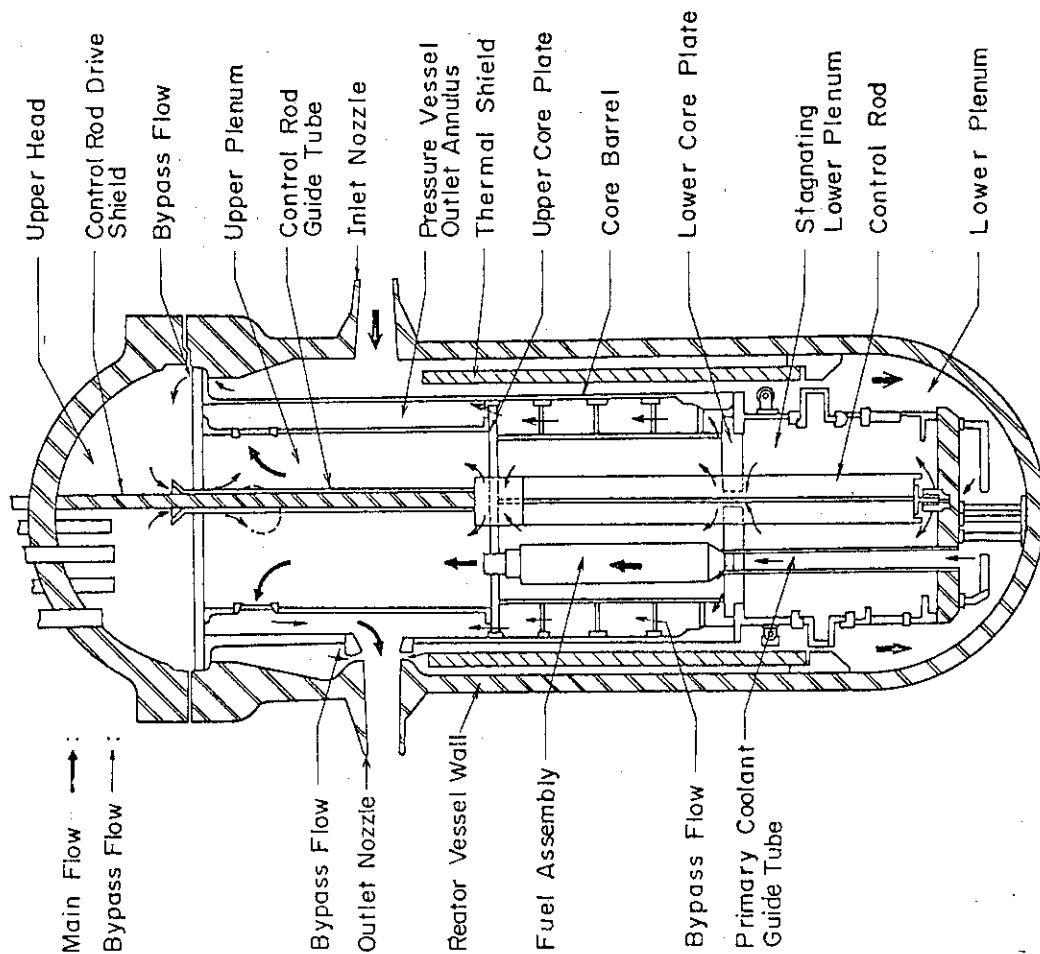


Fig. 2.1.1.2 Pressure Vessel Internals and Flow Path

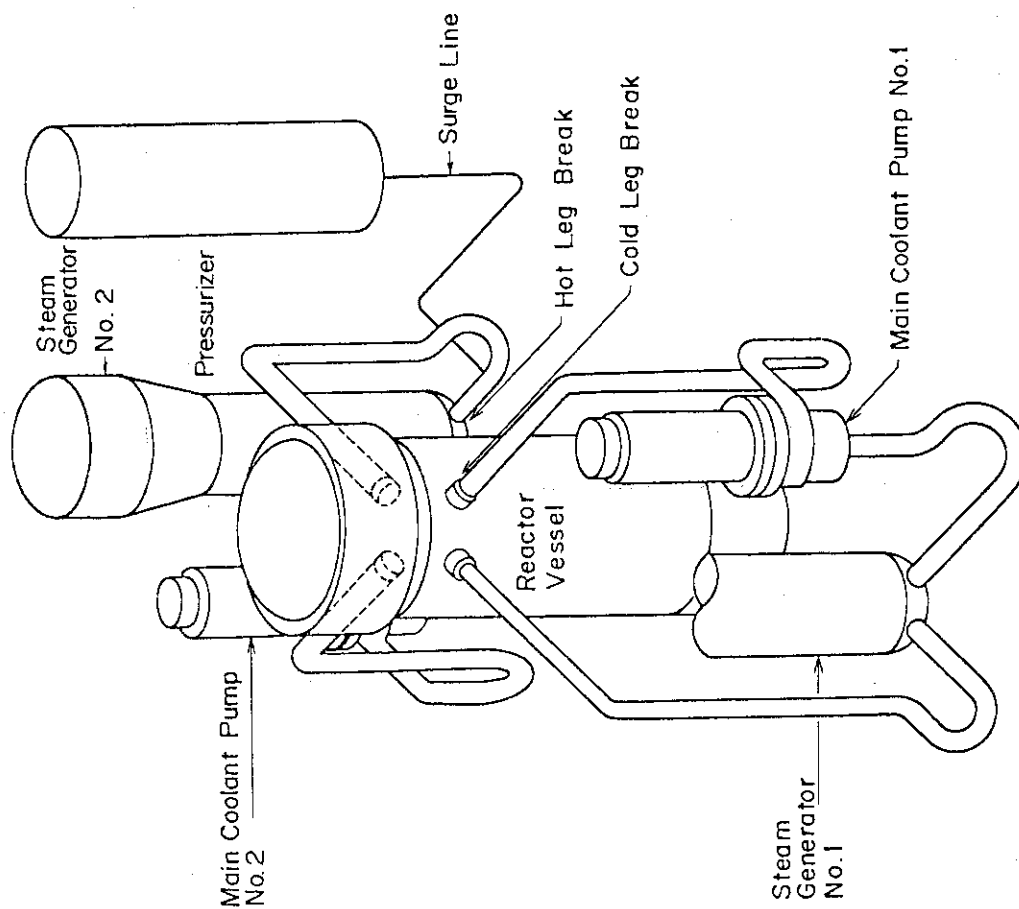


Fig. 2.1.1.1 Primary Coolant System

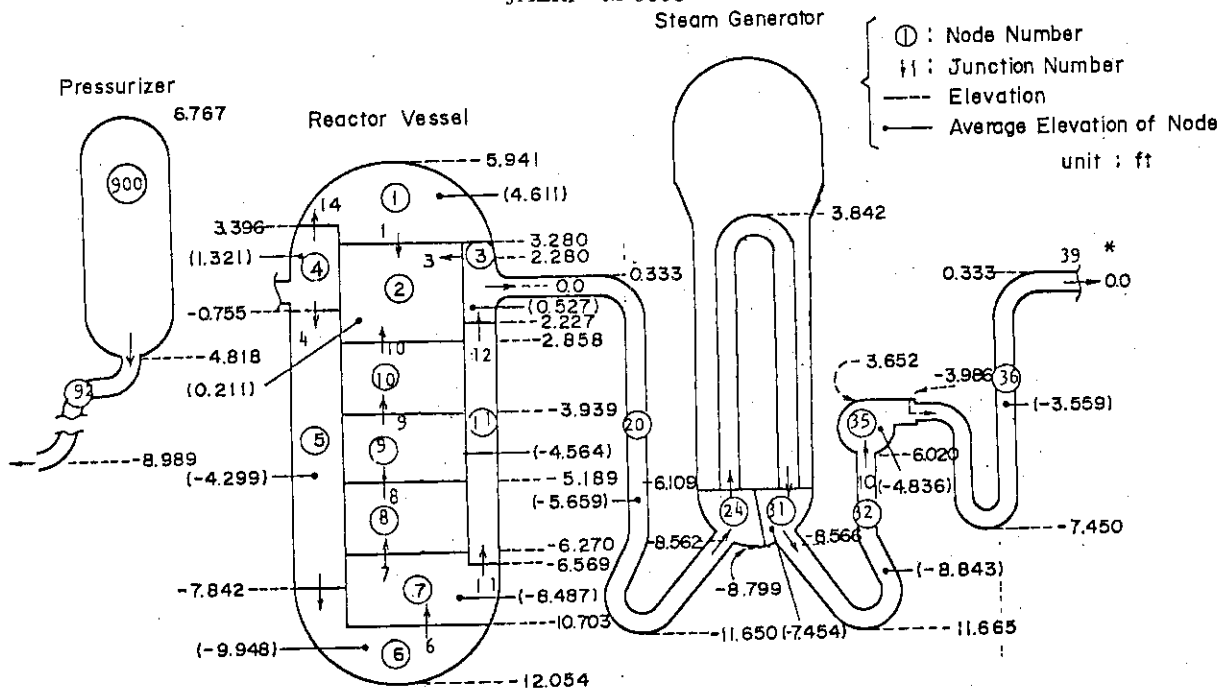


Fig. 2.1.3 "MUTSU" Reactor Coolant System Arrangement Elevation

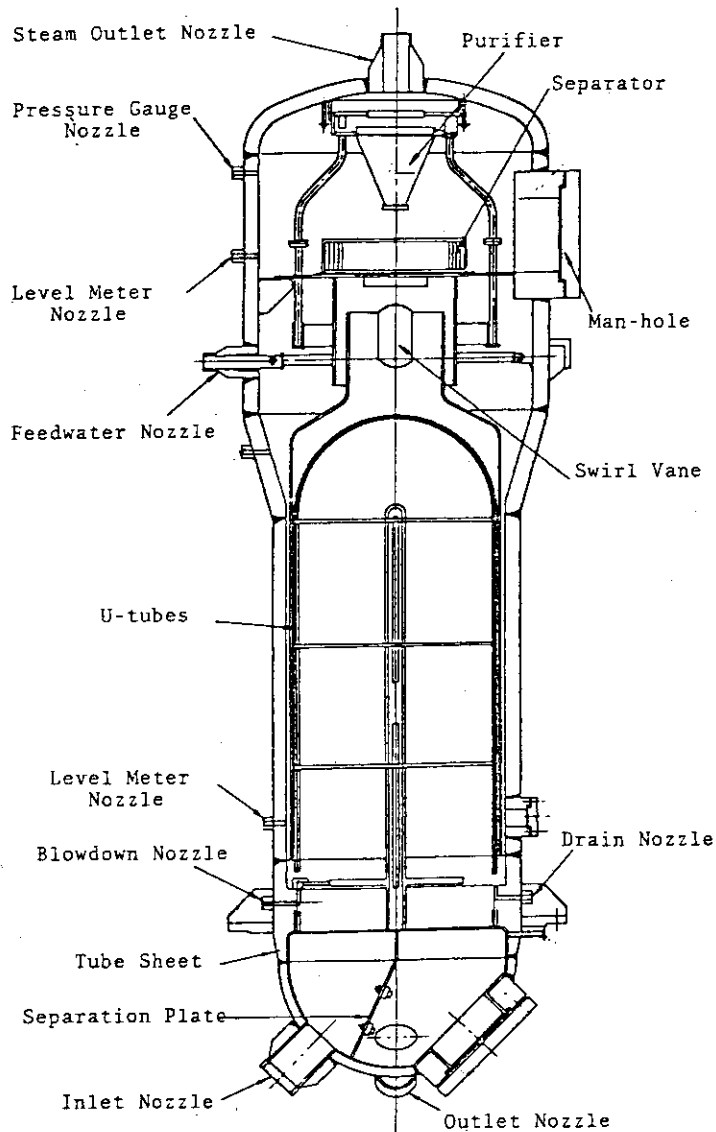


Fig. 2.1.4 Steam Generator

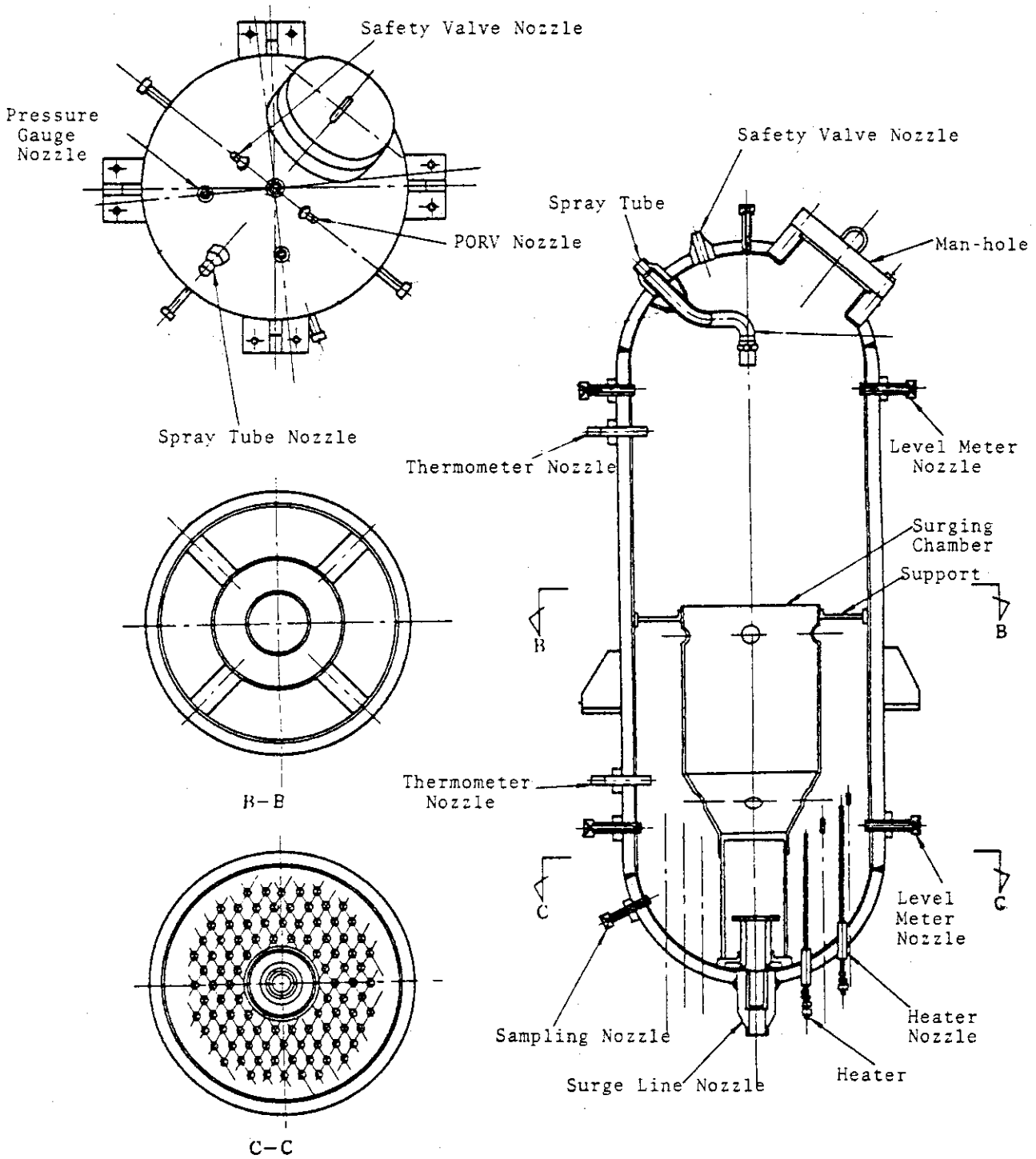


Fig. 2.1.5 Pressurizer

Table 2.2.1 Major Plant Parameters of MUTSU Reactor

D.V. = Design Value

[] = Value used in Input Data

1. Primary System

Parameter	Design Value	Value Used in Safety Analysis
(1) Thermal Power	36.0 MW	37.08 MW (103 %)
(2) Pressure	110 atg	(110±2.1) atg [(1579.3±29.9) psia]
(3) Coolant Flow		
• Total Flow	1.80×10 ⁶ kg/h	←
• Core Flow	1.61×10 ⁶ kg/h	←
• Bypass Flow(*)	0.19×10 ⁶ kg/h	←
(4) Reactor Inlet Temp.	271.0 °C	(271±2.3)°C [(519.8±4.1)°F]
(5) Reactor Outlet Temp.	285.0 °C	(285.4±2.2)°C [545.7±4.0 °F]
(6) Average Temperature		
Av. Over Core	278.8 °C	278.4±2.2°C [533.1±4.0°F]
Av. Over Pressure Vessel	278.0 °C	278.2±2.2°C [532.8±4.0°F]
(7) Total Inventory of Primary System	10.2×10 ³ kg	
(8) Power/Total Inventory	3.53 MW/10 ³ kg	
(9) Core Flow Area(*)	0.534 m ²	← [5.748 ft ²]
(10) Core Effective Length	1.04 m	← [3.412 ft]
(11) Effective Heating Area	123.3 m ²	← [1327 ft ²]
(12) Average Heat Flux	2.511×10 ⁵ kcal/h·m ²	—
(13) Average Heat Transfer Coefficient	8830 kcal/h·m ² ·°C	—
(14) Fuel Bundle		
• Number of Bundles	32	—
• Total No. of Fuel Rods	3584 (112×32)	—
• Bundle Pitch	179.6 mm	←
• No. of B.P/Bundle	9	←
• No. of Spacer Grids	4	←
• Rod Pitch	15.0 mm	See Sec. 5.3
• Equivalent Diameter of Unit Cell	16.67 mm	See Sec. 5.3
• Flow Reduction for Hot Assembly	2 %	4 %

Parameter	Design Value	Value Used in Safety Analysis
(15) Fuel Rod		
• Clad Outer Diameter	10.53 mm	← [3.455×10 ⁻² ft]
• Clad Thickness	0.4 mm	← [1.312×10 ⁻³ ft]
• Pellet Outer Diameter	9.6 mm	← [3.150×10 ⁻² ft]
• Clad Material	SUS304	←
(16) Pressurizer		
• Liquid Volume		D.V.±0.234 m ³ [39.56±8.26 ft ³]
• Vapor Volume		D.V.±0.234 m ³ [52.95±8.26 ft ³]
(17) Pressurizer Operating Relief Valve (PORV)		
• Number of Valves	2	
• Capacity	2.5 ton/h	← [1.53 lb/sec]
• Opening Set Point	125 kg/cm ² G	← [1792.6 psia]
• Closing Set Point	122 kg/cm ² G	← [1749.9 psia]
(18) Pressurizer Safety Valve		
• Number of Valves	2	
• Capacity	(3.5+3.6)ton/h	← [4.35 lb/sec]
• Opening Set Point	135, 138 kg/cm ² G	138 kg/cm ² G×1.01 [1997.4 psia]
(19) Pressurizer Spray Valve		
• Opening Pressure	114 kg/cm ² G	← [1636.2 psia]
• Full-Open Pressure	119 kg/cm ² G	← [1707.3 psia]
(20) Main Coolant Pump		
Rated Speed	1770 RPM	←
Rated F102	1165 m ³ /h	← [5129.88 gal/min]
• Rated Head	37.50 m	← [123.04 ft]
• Rated Torque	66.02 kgf·m	← [477.52 lb·ft]
• Moment of Inertia	6.71 kg·m ²	65 % of D.V. [103.46 lb·ft ²]
2. Secondary System		
(21) Steam Generator		
• Volume	4.12 m ³	← [145.5 ft ³]
• Inventory	1358 kg	← [2993 lb(**)]
• Height	5.15 m	← [16.9 ft]
• Nominal Water Level	3.41 m	← [11.18 ft]

Parameter	Design Value	Value Used in Safety Analysis
(22) Pressure	40 atg (100% power)	40±2.1 atg [583.6±29.9 psia]
	62.5 atg (0 power)	—————
(23) Temperature	250.6 °C (100% power)	← (***) [483.1 °F]
	278 °C (0 power)	—————
(24) Steam		
• Flow Rate	30.6 ton/h/SG	103 % of D.V [19.30 lb/sec]
• Quality	99.75 %	100 %
(25) Main Feedwater		
• Flow Rate	30.9 ton/h/SG	30.6×1.03 ton/h [19.30 lb/sec]
• Temperature	160 °C	←———— [320 °F]
(26) Auxiliary Feedwater		
• Flow Rate	6.0 m ³ /h/SG	←———— [27.3 gpm]
• Temperature	120 °C	←———— [248 °F]
(27) Safety Valve		
• No. of Valves	2	
• Capacity	30.6 ton/h	←———— [18.40 lb/sec]
• Opening Set Point	68 kg/cm ² G	101 % of D.V [991.8 psia]
(28) Dump Valve		
• Capacity	18.0 ton/h	←———— [11.0 lb/sec]
• Opening Set Point	62.5 kg/cm ² G	←———— [903.7 psia]
• Closing Set Point	58.5 kg/cm ² G	←———— [846.8 psia]

(*) Definition of "Bypass Region" is slightly different between "Design Note for Thermal-Hydraulics on Core" and our input model.

(**) Secondary inventory is adjusted at the nominal operating conditions. The values in each input data are slightly different from this value because the tolerance of level meter is considered as the change of liquid volume.

(***) Under the nominal pressure.

3. 解析方法と使用コード

3.1 解析に使用したコード

解析 8 項目の大半は RETRAN コードにより解析を行った。蒸気発生器伝熱管破損事故のみは RETRAN と RELAP 4/Mod 6 を組み合わせて解析した。また定常状態における最小 DNBR の詳細解析には COBRA-W-I コードを用い、同じく過渡変化中の最小 DNBR 評価には RETRAN と COBRA-W-I を組み合わせて用いた。

3.1.1 RETRAN¹⁾

軽水炉 LOCA 解析用コード RELAP 4/Mod 3 をベースにして、軽水炉プラントの動特性及び過渡状態変化を解析するのに必要な改良を加えたコードである。主な特徴点は次の通りである。

- 1) 基本的な流体モデルは RELAP 4 をベースにしている関係上、ノード・ジャンクション法による均質 (homogeneous) かつ熱平衡 (equilibrium) モデルで取扱われる。
- 2) 燃料棒、蒸気発生器 (以下 SG と略) 伝熱管、一次系構造物の壁面のように冷却材と熱伝達を行う表面を持つ物体はヒートコンダクターとしてモデル化される。
- 3) プラントの過渡変化を決定する上で重要な制御系、原子炉安全保護系については、その動作を模擬するためのツールが用意されている。例えば信号発生回路の遅延回路の特性などは、それを表現するブロックが内蔵されており任意の回路が模擬できる。これら制御系等の模擬はコード入力としては control block データ、valve データ、fill table データ等によって行われる。
- 4) 過渡状態解析においては、原子炉プラントに加えられる擾乱が (LOCA にくらべ) 小さいので、計算上も厳密な定常状態が実現されている必要がある。このため RETRAN には、プラント各部の質量、運動量、エネルギーの各収支がバランスするように自動的に初期定常状態設定を行う機能がオプションとして用意されている。このオプションはまた初期状態設定に必要な入力データの個数を大巾に減少させるという利点も持っている。
- 5) RETRAN には加圧器の特性を表現するための非平衡モデルが用意されている。過渡変化時、特に圧力上昇過程では加圧器への一次系サブクール水の流れ込み、気相部の圧縮効果により気相部と液相部が熱的非平衡状態になり得るので、この効果を計算上考慮することは圧力評価の上で重要であり、RETRAN の非平衡加圧器モデルにより RELAP 4 の均質平衡モデルでは表現できない一次系の圧力上昇を計算できる。

本解析に使用したバージョンは RETRAN-01/Mod 002 に原研独自の小修正を施した RETRAN-01/Mod 002/J1 である。修正点は下記の通りである。

- 1) 水位モデルの適用されているボリュームに面したヒートコンダクターの熱伝達計算に、ヒートコンダクターの高さに応じて計算された "local quality" による依存性が考慮できるようにした。

2) 垂直方向に隣り合う複数個のボリュームに水位モデルを適用するさい、蒸気-ミックスチャの“layering”が生じないように唯一の水位を計算するようにできるオプションを追加した。

3) 水位モデルの適用 (ON/OFF) をトリップカードにより制御できるようにした。

4) 垂直方向に隣接したボリュームの境界を水位が横切って変化するさいにジャンクションエンタルピーの不連続的变化が生じないように平滑化した。

3.1.2 RELAP 4/Mod 6²⁾

軽水炉の主として LOCA 解析を目的として作られた熱水力学解析コードであり、RETRANの母体となった RELAP 4/Mod 3 の改良、発展版である。RELAP 4/Mod 3 と比較したモデル上の主な改良点は

- 1) 小破断 LOCA 時に重要となる気液分離効果のより現実的な計算のための気液二相流におけるスリップ効果の導入 (Vertical Slip モデル)
- 2) 水位計算オプションの拡張
- 3) 臨界流モデルの改良と拡張
- 4) 熱伝達計算の改良
- 5) PWR 炉心再冠水時の熱伝達及び流動モデルの導入。
- 6) 気泡離脱速度に関する Wilson の相関式の導入

である。本解析の 8 項目中、SG 伝熱管破損事故のみは 1 次冷却材の流出、減少及び 1 次系の飽和現象を伴った、いわゆる小破断 LOCA の様相を持っているので、このような現象を扱うのに適した RELAP 4/Mod 6 を解析に使用した。使用したバージョンは RELAP 4/Mod 6/U 4/J 3³⁾ である。これは OECD/NEA コードライブラリより原研に導入された RELAP 4/Mod 6/Update 4 に対し原研、原子炉データ解析室において改良を施したものである。

3.1.3 COBRA-N-I^{4),5)}

COBRA-N-I コードは、炉心または燃料集合体内をサブチャンネルの集まりとして考え、各サブチャンネルのエンタルピー及び流量分布を 3 次元的に解析するコードである。サブチャンネルは 3 ないし 4 本の燃料棒ないしは他の炉心構成要素の壁面によって構成され、軸方向には複数個のコントロール・ボリュームとして分割される。

各コントロール・ボリュームについて、質量、運動量、エネルギーの保存方程式を有限差分法によって解き、炉心または燃料集合体内部の冷却材のエンタルピー、流速、圧力等の分布が計算される。そのさいサブチャンネル間のクロスフローも考慮されるので、混合効果も計算される。

燃料棒内の温度分布は線出力から熱伝導方程式を解いて計算することもできるが、表面熱流速を境界条件として入力することもできる。2 つの DNB 相関式による DNB R 評価が可能である。使用したバージョンは Fix 5 である。

3.1.4 解析方法

各項目について、圧力評価解析及び DNB R 評価解析ともに原則として RETRAN コードで計

算した。DNBR 評価解析では、RETRANの Auxiliary DNB Model を使用して計算した。そのさい DNB 相関式としては W-3 相関式⁶⁾を用い、定常状態における最小 DNBR は詳細計算値 (COBRA-W-I コードによる, 2.38) になるように入力データを調整した。一方、これとは別個に過渡状態における DNBR 詳細解析を COBRA-W-I コードにより実施し、RETRAN による DNBR 評価が安全側、すなわち DNBR をより小さく見積っていることを確認した。

SG 伝熱管破損事故のみは一種の小破断 LOCA であるので圧力評価ではなく 1 次冷却材漏洩量の評価が必要である。この解析に対しては、まず RETRAN によりトランジェント初期の現象を解析し、各種制御システムの応答、スクラム時刻、SI 信号発信時刻などを計算し、これら計算結果を境界条件として入力して、RELAP4/Mod 6 による長時間 (SI 後 20 分) の解析を行った。

主給水管破断事故ではこれとは逆に、スクラム時刻の評価に RELAP4/Mod 6 による計算から推定する方法を採用した。

計算に際しては、初期定常状態の安定性を確認するため、 $t = 0$ から 2 秒間 Null Transient (計算コードの取扱い上はトランジェント計算であるが、定常状態に対する擾乱が何もない状態) が続き $t = 2$ 秒より各種過渡変化が始まるとして計算した。

3.2 解析条件

各項目の解析条件は、項目毎及び圧力評価であるか、DNBR 評価であるかにより若干異なっているので詳細は第 4 章の Table 4.N. 1 (N = 1~8) を参照されたい。

3.2.1 解析全般に共通な条件

- 1) 原子炉熱出力：定格 36 MW の 103%，すなわち 37.08 MW で運転されているとする。
- 2) 蒸気発生器への主給水及び発生蒸気量：上記 103% 出力相当とする。
- 3) 1 次冷却材の流量：定格時の値 (1102.3 lb/sec) で運転されているものとする。
- 4) 過渡現象ないしは事故の収拾のための手動シーケンスは過渡変化発生後 (スクラム後と考えても大差ない) 10 分以後にのみ考慮される。但し SG 伝熱管破損事故の場合のみは SI 信号発信後 20 分以後とする。
- 5) 各種制御系、保護系の作動設定値については設定値誤差をプラントの状態がより厳しい側に評価されるように考慮する。
- 6) 崩壊熱：スクラム後の FP 崩壊熱の変化は ANS 標準テーブル⁷⁾を用いる。

3.2.2 圧力評価解析

圧力評価解析に対しては過渡現象中の 1 次系圧力が高目に評価されるように各種の条件を設定している。

- 1) 1 次系初期圧力：定格 1597.26 psia (110 kg/cm²G, ホットレグ圧力) に対し計器誤差 29.87 psi (2.1 kg/cm²) だけ高い 1609.13 psia (112.1 kg/cm²G) とする。

- 2) 炉心入口初期温度：定格 519.8°F (271°C) より計器誤差分 4.1°F (2.3°C) の増減を考慮する。
- 3) 加圧器初期水位：定格水位に水位計の誤差に相当する量を加えた水位 (水量換算で $39.55\text{ ft}^3 + 8.26\text{ ft}^3$ ($1.12\text{ m}^3 + 0.234\text{ m}^3$)) とする。これは気相部体積を小さく見積るため圧力上昇巾を大きく評価する。
- 4) SG 2次側初期水位：ダウンコマ水量換算で定格値 40.26 ft^3 (1.14 m^3) よりも水位計誤差相当分の 3.64 ft^3 (0.103 m^3) 少ない値とする。
- 5) 反応度係数：減速材温度係数、ドップラー係数は、核特性計算によって得られた値の範囲の、それぞれ絶対値最小及び最大の値を用いる。この理由は、原子炉スクラムまでは1次系圧力上昇の際の冷却材温度上昇による減速材温度係数の負のフィードバックが主要なファクターであるので、出力低下巾を最小に計算するため、及びこの出力低下による燃料温度低下からドップラー係数によりもたらされるフィードバック効果を最大に見積るためである。但し、出力の上昇するケース (過剰給水、主給水管破断事故) では異なる係数の組み合わせを用いている。
- 6) 炉出力制御系：原則的に不作動を仮定する。但し、作動させた方が圧力が上昇すると考えられる (制御棒の引抜きによる出力上昇が考えられる) 一部のケースでは、出力制御系は作動するとして解析している。
- 7) 加圧器圧力制御系：加圧器スプレーと逃し弁は不作動、ヒーターは正常作動とする。
- 8) 2次系主蒸気ダンプ系：不作動を仮定する。但し手動操作のもとではダンプ弁開放を考慮する。

3.2.3 DNBR 評価解析

DNBR 評価では1次系の圧力は低目の方がDNBR熱流束が小さくなるため厳しい評価となる。したがって圧力評価解析とは逆に1次系圧力が低目の変化をするような条件を設定している。

- 1) 1次系初期圧力：定格値 1579.26 psia から計器誤差 29.87 psi を減じた 1549.39 psia ($107.9\text{ kg/cm}^2\text{ G}$) とする。
- 2) 炉心入口初期温度：定格 519.8°F プラス 4.1°F (誤差分) すなわち 523.9°F とする。
- 3) 加圧器初期水位：定格水位から水位計の誤差分少ない水位に相当する水量 ($39.55 - 8.26\text{ ft}^3$) とする。
- 4) SG 2次側初期水位：圧力評価解析と同じく計器誤差分少ない水量にしている。
- 5) 反応度係数：圧力評価解析と基本的には共通である。
- 6) 炉出力制御系：原則的に不作動を仮定する。但し一部のケースで作動させているものがある。
- 7) 加圧器圧力制御系：加圧器スプレーと逃し弁は正常作動、ヒーターは不作動とする。
- 8) DNBR の計算にはCHFに対してW-3相関式⁶⁾を用いる。

3.3 解析モデル

ここでは解析の中心をなすRETRANコードによる解析のための計算モデル及びそれを若干修

正したモデル（主給水管破断事故解析用、及び RELAP4/Mod 6用：SG 伝熱管破断事故解析に使用）について説明し、COBRA-IV-Iコードによる DNBR 詳細解析のための計算モデルについては第5章で述べる。

3.3.1 解析モデルの概要

RETRANコードによる解析に使用した「むつ」原子炉の基本分割モデルをFig.3.3.1とFig.3.3.2に示す。一次系は38ボリューム、二次系は14ボリュームに分割し、格納容器1ボリュームの計53ボリュームである。ジャンクション総数は73、ヒートコンダクター56個である。一次系の幾何的形狀についてのデータは、原研データ解析室で実施された「むつ」原子炉LOCA-ECCS性能評価（大中破断解析⁸⁾）に際して作成されたデータに準拠しており、またRELAP4によるブロードダウン等の解析における標準的分割法に従っている。

炉心部は炉心隔板で囲まれた領域を軸方向3分割（ボリューム番号8, 9, 10以下⑧⑨⑩と略）し燃料体は各々のボリュームに対応して3個のヒートコンダクター（HCと略、HC 1, 2, 3）で表現している。炉心槽と炉心隔板との間を流れる冷却材は、燃料の冷却に寄与しない、いわゆるバイパス流であり、核的な面から見ると反射体領域を形成している。この部分は炉心バイパス領域（⑱）とした。但し、燃料の冷却に直接寄与しないという意味でのバイパス流は、ほかに（例えば燃料集合体側板外側の流れなど）存在するが、今回のモデルでは上記の部分のみをバイパスと呼んでいる。炉心より下部には圧力容器壁に接している下部プレナム（⑥）及び冷却材案内管領域（⑦）が存在する。炉心より上方は、上部支持板より上を上部ヘッド（①）、上部支持板から有効炉心上端までを上部プレナム、及び上部プレナムを囲む円環状の領域（③）にそれぞれ分割した。ダウンカマは熱遮蔽板の上端を境にして上下2ボリューム（④⑤）に分割した。

ループ部分については、ホットレグ（⑳及び㉔）、蒸気発生器入口プレナム（㉔及び㉔）、U字型伝熱管（㉔～㉔、㉔～㉔）、蒸気発生器出口プレナム（㉔及び㉔）、クロスオーバーレグ（㉔及び㉔）、主冷却水ポンプ（㉔及び㉔）、コールドレグ（㉔、㉔）に分割した。なおループを区別するため、加圧器サージ管の付随している側をAループ、反対側をBループと便宜上呼ぶことにし、蒸気発生器（以下略号でSGとも書く）のAループ側をSG-A、Bループ側をSG-Bと呼ぶことにする。ループ部のボリューム番号はAループの番号に20を加えたものがBループの対応する部分の番号になっている。

加圧器については本体を1ボリューム（㉔）で水位モデルを適用し、かつRETRANの非平衡加圧器モデルを適用している。スプレー配管（㉔）及びサージ管（㉔）はそれぞれ1個のボリュームで表現している。

なお「電源喪失」の解析のみは、自然循環性能評価のための長期（約40分）の解析を行うので、ループの垂直分布の大きい部分（㉔㉔、㉔㉔、㉔㉔）を多分割（それぞれ3, 2, 4分割）したモデルを用いている。

2次系についてはSG内部を5ボリュームに分割した。ダウンカマ部分は伝熱部との隔板の形状により流路面積が変化するのに対応して2分割（㉔、㉔）とした。最上部ボリューム㉔の下端は給水リングの上端面である。これは給水リングより上方の水は飽和または飽和に

近い温度であり、給水リングより下の水はサブクールであるためである。初期状態では(101)は飽和、(102)(103)はサブクールである。伝熱部(110)とセパレータ(100)の境界はダウンカムとの隔板が狭まってセパレータ支持物につながる部分である。再循環流の流路は実際にはセパレータから給水リングより下方に通じているが、モデル上は定常状態の安定性を目的として給水リングより高い位置に J 102 を設けた。

主蒸気管については SG 出口から主蒸気隔離弁 (MSIV) までを 1 ボリューム (2 系統、(150), (250)), MSIV よりヘッダ部を経て主機タービン入口までを 1 ボリューム ((160)), タービン部分を 1 ボリューム ((170)) とした。(170) は Time Dependent Volume とし低圧タービン入口相当の圧力 55.9 psia で一定とした。

SG 2 次側の 5 ボリュームはすべて水位モデルが適用されているが、そのうち定常状態で水位モデルが "ON" になっているのはセパレータ ((100)(200)) と上部ダウンカム ((101)(201)) のみである。このような多分割モデルを用いることにより SG 内での再循環流量が表現できる。

このような 2 次系モデルにより、SG 2 系統の非対称性が問題となるような過渡現象についても解析可能となった。

次にジャンクション 73 個の内訳は、ボリューム間の流路を表わすノーマル・ジャンクションが 60、フィル・ジャンクションが 13 である。Fig. 3.3.1 及び 3.3.2 でジャンクション番号に負号のついたものは、図中の矢印と逆向きにジャンクションの正方向が定義されていることを示す。

ノーマル・ジャンクションの中で 900 番のジャンクション (以下 J 900 と略) は、加圧器スプレアのスプレーノズルを表わし、開度調整されるバルブモデルが付随している。2 次系の J 153 と J 253 には主蒸気管隔離弁 (MSIV) 相当のバルブが付いている。また J 160 のバルブは、タービン系への蒸気流量を制御するためのものである。

13 個のフィル・ジャンクション (圧力または時間の函数として流量をフィル・テーブルで与える) のうち 3 個 (J 71, 72, 73) は安全注入系 (Safety Injection System: SIS, ECCS に相当) の非常用注水ポンプ、補助給水ポンプ、崩壊熱除去ポンプからの注水をそれぞれ表現する。J 151, 251 は SG への主給水を表わし、補助給水は J 154, 254 を通して与える。J 901, 902 は並列に配置された加圧器逃し弁 (Power Operated Relief Valve: PORV) を示すネガティブ・フィル・ジャンクションである。ネガティブ・フィルとはフィル・テーブルにより負の流量 (放出量) が時間又は圧力の函数として与えられるもので、通常のフィル・ジャンクションとは異なり厳密な意味での境界条件とはならないため取扱いに注意が必要である。同様のネガティブ・フィル・ジャンクションは他に、J 903 (加圧器安全弁), J 161 (主蒸気ダンプ系または崩壊熱除去用ダンプ系の入口バルブ), J 162, 163 (主蒸気安全弁) がある。

ヒートコンダクタは炉心を構成する燃料を軸方向に 3 分割したもの (HC 1, 2, 3), 原子炉容器自体及び内部構造物 (HC 4~8), ループ部配管及びポンプケーシング (HC 20, 32, 35, 36, 40, 52, 55, 56), SG プレナム壁 (HC 24, 31, 44, 51), SG 伝熱管 (HC 101~114, 201~214) 及び SG の伝熱部とダウンカマの間の隔板 (HC 115~118, 215~218) である。

加圧器 (900) に適用されている非平衡加圧器モデルでは、液相部と気相部の状態方程式を別個に考慮するため、過渡状態、特に急激な昇圧過程に際して生じ得る加圧器内の非平衡状態を記述できる。また加圧器スプレーは J900 に設けられたバルブの開度を加圧器圧力に応じて実際のプラントデータに準じて制御することによりスプレー流量を変化させる。スプレーと同じく圧力制御系に属する加圧器ヒーターについては、実プラントでのコントロール (又は比例) ヒーター及びバックアップ (後備) ヒーターに対応する2種の発熱体を (900) 内に設けることでモデル化している。ヒーターの発熱量及び先のスプレーバルブ開度の調節には RETRAN コードの制御系モデル (Control Block Model) を用いている。

3.3.2 修正モデルについて

(1) 主給水管破断事故解析のためのモデル

主給水管破断の生じる側の SG 2 次側を、水位モデルの適用された 1 ボリューム (110) で表わすように簡略化した。理由は基本モデルの 5 分割モデルでは、2 次側の流動計算に CPU 時間がかかり過ぎて実用的な計算が行えないことである。基本モデルは SG 2 次側の挙動が定常時と大きく変わらない、あるいは比較的緩まんに変化する過渡変化に対しては、割合計算が安定していて実用的な CPU 時間の範囲で使用できるが、主給水管破断は 1 種の LOCA (2 次側のブローダウン) であるため変数の時間変化率が大きく、基本モデルでは詳細すぎるために極端に長い CPU 時間を費やしてしまうと考えられる。

事故時に破断口へ SG のインベントリが流出するさいには給水リング開口部で臨界流になるとする。また、上流側ボリュームに水位モデルが適用されていると RETRAN コードによって計算される臨界流は正しい値を示さない (水位変化による流れのエンタルピー変化が表わされない) ため Fig. 3.3.3 に示すように補助的なダミーボリューム (800) を設け均質扱いとした。J801 の流路面積を給水ノズル相当 (0.0426 ft^2) とし J800 はやや大きい流路面積とする。こうすると、J800 では臨界流にならないので、(110) の水位変化に従い (800) の状態が水から蒸気へと連続的に変化する。それに従い J801 での臨界流はサブクール水から飽和二相流、さらに蒸気へと変化するの概ね正しい破断流量が計算される。

このように SG 2 次側を 1 ボリュームで扱うためダウンコマ水位低によるスクラム信号発信時刻は、このモデルでは予測できない。そのため RELAP 4/Mod 6 による簡易計算によりスクラム時刻の評価を行っている (付録 C)。健全側 SG を含むその他の部分は基本モデルと同一である。

(2) SG 伝熱管破断事故解析のためのモデル

U 字型伝熱管の破断箇所は SG 伝熱部内の最上流部とし、U 字管 1 本分の断面積の 2 倍の流路面積を持つジャンクション (両端破断を想定しているため) を設け、2 秒でバルブを開くことにより破断発生を模擬した。

RELAP 4/Mod 6 による解析を行うに際し SG 2 次側を 3 ボリュームに簡略化した。理由は (1) 同様、基本モデルでは SG 2 次側の流動計算に計算時間がかかり過ぎるためである。分割方法の変更は、基本モデルの SG 2 次側の中で、(100) と (110)、(101) と (102) をそれぞれ合計して 1 ボリュームとした。変更された SG 2 次側モデルを Fig. 3.3.4 に示す。なおタービン

相当のボリュームは省略し、J160をネガティブ・フィル・ジャンクションに変更した。

3.3.3 RETRANのDNBR計算モデル

本報告書に述べられているDNBR解析のうち、過渡変化中の最小DNBRの評価には、すべてRETRANのAuxiliary DNB Model¹⁾を使用した。このモデルはRETRANによるシステム計算においてモデル化されている平均炉心及び平均出力燃料棒の状態を基に、ホットチャンネル相当の熱流束及び流体条件を計算し、最小DNBRの評価を近似的に行うものである。

ホットチャンネルの燃料棒表面熱流束値は平均炉心のヒートコンダクターで計算された熱流束に、入力されたホットチャンネルファクターを乗じ、これも入力であるホットチャンネルの熱流束軸方向分布(flux shape)を考慮した内外挿により決定する。一方、流体条件はシステム計算における炉心入口エンタルピーに基づいて計算される。DNBR評価のため3通りのCHF相関式が用意されているが、本解析ではW-3相関式⁶⁾を用いた。

DNBRの初期値は、第5章に述べられているCOBRA-W-Iによる計算で得られた値2.38に合致するように、RETRAN入力のピーキング係数を調整した。

なお本来のRETRANのAuxiliary DNB Modelでは、ホットチャンネルのエンタルピー上昇を軸方向に0.5 ft 毎、DNBR値は0.25 ft 毎に計算するが、「むつ」炉心は短い(3.412 ft)ため我々はこの半分の間隔、すなわちエンタルピー上昇を0.25 ft 毎、DNBR値は0.125 ft 毎に計算するようにコードを手直しして用いた。

3.3.4 初期状態設定の方法

原子炉の定常運転中に外部からの小さな外乱によって引き起される各種の過渡状態を解析する場合、過渡現象の多くのものについては出力、圧力、温度等のシステム変数の時間変化が(例えばLOCAに比較して)ゆるやかで、変数の時間微分が小さい。そのため解析計算に当たっては初期の定常状態の設定が正確に行われる必要がある。LOCA解析のために開発されたコードを用いる場合は、この点特に重要である。そのためRETRANコードは、初期状態としての定常状態を実現するためのオプションを有しており、今回の解析でもこのオプションによる定常状態達成の機能を利用した。初期状態設定の詳細な説明はRETRANコードのマニュアル¹⁾に述べられているので、ここでは簡単な説明と実際に用いた方法について触れる。

定常状態では、各ボリュームの質量(M)、内部エネルギー(U)あるいはエンタルピー(H)、及び各ジャンクションでの流量(W)は一定で、それらの時間微分 \dot{U} 、 \dot{M} 、 \dot{W} は0である。 $\dot{M}=0$ より、あるボリュームに単位時間当り流れ込む質量は流出する質量に等しい、つまり

$$\sum_{OUT} W_j = \sum_{IN} W_k$$

という関係が成り立つ。このため流路の分岐点でのみ流量の分配を指定してやれば、すべてのジャンクションの流量を指定しなくても良いことになる。また $\dot{W}=0$ とおいた運動方程式を各ジャンクションに適用することにより、ジャンクションでのform loss coefficient又は両側のボリュームの圧力のどちらか一方が与えられれば、他方も定まる。エネルギー方程式についても同様で、結局モデル化された系の状態を規定する最小限の入力値で定常状態を定める操作をコード

内部で行うことができる。

入力として指定すべきことは、各ループにおける流量と分岐がある場合（炉心バイパス等）の流量分布、一次系内どこか一ヶ所のエンタルピー、そして圧力分布又は form loss coefficient の分布のどちらかである。もちろん SG 2 次側については独立に状態を指定する。但し、SG における熱除去のバランスがとれるように給水エンタルピーを自動的に調整し、また各ヒートスラブの表面積も定常計算に辻つまが合うように修正して以後の計算（トランジェント）を行う。

水位モデルが適用されたボリュームでは、ジャンクションエンタルピー、及び蒸気発生量がバランスするように、Bubble Rise Model のパラメーターの値を決定する（入力値は override される）。

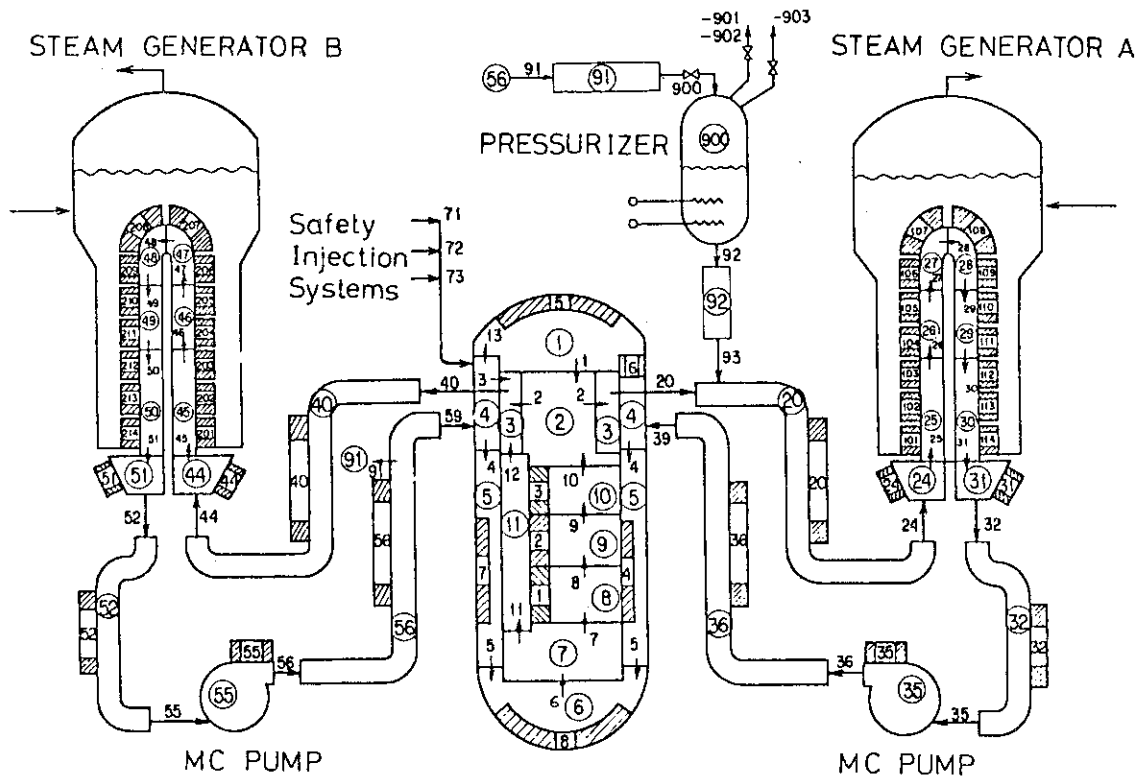


Fig. 3.3.1 RETRAN Model for MUTSU Primary System

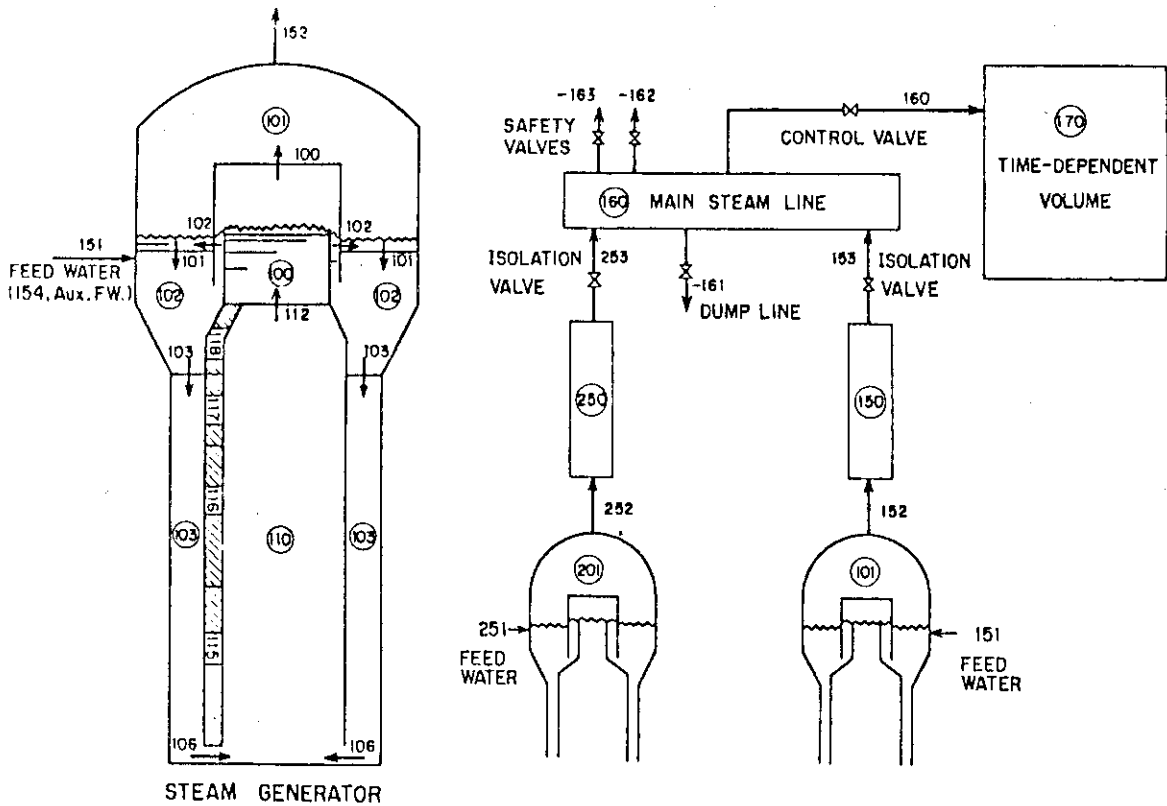


Fig. 3.3.2 RETRAN Model for MUTSU Secondary System

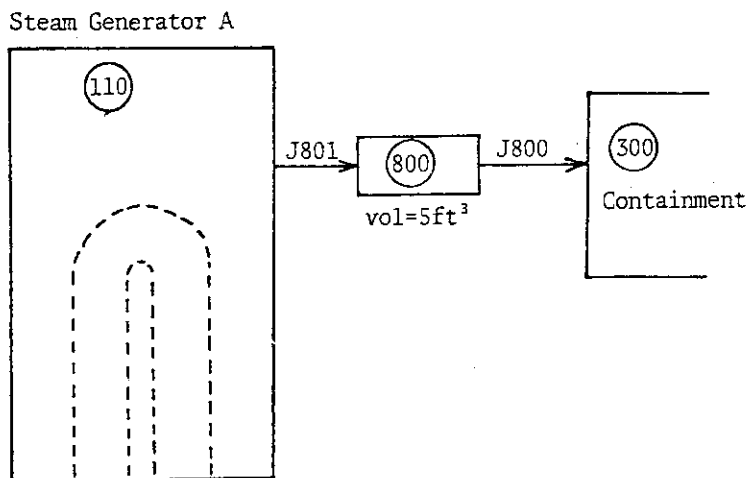


Fig. 3.3.3 Broken SG Model for Feedline Break Analysis

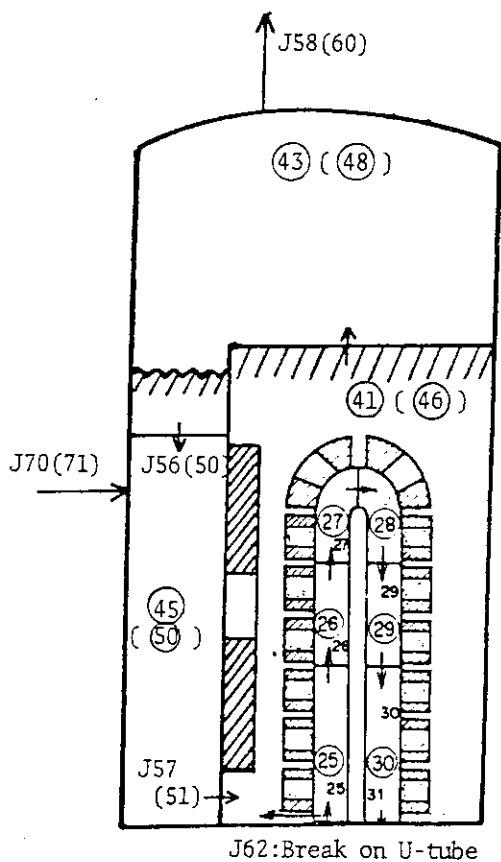


Fig. 3.3.4 SG Secondary Model for U-tube Break Analysis

3.4 入力データと使用オプション

解析に用いた入力データの主要な値、設定の根拠ないしは由来について説明する。

3.4.1 一次冷却系データ

(1) 幾何学的データ

一次系の幾何学的データについては、「むつ」原子炉のLOCA-ECCS 性能評価解析⁸⁾に際し設計図面に基づいて作成されたデータに基づいている。

(2) 初期状態データ

各ボリュームの圧力は加圧器圧力を基準的として入力（但し、ホットレグ圧力が Table 4. N. 1 の値になるように調整）し、他のボリュームの圧力は RETRAN の初期定常状態設定オプションにより計算した。そのさい、各ジャンクションの形状損失係数（正方向）は、LOCA-ECCS 解析に用いられたものと同じ値を使用した。一次系の流量は定格値（1 ループ当り 55.115 ℓ b/sec）とした。温度分布は炉心入口ボリューム(7)のエンタルピーを Table の温度に対応した値として入力し、その他のボリュームについては RETRAN の初期定常状態設定オプションにより計算した。但し加圧器サージ管(92)の温度は加圧器とコールドレグの中間値とした。RELAP4/Mod 6 の入力データでは RETRAN の初期状態設定と同じ圧力、温度分布を入力した。

(3) 主冷却水 (MC) ポンプ

ポンプ・コーストダウン特性に影響する摩擦トルク係数及び慣性モーメントについては、実際のコーストダウン・テスト及び「むつ」原子炉の旧安全解析（昭和48年）に用いられたデータと矛盾のないようにパラメータを調整した（付録 A）。ポンプ回転数はスクラム信号に続いて生じる電源切替に応じて、全速運転から半速運転への切換え（スクラム信号後9秒）が行われる。またブラックアウトになるとコーストダウンする。これら回転数の変化（制御）は RETRAN の制御ブロック・モデルにより模擬している。

ポンプ入口には逆止弁があるので、計算モデルには負の方向の形状損失係数に 2473.6 を与えて、これを表現している。

3.4.2 核特性

(1) 炉心動特性

RETRAN コード内蔵の一点近似動特性方程式により計算される。即発中性子一群、遅発中性子6群を考慮している。実効遅発中性子割合 β と即発中性子寿命 ℓ の比は $\beta/\ell = 398.84$ (BOL) または 350.28 (EOL) を用いたが、BOL/EOL の選択は次に述べる反応度係数の選択条件により決定した。

(2) 反応度係数

ドップラー係数と減速材温度係数のみを考慮する。要目値の上限値、下限値を次のような判断に基づき選択して使用した。すなわち、圧力上昇が重要な過渡現象では減速材温度も上昇するので、減速材温度係数による負の反応度帰還による出力減少が生じる。そこで、このような過渡変化の解析においては原子炉出力の減少効果を少なく見積るために、減速材密度係数は上限（絶対値最小）の値を用いる。また1次系の温度低下が生じ原子炉出力が上昇する場合には逆に減速材温度係数は下限（絶対値最大）値を用いる。同時にドップラー係数は出力増加に伴う燃料温度上昇による負の反応度帰還を最小にするように上限（絶対値最小）値を用いる。

以上は一般的な考え方を簡単に述べたものであり実際の入力データは個々の解析項目毎に考慮されている。RETRAN及びRELAP4/Mod 6の入力データは、ドップラー及び減速材密度係数（単位 $\Delta k/k/^\circ\text{C}$ ）を（ $\$/^\circ\text{F}$ ）に換算し、さらに炉心を構成するヒートコンダクター毎の重み w を乗じる必要がある。式で書けば a_i を $N a_i$ のコンダクターへの係数、 b を上記述べた温度係数、 w_i を重みとして

$$a_i (\$/^\circ\text{F}) = b (\Delta k/k/^\circ\text{C}) / \beta / 1.8 (^\circ\text{F}/^\circ\text{C}) \times w_i / \sum_i w_i$$

である。この換算に用いる β の値は上で述べた係数の上下限選択の考え方に合致するよう、すなわち絶対値最大の係数については、より小さいEOLの値を、絶対値最小の係数についてはBOLの値を用いた（2つの係数が絶対値最大、最小に選ばれる場合は効果のより大きい係数について優先した）。また各ヒートコンダクターに対する重み分布は、定常状態での出力分布割合、すなわち中性子束 ϕ の1乗に比例するとした。（ ϕ^2 に比例させたケースを流量喪失事故についてチェックした結果、 ϕ に比例する場合と計算結果の違いは無視できることが判った。）解析に用いた反応度係数をTable 3.4.1に示す。

(3) スクラム反応度

スクラム信号より0.7秒遅れて制御棒挿入が開始され1.0秒間で全挿入される。全反応度は $0.109 \Delta k/k$ であるが、RETRAN及びRELAP4/Mod 6の入力データとして単位を $\$/$ に換算するさいの β/β の値は、反応度係数の計算に従ってBOLまたはEOLの値を用いる。反応度変化曲線をFig. 3.4.1に示す。

(4) FP 崩壊熱

ANS標準データの値（RETRAN内蔵）を用いる。アクチニドの崩壊熱評価には転換率0.8を用いる。

(5) 出力ピーキング係数

核的熱水路係数	$F_Q^N = 3.00$
	$F_{\Delta H}^N = 1.95$
工学的熱水路係数	$F_Q^E = 1.03$

$$F_{\Delta H}^E = 1.03^{(*)}$$

全熱水路係数

$$F_Q = F_Q^N \times F_Q^E = 3.09$$

$$F_{\Delta H} = F_{\Delta H}^N \times F_{\Delta H}^E = 2.01$$

集合体平均エンタルピ上昇係数

$$F_{\Delta H}^N (\text{Assy}) = 1.60$$

$$F_{\Delta H} = F_{\Delta H}^N (\text{Assy}) \times F_{\Delta H}^E = 1.65$$

軸方向ピーキング係数

$$F_Z^N = 1.54$$

なお燃料棒発熱比率は 1.0 としている。

(6) 原子炉出力制御系 (制御棒)

「むつ」原子炉の温度一定制御方式を模擬するため RETRAN の制御ブロックを組合せたモデルを作成した。制御棒の引抜きまたは挿入は、反応度付加量を直接増減することにより表現している。

3.4.3 加圧器

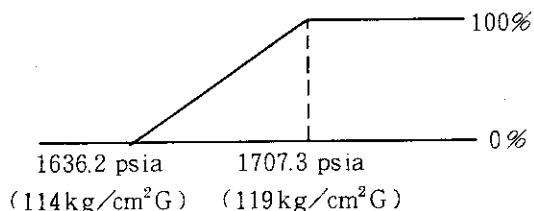
(1) 初期水位及び各種シグナル設定点

加圧器を表わすボリューム (900) の初期水位は、液相部の体積が、プラントの加圧器水位計の定格値土誤差分の水位以下の体積に等しくなるように入力した。圧力制御系その他に関連する各種シグナル設定点に関しても同様に液相部体積に換算した時にプラント水位計に指示位置と対応するような水位として計算した。なお、プラント保護系に関連する信号、すなわち加圧器水位高スクラム信号と SI 信号に対する加圧器水位低信号の設定には計器誤差を安全側 (水位高は +, 水位低は -) に考慮している。

(2) スプレー

加圧器スプレーノズルに対応する J900 にバルブを付け、その開度すなわちジャンクションの流路面積(A)を RETRAN の制御ブロックにより調整する。ジャンクションの形状損失係数(K)は、 C_V 値などの設計定格値より K/A^2 の値として $6.85 \times 10^4 \text{ ft}^2$ を得、 $A = 0.01 \text{ ft}^2$ (スプレー配管断面積) として $K = 6.85$ を用いた。実際のプラントでは定常状態でも極く微量のスプレー流量があって、その減圧作用が比例ヒーターの加圧作用と相殺しているが、本解析のモデルでは簡単のため定常状態ではスプレー弁開度は 0 (流量も 0) とした。スプレー弁の動作は以下の通りである。

(*) 燃料棒のペレット直径、密度、濃縮度に関する不確定さからくる因子のみ。燃料集合体内流量分布や流れの混合等の効果は DNBR 詳細解析のさい COBRA-N-I コードの入力として考慮できるので除外した。

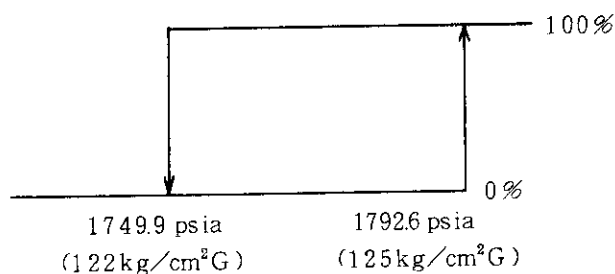


(3) ヒーター

比例ヒーター及びバックアップヒーターを、RETRAN (及びRELAP 4/Mod 6)のNon-conducting Heat Exchanger を用いてモデル化し、その発熱量はプラントの制御系を模擬したRETRANの制御ブロック (付録B)により調整 (RELAP 4/Mod ではテーブル入力)する。比例ヒーターの出力は0~16.1kW、バックアップヒーターは16.1kW×7群で、うち1群はカットオフバイパス (スクラム後も作動し続ける) ヒーターである。総容量は約129kWとなっている。なお先にスプレーの項で述べたようにRETRAN計算の初期状態では定常ヒーター発熱 (8.05kW)に相当するスプレー流量が無視されているので厳密には1次系の圧力は定常値にならないが、約10秒間のNull Transient の計算でも圧力は僅か10⁻⁴のオーダーでしか変化しない。

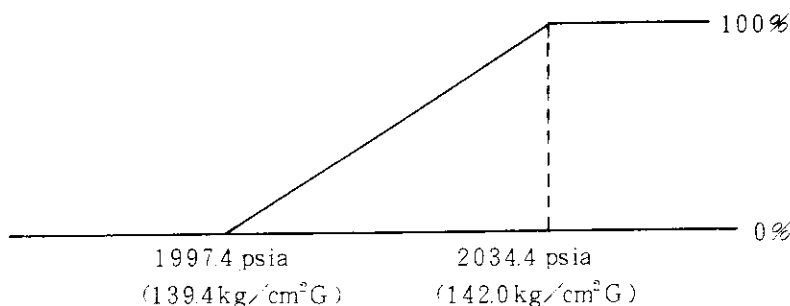
(4) 加圧器逃がし弁 (PORV)

ネガティブ・フィル・ジャンクションJ 901, 902で表わす。容量は設計値 2.5×10³ kg/h (1.53 lb/sec) (弁1個当たり)をそのまま用いている。また下に示す設定圧も設計値である。



(5) 加圧器安全弁

ネガティブ・フィル・ジャンクションJ 903で表わす。実際のプラントでは2個 (設定値135及び138kg/cm²G)があるが、解析モデルでは2個分の容量7.1×10³ kg/h (4.35 lb/sec)を持つ1個のジャンクションとし、設定圧力は138kg/cm²Gの101%で開き始め、103%で全開とした。



3.4.4 2次系データ

(1) 幾何学的データ

蒸気発生器2次側については設計図面をもとに作成した。主蒸気管部分については原船団提出の資料により計算した。

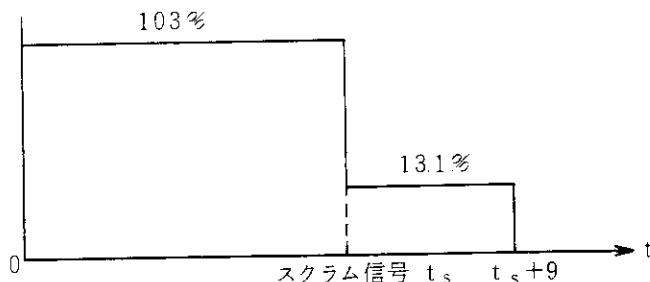
(2) 初期状態データ

SG内の流量分布は、定格値の103%相当の蒸気及び主給水流量(19,30 lb/sec)及び再循環率の設計値5.19を用いて計算した。2次系の圧力、エンタルピーの分布は、ダウンカム(103, 203)に圧力、エンタルピーを入力し、他のボリュームについてはRETRANの初期定常状態設定オプションにより計算された値を用いている。そのさいに、主蒸気管ヘッダ部(160)とSG間の差圧は設計値1.1 kg/cm²(15.6 psi)になるようにジャンクションのK-ファクターを調整している。

SG 2次側の初期水位に関する計器誤差分の調整は、本来ならばダウンカム最上部を表わす(101, 201)の水位を変化させて入力するべきであるが、そうするとJ102, 202の差圧が大巾に変化して初期定常状態のバランスを取るのが困難になる。そのため本解析ではSG水位の誤差評価により増減するダウンカム水量を、(102, 202)の体積を増減して表わし、(101, 201)の水位は一定とした。但し(101, 201)の蒸気ドーム部分の体積は水位の増減による変化分だけ変更して入力している。

(3) 蒸気流量変化

自然循環性能評価(電源喪失)除く7項目では蒸気流量(負荷)は主機タービン及び主発タービンのトリップに従い下のような変化をするので、J160に設けたバルブ開度をRETRANの制御ブロックで調整してJ160の流量を変化させている(RELAP4 Mod6ではJ160相当のジャンクションをネガティブ・フィル・ジャンクションに変更し、流量をテーブルで与えている)。



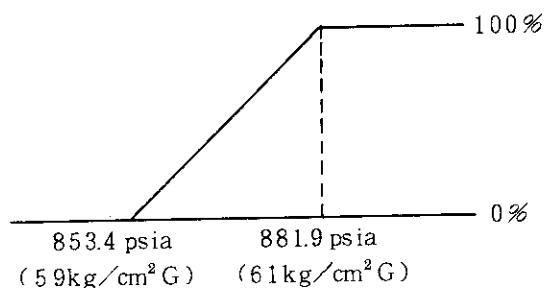
(4) 主給水及び補助給水

主給水流量は定格値の103%に相当する蒸気流量19.30 lb/sec に等しくし、2次側ブロードダウン流量は無視した。主給水温度は設計値は320°F (160°C)であるが、RETRANによる初期状態設定の過程で原子炉のエネルギー・バランスが取れるように給水相当のフィル・ジャンクションの比エンタルピーが調整され(その値は圧力、温度等の解析条件により若干変化する)、そこで計算された値がトランジェント計算中も用いられる。

一方補助給水については、流量27.30 gpm、比エンタルピーは水源であるデアレータ温度248°Fでの飽和水の値、216.56 Btu/lbを用いた。

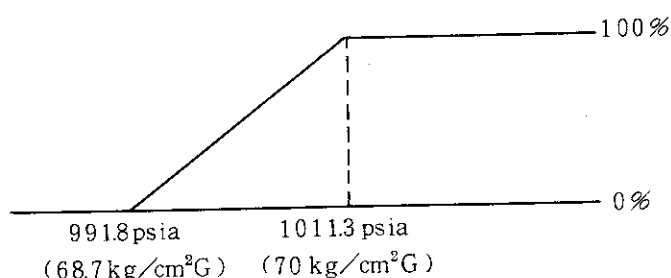
(5) 主蒸気ダンプ弁

ネガティブ・フィル・ジャンクションJ161で表わす。プラントでは弁の下流側は大別して2つの流路があり、1つは主ダンプコンデンサ、もう1つは崩壊熱除去系である。前者の場合には容量は 1.8×10^3 kg/h (11.0 lb/sec)、設定圧は 6.25 kg/cm²G (90.37 psia)で開放、 5.85 kg/cm²G (84.68 psia)で閉止となっている。しかし以下に述べる解析計算では主ダンプコンデンサとしては不作動の扱いをしており、事故後10分以後の手動操作の下で崩壊熱除去系としてのみ用いられている。この場合の容量は 3.6×10^3 kg/h (2.2 lb/sec)、設定圧は下図の通りである。解析結果中のダンプ弁についての記述はすべてこの崩壊熱除去系としてのものを指す。



(6) 主蒸気安全弁

プラントでは主蒸気管2本に各1個付いているが、MSIVより下流に位置しているのも、モデル上は共に(160)につながるネガティブ・フィル・ジャンクションとした。容量は1個当たり 3.06×10^3 kg/h (100%蒸気流量相当、18.4 lb/sec)で、設定圧力は設計値 6.8 kg/cm²Gの101%で開き始め103%で全開になるとした。



(7) 主蒸気隔離弁 (MSIV = Main Steam Isolation Valve)

1次冷却水流量低により主蒸気管の隔離弁 (MSIV) の閉信号が発信される。その閉動作は信号発信と同時に開始され、全閉までに30秒を要するものとする。

(8) 給水制御弁

SG水位高信号により主給水制御弁又は給水ライン隔離弁が閉となる。その閉動作は信号発信と同時に開始され、全閉までに30秒を要するものとする。

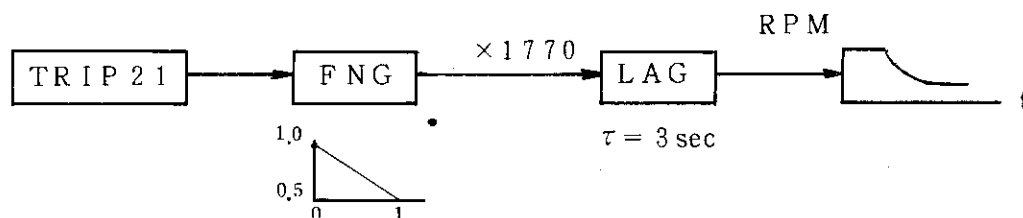
3.4.5 制御系・保護系のモデル化

プラントの制御系、保護系のモデル化には、制御ブロックのみならず、トリップ信号、バルブモデル、フィルテーブルなどを組み合わせて使用するが、プラント内の制御回路、機器の動作特性など他のモデルで表現できないもの、例えば作動の1次遅れや、位相補償回路、計器の応答特性などは制御ブロックモデルを用いないと十分にモデル化できない。RETRANの制御ブロックには、加算、乗算、微分、積分、1次遅れ、などの演算器に相当するものがあり、それらを組み合わせること、また他のバルブやトリップ信号と組み合わせることによって制御回路の特性、制御シーケンスなどを模擬できる。

今回の解析では過渡変化に影響の大きい次の7制御系をRETRANの制御ブロックモデルで表現した。

- (1) 加圧器スプレー (弁開度制御)
- (2) 加圧器ヒーター (熱出力制御) (*)
- (3) ポンプ回転数制御 (全/半速切換)
- (4) 原子炉出力制御 (制御棒, 温度一定制御方式) (*)
- (5) 原子炉高温スクラム信号 (信号発信回路) (*)
- (6) 原子炉低圧スクラム信号 (") (*)
- (7) 主蒸気ダンプ弁動作 (開閉時の時間遅れ)

このうちポンプ回転数制御は下図のようになっている。



TRIP 21はスクラムより15秒遅れて発信する信号で、その出力は発信により0から1に変化する。FNGはFunction Generatorを意味する。

このブロックは任意の関数型をテーブルの型で表現するもので、今の場合に入力値0に対し1.0、入力値1に対し0.5という値を出力する。各ブロックは入出力に乗数を持つので、次のブロックへは1770 (定格回転数) を乗じて入力する。LAGは1次遅れを表わすブロックで、この出力がポンプ回転数としてポンプモデルに送られる。最終的な出力は、スクラム後15秒にポンプ回転数が1770RPMから半速の885RPMへ切り換わるが、その変化は時定数3秒の指数型で

移行する、というものである。

より詳しい説明はRETRANのマニュアル¹⁾を参照されたい。なお上にあげたリストの中で(*)印のついたものは付録Bに、解析に用いた制御ブロック構成図を示した。

3.4.6 RETRANのDNBモデルの入力データ

ホットチャンネル熱流束分布 PF = 1.54のChopped Cosine

ホットチャンネル・ファクター

$(F_Q^{ENG} \times F_R^N \times F_Q^{UNC})$	2.061(*)
流量減少ファクター (FDELH)	0.91 (**)
燃料棒ピッチ	0.0492 ft
燃料棒外径	0.0346 ft
等価直径	0.0544 ft
CHF 相関式	W-3 相関式

3.4.7 使用オプション

(1) 水位モデル

	Co	V _{BUB}
加圧器	0.8	3.0 ft/sec
(SG 2次側)		
蒸気ドーム/上部ダウンカマ (101) (201)	0.8	2.6×10^{-3} ft/sec (※)
ダウンカマ (102) (103) (202) (203)	0.8	3.0 ft/sec
		((101) (102) (103), (201) (202) (203) で水位は各1つ)
セパレータ (100) (200)	0.8	7.2 ft/sec (※)
伝熱部 (110) (210)	0.8	3.0 ft/sec
		(スクラムより適用, (100) (110), (200) (210) で水位は各1つ)

(※) はRETRANの初期状態設定による計算値のため解析条件によって多少変化する。

(2) 水位依存の熱伝達計算オプション ("Local Quality Model")

SG 伝熱管 2次側 (HC 101~114, 201~214)

SG ダウンカマ/伝熱部隔板 (HC 115~118, 215~218)

(*) 定常状態で最小DNBR = 2.38 になるように調整した値。COBRA-IV-I 入力データ中の

エンタルピ上昇係数 $F_{\Delta H}^N = 1.95$

に工学的係数 1.03 を乗じた値 2.01 に比較すべき値である。

(**) ホットチャンネルの流量減少を 4% (第 5 章参照) とし、さらに集合体内の最少流量チャンネルの値に合わせた。

(3) エンタルピー・トランスポート・モデル

炉心 (J 7~10)

SG 2次側 (J 106, 112, 206, 212)

(4) 非平衡加圧器モデル

気相部からの液滴落下速度 (Rainout velocity) は 4.0 ft/sec.

(5) 初期定常状態設定オプション

主給水及び蒸気出口のジャンクション (J 151, 251, 152, 252) と熱交換器としての SG 伝熱部のヒートコンダクター (HC 101~114, 201~214) を入力で指定し、プラントのエネルギーバランスを取る。

(6) 臨界流モデル

未飽和領域 Henry - Fauske モデル

飽和領域 Moody モデル

Table 3.4.1 Input Values of Reactivities

	Reactivity ($\Delta k/k/^\circ C$)	BOL			EOL		
		($\$/^\circ F$)	Heat Cond. No.	Input Value	($\$/^\circ F$)	Heat Cond. No.	Input Value
Doppler Reactivity	-2×10^{-5}	-0.0016	1	-3.7504×10^{-4}	-0.0018	1	-4.1738×10^{-4}
			2	-8.6023×10^{-4}		2	-9.5735×10^{-4}
			3	-3.7504×10^{-4}		3	-4.1738×10^{-4}
	-3×10^{-5}	-0.0024	1	-5.6256×10^{-4}	-0.0027	1	-6.2608×10^{-4}
			2	-1.2903×10^{-3}		2	-1.4360×10^{-3}
			3	-5.6256×10^{-4}		3	-6.2608×10^{-4}
Coolant Temperature Reactivity	-3×10^{-4}	-0.0242	1	-5.6256×10^{-3}	-0.0269	1	-6.2608×10^{-3}
			2	-1.2903×10^{-2}		2	-1.4360×10^{-2}
			3	-5.6256×10^{-3}		3	-6.2608×10^{-3}
	-7.8×10^{-4}	-0.0628	1	-1.4627×10^{-2}	-0.0699	1	-1.6278×10^{-2}
			2	-3.3549×10^{-2}		2	-3.7337×10^{-2}
			3	-1.4627×10^{-2}		3	-1.6278×10^{-2}
β			0.0069			0.0062	
β/λ (sec^{-1})			398.84			350.28	

Weighting Factors for Heat Conductors ($\propto \phi$)

HC1, HC3 : 0.2329 HC2 : 0.5342 $\$/^\circ F = (\Delta k/k/^\circ C)/\beta/1.8$

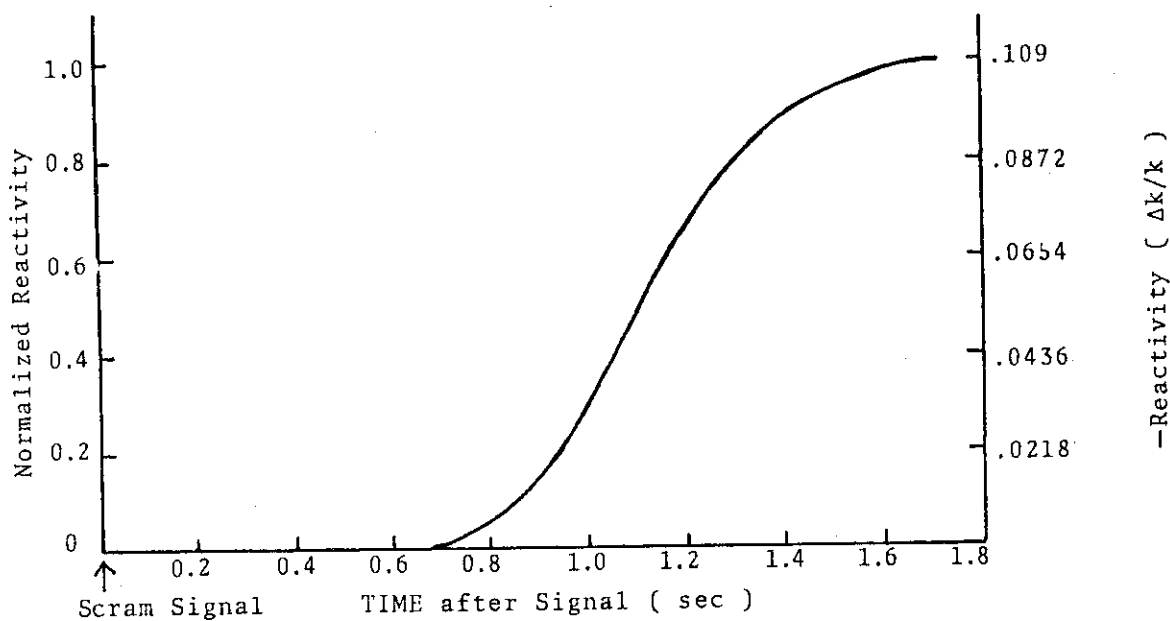


Fig. 3.4.1 Scram Curve for MUTSU Safety Analysis

4. 解析結果

4.1 一次冷却材流量の部分喪失

4.1.1 解析条件

- (1) 原因 定格出力運転中に MC ポンプ 1 台がトリップする。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等は Table 4.1.1 に示す通りである。
- (3) MC ポンプ停止ループの流量低信号により、停止ループ SG 隔離弁が閉となる。この閉動作は、流量低信号発信後 0 秒から開始し、全閉に 30 秒要するものとする。
- (4) 主機操縦弁の手動による絞り動作は考慮しない。
- (5) 原子炉は「高温スクラム」又は「低圧スクラム」によりスクラムする。MC ポンプ 1 台トリップの場合、流量低信号により出力高スクラム設定値が 115 % → 60 % に自動的に切り換わり、炉出力制御系が不作動の場合にこの信号によりスクラムする可能性があるが、本解析結果ではこのスクラム信号は無視できるものである。
- (6) 補助給水ポンプによる SG への給水は、手動によりスクラム後 10 分で開始するものとする（1 台による給水（6 m³/hr）。但し運転ループに対してのみ）。同時に設定圧 853.4 psia としてダンプ弁（崩壊熱除去系）を開く。

4.1.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスを Fig. 4.1.1 に示す。

4.1.3 解析結果

(1) 圧力評価解析

計算によって得られた主要事象生起時刻を Table 4.1.2 に、主要変数のプロット図を Fig.

4.1.2 ~ 4.1.13 に示す。

この過渡変化の原因は主冷却水（MC）ポンプの 1 台トリップであるので、Fig. 4.1.2 に両ループのポンプ出口流量を示す。2.0 秒より A ループの MC ポンプがコーストダウンし、A ループの流量が低下する。2.4 秒に A ループ流量低信号により SG-A 側の MSIV（主蒸気隔離弁）が閉じ始める（全閉までに 30 秒）。7.7 秒に原子炉温度高によりスクラム信号が発信され、この信号により主機タービンがトリップして全蒸気流量は定格時の 13.1 %（主発電機タービン分のみ）に減少する。同時に SG-A への結水は停止、SG-B への給水は蒸気流量の減少に合わせて 13.1 % に減少させて解析している。信号より 0.7 秒遅れの 8.4 秒より制御棒挿入が開始され、9.4 秒で終了する。Fig. 4.1.3 に示した原子炉出力は、スクラムで急減少する以前に、冷却材の温度上昇による負のフィードバックのため初期値の 82 % まで減少している。

16.7 秒（スクラム信号後 9 秒）には主発タービンがトリップして全蒸気流量は 0 となり、その

後 22.7 秒には B ループの MC ポンプが半速運転に移行する。Fig. 4. 1. 2 に示すように、この半速への切換で流量が減少するまでは B ループの流量は初期値よりもやや増加している。

次に 1 次系冷却材温度を停止 (A) ループについて見ると、Fig. 4. 1. 4 に示すように初期の約 10 秒間は流量の低下に従いホットレグとコールドレグの温度差が増大するが、その後は A ループは熱除去に寄与できないため温度差は拡がらず、また運転 (B) ループ側からのダウンカムを通しての冷却材の押し込みによる弱い逆流のため、約 130 秒以後では T_{hot} と T_{cold} の関係が逆転する。

運転ループの冷却材温度変化 (Fig. 4. 1. 5) は、後の加圧器圧力 (Fig. 4. 1. 6)、同水位 (Fig. 4. 1. 7)、二次側圧力 (Fig. 4. 1. 8, 4. 1. 9) と同時に見ると、現象がまとまって把握されやすい。Fig. 4. 1. 5 に示す B ループの冷却材温度は、過渡変化に入ってもまずホットレグ温度 T_{hot} が上昇し、続いてスクラム直後からコールドレグ温度 T_{cold} も上昇する。この原因は A ループのコストダウンにより炉心の有効流量が減少するため T_{hot} が上昇し、続いてスクラム信号によるタービントリップのために 2 次側圧力 (温度) が上昇するので SG の除熱能力が低下し T_{cold} が上昇するものである。

平均温度で見ると、B ループの T_{ave} は 13 秒まで上昇した後、やや低下している。加圧器圧力 (Fig. 4. 1. 6) は、この T_{ave} の変化に応じて 13 秒付近で 1 つの山を作っている。この原因は Fig. 4. 1. 9 の SG 2 次側圧力の拡大図に示すように、SG-B の圧力上昇が 12 秒付近で一たん緩やかになっているため、結果として SG-B での熱除去率が大きくなっているためである (Fig. 4. 1. 11 を見よ)。この SG-B の圧力挙動の原因は、スクラムによる出力低下によって伝熱部での蒸気発生が減少することと、タービントリップによる圧力上昇により、SG 伝熱部のポイドが減少し、ダウンカマのサブクール水の流入による混合効果のため圧力が減少しようとするためである。SG-A では、同様の混合効果による減圧はループ流量減少による熱の流入量の低下による減圧と重複していて顕著ではない。

16.7 秒以後は 2 次側の蒸気流量が 0 のため 1 次系と SG を合わせて閉じた系を構成している。また B ループのポンプは半速運転を続けるので、SG-B の圧力は 1 次側からの加熱により上昇し続け、398.5 秒で主蒸気安全弁設定圧 (991.8 psia) に達する。ここで再びエネルギーの逃げ道ができるため、SG での除熱がやや回復し (Fig. 4. 1. 11)、B ループの T_{hot} 、 T_{cold} にいく分差が生じる。同時に加圧器圧力 (Fig. 4. 1. 6) の上昇速度が少し緩やかになっている。この間、378.4 秒に加圧器水位の上昇 (6.652 ft) によりバックアップヒーター (カットオフバイパスの 1 群のみ、16.1 kW) が "ON" になっている (Fig. 4. 1. 12) が、圧力変化には些程影響がない。

602 秒に補助給水の注入が開始され同時にダンプ弁が開放されると、SG-B の圧力は急減少し除熱能力が回復するが、1 次系圧力は Fig. 4. 1. 6 に示すようにやや遅れて 604.0 秒にピーク (加圧器で 1949.1 psia) となる。その後は SG-B の圧力は、ダンプ弁設定圧 853.4 psia に近づいていき、また 1 次系圧力、温度は SG-B での除熱 (Fig. 4. 1. 11) が維持されるため下降を続け、1100 秒ではほぼ高温待機状態に近い値になっている。

(2) DNBR 評価解析

計算によって得られた主要事象発生時刻を Table 4. 1. 3 に示す。

2.0 秒で A ループの MC ポンプがトリップしコストダウンするため A ループの流量は減少し

ていく。7.3秒に原子炉温度高によりスクラム信号が発信し、0.7秒遅れの8.0秒から9.0秒にかけて制御棒が挿入されて原子炉はスクラムする。軸方向の最小DNBRはFig. 4.1.13に示すように、初期値2.38より流量の低下につれて減少していくが、Bループ側のポンプが全速運転を続けているためもあって、それほど急激な変化はしない。4.0秒で最小値2.185に達した後は、原子炉出力低下（冷却材温度上昇の負のフィードバック）によりやや増加し、8.0秒以後は原子炉スクラムにより急激にDNBRが増加する。従って最小DNBRは2.185に留まっている。

Table 4.1.1 Initial Conditions and Assumptions for Partial Loss of Primary Coolant Flow

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	103% (37.08MW)	←	
Pressure	110+2.1atg(1609psia)	110-2.1atg(1549psia)	
Core Inlet Temp.	271-2.3°C (516°F)	271+2.3°C (524°F)	
Coolant Flow Rate	100% (1102.3 lb/s)	←	
Pressurizer Level	1.12+0.234m ³ (5.99ft)	1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure	40+2.1atg(616psia)	40-2.1atg(556psia)	
Feedwater Temp.	160°C (320°F)	←	
Steam Flow Rate	103% (19.30 lb/s)	←	
SG Water Level	1.14-0.103 m ³	←	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power			
Control Rods	Normal (Only+)	←	
Density Coeff.	-3.0×10 ⁻⁴ Δk/k/°C	←	
Doppler Coeff.	-3.0×10 ⁻⁵ Δk/k/°C	←	
ii) Reactor Pressure			
Heaters	Normal	Failed	
Spray	Failed	Normal	
PORV	Failed	Normal	
Safety Valve	Normal	←	
iii) Level Control	_____	_____	
iv) 2ndary System			
Steam Dump System	Failed	←	
Feed Water Control	_____	_____	
Safety Valves	Normal	←	

Table 4.1.2 Major Conditions and Assumptions for Partial Loss of Primary Coolant flow

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of the null transient.
2.0	End of the null transient and start of the partial loss of primary coolant flow transient. The MC pump on the loop with pressurizer tripped.
2.4	Isolation valve on coast down loop started to close.
7.7	Scram signal was transmitted. (High temperature scram) Main thrust turbine tripped (Steam flow = 13.1%). Feedwater to SG-A = 0% to SG-B = 13.1%
8.4	Start of scram
9.4	End of scram
16.7	Main generator tripped (Steam flow = 0%) Feedwater = 0% (SG-B)
22.7	MC pump speed reduced to half (Operating loop).
32.4	MSIV on coast down loop closed completely.
378.4	Back-up heater "ON".
398.5	Steamline safety valve opened.
602.0	Aux. feedwater came "ON" (Operating loop) Steamline dump valve opened.
604.0	Max. pressure of pressurizer = 1949.1 PSIA
1100.	End of the computation.

Table 4.1.3 Major Event Time Table for Partial Loss of Primary Coolant Flow (DNBR EVALUATION)

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of the null transient.
2.0	End of the null transient and start of the partial loss of primary coolant flow transient. The MC pump on the loop with pressurizer tripped.
2.4	MSIV on coast down loop started to close. Minimum DNBR = 2.185
7.3	Scram signal was transmitted. (High temperature scram) Main thrust turbine tripped (Steam flow = 13.1%). Feedwater to SG - A = 0%. Feedwater to SG - B = 13.1%
8.0	Start of scram
9.0	End of scram
15.0	End of the computation.

** PARTIAL LOSS OF FLOW // SEQUENCE OF EVENTS

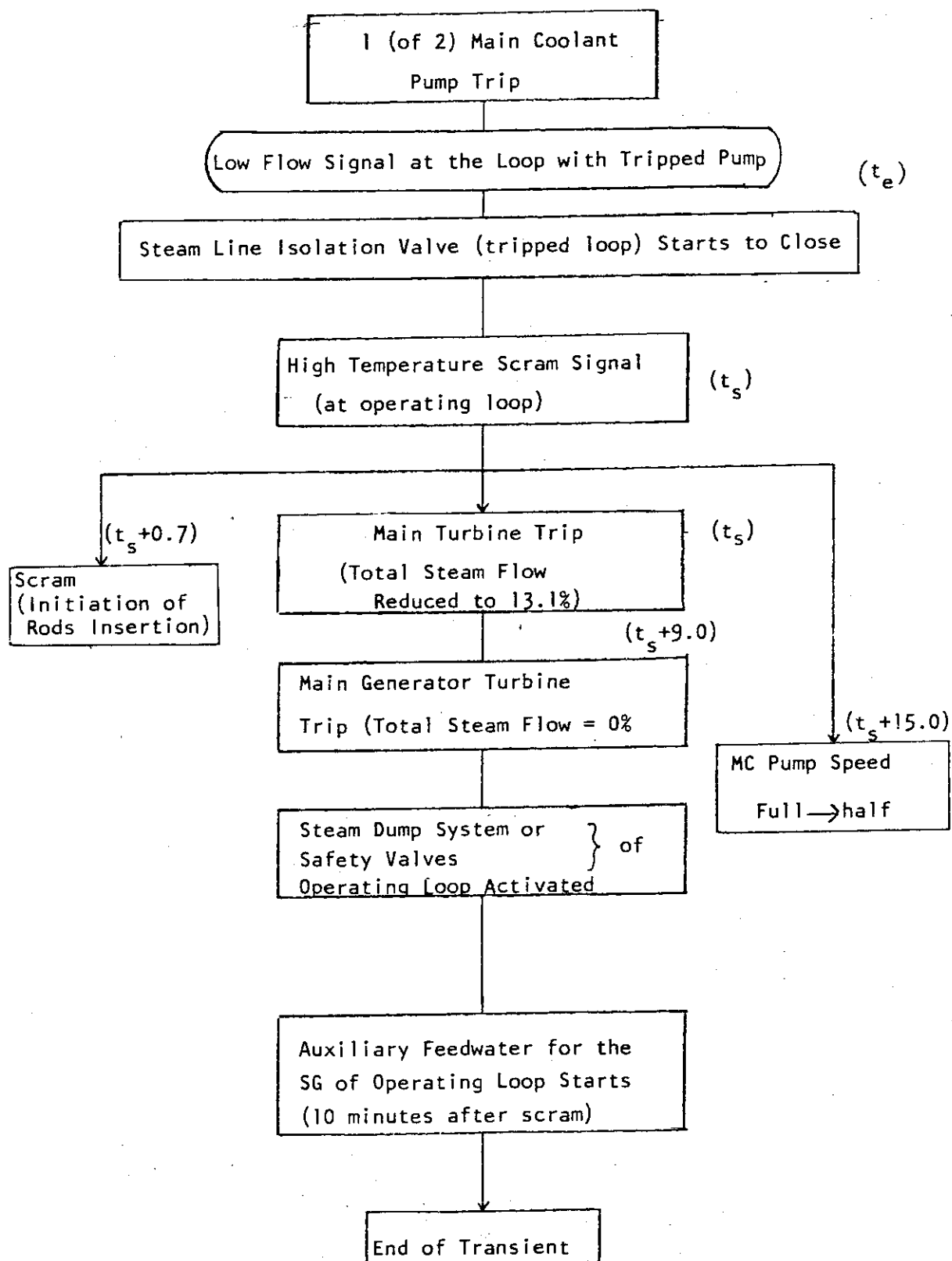


Fig. 4.1.1 Major Events Sequence Diagram for Partial Loss of Primary Coolant Flow

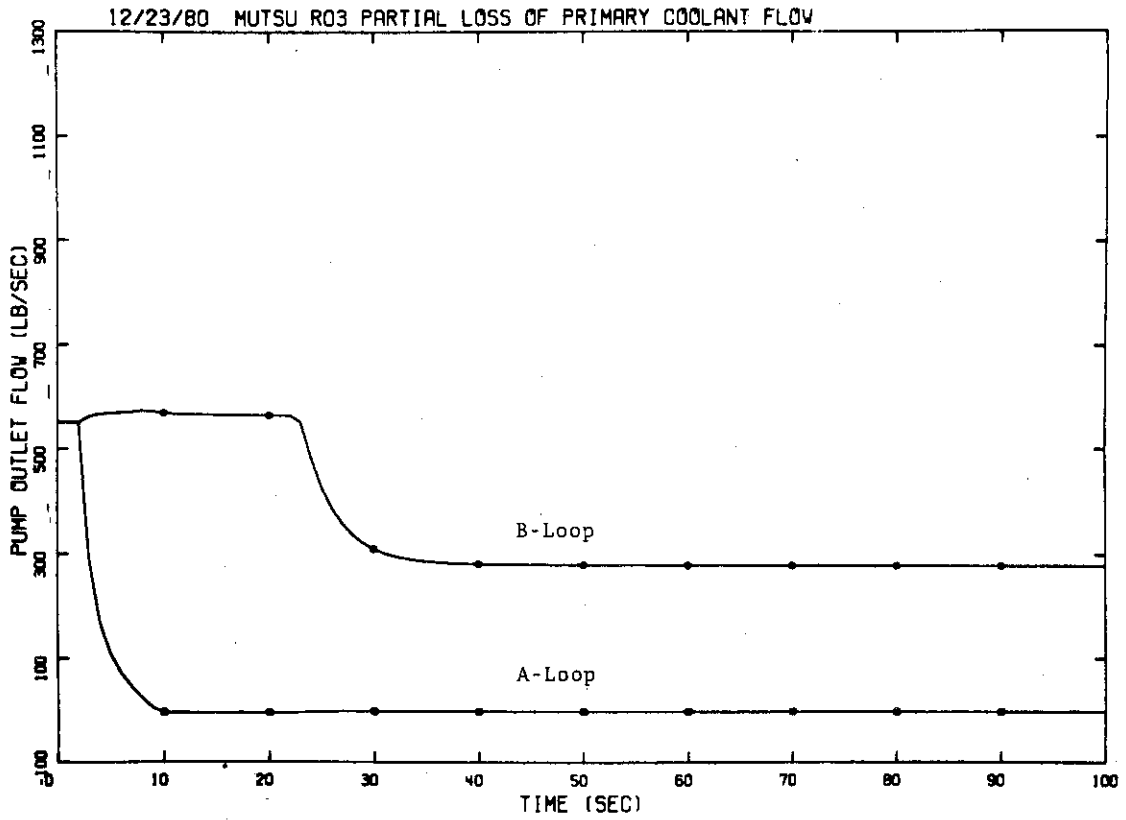


Fig. 4.1.2 Pump Outlet Flow

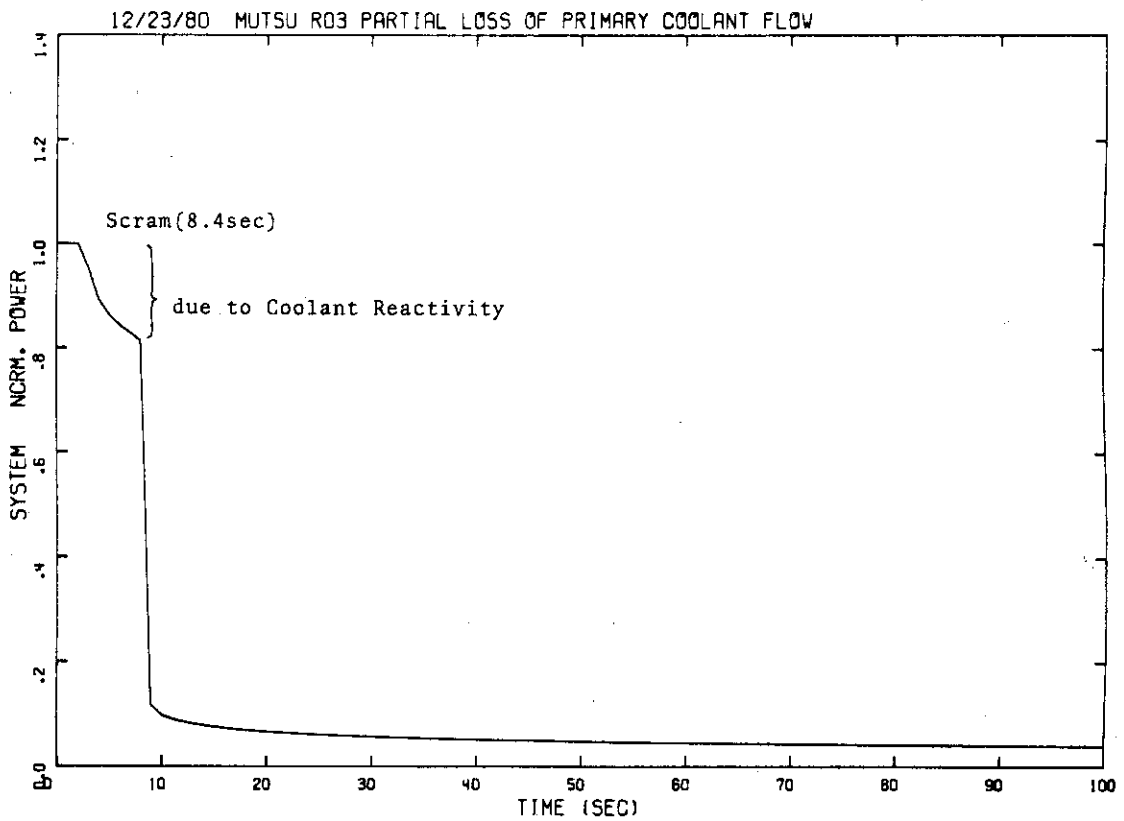


Fig. 4.1.3 Normalized Power

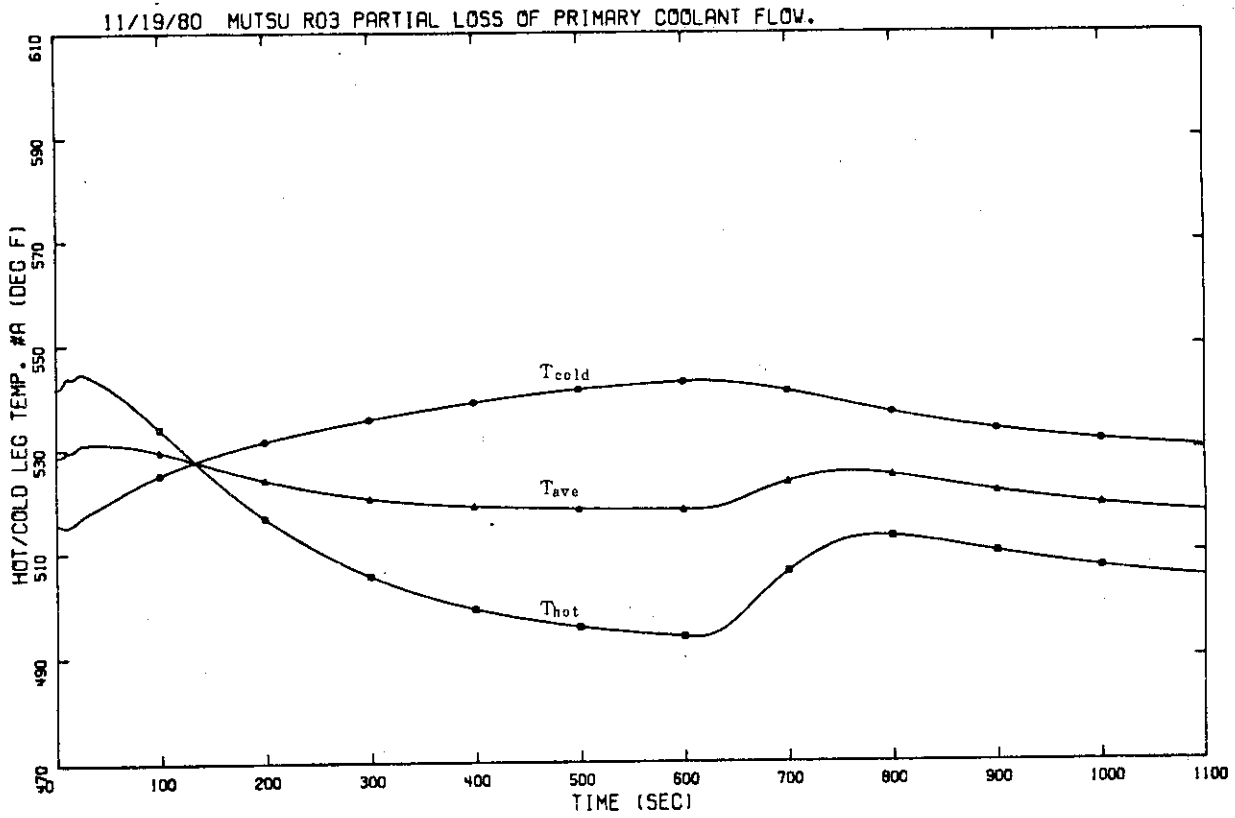


Fig. 4.1.4 Primary System Coolant Temperatures: Failed Loop (A)

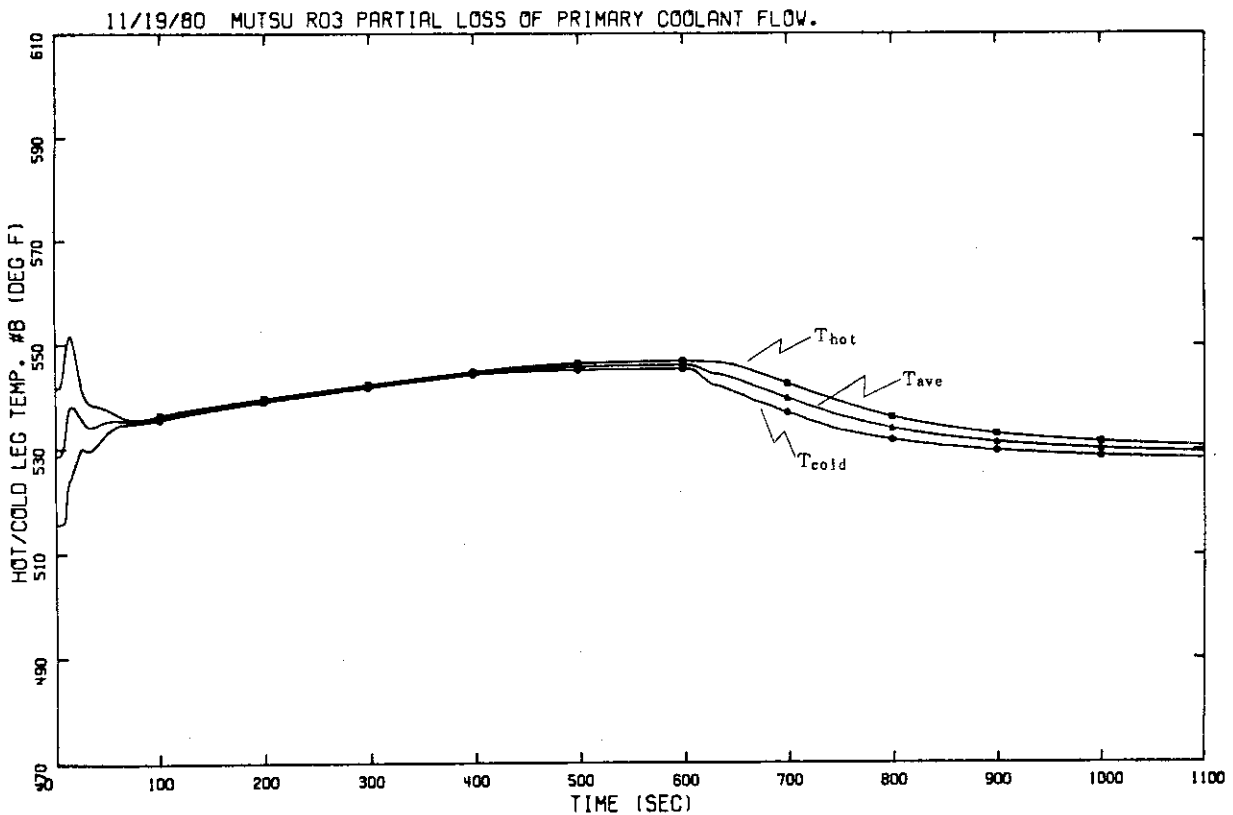


Fig. 4.1.5 Primary System Coolant Temperatures: Operating Loop (B)

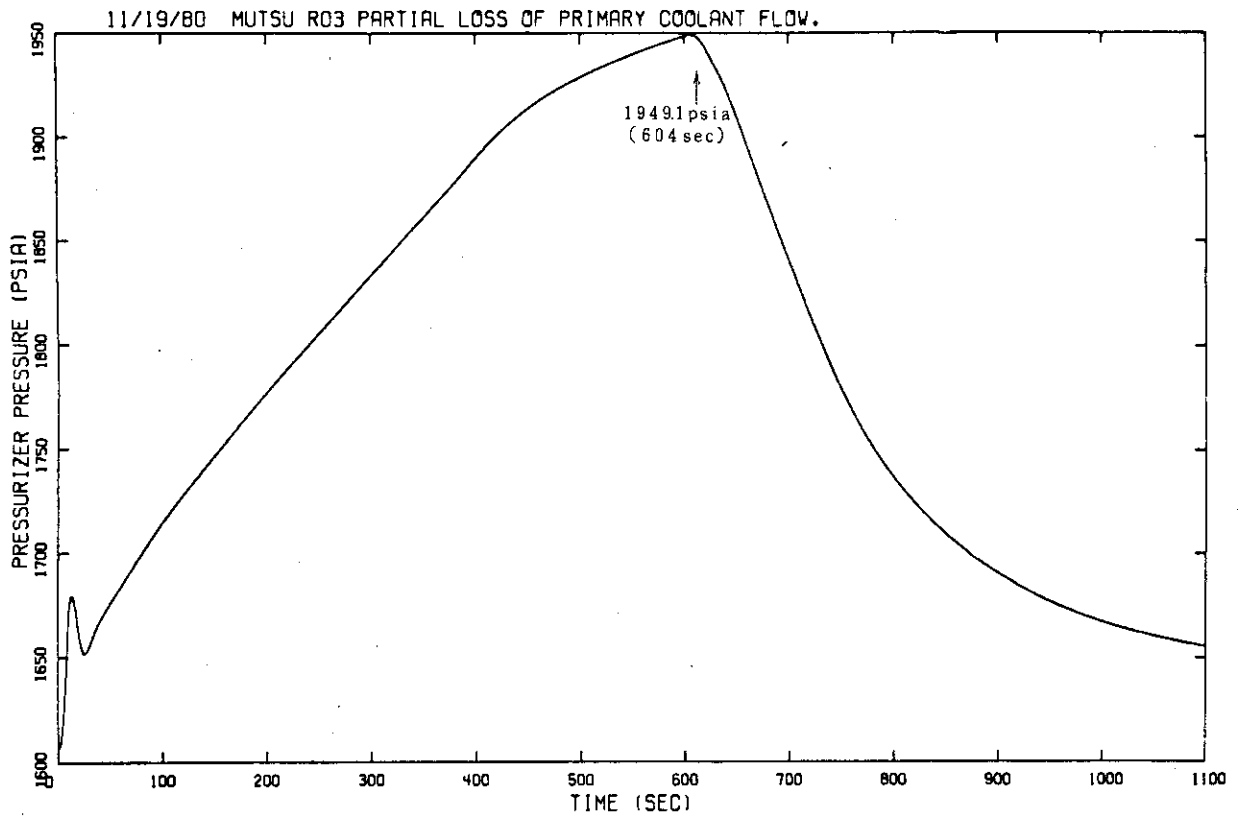


Fig. 4.1.6 Pressurizer Pressure

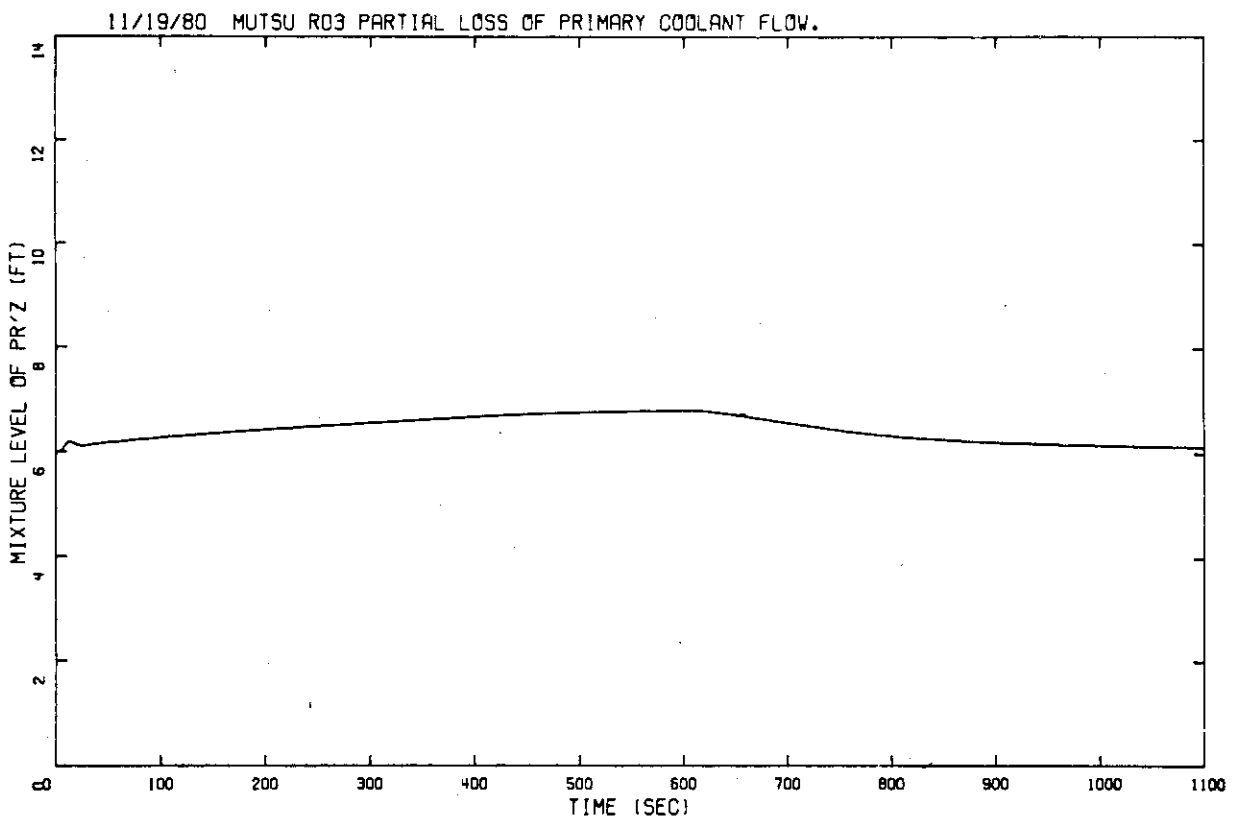


Fig. 4.1.7 Pressurizer Liquid Level

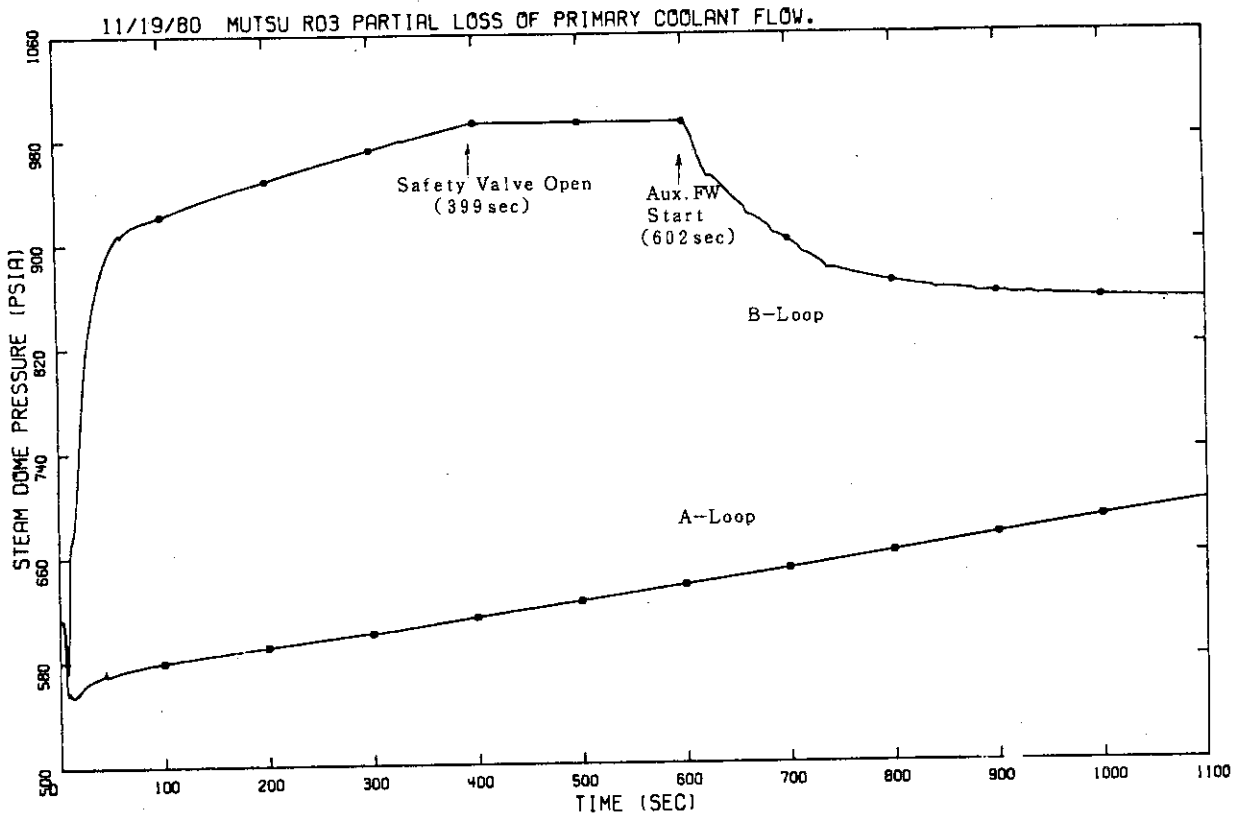


Fig. 4.1.8 Steam Generator Secondary Pressures

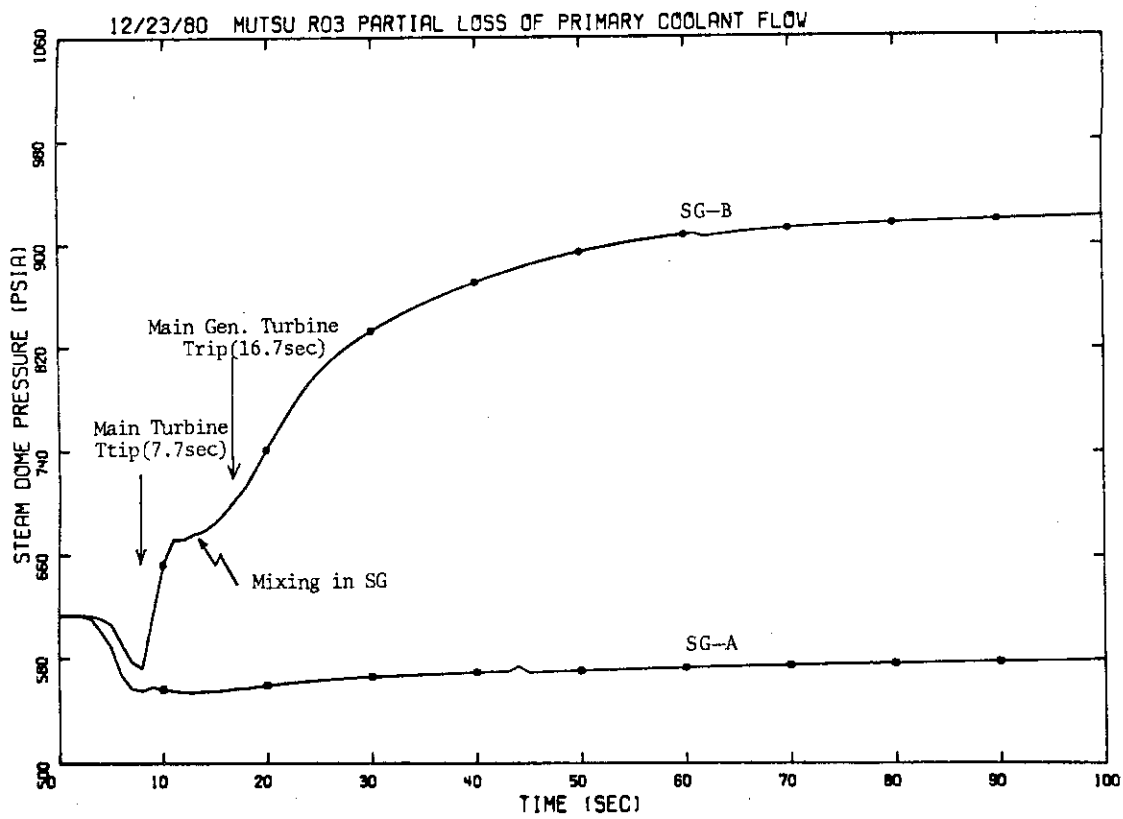


Fig. 4.1.9 Steam Generator Secondary Pressures (Large Scale)

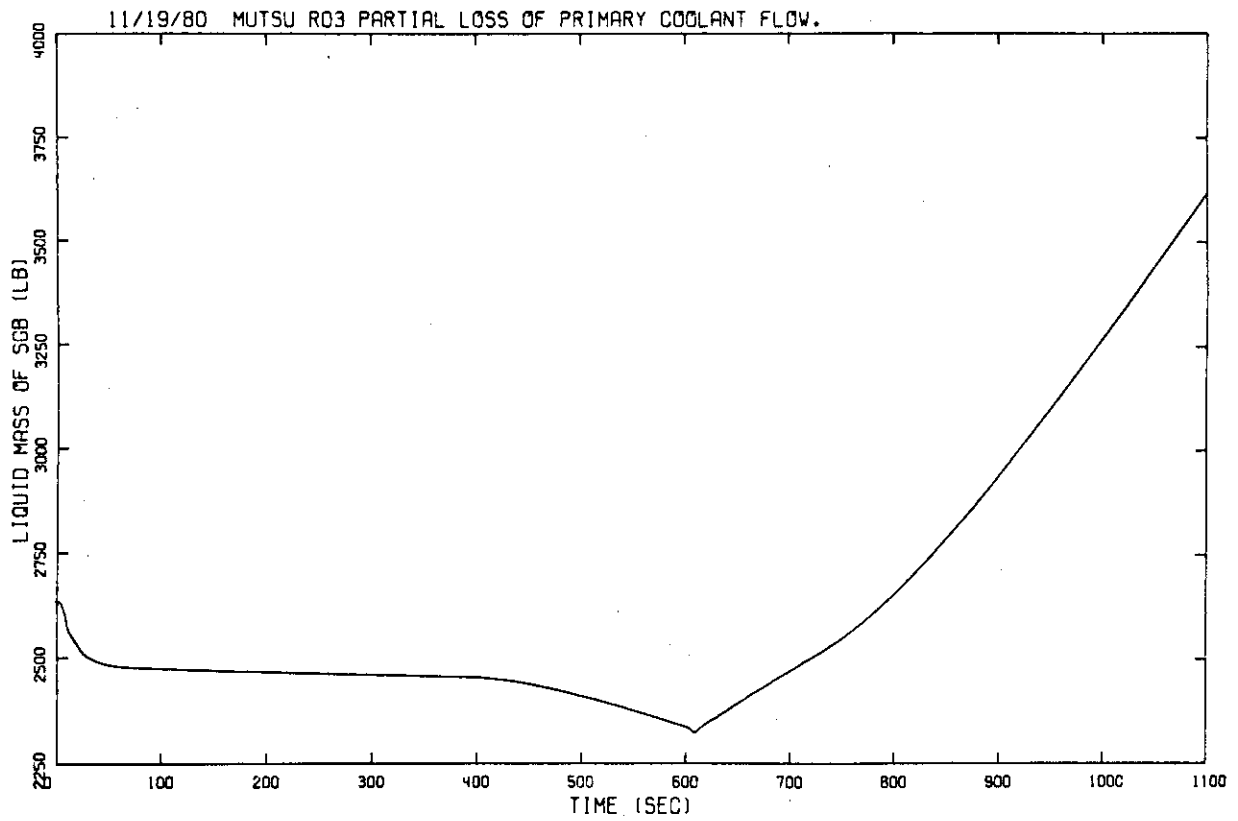


Fig. 4.1.10 Steam Generator B Liquid Inventory

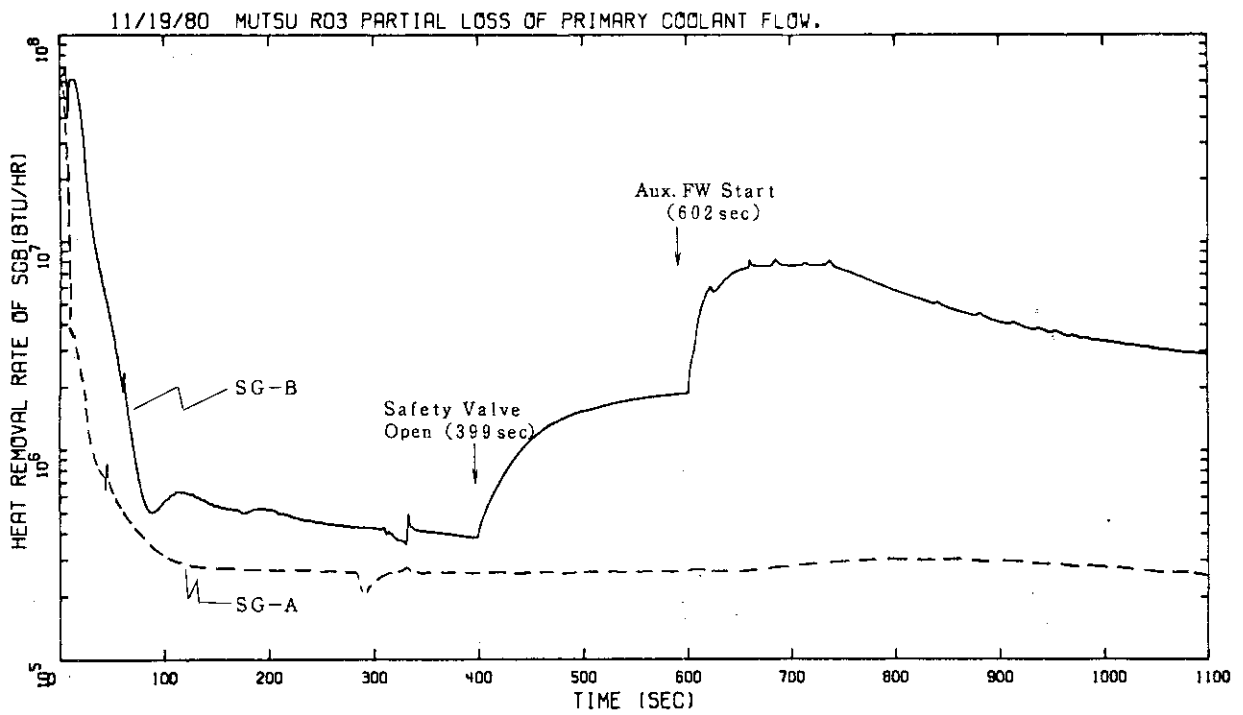


Fig. 4.1.11 Heat Transfer Rates in Steam Generators

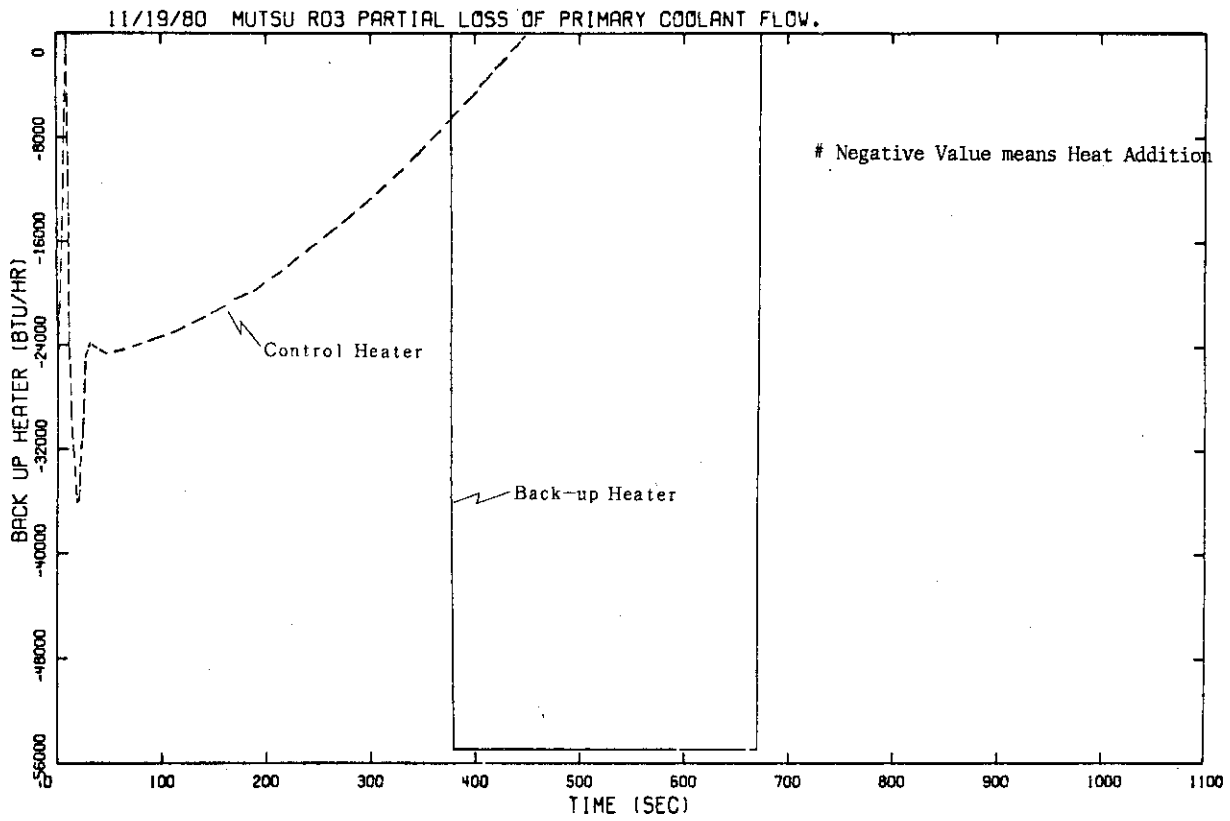


Fig. 4.1.12 Control Heater and Back-up Heater Outputs

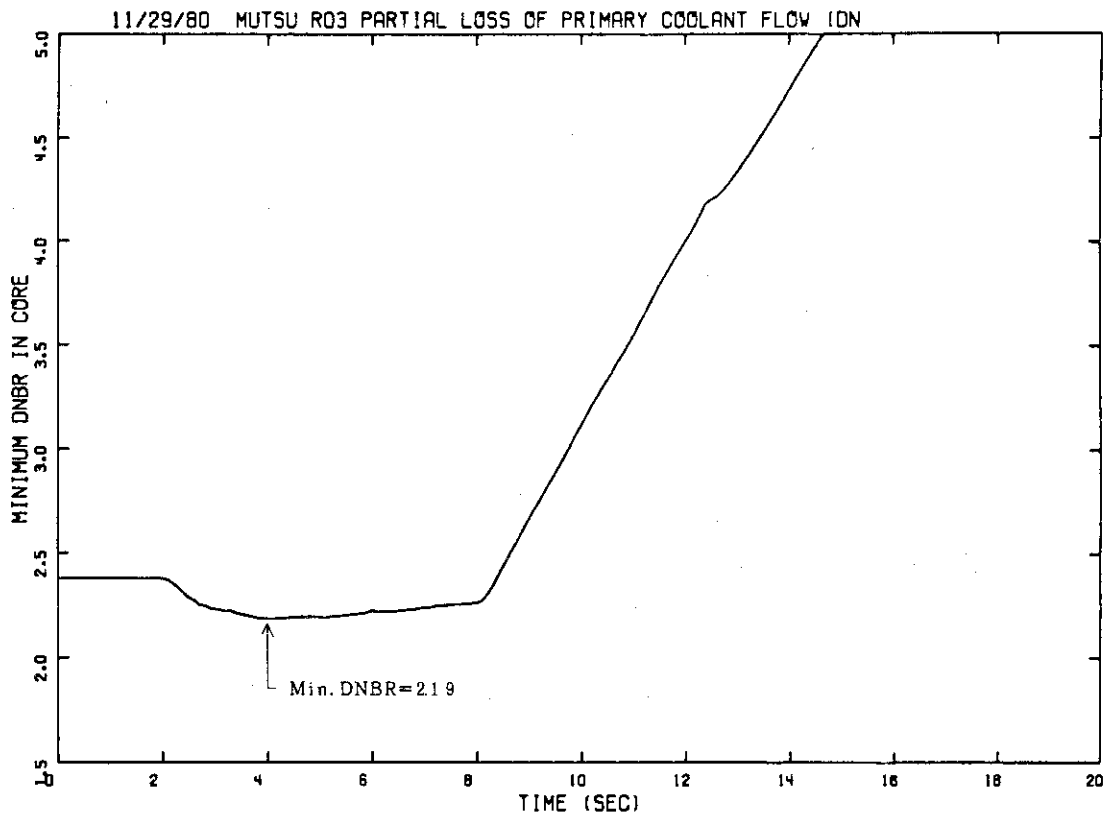


Fig. 4.1.13 Minimum DNBR

4.2 蒸気発生器への主給水喪失

4.2.1 解析条件

- (1) 原因 定格出力運転中に、主給水ポンプ（1台作動）が停止する。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等は Table 4.2.1 に示す通りである。
- (3) 陸上PWRでは圧力評価のみが対象とされているが、「むつ」では DNBR 評価を目的とした解析についても実施する。
- (4) 主給水ポンプが停止することにより、SG への給水が2基とも瞬時に喪失するものとする。
- (5) 「蒸気発生器水位低」信号により、スクラム信号が発信するとともに、補助給水ポンプが自動起動し、SG への給水を開始する。この補助給水ポンプによる給水は、水位低信号により1分後に開始される。
- (6) 陸上PWRの解析では、「外部電源喪失」を仮定しているが、「むつ」では電源はスクラム後も確保されると考える。

4.2.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスを Fig. 4.2.1 に示す。

4.2.3 解析結果

(1) 圧力評価解析

計算によって得られた主要事象生起時刻を Table 4.2.2 に、計算結果のプロット図を Fig. 4.2.2 ~ 4.2.8 に示す。

2.0 秒に SG 2 基の主給水が同時に喪失して過渡変化が始まる。給水喪失により SG 2 次側はサブクール水の供給がなくなることで、圧力 (Fig. 4.2.2)、温度が上昇を始める。スクラム信号は、蒸気発生器水位低により 88.1 秒で発信する (Fig. 4.2.3)。これより 0.7 秒遅れて (88.8 秒) 原子炉がスクラムするが、スクラム信号と同時にタービンがトリップし蒸気流量が急激に減少するため (103% → 13.1%)、2 次側の圧力、温度が急上昇し、スクラム後も 1 次系圧力は上昇を続ける。スクラム信号後 60 秒 (148.1 秒) で自動シーケンスにより補助給水が注入されるため 1 次系の圧力上昇は収まり、加圧器圧力は、162.0 秒で 1887.7 psia となる (Fig. 4.2.4)。Fig. 4.2.5 に 1 次系熱伝達率 (炉心、ポンプ、ヒーター) と 2 次側熱伝達率を示す (規格値)。補助給水開始により SG の除熱割合は上昇を始め、約 175 秒で 1 次系内での発熱合計量より大きくなる。このため 1 次系圧力は減少に転じることが判る。

原子炉の規格化出力を Fig. 4.2.6 に、また減速材温度、燃料温度および制御棒による反応度を Fig. 4.2.7 に示す。規格化出力は、スクラム前で約 13% 減少している。これは主に 1 次系の温度上昇 (Fig. 4.2.8) による減速材温度係数の負のフィードバックによるものである。なお出力制御系の作動は仮定 (ただし引抜きのみ考慮) されているが、スクラムまでは制御棒による反応度は零である。これは出力制御系のロジックにおいて、上記の出力低下を補うための出力高の偏差が 1 次系の温度上昇による出力低下の偏差と互いに相殺するため、出力制御系を作動するには

至らないためである。

SG 2 次側について、ダウンカマ水位と伝熱部の水位を Fig. 4. 2. 3 に示す。給水喪失後 2 次側蒸気が 103 % 相当 (19.3 lb/sec/SG) 流れているため、SG 2 次側水位は一定の割合で減少する。蒸気ドーム領域 (101) の水位が約 21 秒で零になると、同時刻から上部ダウンカマ (102) に水位が現われる。上部ダウンカマから下部ダウンカマ (103) に水位が移る (約 87 秒) と水位は急に低下する。これはダウンカマの流路面積が場所によって異なるためで、実際下部ダウンカマの流路面積は、上部ダウンカマの 1/7 程度である。88.1 秒で SG 2 次側水位低によるスクラム信号が発信され、88.8 秒でスクラムが始まる。スクラムすると SG 2 次側伝熱部 (110) では、熱負荷の低下によりボイド率が減少すると同時に水位も低下する。またスクラム信号と同時に蒸気流量は 13.1 % (スクラム信号後 9 秒間、その後は 0 %) に減少しているため、圧力が上昇するのでさらにボイドが減少しやすくなる。このためダウンカマ部の水は伝熱部へ急激に流れ込み、約 110 秒でダウンカマ部と伝熱部の水位が平衡に達する。そして補助給水が注入されるまで一定に推移する。

(2) DNBR 評価解析

計算によって得られた主要事象生起時刻を Table 4. 2. 3 に、計算結果のプロット図を Fig. 4. 2. 9 に示す。

最小 DNBR を Fig. 4. 2. 9 に示す。最小値は給水喪失後 9.6 秒で 2.38 である。MC ポンプは 83.4 秒 (スクラム信号後 15 秒) まで定格回転を続ける。したがって DNBR の最も厳しい時刻 (計算開始 11.6 秒) で、1 次系流量は初期値とほとんど同じである。そのため最小 DNBR も初期値とほとんど変わらない結果になった。

Table 4.2.1 Initial Conditions and Assumptions for Loss of Feedwater

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	103% (37.08MW)	←	
Pressure	110+2.1atg(1609psia)	110-2.1atg(1549psia)	
Core Inlet Temp.	271-2.3°C (516°F)	271+2.3°C (524°F)	
Coolant Flow Rate	100% (1102.3 lb/s)	←	
Pressurizer Level	1.12+0.234m ³ (5.99ft)	1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure	40+2.1atg (616psia)	40-2.1atg (556psia)	
Feedwater Temp.	160 °C (320°F)	←	
Steam Flow Rate	103% (19.30 lb/s)	←	
SG Water Level	1.14+0.103 m ³	←	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power			
Control Rods	Normal (Only+)	←	
Density Coeff.	-3.0×10 ⁻⁴ Δk/k/°C	←	
Doppler Coeff.	-3.0×10 ⁻⁵ Δk/k/°C	←	
ii) Reactor Pressure			
Heaters	Normal	Failed	
Spray	Failed	Normal	
PORV	Failed	Normal	
Safety Valve	Normal	←	
iii) Level Control	_____	_____	
iv) 2ndary System			
Steam Dump System	Failed	Normal	
Feed Water Control	_____	_____	
Safety Valves	Normal	←	

Table 4.2.2 Major Event Time Table for Loss of Feedwater

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of null transient.
2.0	End of the null transient. Start of the loss of feedwater transient.
88.1	Scram signal by low level in SG secondary. Main turbine tripped. (Steam flow is reduced to 13.1%)
88.8	Start of scram.
97.8	Main generator turbine tripped. (Steam flow 0%)
103.8	MCP speed reduced to half.
148.1	Aux. feedwater came "ON". Reestablished heat removal by steam gen.
400.0	End of calculation

Table 4.2.3 Major Event Time Table for Loss of Feedwater (DNBR EVALUATION)

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of null transient.
2.0	End of the null transient. Start of the loss of feedwater transient.
68.4	Scram signal by low level in SG secondary. Main turbine tripped. (Steam flow is reduced to 13.1%)
69.1	Start of scram
77.4	Main generator turbine tripped. (Steam flow 0%)
83.4	MCP speed reduced to half.
128.4	Aux. feedwater came "ON". Reestablished heat removal by steam gen.
400.0	End of calculation

** LOSS OF FEEDWATER // SEQUENCES OF EVENTS

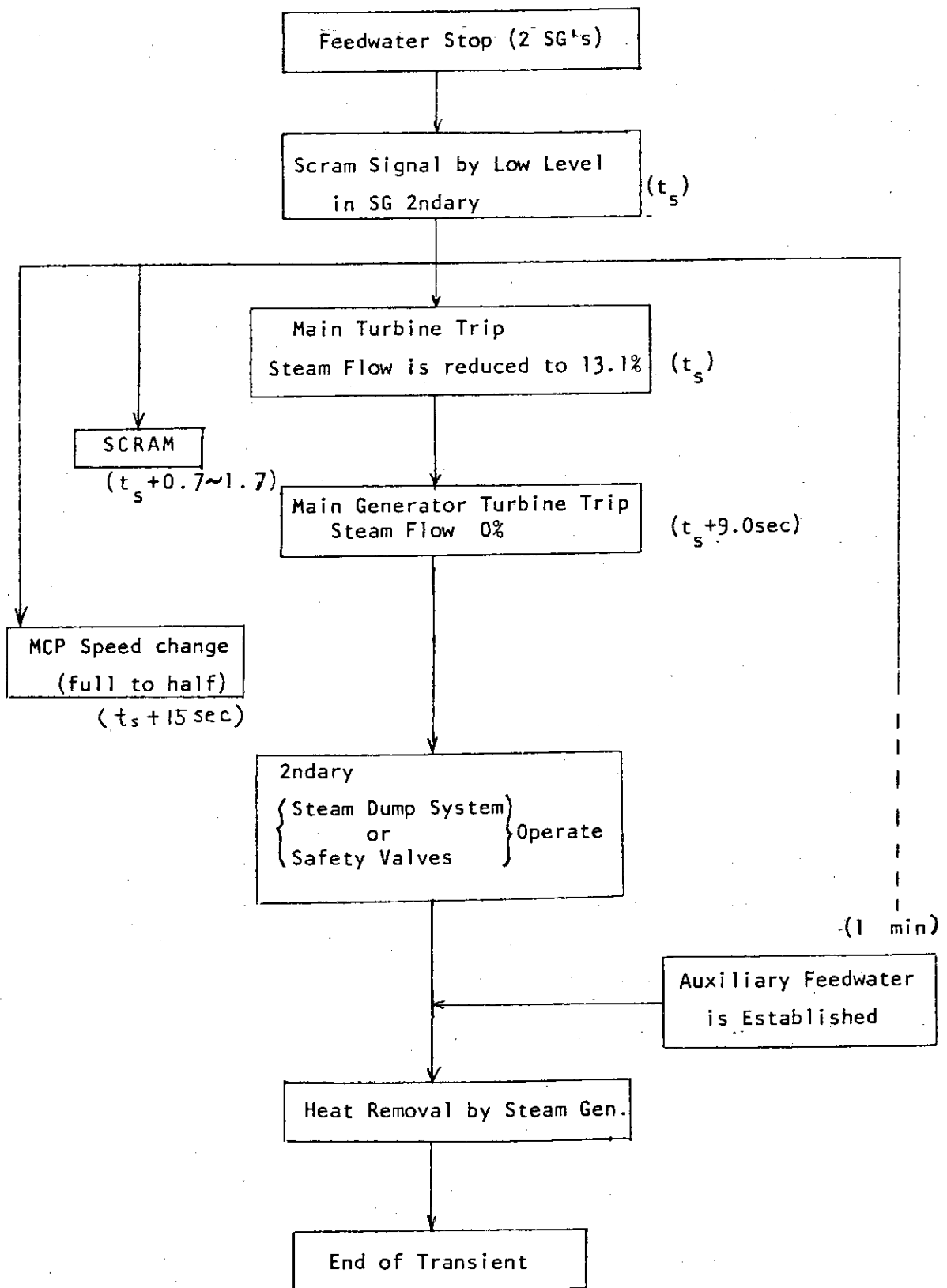


Fig. 4.2.1 Major Events Sequence Diagram for Loss of Feedwater

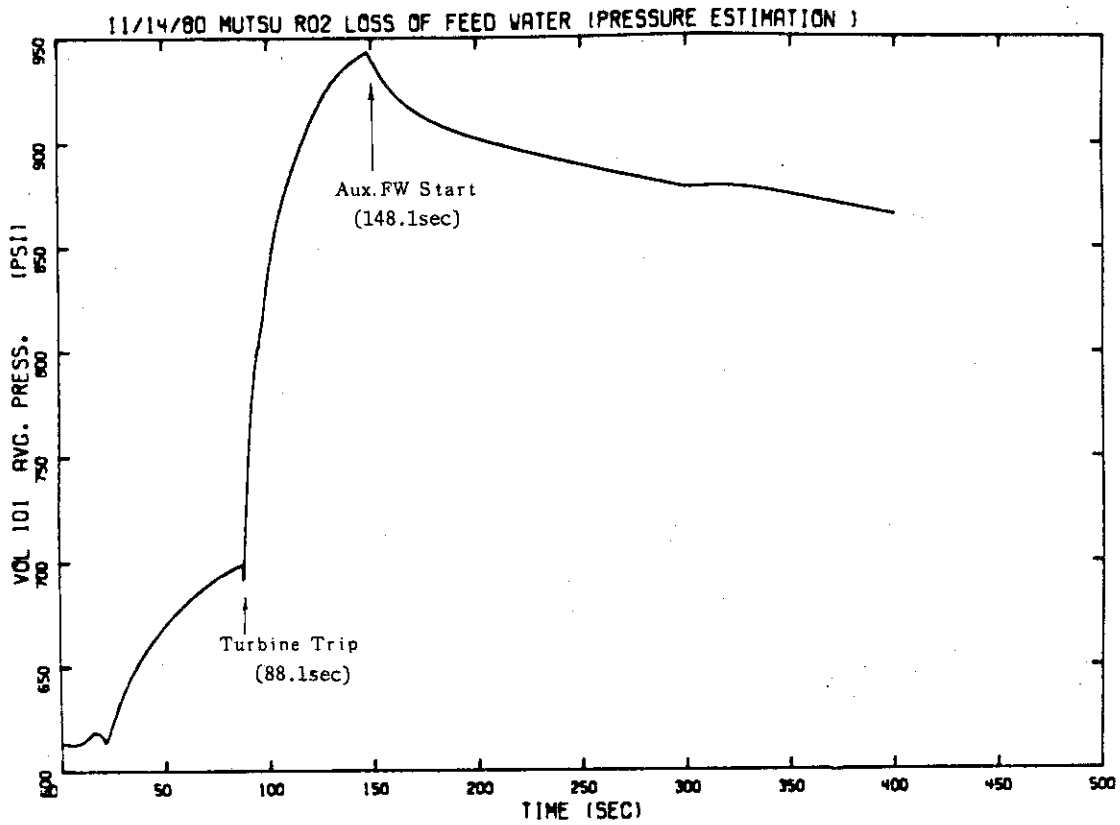


Fig. 4.2.2 Steam Generator Secondary Pressure

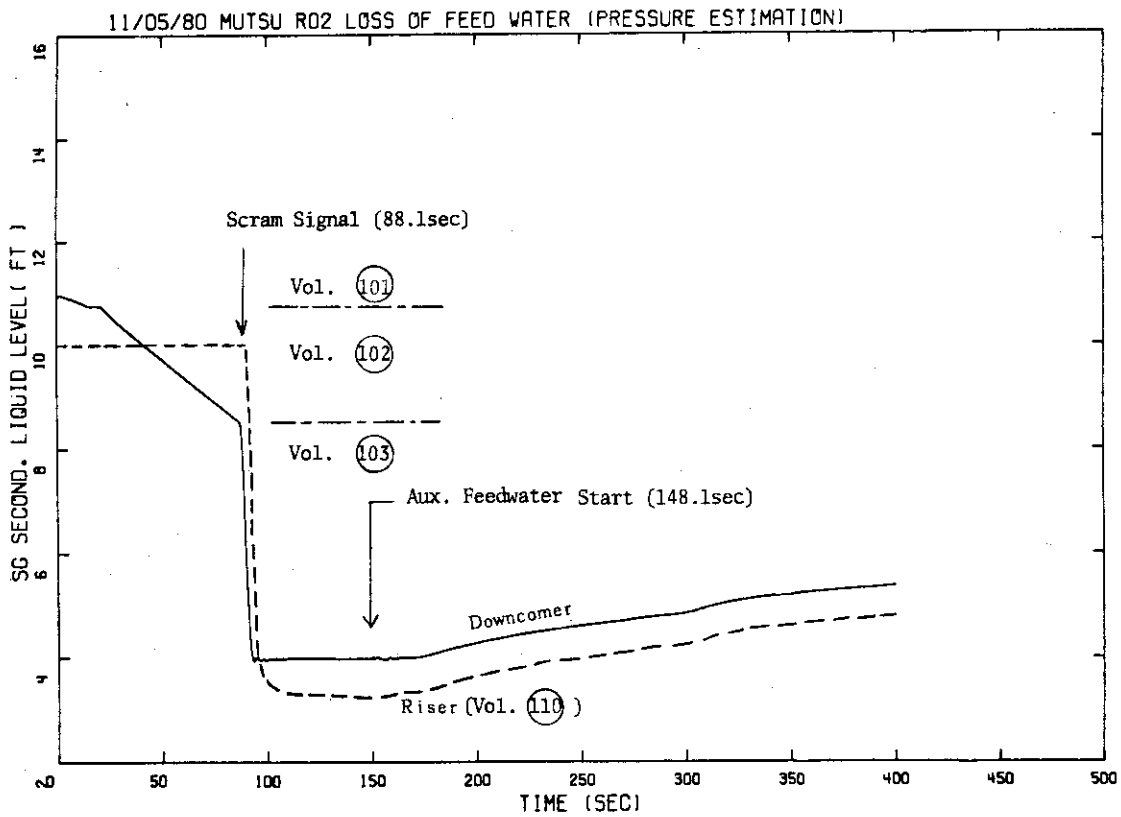


Fig. 4.2.3 Steam Generator Secondary Liquid Levels

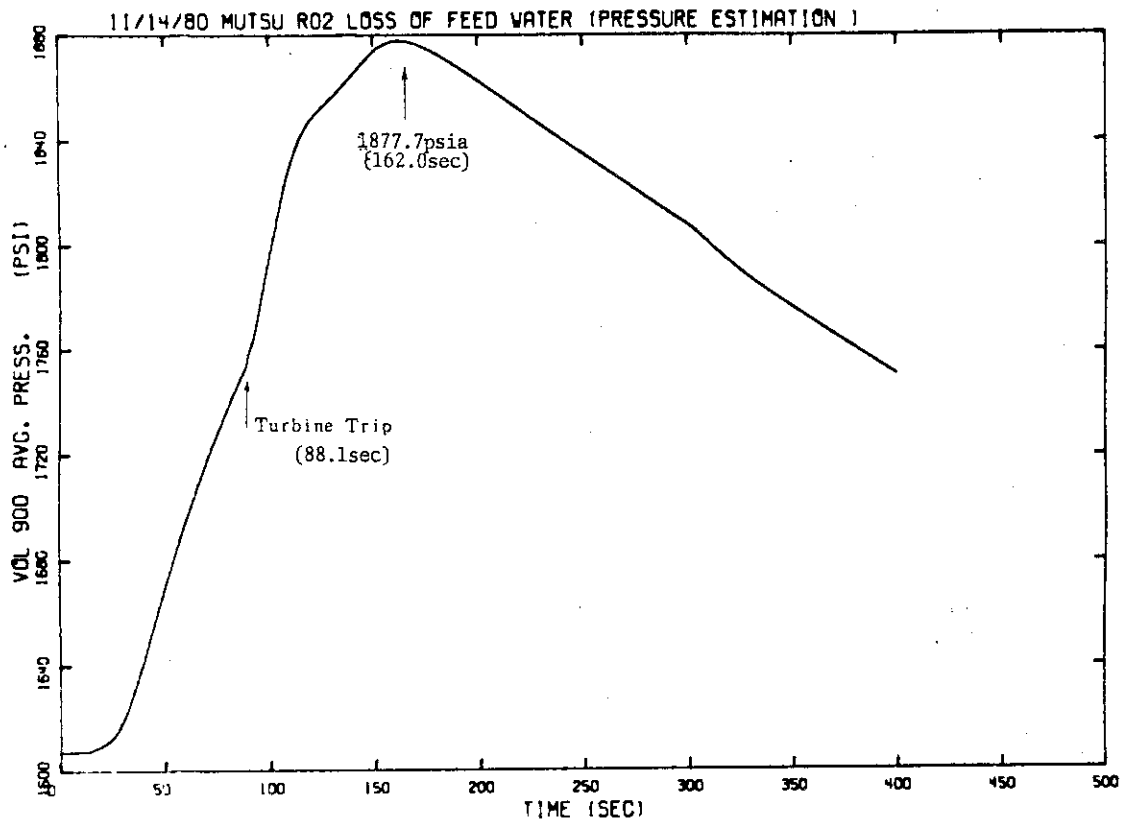


Fig. 4.2.4 Pressurizer Pressure

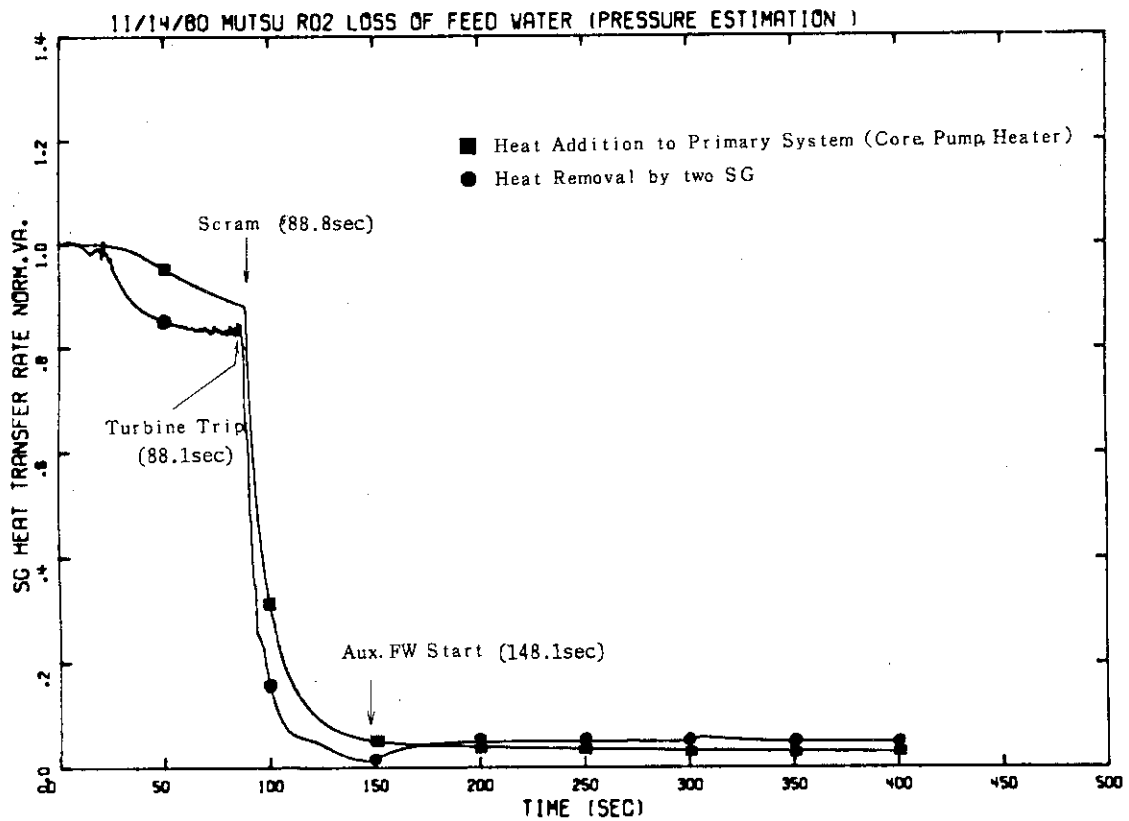


Fig. 4.2.5 Heat Transfer Rates in Primary System and Steam Generator

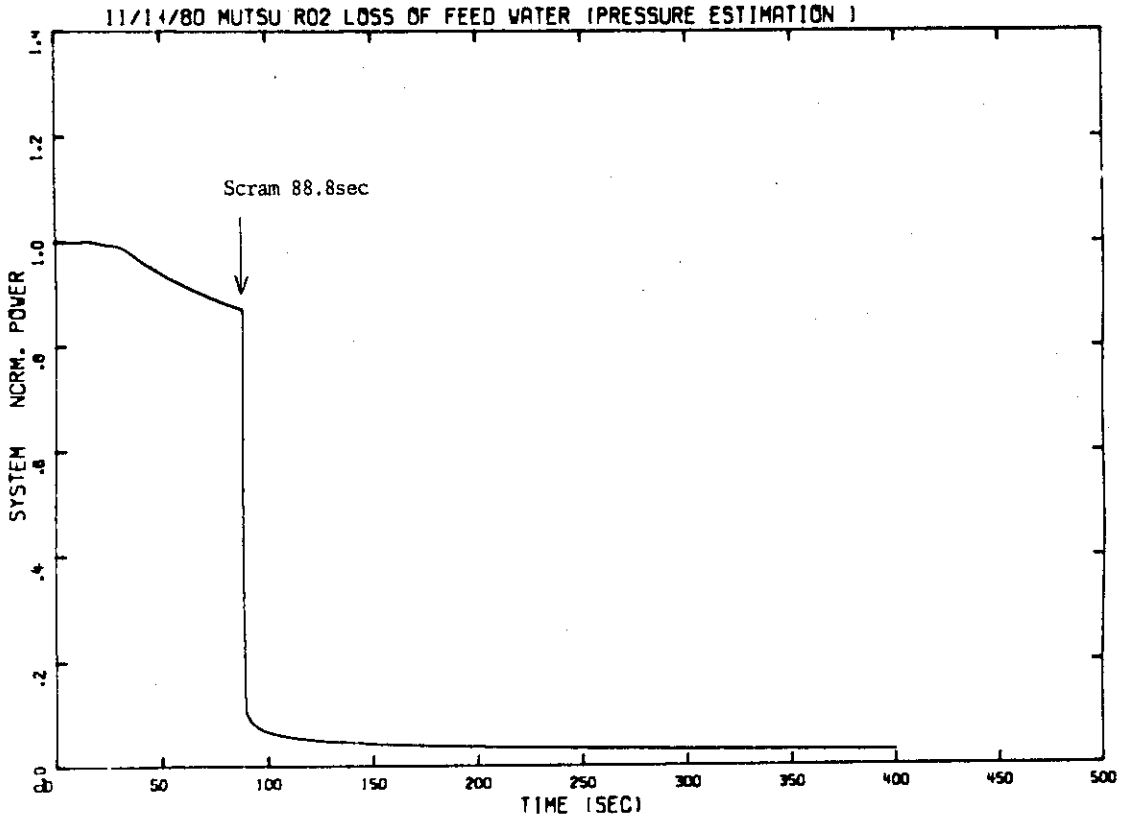


Fig. 4.2.6 Normalized Power

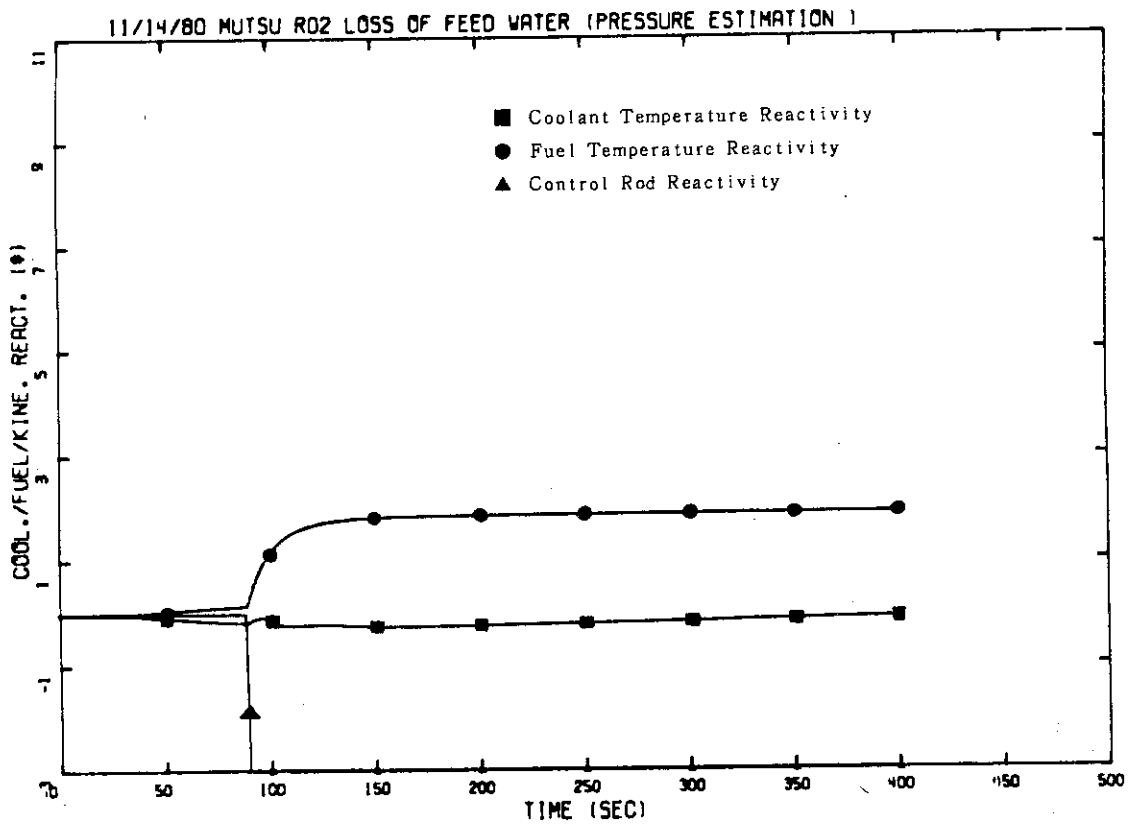


Fig. 4.2.7 Reactivities of Coolant Temperature, Fuel Temperature and Control Rod

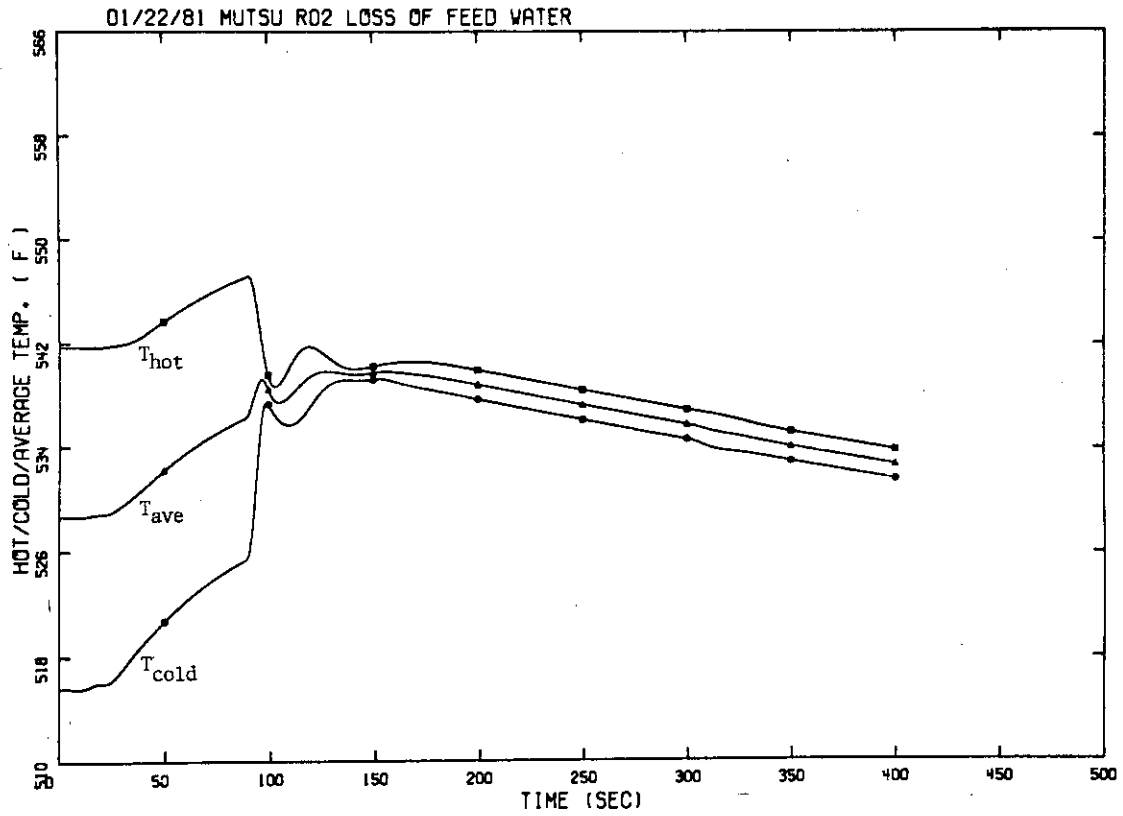


Fig. 4.2.8 Primary System Coolant Temperatures

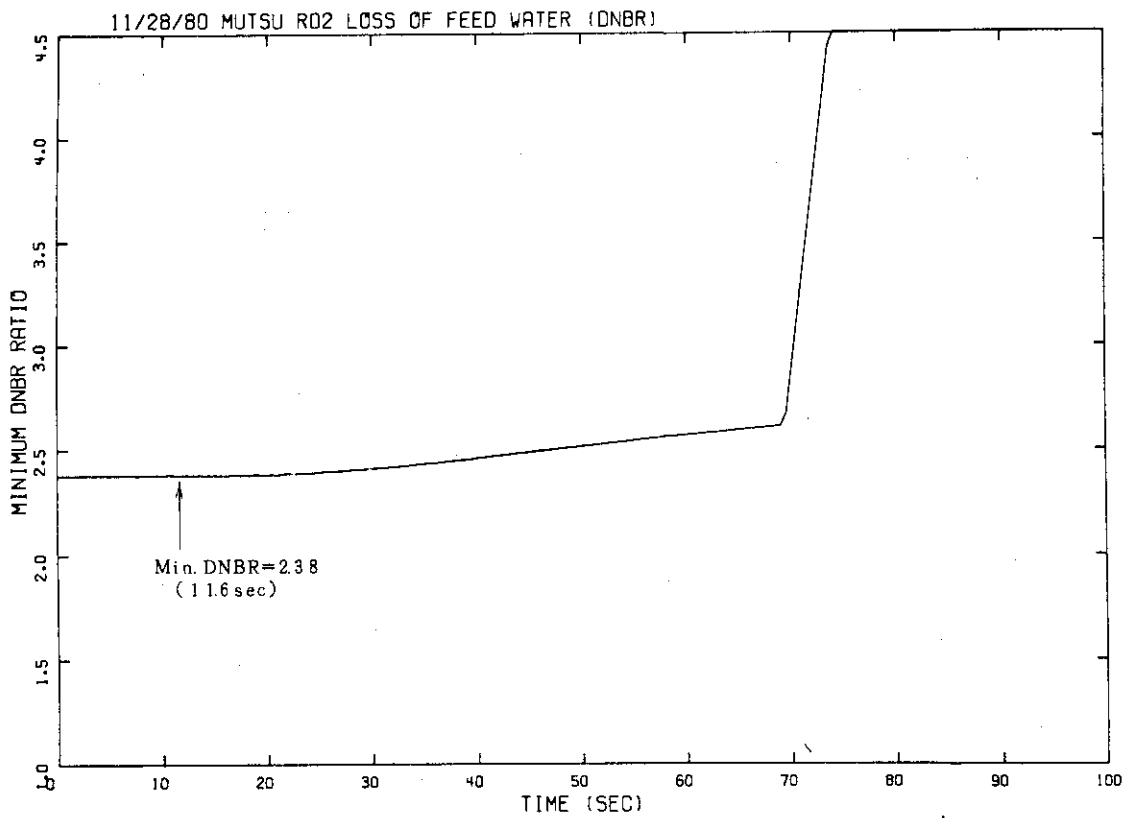


Fig. 4.2.9 Minimum DNBR

4.3 蒸気発生器への過剰給水

4.3.1 解析条件

- (1) 原因 定格出力運転中に主給水制御弁2個が同時に全開する。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等はTable 4.3.1に示す通りである。
- (3) 本過渡変化は1次系圧力が低下する事象であり、また陸上PWRと異なり、SG水位高信号によってタービントリップに至ることはない。したがって、「むつ」の場合は圧力評価を目的とした解析は必要ないと考えられる。よって解析はDNBR評価を目的としたケースについて実施する。
- (4) 給水流量はステップ状に、130%初期流量まで増加し、以後給水停止信号発信までその値で一定とする。
- (5) 蒸気流量は初期値で一定とする。
- (6) 本ケースではスクラムすることはないと考えられるが、対象となるスクラム信号は低圧スクラム、高温スクラム、及び出力高信号である。
- (7) SG水位高信号により、主給水制御弁又は給水ライン隔離弁が閉となる。その閉動作は、信号発信後0秒から開始し、全閉まで30秒要するものとする。
- (8) 給水停止以後は、「4.2 蒸気発生器への主給水喪失」同様のシーケンスとする。

4.3.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスをFig. 4.3.1に示す。

4.3.3 計算結果

計算によって得られた主要事象生起時刻をTable 4.3.2に、計算結果のプロット図をFig. 4.3.2～4.3.11に示す。

SG 2次側への主給水流量はFig. 4.3.2の通りである。2.0秒に主給水流量が103% (19.30 lb/sec/SG) から130% (24.36 lb/sec/SG) に増えた場合のSG 2次側水位をFig. 4.3.3に、圧力をFig. 4.3.4に示す。トランジェント発生後210秒で、蒸気発生器水位高 (101), 1.95 ft) 信号が発信するため、給水バルブは閉じ始め、30秒で全閉になる(242.0秒)。この間蒸気流量は103%相当 (19.30 lb/sec/SG) を保っていると仮定しているため、給水が停止するとSG水位は一定の割合で減少に転じる。ダウンコマ (103) の水位が8.09 ftを切ると、SG水位低によるスクラム信号が発信される (324.9秒)。385秒以後の水位上昇は、補助給水の注入によるものである。

規格化出力をFig. 4.3.5に、減速材温度、燃料温度および制御棒による反応度をFig. 4.3.6に示す。過剰給水により1次系からの除熱が増加すると (Fig. 4.3.7), 1次系の圧力 (Fig. 4.3.8), 温度 (Fig. 4.3.9) が下がり、したがって減速材温度による反応度は正のフィードバックを、またドップラーによる反応度は炉出力の上昇による燃料温度 (Fig. 4.3.10) の上昇で負のフィードバックを与える。例えば規格化出力が最大 (1.028) となる168秒で前者は0.0259 \$,

後者は $-0.0256 \$$ である。この差 ($0.0003 \$$) が原子炉出力の上昇をもたらしている。なお同時刻で出力制御系は未作動である。

2次側の給水流量が103%から130%に増加するとき、規格化出力は2.8%の増加に収まっている。このように炉出力の上昇が比較的小さいのは、過剰給水により注入された水が主にダウンカマ部のサブクール度を大きくするために寄与し、結果的に伝熱部へ入る水のエンタルピー変化が2.3%程度の減少にとどまっているためである。主給水が止まると1次系の温度は上昇を始める。そして減速材温度の反応度は負のフィードバックになるため、炉出力は減少に転じる。その結果、出力制御系が239秒から作動し制御棒の引き抜きが開始されるため、規格化出力はスクラム前に約18%の減少に収まる。

加圧器圧力は、過剰給水によりわずかに減少するが給水弁が止じるとSGによる除熱低下により徐々に増加する。以後のプラント状態の変化は出発点となる状態が少し異なっているものの、4.2節で述べたSGへの主給水喪失のトランジェントと概ね同様である。

最小DNBRをFig. 4.3.11に示す。最小値は145.0秒で2.31である。最小DNBRはスクラム近くまで初期値とほとんど変わらず推移している。これは炉出力の上昇が小さいこと、加えてMCポンプが定格回転を続けているため(スクラム信号発信後15秒まで)、1次系流量が初期値とほとんど変わらないことによる。

Table 4.3.1 Initial Conditions and Assumptions for Excessive Feedwater

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	/	103% (37.08MW)	
Pressure		110-2.1atg (1549psia)	
Core Inlet Temp.		271+2.3°C (524°F)	
Coolant Flow Rate		100% (1102.3 lb/s)	
Pressurizer Level		1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure		40-2.1atg (556psia)	
Feedwater Temp.		160°C (320°F)	
Steam Flow Rate		103% (19.30 lb/s)	
SG Water Level		1.14-0.103 m ³	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power	/	Normal (Only+)	
Control Rods			
Density Coeff.		$-3.0 \times 10^{-4} \Delta k/k/^\circ C$	EOL
Doppler Coeff.		$-3.0 \times 10^{-5} \Delta k/k/^\circ C$	EOL
ii) Reactor Pressure			
Heaters		Failed	
Spray		Failed	
PORV		Failed	
Safety Valve		Failed	
iii) Level Control			
iv) 2ndary System			
Steam Dump System		Failed	
Feed Water Control			
Safety Valves		Failed	

Table 4.3.2 Major Event Time Table for Excessive Feedwater
(DNBR EVALUATION)

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of null transient
2.0	End of null transient Start of excessive feedwater transient (103% flow to 130% flow)
211.8	SG liquid level "high" signal Feedwater valves started to close.
241.8	Feedwater valves closed completely.
324.9	Scram signal by low level in SG secondary Main turbine tripped (Steam flow is reduced to 13.1%).
325.6	Start of scram
333.9	Main generator turbine tripped (Steam flow 0%).
335.9	MCP speed reduced to half.
384.9	Aux. feedwater came "ON".
430.0	End of calculation

** EXCESSIVE FEEDWATER TO SG // SEQUENCE OF EVENTS

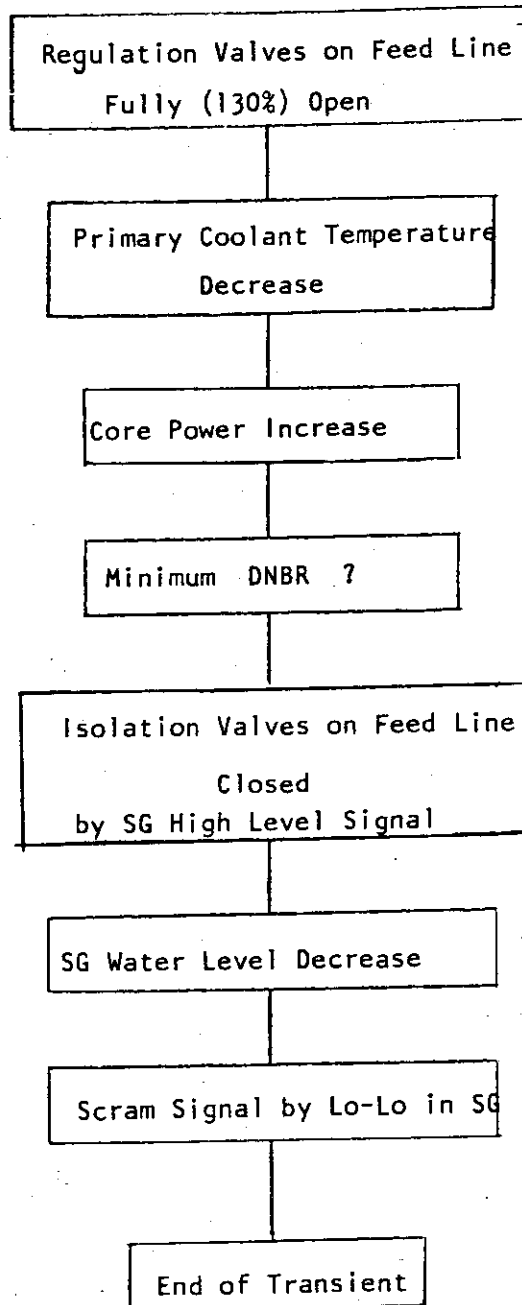


Fig. 4.3.1 Major Events Sequence Diagram for Excessive Feedwater

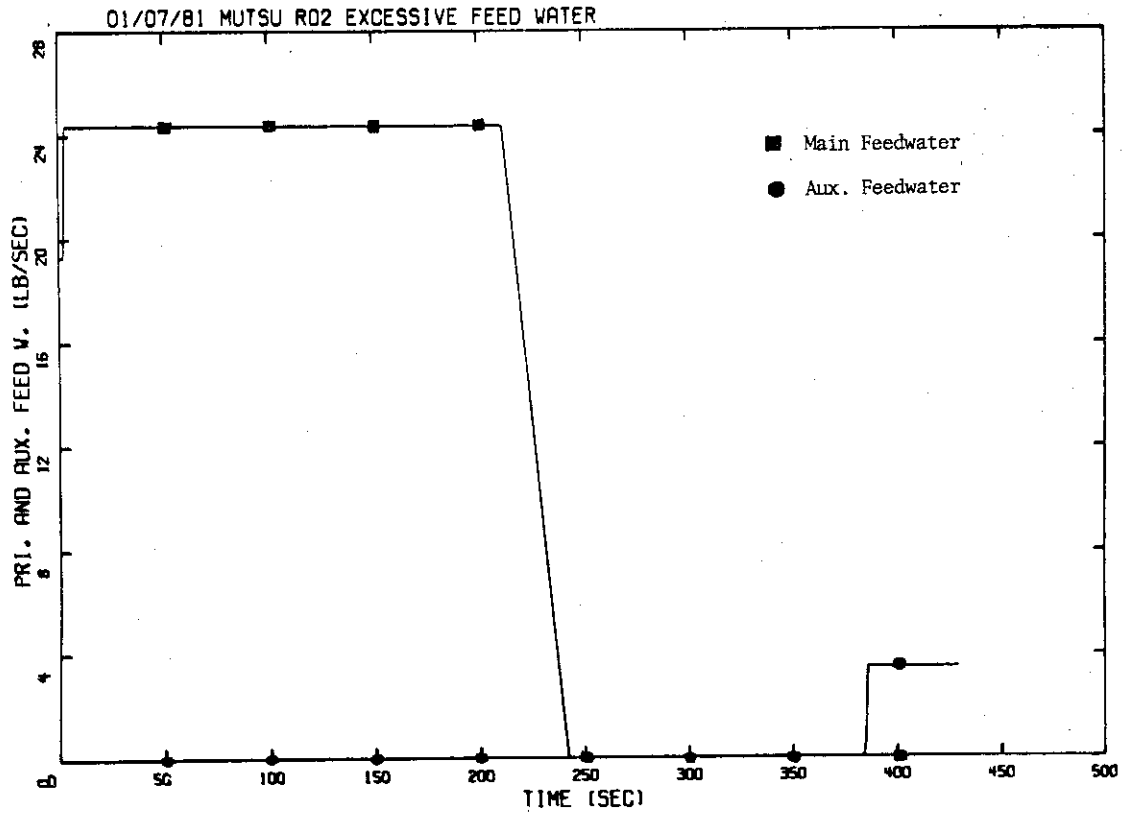


Fig. 4.3.2 Primary and Auxiliary Feedwaters

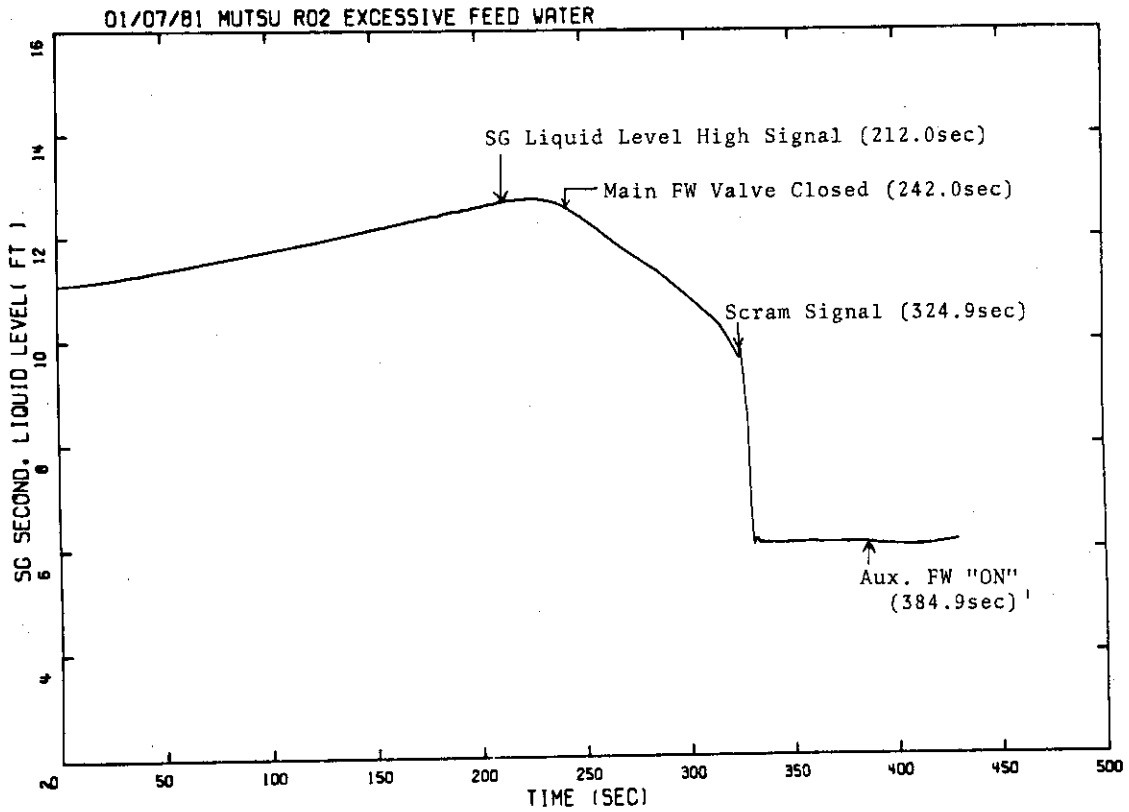


Fig. 4.3.3 Steam Generator Secondary Liquid Level

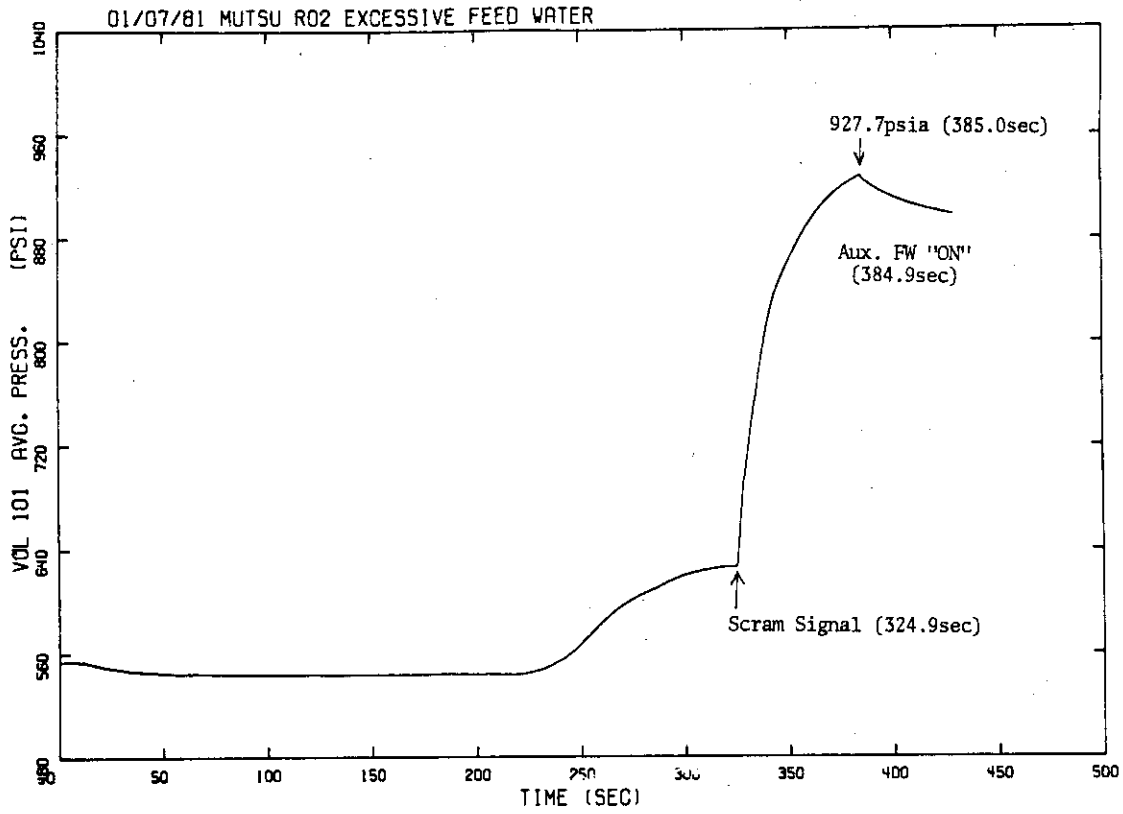


Fig. 4.3.4 Steam Generator Secondary Pressure

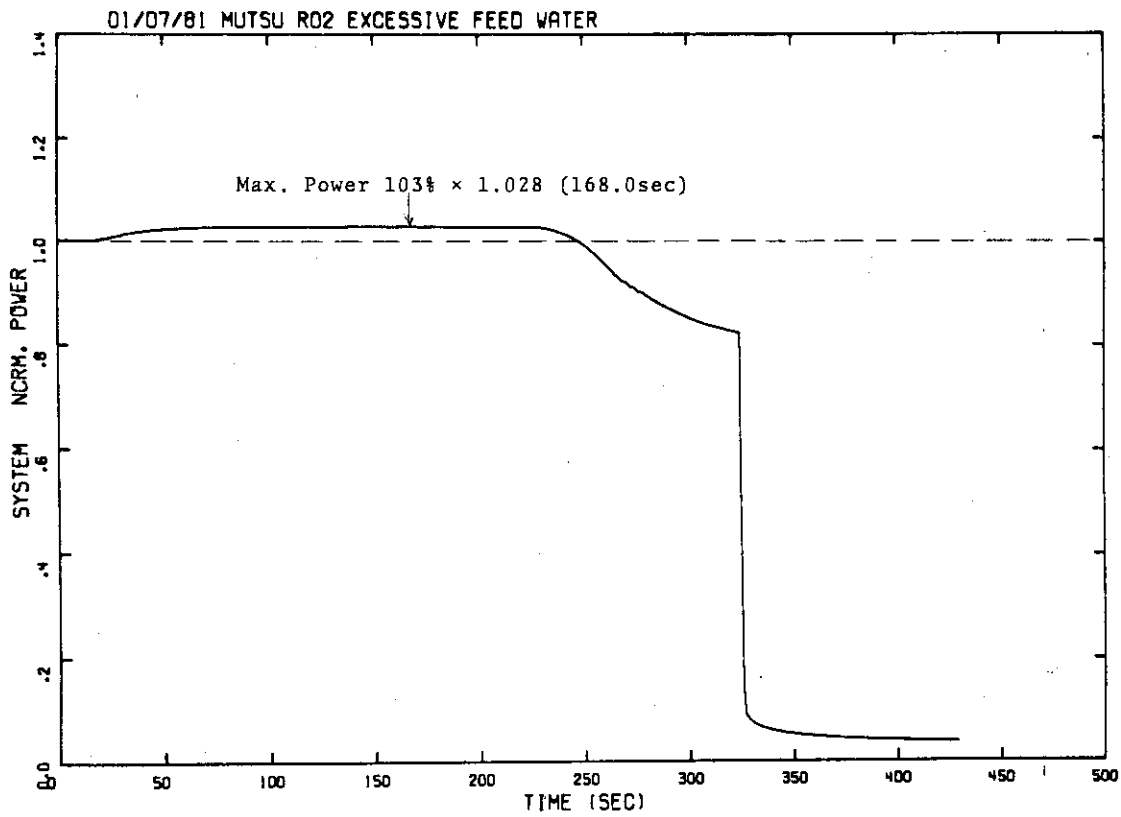


Fig. 4.3.5 Normalized Power

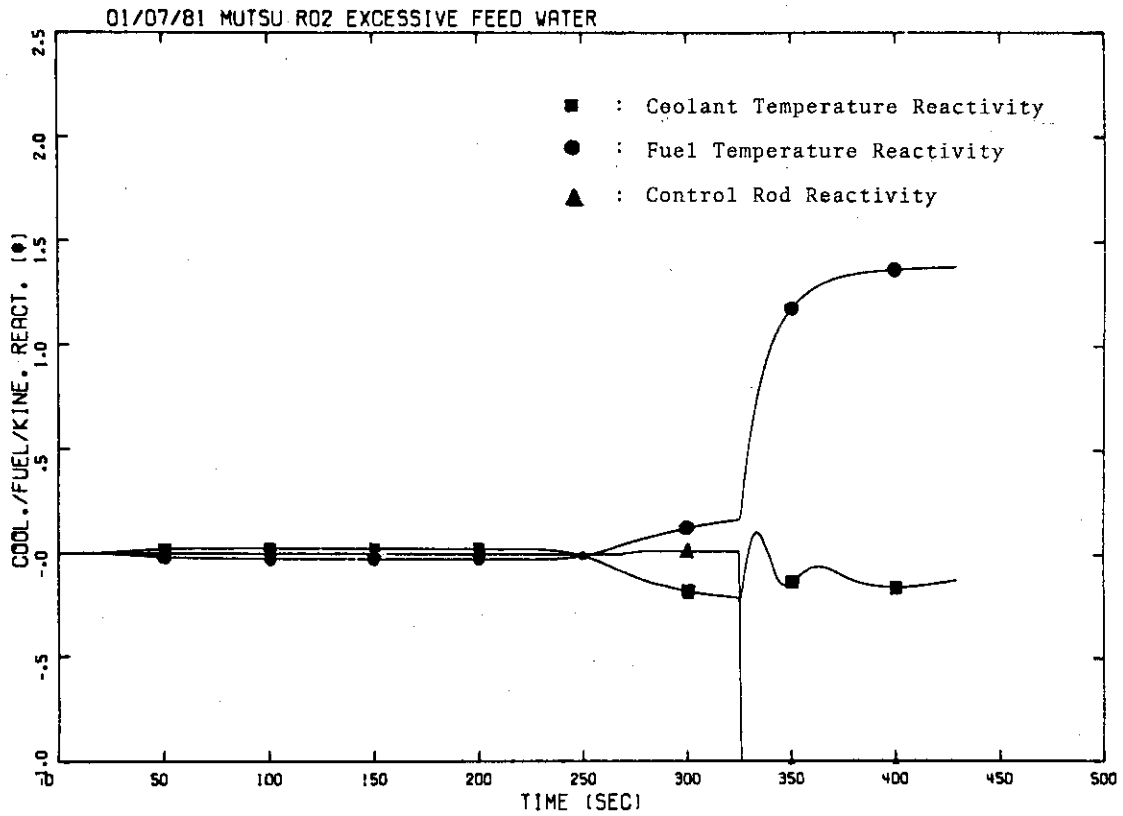


Fig. 4.3.6 Reactivities of Coolant Temperature, Fuel Temperature and Control Rod

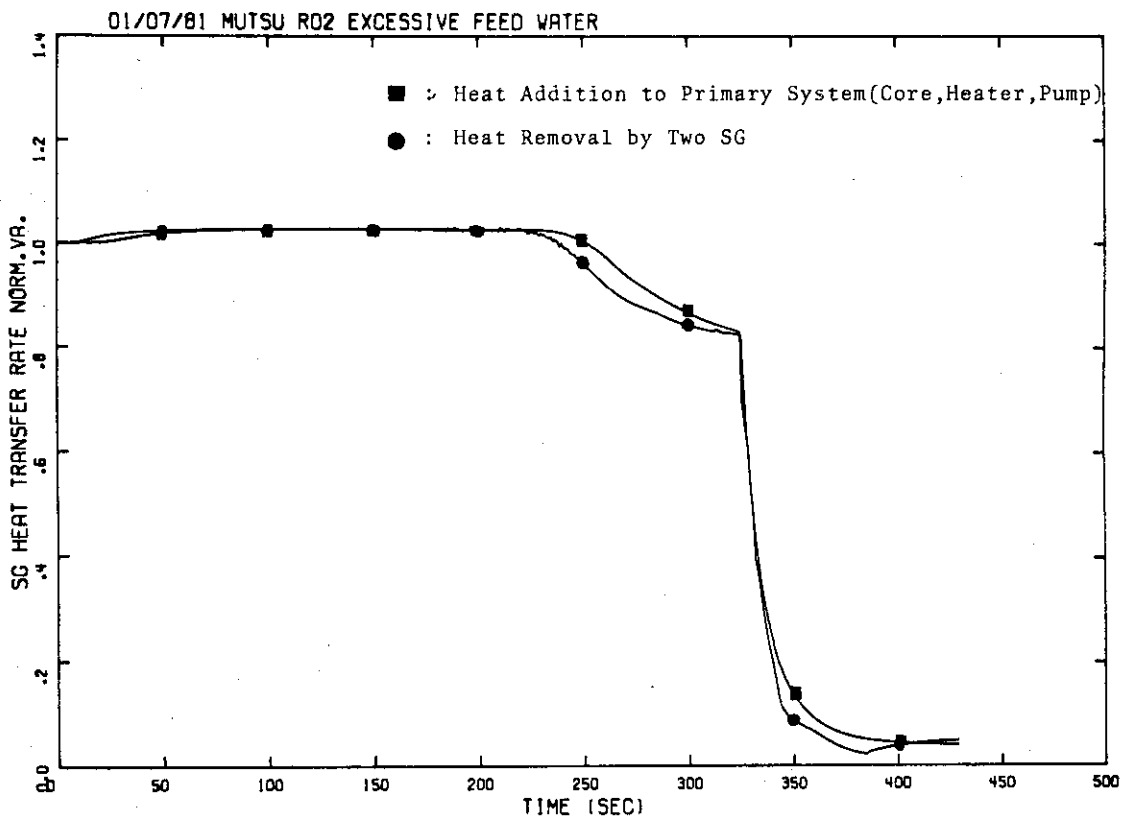


Fig. 4.3.7 Heat Transfer Rates in Primary System and Steam Generators

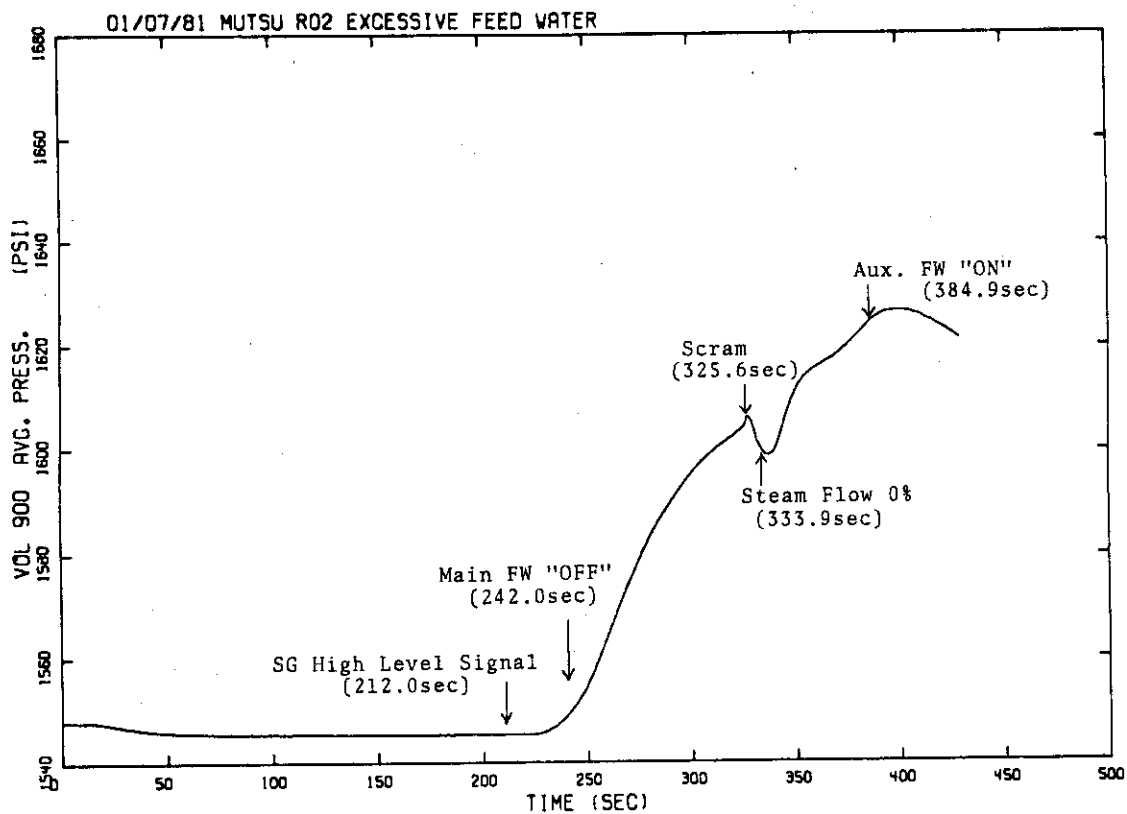


Fig. 4.3.8 Pressurizer Pressure

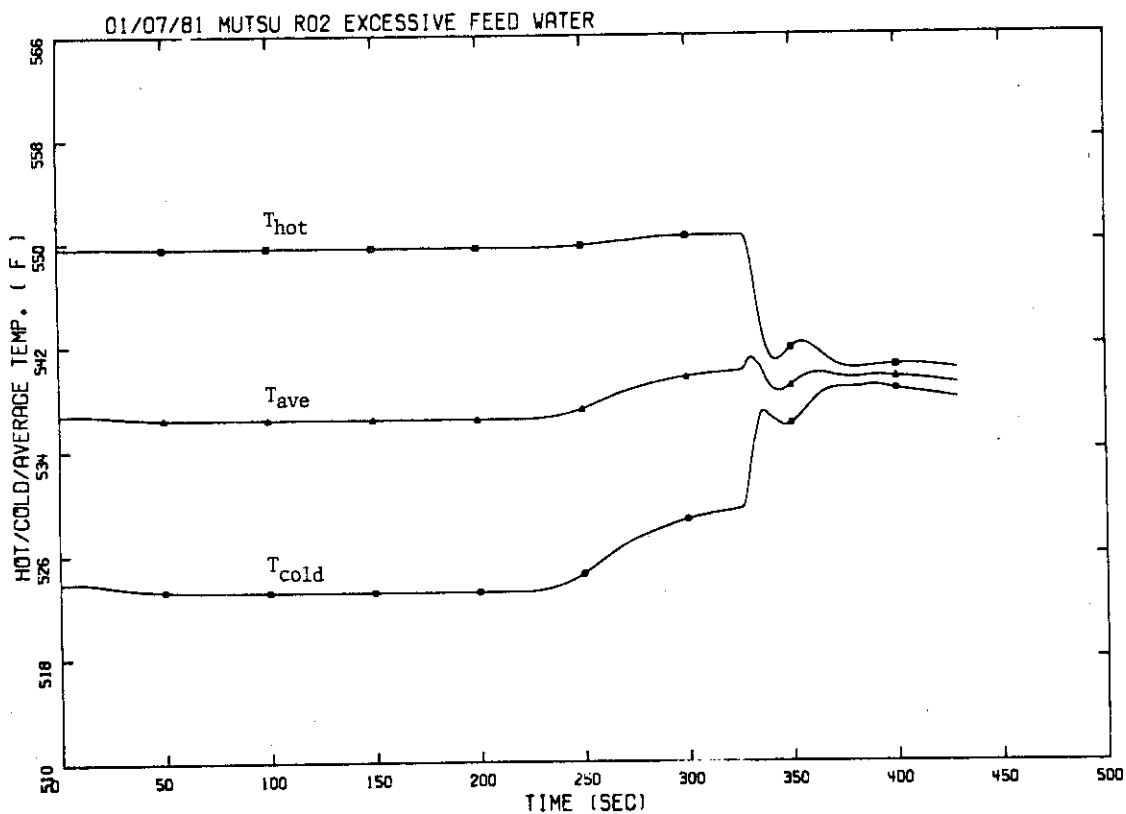


Fig. 4.3.9 Primary System Coolant Temperatures

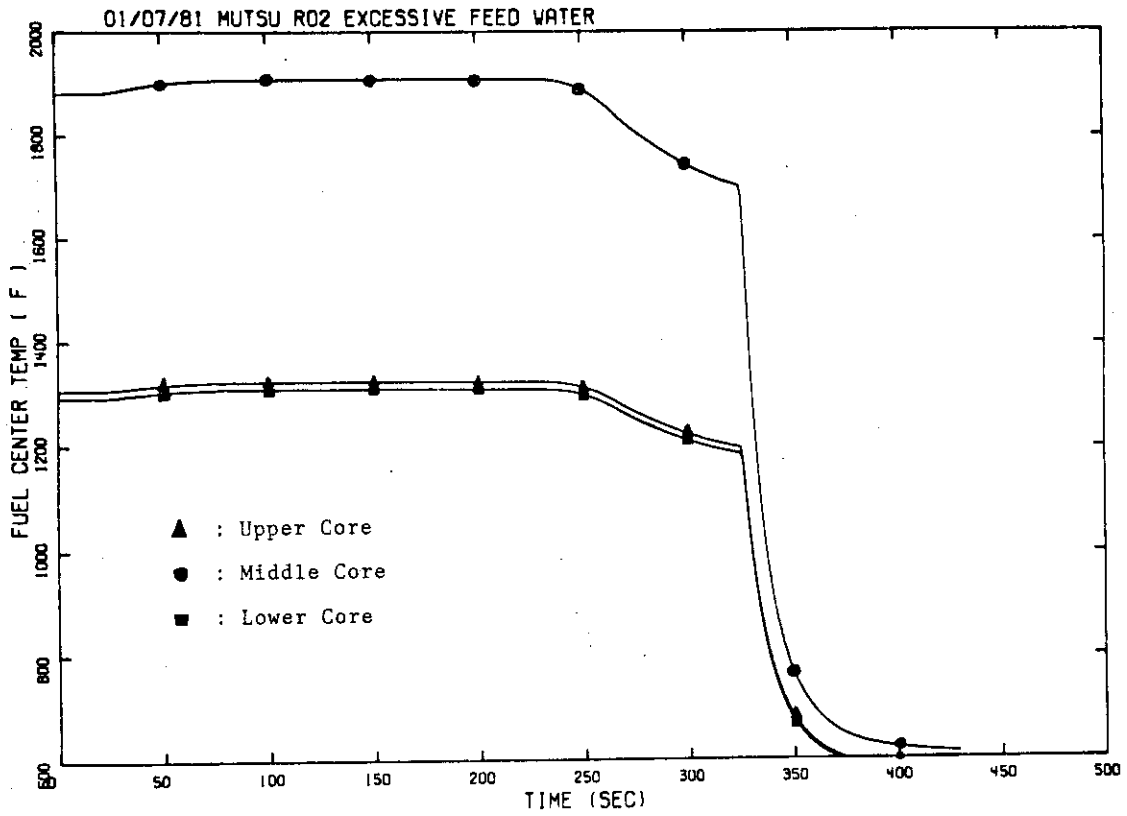


Fig. 4.3.10 Fuel Temperatures in Core

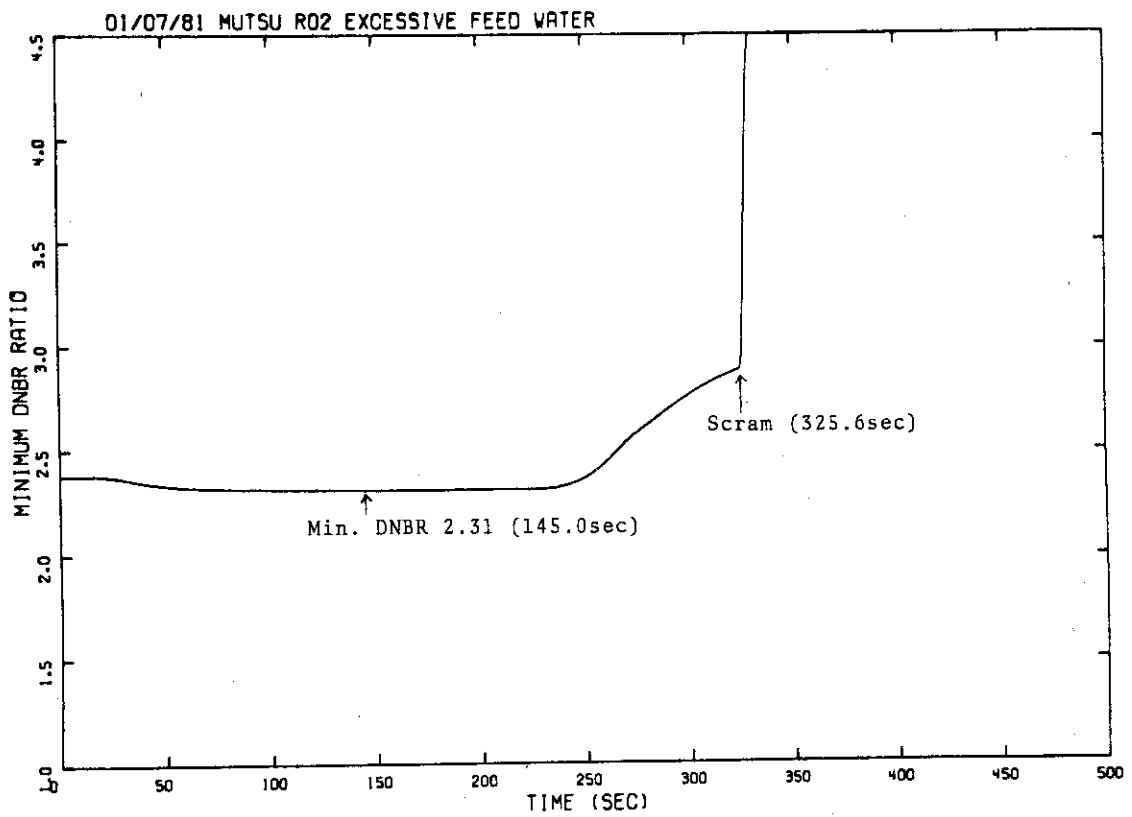


Fig. 4.3.11 Minimum DNBR

4.4 自然循環性能評価（電源喪失）

4.4.1 解析条件

- (1) 原因 定格出力運転中に全電源が喪失する。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等はTable 4.4.1に示す通りである。
- (3) 本過渡変化は、4.5の1次冷却材流量喪失事故（MCポンプ2台が同時にトリップ）のそれとほぼ同等であり、事故後短期間の現象については4.5で評価することとする。この解析ではしたがって、長期的な自然循環能力について評価を行なう。
- (4) 電源喪失により、MCポンプ2台ともトリップし、MCポンプ電圧低下によるスクラム信号が発信する（いずれも時刻的には $t = 0$ 秒で起こるものとする）。
- (5) 1次冷却流量低により主蒸気ライン隔離弁閉信号が発信する。この閉動作はBlackoutシーケンスによる電源確立をまって開始することになるが、本解析では保守的に電源が最も早く確立する場合を考え、事故発生後12.4秒から開始し、全閉に30秒要するものとする。なお蒸気流量、給水流量とも事故発生と同時に（ $t = 0$ 秒）0になるものとする。
- (6) 事故発生後10分に、運転員は以下の手順によりSGでの除熱を確立するものとする。
 - i) 崩壊熱ダンプラインの流路を確立する。
 - ii) 主蒸気ライン隔離弁を開ける（全開まで30秒を要する）。
 以上により、主蒸気安全弁からの蒸気放出が可能となる。続いて、
 - iii) 補助給水ポンプを起動して、SGへの給水を開始する。
 解析においては、以上の操作を次のように考慮する。

事故発生後 630 秒	主蒸気安全弁作動可能
	ダンプ弁開放
" 660 秒	補助給水ポンプ（1台/SG 1基）による給水開始（ $6 \text{ m}^3/\text{hr}$, 120°C ）
- (7) 解析の条件は、基本的にはDNBR評価解析のものである。

4.4.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスをFig. 4.4.1に示す。

4.4.3 解析結果

計算によって得られた主要事象発生時刻をTable 4.4.2に示す。

2.0秒に電源喪失が生じ、主冷却水ポンプ2台停止、主機及び主発タービントリップにより蒸気流量0、給水停止、が同時に生じ、スクラム信号が発信される。

給水及び蒸気流量が喪失するため2次系圧力は上昇しはじめる（Fig. 4.4.2）。MSIVの隔離は補助発電機の電源確立に12.4秒を要すると想定されているので、14.4（2.0 + 12.4）秒より両MSIVの閉動作が開始され、30秒経た44.4秒に完全に閉となる。しかしながらこの動作は、タービンへの流量がすでに0になっているため、2次側圧力変化に目立った影響を与えていない。

1次系圧力はFig. 4.4.6に示すように過渡変化に入って約1670 psiaまで上昇した後一旦減少しているが、これは炉出力が指数関数的に減少するのに対し、SGでの熱除去率は100秒から200秒にかけて、ややふくらみを持った変化をしているためである。このような熱除去率に小さな変化を生じる原因としては、1次系の温度上昇と、SGでの除熱の変化の時間的なズレが考えられる。すなわち、この時期ではすでにループ流量は相当に小さく（定格時の2.5%程度）ループを1回りするのに500秒程度かかると考えられるので、1次系の温度上昇からやや遅れてSGでの熱除去がよくなり、ループ流量を回復させて更に熱を運び一時的に1次系圧力を低下させていると考えられる。このような変化は、ポンプ回転が持続している、4.1～4.3とは異なる点である。その後は630秒後の手動操作によるMSIVの開放まで1次系、2次系とも圧力は上昇している。2次系の最高圧力はMSIV開動作開始（632秒）直前の1060.5 psiaである。

この圧力は主蒸気安全弁の設定圧（991.8 psia）をすでに越えているので、MSIV開放によって安全弁のあるボリューム（160）の圧力がSG 2次側と同じになると、すぐに安全弁が作動する。

またダンプ弁による崩壊熱除去系も手動操作開始と同時に開くと仮定している。そのため2次系のエネルギーは急激に失われ、数秒で安全弁は閉じる。以後はダンプ系による蒸気の放出と補助給水の注入が続くので2次側圧力はダンプ弁の設定圧力（853 psiaで開882 psiaで全開）に近い約870 psiaに落ち着く。約670秒以後では補助給水は水位制御のためON/OFFをくり返している。

一方、1次系圧力は632秒以後も若干上昇し、661秒にPORVが開放するが、その後は2次系による熱除去が回復し圧力は下降していく。1次系のループ流量（Fig. 4.4.2）は2.0秒のポンプ停止後ずっと減少し続けたものが、632秒以後2次側の熱除去の復活と共に増加しており、2000秒付近では1ループ当たり約10 lb/s（定格値の1.8%）に落ち着いている。

結論として、電源喪失によって引き起こされる過渡変化は、SG 2次側への補助給水とダンプ系による熱除去により収拾され、1次系の自然循環流量も小さいながら（陸上PWRでは定格値の5～6%といわれる）、確保されている。

最小DNBRは、過渡変化開始直後の2.8秒で2.126である。プロット図は、5. DNBR 詳細解析のFig. 5.4.2を参照されたい。

なおここには結果を示していないが、その後の感度解析を通じて、ループ部分ボリューム分割数を基本モデルと同じ個数にしても、計算結果にはほとんど影響のないことが明らかになっている。

Table 4.4.1 Initial Conditions and Assumptions for Blackout

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	/	103% (37.08MW)	
Pressure		110-2.1atg(1549psia)	
Core Inlet Temp.		271+2.3°C (524°F)	
Coolant Flow Rate		100% (1102.3 lb/s)	
Pressurizer Level		1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure		40atg (584psia)	
Feedwater Temp.		160°C (320°F)	
Steam Flow Rate		103% (19.30 lb/s)	
SG Water Level		1.14-0.103 m ³	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power	/		
Control Rods		Failed	
Density Coeff.		$-3.0 \times 10^{-4} \Delta k/k/^\circ C$	
Doppler Coeff.		$-3.0 \times 10^{-5} \Delta k/k/^\circ C$	
ii) Reactor Pressure			
Heaters		Failed	
Spray		Failed	
PORV		Normal	
Safety Valve		Normal	
iii) Level Control			
iv) 2ndary System			
Steam Dump System		Failed	
Feed Water Control			
Safety Valves		Normal	

Table 4.4.2 Major Event Time Table for Blackout

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of null transient
2.0	End of the null transient. Start of the blackout transient
	Both MC pumps tripped. Scram signal transmitted. Turbine tripped (no steam flow).
2.8	Minimum DNBR = 2.126
14.4	MSIVs started to close
44.4	MSIVs closed completely
632.0	MSIVs started to open
634.4	Steam line dump valve opened.
635.0	Steam line safety valves opened.
660.4	Aux. feedwater started.
660.9	PORV opened
662.6	PORV closed.
669.0	Aux. feedwater stopped by level control. Hereafter aux. feedwater ON/OFF.
2520.0	Primary system pressure decreased to hot stand-by level. End of the computation.

BLACKOUT.(NATURAL CIRCULATION PERFORMANCE// SEQUENCE OF EVENTS

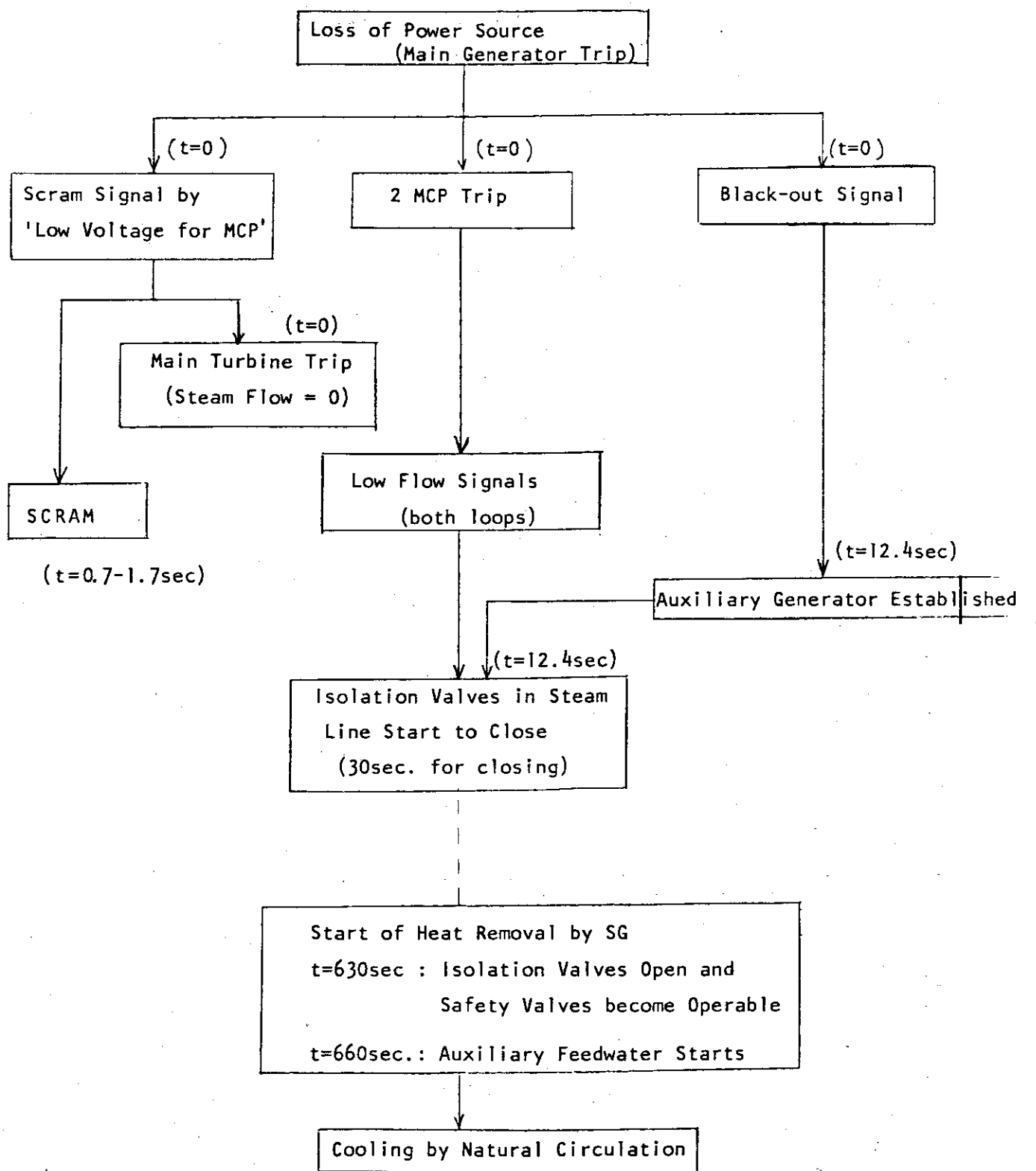


Fig. 4.4.1 Major Event Sequence Diagram for Blackout Transient

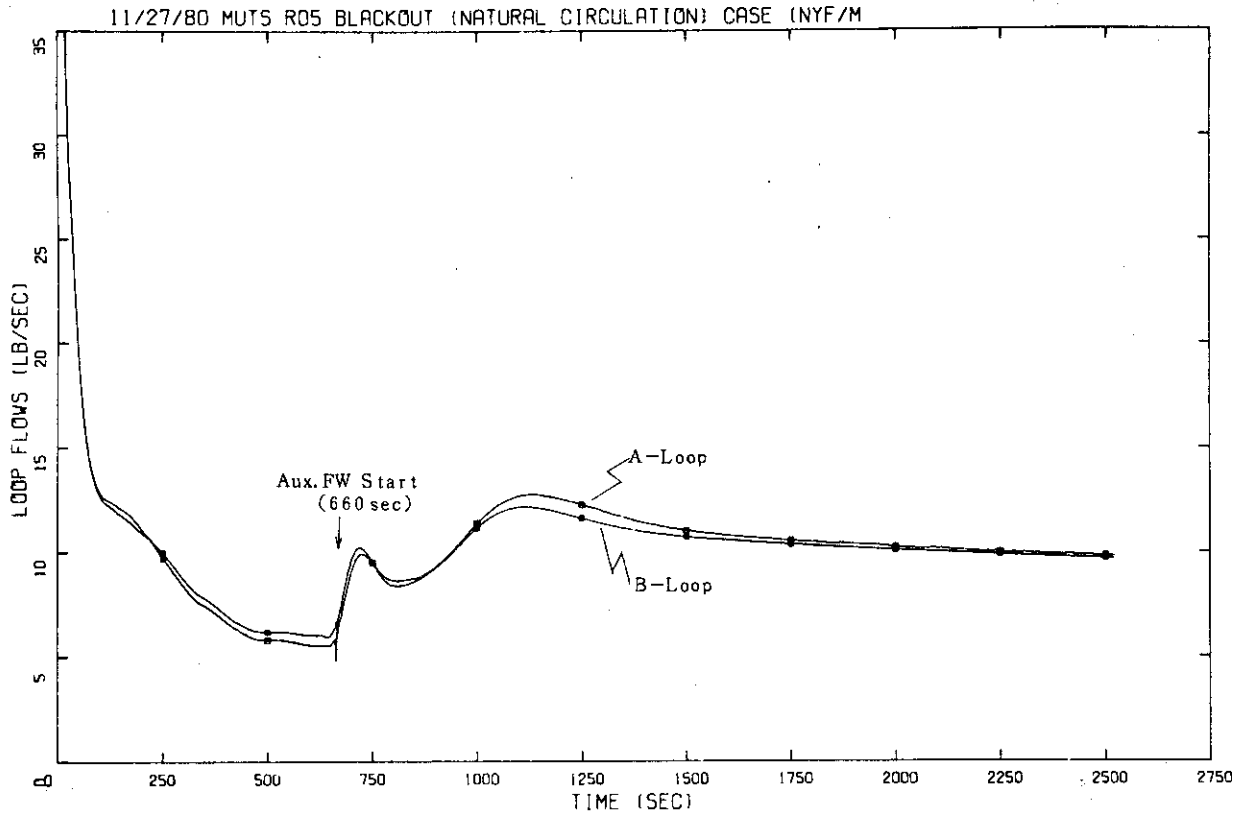


Fig. 4.4.2 Loop Flows

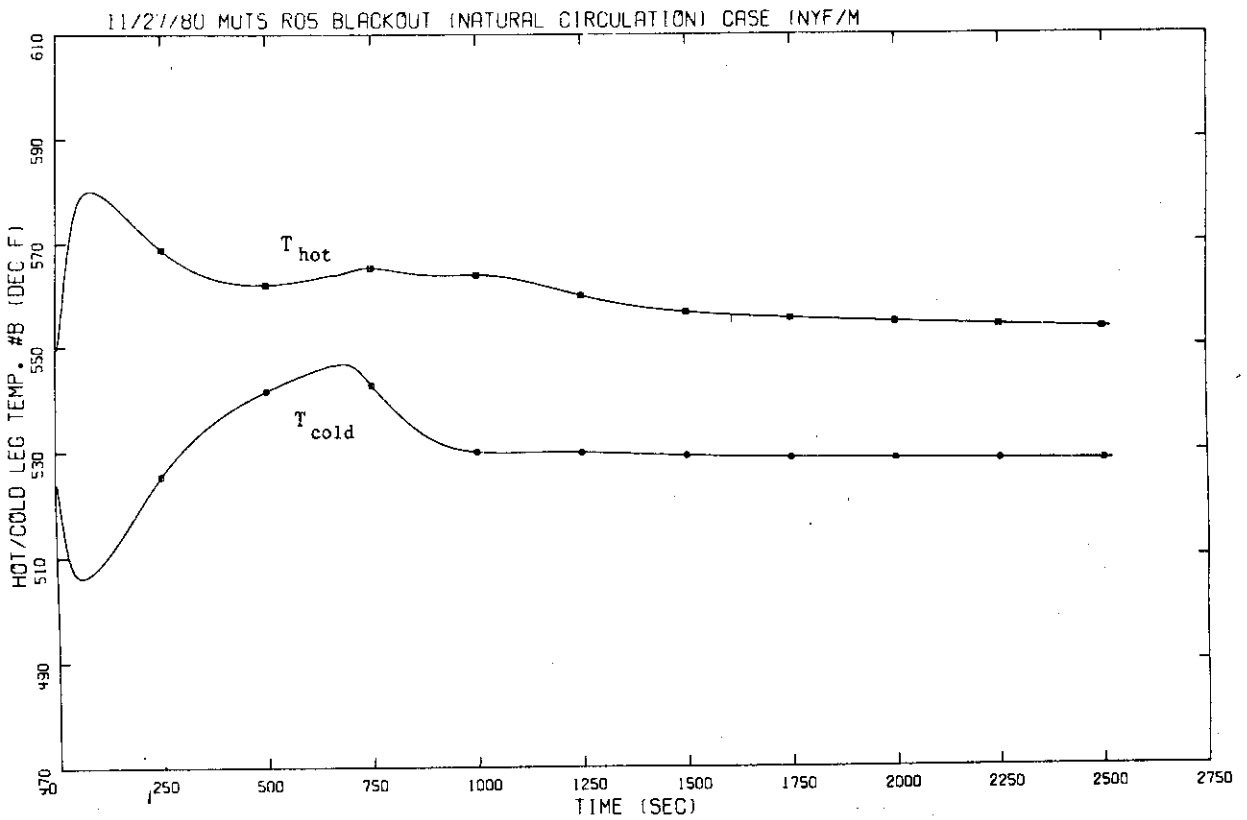


Fig. 4.4.3 Primary Coolant Temperatures: Hot-leg and Cold-leg

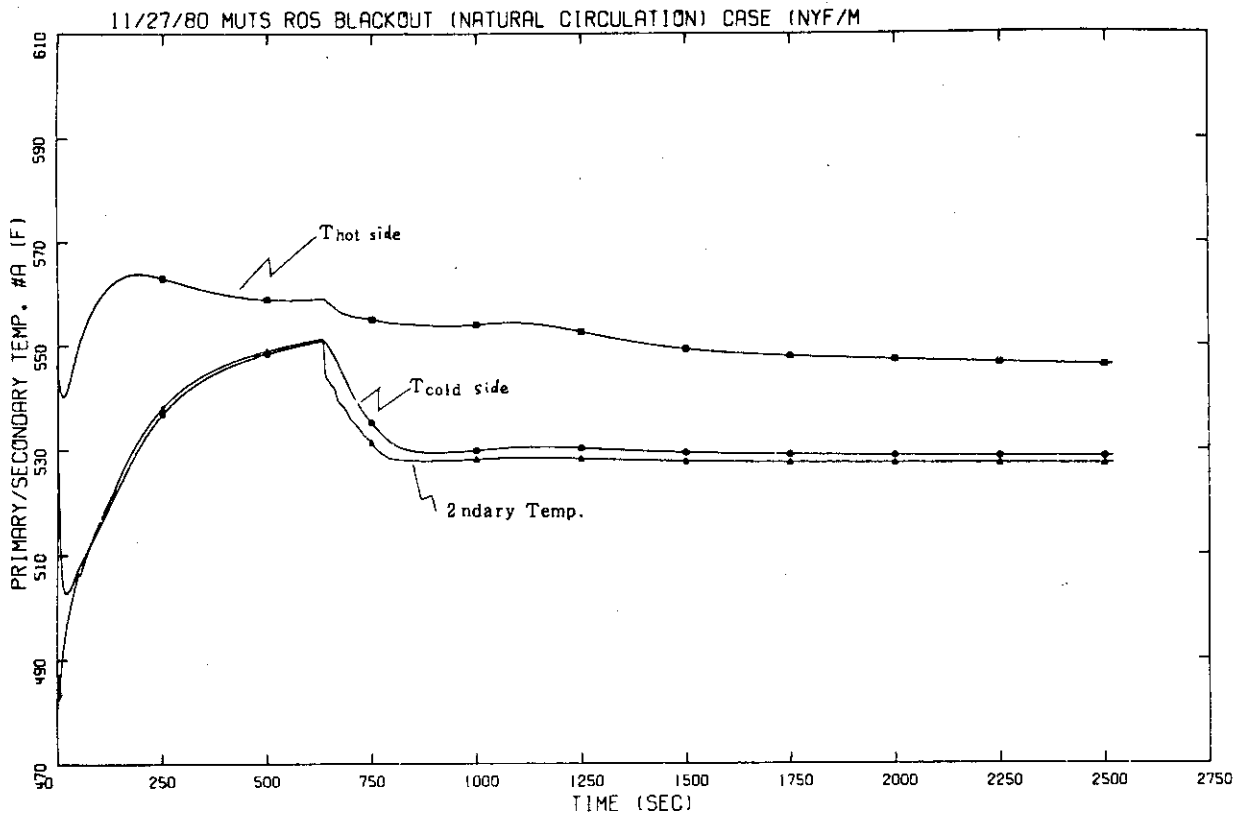


Fig. 4.4.4 Coolant Temperatures in Primary and Secondary Side of Steam Generator

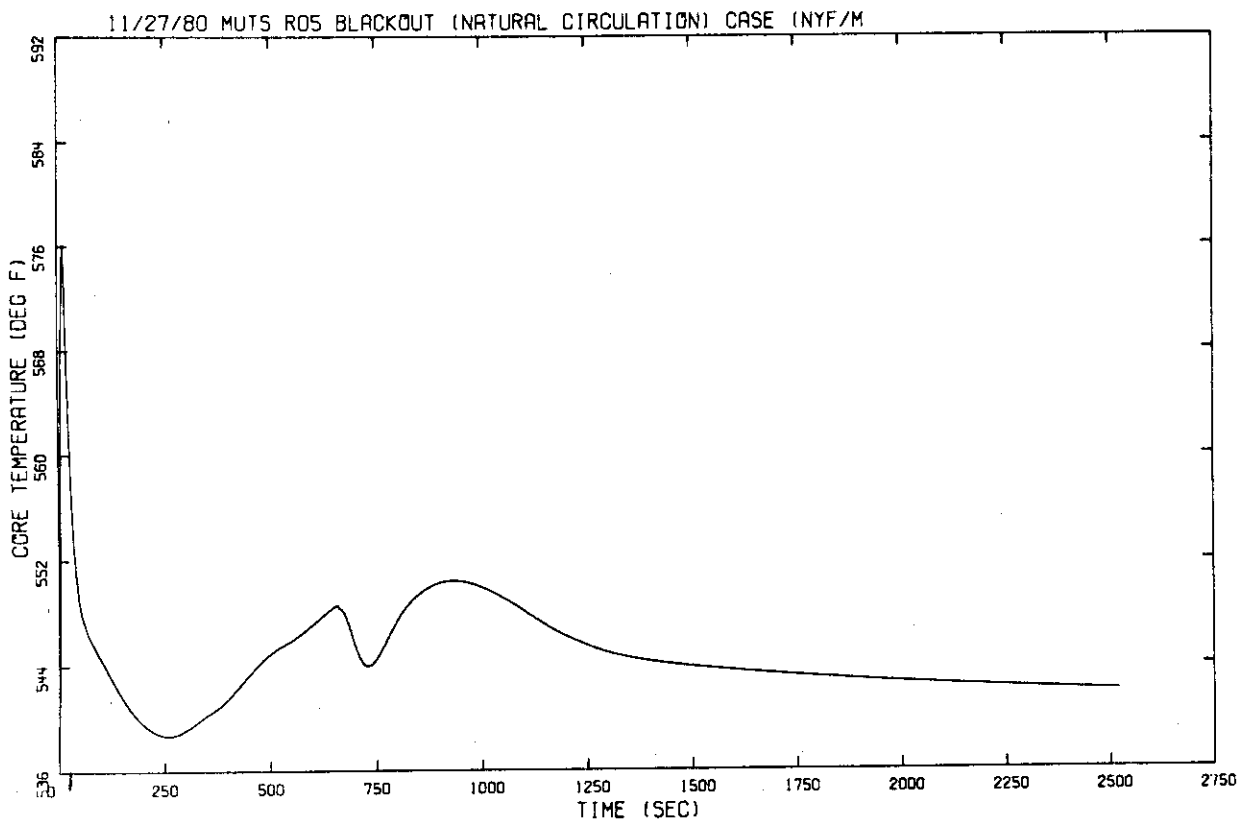


Fig. 4.4.5 Coolant Temperature in the Middle Core

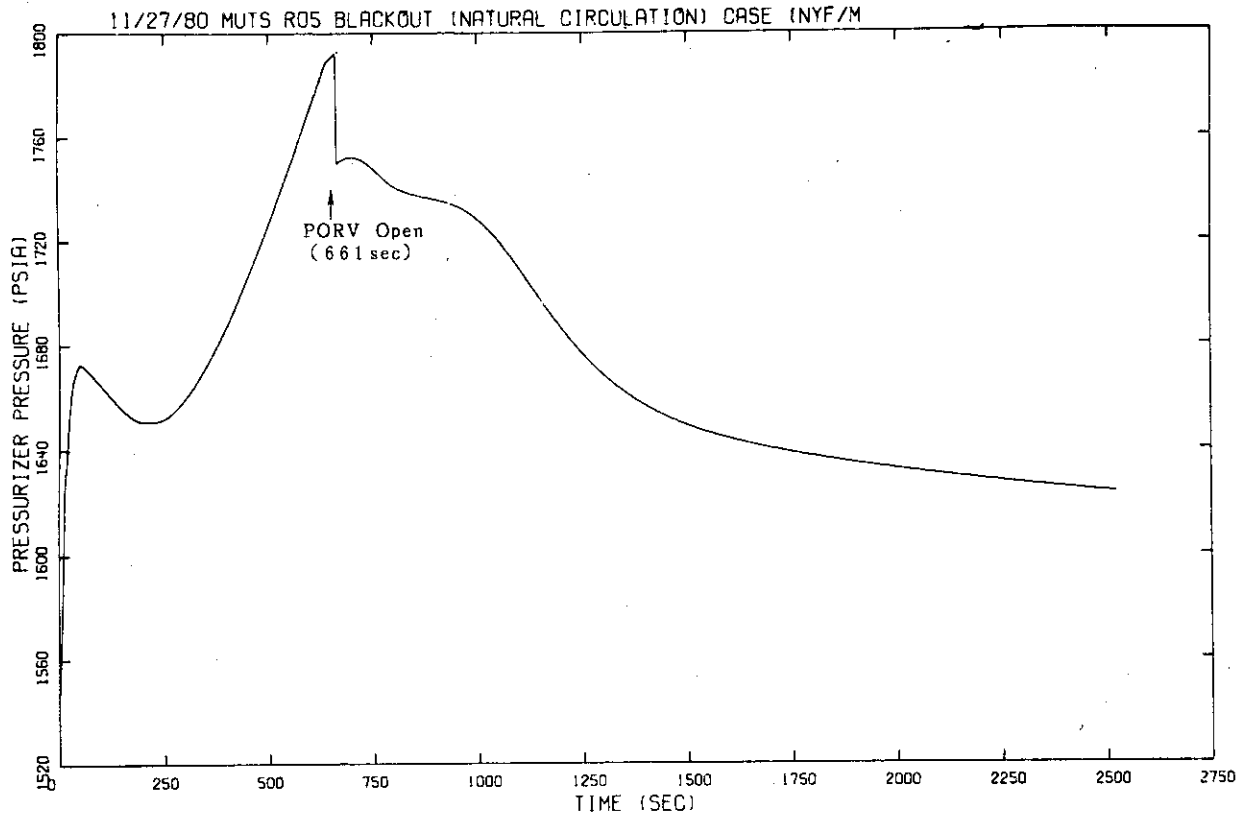


Fig. 4.4.6 Pressurizer Pressure

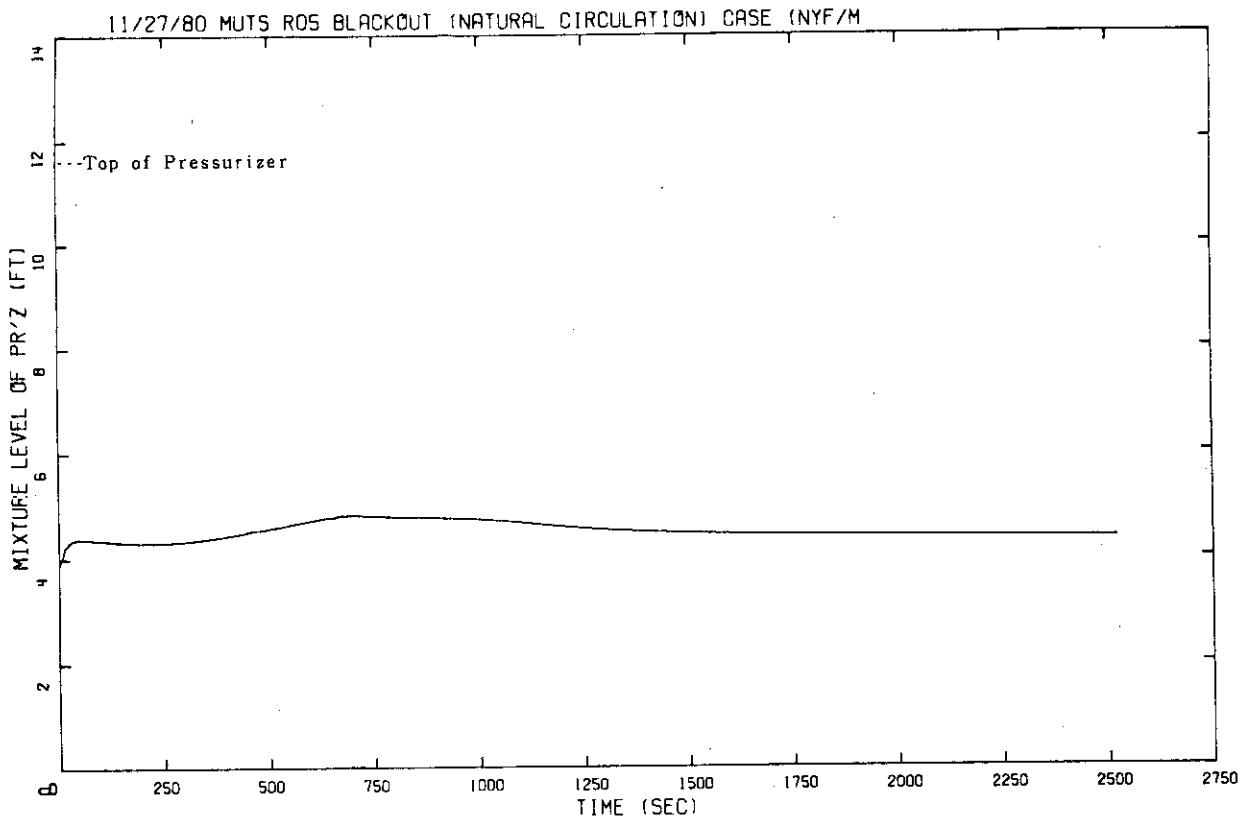


Fig. 4.4.7 Pressurizer Liquid Level

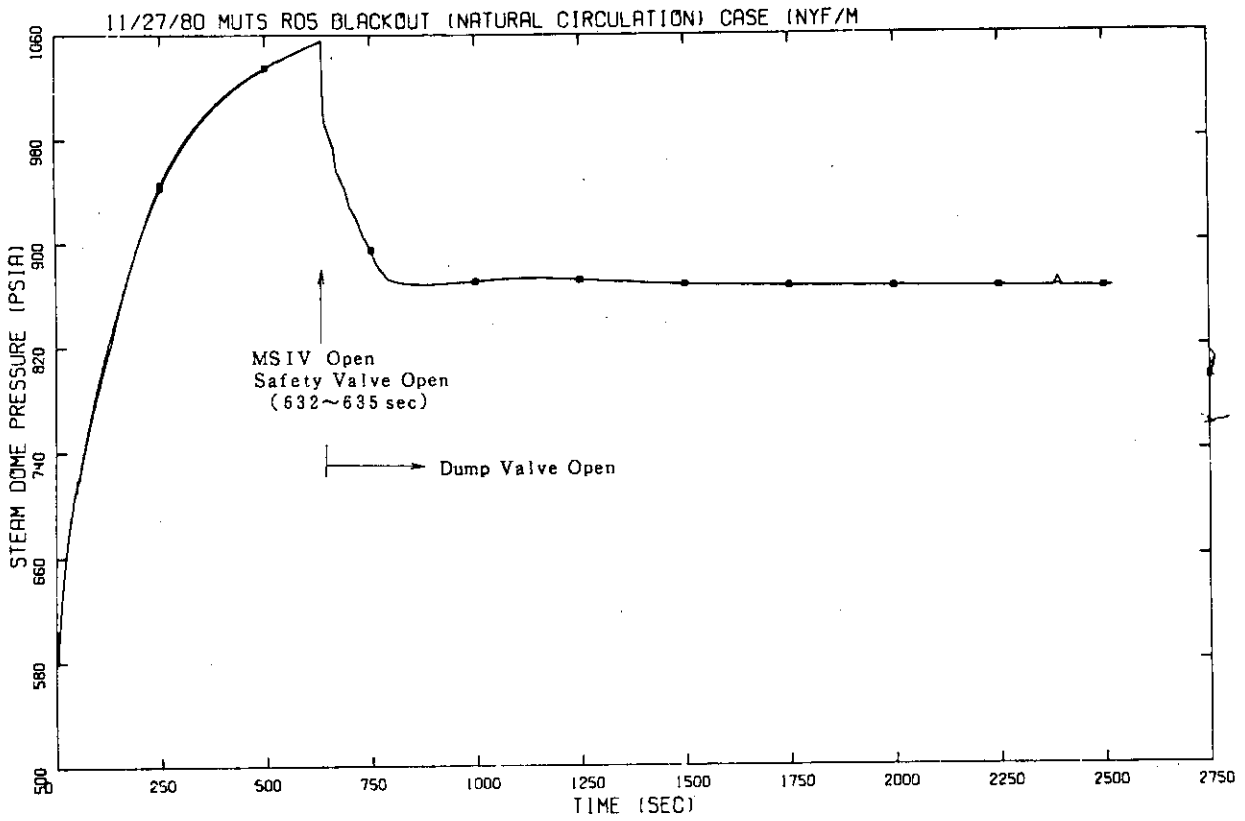


Fig. 4.4.8 Steam Generator Secondary Pressures

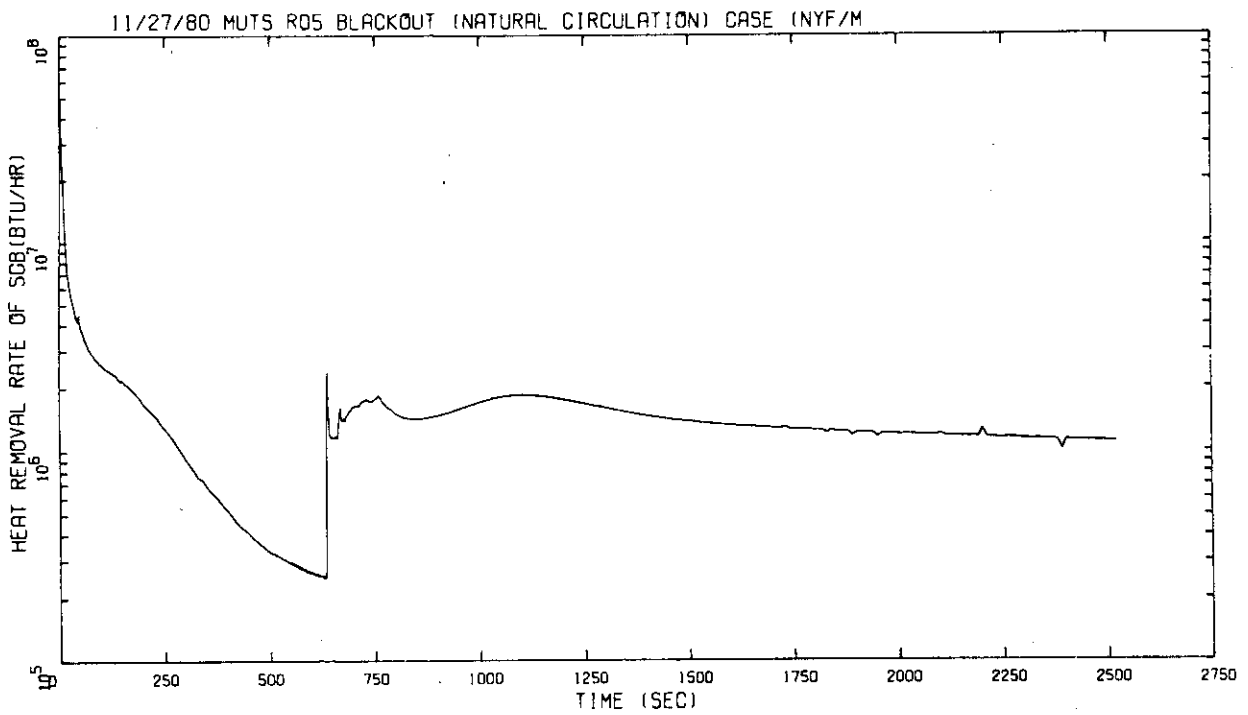


Fig. 4.4.9 Heat Removal Rates in Steam Generators

4.5 一次冷却材流量喪失事故

4.5.1 解析条件

- (1) 原因 定格出力運転中に MC ポンプ 2 台が同時に停止する。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等は Table 4.5.1 に示す通りである。
- (3) 原子炉スクラムは、1 次冷却材流量低 (2 ループ一致) 信号による。
- (4) 1 次冷却材流量のコストダウン曲線の計算に使用する MC ポンプの慣性モーメントは、安全側の値として $103.46 \text{ lb} \cdot \text{ft}^2$ を使用する (付録 A 参照)。

4.5.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスを Fig. 4.5.1 に示す。

4.5.3 解析結果

(1) 圧力評価解析

計算の結果得られた主要事象発生時刻を Table 4.5.2 に、主要変数のプロットを Fig. 4.5.2~4.5.12 に示す。

この事故の起因であるポンプ・トリップによって生じるループ流量の減少を Fig. 4.5.2 に示す。2.0 秒よりコストダウンが始まり、2.4 秒に両ループの流量低信号一致によりスクラム信号が発信される。この信号により主機タービンがトリップして蒸気流量は定格時の 103% から 13.1% に減少し、これに合わせて給水流量も 13.1% になる。MSIV は 2 個ともこの信号より 30 秒かかって全閉となる。スクラムは信号より 0.7 秒遅れの 3.1 秒より始まり 4.1 秒で制御棒が全挿入されて終了する。原子炉出力は Fig. 4.5.4 に示すように、トランジェントに入ってからスクラム直前 3.1 秒までの 1.1 秒間に、すでに初期値の 87% まで低下している。このような急激な減少は「むつ」原子炉固有の減速材温度係数が大きいことによるものであり、後に述べる DNBR 解析においては燃料の DNBR の低下を抑える要因の 1 つになっている。

スクラム信号発信後 9 秒経た 11.4 秒で主発タービンがトリップして全蒸気流量が 0 になり、SG は隔離されたのと同様になる。さらに 32.4 秒には両 MSIV が全閉となる。

ループ部分で測った 1 次冷却材温度を Fig. 4.5.5 と 4.5.6 に示す。80 秒までは T_{hot} と T_{cold} の差が増加しているが、これは冷却材流量の減少による。その後は原子炉出力が低下していくので徐々にではあるが温度差が減少していく。平均温度 T_{ave} は両ループ共ゆるやかに上昇している、加圧器圧力 (Fig. 4.5.7) の上昇に対応しているのが判るが、300 秒前後から 2 つのループ間に非対称性が生じている。すなわち、B ループの T_{ave} の方がより急に上昇していくのに対し、A ループはむしろ上昇が緩やかになっている。これは B ループへの熱負荷が増大していることを意味し、結果として 2 次側への伝熱量にもループ間で差が生じ、Fig. 4.5.9 に示すように SG - B の圧力の方が高くなっている。

この原因はループ間の非対称性、すなわち加圧器の有無 (A ループに付いている) に基づくものと考えられる。すなわち 300 秒前後でループ流量が定格時の 1% 程度 (約 5 lb/sec) にまで低

下すると、加圧器サージ管への流れ込み量（0.4～0.7 lb/sec）が、無視できない比率（10%以上）になり、AループのSG伝熱管部分の流量をBループに比べて減少させる。この事は、さらにSG-Aでの熱除去を悪化させるためにAループの循環流量を減らす方向に作用する。このような積み重ねによりループ間の熱的、流動的バランスが崩れている。Fig. 4.5.10のSGにおける熱伝達率が300秒以後、急に差が生じていることから、この点は明らかである。なお同じようにポンプ2台の同時トリップが生じる4.4「電源喪失」解析においては、このようなループ間のアンバランスは生じていないが、その原因は本項目の解析の方が初期条件の違い（主に炉心入口温度の誤差評価）により1次系の圧力上昇幅が大きく、その分加圧器への流れ込み流量が多いためと考えられる。この点については、4.4「電源喪失」と同様の初期条件（誤差評価に1次系圧力低、温度高）で「流量喪失事故」のシナリオによる解析を行なった結果ループ間の非対称性が非常に小さくなったことから確認している。

さて、このようなループ間及びSG間の状態の違いにより、602秒以後SG 2次側へ補助給水を注入し、同時にMSIVを開け、ダンプ系を作動させても、Fig. 4.5.10に見られるようにしばらくの間はSG-Bのみしか冷却に寄与できない。これはAループはほとんど停滞状態でSGでの1/2次系の温度差がないためである。その後サブクール度の大きな補助給水の注入が続くことにより、800秒以後SG-Aのダウンコマ（103）、及び伝熱部（110）がサブクール温度に下がり、1次側との温度差が生じるためにやや除熱に寄与するようになる。しかしながらFig. 4.5.10に示すように、SG-Aでの伝熱量はSG-Bの1/10以下である。

1100秒（計算終了時点）におけるループ流量はAループは-0.5 lb/sec、Bループ9.6 lb/secであって、1ループのみで自然循環を行なっているのに等しい。

加圧器圧力はFig. 4.5.7に示すように436.6秒に安全弁設定圧力（1997.4 psia）に達し、その後1030秒まで安全弁は開いたままであり、2次系による除熱能力の回復により以後減少を開始する。

(2) DNBR評価解析

主要な事象発生時刻についての計算結果をTable 4.5.3に示す。初期条件の違いにも拘わらずスクラムまでのシーケンスが同じなのは、スクラム信号の性質（流量低）による。最小DNBRは3.2秒、すなわちスクラム開始直後の2.058であり、この値は今回の解析8項目中の最小値である。

Table 4.5.1 Initial Conditions and Assumptions for Loss of Primary Coolant Flow

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	103% (37.08MW)	←	
Pressure	110+2.1atg (1609psia)	110-2.1atg (1549psia)	
Core Inlet Temp.	271-2.3°C (516°F)	271+2.3°C (524°F)	
Coolant Flow Rate	100% (1102.3 lb/s)	←	
Pressurizer Level	1.12+0.234m ³ (5.99ft)	1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure	40+2.1atg (616psia)	40-2.1atg (556psia)	
Feedwater Temp.	160°C (320°F)	←	
Steam Flow Rate	1035 (19.30 lb/s)	←	
SG Water Level	1.14-0.003 m ³	←	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power			
Control Rods	Normal (Only+)	←	
Density Coeff.	-3.0×10 ⁻⁴ Δk/k/°C	←	
Doppler Coeff.	-3.0×10 ⁻⁵ Δk/k/°C	←	
ii) Reactor Pressure			
Heaters	Normal	Failed	
Spray	Failed	Normal	
PORV	Failed	Normal	
Safety Valve	Normal	←	
iii) Level Control	_____	_____	
iv) 2ndary System			
Steam Dump System	Failed	←	
Feed Water Control	_____	_____	
Safety Valves	Normal	←	

Table 4.5.2 Major Event Time Table for Loss of Primary Coolant Flow

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of the null transient.
2.0	End of the null transient and start of the loss of primary coolant flow transient. Both MC pumps tripped.
2.4	Scram signal was transmitted (Both loop flows were low). Main thrust turbine tripped (Steam flow & Feedwater = 13.1%) MSIVs started to close.
3.1	Start of scram
4.1	End of scram
11.4	Main generator tripped. (Steam flow & feedwater = 0%)
32.4	MSIVs closed completely.
234.6	Back-up heater "ON"
436.6	Pressurizer safety valve opened.
602.0	Aux. feedwater came "ON". MSIVs started to open.
605.0	Steam line dump valve opened.
632.5	MSIVs opened completely.
1100.0	End of the computation.

Table 4.5.3 Major Event Time Table for Loss of Primary Coolant Flow (DNBR EVALUATION)

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of the null transient.
2.0	End of the null transient and start of the loss of primary coolant flow transient. Both MC pumps tripped.
2.4	Scram signal was transmitted (Both loop flows were low). Main thrust turbine tripped (Steam flow = 13.1%) Isolation valves started to close. Feedwater = 13.1%.
3.1	Start of scram
3.2 ²	Min. DNBR = 2.058
4.1	End of scram
11.4	Main generator tripped. (Steam flow & feedwater = 0%)

** LOSS OF PRIMARY COOLANT FLOW // SEQUENCE OF EVENTS

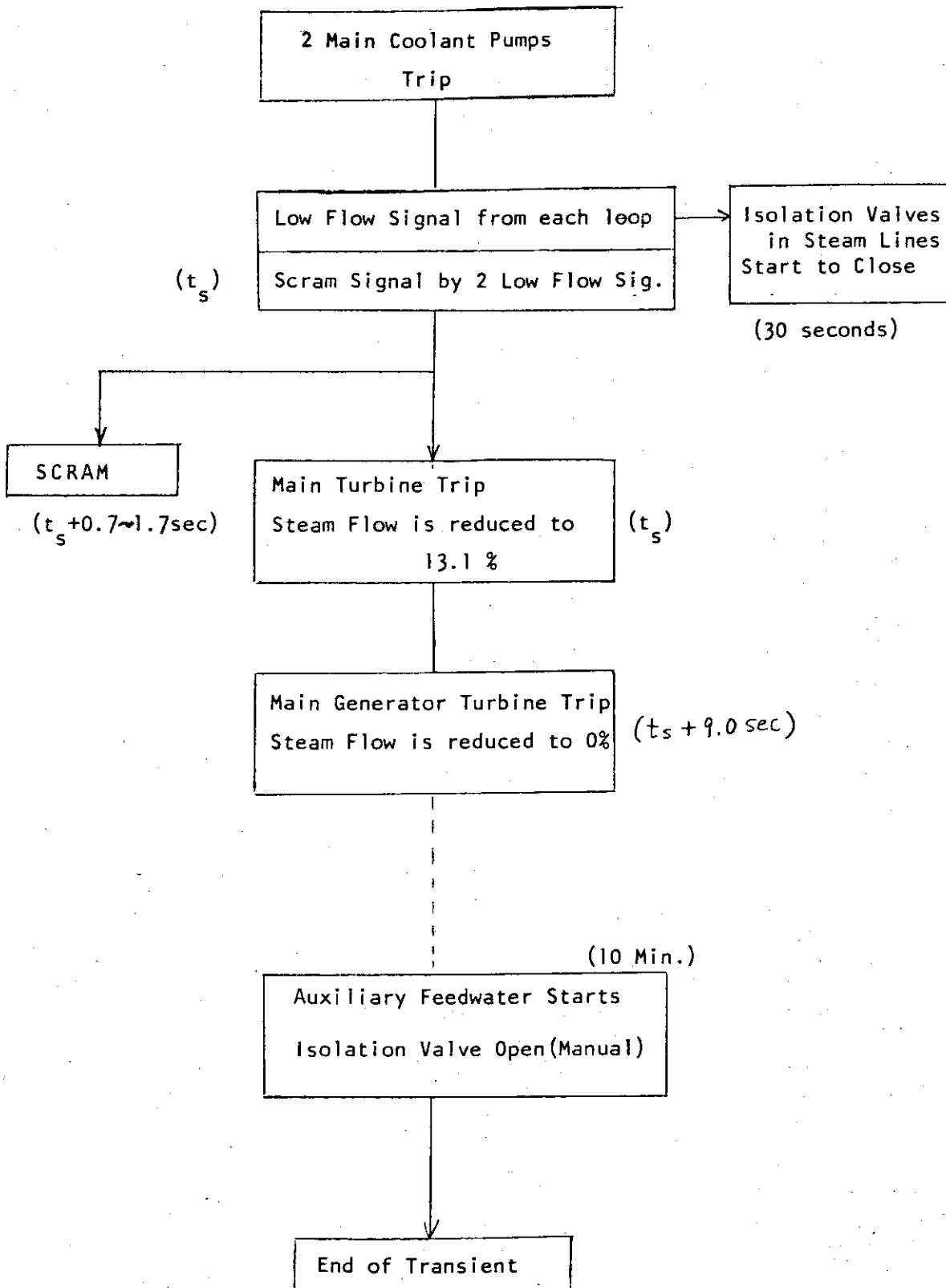


Fig. 4.5.1 Major Event Sequence Diagram for Loss of Coolant Flow Accident

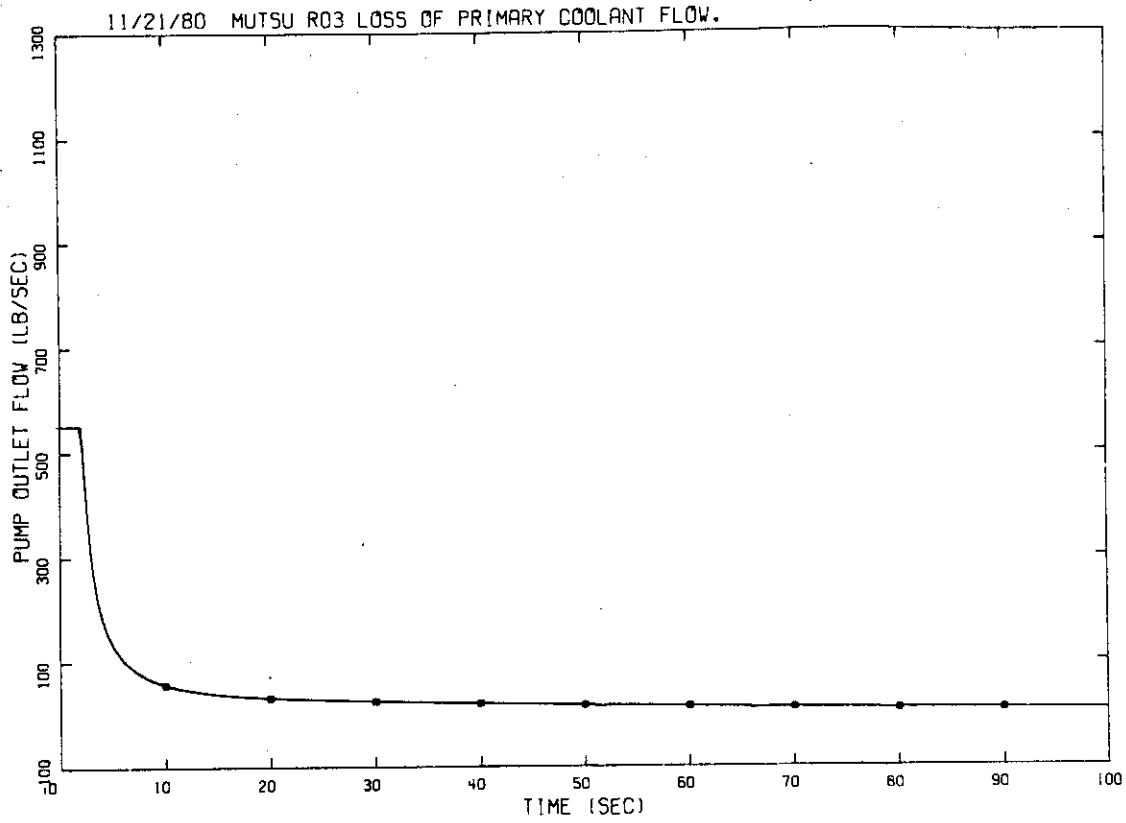


Fig. 4.5.2 Pump Outlet Flows

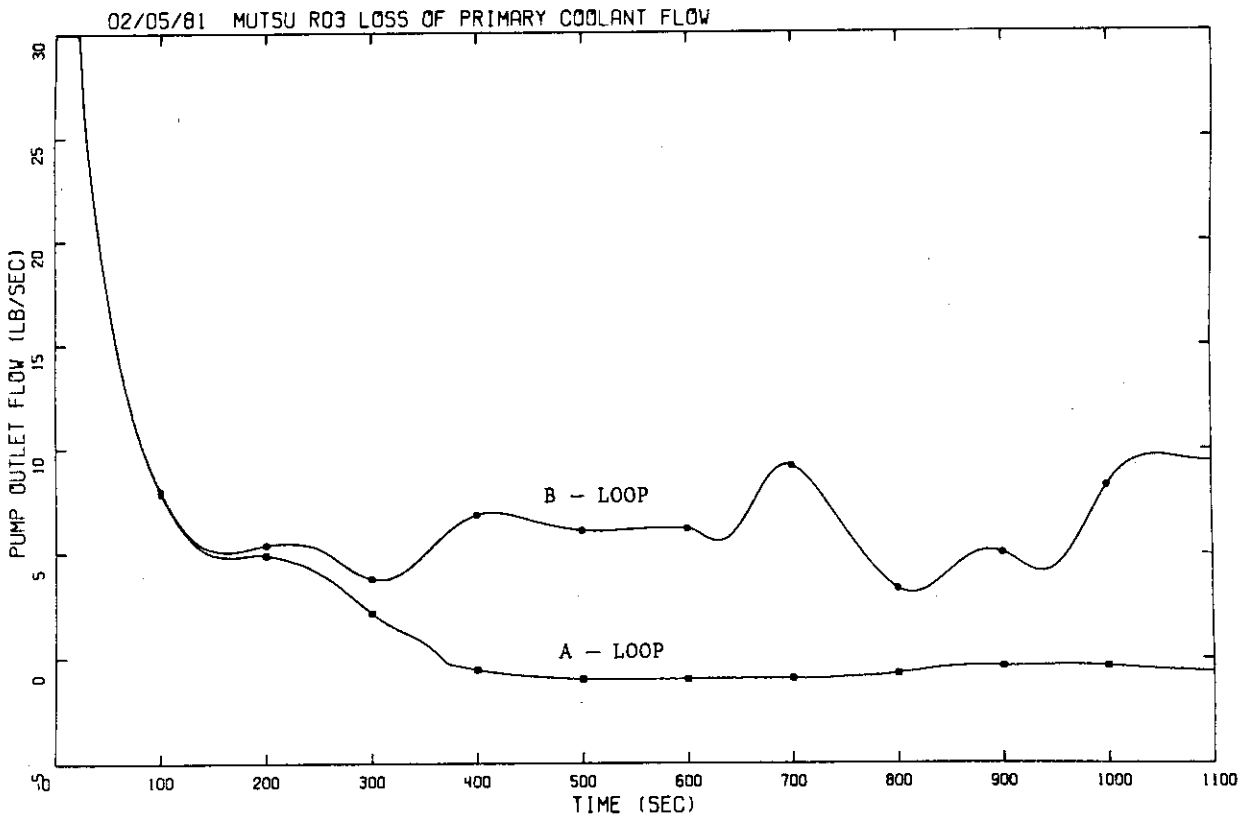


Fig. 4.5.3 Pump Outlet Flows (Large Scale)

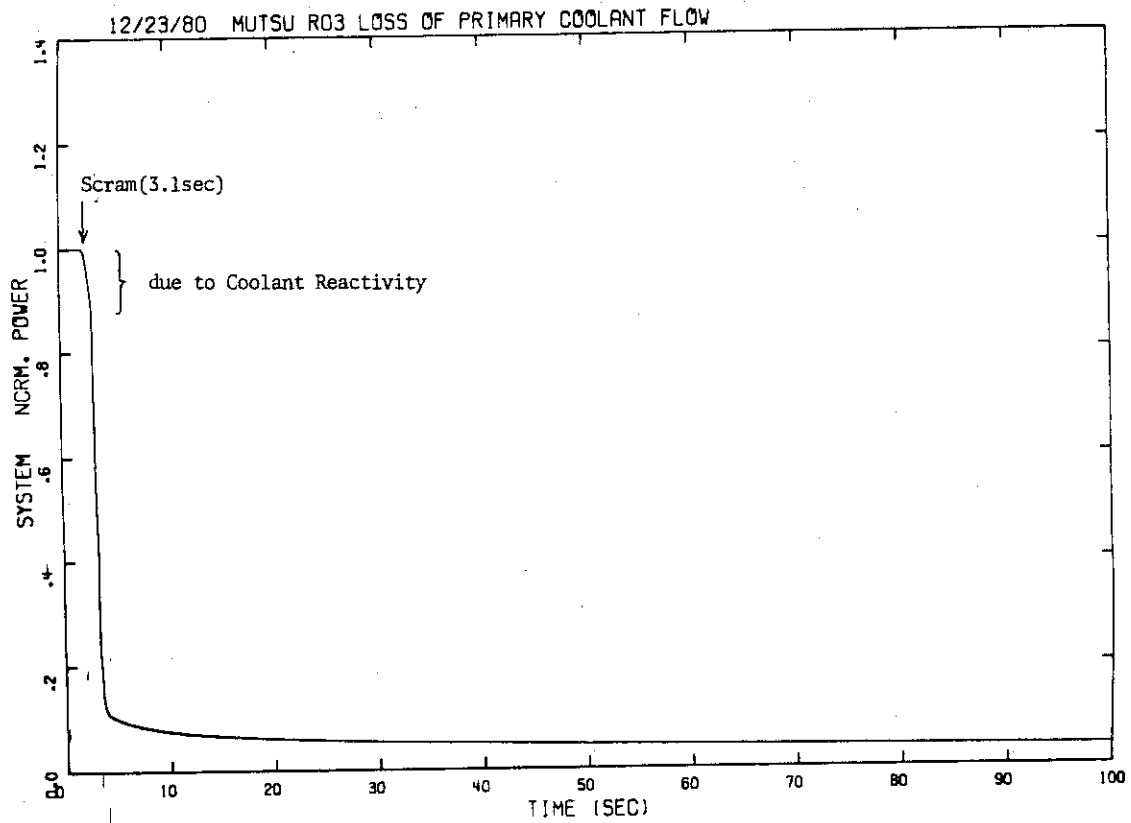


Fig. 4.5.4 Normalized Power

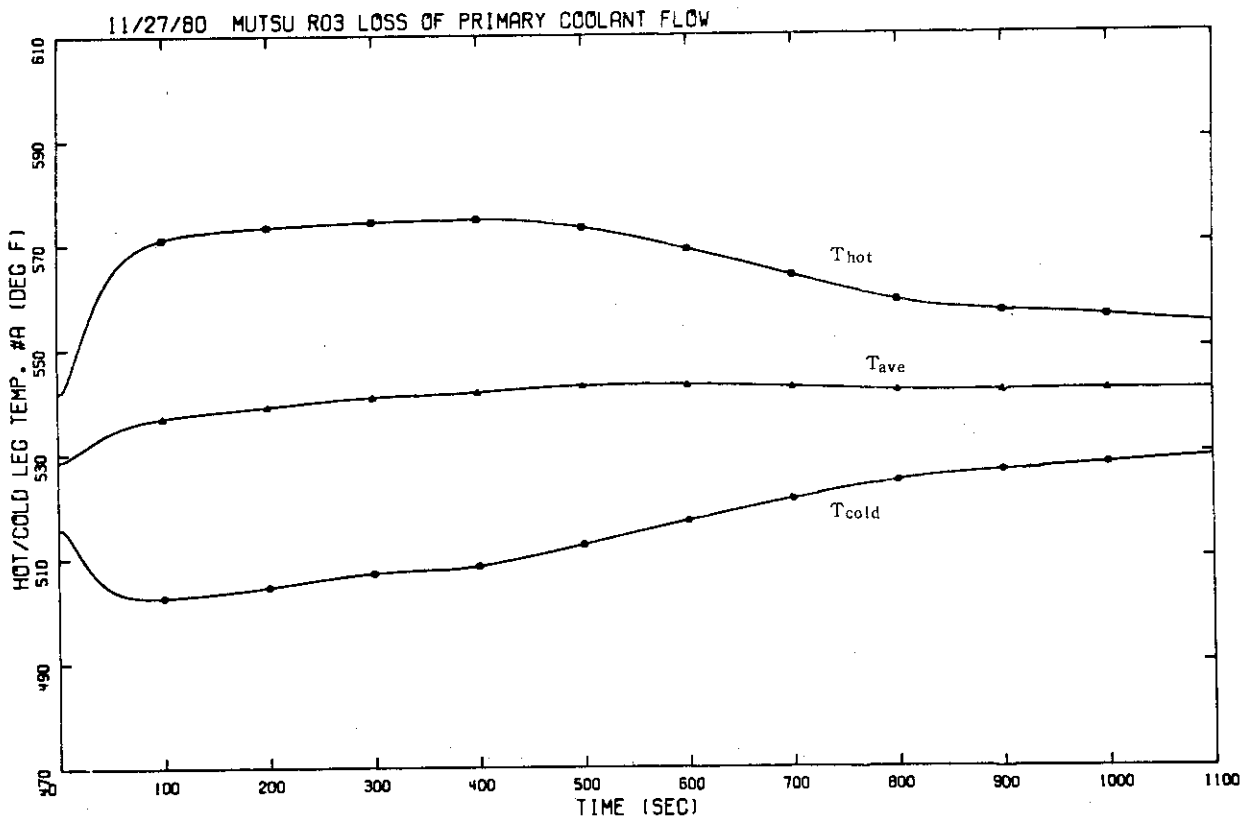


Fig. 4.5.5 Primary System Coolant Temperatures in Loop-A

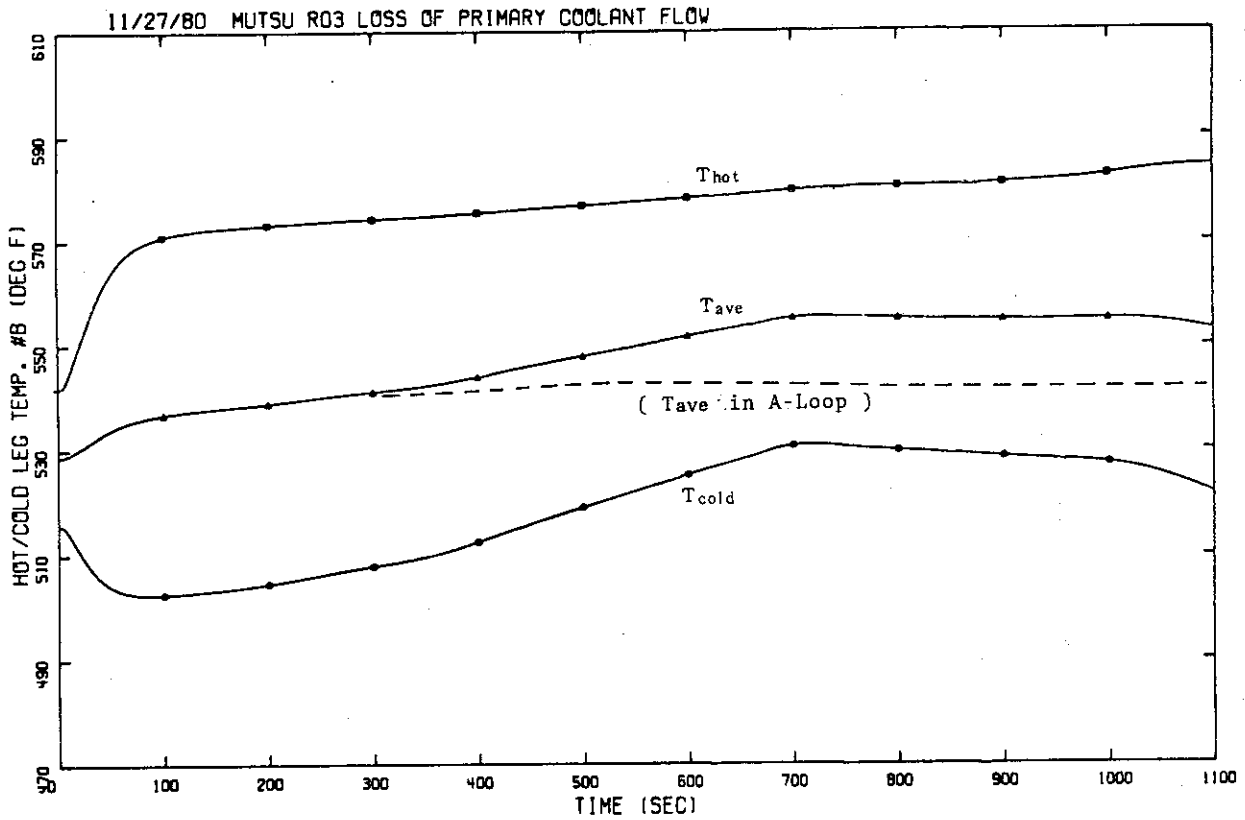


Fig. 4.5.6 Primary System Coolant Temperatures in Loop-B

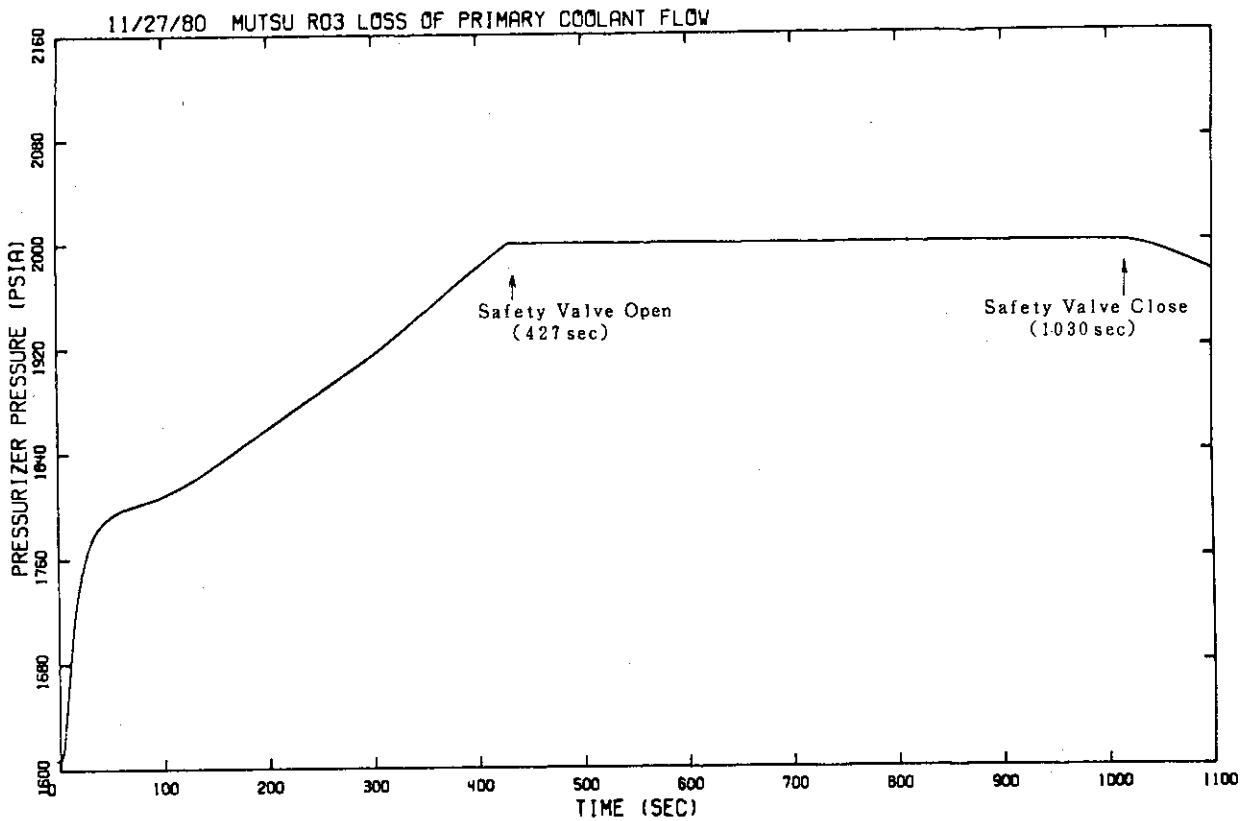


Fig. 4.5.7 Pressurizer Pressure

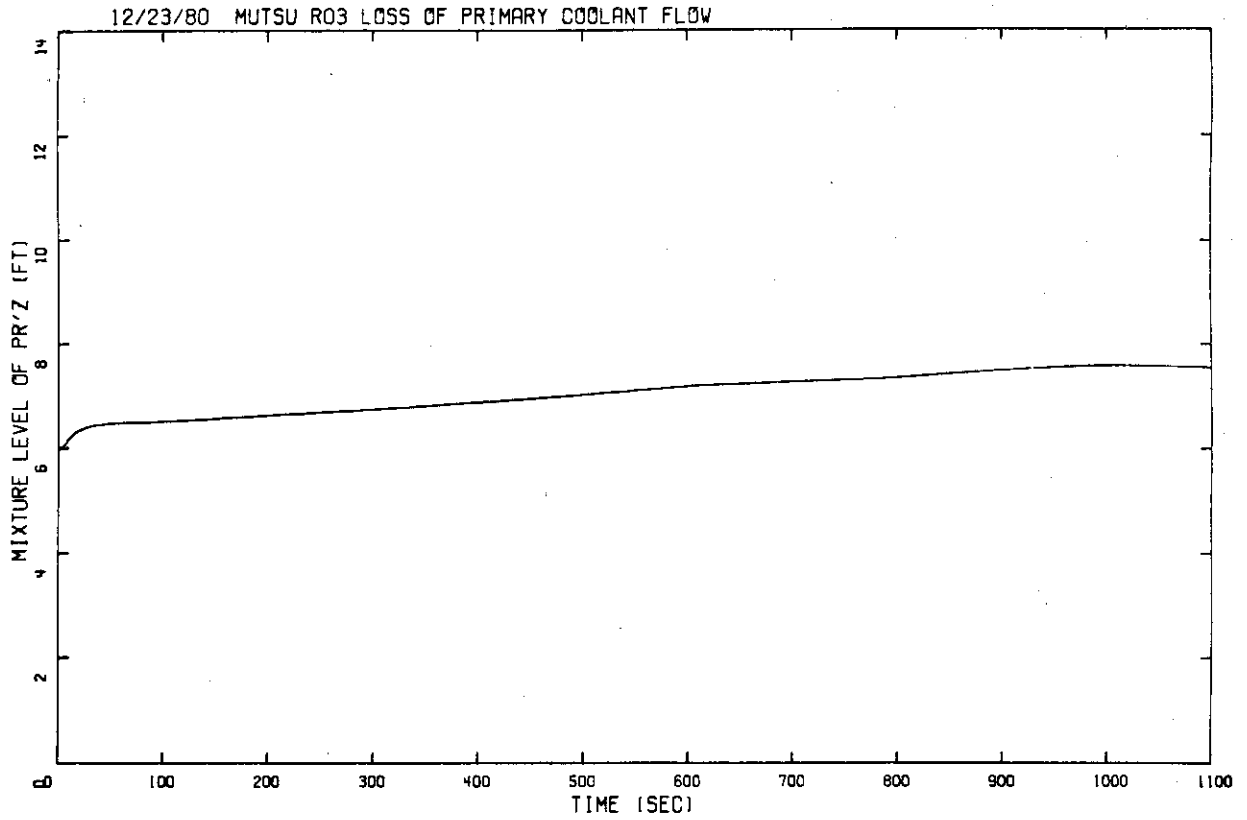


Fig. 4.5.8 Pressurizer Liquid Level

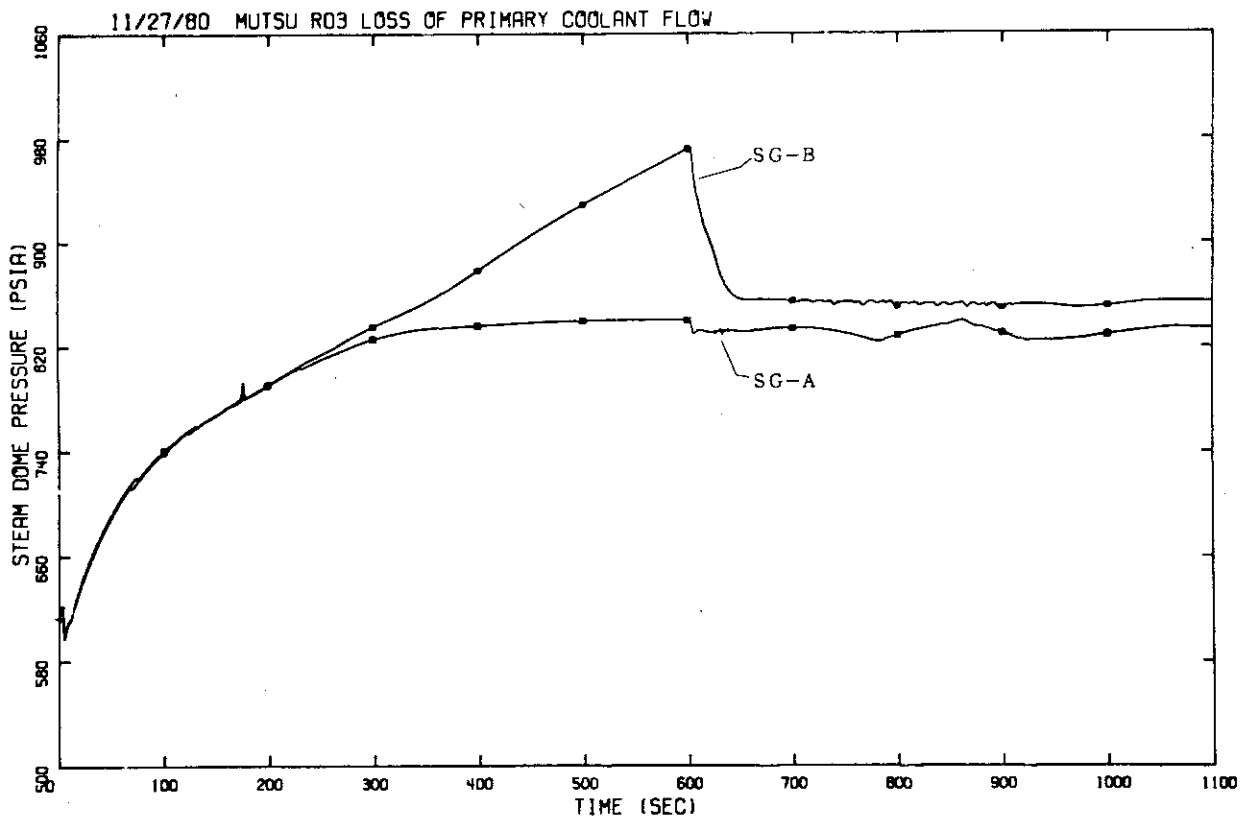


Fig. 4.5.9 Steam Generator Secondary Pressures

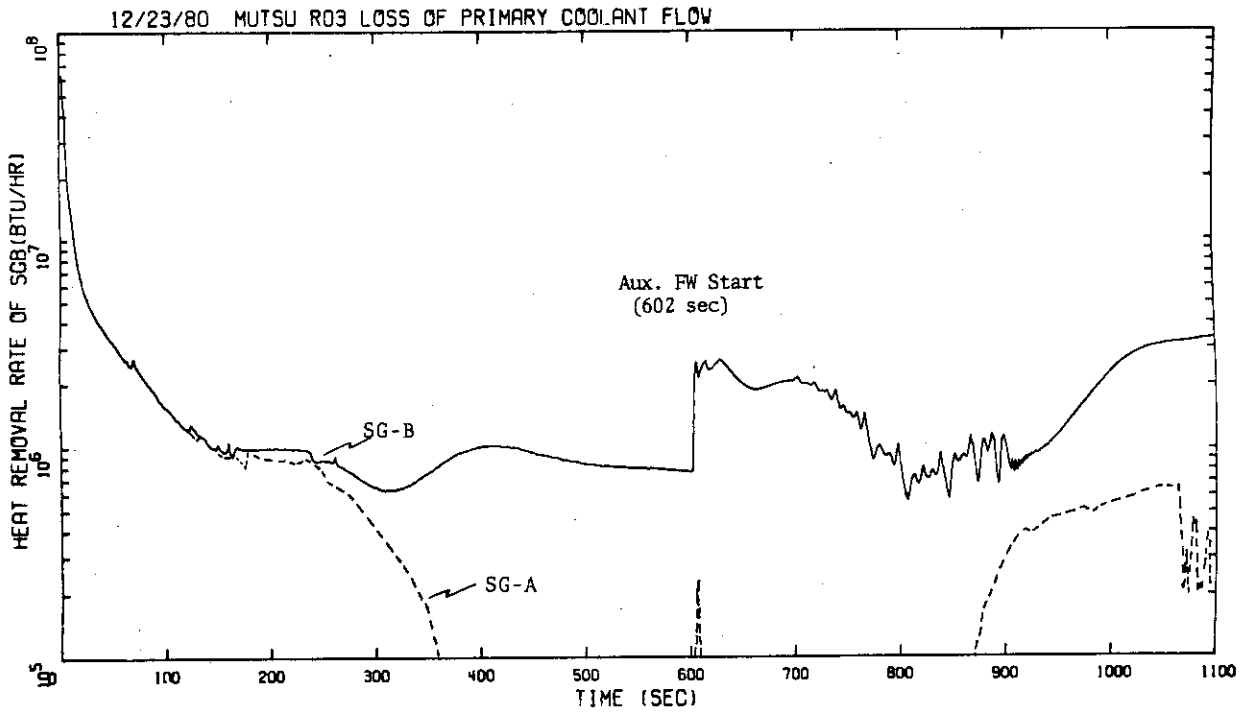


Fig. 4.5.10 Heat Removal Rates in Steam Generators

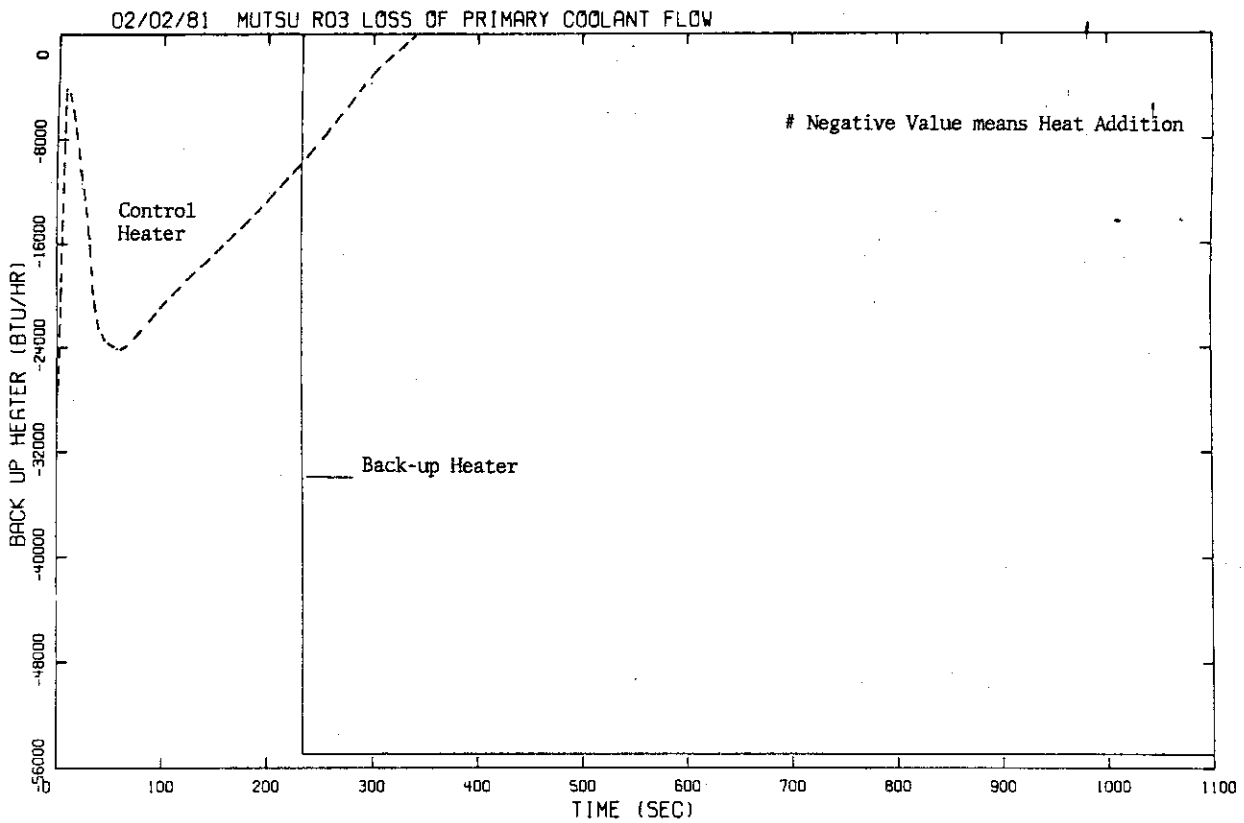


Fig. 4.5.11 Control Heater and Back-up Heater Outputs

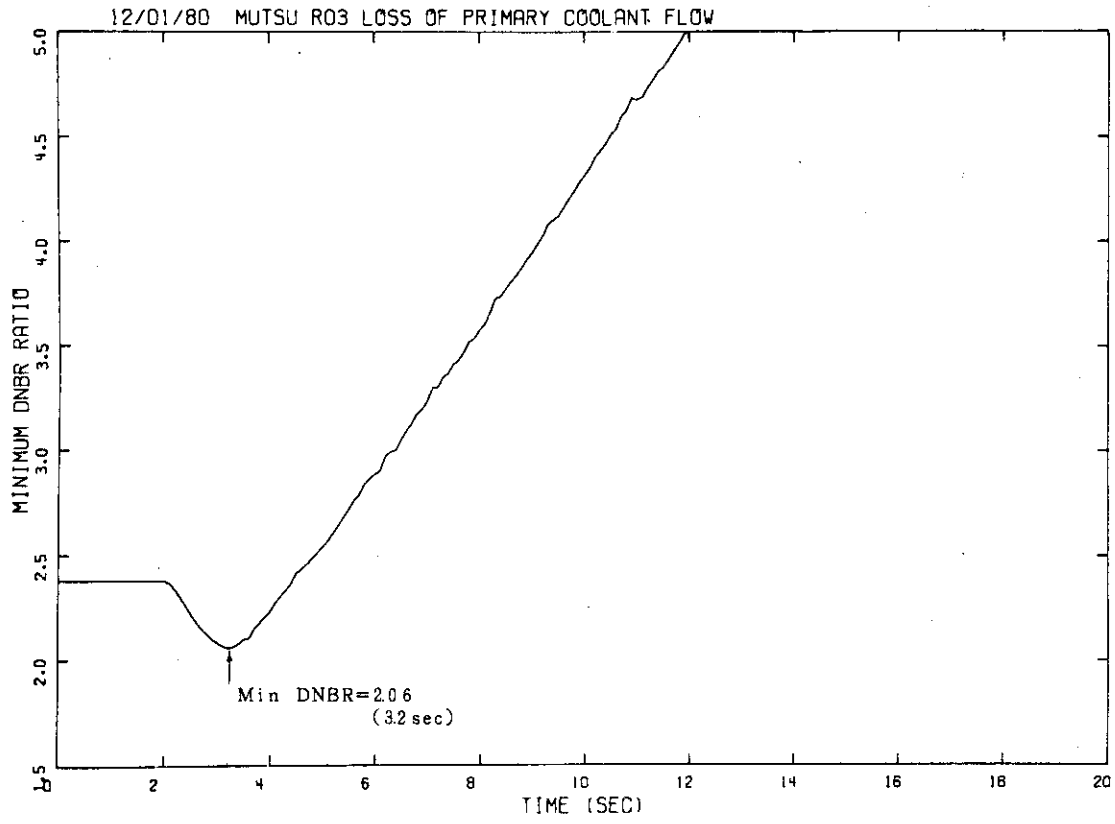


Fig. 4.5.12 Minimum DNBR

4.6 一次冷却材ポンプ軸固着事故

4.6.1 解析条件

- (1) 原因 定格出力運転中にMCポンプ1台の回転軸が瞬時に固着する。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等はTable 4.6.1に示す通りである。
- (3) 原子炉スクラムは、「高温スクラム」又は「低圧スクラム」による。
- (4) 原子炉圧力変化の評価では、原子炉圧力の低減効果をもつ加圧器スプレイ弁、加圧器逃し弁及びダンプ弁は不作動とし、原子炉停止後の蒸気発生器への給水は行わないものとする。

4.6.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスをFig. 4.6.1に示す。

4.6.3 解析結果

(1) 圧力評価解析

計算の結果得られた主要事象発生時刻をTable 4.6.2に、主要変数のプロット図をFig. 4.6.2からFig. 4.6.15に示す。

ポンプ回転数変化が正しく模擬されていることをFig. 4.6.2に示す。すなわちAループのMCポンプ回転数は2.1秒で0となって固着したことを表わしている。この結果、流量の部分喪失が生じ、2.2秒にAループの流量低信号によりSG-A側のMSIVが閉じ始める。

原子炉出力は1次冷却材の温度上昇による減速材温度係数のフィードバックにより、Fig. 4.6.4に示すように、初期値（定格値の103%）の約80%まで低下するが、約6秒より制御棒引抜き効果が現われ始めて出力はやや上昇する。11.8秒に原子炉温度高によるスクラム信号が発信され、主機タービンがトリップし蒸気流量が13.1%に減少し、続いて12.5秒に原子炉がスクラムする。

スクラム以後のプラント状態変化は4.1「1次冷却材流量の部分喪失」と極めて類似しており、加圧器圧力の最高値もほぼ同じ値である。これは「むつ」原子炉のMCポンプのモーターの慣性モーメントが陸上PWRに比べて極めて小さく、そのためコストダウン時定数が僅か3～4秒であるため、ポンプトリップとポンプ軸固着による停止との間でループ流量変化に大差がないことに原因する。

また起因事象としては、プラントにとってより厳しいと思われる「ポンプ軸固着」の方が、スクラム時刻が遅くなっている（12.5秒に対し、「流量の部分喪失」では8.4秒）原因については、Fig. 4.6.7及びFig. 4.6.8に見られる冷却材温度変化に基づくと考えられる。すなわち「ポンプ軸固着」の方がAループの流量減少が早いため、Bループ（運転ループ）への熱負荷が大きくなる反面、Aループの T_{hot} はあまり上昇しない。高温スクラム信号は、回路の単一故障仮定に従い、シグナルを遅く発生する停止ループ側からの温度入力で検出している。そのため「ポンプ軸固着」の場合の方が、スクラムは遅くなっている。このようなスクラム時刻の遅れにより、「流量の部分喪失」では効果を表わさなかった制御棒引抜きによる反応度付加が積算され

て、先に述べたように原子炉出力を一時上昇させている。

(2) DNBR評価解析

計算によって得られた主要事象発生時刻をTable 4.6.3に示す。

2.0秒にAループのMCポンプが軸固着により停止しAループ流量が減少するので炉心流量も減少し、燃料のDNBR値も低下する。しかし1ループ分、すなわち定格流量の約半分の炉心流量が確保されているため、炉心内の最小DNBRはFig. 4.6.15に示すように最低でも2.129(3.7秒)にとどまっている。その後は熱流束の減少(炉出力の減少が遅れて反映している)のためにDNBR値は少しずつ増加していき、10.3秒に原子炉がスクラムして更に増加している。

Table 4.6.1 Initial Conditions and Assumptions for Main Coolant Pump Stick

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	103% (37.08MW)	←	
Pressure	110+2.1atg (1609psia)	110-2.1atg (1549psia)	
Core Inlet Temp.	271-2.3°C (516°F)	271+2.3°C (524°F)	
Coolant Flow Rate	100% (1102.3 lb/s)	←	
Pressurizer Level	1.12+0.234m ³ (5.99ft)	1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure	40+2.1atg (616psia)	40-2.1atg (556psia)	
Feedwater Temp.	160°C (320°F)	←	
Steam Flow Rate	103% (19.30 lb/s)	←	
SG Water Level	1.14-0.103 m ³	←	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power			
Control Rods	Normal (Only+)	←	
Density Coeff.	-3.0×10 ⁻⁴ Δk/k/°C	←	
Doppler Coeff.	-3.0×10 ⁻⁵ Δk/k/°C	←	
ii) Reactor Pressure			
Heaters	Normal	Failed	
Spray	Failed	Normal	
PORV	Failed	Normal	
Safety Valve	Normal	←	
iii) Level Control	_____	_____	
iv) 2ndary System			
Steam Dump System	Failed	←	
Feed Water Control	_____	_____	
Safety Valves	Normal	←	

Table 4.6.2 Major Event Time Table for Main Coolant Pump Stick

Time (sec)	EVENTS
0.0	Start of the null transient
2.0	End of the null transient and start of the main coolant pump stick transient. The MC pump on the loop with pressurizer sticked.
2.2	MSIV on stick loop started to close.
11.8	Scram signal was transmitted (High temperature scram). Main thrust turbine tripped (Steam flow = 13.1%). Feedwater to SG-A = 0% to SG-B = 13.1%
12.5	Start of scram
13.5	End of scram
20.8	Main generator tripped (Steam flow = 0.0%) Feedwater = 0% (SG-B)
26.8	Pump coast down to half speed (Operating loop).
32.2	MSIV on stick loop closed completely.
373.4	Back-up heater "ON".
375.8	Steamline safety valve opened.
602.0	Aux. feed water came "ON" (Operating loop). Steamline dump valve opened.
605.0	Max pressure of pressurizer = 1941.5 PSIA
900.0	End of computation

Table 4.6.3 Major Event Time Table for Main Coolant Pump Stick (DNBR EVALUATION)

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of the null transient
2.0	End of the null transient and start of the main coolant pump stick transient. The MC pump on the loop with pressurizer sticked.
2.2	MSIV on stick loop started to close.
3.	Min. DNBR = 2.129
9.6	Scram signal was transmitted (High temperature scram). Main thrust turbine tripped (Steam flow = 13.1%). Feedwater to SG - A = 0% Feedwater to SG - A = 13.1%
10.3	Start of scram
11.3	End of scram
15.0	End of the computation.

** MAIN COOLANT PUMP STICK ACCIDENT // SEQUENCE OF EVENTS

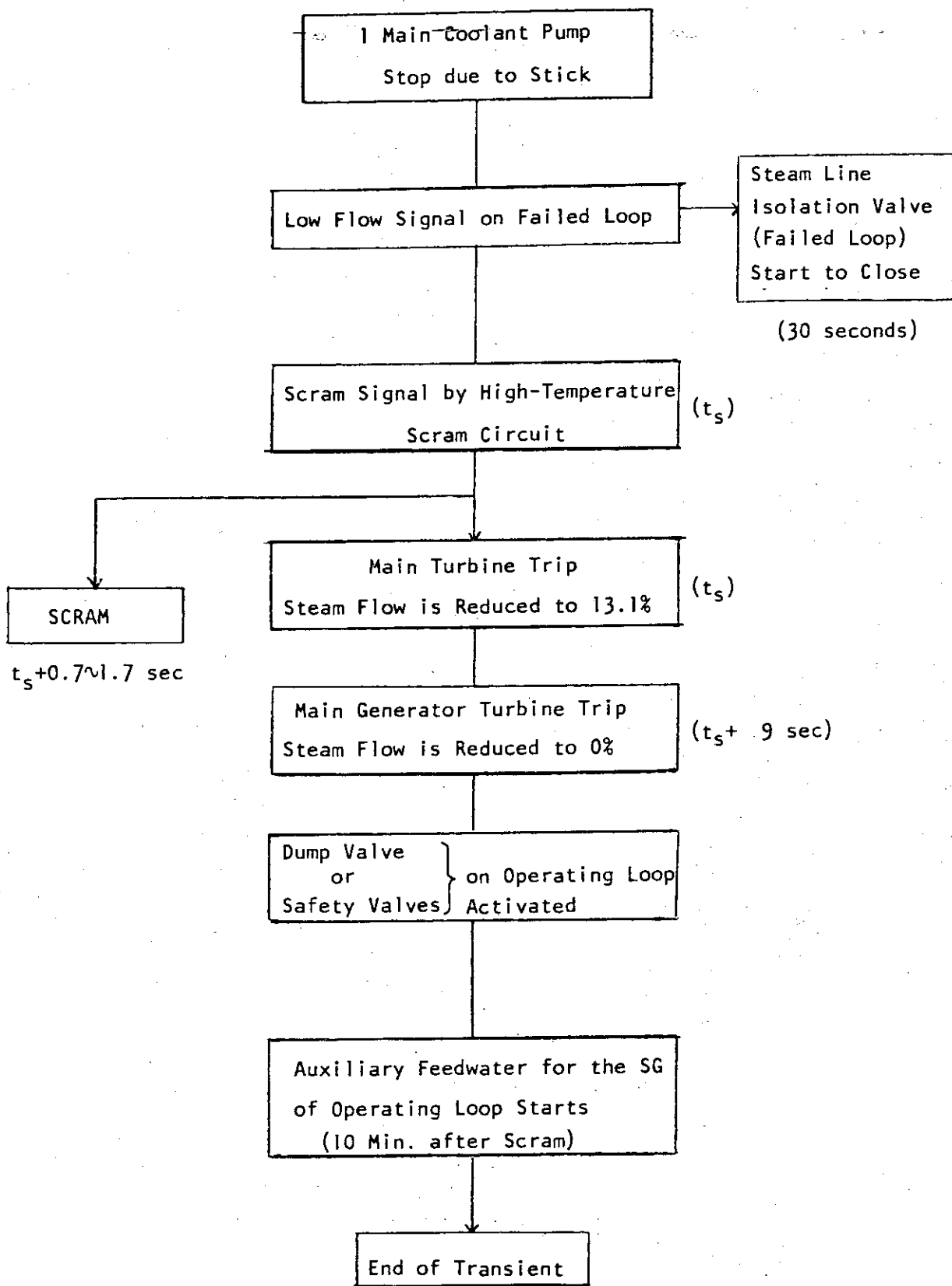


Fig. 4.6.1 Major Events Sequence Diagram for MC Pump Stick Accident

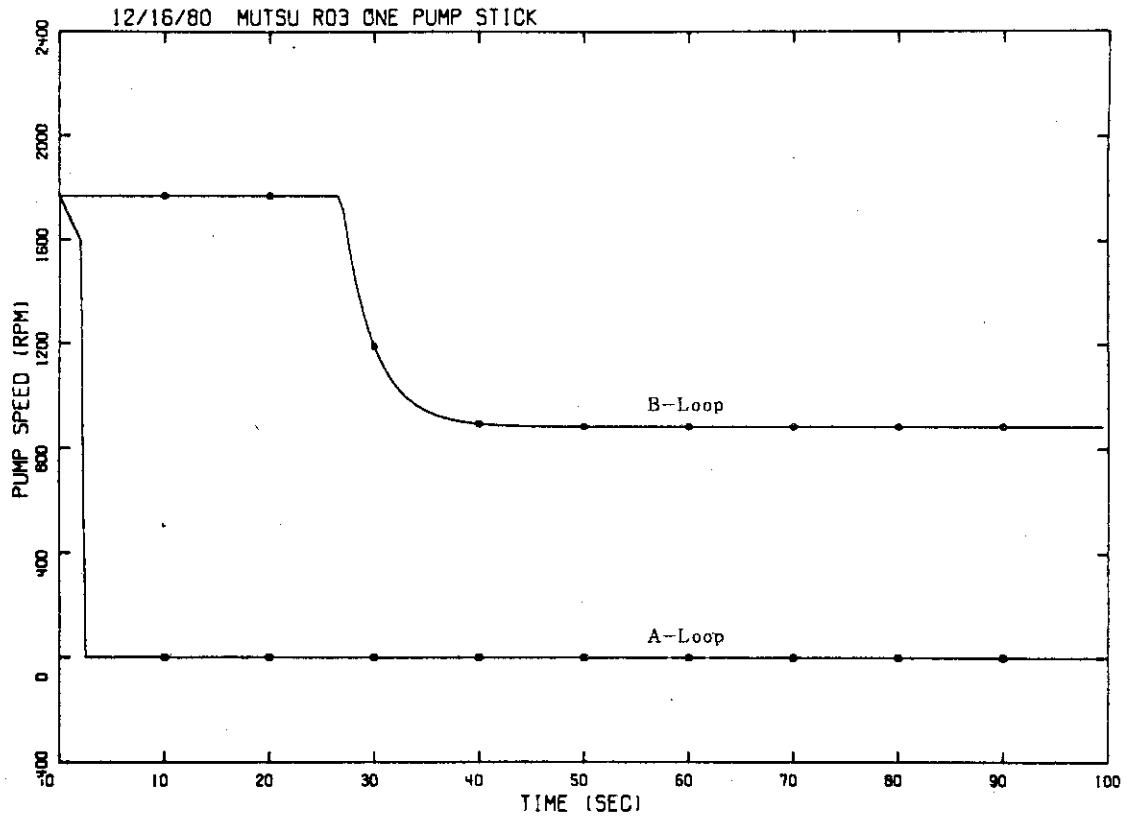


Fig. 4.6.2 Pump Speeds

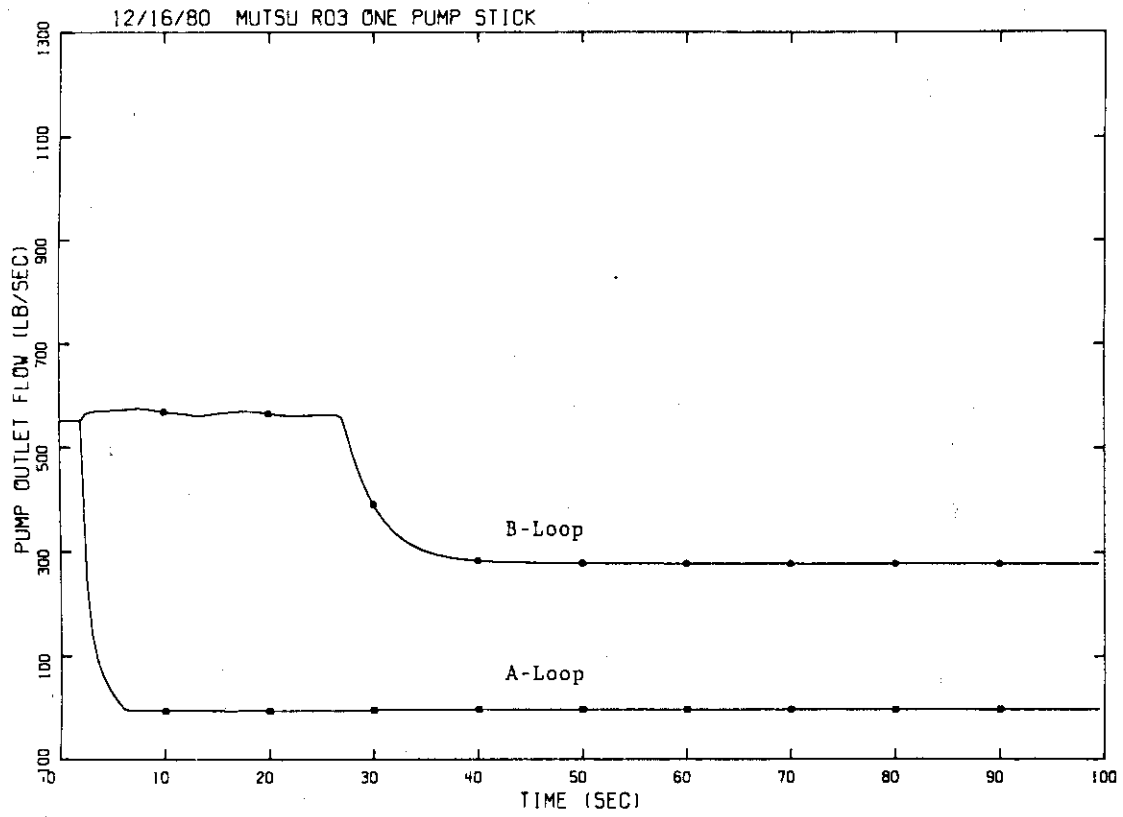


Fig. 4.6.3 Pump Outlet Flows

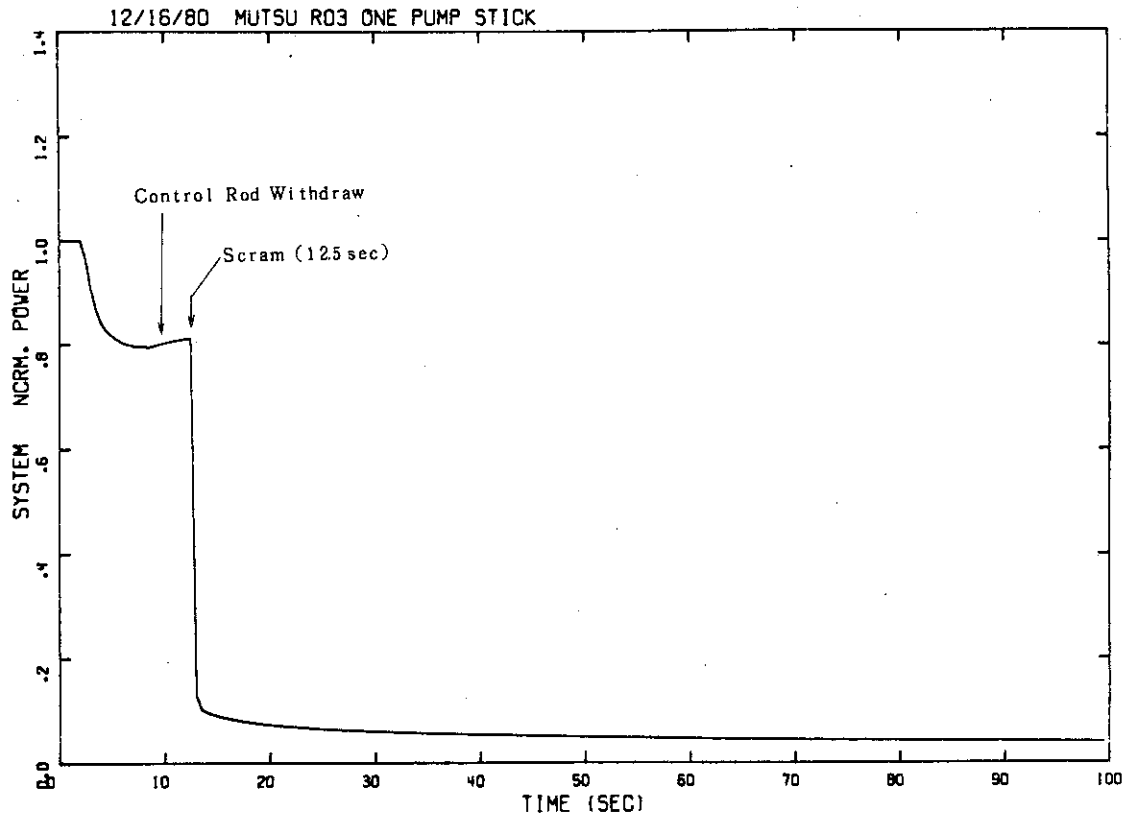


Fig. 4.6.4 Normalized Power

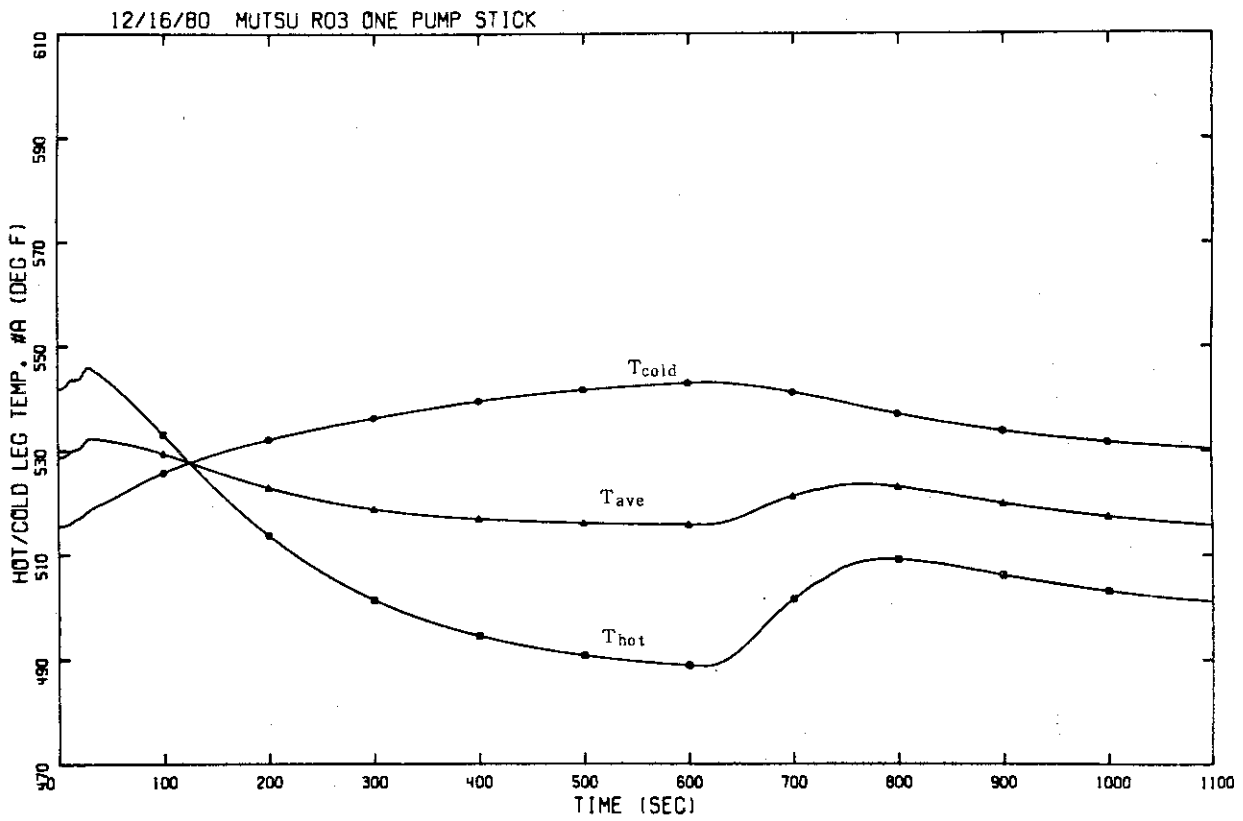


Fig. 4.6.5 Primary System Coolant Temperature: Failed Loop (A)

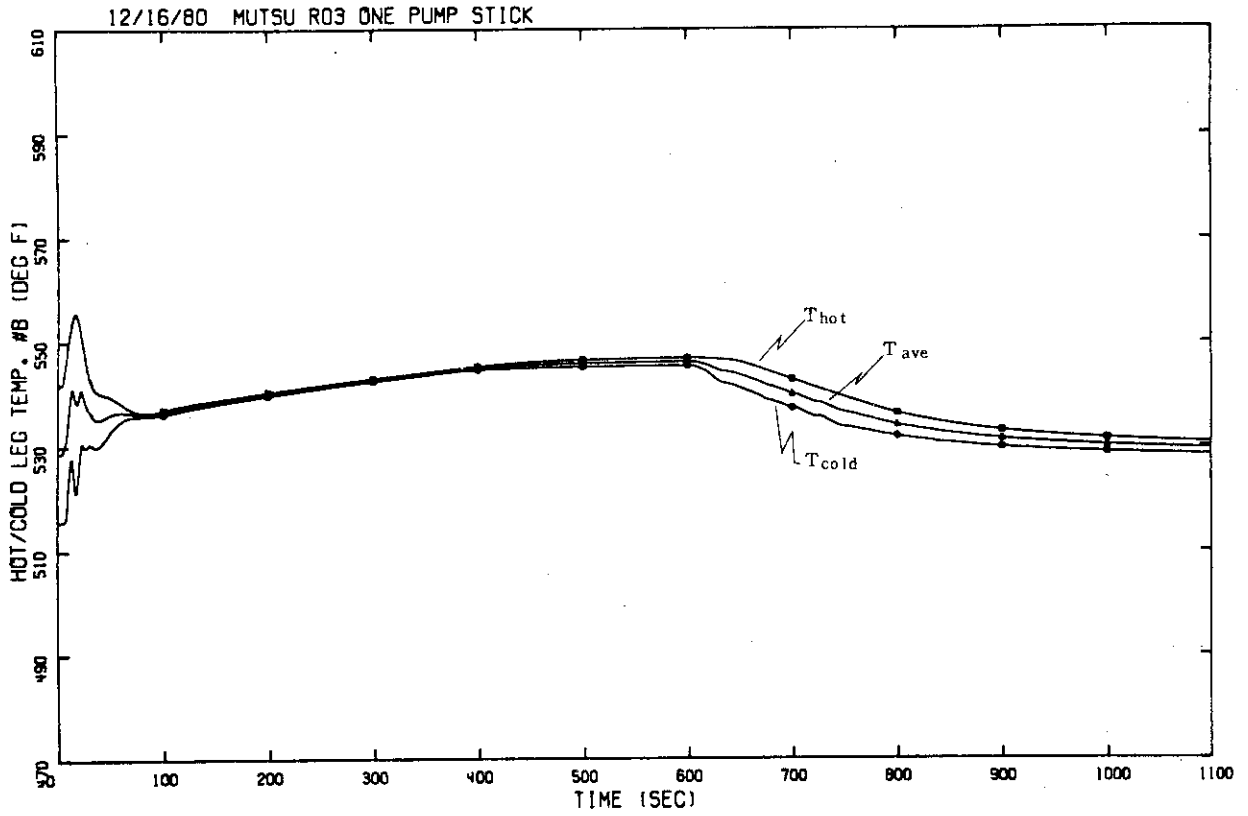


Fig. 4.6.6 Primary System Coolant Temperature: Operating Loop (B)

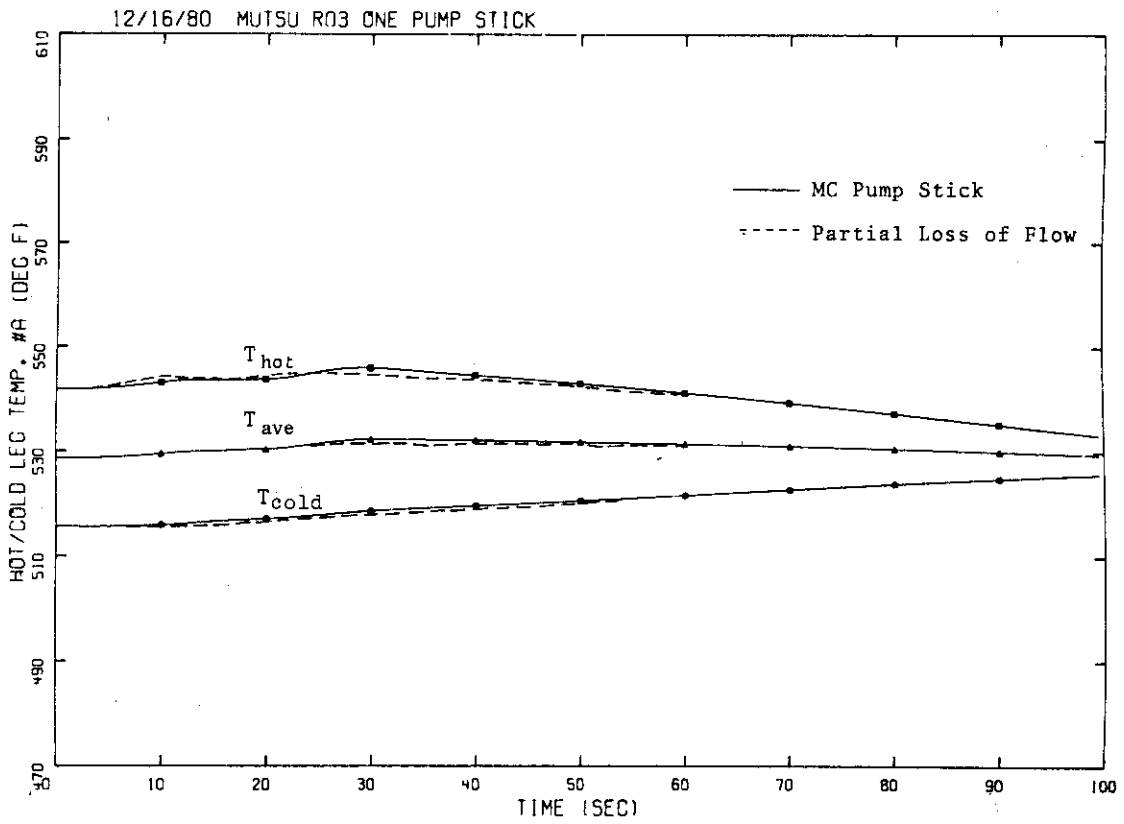


Fig. 4.6.7 Primary System Coolant Temperature: Failed Loop (A)
(Large Scale)

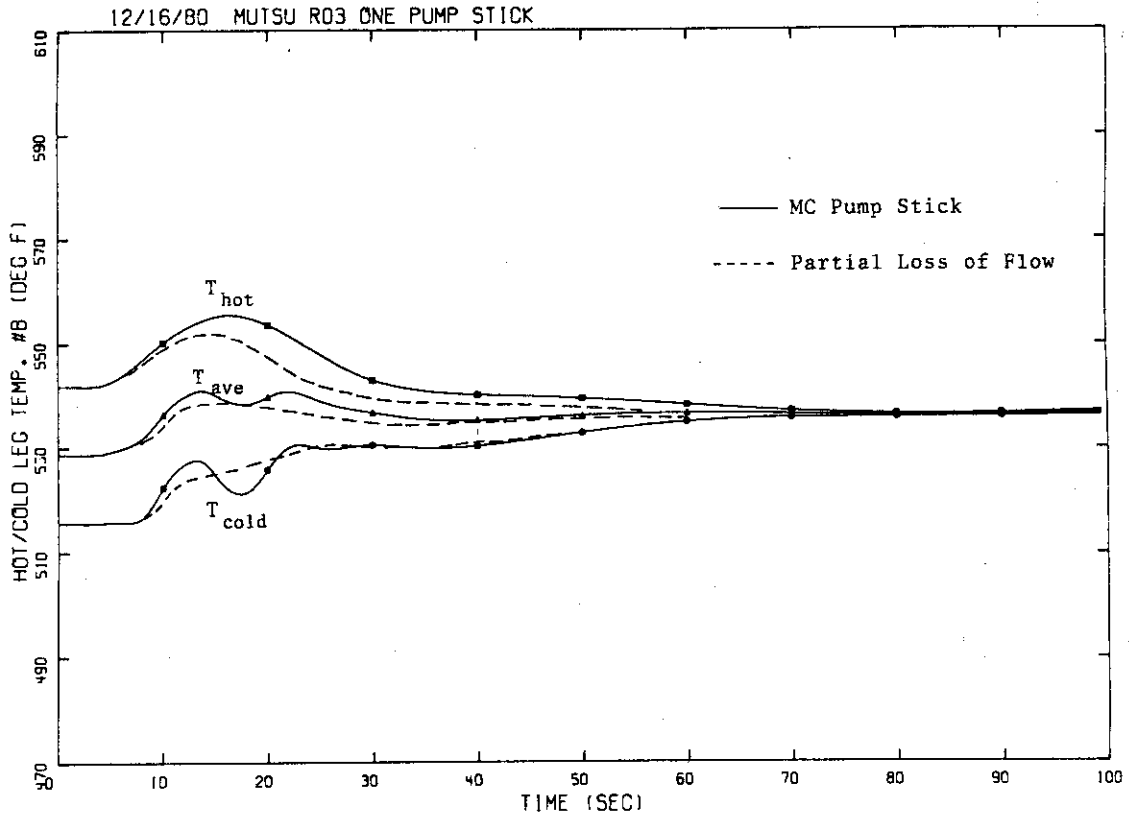


Fig. 4.6.8 Primary System Coolant Temperature: Operating Loop (B) (Large Scale)

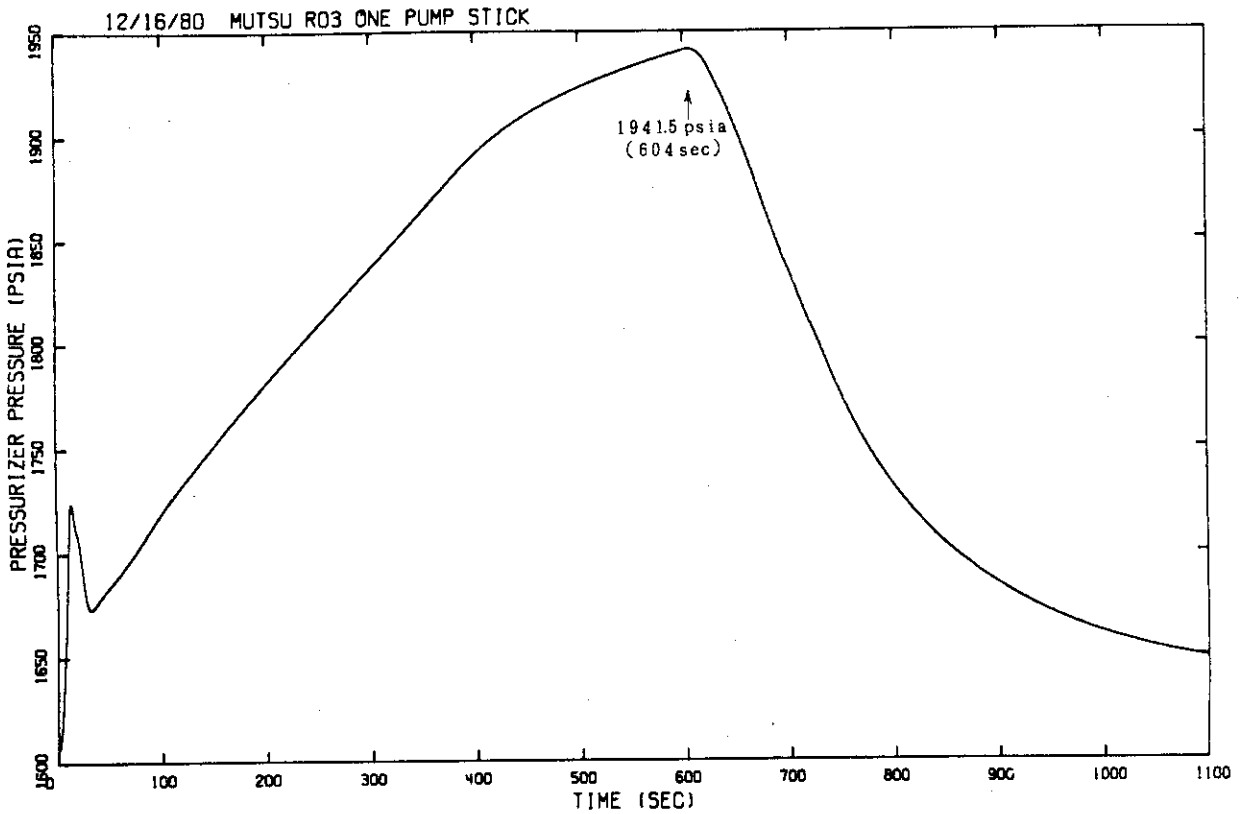


Fig. 4.6.9 Pressurizer Pressure

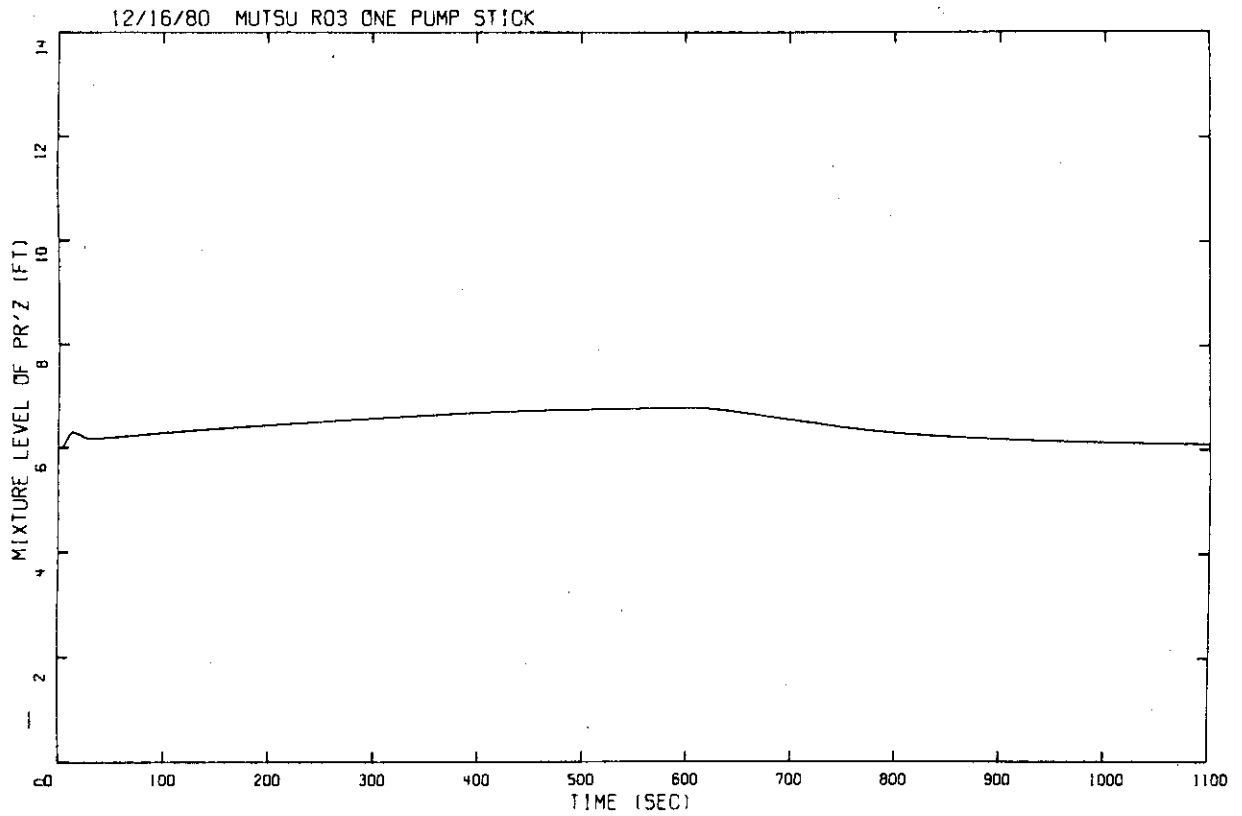


Fig. 4.6.10 Pressurizer Liquid Level

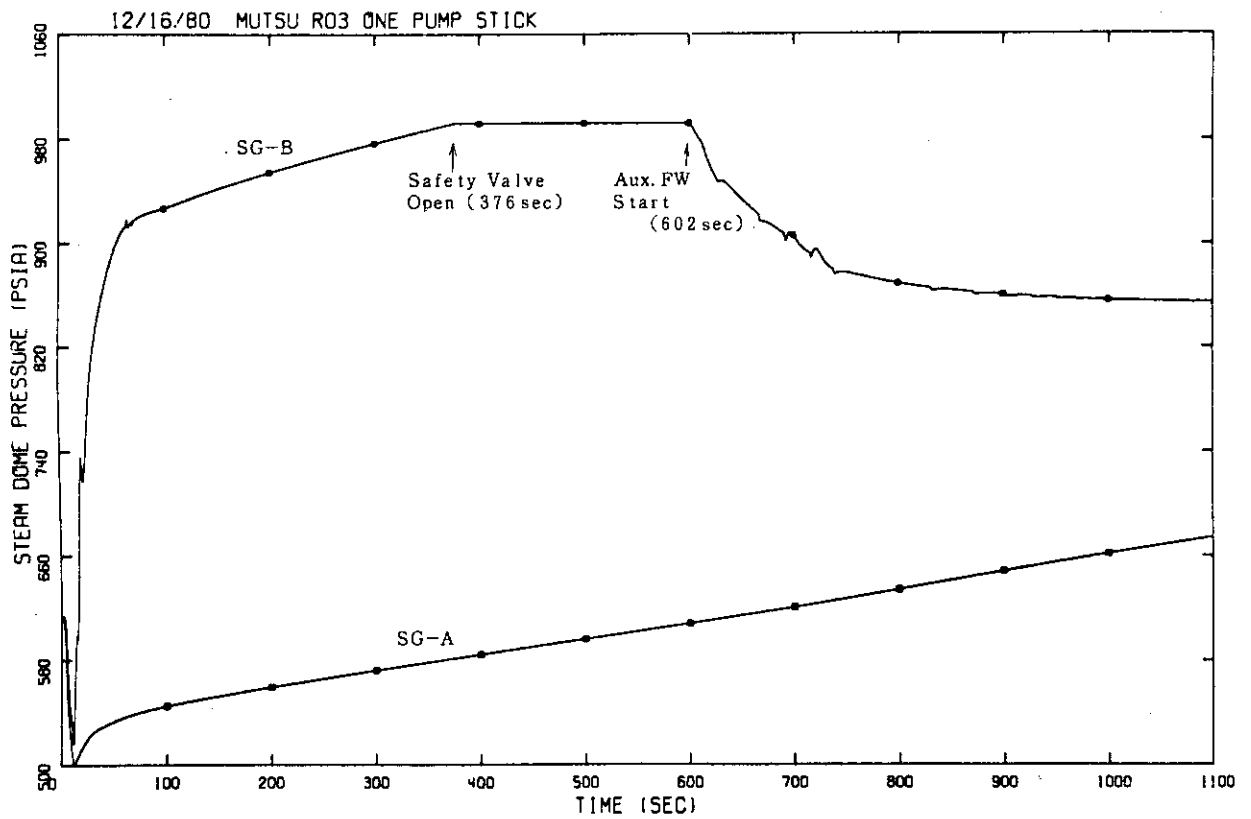


Fig. 4.6.11 Steam Generator Secondary Pressures

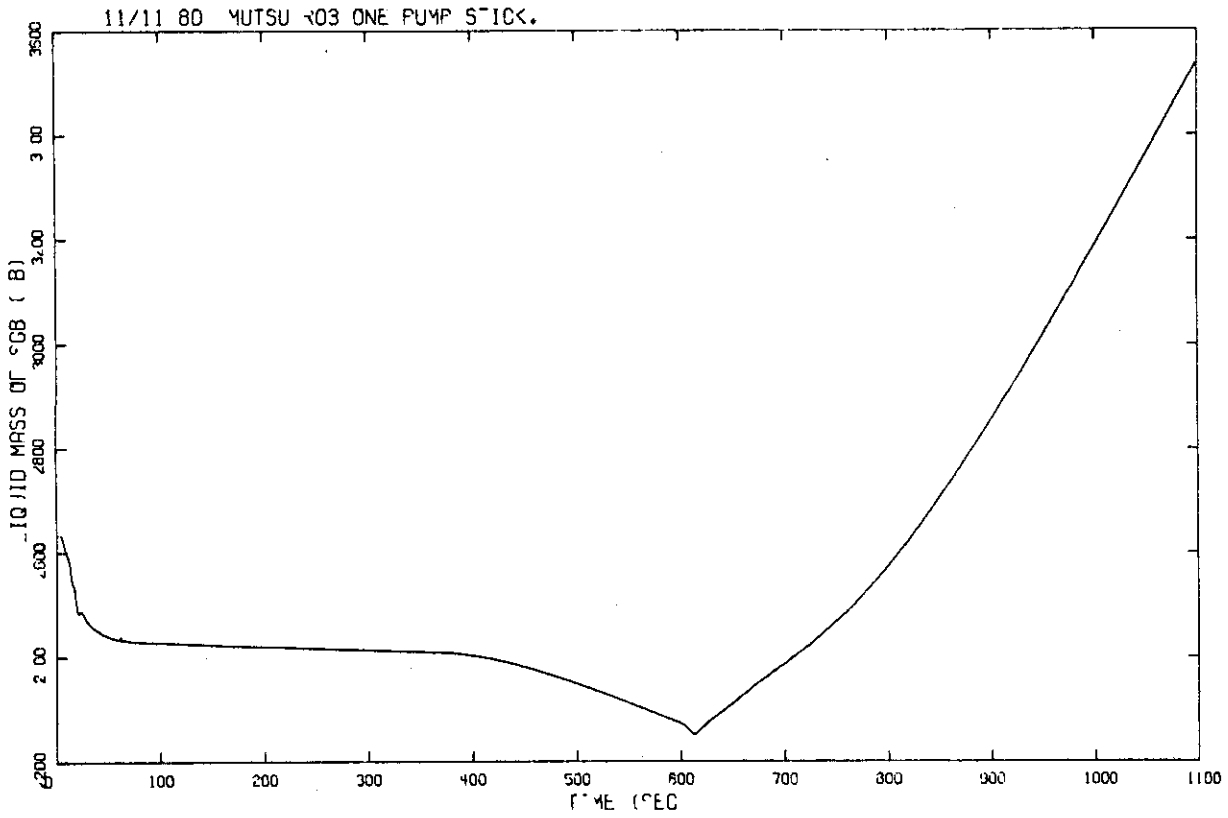


Fig. 4.6.12 Steam Generator B Liquid Inventory

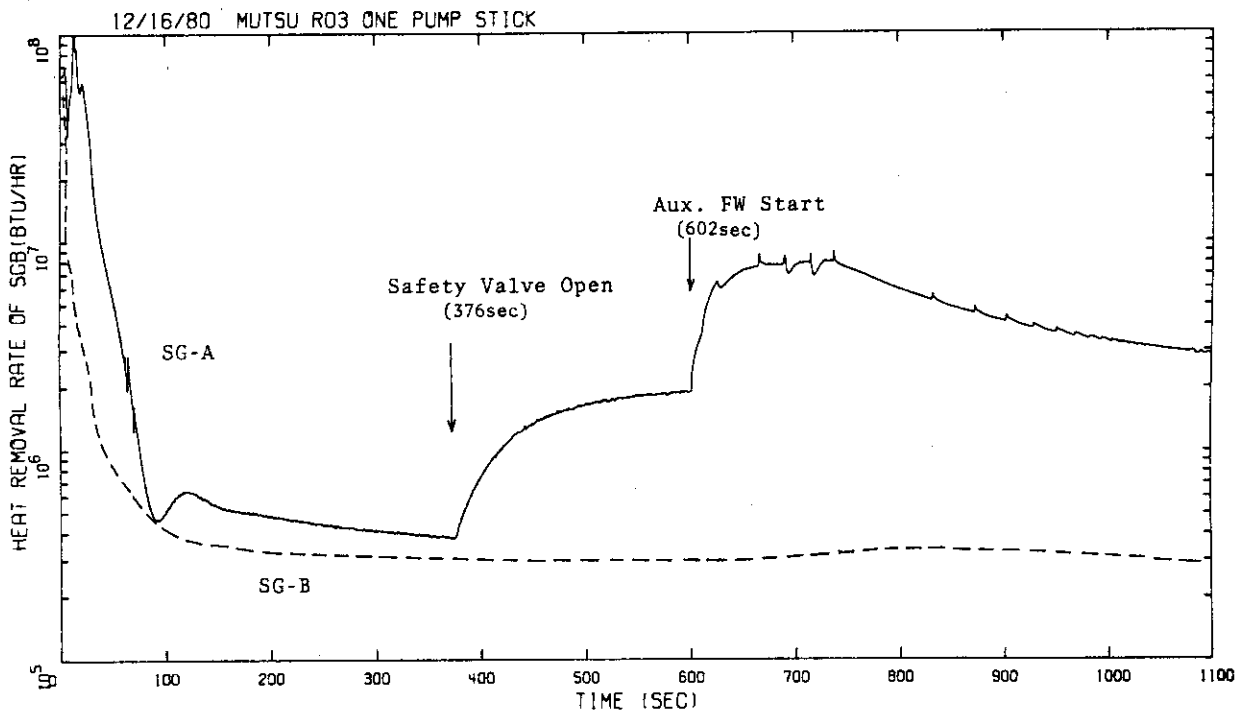


Fig. 4.6.13 Heat Removal Rates in Steam Generators

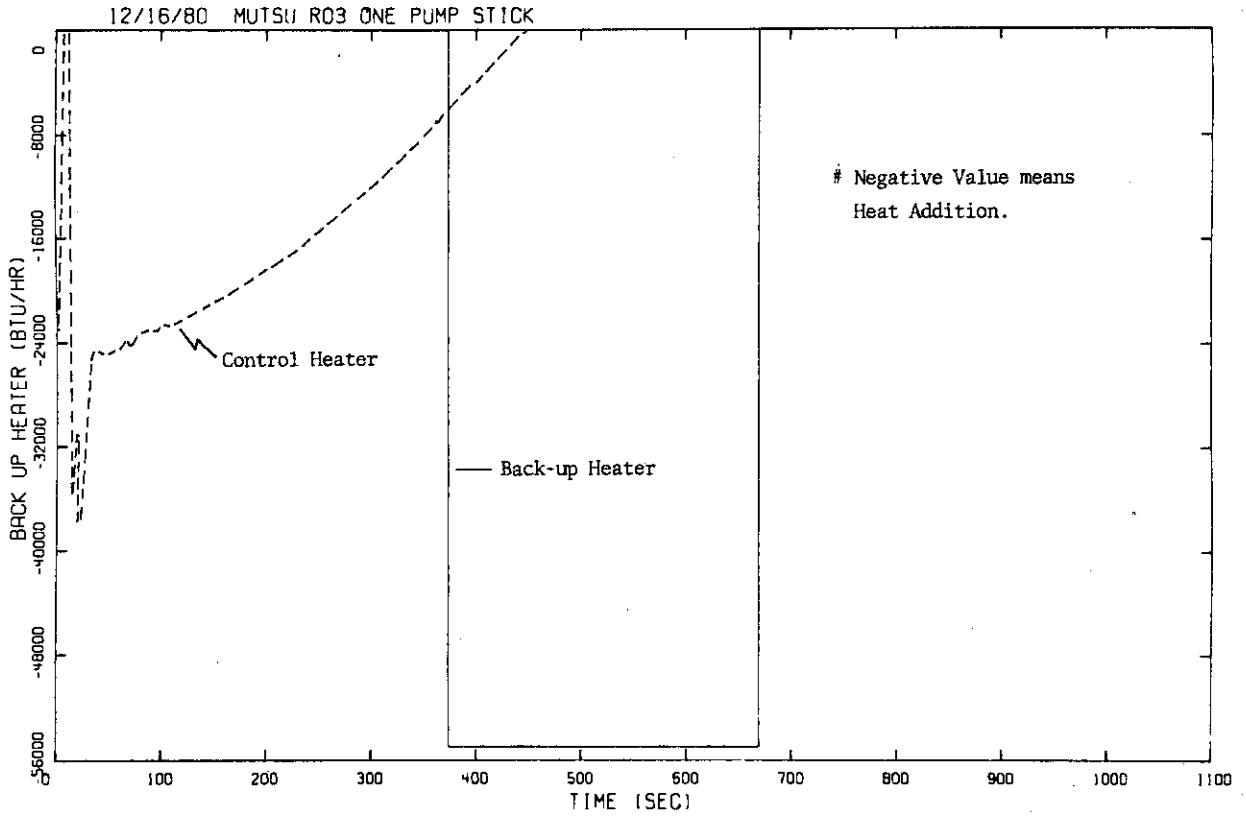


Fig. 4.6.14 Control and Back-up Heater Outputs

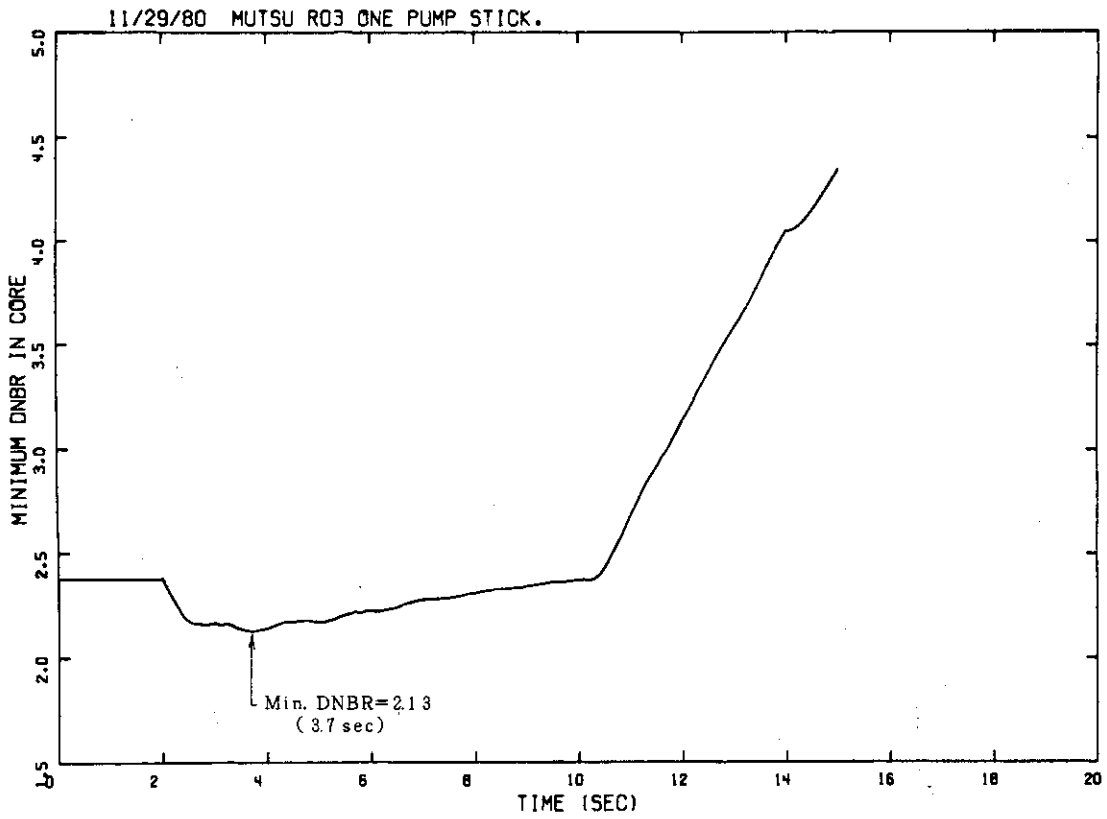


Fig. 4.6.15 Minimum DNBR

4.7 主給水管破断事故

4.7.1 解析条件

- (1) 原因 主給水管（単ループ）の完全両端破断。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等は Table 4.7.1 に示す通りである。
- (3) 全ての蒸気発生器への主給水は、主給水管破断発生と同時に喪失するものとする。
- (4) 外部電源無し相当として非常用発電機による給電を考える場合（ケース2）及び「むつ」原子炉における現実的なシーケンス（補助発電機への切換え）を想定する場合（ケース1）の2ケースを考える。
- (5) 補助給水は、運転員により事故後10分にて、健全側蒸気発生器に補助給水ポンプ1台により供給されるものとする。
- (6) 原子炉は破断側の「蒸気発生器水位低」信号にてスクラムするものとする。
- (7) 破断口を通じて2次側インベントリが流出する際には、最も流路の狭い給水リングのノズル開口部で臨界流になるとする。

4.7.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスを Fig. 4.7.1 に示す。

4.7.3 解析結果

計算によって得られた主要事象生起時刻を Table 4.7.2（ケース1）及び Table 4.7.3（ケース2）に示す。

(1) 圧力評価解析：ケース1

2秒に給水管の破断が生じ、SG-Aの圧力、温度が急激に低下していく。主給水は両SGとも破断と同時に停止する。破断後10秒でダウンコマ下部がフラッシュするためダウンコマ部の有効水頭が急激に低下し、SG 2次側水位低によるスクラム信号が発信される。この信号により主機タービンがトリップし、蒸気流量が13.1%へ減少する。MCポンプは21.0秒に半速運転へ切替わる。破損SGの2次側温度が低下するため、一次系の圧力、温度は減少し、そのため減速材温度係数のフィードバックにより原子炉出力（Fig. 4.7.4）はスクラム直前に8.7%増加している。

SG-Aからの蒸気供給がなくなるため、SG-B側の蒸気流量が増加するのでSG-Bの圧力も減少するが、スクラム信号によるタービントリップによって一たん上昇する。しかし破損SGがより低温になっているため、一次系のエネルギーはそちらに流れるので、約40秒から140秒にかけては、健全SG圧力は頭打ちから、むしろ僅かに減少している。このような現象が生じるのは、MCポンプの回転によりループの流量が維持されているためであり、このケースの特徴である。約50秒で破損SGがほとんど空になってしまうと Fig. 4.7.5 及び 4.7.9 に示すように、一次系の圧力、温度は再び上昇し、以後SG 2次側への補助給水導入まで単調に増加していく。これにつれて健全SG 2次側への熱伝達（Fig. 4.7.7）が増加するためSG-Bの圧力（Fig. 4.7.3）が上昇し612秒の補助給水導入直前で912.5 psiaに達する。

612秒に手動操作により補助給水導入、ダンプ弁開放が行なわれると、2次側圧力はダンプ弁設定圧近くまで低下していく。一次系圧力は619.5秒に最高値1837.7 psia（加圧器）に達した後、徐々に低下していき事故は収拾に向かう。

(2) 圧力評価解析：ケース2

スクラム信号後9.0秒（21.0秒）まではケース1と全く同じである。21.0秒に電源切替失敗により2台のMCポンプがコストダウンする。そのためループ流量が失われるのでケース1と比べ一次系圧力の下降幅は小さくなる。そして破損SGが空になる約50秒以後、一次系圧力は上昇し、612秒で1865 psiaに達する。一方、2次側では、33.4秒から63.4秒にかけてMSIVが閉じられ、健全SG 2次側は完全に隔離される。圧力は単調に増加し、MSIVが開く612秒の直前で1024.4 psiaに達する。

健全SGの圧力上昇がケース1より大きい理由は、一つには、ループ流量が失われるため破損SG側へとられる熱量が小さくなるので健全SGへより負担がかかること、もう一つはMSIVが閉じているので、2次側体積が主蒸気管のボリューム(160)分だけ少なくなっていることによる。前者についてはFig. 4.7.7で比較して見ると判る。

後者については、SG-Bの水位はスクラム後低下していて、約50秒では(200)(201)(202)の3ボリュームが概ね蒸気ドームを形成している。この3つの体積の合計は82.05 ft³、主蒸気管(160)の体積は39.2 ft³なので、健全SG 2次側の蒸気体積はケース1とケース2で

$$\frac{82.05 + 39.2}{82.05} = 1.48$$

倍程度ケース1の方が大きい。

一方、圧力上昇幅は初期値613 psiaから測ると

$$\frac{1024.4 - 613}{912.5 - 613} = 1.37$$

倍だけ、ケース2の方が大きい。上記2数の差は、1次系からの除熱量が等しくないことによると考えられるが、定性的にはSG 2次側の圧力上昇幅の違いを説明出来る。

612秒に補助給水の入る直前には、ケース1、2ともに伝熱管頂部は露出していて、SG-Bの上部ボリューム(200)(201)は弱いながら過熱蒸気になっている。この温度は圧力のより高いケース2の方が高いため、612秒に補助給水が入る（同時にMSIVを開け、ダンプ弁も開く）と、SG-B（健全側）の圧力はダンプ弁設定圧（853 psia）よりも低い値まで急激に減圧される。このためSG-Bでの熱除去率（Fig. 4.7.7）は、ポンプが停止しているにも拘わらず、ケース1の約1/2まで回復している。

但し、それでも1次系の圧力上昇はすぐには収まらず、950秒まで加圧器圧力（Fig. 4.7.12）は上昇した後、ようやく減少する。2次側圧力が低くなって主蒸気ダンプ弁は閉じているため、SG-Bの水位は上昇し、1249秒で水位制御により補助給水は停止する。このため1次側圧力は再び上昇するように見えるが、これ以後は2次側圧力、温度がダンプ弁設定圧（853.4 psia）で規定される（飽和温度は526°F）ため、長期間の冷却を考えれば1次系圧力は低下するものと考

えられる。但し、1ループのみの自然循環冷却であるので、高温待機状態まで回復するには相当の時間を要すると思われる（なお、4.5「1次冷却材流量喪失事故」の1000秒以後は1ループによる自然循環冷却に相当しているので、SGの熱除去率等比較されたい）。

Fig. 4.7.18は、スクラム時刻を破断発生後15秒とした参考解析の結果より加圧器圧力を示したものである。この場合の最高圧力は970秒における19627 psiaであった。

(3) DNBR評価解析

本解析項目におけるDNBR評価では最小DNBRの実現する時刻までの主要事象は少ないのでシーケンス表は省略する。計算結果中、原子炉出力とDNBRを、Fig. 4.7.16とFig. 4.7.17に示す。

2.0秒に主給水管破断が生じるとSGでの伝熱量が一時的に増加するため、圧力評価解析の場合と同じく1次系の圧力、温度は低下し、減速材温度係数によるフィードバックのため出力が上昇する。上昇幅は10.7%で圧力評価解析（8.9%）より少し大きい。これはDNBRが小さ目に計算されるように、すなわち出力上昇を大きく見積るよう初期温度を高めに設定したことによる。

原子炉出力と圧力減少によりスクラム直前の10秒付近よりDNBRは小さくなり12.7秒に最小値2.306に達するが、その後はスクラムによる出力低下によってDNBRは速やかに増加していく。ケース1、2におけるシーケンスの相違はスクラム後9秒以後であるので、DNBR評価解析では問題とならない。結局、原子炉スクラムの時点でMCポンプが回転（全速）しているためDNBRの面では余裕がある。

Table 4.7.1 Initial Conditions and Assumptions for Feedwater Line Tube Rupture

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	103% (37.08MW)	←—————	
Pressure	110+2.1atg (1609psia)	110-2.1atg (1549psia)	
Core Inlet Temp.	271+2.3°C (523.9°F)	←—————	
Coolant Flow Rate	100% (1102.3 lb/s)	←—————	
Pressurizer Level	1.12+0.234m ³ (5.99ft)	1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure	40+2.1atg (616psia)	40-2.1atg (554 psia)	
Feedwater Temp.	160°C (320°F)	←—————	
Steam Flow Rate	103% (19.30 lb/s)	←—————	
SG Water Level	(Br) 1.14+0.103 m ³ (In) 1.14-0.103 m ³	1.14-0.103 m ³ ←—————	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power			
Control Rods	Normal (Only+)	←—————	
Density Coeff.	-7.8×10 ⁻⁴ Δk/k/°C	←—————	abs. value max.
Doppler Coeff.	-2.0×10 ⁻⁵ Δk/k/°C	←—————	abs. value max.
ii) Reactor Pressure			
Heaters	Normal	Failed	
Spray	Failed	Normal	
PORV	Failed	Normal	
Safety Valve	Normal	←—————	
iii) Level Control	After 602 sec.	←—————	
iv) 2ndary System			
Steam Dump System	Failed	Normal	
Feed Water Control	—————	—————	
Safety Valves	Normal	←—————	

Table 4.7.2 Major Event Time Table for Feedwater Line Tube Rupture (Case 1)

TIME (sec)	EVENTS
0.0	Start of the null transient
2.0	End of the null transient and start of the feedwater line tube rupture accident. Break open on the tube between feedline check valve and SG.
12.0	Scram signal by low SG level. Main thrust turbine tripped (Steam flow = 13.1%)
21.0	Main generator turbine tripped (steam flow = 0%)
27.0	MC pump coast down to half speed.
50.	Broken SG become empty.
612.0	Steamline dump valve open Aux. feed water came to intact SG. Max. pressure of secondary side Intact SG steam dome (Vol. 201) : 912.5 PSIA
619.5	Max. pressure of pressurizer = 1837.7 PSIA
1240.0	End of the computation.

Table 4.7.3 Major Event Time Table for Feedwater Line Tube Rupture (Case 2)

TIME (sec)	EVENT
0.0	Start of the null transient
2.0	End of the null transient and start of the feedwater line tube rupture accident. Break open on the tube between feedline check valve and SG.
12.0	Scram signal by low SG level. Main thrust turbine tripped (steam flow = 13.1%)
21.0	Main generator turbine tripped (steam flow = 0%) MC pump coast down.
33.4	MSIV started to close.
50.0	Broken SG become empty.
63.4	MSIV completely closed.
612.0	MSIV on the side of intact SG opened and steamline safety valve opened. Steamline dump valve opened and aux. feedwater to intact SG started. Max. pressure of secondary side Intact SG steam dome (Vol. 201) : 1024.4 PSIA
950.0	Max. pressure of pressurizer = 1928.9 PSIA
1249.0	Aux. feedwater stopped by level control.
1500.0	End of computation (Pressure of pressurizer = 1880.0 PSIA)

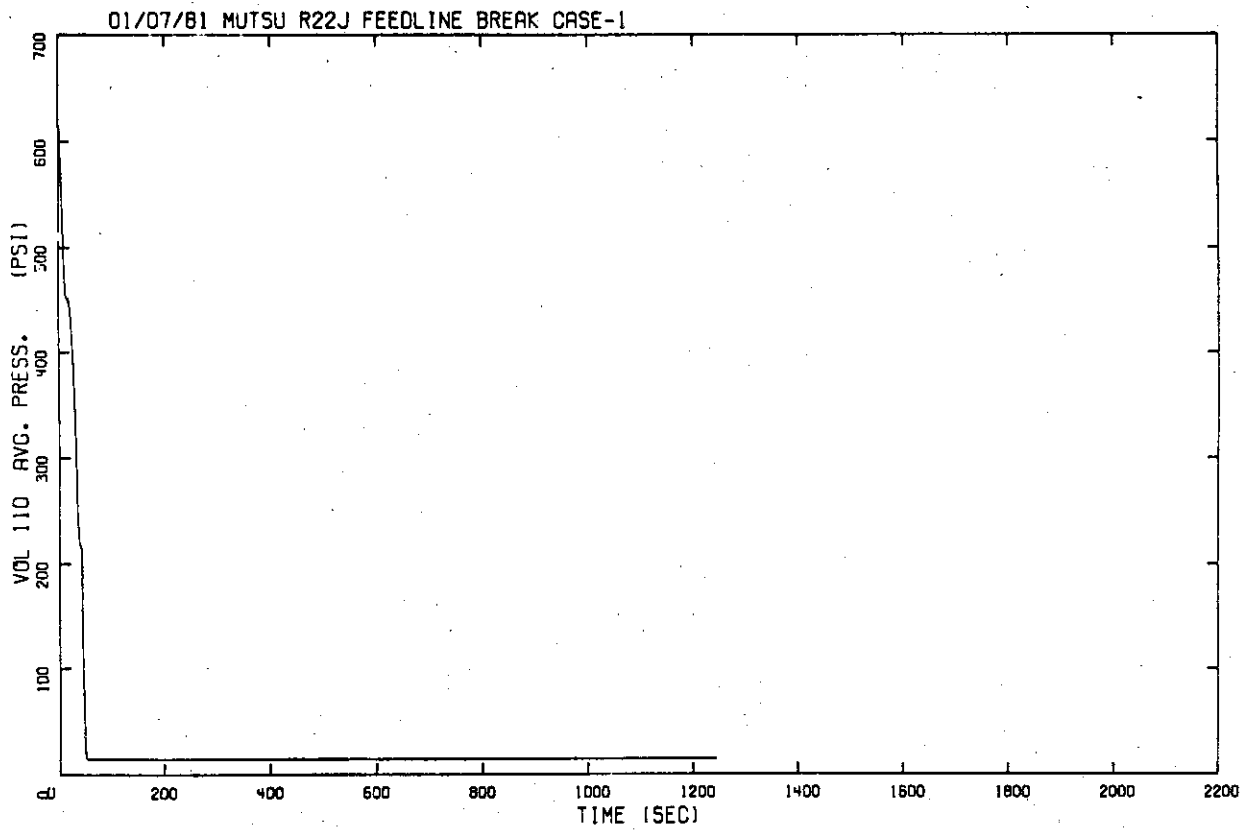


Fig. 4.7.2 Secondary Pressure in Broken SG(A) (Case 1)

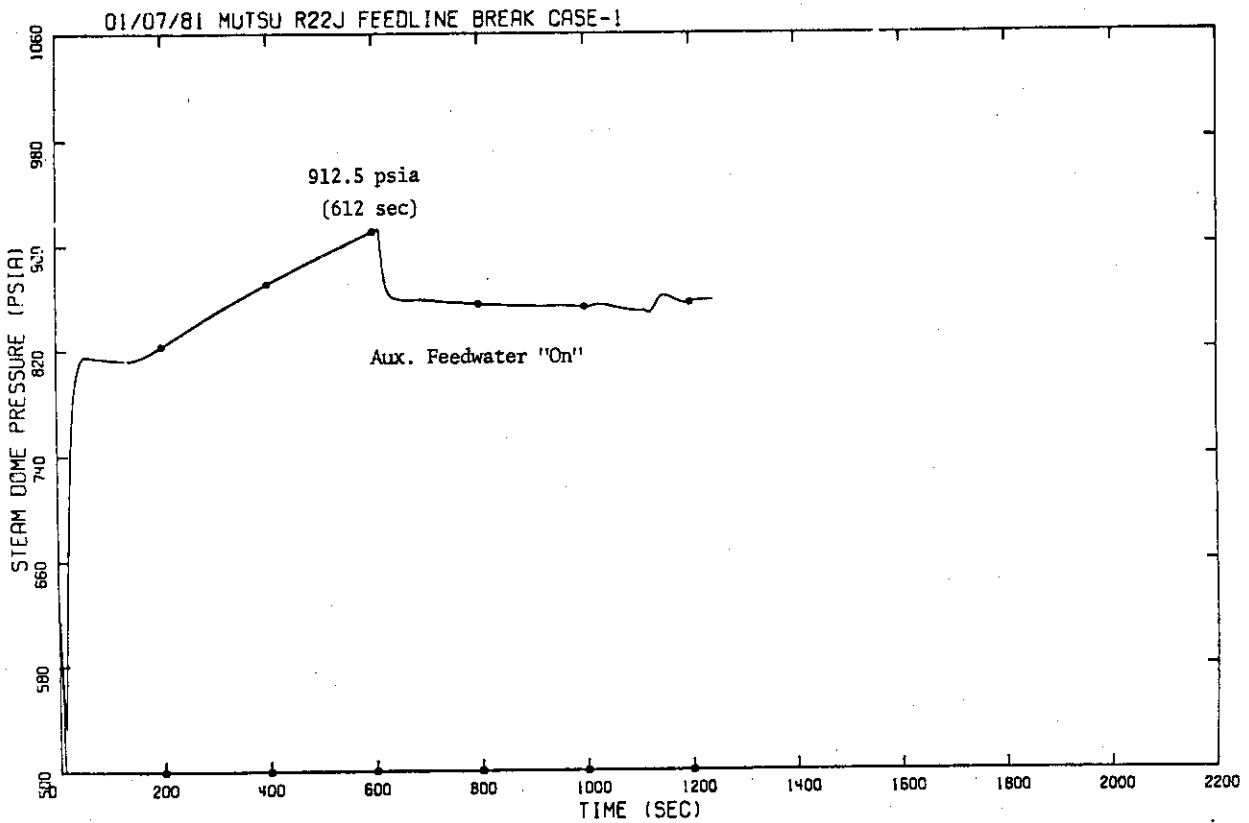


Fig. 4.7.3 Secondary Pressure in Intact SG(B) (Case 1)

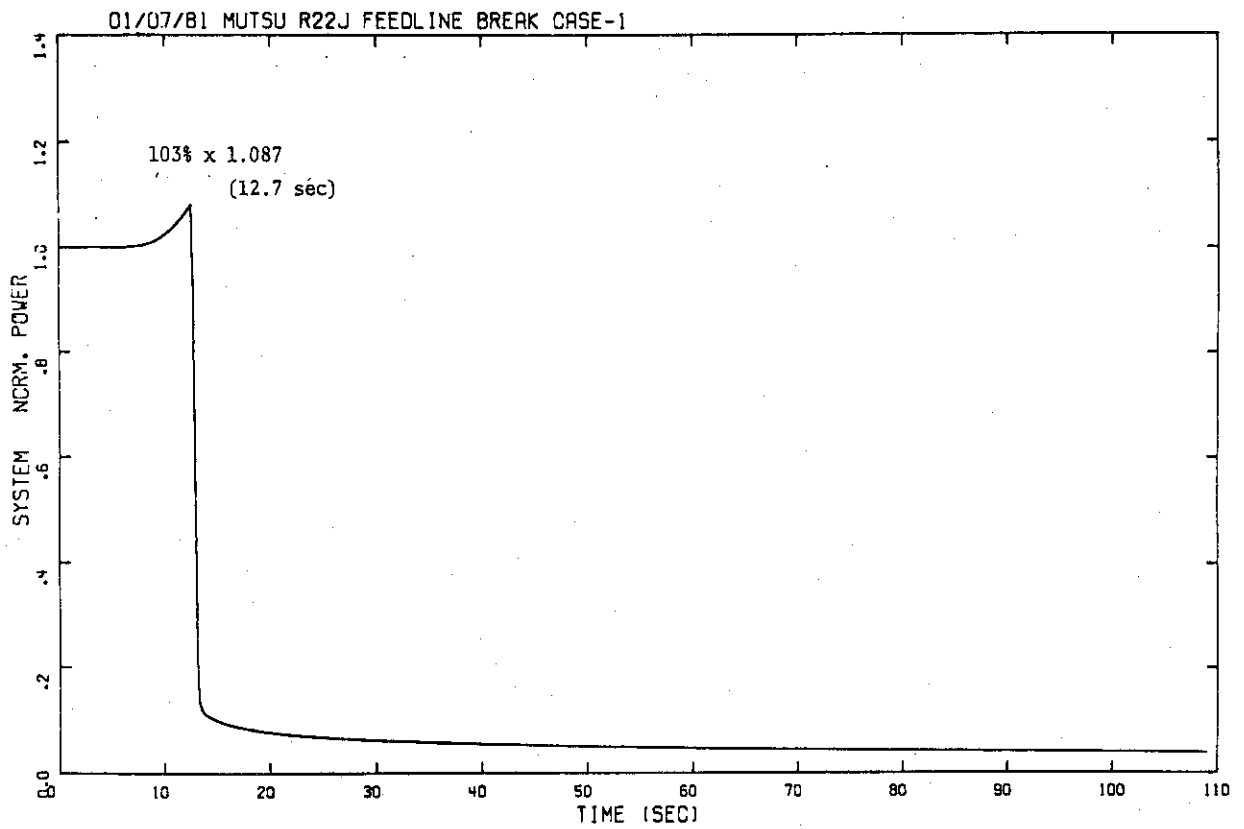


Fig. 4.7.4 Core Normalized Power (Case 1)

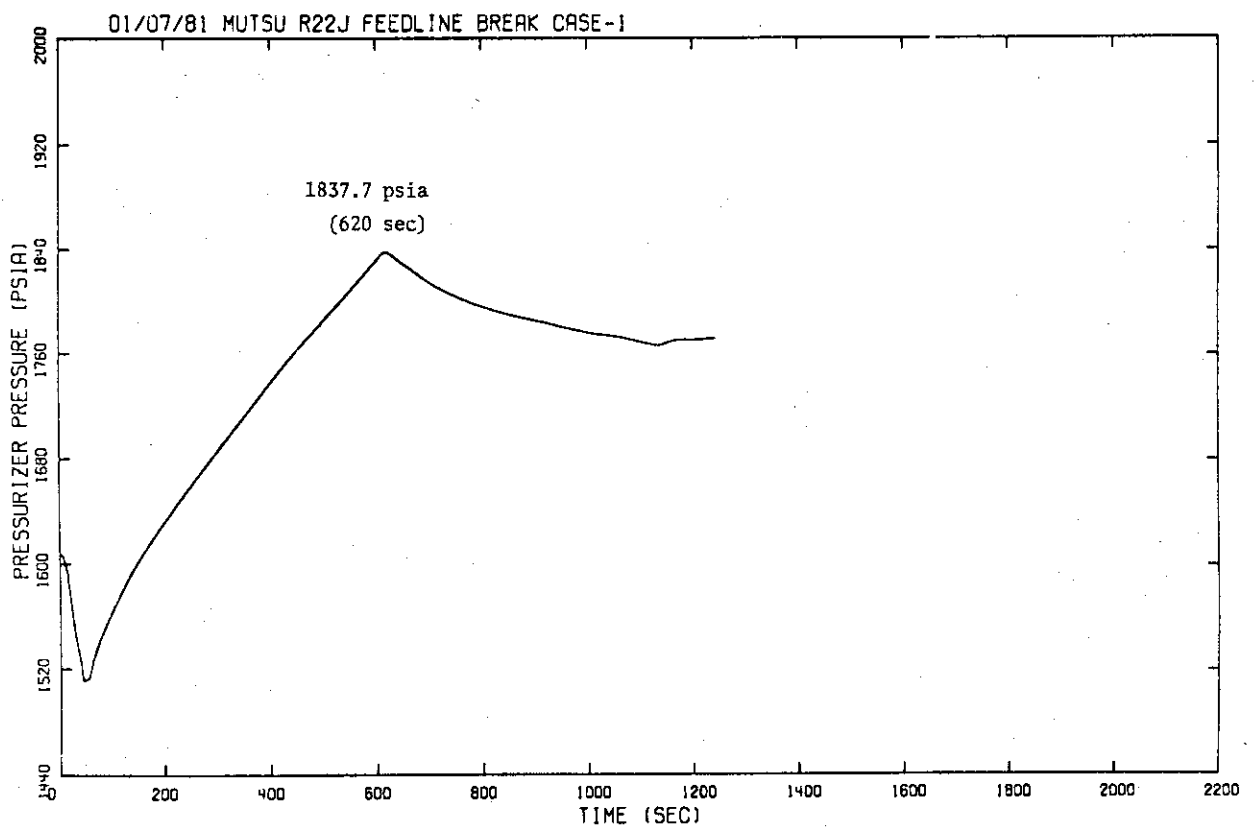


Fig. 4.7.5 Pressurizer Pressure (Case 1)

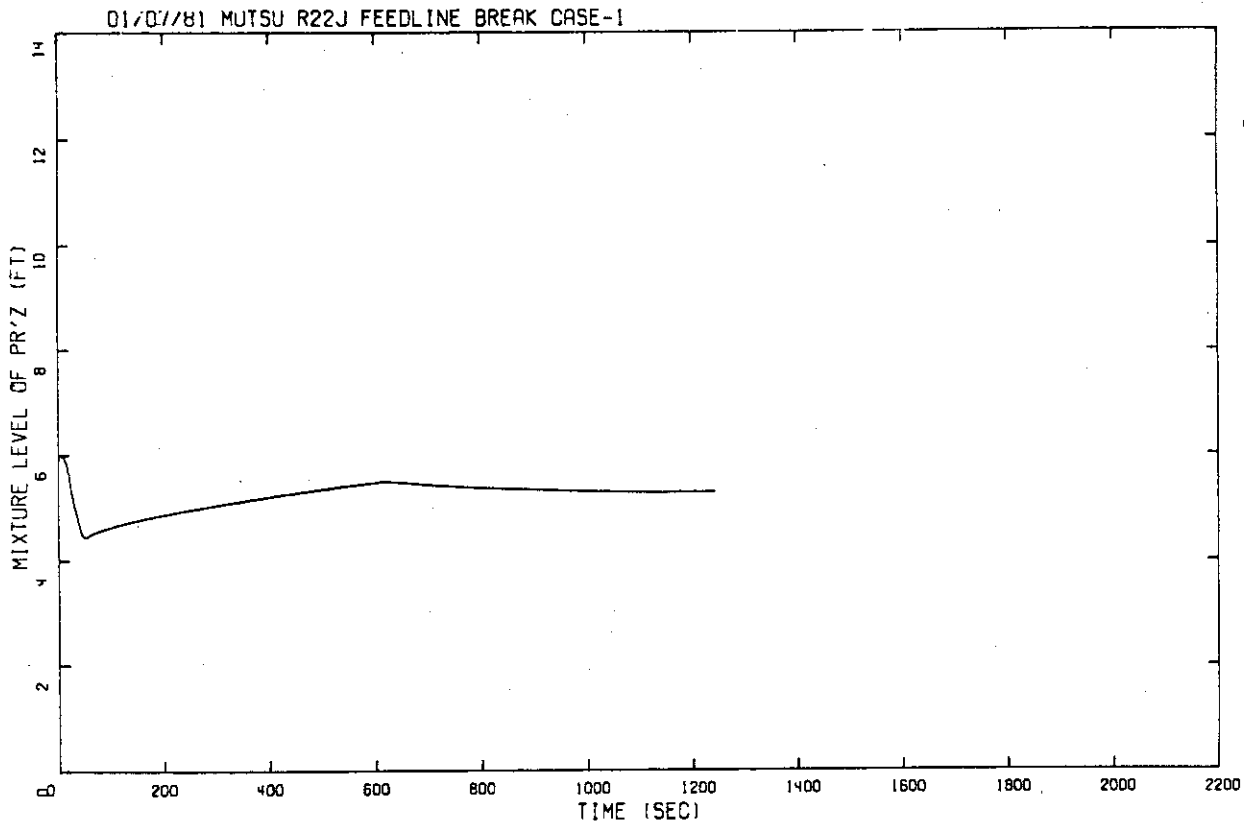


Fig. 4.7.6 Pressurizer Liquid Level (Case 1)

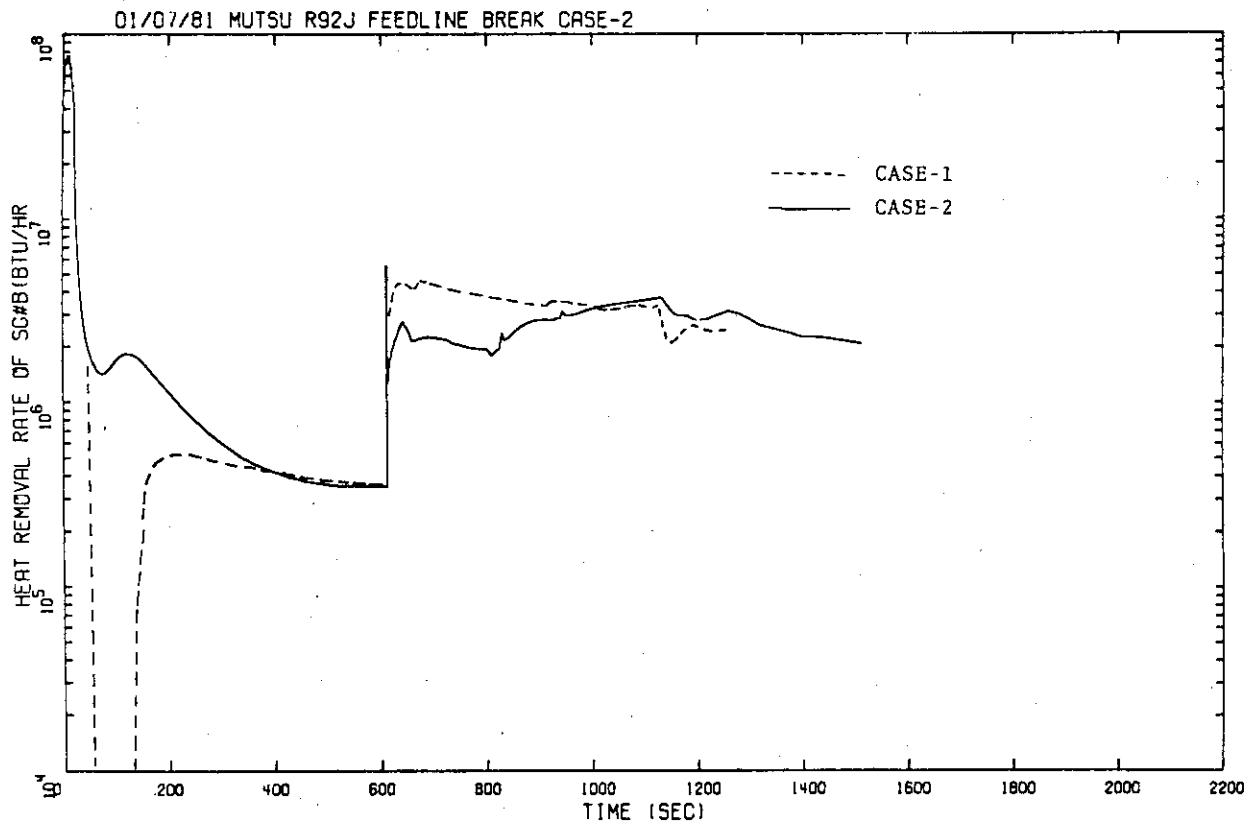


Fig. 4.7.7 Heat Transfer Rate in Intact SG(B)

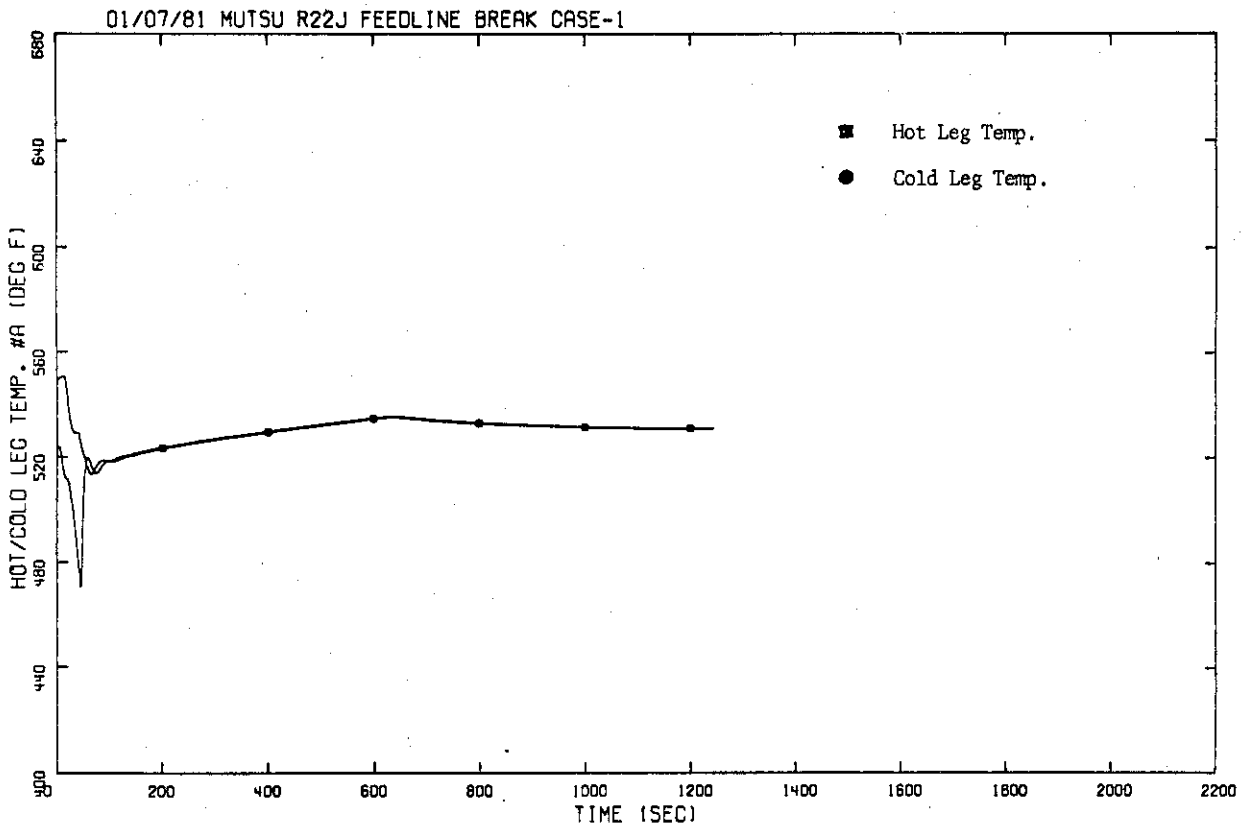


Fig. 4.7.8 Hot Leg and Cold Leg Temperature in Loop A (Case 1)

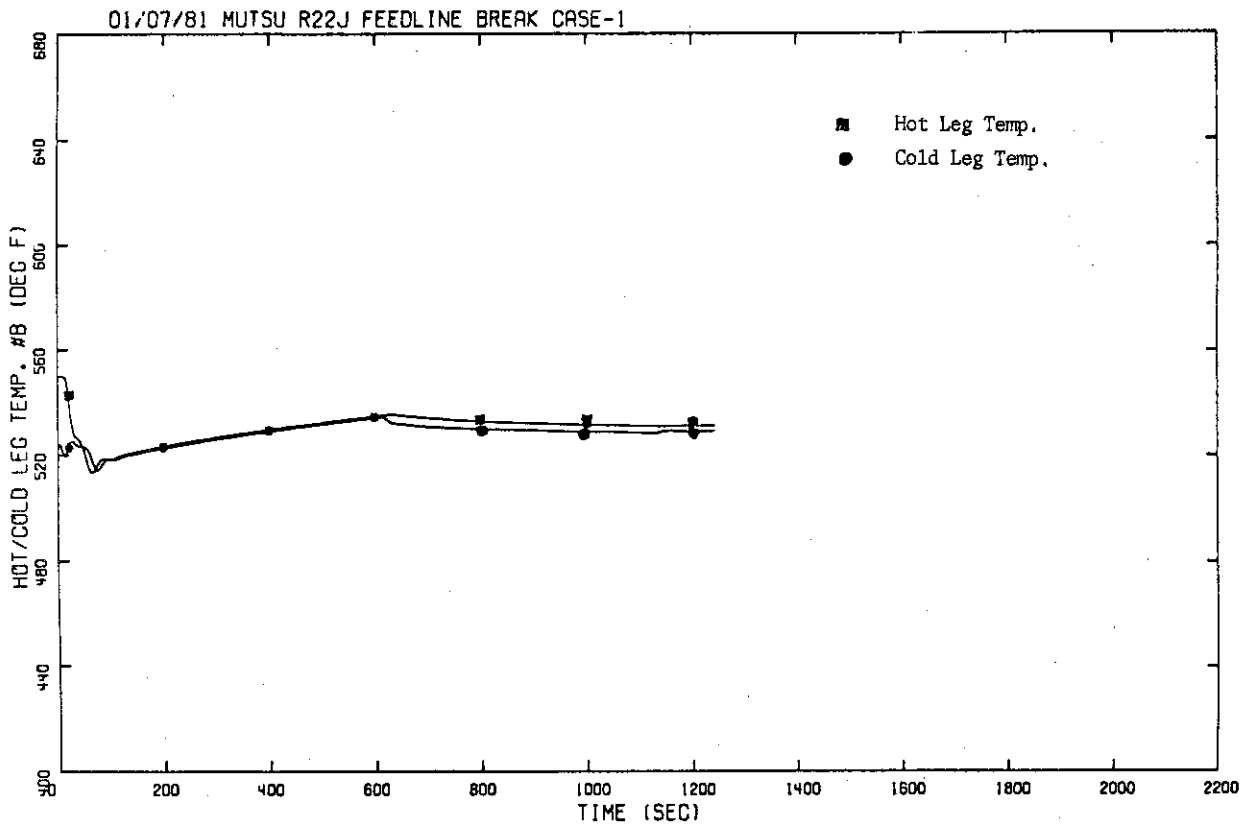


Fig. 4.7.9 Hot Leg and Cold Leg Temperature in Loop B (Case 1)

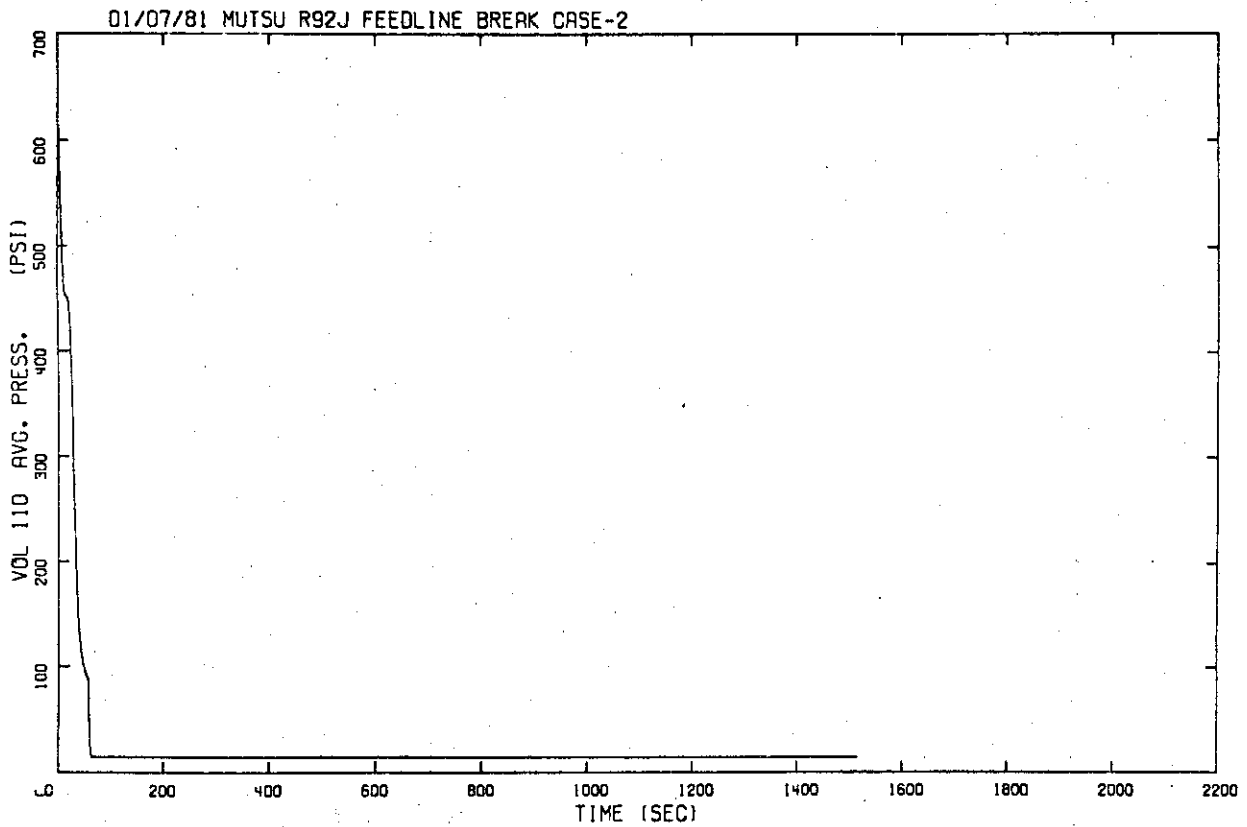


Fig. 4.7.10 Secondary Pressure in Broken SG(A) (Case 2)

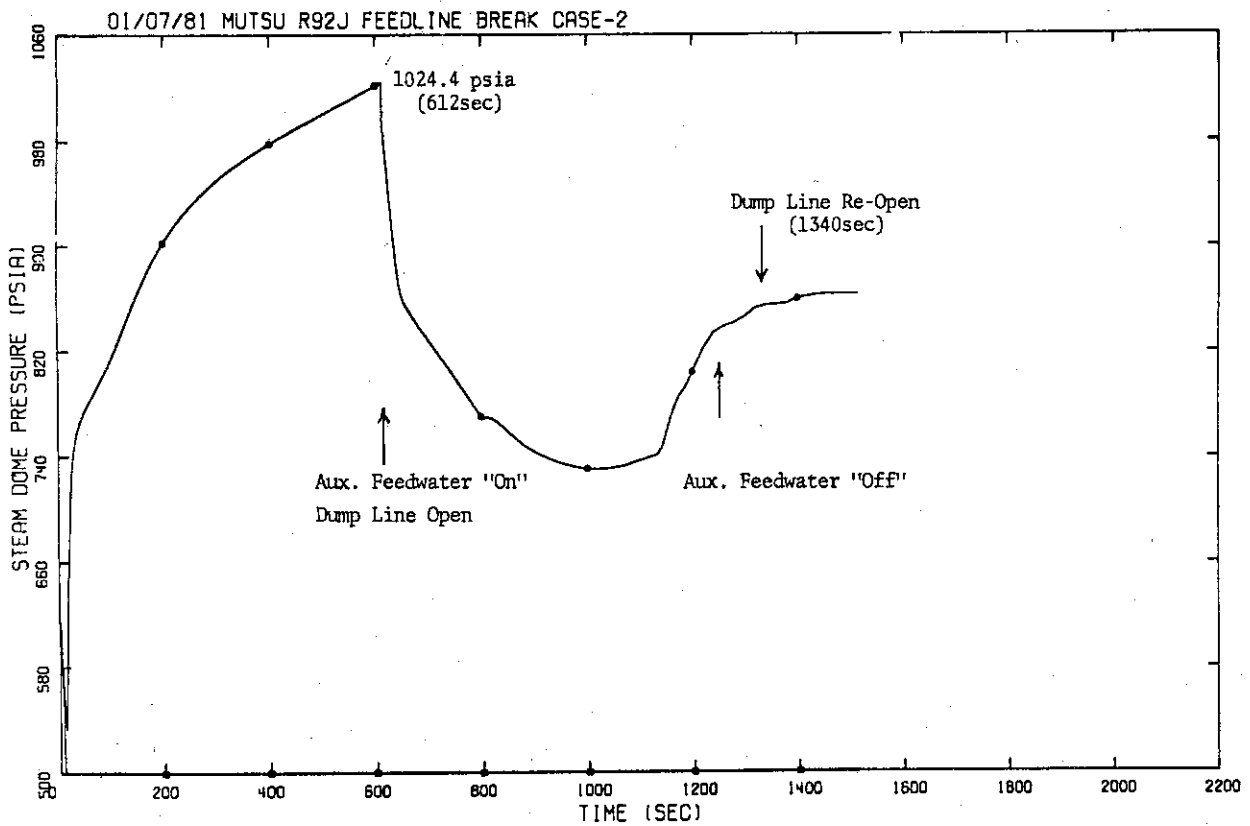


Fig. 4.7.11 Secondary Pressure in Intact SG(B) (Case 2)

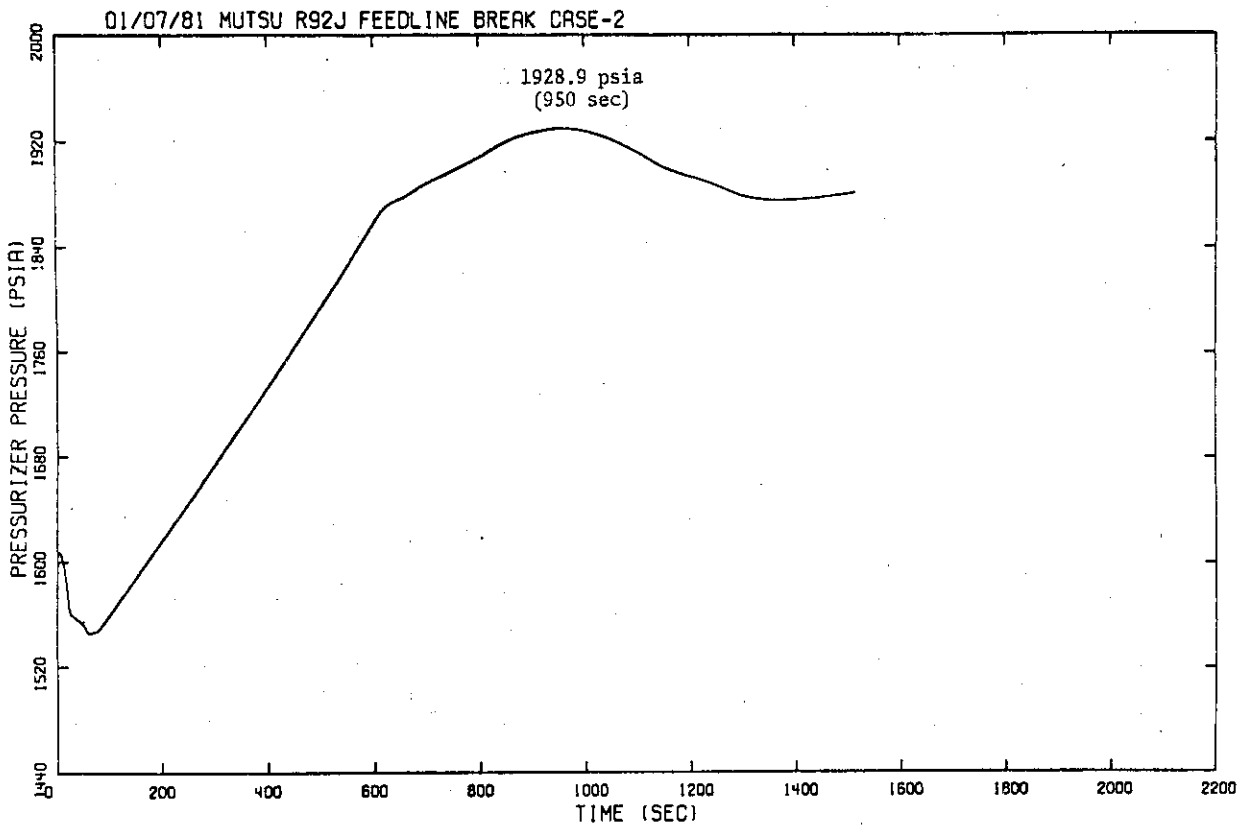


Fig. 4.7.12 Pressurizer Pressure (Case 2)

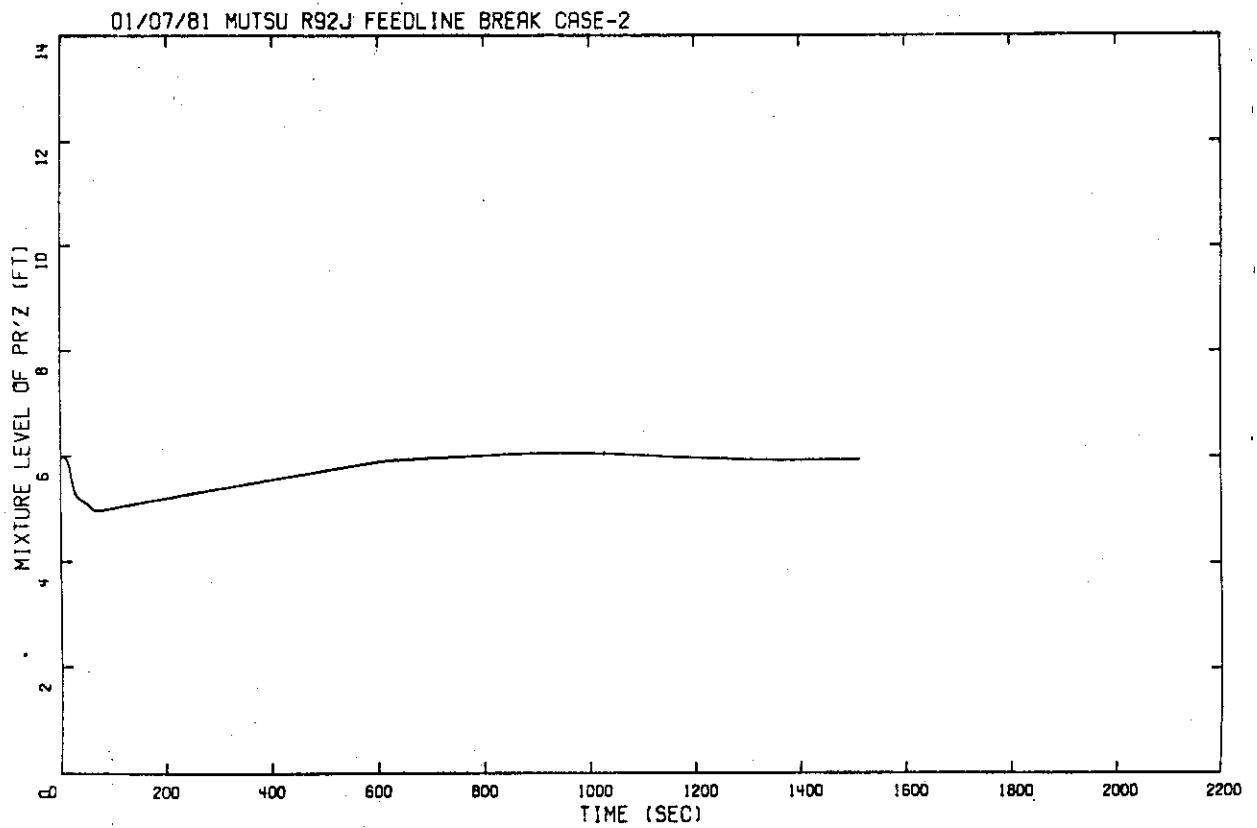


Fig. 4.7.13 Pressurizer Liquid Level (Case 2)

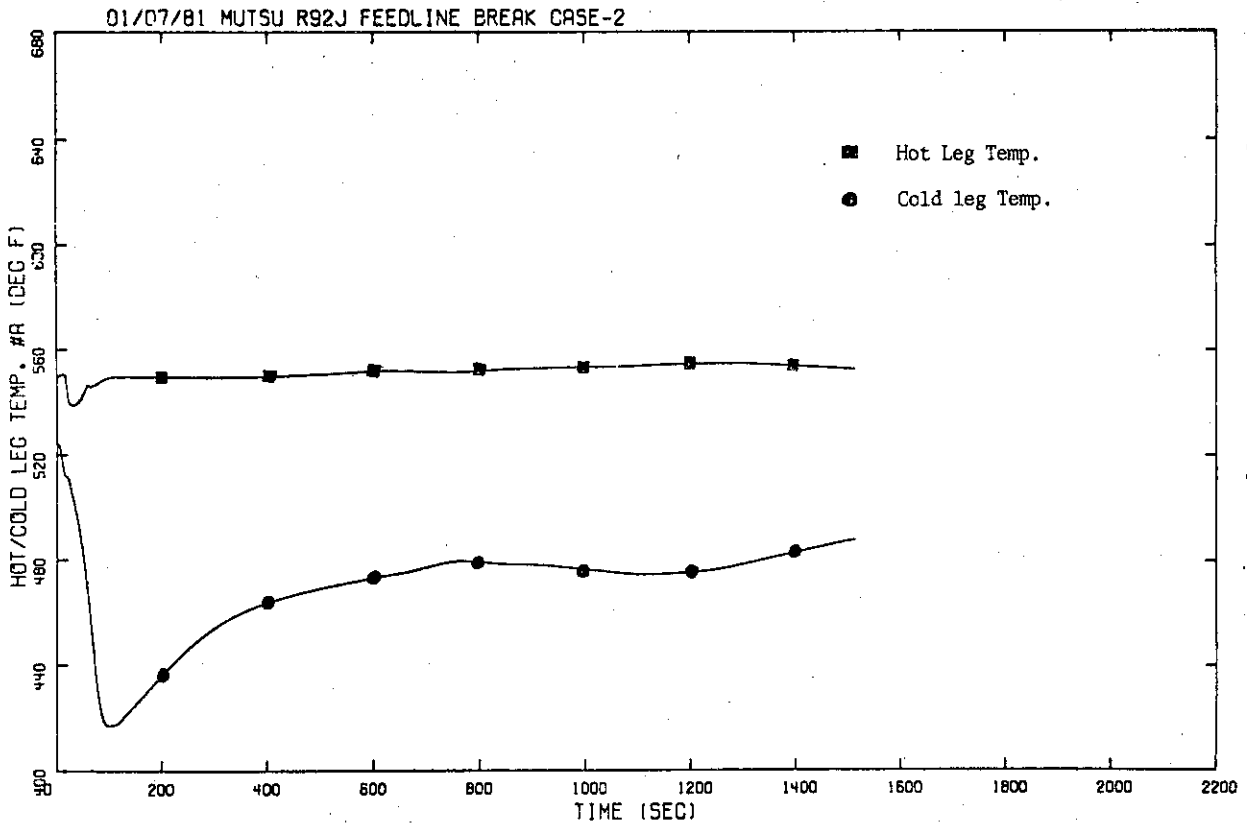


Fig. 4.7.14 Hot Leg and Cold Leg Temperature in Loop A (Case 2)

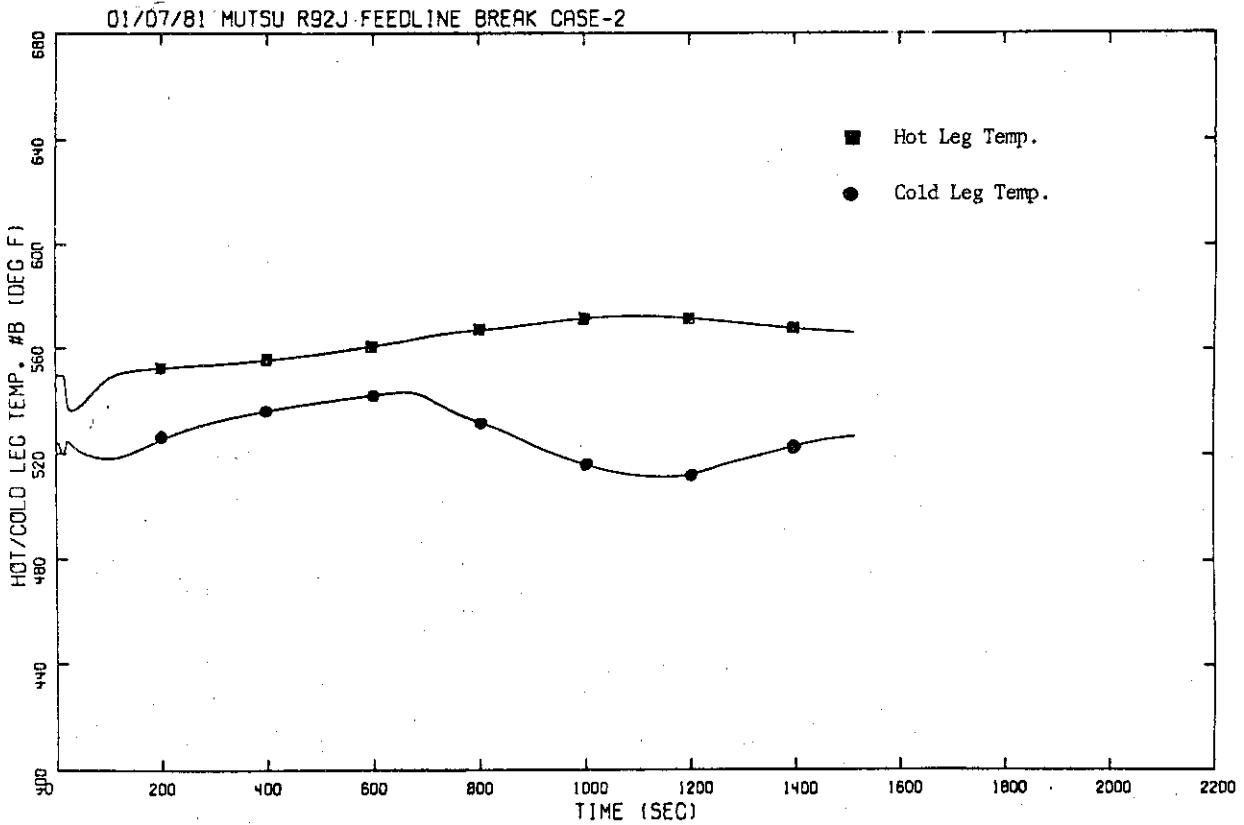


Fig. 4.7.15 Hot Leg and Cold Leg Temperature in Loop B (Case 2)

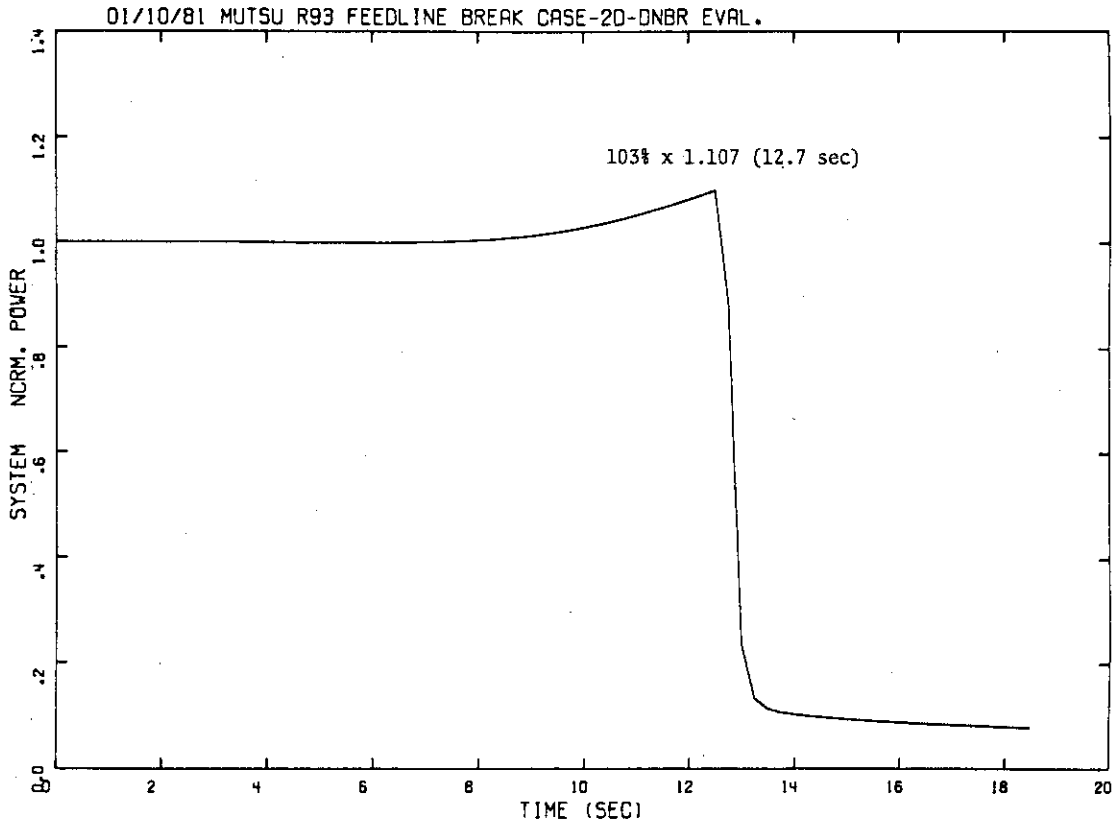


Fig. 4.7.16 Core Normalized Power (DNBR Evaluation)

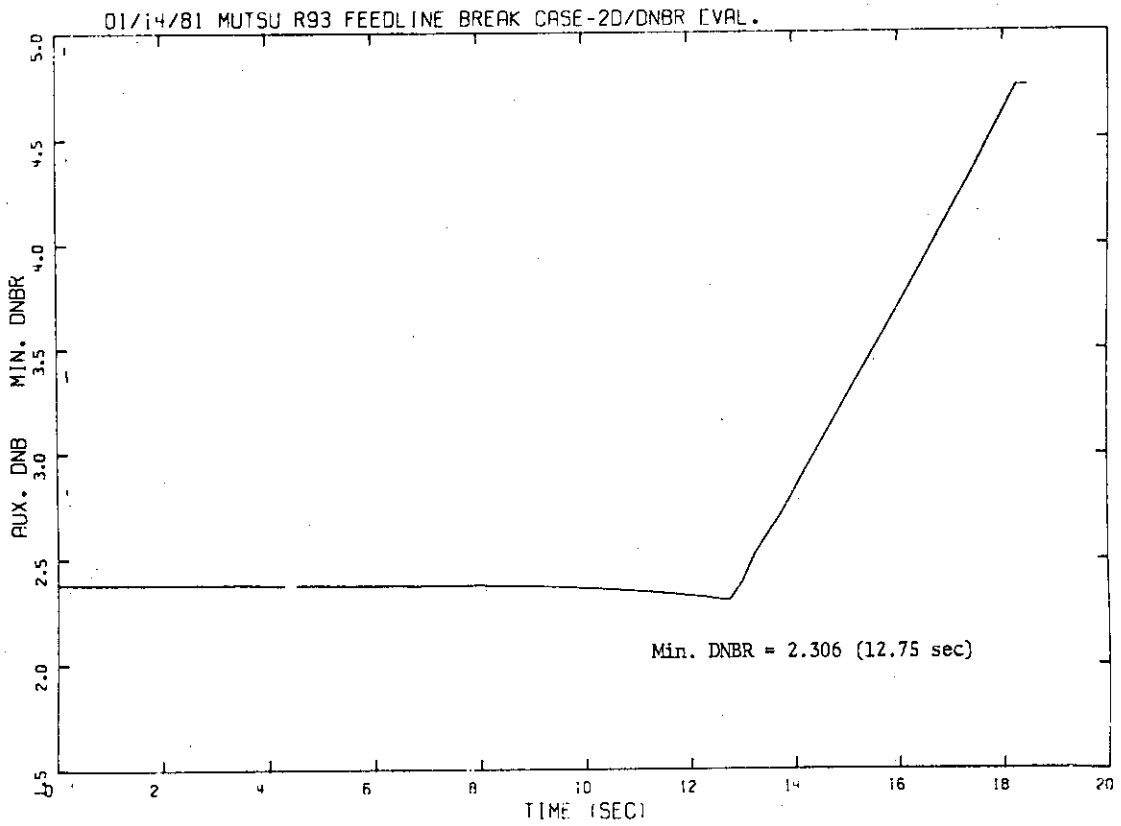


Fig. 4.7.17 Minimum DNBR

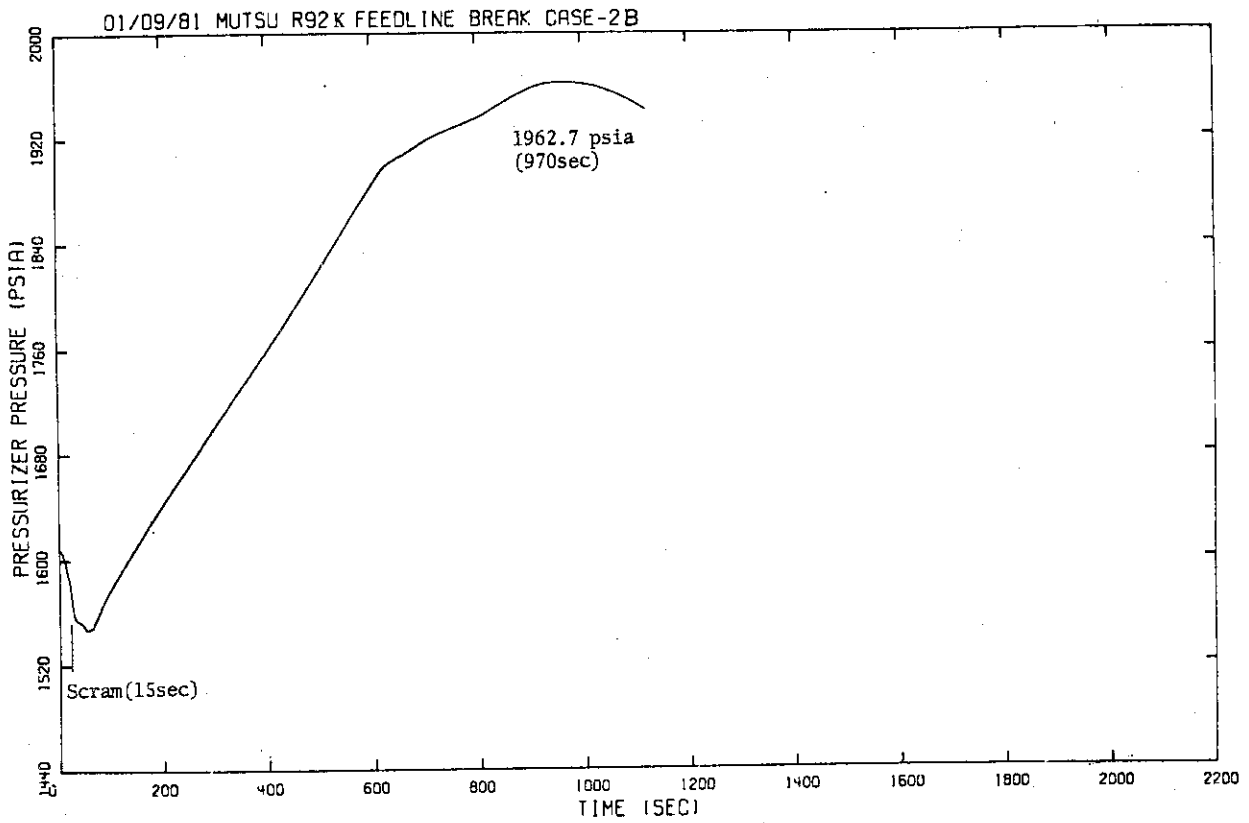


Fig. 4.7.18 Pressurizer Pressure (Scram Time is delayed to 15 sec.)

4.8 蒸気発生器伝熱管破損事故

4.8.1 解析条件

- (1) 原因 定格出力運転中に伝熱管1本が瞬時に完全両端破断する。
- (2) プラント初期条件及び過渡変化における制御系作動条件等はTable 4.8.1に示す通りである。
- (3) 原子炉は、低圧スクラム又は高温スクラム信号によりスクラムする。
- (4) SI発信後の電源確保については次の通りとする。
 - ケース1：外部電源無相当とし非常用発電機
 - ケース2：外部電源有相当とし補助発電機1台
- (5) 健全側SGによる除熱開始は、事故後20分からとする。
- (6) SI発信後の電源確立に要するシーケンスを考慮して保守的に見積ったSI後の所要時間は

電源の確立	(ケース1)	18.4秒
	(ケース2)	12.4秒
SIS注水開始	(ケース1)	補助給水ポンプ1台 46秒
		EDHRポンプ1台 66秒
	(ケース2)	補助給水ポンプ2台 40秒

4.8.2 事象シーケンス

本項目における事象シーケンスをFig. 4.8.1に示す。

4.8.3 解析結果

ケース1, ケース2について計算で得られた主要事象発生時刻をTable 4.8.2に示す。

(1) ケース1

2.0秒にSG伝熱管の最上流部で両端破断が発生し、1次冷却材がSG-Aの2次側へ流出し始める。この放出流は1次系がサブクール状態であるので、Henry-Fauskeの臨界流モデルで計算された値である(Fig. 4.8.3)。1次系の圧力は低下し、逆に2次系圧力は上昇する(Fig. 4.8.2)。

35.9秒に原子炉圧力低スクラム信号が発信され、主機タービントリップ、続いて原子炉がスクラムする。1次系の圧力は更に低下し、39秒にSI信号が発信される(ホットレグ圧力低)。このためMCポンプ2台がコーストダウンして1次系の流量(Fig. 4.8.4, 4.8.5)が急速に失われるために、炉心にボイドが発生する。このため1次系圧力はFig. 4.8.2に示すように一時的に上昇し、破断流量(Fig. 4.8.3)も増加する。二次側圧力はループ流量が減少して2次側への伝熱量(Fig. 4.8.7)が急減するために、SG内での混合効果により圧力が低下した後再び上昇する。

破損SGの2次側水位(最上部蒸気ドーム部)をFig. 4.8.6に示す。1次冷却材の流入により水位は上昇し、32秒に1度頂部に達するため、主蒸気管へ水があふれ出ている。その後スクラム信号によるタービントリップのため2次側圧力の上昇が急になることと、原子炉スクラムによ

る出力低下によって、破損SG内のボイドが減少して一旦水位は低下するが、50秒以後再び増加して94秒で満水となる。なお破損SG水位上昇による水位高信号は、この解析では図に示した“Mixture Level”ではなく“Liquid Level”（水面下の泡を除外した水頭相当の水位）で発信するように扱っているため、第1回の水位上昇では発信されず、主給水は両SGともにSI信号まで続けている。

94秒に破損SGが満水になった時には、ボイドの量は少なく、そのためSG出口を塞いでしまい、2次側圧力は急上昇して1次系圧力とほぼバランスする。この時点で臨界破断流は終了し、以後は僅かな流量となる。

SI信号より46秒後の85秒より、補助給水ポンプ1台、また66秒後の105秒より非常用崩壊熱除去（EDHR）ポンプ1台により、原子炉容器ダウンカマへSIS（ECCS）として注水が開始される。

1次系に発生したボイドは、サブクール度の大きなSISの注水により減少し、Fig. 4.8.6に示すように炉心では約170秒に、またループ部分では約400秒で消滅する。ループ流量はFig. 4.8.5に示すように、ボイドの影響で小さな振動が多数発生している。特に破損側ループAではその影響が大きいが、同時にBループよりもかなり大きな流量が続いている。これはループAの方がより減圧されるのでホットレグ部分にボイド発生量が多く、そのため浮力効果で流れが促進されるためと考えられる。このようなループ間の流量差のため、100秒以後は2つのSGのうち、SG-Aの方が伝熱量が大きい（Fig. 4.8.7）。

1200秒に一旦SI信号を手動で解除し、1239秒（SI信号より20分後）から健全SGに補助給水を注水して事故後の除熱を確保する。

1次系冷却材の漏洩量の積分値をFig. 4.8.9に示す。この計算では破断口ジャンクションでの逆流は無視して正流のみを積分した。1239秒までの総漏洩量は5000 lbである。なお2次系からの漏洩量は、破断発生よりタービントリップまでにタービンへ流れた蒸気量が上限値（主蒸気管の弁類は作動していないため）で、その値は

$$38.60 \text{ lb/sec} \times 35.9 \text{ sec} + 38.60 \text{ lb/sec} \times \frac{13.1\%}{103\%} \times 9.0 \text{ sec} = 1430.0 \text{ lb}$$

である。

(2) ケース2

79秒まではケース1と全く同一である。ケース2がケース1と異なる点は、SI信号後の電源確保の仮定が異なるために、SISが補助給水ポンプ2台による注水で79秒に開始されること、MSIVの閉動作が6秒だけ早くなることである。

Table 4.8.2及びFig. 4.8.10～4.8.17に示すように計算結果はケース1とあまり差がない。しかしながらケース1のEDHRポンプによる注水が補助給水ポンプに置き換えられたため、注入水のサブクール度がやや小さくなっている。そのため1次系内での混合による減圧効果が小さくなり、Fig. 4.8.10に示す1次系圧力の変化は、ケース1（Fig. 4.8.2）よりも幾分高くなっている。

1次冷却材の漏洩量は、1239秒（SI信号後20分）で4948.4 lbである。

(3) DNBR評価解析

最小DNBRの面で考えると、重要な期間は過渡変化発生から原子炉スクラムまでであるので、DNBR評価は他の7項目と同様RETRANで行なった。

Fig. 4.8.18に最小DNBRの時間変化を示す。スクラム時刻が20.3秒で前に述べたケース1, 2よりも早くなっているのは、1次系の初期状態を誤差範囲の低圧側(-29.9psi (2.1kg/cm²))に設定したためである。原子炉スクラムはケース1, 2と同じく低圧スクラム信号による。最小DNBRは、原子炉出力の上昇(冷却材温度低下により最高0.8%)と炉心流量の減少(冷却材密度低下によりスクラムまでに1.6%)のため、初期値2.38より僅かに減少して、15.0秒で2.228になるが、スクラム以後までポンプ回転が維持されているので、大きくDNBRが低下することはない。

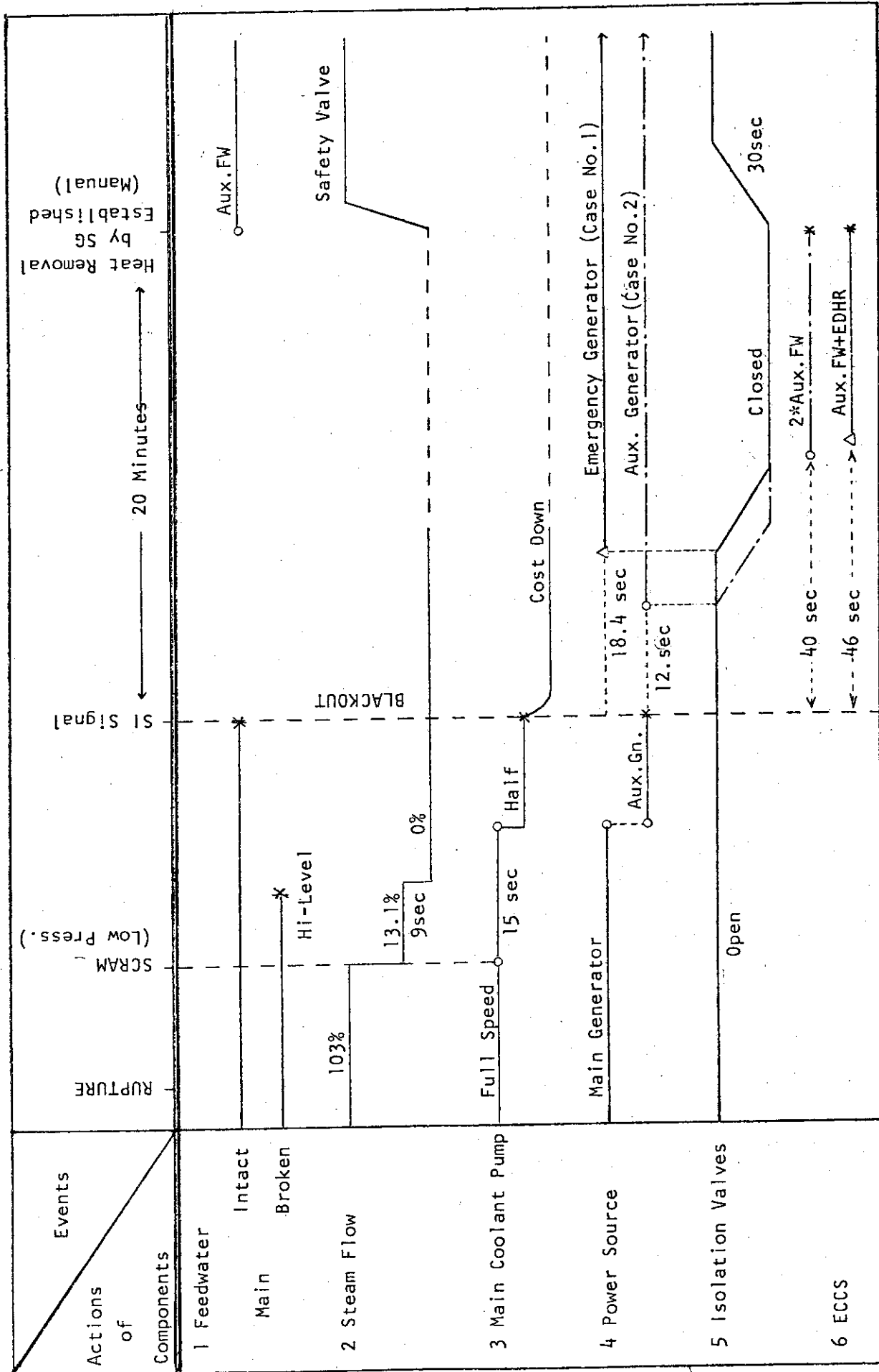
Table 4.8.1 Initial Conditions and Assumptions for SG U-tube

Value of Concern	Maximum Pressure	Minimum DNBR	Comments
1) Initial Conditions			
Reactor Power	103% (37.08MW)	←	
Pressure	110+2.1atg (1609psia)	110-2.1atg (1549psia)	
Core Inlet Temp.	271-2.3°C (515.7°F)	271+2.3°C (523.9°F)	
Coolant Flow Rate	100% (1102.3 lb/s)	←	
Pressurizer Level	1.12+0.234m ³ (5.99ft)	1.12-0.234m ³ (3.91ft)	
2ndary Pressure	40-2.1atg (554psia)	←	
Feedwater Temp.	160°C (320°F)	←	
Steam Flow Rate	103% (19.30 lb/s)	←	
SG Water Level	(1.14-0.103) m ³	←	
2) Control and Protection System/Nuclear Data			
i) Reactor Power			
Control Rods	Normal (Only+)	←	
Density Coeff.	-3.0×10 ⁻⁴ Δk/k/°C	←	
Doppler Coeff.	-3.0×10 ⁻⁵ Δk/k/°C	←	
ii) Reactor Pressure			
Heaters	Normal	Failed	
Spray	Failed	Normal	
PORV	Failed	Normal	
Safety Valve	Normal	←	
iii) Level Control	_____	_____	
iv) 2ndary System			
Steam Dump System	Failed	Normal	
Feed Water Control	Normal	←	
Safety Valves	Normal	←	

Table 4.8.2 Major Event Time Table for SG U-tube Break

TIME (sec)	EVENT
0.0	Start of null transient
2.0	End of the null transient. Start of the U-tube rupture accident Double ended break occurred on the U-tube. Primary coolant entered to 2ndary side.
32.	Broken SG overflowed to steamline.
35.9	Scram signal (Low pressure scram). Main thrust turbine tripped (Steam flow = 13.1%).
39.0	SI signal (Low pressure). Feedwater to Both SG stopped. MC pumps tripped.
40.	Primary system saturated.
79.	(Case 2) } Aux. feedwater pump (as SIS) started.
85.	(Case 1) }
81.	(Case 2) } MSIVs closed
87.	(Case 1) }
92.	(Case 2) } Broken SG filled with water.
94.	(Case 1) } 1ry/2ndary pressure balanced. Choked break flow terminated.
105.	(Case 1) EDHR pump (as SIS) started.
~ 400.	Void in primary system disappeared.
1200.	SI signal was reset by manual action.
1239.	Aux. feedwater started (to intact SG).

Fig. 4.8.1 Major Event Sequence Diagram in U-tube Rupture Accident
 ** STEAM GENERATOR TUBE RUPTURE // SEQUENCE OF EVENTS



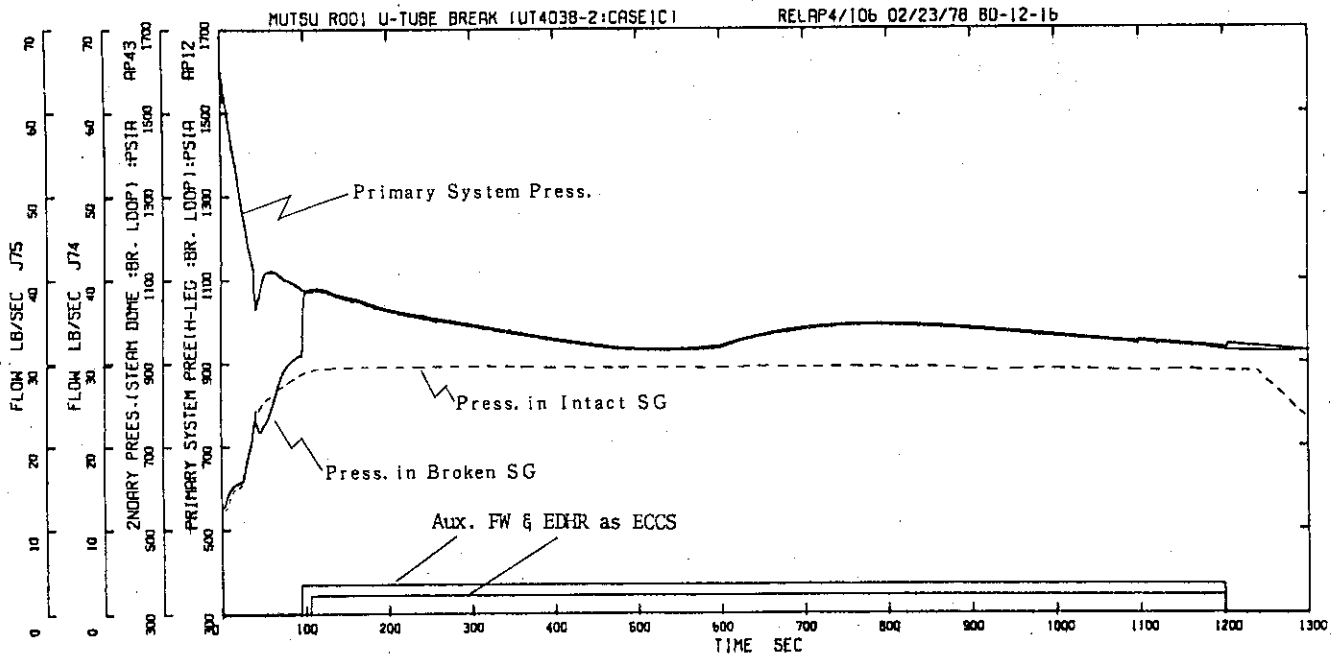


Fig. 4.8.2 Primary and Secondary System Pressures (Case 1)

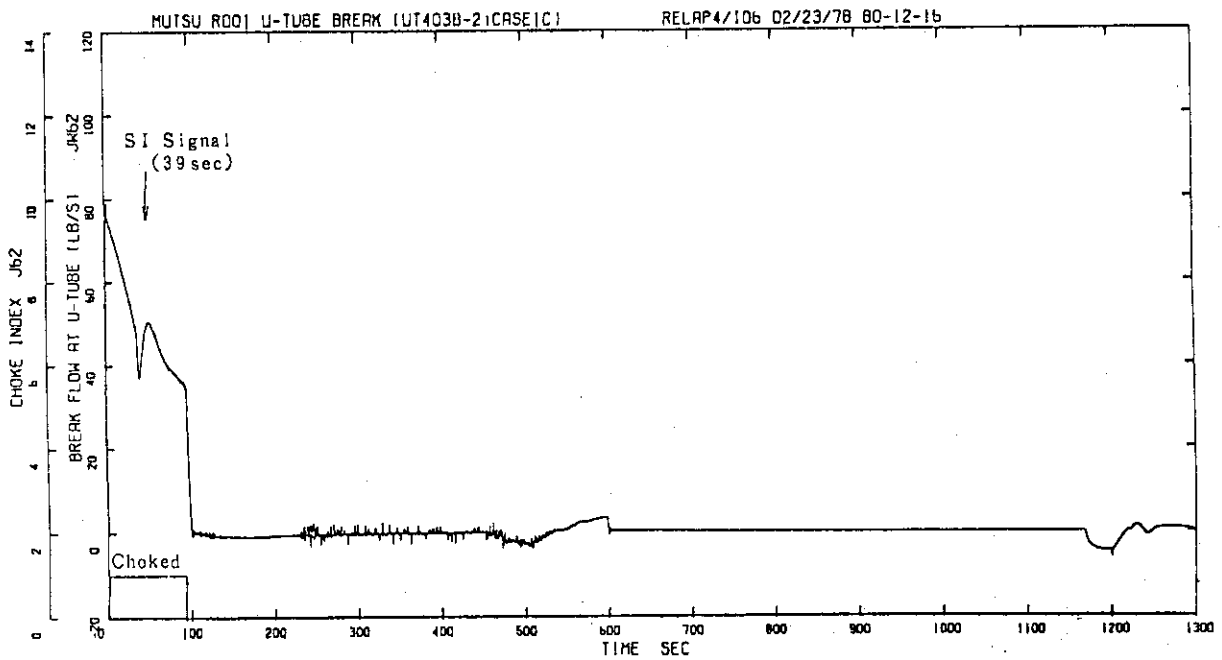


Fig. 4.8.3 Break Flow and Choking Index (Case 1)

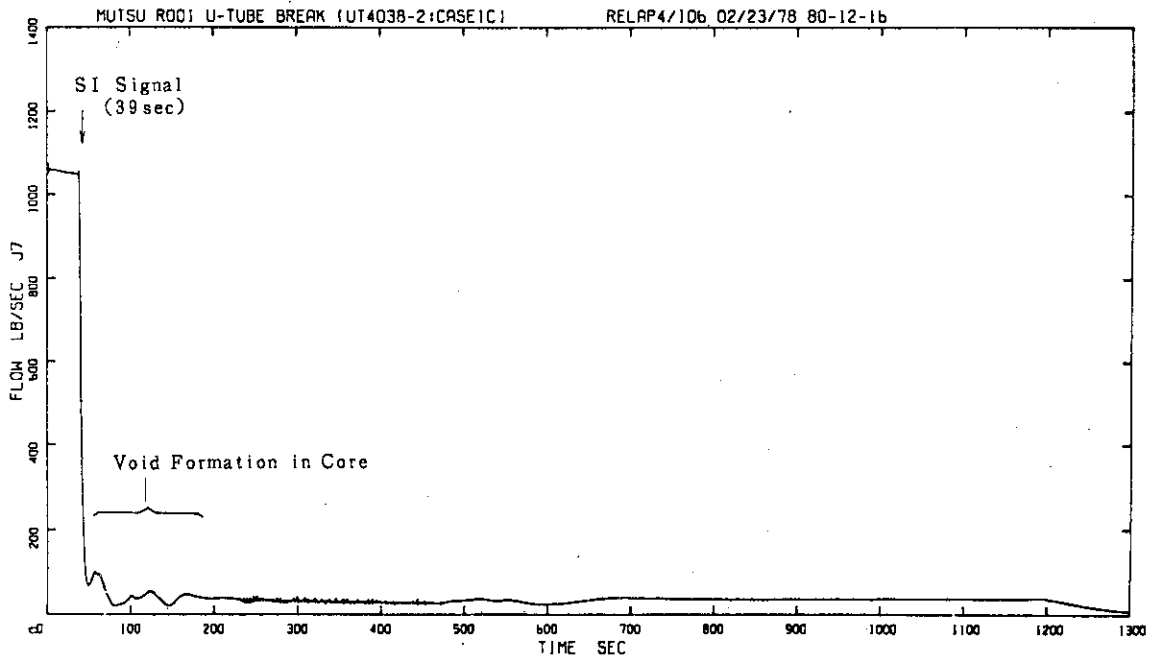


Fig. 4.8.4 Core Inlet Flow (Case 1)

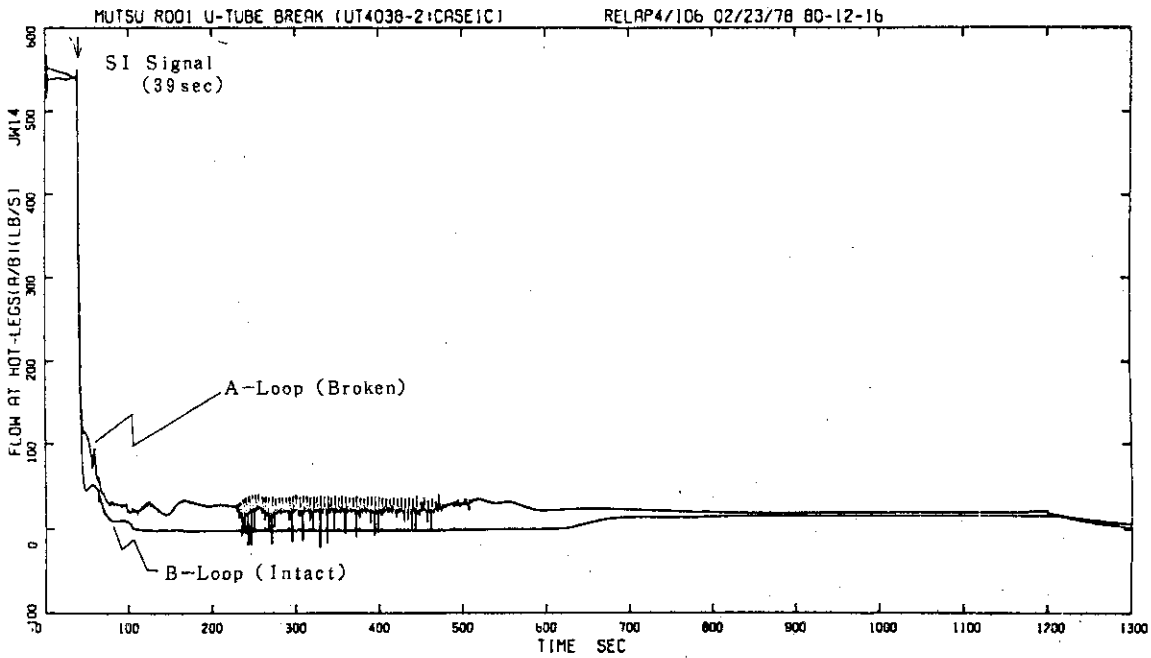


Fig. 4.8.5 Loop Flows at the Hot Legs (Case 1)

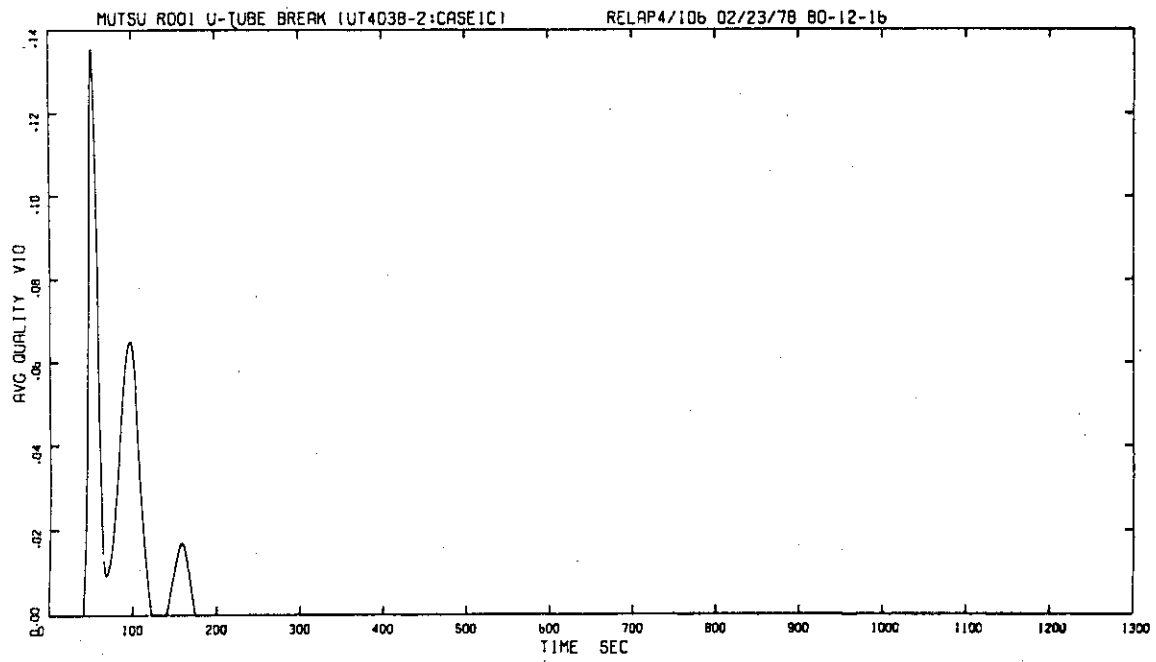


Fig. 4.8.6 Quality in the Upper Core Volume (Case 1)

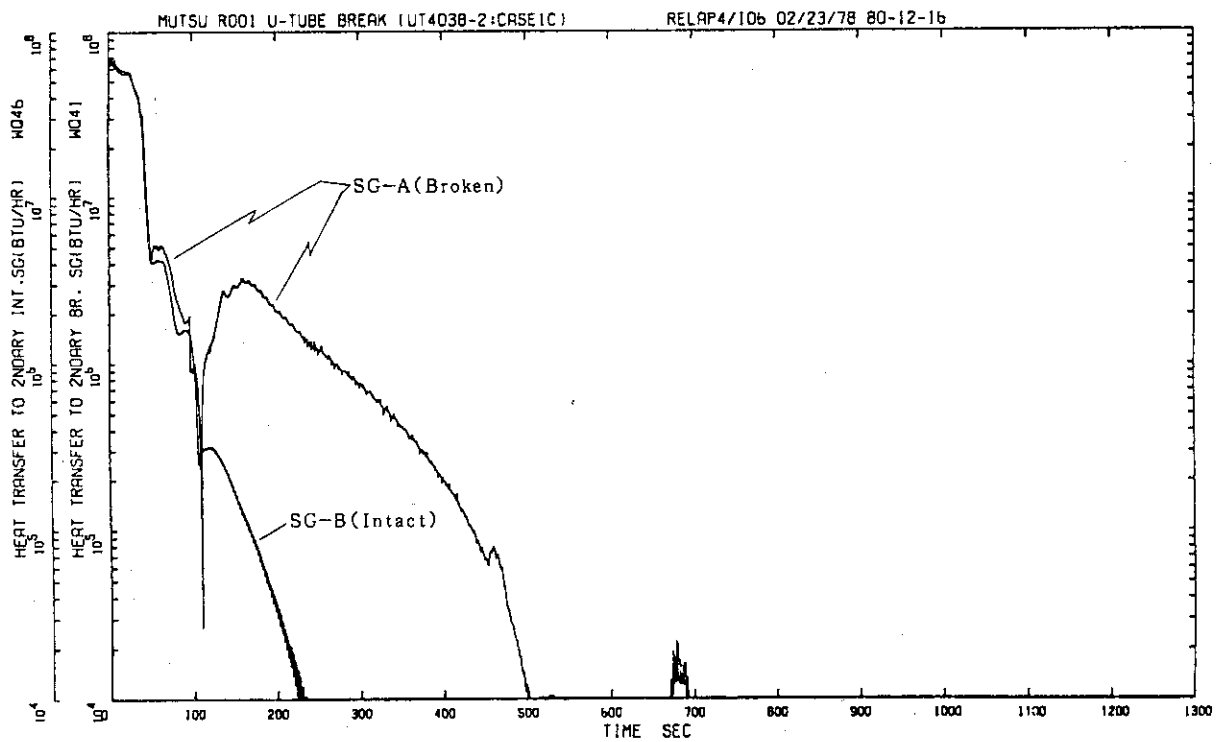


Fig. 4.8.7 Heat Transfer Rates in Steam Generators (Case 1)

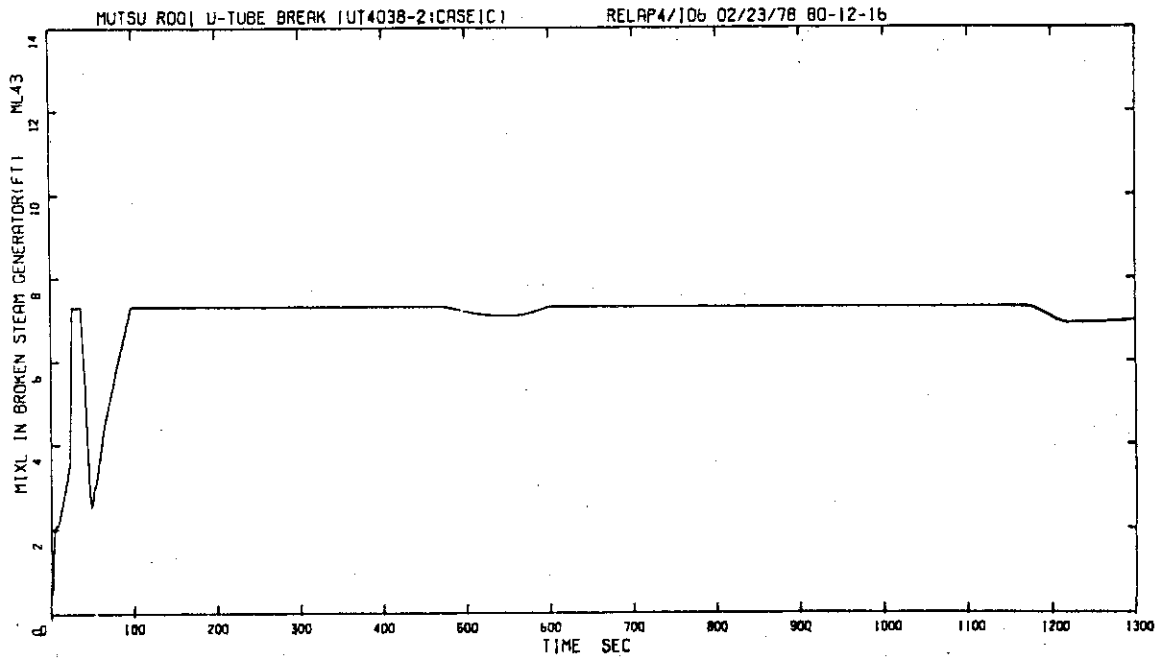


Fig. 4.8.8 Mixture Level in the Steam Dome Volume of Broken SG (Case 1)

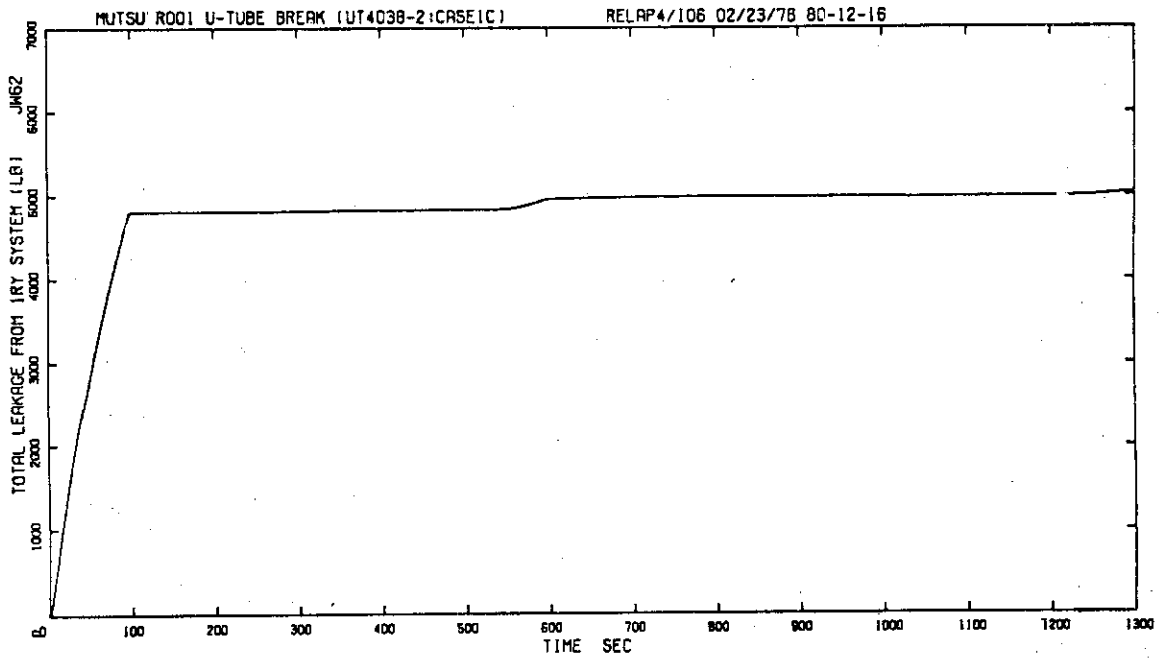


Fig. 4.8.9 Total Leakage from Primary System (Case 1)

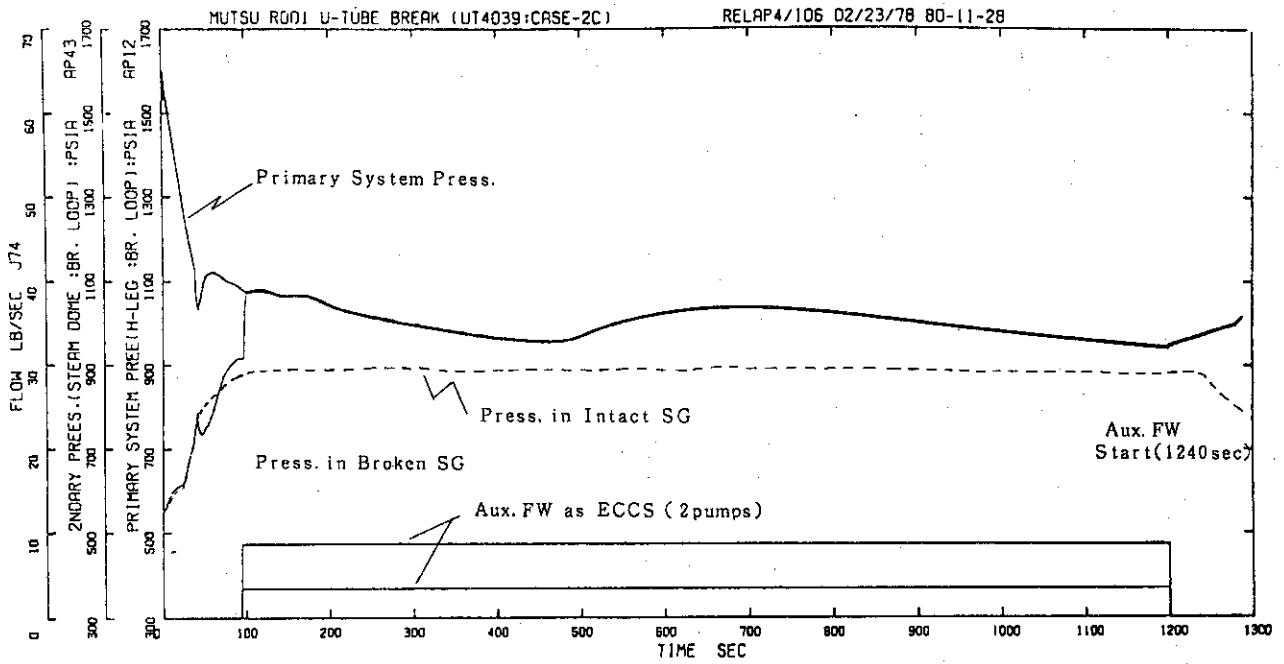


Fig. 4.8.10 Primary and Secondary System Pressures (Case 2)

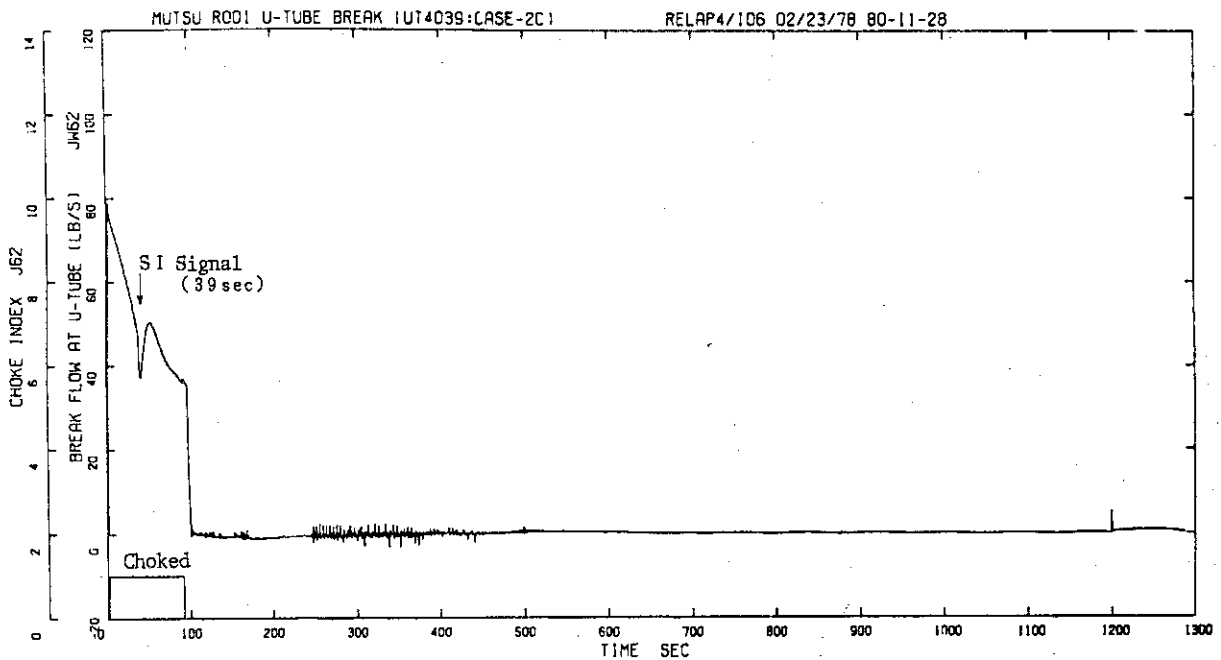


Fig. 4.8.11 Break Flow and Choking Index (Case 2)

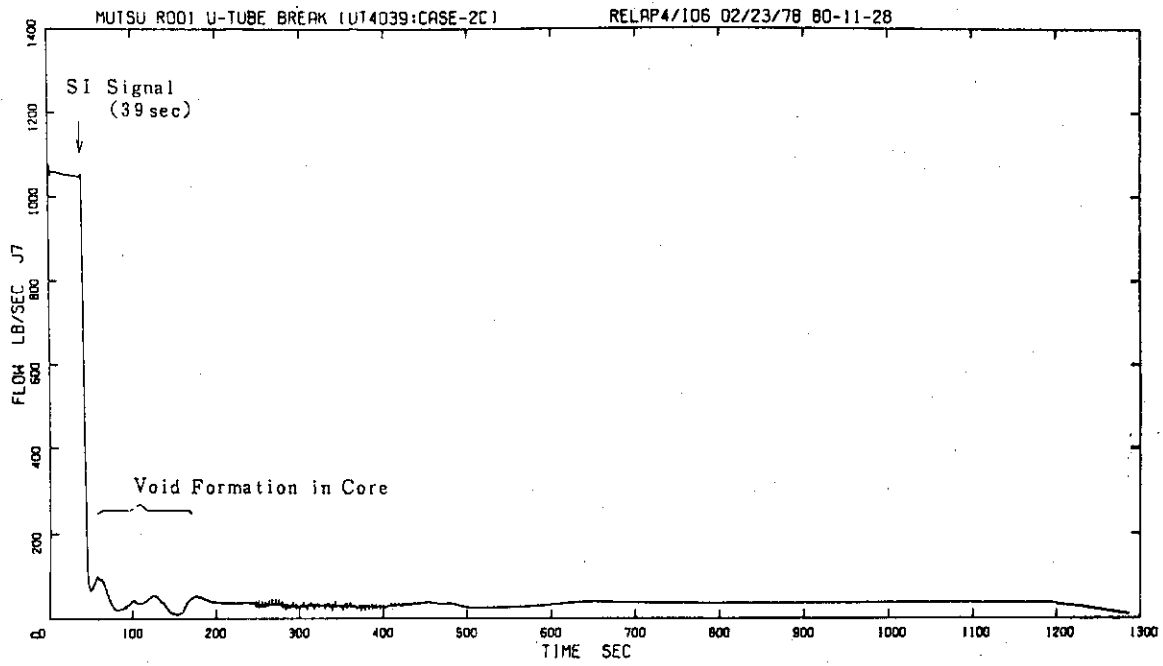


Fig. 4.8.12 Core Inlet Flow (Case 2)

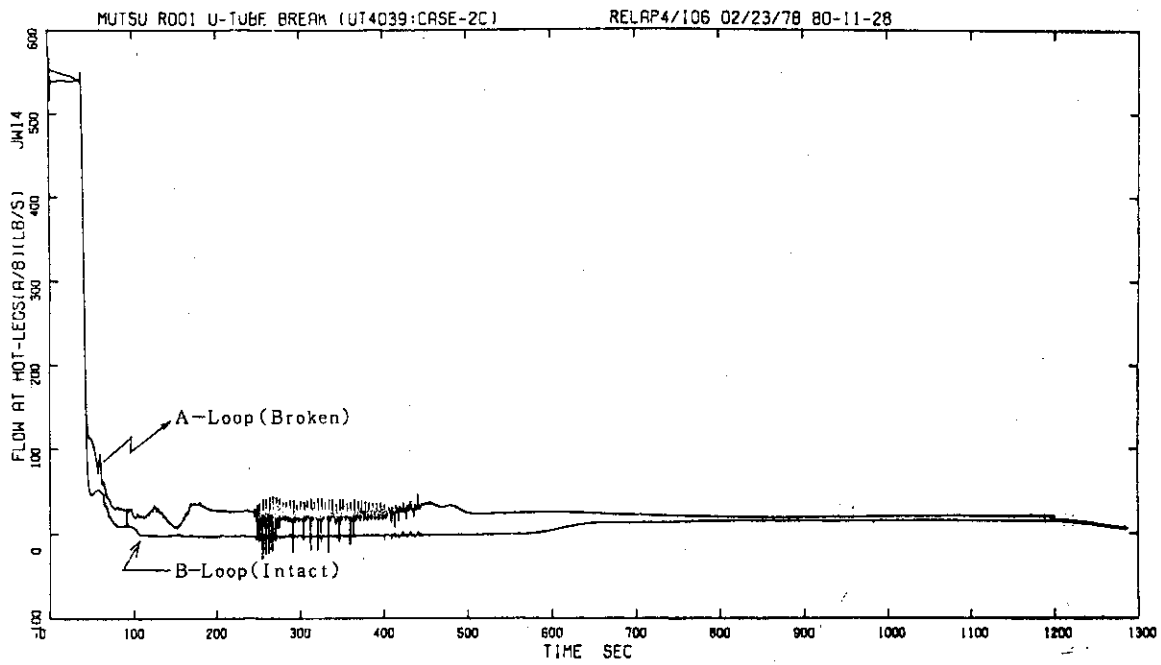


Fig. 4.8.13 Loop Flows at the Hot Legs (Case 2)

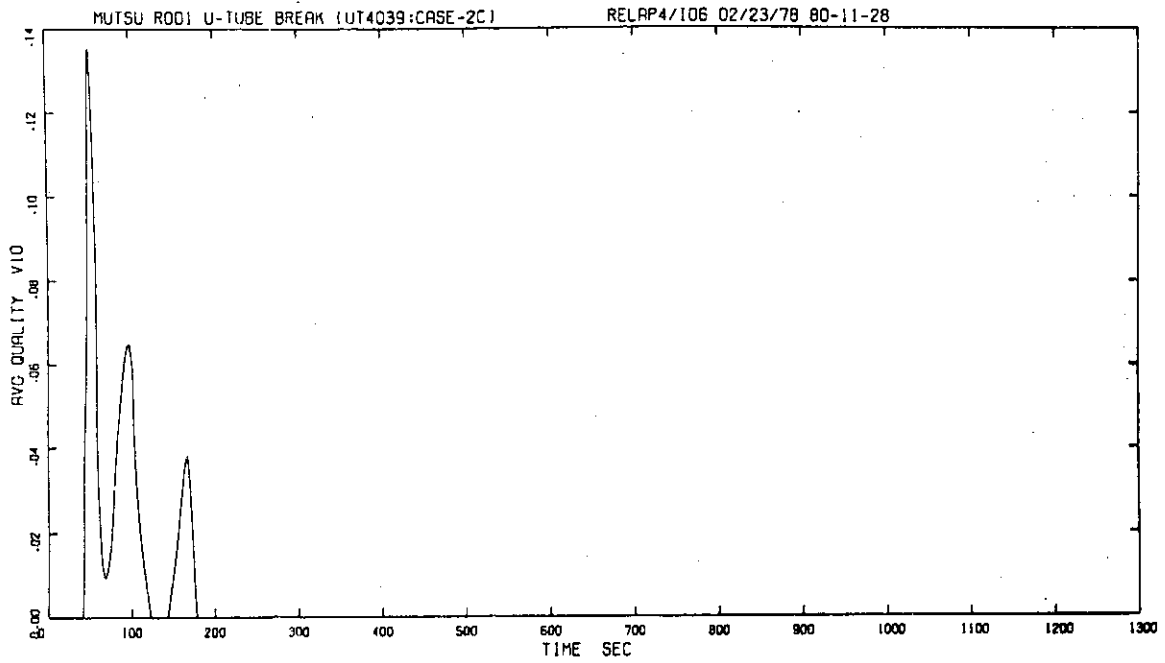


Fig. 4.8.14 Quality in the Upper Core Volume (Case 2)

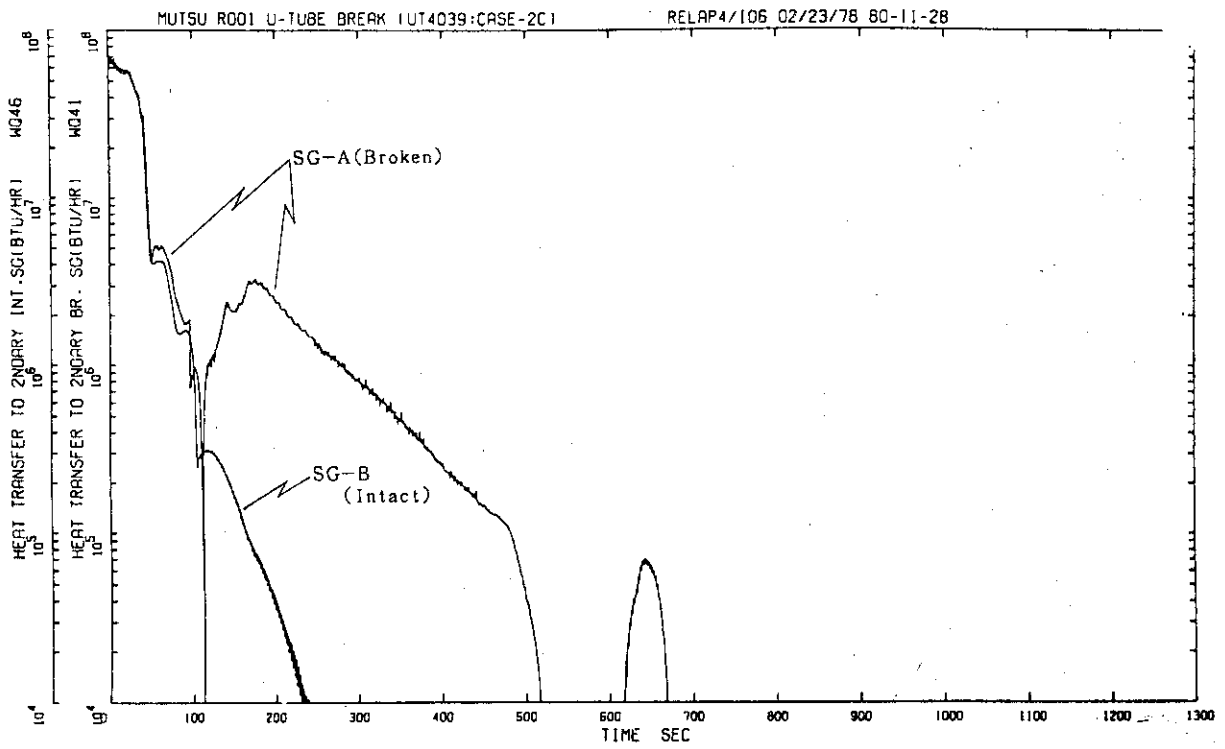


Fig. 4.8.15 Heat Transfer Rates in Steam Generators (Case 2)

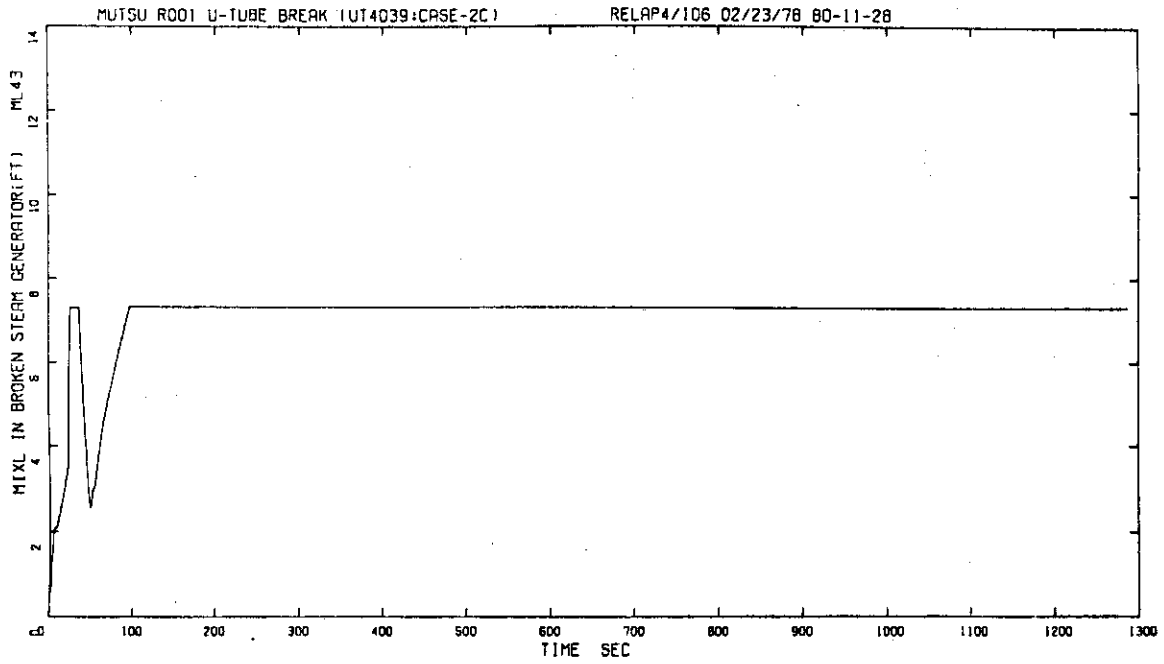


Fig. 4.8.16 Mixture Level in the Steam Dome Volume of Broken SG (Case 2)

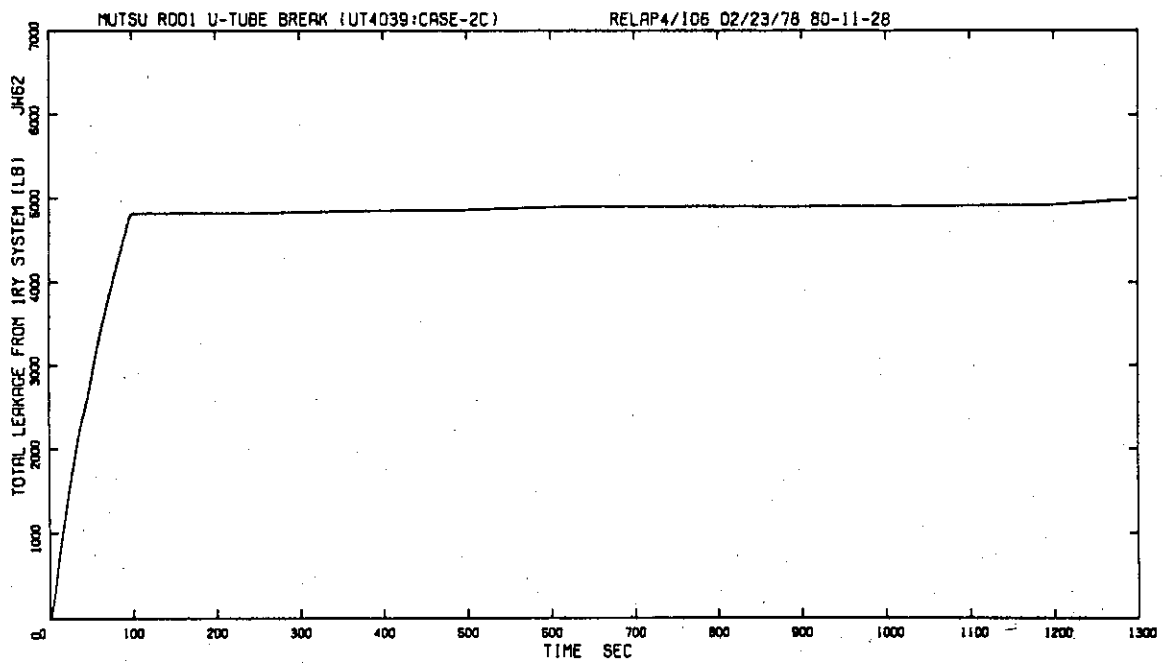


Fig. 4.8.17 Total Leakage from Primary System (Case 2)

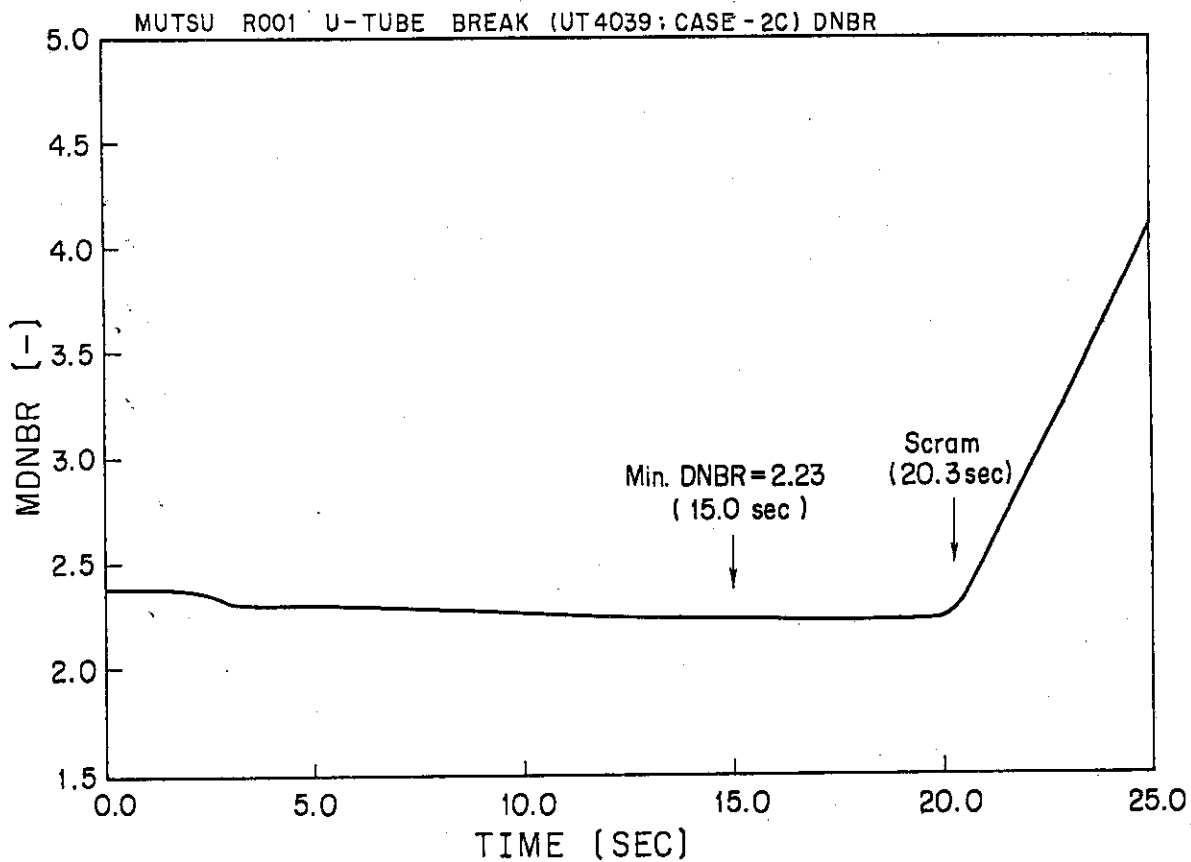


Fig. 4.8.18 Minimum DNBR Calculated by RETRAN Auxiliary DNB Model

5. DNBR 詳細解析

5.1 概要

第4章の各節で述べられたDNBR解析は、RETRANのAuxiliary DNB Modelによる計算であり、ホットチャンネルの流動及び熱流束はシステム計算における平均炉心の情報から近似的に求めている。したがって定常状態における最小DNBRの正確な値は、チャンネル間の混合効果を取り入れた解析で求める必要がある。そこでCOBRA-N-IコードによるDNBR詳細解析を行ない、定常状態での最小DNBRを決定して、RETRAN解析の基準にすると共に、限られた項目については過渡状態解析も行ないRETRANによるDNBR解析を評価することを試みた。計算に際しては燃料集合体中の最小DNBRが最も厳しくなるように、幾何形状についての製作公差及び入口流量分布を評価して入力データを作成した。

5.2 計算コード

COBRA-N-Iコードは、炉心または燃料棒集合体内をサブチャンネルの集まりとして、エンタルピー及び流量分布を解析している。

サブチャンネルは3本ないし4本の燃料棒、固体壁によって構成され、さらにコントロール・ボリュームとして軸方向に分割される。

各コントロール・ボリュームについて、質量、運動量、エネルギーの保存方程式を有限差分法によって解くことにより、炉心内の冷却材のエンタルピー、流速及び圧力などの分布が計算される。

なお本計算で使用したCOBRA-N-IコードはW-3相関式を使ってDNB熱流束を求める時、局所的非一様DNB熱流束を計算する個所で指数部桁あふれを起こしてしまう。それは $e^{-a} \int e^x dx$ (aは正の定数)を数値積分する所に問題があり、これを $\int e^{x-a} dx$ と数値積分の方法を変更して、指数部の引数が大きくなるように修正を加えて計算を行なった。

5.3 解析条件と入力データ

5.3.1 解析条件

(1) 各種熱水路係数

	熱流束	エンタルピー上昇
核的熱水路係数	3.00	1.95
工学的熱水路係数	1.03	1.03
全熱水路係数	3.09	2.01

(2) 軸方向出力分布

(最大値) / (平均値) = 1.54 の chopped cosine 分布を使用した。

(3) サブチャンネル・データ

解析には Fig. 5.3.1 に示す 1/8 燃料集合体モデルを用い、さらに DNBR が最も厳しくなるサブチャンネルについて、構成する 4 本の燃料棒を内側によせて流路面積を狭くした (Fig. 5.3.2)。

(4) 半径方向出力分布

燃料棒の出力分布は燃料棒を様々に並びかえた結果、1/8 モデルの中央に最も出力の高い燃料棒をもってきて、そのまわりに高い順に並びかえた時、DNBR を最も厳しく評価できた。さらに最も出力の高い燃料棒の出力をエンタルピー上昇核的熱水路係数 1.95 に対応する出力に合わせ、その時の出力上昇幅分だけ、他の燃料棒出力も増加させた。

Fig. 5.3.3 に半径方向出力分布の平均値 (1.896) で規格化したものを示す。

(5) DNB 相関式

DNB 熱流束は W-3 相関式⁶⁾により計算される。

(6) 入口流量

全流量のうち炉心で直接熱除去に役立たないバイパス流量 (= 圧力容器入口流量 - 燃料集合体領域流量, 10.5%) を差し引き、さらに燃料集合体入口流量分布測定実験の結果 (原子力第一船熱水力設計説明書, 三菱原子力工業, 非公開) から 4% 低下 (高温集合体の最小流量は 98% であり、これに 2% の測定誤差を見込み 96% とする) させて入口流量とした。

(7) 流量分布

集合体内流速測定実験の結果から、DNBR が最も厳しくなるサブチャンネルの入口流量を最も少なくなるように再配列した (Fig. 5.3.4)。

(8) 平均熱流束

炉心平均熱流束 (103% 出力) に熱流束工学的熱水路係数 (1.03) 及び半径方向出力分布の平均値 (1.896) を乗じたものを平均熱流束とした。

(9) 摩擦係数

摩擦係数は平滑管、乱流域における Blasius の式を用いた。「むつ」の基本的セルである正方形格子について Deissler の予測をあてはめた時、Blasius の式が近似的に一致し、さらにこれが DNBR 評価に大きな要因を与えないからである。

(10) 定常状態境界条件

	定格値	評価解析用
一次系圧力 (psia)	1579	1549
入口温度 (°F)	519.8	523.9
入口平均質量速度 (Mlb/hr-ft ²)	0.5927	0.5927
平均熱流束 (MBtu/hr-ft ²)	0.1859	0.1859

(11) 過渡条件

RETRAN による「一次冷却材流量喪失事故」及び「電源喪失」の過渡計算結果である入口流量と平均熱流束とを用いた。なお、過渡条件として入力される平均熱流束はコード中で燃料棒の発熱量を計算するのに用いられ、表面熱流束はコードで計算し直される。従って、平均熱流束の

時間変化としては発熱量の時間変化、即ち、炉心出力の時間変化を用いればよく、RETRAN の規格化出力の時間変化を用いた。2項目についての境界条件（規格値）をFig. 5.3.5とFig. 5.3.6に示す。

5.3.2 入力データ

(1) 燃料棒寸法

燃料棒、バーナブル・ポイズン棒ともに寸法は同じで以下の通りである。

外径	0.4146 inch (1.053 cm)
ピッチ	0.5906 inch (1.50 cm)

(2) 燃料棒物性値

燃料棒の物性値はTable 5.3.1に示す。

(3) 半径方向出力分布

半径方向出力分布は以下のように計算して求めた。原船団提出の資料によるオリジナルの半径方向出力分布を $F_{\Delta H, i}^{\text{old}}$ (i は燃料棒番号)、その最高値 $(F_{\Delta H, i}^{\text{old}})_{\text{max}}$ が1.95になるように全体をかさ上げた時の半径方向出力分布を $F_{\Delta H, i}^{\text{new}}$ とすれば

$$F_{\Delta H, i}^{\text{new}} = F_{\Delta H, i}^{\text{old}} + (1.95 - (F_{\Delta H, i}^{\text{old}})_{\text{max}})$$

となる。

さらに集合体内で平均をとって

$$F_{\Delta H}(\text{Assy.}) = \sum_i F_{\Delta H, i}^{\text{new}} / (\text{燃料棒総数})$$

とすると、半径方向出力分布の入力値は以下の式で得られた値を入力した。

$$F_{\Delta H, i}^{\text{new}} = F_{\Delta H, i}^{\text{new}} / F_{\Delta H}(\text{Assy.})$$

ただし、 $F_{\Delta H}(\text{Assy.})$ は1.896である。

(4) グリッド・スパーサ・データ

グリッド・スパーサは炉心入口から0.67 inch, 14.53 inch, 28.46 inchの所にあり、その損失係数は熱水力設計説明書より0.91を用いた。

(5) 乱流混合係数

原船団から示唆に基づいて $\beta = 0.0156$ を使用した。

(6) 炉心実効長

40.98 inch (104 cm)である。

(7) 入口平均質量速度

$$\begin{aligned} G_{\text{ave}} &= (\text{全流量}) \times (\text{燃料集合体領域}) \\ &\quad \times (\text{集合体領域によるバラツキ; 中央バンドル}) / (\text{流路面積}) \\ &= (1.8 \times 10^6) \times (0.895) \times (0.96) / (0.534) \\ &= 2.896 \times 10^6 \text{ kg/hr} \cdot \text{m}^2 \\ &= 0.5927 \text{ Mlb/hr} \cdot \text{ft}^2 \end{aligned}$$

(8) 平均熱流束

定格出力は 36 MW (= 1.227×10^8 Btu/hr) であり、有効伝熱面積は 1328 ft^2 であるから、定格熱流束は

$$1.227 \times 10^8 / 1328 = 0.09241 \text{ MBtu/hr} \cdot \text{ft}^2$$

となり、平均熱流束 q''_{ave} は以下のとおりになる。

$$\begin{aligned} q''_{\text{ave}} &= (\text{定格熱流束}) \times (103\% \text{出力}) \times F_{\Delta H}(\text{Assy.}) \times F_Q^B \\ &= (0.09241) \times (1.03) \times (1.896) \times (1.03) \\ &= 0.1859 \text{ MBtu/hr} \cdot \text{ft}^2 \end{aligned}$$

$F_{\Delta H}(\text{Assy.})$ は 5.3.2(3)に示した。

(9) 数値解法オプション

定常状態は陰解法を用い、過渡状態は陽解法を用いて解析した。なお、過渡状態でのタイム・ステップは 0.005 sec である。また燃料棒内の温度分布は熱伝導方程式を解くことにより計算される。

5.4 解析結果

5.4.1 定常状態計算

圧力、入口温度に測定誤差を考慮した条件（圧力下限値、温度上限値）では、定常状態の最小 DNBR は、Fig. 5.3.2 の Na 9 燃料棒の Na 10 チャンネル側の高さ 25 inch の位置に生じ、2.382 であった。圧力、入口温度を定格値とした場合は、最小 DNBR の生じる場所は同じで、値は 2.430 であった。この場合、入力モデルでは、Na 9 の燃料棒が最高出力ピンである。

また、5.3 で述べたような燃料棒出力、入口流量分布の再配列を行わず、幾何形状の製作公差も考えない場合には、最小 DNBR は 2.466 で、その位置は Na 2 燃料棒、Na 5 チャンネル、高さ 25 inch であった。

以上により RETRAN の Auxiliary DNB Model による計算の初期値としては 2.38 を用いることとし、RETRAN の Auxiliary DNB Model 入力データの調整を行なった。

次に COBRA-N-I の計算自体の信頼性チェックの意味で、「むつ」原子炉の設計ベースとなった熱水路係数を用いて計算した。この場合の熱水路係数は以下の通りである。

	熱流束	エンタルピー上昇
核的熱水路係数	3.56	2.04
工学的熱水路係数	1.045	1.03
全熱水路係数	3.72	2.10

また軸方向出力分布は $1.77 (= F_Q / F_{\Delta H})$ の cosine 2 乗分布を用い、1 次系圧力、温度は定格値とした。

計算結果では最小 DNBR は 2.120 であった。「むつ」原子炉の熱水力設計説明書によれば最小 DNBR は 2.06、またその後の改良コードによる解析では 2.12 となっており、COBRA-N-I

による我々の解析とほぼ一致する。CHF 相関式は両解析とも W-3 相関式を用いているのは明らかであるが、計算コードの内容は明らかでない。しかしながら、この事実は、定常状態 DNBR 解析のコード依存性にあまり問題のないことを示していると考えられる。

5.4.2 過渡状態計算

「一次冷却材流量喪失事故」と「電源喪失」の2項目について、4.5及び4.4に述べた RE-TRAN によるシステム計算を境界条件に用いて、過渡状態における DNBR 解析を行なった。

「一次冷却材流量喪失事故」に関する解析結果と、4.5に述べた RETRAN による DNBR との比較を Fig. 5.4.1 に示す。この計算では RETRAN の計算における 2 秒間の Null Transient は省略し、 $t = 0$ からポンプトリップによって引き起される過渡変化が開始している。またプロットされた値は、定常状態で燃料集合体中、最小の DNBR を与える位置（これはまた過渡状態中も最小値を与える）における DNBR 値である。

COBRA-N-I による計算結果の方が DNBR の減少は緩やかで、最小値も COBRA-N-I では 2.134 (1.5 秒) であるのに対し、RETRAN では 2.058 (1.2 秒) とやや低くなっている。

次に「電源喪失」に関する解析結果を Figs. 5.4.2~5.4.4 に示す。COBRA-N-I と RETRAN の両者の計算結果の関係は「一次冷却材流量喪失事故」の場合とよく似ているが、最小 DNBR はこの項目の方が大きく、COBRA-N-I によれば 2.210 (0.9 秒)、RETRAN では 2.126 (0.8 秒) である。「電源喪失」では、原子炉スクラム信号とポンプトリップが同時に生じるのに対し、「1次冷却材流量喪失事故」では、ポンプトリップから 0.4 秒遅れてスクラム信号（高温スクラム）が発信するため、DNBR の面ではやや厳しくなっている。割合で言えば両項目とも、RETRAN による最小値の方が 4% 程小さい。

この違いについて考えられる理由としては、

- (1) 幾何形状データが異なる。
- (2) COBRA-N-I ではクロスフローなどの混合効果が詳細である。
- (3) $t = 0$ sec で最小 DNBR を 2.38 に調整する時、エンタルピー上昇全熱水路係数 F_{DH} は、RETRAN が 2.061、COBRA-N-I が 2.01 と RETRAN の方が 2.5% ほど高い。
- (4) W-3 DNB 相関式において今回の RETRAN 解析ではスペーサ・グリッド効果が考慮されていない。

などが挙げられる。

Fig. 5.4.3 は最小 DNBR を与える位置での限界熱流束、熱流束、質量速度、クオリティ、DNBR をまとめてプロットした。このうち DNBR 計算に直接用いられる限界熱流束と熱流束の値を、初期値で規格化して変化を比較したものが Fig. 5.4.4 である。過渡変化に入るとすぐに、主に炉心流量の減少によって限界熱流束は低下していくが、熱流束の方はスクラム開始までの 0.7 秒間の遅れ及び燃料棒自身の応答時間の遅れのため、減少開始が遅くなる。そのため DNBR が低下していく結果となっている。

以上のような計算結果の検討により、8項目全体にわたる DNBR 評価解析をモデル的には簡単な RETRAN の Auxiliary DNB Model を用いて行なった第4章の結果は

- (1) RETRAN による最小 DNBR が、8項目中最も厳しい条件を与える「1次冷却材流量喪失

事故」の場合、COBRA-N-Iの計算値よりも小さいこと。

(2) 定性的な変化は両コードの計算結果ではほぼ同じで、定量的にも4%程度の違いであること。
の2点より、安全評価解析上は妥当であると考えられる。

Table 5.3.1 Rod Material Properties

Type		Fuel Rod	Burnable Poison Rod
Fuel	Heat Conductivity Btu/hr·ft·°F	1.30	10.16
	Heat Capacity Btu/ft ³ ·°F	52.23	63.57
	Diameter inch	0.378	0.378
Clad	Heat Conductivity Btu/hr·ft·°F	10.16	10.16
	Heat Capacity Btu/ft ³ ·°F	63.57	63.57
	Clad thickness inch	0.0157	0.0157
Gap Conductance Btu/hr·ft ² ·°F		376.0	376.0

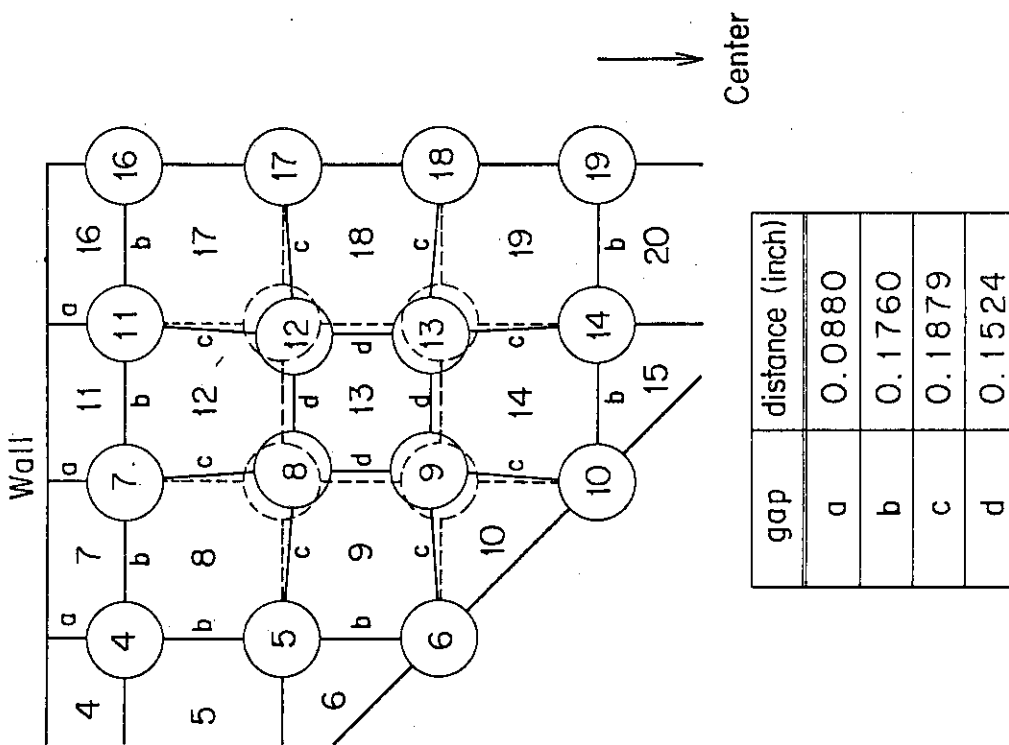


Fig. 5.3.2 Skewed Bundle Model for COBRA DNBR Calculation

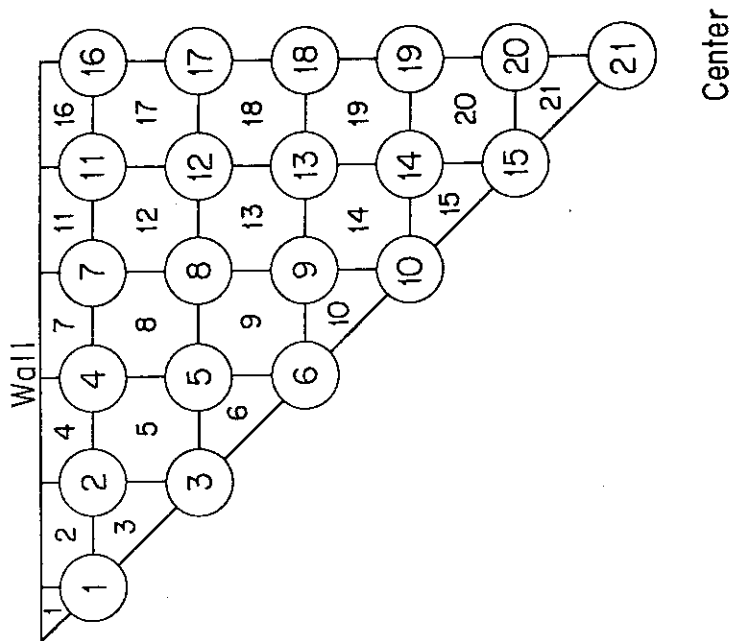


Fig. 5.3.1 MUTSU Bundle Model for COBRA Subchannel Analysis

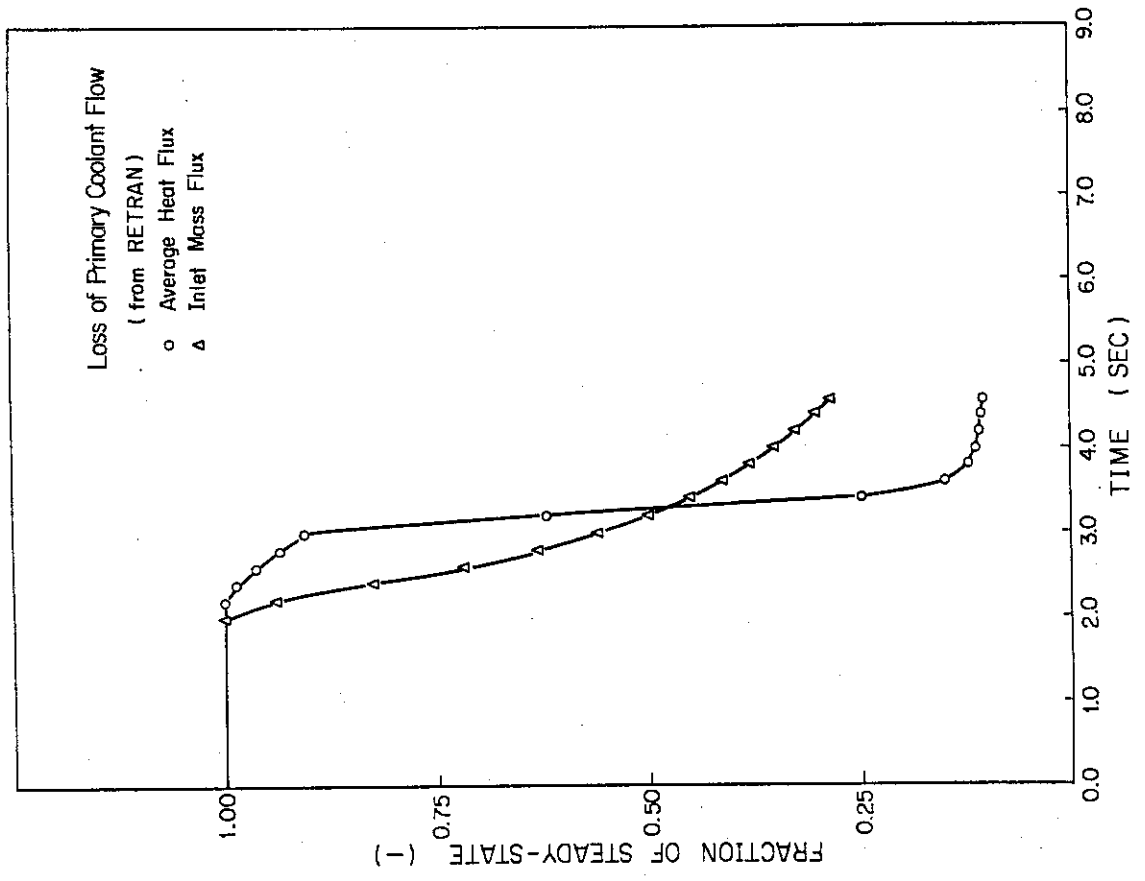
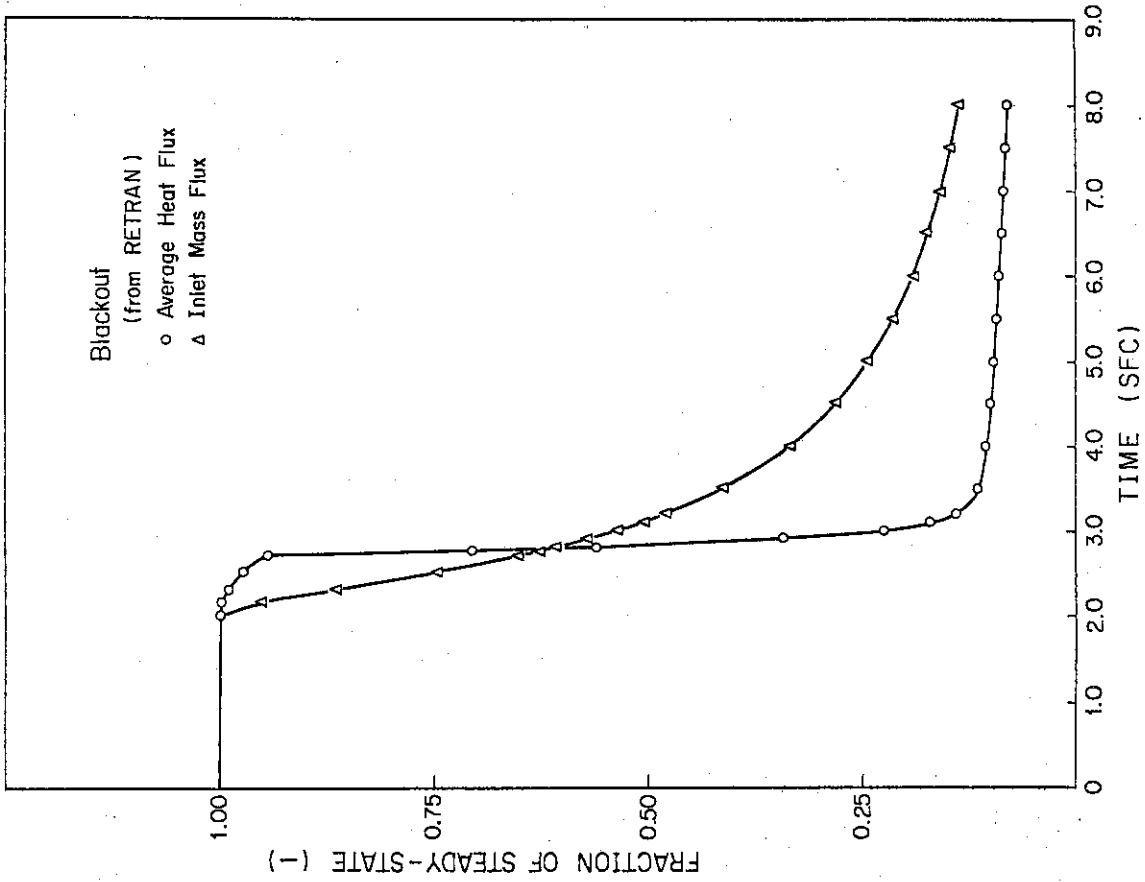


Fig. 5.3.5 Transient Boundary Conditions for COBRA-IV-I(I): Fig. 5.3.6 Transient Boundary Conditions for COBRA-IV-I(II):
Loss of Primary Coolant Flow Accident Blackout Transient

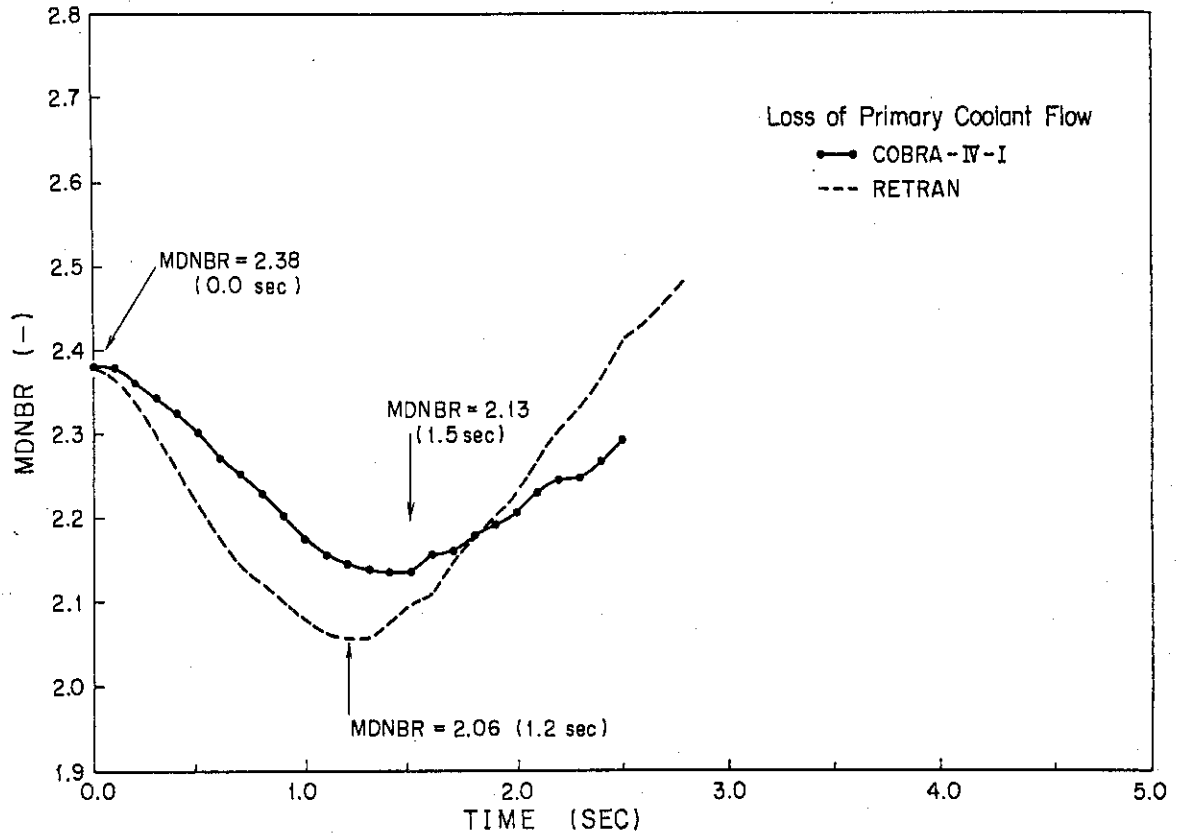


Fig. 5.4.1 Minimum DNBR in Loss of Primary Coolant Flow Accident

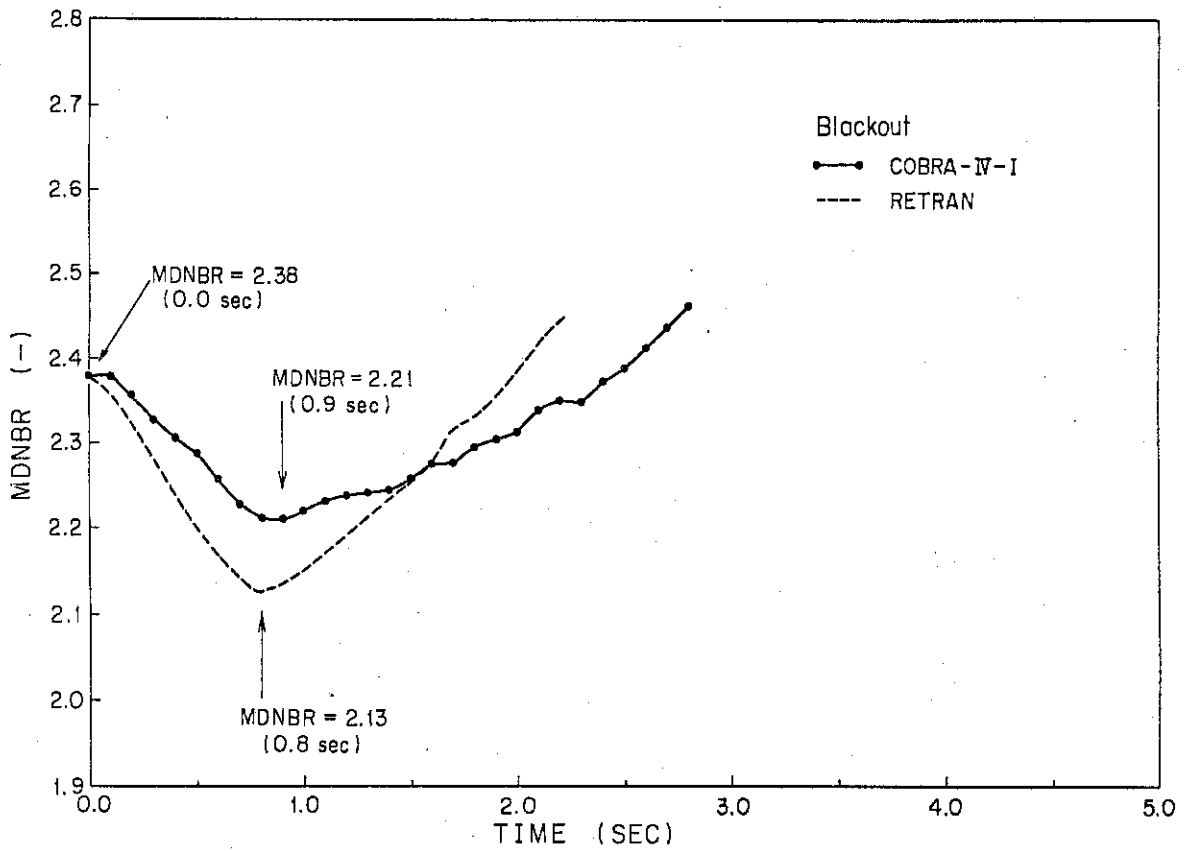


Fig. 5.4.2 Minimum DNBR in Blackout Transient

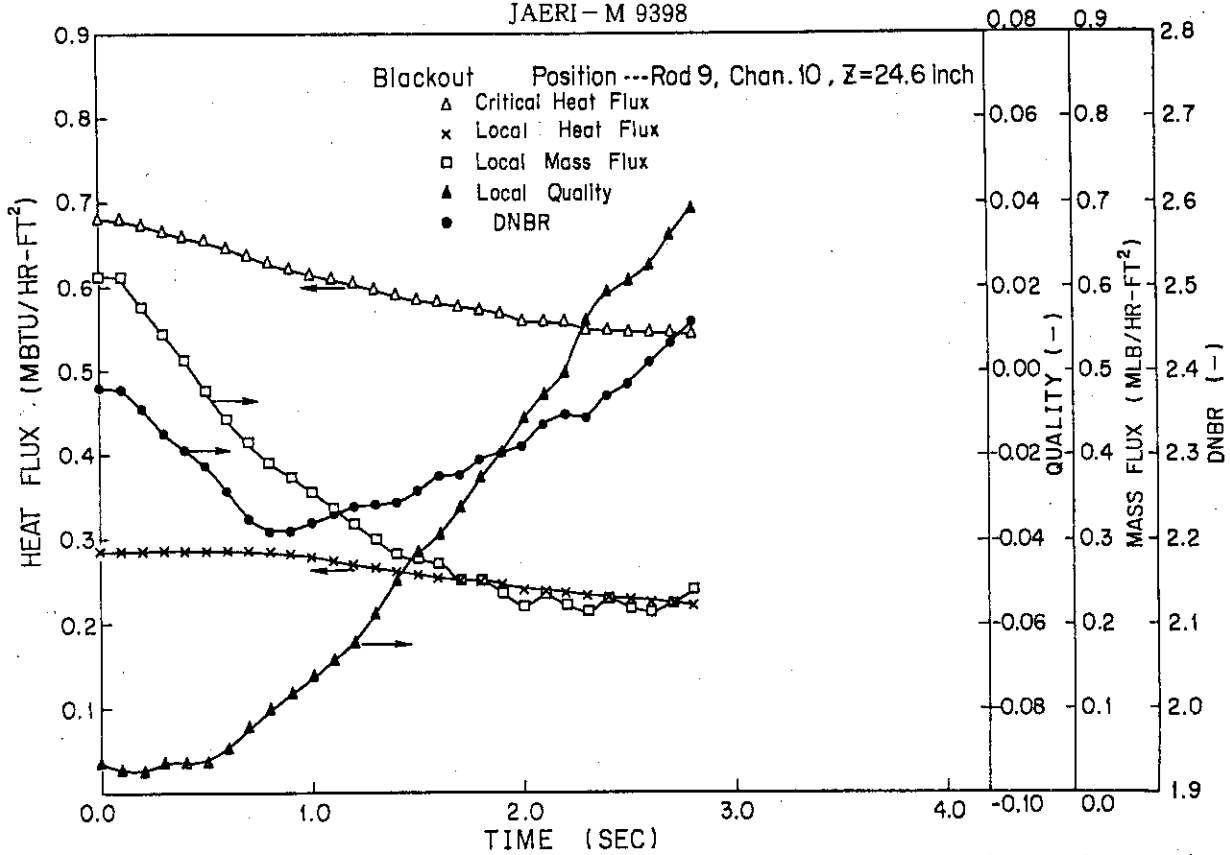


Fig. 5.4.3 Physical Quantities at Minimum CNBR Position in Blackout Transient

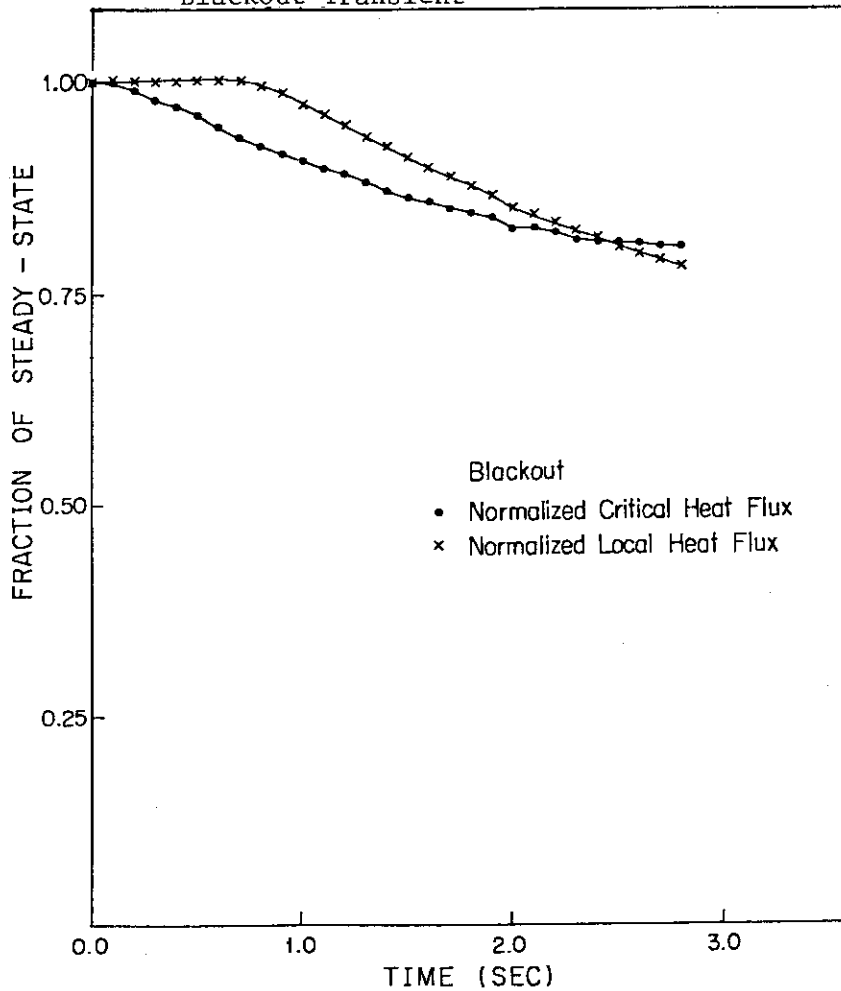


Fig. 5.4.4 Critical and Local Heat Fluxes at Minimum DNBR Position in Blackout Transient

6. ま と め

第4章に述べた8項目の解析結果を表にまとめたものがTable 6.1である。この表を見る限り、最小DNBR値、すなわち燃料棒の健全性の上から問題となる解析項目はない。この結果は、(1)「むつ」原子炉の運転時のサブクール度が陸上PWRに比べて大きい、(2)線出力密度が低いために定常状態でのDNBR値が大きい、(3)出力当りの1次冷却材量が大きいため過渡時の冷却材温度上昇が緩やかである、の諸点に原因するものである。陸上PWRの安全解析では最も厳しい最小DNBRを与え、場合によっては一部燃料の破損まで考慮しなければならないとされている「1次冷却材ポンプ軸固着事故」は、「むつ」原子炉の場合は他の解析項目と同程度の最小DNBRに収まっている。この原因は上にあげた理由によりDNBR値自体余裕があることと、主冷却ポンプのモーター慣性が小さいため、ポンプのコーストダウンの時定数が小さく(数秒)、軸固着の場合とコーストダウンで大差がない流量変化を与えることによる。このため解析項目(6)の「ポンプ軸固着事故」は第1章の説明では(陸上PWRの例に準じて)事故のカテゴリーに入れているが、解析結果は項目(1)の「流量部分喪失」とほとんど変わらない結果となっている。

一次系の圧力上昇という観点からは、ほとんどの解析項目にわたって過渡変化の初期すなわちスクラム前後の圧力上昇よりも、むしろ長時間にわたる圧力上昇の方が問題となっている。この原因は、2次系の構造による部分が多い。すなわち「むつ」原子炉では主蒸気隔離弁の下流側に主蒸気逃し弁、ダンプ弁が位置するため、主蒸気隔離弁を閉じると2次側蒸気はどこへも逃げ場がなくなり大きな圧力上昇をもたらす、ひいては1次系の温度、圧力の上昇をもたらすこと、また2次系の設計圧力(ここでは主蒸気安全弁設定圧を指す)が1次系の運転圧力と陸上PWR程の差がないため、長時間の過渡変化においては2次側温度上昇が陸上PWRに比べて大きくなるためである。

「電源喪失」及び「1次冷却材流量喪失事故」の場合、10分以後は補助給水と崩壊熱除去ライン(ダンプ系)によって自然循環冷却することにより、2次系の圧力、温度が低下することが示された。しかしながら、現在の仮定、すなわちダンプ弁設定圧力853.4 psiaのままでは、「流量喪失事故」の場合など、1次系圧力の低下はかなり遅い。したがって「主給水管破断」のように一方のSGのみで自然循環冷却するとなると、高温待機状態に近づくまでにかかなりの時間を要すると思われる。

以上のような考察より、軽水炉プラントの過渡解析においては、プラントの設計方針、特徴を理解しておくことが特に重要であることが判る。また解析に際しては、ある過渡変化にとって何が主要なファクターであるかを理解し、影響の小さいファクターについてはモデル上省略するなりして計算の合理化を図るべきである。

Table 6.1 Summary of the Results

TRANSIENT ITEM	Partial Loss of Primary Coolant Flow	Loss of Feedwater to SG	Excessive Feedwater to SG	Natural Circulation Performance (Blackout)
Maximum Pressure in Primary System	1949.1 psia (136.0 kg/cm ² G)	1877.7 psia (131.0 kg/cm ² G)	1626.7 psia (118.6 kg/cm ² G)	1792.6 psia (125.0 kg/cm ² G) #PORV Set Point
Maximum Pressure in Secondary System	992.3 psia (68.7 kg/cm ² G) #Safety V. Set Pt.	943.4 psia (65.3 kg/cm ² G)	927.7 psia (64.2 kg/cm ² G)	1055.4 psia (73.2 kg/cm ² G)
Minimum DNBR	2.19	2.38	2.31	2.13
TRANSIENT ITEM	Loss of Primary Coolant Flow	Main Coolant Pump Stick	Feedline Pipe Rupture	SG U-tube Rupture
Maximum Pressure in Primary System	1997.4 psia (139.4 kg/cm ² G) #PRZ. Safety V. Op.	1941.5 psia (135.5 kg/cm ² G)	1934.0 psia (134.6 kg/cm ² G)	— (Depressurization)
Maximum Pressure in Secondary System	973.3 psia (67.4 kg/cm ² G)	992.4 psia (68.7 kg/cm ² G) #Safety V. Set Point	1024.4 psia (71.0 kg/cm ² G)	1078.7 psia (74.8 kg/cm ² G)
Minimum DNBR	2.06	2.13	2.31	2.23

謝 辞

本報告書作成に際しては、日本原子力船研究開発事業団理事野沢俊彌氏の御理解を頂き感謝致します。また二村嘉明部長以下原船団技術部技術第一課の方々には種々の資料を提供して頂き感謝致します。

原研安全解析部長桂木学、前安全工学部次長小山内正男の両氏には、解析の実施及び報告書作成に到る諸問題について関係各位と御調整頂きました。ここに感謝の意を表します。解析作業の一部について御協力下さったセンチュリー・リサーチ・センター（株）中島浩雄、源田健寿の両氏、芙蓉情報センター（株）三橋利玄の各氏にも併せて感謝の意を表します。

参 考 文 献

- 1) "RETRAN - A Program for One-Dimensional Transient Thermal-Hydraulic Analysis of Complex Fluid Flow Systems," EPRI CCM-5, prepared by Energy Incorporated, Dec. 1978.
- 2) "RELAP4/Mod6 A Computer Program for Transient Thermal-Hydraulic Analysis of Nuclear Reactor and Related Systems; User's Manual," CDAP-TR-003, EG & G Idaho, Inc., Jan. 1978.
- 3) "RELAP4/Mod6/U4/J3; A JAERI Improved Version of RELAP4/Mod6 for Analysis of Transient of LWR," JAERI-M (to be published).
- 4) Wheeler, C.L., et al., "COBRA-IV-I: An Interim Version of COBRA for Thermal Hydraulic Analysis of Rod Bundle Nuclear Fuel Elements and Cores," BNWL-1962, Battelle, Pacific Northwest Laboratories, Mar. 1976.
- 5) Stewart, C.W., et al., "COBRA-IV: The Model and the Method," BNWL-2214, NRC-4, Battelle, Pacific Northwest Laboratories, July 1977.
- 6) Tong, L.S., "Critical Heat Flux in Rod Bundles," in Two Phase Flow and Heat Transfer in Rod Bundles, ASME, New York, 1969.
- 7) "Proposed ANS Standard Decay Energy Release Rates Following Shutdown of Uranium Fueled Thermal Reactors," ANS-5.1, 1971.
- 8) 吉田博夫, 他, "原子力船「むつ」ECCS再評価解析(II), 大中破断ブローダウン", 原子力学会年会, 1979年10月.

付録A ポンプ・コストダウン特性に関する入力データ設定

RETRANのポンプモデルにより計算されるコストダウン特性が、実際の「むつ」原子炉主冷却水ポンプについて行なわれたコストダウンの計測データに合致するように以下のようなパラメータ・サーベイを行ない、入力データを決定した。計算はすべて原子炉出力0の温待停止状態を模擬して行なった。

RETRANのポンプモデルにおける摩擦トルクは、 w を回転数、 w_0 を定格回転数として

$$T_f = c_0 + c_1 s + c_2 s^2 + c_3 s^3 \quad (\text{lb}_f - \text{ft})$$

$$s = w/w_0$$

で表わされる。この式で定数 $c_0 \sim c_3$ は入力データで与えられる。 $c_0 \sim c_3$ についてのパラメータ・サーベイの結果

$$T_f = 20 s + 477.56 s^2 \quad (\text{lb}_f - \text{ft})$$

とすれば、測定データと良く一致することが判った。

次に流量のカーブを安全評価に適当な下側（低流量側）へずらし、また「むつ」原子炉の旧安全解析に用いられた解析に使用されたカーブ（図中、Old Analysisと表示されている）に近いものにするため、慣性モーメントの項を変更し、

$$I = 103.46 \text{ lb}_m - \text{ft}^2 \quad (\text{設計値の65\%})$$

とした。こうして得られた流量のコストダウン・カーブとポンプ1台停止の場合（Fig. A. 1, A. 2）及びポンプ2台停止の場合（Fig. A. 3, A. 4）について、それぞれループ流量と炉心流量のデータとの比較を示す。ただし、炉心流量については、直接測られたデータではなく、ループ流量の時間変化 $F_i(t)/F_i(0)$ （ i はループ番号）より

$$1 \text{ 台停止} : \frac{1}{4} \left(2 + \frac{F_1(t)}{F_1(0)} + \frac{F_2(t)}{F_2(0)} \right)$$

$$2 \text{ 台停止} : \frac{1}{2} \left(\frac{F_1(t)}{F_1(0)} + \frac{F_2(t)}{F_2(0)} \right)$$

として計算された値である。

付録B 「むつ」原子炉モデルにおけるRETRANの制御ブロックモデル

RETRANの制御ブロックモデルを用いて「むつ」原子炉の各種の制御系、保護系の中で過渡変化解析に必要な系統を模擬した。ここではその中の代表的な4例、すなわち

- (1) 原子炉高温スクラム信号
- (2) 原子炉低圧スクラム信号

(3) 加圧器ヒーター出力制御系

(4) 原子炉出力制御系 (制御棒, 温度一定方式)

についての制御ブロック・ダイアグラムの実例を Fig. B. 1 ~ B. 4 に示す。

図中の記号説明は以下の通りである (詳細は文献(1))。

$\textcircled{T_H}$, \textcircled{P} etc : 制御ブロックへの入力変数
 $\boxed{\text{SUM}}$, $\boxed{\text{LAG}}$ etc : 制御ブロック。負号のついた番号は入力データ中の制御ブロック
 番号

T_H : ホットレグ温度
 T_C : コールドレグ温度
 P : 1次系圧力 (加圧器又はホットレグ)
 L : 加圧器水位
 TRIP : RETRANのトリップ信号

付録C 「主給水管破断事故」解析におけるスクラム時刻評価

本文 3.3.2 及び 4.7 で述べたように, RETRANによる主給水管破断事故の解析においては, 破損 SG 2次側モデルを基本モデルの 5 ボリュームより 1 ボリュームに簡略化して計算を行なった。このようなモデルの変更により, SG 水位低 (ダウンカマ部の水位低であり, 基本モデルではボリューム $\textcircled{103}$ 又は $\textcircled{203}$ の液位 ≤ 8.091 ft) によるスクラム信号発信時刻の予測は不可能である。このため 3.3.2 (2) に説明した SG 伝熱管破断解析用のモデル (SG 2次側 3 分割) に給水ノズル相当のジャンクションを直接 SG につなぎ RELAP 4/Mod 6 により予備解析を行なった。この場合は水位変化による臨界放出流の性質の変化の計算は問題ない。SG 蒸気ドーム部の水位モデルのパラメータを $V_{\text{BUB}} = 3.0$ ft と ∞ (2 ケースとも $c_0 = 0$) 及び Wilson の式 ($c_0 = 0$ と 0.8) で計算した所, 多少の差はあるものの, 各ケースともほぼ同様の 2 次側減圧変化が得られた。SG 下部ダウンカマのエンタルピー (定格圧力下で初期値 434.6 Btu/lb) が不変として (実際には給水が停止するので上昇する), その飽和圧力に達するには, 破断後 9.3 ~ 10.7 秒である。下部ダウンカマは高さ 8.6 ft であるので, ここにボイドが発生すればダウンカマ部の有効水頭は急減し水位低のスクラムレベル (8.091 ft) を切ると考えてよい。したがって上記時間は安全側に見積った SG 水位低スクラム信号発信時と考えられるので, 給水管破断事故解析では, スクラム信号発信を破断より 10 秒として解析し, 念のためスクラム時刻を 15 秒とした感度解析も行なった。

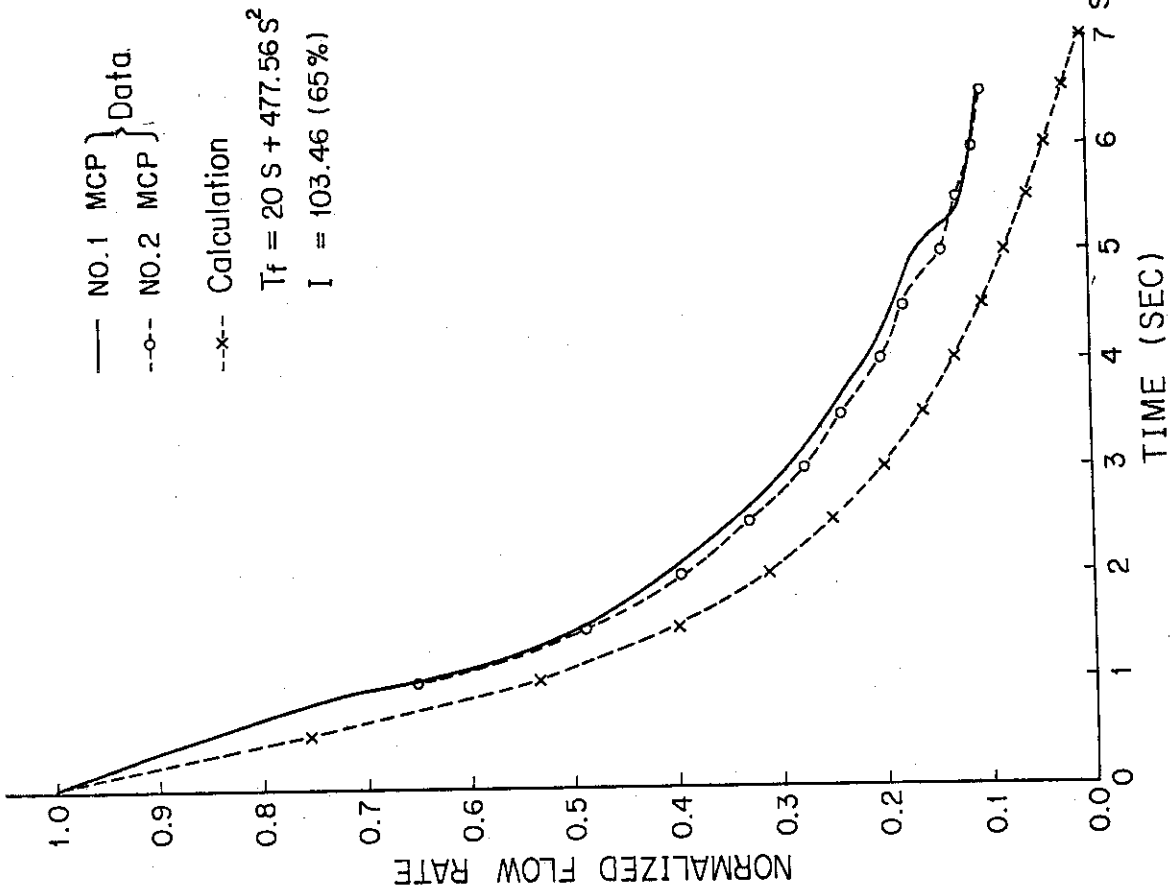


Fig. A.1 Loop Flow Coastdown Curve for One Pump Trip

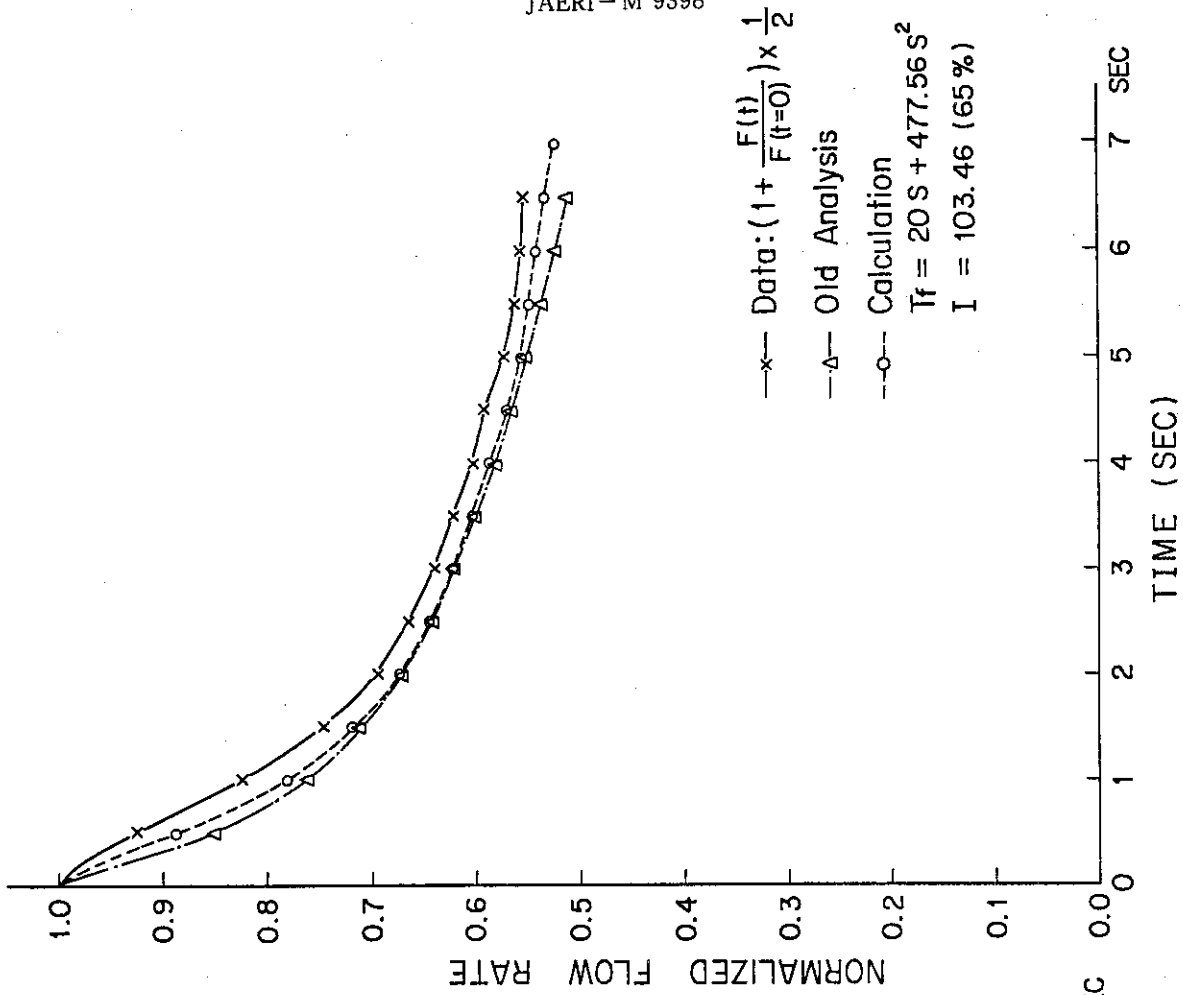


Fig. A.2 Core Flow Coastdown Curve for One Pump Trip

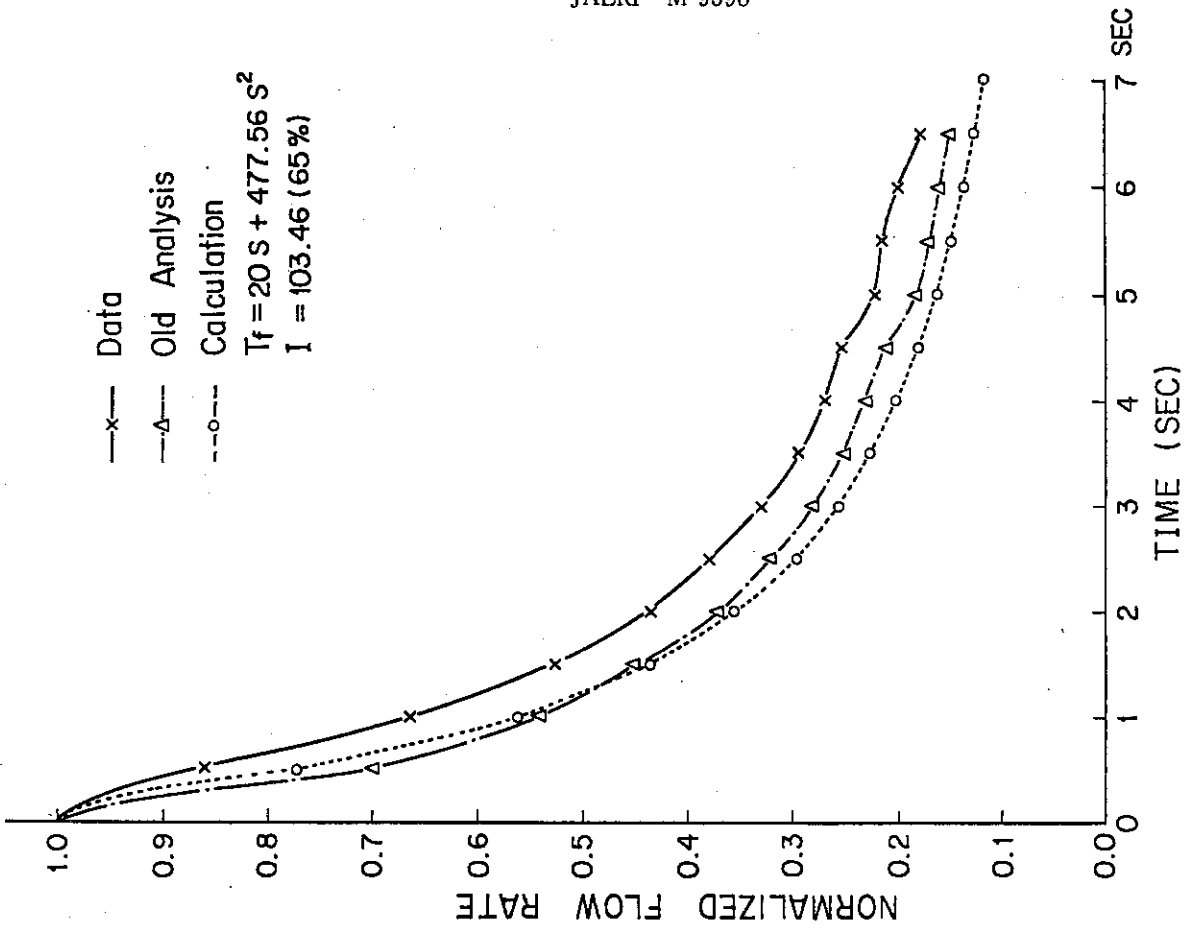


Fig. A.4 Core Flow Cooldown Curve for Two Pumps Trip

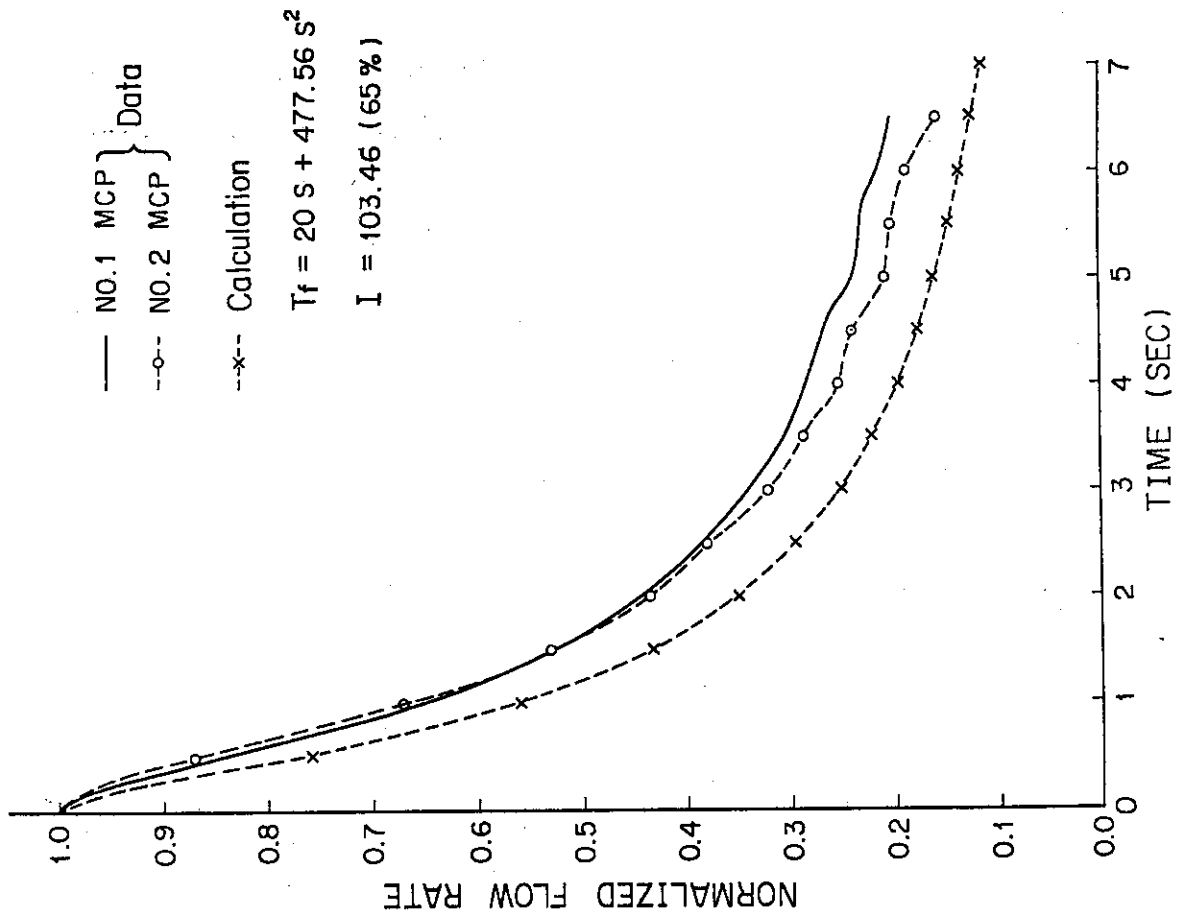
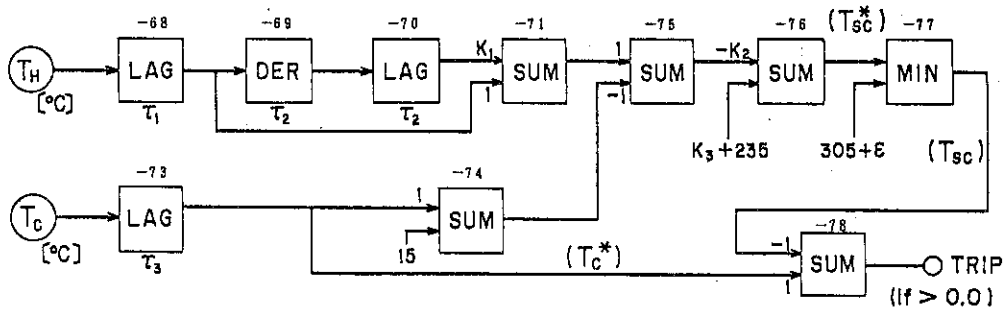


Fig. A.3 Loop Flow Cooldown Curve for Two Pumps Trip



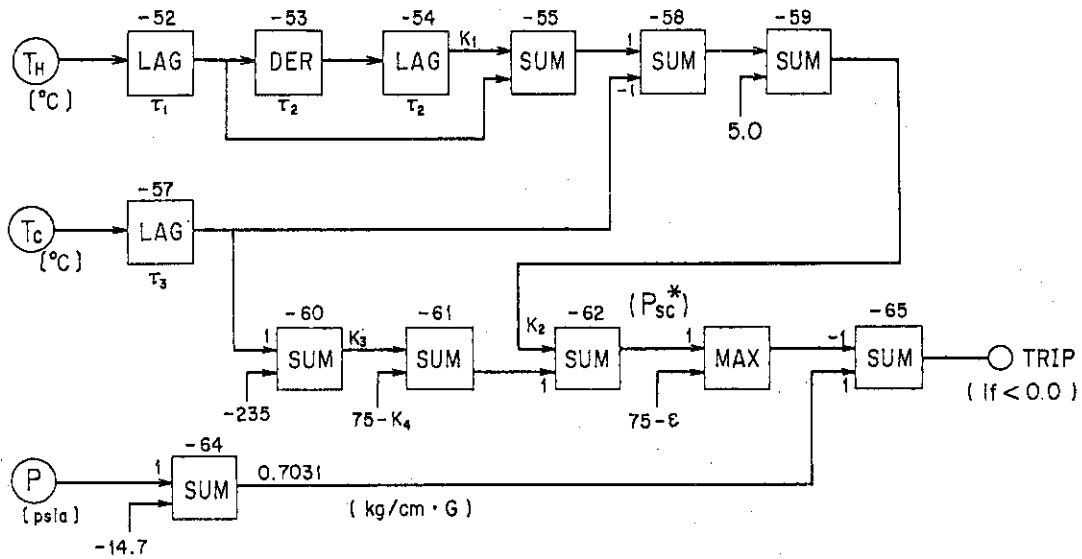
$$T_{sc}^* [^{\circ}C] = -K_2 \left[\frac{1}{1+\tau_1 s} \left(1 + K_1 \frac{\tau_2 s}{1+\tau_2 s} \right) T_H - \frac{1}{1+\tau_3 s} T_C - 15 \right] + K_3 + 235$$

$$T_{sc} [^{\circ}C] = \min \cdot [T_{sc}^*, 305 + \epsilon], \quad T_c^* = \frac{1}{1+\tau_3 s} T_c$$

If $T_c^* > T_{sc}$, Scram Signal is Activated.

$$\left[\begin{array}{l} \tau_1 = 1.8 \text{ sec}, \quad \tau_2 = 2.0 \text{ sec}, \quad \tau_3 = 1.7 \text{ sec}, \quad \epsilon = 0.35 \text{ } ^{\circ}C \\ K_1 = 7.4, \quad K_2 = 10.5 \text{ } ^{\circ}C / ^{\circ}C, \quad K_3 = 51.73 \text{ } ^{\circ}C \end{array} \right]$$

Fig. B.1 Control Block Model for High Temperature Scram Logic



$$P_{sc}^* (\text{kg/cm G}) = K_2 \left\{ \frac{1}{1+\tau_1 s} \left(1 + K_1 \frac{\tau_2 s}{1+\tau_2 s} \right) T_H - \frac{1}{1+\tau_3 s} T_C + 5 \right\} + K_3 \left\{ \frac{1}{1+\tau_3 s} T_C - 235 \right\} + 75 - K_4$$

If $P < P_{sc}^*$, Scram Signal is Activated

$$\left[\begin{array}{l} \tau_1 = 1.8 \text{ sec}, \quad \tau_2 = 2.0 \text{ sec}, \quad \tau_3 = 1.7 \text{ sec}, \quad \epsilon = 0.75 \text{ kg/cm}^2 \\ K_1 = 7.4, \quad K_2 = 2.25 \text{ kg/cm/}^{\circ}C, \quad K_3 = 1.26 \text{ kg/cm/}^{\circ}C, \quad K_4 = 79.05 \end{array} \right]$$

Fig. B.2 Control Block Model for Low Pressure Scram Logic

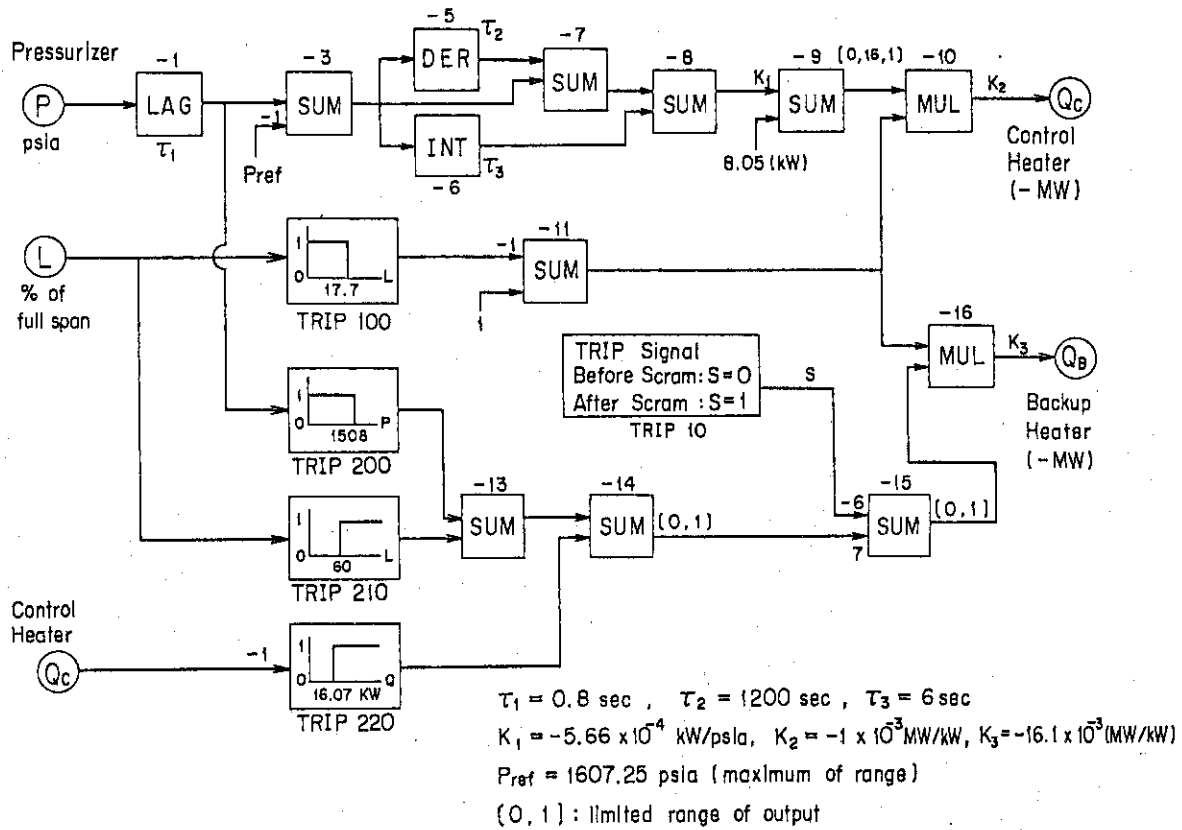
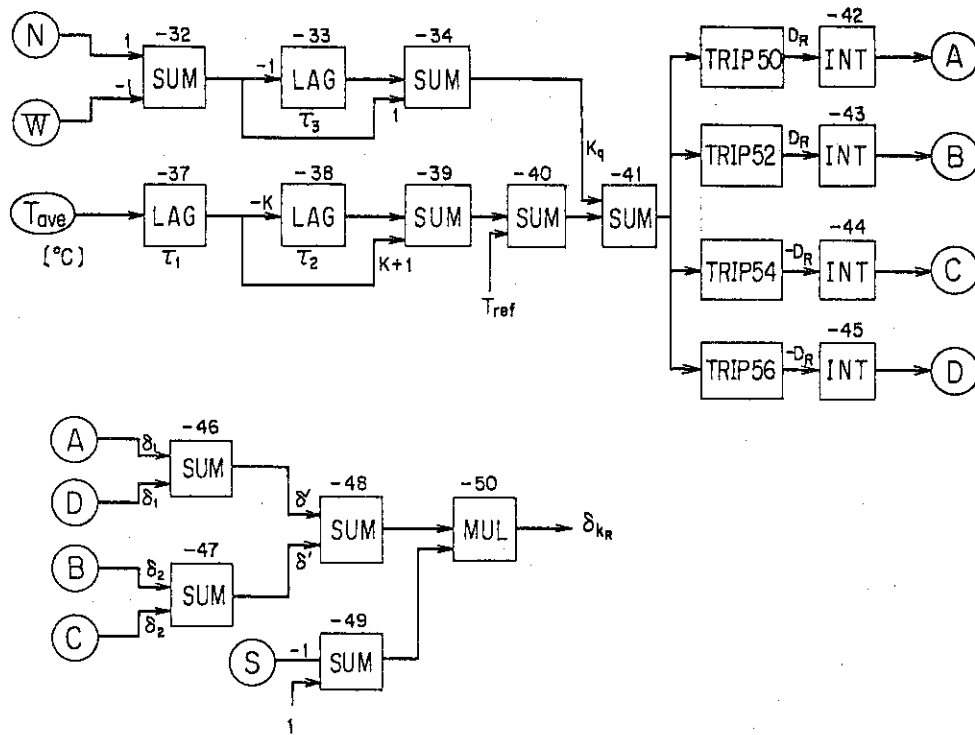


Fig. B-3 Control Block Model for Pressurizer Heaters



- (T_{ave}) = Average Temperature
- (N) = Normalized Power
- (W) = Normalized Steam Flow
- (S) = Scram Signal
- $\tau_1 = 1.8 \text{ sec.}$
- $\tau_2 = 2.0 \text{ sec.}$
- $\tau_3 = 40 \text{ sec.}$
- $K = 10$
- $K_q = 0.3 \text{ } ^\circ\text{C}/\%$
- $T_{ref} = \text{Average Temperature } (t=0)$
- $D_R = 1.33 \text{ mm/sec.}$
- $\delta_1 = 4.7 \text{ PCM/mm}$
- $\delta_2 = 4.8 \text{ PCM/mm}$
- $\delta' = \begin{cases} 0.00144928 \text{ } \$ (\text{=1PCM ; BOL}) \\ 0.00161290 \text{ } \$ (\text{=1PCM ; EOL}) \end{cases}$
- $\delta_{kR} = \text{Control Rod Reactivity}$

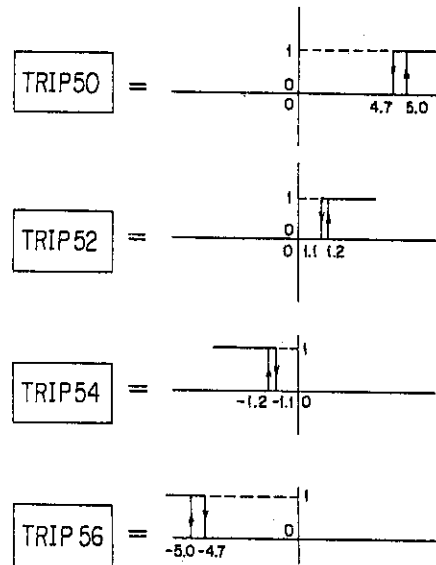


Fig. B.4 Control Block Model for Reactor Power Control System