

JAERI - M
83-048

PWRプラントシミュレータによる事故解析・その1
(一次系の事故解析)

1983年3月

村上 喜光*・内藤 彰*・横林 正雄

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

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

©Japan Atomic Energy Research Institute, 1983

編集兼発行 日本原子力研究所
印刷 いらき印刷(株)

PWR プラントシミュレータによる事故解析・その1
(一次系の事故解析)

日本原子力研究所東海研究所安全解析部
村上喜光*・内藤 彰*・横林正雄

(1983年2月15日受理)

本報告書は PWR プラントシミュレータを用いて事故解析を行った結果についてまとめたものである。

本シミュレータは出力 822 MWe 3 ループの PWR プラントを模擬したもので、冷態停止から燃焼末期の定格出力状態までの広い運転範囲をカバーするように設計されている。

本シミュレータには機器故障を模擬したマルファンクションが備っている。今回はこのうち一次系に関する 26 項目を実行した。一次冷却材ポンプの停止、加圧器の逃し弁やヒータの故障、制御棒制御系の故障、圧力、温度、水位の計測器の故障が主体になっている。

これらのマルファンクションを加えたときの主要パラメータの過渡応答、発信された警報の種類等を記録し検討を加えた。

その結果、プラントの応答模擬特性は定性的には良好であることがわかり、長時間過渡現象の解析に重要な化学体積制御系や余熱除去系などの応答特性を得ることができた。

* 日本原子力船研究開発事業団

Abnormal Transient Analysis by using PWR Plant Simulator, Part 1
(Primary Coolant System Analysis)

Yoshimitsu MURAKAMI*, Akira NAITOH* and Masao YOKOBAYASHI

Devision of Nuclear Safety Evaluation
Tokai Research Establishment, JAERI

(Received February 15, 1983)

This report describes results of abnormal transient analysis by using a PWR plant simulator.

The simulator is on the basis of an existing 822MWe power plant with 3 loops, and designed to cover wide range of plant operation from cold shutdown to full power at EOL.

In the simulator, malfunctions are provided for abnormal conditions of equipment failures, and in this report, 26 kinds of malfunctions for primary system were simulated.

The abnormal conditions are primary coolant pump trip, pressurizer relief valve and heater failure, rod control system failure and detector failures of pressure, temperature and level. Transient behavior and annunciators caused by added malfunctions are observed and discussed.

Simulated responses were reasonable, and dynamic characteristics of chemical and volume control system and residual heat removal system were obtained for long term transient.

Keywords: Simulator, PWR Plant, Abnormal Transient, Malfunction,
Dynamic Characteristic, Primary Coolant System Analysis

* Japan Nuclear Ship Research and Development Agency

目 次

1. 諸 言	1
2. PWR プラント一次系の事故解析	10
2. 1 一次冷却材ポンプ 1 台停止	10
2. 2 一次冷却材ポンプ 2 台停止	16
2. 3 一次冷却材ポンプ 3 台停止	22
2. 4 一次冷却材ループ小破断	27
2. 5 蒸気発生器伝熱管破損	32
2. 6 一次冷却材ポンプ 1 台軸固着	38
2. 7 加圧器スプレイ弁フェイルオープン	44
2. 8 加圧器スプレイ弁フェイルクローズ	48
2. 9 加圧器バックアップヒーターフェイルオン	51
2. 10 加圧器定常ヒーターフェイルオフ	54
2. 11 充填流量の停止	57
2. 12 加圧器逃し弁開固着	60
2. 13 制御棒 1 本落下	65
2. 14 制御棒 1 本飛出し	68
2. 15 制御棒連続挿入	73
2. 16 制御棒連続引抜き	79
2. 17 制御棒速度制御の故障	82
2. 18 原子炉自動スクラムの不動作	95
2. 19 加圧器圧力制御系の高圧誤検知	99
2. 20 加圧器圧力制御系の低圧誤検知	102
2. 21 コールドレグ温度計の高温誤検知	105
2. 22 制御棒制御系の引抜誤信号	108
2. 23 体積制御タンク高水位誤検知	112
2. 24 体積制御タンク低水位誤検知	115
3. 結 言	119
謝 辞	120

Contents

1. Introduction	1
2. Accident Analysis of Primary System	10
2.1 Loss of Reactor Coolant Pump	10
2.2 Loss of Two Reactor Coolant Pumps	16
2.3 Loss of Reactor Coolant System Flow	22
2.4 Small Reactor Coolant System Leak	27
2.5 Steam Generator Tube Rupture	32
2.6 Pump Shaft Locks of Reactor Coolant Pumps	38
2.7 Pressurizer Spray Control Valve Fails Open	44
2.8 Both Pressurizer Spray Control Valves Fail Close	48
2.9 Backup Pressurizer Heater Fail On	51
2.10 Proportional Pressurizer Heater Fail Off	54
2.11 Loss of Charging Flow	57
2.12 Pressurizer Relief Valve Sticks Open	60
2.13 Dropped Control Rod	65
2.14 Ejected Control Rod	68
2.15 Uncontrolled Continuous Insertion of Control Rods	73
2.16 Uncontrolled Continuous Withdrawal of Control Rods	79
2.17 Rod Speed Control Fails	82
2.18 Automatic Reactor Trip Fails	95
2.19 Pressurizer Pressure Control Fails High	99
2.20 Pressurizer Pressure Control Fails Low	102
2.21 RTD in Cold Leg Fails High	105
2.22 Rod Control Failure Demands Withdrawal	108
2.23 Volume Control Tank Control Fails High	112
2.24 Volume Control Tank Control Fails Low	115
3. Conclusive Remarks	119
Acknowledgment	120

1. 緒 言

本シミュレータは出力 822 MWe, 3 ループの PWR (Pressurized Water Reactor) プラントを模擬したものである。対象プラントは VEPCO (Virginia Electric Power Company) の Surry-1 であり, 主要設計値を表 1.1 に示す。

本シミュレータの構成は図 1.1 に示すようにモザック ミミック パネルと制御盤を中心に中央演算装置 (SEL 32/72, 32 bit, 128 Kw), ディスク (80 Mb), インストラクタ用コンソール, システムコンソール, ラインプリンタ (300 LPM), ペンレコーダ (熱ペン式 8 チャンネル) とから成っている。

本シミュレータの模擬範囲は冷態停止状態から燃焼末期の定格出力まで含まれており, 数学モデルには主に次項が模擬されている。

- (1) 炉心は半径方向 4 領域, 軸方向 3 領域の合計 12 領域に分割され, 各領域に中性子動特性方程式を用いることにより空間的效果がとり入れられている。
- (2) ^{135}Xe , ^{135}I の反応度効果がモデル化されている。
- (3) 制御棒は 4 グループに分かれ手動, 自動モード切換の他, 個別に手動操作できる。
- (4) 核計装は線源領域, 中間領域, 出力領域の 3 領域に対し検出器が模擬されている。
- (5) 一次冷却ループは, 3 ループからなり各々のループとその付属機器は独立に模擬されている。
- (6) 加圧器のスプレイ (定常スプレイ, 補助スプレイ), ヒーター (定常ヒーター, バックアップヒーター), 逃し弁, 安全弁の動作特性が含まれている。
- (7) 加圧器の液相, 気相の熱水力特性がモデル化されている。
- (8) 蒸気発生器の二次側モデルは, 冷却水の自然循環モデル, 給水や圧力の急激な変化による水位の変化のモデルが取り扱われている。
- (9) 化学体積制御系にはレットダウン系, 充填系, 体積制御タンク, ホウ酸系が模擬されている。
- (10) 安全注入系は 3 ループ独立に高圧注入系, 低圧注入系が模擬されている。
- (11) 主蒸気系は蒸気ダンプ弁, 隔離弁, 逆止弁, 安全弁, 湿分分離器等が含まれている。
- (12) タービン系にはタービンの起動, ターニング, 昇速の他, タービントリップ, オーバースピードの模擬も含まれている。
- (13) 発電機系統には主遮断装置, 電圧調整器の他, 同期, 非同期の状態も模擬されている。
- (14) 主復水系には復水器, 真空ブレーカ, 真空ポンプ等が含まれている。
- (15) 給水系は 3 ループ独立に主給水, 補助給水が接続され, 給水ヒーター, ドレントank, ドレポンプも模擬されている。
- (16) 格納容器内の圧力, 温度, 湿度, サンプ水位, 格納容器スプレイが模擬されている。
- (17) プラントの主要制御系は次項が模擬されている。
 - 原子炉制御系
 - ホウ素濃度による制御系
 - 加圧器圧力制御系

- 加圧器水位制御系
- 給水制御系
- 蒸気ダンプ制御系
- 余熱除去制御系
- 体積制御タンク水位制御系
- タービン制御系
- 復水器ホットウェル水位制御系
- レットダウン圧力制御系

(18) プラントの警報と保護系として各種の信号は制御盤に点灯表示されると共に音響も発信される。

本シミュレータにはプラントの弁、ポンプ等機器の故障を模擬したマルファンクションが表 1.2 に示すように 49 種類用意されている。

本報告書ではこのうち一次冷却系に関する項目から 26 種類（表 1.2 で○印を付したもの）について解析を行い、主要パラメータの過渡応答、発信された警報の時間、種類等を記録し検討を加えている。これらの解析に特に重要な一次冷却ループと化学体積制御系について図 1.2 及び図 1.3 に概略を示す。これらの図のなかで、一次冷却材ポンプ冷却水の軸封水と余剰抽水ラインが示されているがシミュレータモデルには模擬されていない。

解析結果を検討したところ、主要パラメータの過渡応答、発信されたアナウンスエータの種類等は定性的には良好と考えられるが、定量的には特に大幅な外乱に対しては実測データあるいは詳細計算コードによる解析結果との比較が必要であると考えられる。

Table 1.1 VEPCO SURRY-1 Design Data (at 100 % Power)

1. Primary System

PARAMETER	DESIGN VALUE
(1) Total Core Heat Output	2441 [MWt]
(2) System Operating Pressure Norminal	2250 [PSIA]
(3) Coolant Flow	
1. Total Flow Rate	100.7×10^6 [LB/HR]
2. Effective Flow Rate for Heat Transfer	96.2×10^6 [LB/HR]
(4) Reactor Inlet Temperature	543 [°F]
(5) Reactor Outlet Temperature	605.8 [°F]
(6) Average Temperature	
1. in Core	577 [°F]
2. in Vessel	574 [°F]
(7) Total Volume of Reactor Coolant System	8.935×10^3 [Ft ³]
(8) Heat Transfer	
1. Active Heat Transfer Surface Area	42460 [Ft ²]
2. Average Heat Flux	1.911×10^5 [BTU/HR/Ft]
3. Maximum Heat Flux	5.341×10^5 [BTU/HR/Ft]
4. Average Thermal Output	6.2 [Kw/Ft]
5. Maximum Thermal Output	17.3 [Kw/Ft]
(9) Fuel Assemblies	
1. Design	Canless 15*15
2. Rod Pitch	0.563 [IN]
3. Overall Dimensions	8426*8426 [IN]
4. Fuel Weight (at UO ₂)	1.762×10^5 [LB]
5. Total Weight	2.262×10^5 [LB]
6. Number of Fuel Assemblies	157
(10) Fuel Rods	
1. Number	32028
2. Outside Diameter	0.422 [IN]
3. Diametral Gap	0.0075, 0.0075, 0.0085 [IN]
4. Clad Thickness	0.0243 [IN]
5. Clad Material	Zircaloy-4
6. Fuel Enrichments	1) 1.85 2) 2.55 3) 3.1 [W/O]
7. Maximum Clad Surface Temperature at Norminal Pressure	575 [°F]

Table 1.1 Continued

PARAMETER	DESIGN VALUE
8. Fuel Central Temperature at 100% Power	4050 [°F]
at Over Power	4300 [°F]
9. UO ₂ per Assemblies	157
(11) Control Rod Assemblies	
1. Neutron Absorber	5% Cd, 15% In, 80% Ag
2. Number of Rod per Assembly	20
3. Total Rod Worth ($\Delta K/K$)	8.85 (47 Rod In)
(12) Effective Multiplication (Beginnig of Life), Keff, Hot Full Power, Xe and Sm Equilibrium	1.09
(13) Boron Concentration to Shut Reactor Down No Control Rod Assemblies Inserted (Keff=0.99)	
Cold	1250 [PPM]
Hot	1240 [PPM]
(14) Kinetic Characteristics	[$\Delta K/K$ per °F]
1. Moderator Temperature Coefficient	+0.3*10 ⁻⁴ to -3.5*10 ⁻⁴
2. Doppler Coefficient	-1*10 ⁻⁵ to -1.6*10 ⁻⁵
(15) Core Structure	
1. Core Diameter (Equivalent)	119.5 [IN]
2. Core Height (Active Fuel)	144 [IN]
(16) Pressurizer	
1. Liquid Volume	780 [Ft ³]
2. Steam Volume	520 [Ft ³]
(17) Pressurizer Operating Relief Valve	
1. Number of Valves	2
2. Capacity	Maximum 2.1*10 ⁵ [LB/HR] Normal 1.79*10 ⁵ [LB/HR]
3. Opening Set Point	2335 [PSIA]
(18) Pressurizer Safety Valve	
1. Number of Valves	3
2. ASME Rated Flow	293330 [LB/HR]
3. Opening Set Point	2485 [PSIA]
(19) Pressurizer Spray Valve Opening Press.	2260 [PSIA]
(20) Pressurizer Relief Tank	
1. Total Volume	1300 [Ft ³]
2. Stand by Water Volume	900 [Ft ³]

Table 1.1 Continued

PARAMETER	DESIGN VALUE
(21) Main Coolant Pump	
1. Number of Pumps	3
2. Rated Speed	1170 [RPM]
3. Flow at 543°F	33.57×10^6 [LB/HR]
4. Design Head	280 [Ft]
5. Moment of Inertia	7×10^4 [LB·Ft ²]

2. Secondary System

PARAMETER	DESIGN VALUE
(1) Steam Generator	
1. Number of Steam Generator per Unit	3
2. Total Heat Transfer Surface Area	51500 [Ft ²]
3. Heat Transferred at 100% Load	2.778×10^6 [BTU/HR]
4. Steam Condition at 100% Load	
Steam Flow	3.506×10^6 [LB/HR]
Steam Temperature	516.1 [°F]
Steam Pressure	770 [PSIA]
5. Feedwater Temperature	430 [°F]
6. Total Length of SG Narrow Range	12 [Ft]
7. Total Length of SG Wide Range	48.669 [Ft]
8. Overall Height	67.8 [Ft·IN]
9. Number of U Tubes	3388
(2) Secondary Side Water Volume	1688.5 [Ft ³]
(3) Secondary Side Steam Volume	3830 [Ft ³]
(4) Secondary Side Fluid Heat Content	45.53×10^6 [BTU]

Table 1.2 Malfunctions of the simulator

1.0 PRIMARY SYSTEM MALFUNCTIONS	
① Loss of Reactor Coolant Pump B	26. Leakage of Atmospheric Steam Dump Valve
② Loss of Reactor Coolant Pumps C and B	27. Partial Loss of Feedwater
③ Loss of Reactor Coolant System Flow	28. Total Loss of Feedwater
④ Small Reactor Coolant System Leak	29. Partial Loss of Circulating Water
5. Double Ended Reactor Coolant System Pipe Rupture	30. Total Loss of Circulating Water
6. Fuel Cladding Failure	31. Loss of H.P. Heater Drain Pump
⑦ "B" Steam Generator Tube Rupture	4.0 TURBINE GENERATOR SYSTEM MALFUNCTIONS
⑧ Partial Loss of Reactor Coolant System Flow	32. Turbine Trip
⑨ Pressurizer Spray Control Valve Fails Open	33. Loss of Main Generator
⑩ Both Pressurizer Spray Control Valves Fail Close	34. Failure of Auto Turbine Runback
⑪ Backup Pressurizer Heaters Fail On	5.0 NUCLEAR INSTRUMENTATION SYSTEMS MALFUNCTIONS
⑫ Proportional Pressurizer Heaters Fail Off	35. Source Range Channel Fails High
⑬ Loss of Charging Flow	36. Intermediate Range Channel Fails High
14. Steam Generator Steam Line Leak	37. Audio Counter Fails High
⑭ Pressurizer Relief Valve Sticks Open	38. Audio Counter Fails Low
2.0 CONTROL ROD MALFUNCTIONS	6.0 CONTROL SYSTEM MALFUNCTIONS
⑯ Dropped Control Rod P-6, Control Bank A	⑳ Pressurizer Pressure Control Fails High
⑰ Ejected Rod D-12, Control Bank C	㉑ Pressurizer Pressure Control Fails Low
⑱ Uncontrolled Continuous Insertion of Control Rods	㉒ RTD in Cold Leg A Fails High
⑲ Uncontrolled Continuous Withdrawal of Control Rods	㉓ Rod Control Failure Demands Withdrawal
⑳ Control Fail to Move On Demand	㉔ Volume Control Tank Level Control Fails High
㉑ Automatic Reactor Trip Fails	㉕ Volume Control Tank Level Control Fails Low
㉒ Control Rod Groups Move at Maximum Speed	45. Steam Header Pressure Control Fails High
㉓ Control Rod Groups Move at Minimum Speed	46. Steam Header Pressure Control Fails Low
3.0 SECONDARY FLOW SYSTEM MALFUNCTIONS	47. Steam Generator B Level Control Fails High
24. Turbine Governor Valve Fails Open	48. Steam Generator C Level Control Fails Low
25. Turbine Governor Valve Fails Close	49. EHC Control-Loss of Automatic

○: Operated

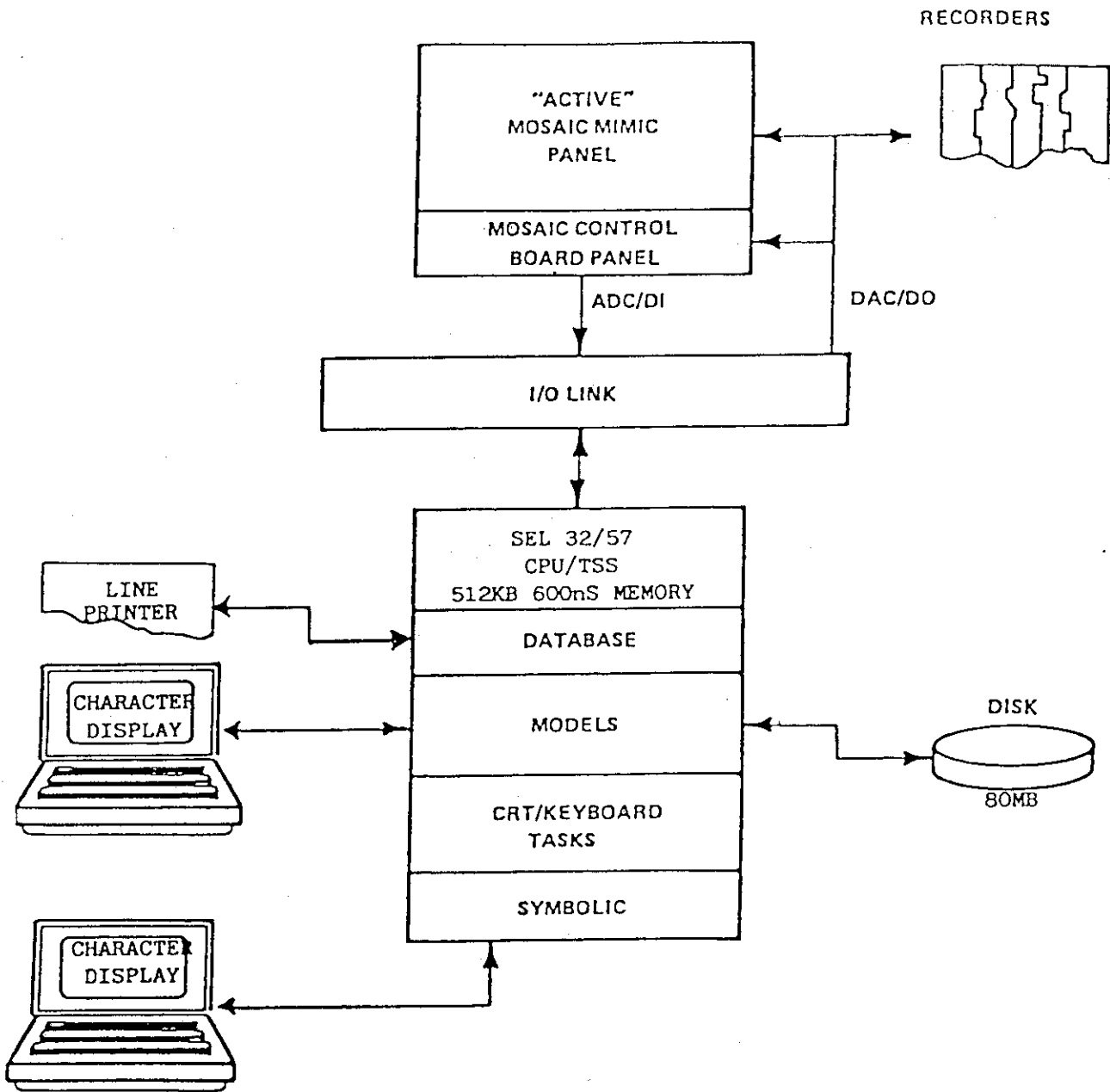


Fig.1.1 Composition of the simulator

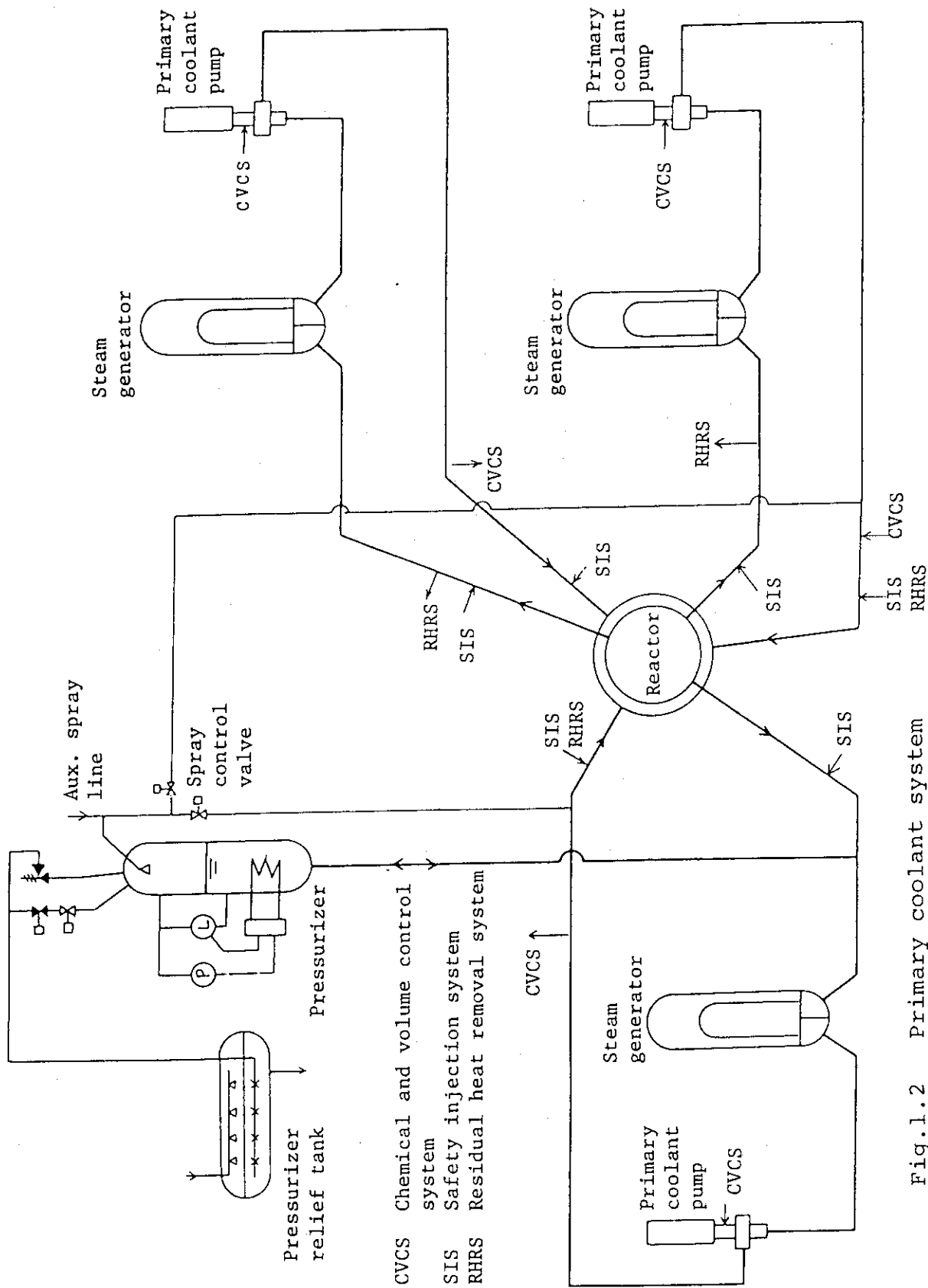


Fig.1.2 Primary coolant system

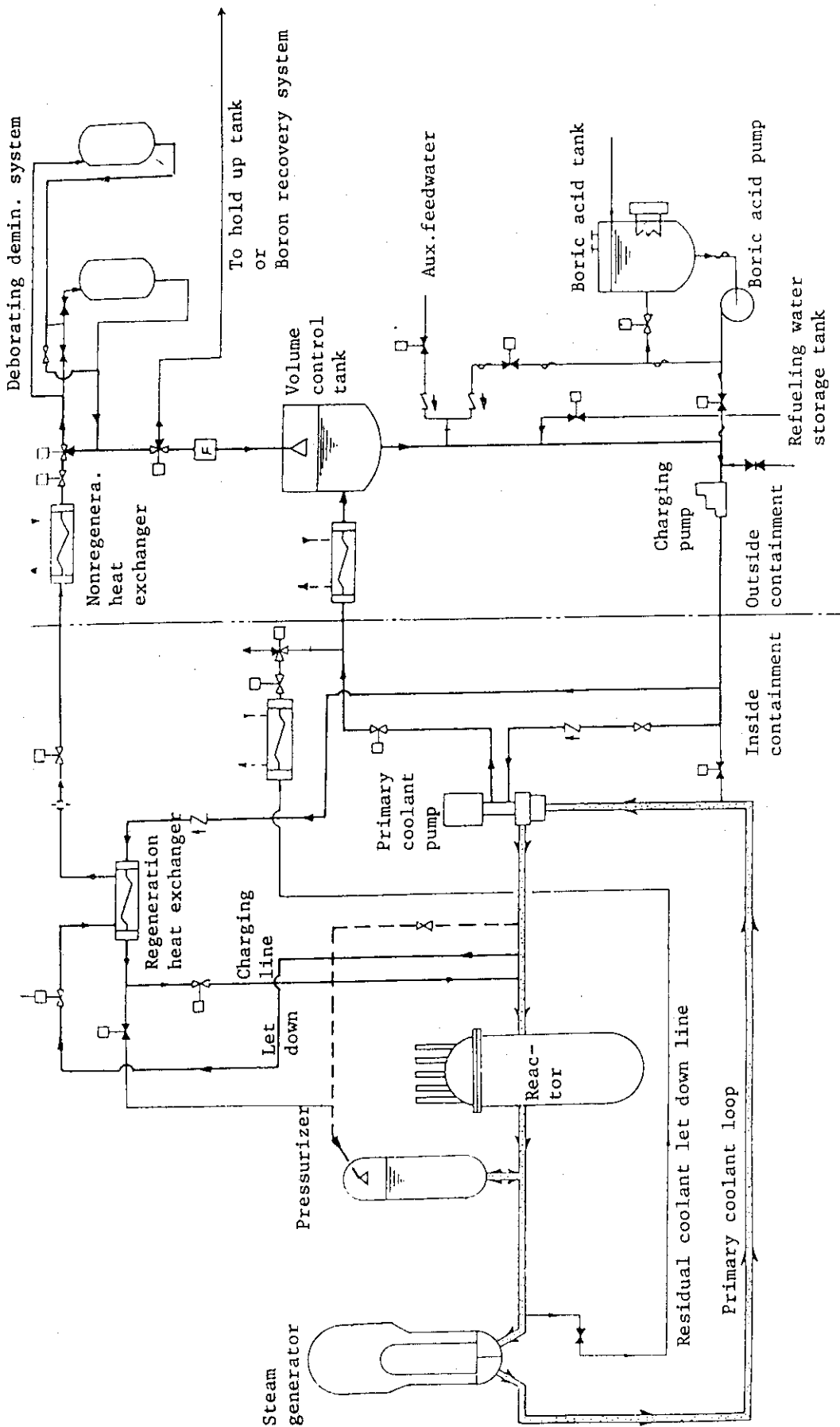


Fig.1.3 Chemical and volume control system

2. PWRプラント一次系の事故解析

本シミュレータに用意されているマルファンクションのうち今回は緒言で述べたように表 1.2 の○印で示したものについて解析した。解析の初期条件は燃焼初期の 100%定格出力で、主要パラメータは表 1.1 に示した値が用いられている。但し、2.10 節 (マルファンクション No.12) は 0%出力、2.14 節 (マルファンクション No.17) は 15%出力、2.17 節 (マルファンクション No.20, 22, 23) は 50%出力を初期状態としている。

2.1 一次冷却材ポンプ 1 台停止

100%負荷運転中、B ループの一次冷却材ポンプが電圧低下でトリップし B ループの冷却材が減少する。

冷却材ポンプトリップが原因で瞬時に原子炉スクラムとなり、その時間を 0 秒として主要事象の生起時刻を表 2.1 に、また事象シーケンスを図 2.1 に、主要パラメータの変化を図 2.2 に示す。

B ループの冷却材ポンプがトリップすることによりそのループの流量は約 41 秒より逆流を始め 53 秒に到着く。C ループの流量は 53 秒で約 11%増加する。B ループの逆流の原因は、ポンプトリップにより、下部プレナムの圧力が他のループのポンプ吐出圧力で高められており、強制循環のない B ループのホットレグ圧力より高くなるためである。逆に C ループのコードレグ圧力が減少し流量が増加する。A ループは、C ループと同じ挙動を示す。B ループのホットレグ温度は約 46 秒から低下し 4 分で 532°F となる。C ループは 60 秒より徐々に低下する。7 分で 546°F となる。B ループのコールドレグ温度はトリップ後 482°F まで急速に低下するが、逆流に伴いステップ状に増加する。これは流量減少に伴う SG (Steam Generator) の除熱作用で温度が低下し、逆流によって瞬時に下部プレナムの温度に達するためである。C ループの温度は、冷却材流量が増すことで SG での十分な除熱効果後も余剰熱量により 60 秒に 8°F の上昇を見せる。その後、B ループと同じ挙動を示す。平均温度 (T_{AVG}) は、B ループの変化がよく表われている。

中性子束の挙動は、原子炉スクラムにより瞬時に降下する。加圧器圧力は、60 秒で微少な上昇 (1 PSIA) を見せるだけで他はほぼ定格 (2261 PSIA) である。水位は T_{AVG} の減少により充填流量の減少とも関連してゆっくりと減少する。

SG-B の蒸気流量は、冷却材ポンプトリップにより SG を通過する冷却材流量が減少するに従って同様に減少するが、冷却材が逆流することにより流量が多少回復した結果若干上昇する。

SG-C の蒸気流量は、ホットレグに類似した挙動を示す。蒸気流量の段階的变化は、原子炉スクラムで瞬時にタービン制御弁の閉動作ならびにダンプ弁の開閉動作の影響によるものである。ダンプ弁の制御は、 T_{AVG} と蒸気圧力そして T_{REF} (設定温度) により決定され、0, 50, 100% の 3 種類の開閉動作を行う。この場合、2.6 秒から 106 秒が 100% で 228 秒までが 50%、以降は全閉動作である。ダンプ弁の速い開閉動作のため蒸気流量の慣性による行き過ぎ量が観察される。SG 圧力は、蒸気流量に反して増加の傾向を示す。SG 水位は、SG への給水流量と蒸気流量等が

関連し蒸気流量の少ない SG - B では給水流量も直線的に減少し水位の変化量が少ない。SG - C は、蒸気流量が比較的多くまた給水流量の変化が大きいため水位にその影響が表われている。給水流量は、SG への給水流量、蒸気流量、及び水位の3要素により制御される給水弁開度により決定される。SG - B の給水流量は、蒸気流量の減少に伴い徐々に減衰する。SG - C では、蒸気流量が 100 秒まではほぼ一定であるため給水流量は多く、水位の変化にほぼ反比例した挙動を示す。2分40秒で SG - B, C とも給水流量が 0 になり、また約5分には給水が再開されている。これは T_{AVG} の低下 (554 °F) で主給水弁が全閉となり、その2分後には SG 3 器中 SG - A, C の2器の水位が 13% 以下に下がったため補助給水系統が作動した結果である。従って給水流量は少なく約 1.5×10^5 LBM/HR (4.3%) である。

Table 2.1 Main Events and Annunciators in the case of Loss of Reactor Coolant Pump "B"

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Reactor Coolant Pump "B" Trip Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%	00:00	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip Tavg/Tref Deviation Low Steam Line Pressure
00:41	Generator Trip "B" Coolant Loop Flow Reverse		Steam Dump Armed Low Reactor Coolant Flow
01:46	Steam Dump Valve Position 50%		SG Level Error Auto Stop Oil to Drain
02:43	Feedwater Control Valves Close		
03:48	Steam Dump Valve Position 0%	00:24	Pressurizer Level Low
04:38	Auxiliary SG Feedwater Pump on (SG Level < 13% 2/3 Loops)	00:41	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
		03:26	Tavg Low
		04:03	SG "B" Alarm

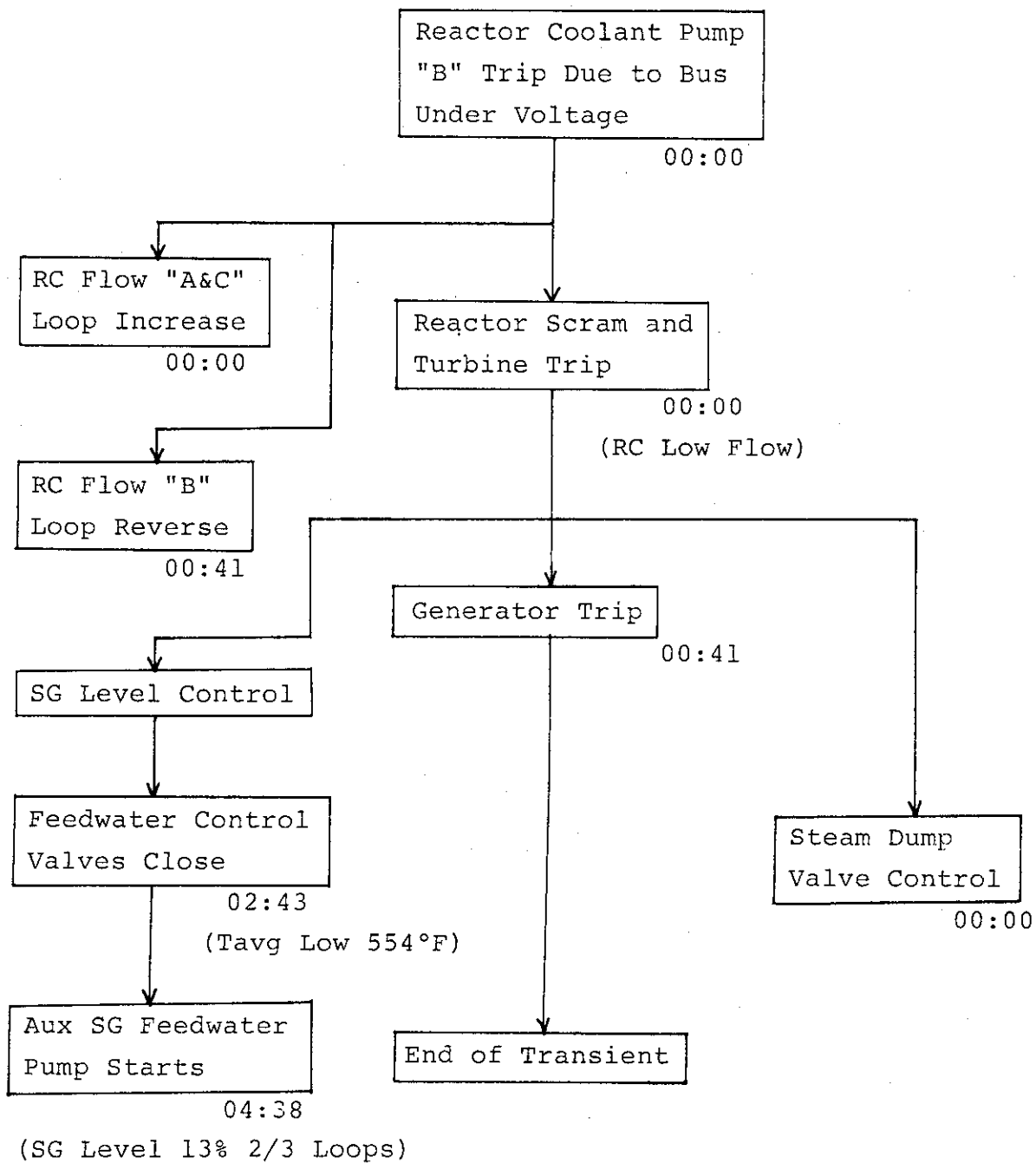


Fig. 2.1 Sequence Diagram of Main Events in the case of Loss of Reactor Coolant Pump B

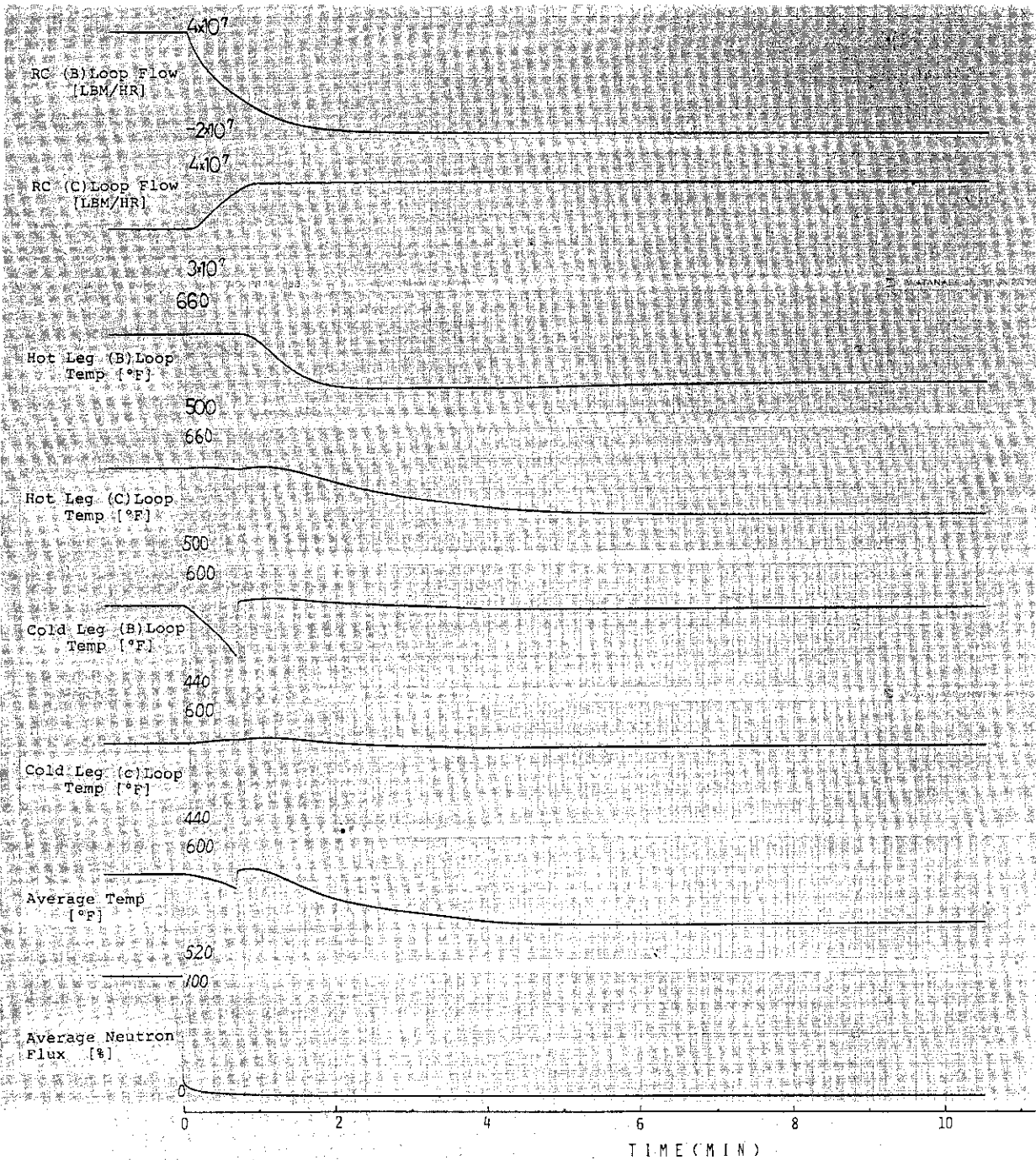


Fig. 2.2 Transient Behaviors Caused by Loss of Reactor Coolant Pump B

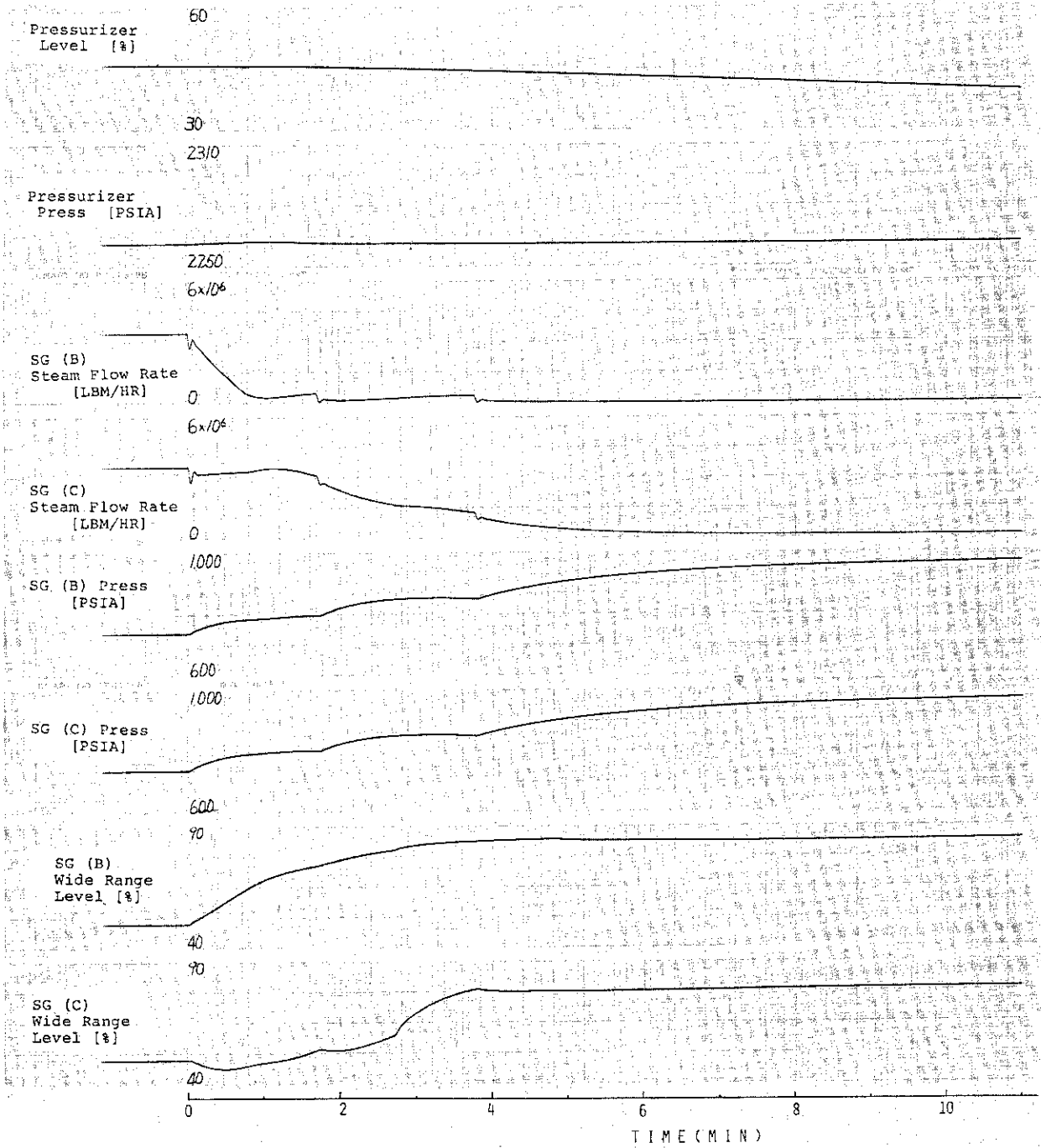


Fig. 2.2 Continued

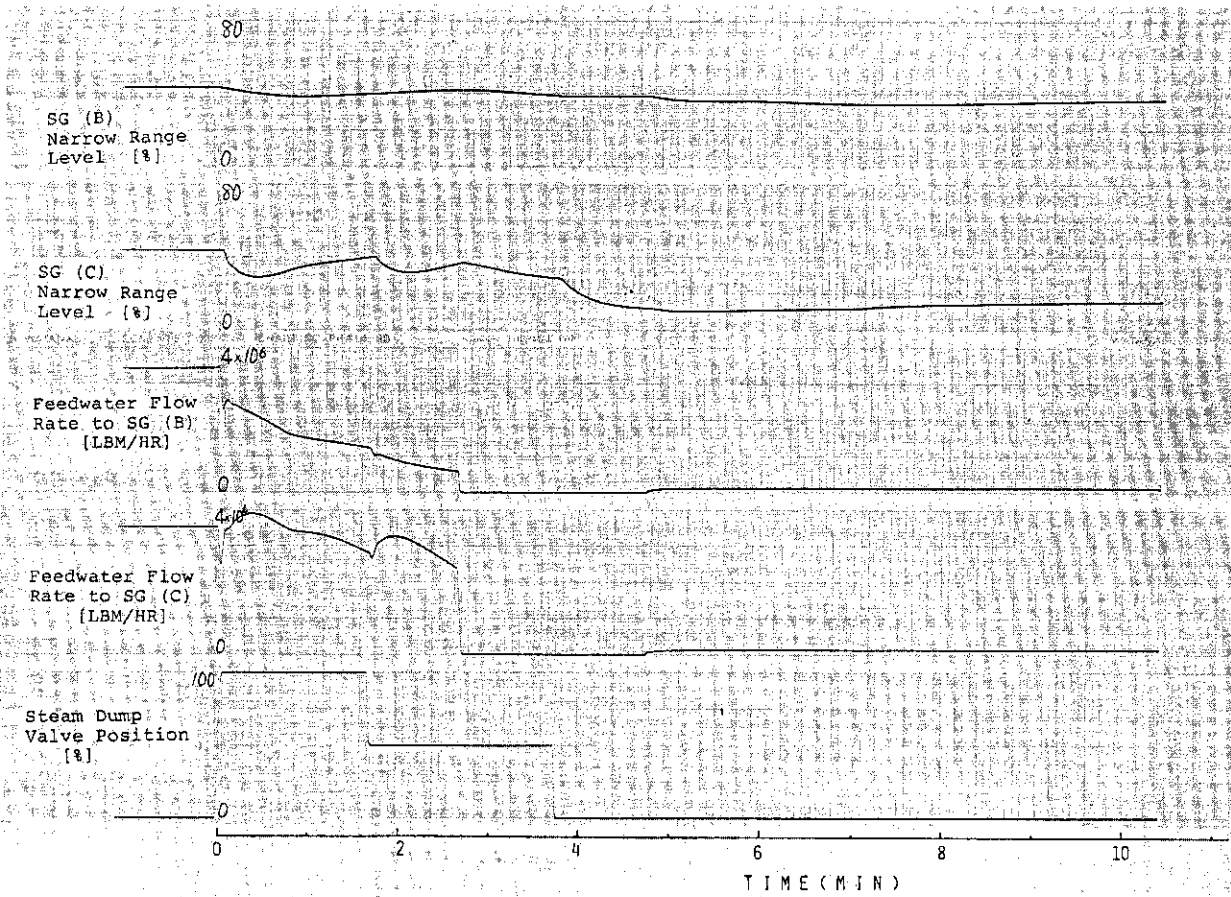


Fig. 2.2 Continued

2.2 一次冷却材ポンプ2台停止

100%負荷運転中、A、Bループの一次冷却材ポンプが電氣的故障により、NFB (No Fuse Breaker) が開き停止し、A、Bループ冷却材流量が減少する。

冷却材ポンプトリップが原因で瞬時に原子炉はスクラムする。その時間を0秒にとり主要事象の生起時刻を表2.2に、事象シーケンスを図2.3に、又主要パラメータの変化を図2.4に示す。

先ず、冷却材流量はBループで約83秒より逆流を始め、約6分で-20.6%となる。Cループは、約21秒後に定格より11%上昇する。約4分後からゆるやかに上昇し、約6分で 3.84×10^7 LBM/HRに達する。この上昇は、2.1節の場合と同様にコールドレグ圧力の減少が原因である。

Bループのホットレグ温度は、トリップ後6°F上昇し逆流開始より下降し、約5分で520°Fに達する。Cループのホットレグ温度は、A、Bループ逆流後110秒で624°Fまで上昇する。コールドレグ温度は、Bループでトリップ後直線的に462°Fまで降下し逆流に伴いステップ状に上昇する。以後は、Cループと同様の挙動となる。Cループは、ホットレグと類似した挙動を示す。冷却材平均温度は、Bループのコールドレグの影響がよく表われている。103秒のピーク値は、約588°Fである。

中性子束は、スクラム後瞬時に降下する。燃料棒温度は、1527°Fより指数関数的に減少し8分で約590°Fとなる。加圧器圧力は、ホットレグ圧力と同様の挙動で上、下部プレナムのエンタルピー、加圧器水量および液体密度等で決定される。トリップ後下部プレナムの冷却材温度は上昇し、加圧器圧力はゆっくり上昇するが、逆流開始と共にパルス状に圧力が上昇する。これはポンプトリップ後、炉内の冷却材流量不足により崩壊熱が十分に除去されず、逆流と共に熱エネルギーがループ内に放出されるためである。圧力の最大値は、定格より1.7%高い値を示す。加圧器水位は、スプレイライン、サージライン流量等により変化する。加圧器圧力に比例してスプレイライン流量も増加するため、逆流時に水位はステップ状に4.5%上昇する。

SG-Bの蒸気流量は、発生蒸気の減少に伴い減少し、冷却材の逆流でSG冷却材通過量が若干回復したことによりSGでの受熱量も増え、同時にダンプ弁開度が50%から100%に増加したためわずかに上昇する。SG-Cの蒸気流量は、ループ温度の挙動に類似している。SG-B、C共1台ポンプ停止の場合と同様、段階的に流量が変化しておりダンプ弁の影響が表われている。SG圧力は、蒸気流量に反して逆流開始まで上昇し、その後ダンプ弁全開で一度下がり、全閉でゆっくりと上昇する。SG水位は、SG-Bでは蒸気発生量が少なくあまり変化はみられないが、SG-Cは蒸気流量の増大により変化が激しい。特に4分30秒以降は給水が停止したことによって0%以下に下がっている。この水位は狭域水位計で表わしているので実際は水量が存在している。

給水流量は、SG-Bでは蒸気流量の減少に伴って減少する。一方SG-Cは、水位とほぼ逆の挙動を示しており3分12秒でSG-B、C共に T_{AVG} の低下(554°F)によって主給水弁が全閉のため流量0となっている。SG-Cの水位が0%以下になっているにも拘らず補助給水系統が作動してないのは前述(2.1節)の理由による。

Table 2.2 Main Events and Annunciators in the case of Loss of Reactor Coolant Pumps "A&B"

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Reactor Coolant Pumps "A&B" Trip Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%	00:00	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow Steam Dump Armed Low RX Coolant Flow SG Level Error Auto Stop Oil to Drain
00:10	Pressurizer Spray Valves Open (at 2260 PSIA)		
00:41	Generator Trip Steam Dump Valve Position 50%		
01:26	Steam Dump Valve Position 100%	00:16	Pressurizer Level Low
01:27	"A&B" Coolant Loop Flow Reverse	00:17	Tavg Low
01:34	Pressurizer Spray Valves Full Open (at 2685 PSIA)	00:41	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
02:48	Steam Dump Valve Position 50%		
03:12	Feedwater Control Valves Close		
03:43	Steam Dump Valve Position 0%		

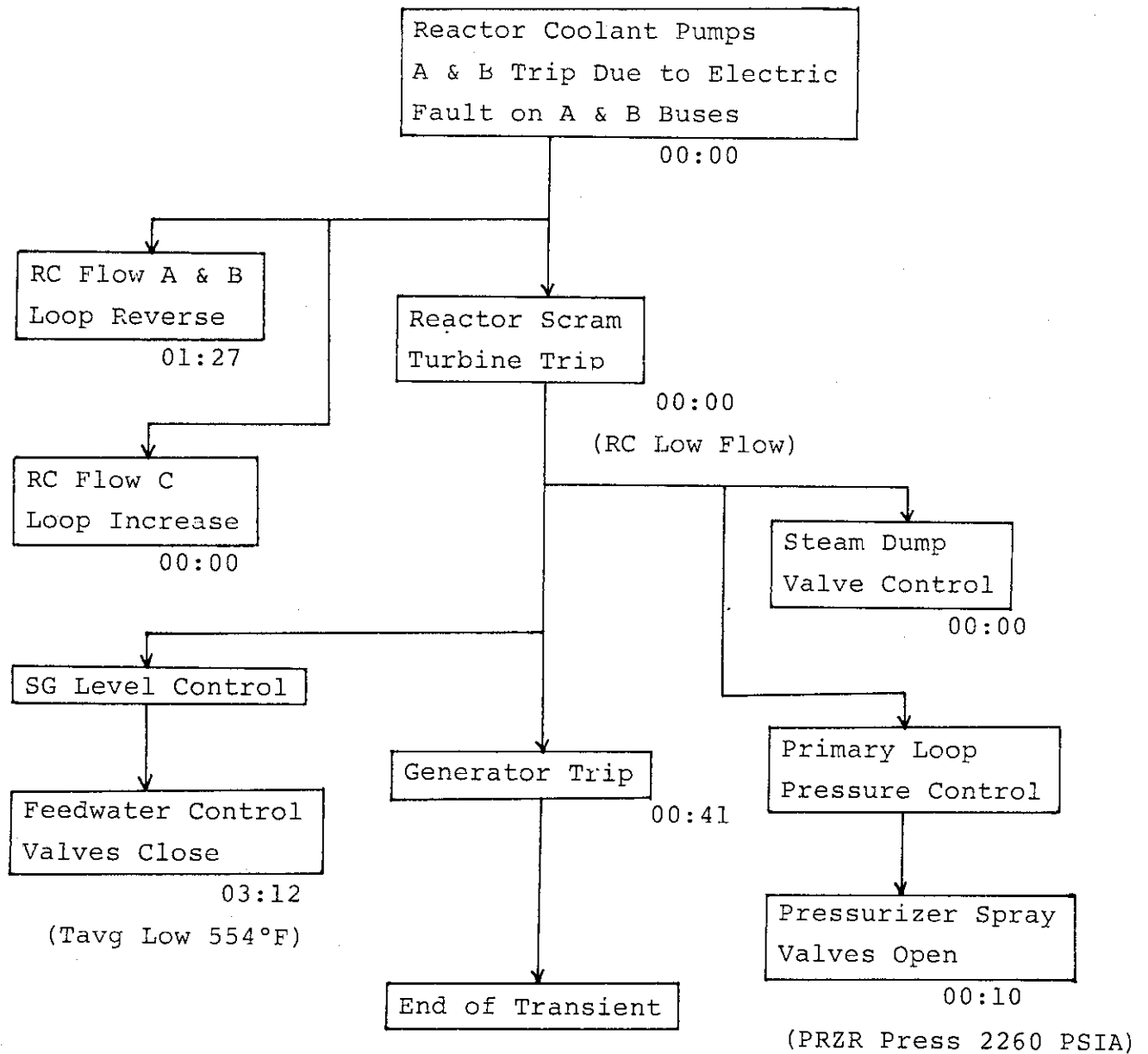


Fig. 2.3 Sequence Diagram of Main Events in the case of Loss of Reactor Coolant Pumps A & B

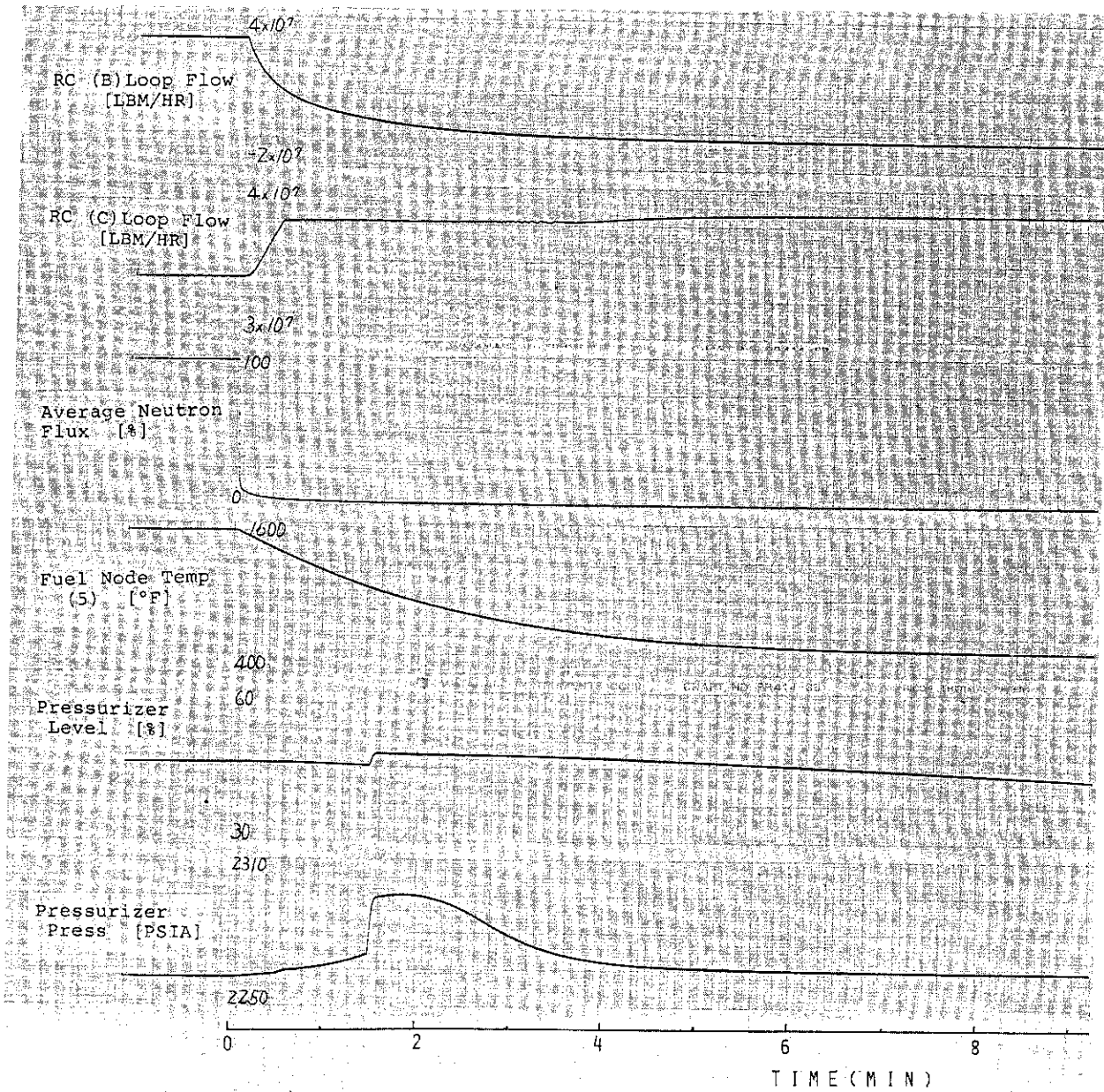


Fig. 2.4 Transient Behaviors Caused by Loss of Reactor Coolant Pumps A and B

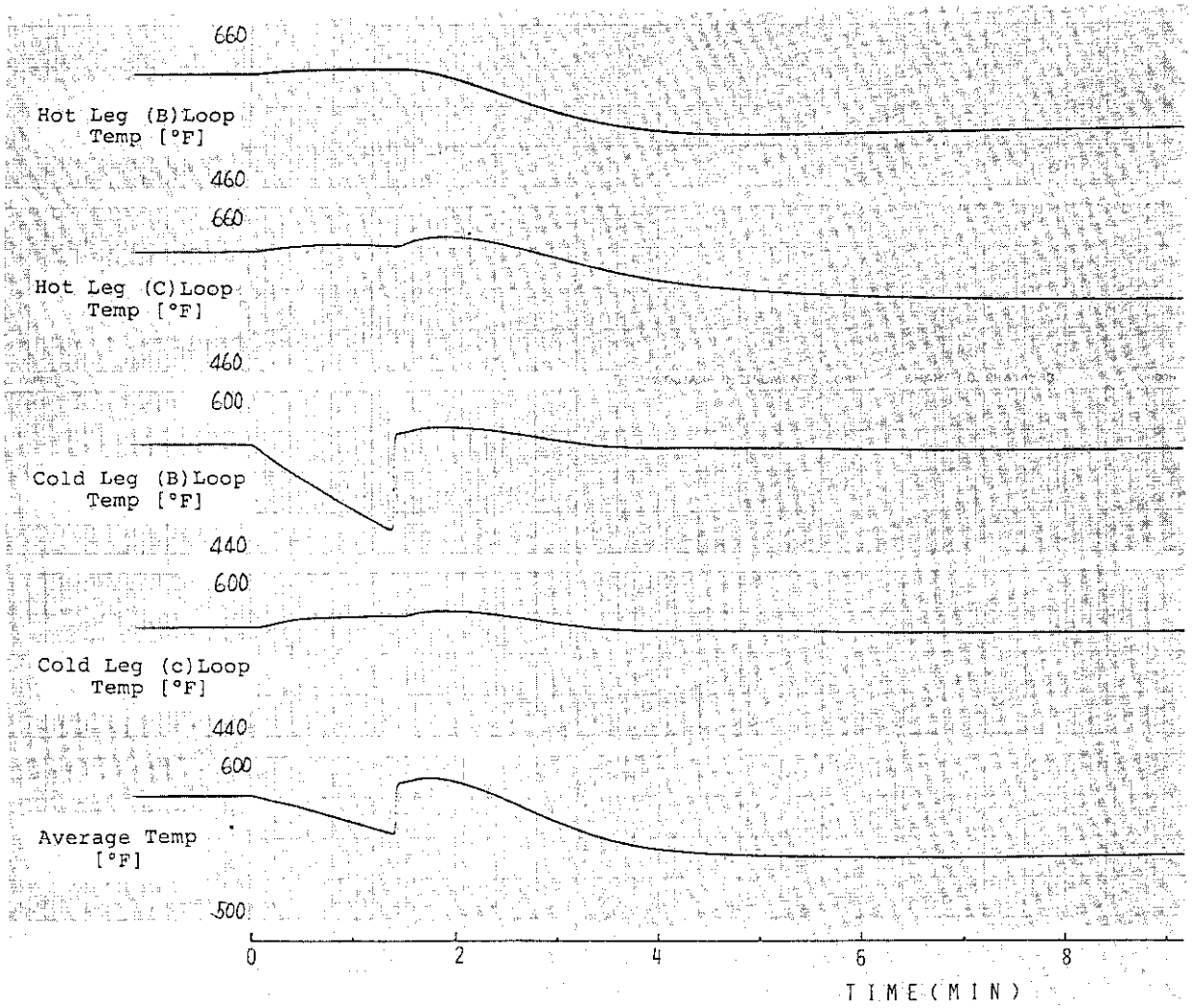


Fig. 2.4 Continued

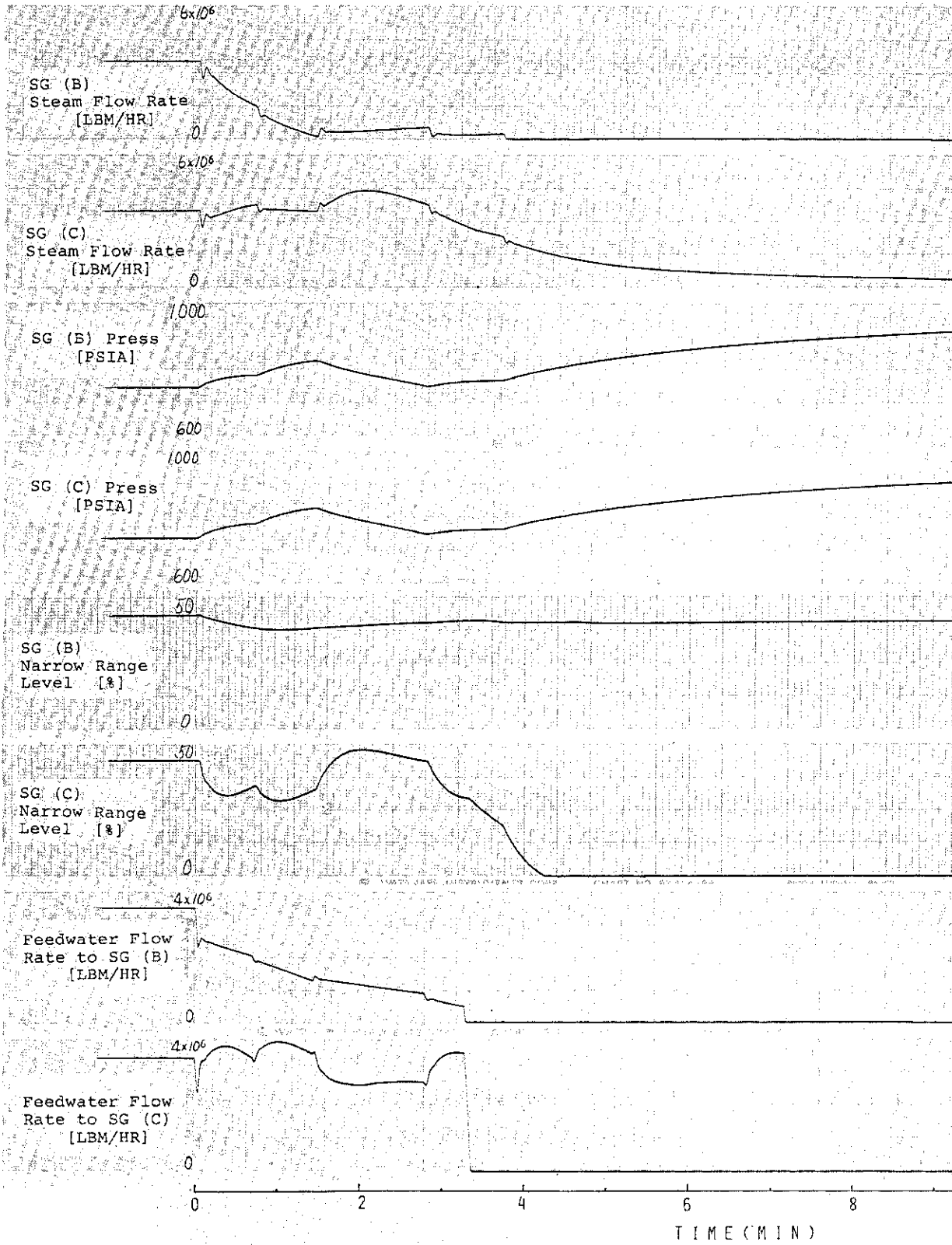


Fig. 2.4 Continued

2.3 一次冷却材ポンプ3台停止

一次冷却材ポンプの一時的な過負荷運転によって、3台共母線より電源が切られて冷却材流量が激減する。

冷却材ポンプトリップが原因で原子炉はスクラムする。その時間を0秒にとり主要事象の生起時刻を表2.3に、また事象シーケンスを図2.5に、主要パラメータの変化を図2.6に示す。

ポンプトリップによって冷却材流量は急速に減少し、約13分以降定格の5.9%の流量を保持しているがこれはポンプの慣性によるものである。

冷却材温度は、ホットレグで30°Fの上昇を見せ、流量減少に伴いゆるやかに降下する。13分で約538°Fに到着く。コールドレグでは、SGの除熱効果により流量低下に伴って約3分で463°Fまで降下するが、二次系の蒸気消費が減少するにつれてSGによる除熱量が減少するため次第に上昇してホットレグ温度に近づく。冷却材平均温度(T_{AVG})は、蒸気消費量の存在する間は減少しており、約8分以降は蒸気の流れが無くなったためSG内の除熱効果が薄れ徐々に上昇する。

中性子束は、スクラムにより瞬時に降下している。燃料棒温度は、指数関数的に減衰する。

加圧器圧力、水位はスクラム以後上昇する。これは冷却材流量の減少に伴って崩壊熱の除熱効果が減少し、上部プレナム温度上昇と共に加圧器内液体のエンタルピーが約10%上昇し、水が膨張し46%であった水位が1分後には57%にまで上昇する。そのため加圧器内気相部は圧縮され圧力はパルス状に23PSI上昇する。その後圧力は、3分過ぎに降下し始め6分でほぼ定格まで下がり、その後ゆるやかに上昇し14分過ぎにステップ状に上昇している。この3分と14分の変化は、ループドレインエンタルピー値による計算モードの変更によるもので現実的でない。

SG圧力は、ダンプ弁開度に伴って変化し5分以後は蒸気流量がないためゆっくりと上昇する。SG水位は、給水流量の減少と、4分17秒の給水弁閉により徐々に減少する。蒸気流量は、ダンプ弁の開度に比例して段階的に減少する。したがって給水流量も同様に減少する。

以上2.1節、2.2節、2.3節により3種の冷却材ポンプ停止に関する解析結果を得た。それを比較して得た各部挙動の特徴及び相異点を以下に述べる。

1) 冷却材流量

ポンプ1台停止の場合と2台停止の場合、稼動ポンプの流量増加量は3分過ぎまではほぼ等しいが、2台停止の場合には、下部プレナム圧力がまだ低下しているため流量増加が続き6分過ぎに一定になる。また増加に要する時間が1台停止は2台停止の倍の48秒かかっている。停止ポンプにおいては逆流に要する時間が1台停止の41秒に対し2台停止は83秒と約2倍になる。逆流量は、1台停止が-53%、2台停止が20.6%で2台合わせても-41.2%である。3台停止は、ポンプの慣性により13分以降は5.9%の流量を保っている。

2) 冷却材温度

ホットレグ温度は、ポンプトリップループではトリップ台数が増えるほどスクラム直後の上昇は大きく時定数が長い。稼動ポンプループは、1台停止、2台停止共に類似した挙動を示す。

コールドレグ温度は、ポンプトリップループでは1台停止、2台停止の場合どちらも挙動は類似しておりただ逆流開始時間の差があるため、温度降下量に差が生じる。3台停止は、逆流を伴

わなため振幅の大きいゆったりした応答をする。稼動ポンプは、1台停止、2台停止共によく似た挙動を示し、ホットレグ温度と類似する。

平均温度 (T_{AVG}) は、1台停止、2台停止の場合にはホットレグ温度の変化が少ないためコールドレグ温度の変化が大きく表われているのに対し、3台停止の場合は、トリップ後ループ温度が直線的に降下しているのがよく判かる。

3) 加圧器圧力、水位

3種類共独特の特徴があり、1台停止は圧力においてはスクラム後わずかに上昇を始め逆流後1 PSI の上昇を見る。水位はゆるやかに減少して行く。2台停止は、逆流時にステップ状の圧力上昇と水位の上昇を見る。3台停止は、スクラム後から圧力、水位共に上昇する。

4) 蒸気流量

1台停止、2台停止の場合はポンプトリップループ、稼動ポンプ各々において類似した挙動を示すが、2台停止では稼動ポンプが1つで崩壊熱や燃料残留熱等を大部分受けるため、1ループあたりの蒸気流量は、1台停止のときより多い。3台停止のときは徐々に減衰している。

5) SG 圧力、水位

圧力は、ダンプ弁開度の影響を受けた変化をしており、3種類共応答が異なるが最終的には全て上昇する。

水位は、1台停止、2台停止の場合ポンプトリップループは両ケース共変化は少ないが、3台停止の場合は給水弁の閉動作でステップ状に減少する。稼動ポンプの水位は、1台停止が2台停止に比べて変化量が少ない。2台停止においては、1ループによる除熱効果が大きいいため変化量が激しく0以下となる。

6) 給水流量

全ケースにおいて T_{AVG} の低下による主給水制御弁閉動作で給水流量が停止する。しかし1台停止の場合は、補助給水系統が作動し給水されている。

ポンプトリップループは、全ケース共直線的に減衰しているが稼動ポンプにおいてはSG水位が反比例した激しい変化となる。

Table 2.3 Main Events and Annunciators in the case of Loss of Reactor Coolant System Flow

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Reactor Coolant Pumps "A,B&C" Trip Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%	00:00	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow
00:41	Generator Trip		Steam Dump Armed
03:00	Steam Dump Valve Position 50%		Low Reactor Coolant Flow
04:17	Feedwater Control Valves Close		SG Level Error Auto Stop Oil to Drain
04:53	Steam Dump Valve Position 0%		4KV Breaker Auto Trip
		00:09	Pressurizer Level High
		00:41	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip

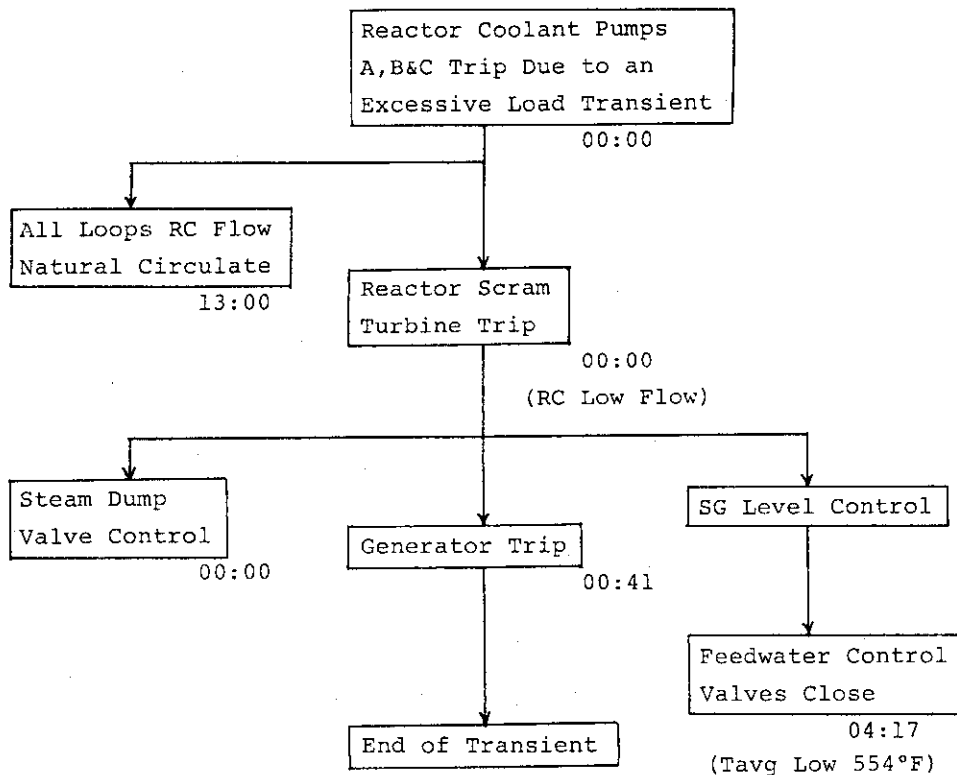


Fig. 2.5 Sequence Diagram of Main Events in the case of Loss of Reactor Coolant System Flow

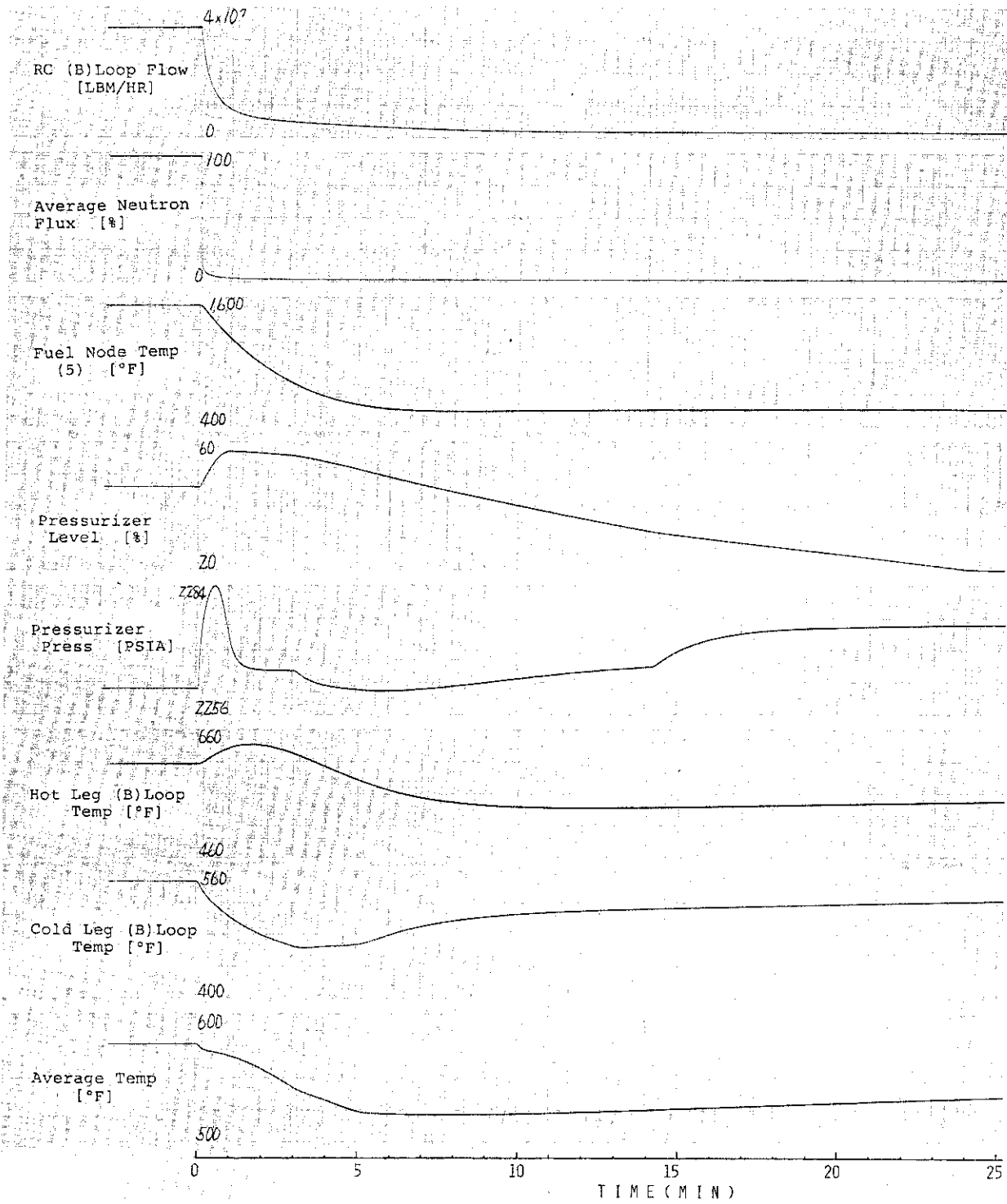


Fig. 2.6 Transient Behaviors Caused by Loss of Reactor Coolant System Flow

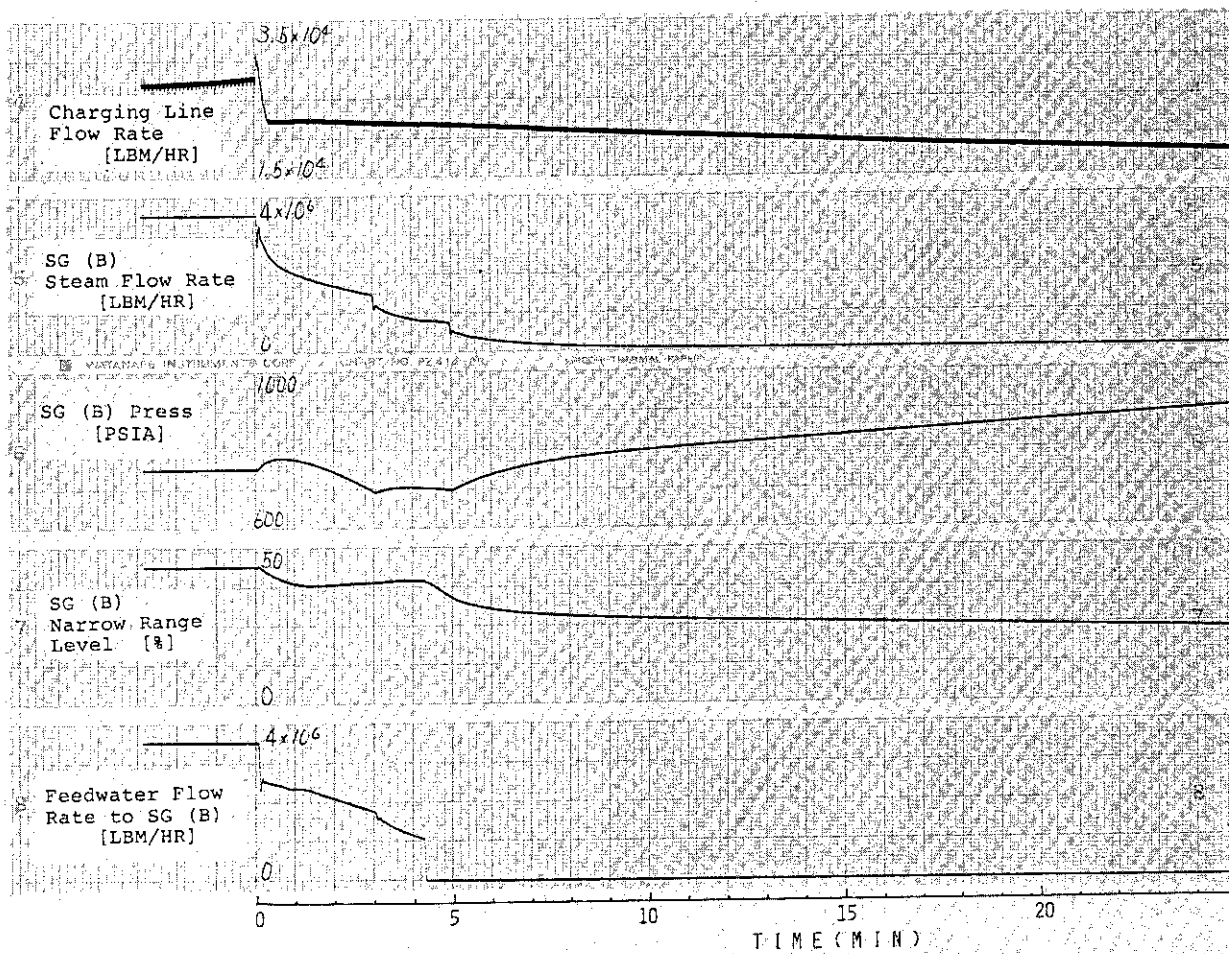


Fig. 2.6 Continued

2.4 一次冷却材ループ小破断

100%負荷運転中に、Bループ冷却材管に取付けた測温抵抗体検出器の冷却材に接した挿入管の破損が原因で毎分100ガロンの冷却材が喪失する。

主要事象の生起時刻を表2.4に、事象シーケンス及び主要パラメータの変化を図2.7、2.8に示す。

100 GAL/MINの冷却材漏洩開始時間を0秒とする。漏れた冷却材はすべてコンテイメントサンブタンクに流入する。このタンク内の温度、圧力そして水位はすべて直線的に上昇する。ただし、約11分での温度変化は計算モードの変更によるもので現実的なものではない。

冷却材補充のため充填流量(Charging Line Flow Rate)は2分過ぎに約 4.7×10^4 LBM/HR (98.8 GAL/MIN)までステップ状に達した後、ゆるやかな上昇となる。約30分に充填源のタンクがVCT (Volume Control Tank) からRWST (Refueling Water Storage Tank)へ切り換わるため少し変化が生じている。

VCT水位は60秒後より降下が目立ち約14分にレットダウン系隔離弁が閉じて(加圧器水位の14.4%以下が原因)より一層、降下速度が増す。22分12秒でVCT水位が17%に達して自動的にメイクアップ動作が開始し、降下速度が緩和されるが、約30分に10%に達したため充填源がRWSTに切り換わる。その後水位は上昇し、約38分で24%に達して自動的にメイクアップ動作は完了し、一定値を保つ。

加圧器水位は時間に比例して降下し、レットダウン停止後は降下速度が約1/9まで減少するが、58分に0%となる。

加圧器圧力は水位の降下及び充填流量の増加などで降下するが、2224.7 PSIAに達した108秒でバックアップヒーターが入り、徐々に回復する。しかし、レットダウン停止と同時にヒーターが切れるため、以後は直線的に減少する。

ループ内冷却材温度及び中性子束は22分以降ゆるやかに低下している。これはメイクアップ動作開始に伴い冷却材のボロン濃度が増した結果、負の反応度効果により炉出力が低下するためである。特に、充填源がRWSTに切り換わった30分付近からは3000 ppm (通常は750 ppm)のボロン濃度の冷却材が充填されており、60分でループ内ボロン濃度は859 ppm (114.5%)に達している。

中性子束はボロン濃度の増加に反して20分過ぎから減少し、約29分から6分過ぎまでの制御棒引き抜き動作中は多少変動するが、次第に減少する。

ループ内冷却材温度は中性子束より若干の遅れをもってゆっくりと低下する。

SG蒸気流量、圧力は共に冷却材温度と類似した挙動となり、時間遅れを伴って約25分より降下する。

SG水位は3分から7分、そして15分から19分と同じ変化を示しているが、これは冷却材喪失と無関係で、定常状態で繰返し現われており、計算の誤差範囲内の変動である。

Table 2.4 Main Events and Annunciators in the case of Small Reactor Coolant System Leak

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Small Reactor Coolant System Leak in "B" Loop Resister Temperature Detector Well (100gal/min)	06:07	Pressurizer Level Low
01:48	Backup Heater on	25:37	Volume Control Tank Alarm
13:55	Letdown Isolation	33:32	Pressurizer Pressure Low
	Backup and Proportional Pressurizer Heater off	35:17	Rod Withdraw Limit
22:12	Volume Control Tank Auto Makeup	36:15	Tavg/Tref Deviation
28:52	Rod Withdraw	41:35	Charging Flow High
30:18	Change Tank for Charginine Flow from Volume Control Tank to Refueling Water Storage Tank	52:42	Tavg Low
37:42	Volume Control Tank Auto Stop Makeup		

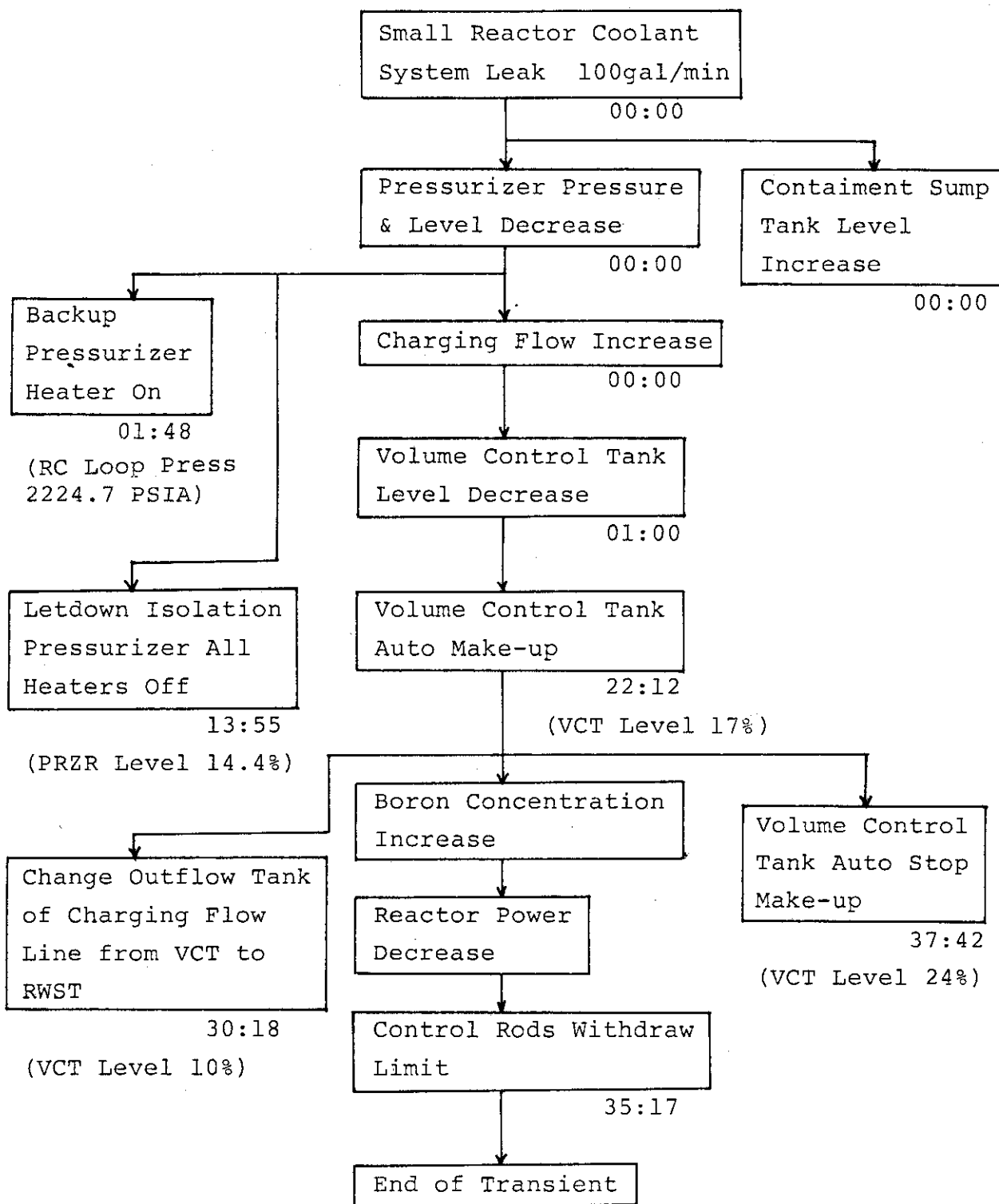


Fig.2.7 Sequence Diagram of Main Events in the case of Small Reactor Coolant System Leak

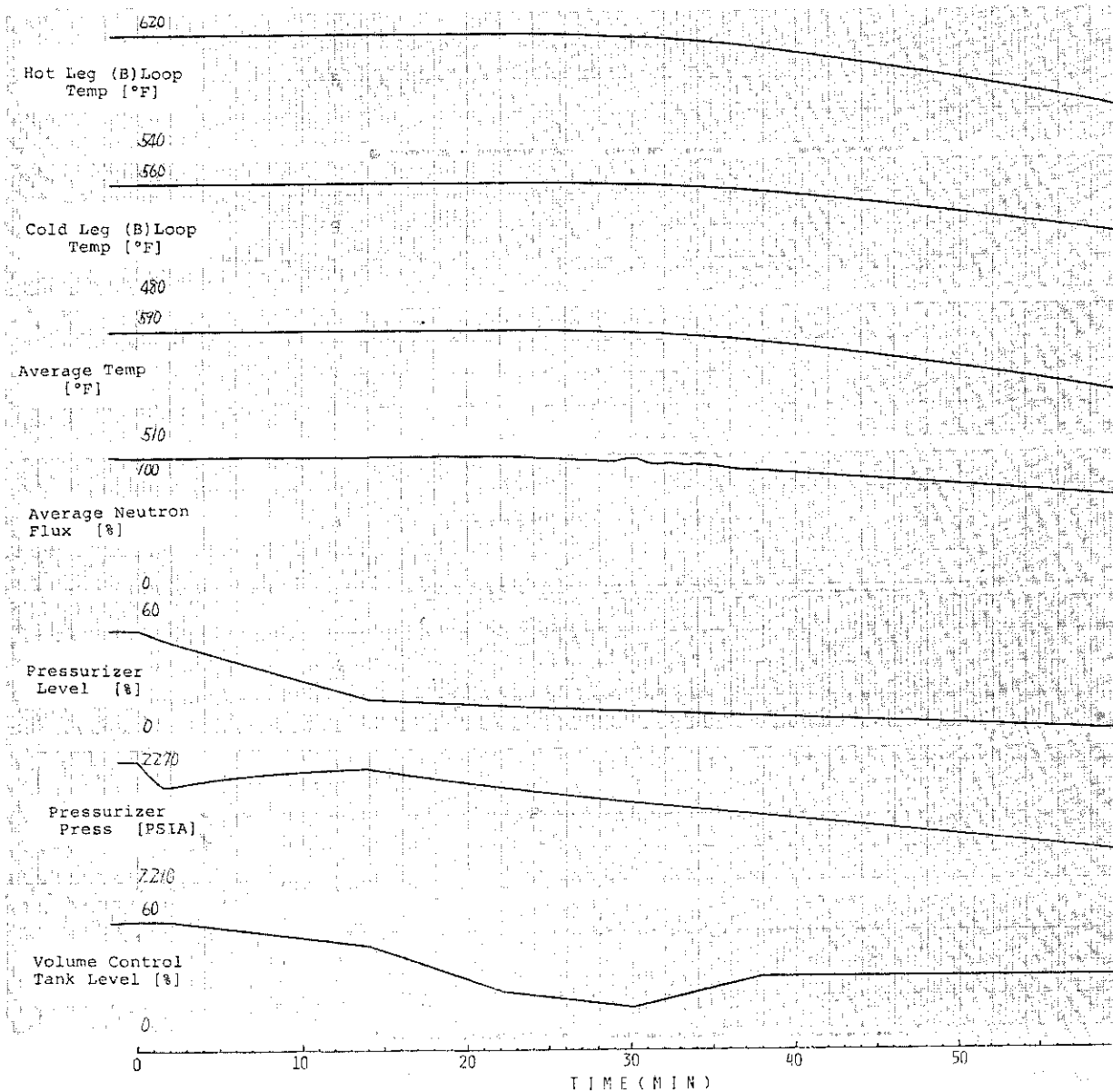


Fig. 2.8 Transient Behaviors Caused by Small Reactor Coolant System Leak

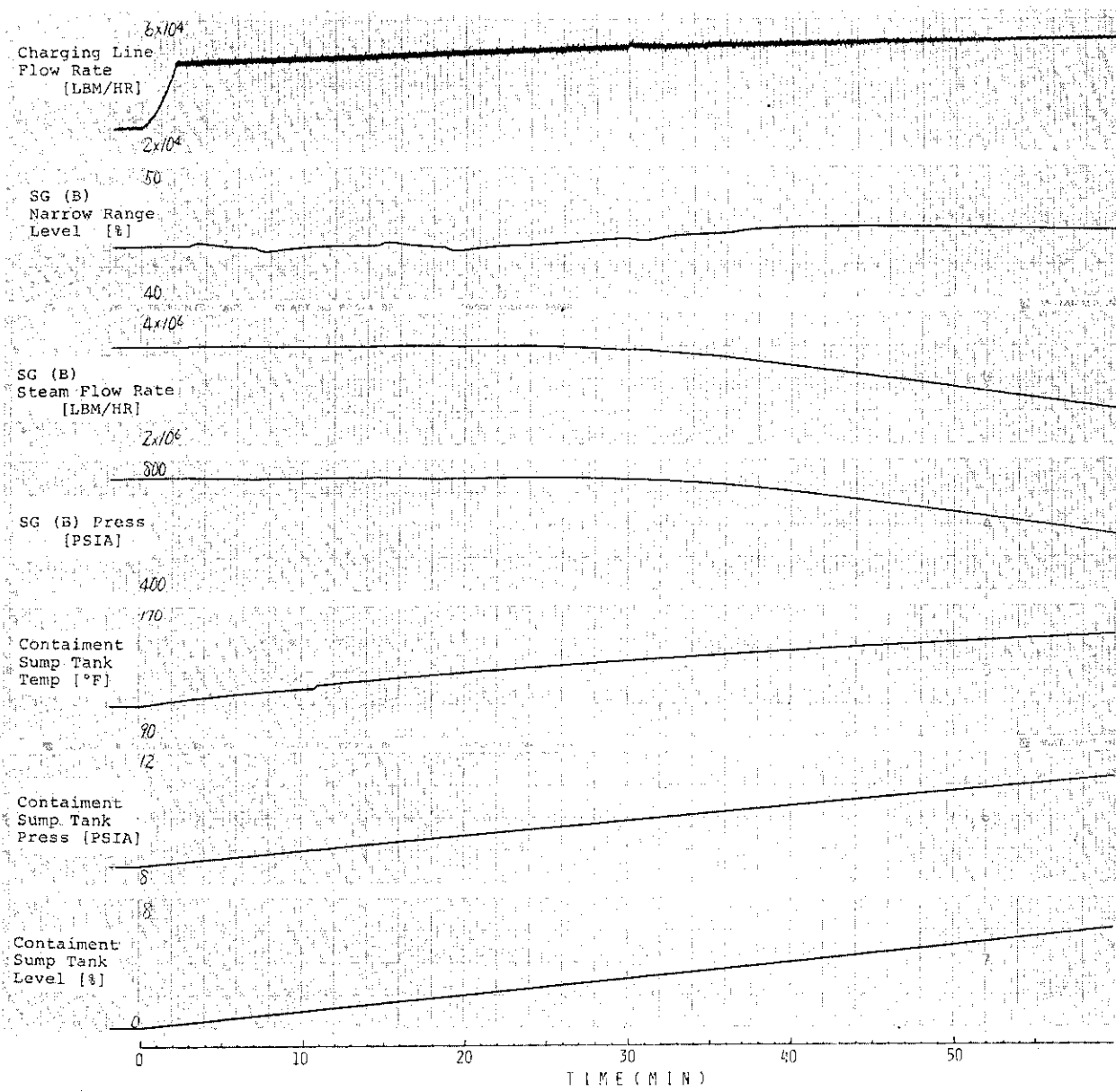


Fig. 2.8 Continued

2.5 蒸気発生器伝熱管破損

100%負荷運転中、蒸気発生器B(SG-B)のU字伝熱管の破損により、一次冷却材が二次系へ漏洩する。漏洩量は初期で約 9.5×10^4 LBM/HR (43 TON/HR)である。

主要事象の生起時刻を表2.5に、事象シーケンス及び主要パラメータの変化を図2.9、2.10に示す。

漏洩開始時刻を0秒とすると一次冷却材の漏洩流量は、ステップ状に上昇後、次第に一次系圧力低下に伴って減少する。漏れた冷却材は二次冷却材へ流入するため、放射能漏れが即座に検知されている。

一次冷却材の漏洩により加圧器水位、圧力の減少は顕著である。水位は約7分で14.4%以下に減少し、レットダウン系隔離弁閉によりコールドレグラインからVCTへのレットダウン流量が停止する。したがって、減少速度が遅くなるが、約13分で0%となる。

加圧器圧力はレットダウン停止後、全ヒーターが切れるため減少速度が増し、約32分で1875 PSIA以下となって原子炉スクラムの要因となる。

VCT水位と充填流量の挙動は、2.4節と類似しているが、漏洩量が多いためメイクアップ開始時間、充填源のタンク切り換え時間は当然早くなる。

中性子束は15分まではほぼ定格値を示していたが、メイクアップ操作及びその後のRWSTからの送水によるボロン濃度の強化により、ゆるやかに減衰し、やがてスクラムで瞬時に0%付近に減少する。

燃料棒温度も中性子束の減衰と共に低下し、スクラム後は580°Fまで下がる。

冷却材流量はBループは小破断による漏洩量を差引いた値を、Cループはほぼ定格値を示す。しかし、漏洩量が定格冷却材流量(1ループ)の約0.28%と低いためB、Cループの違いは図から判断できない。

ループ冷却材温度は燃料棒温度の挙動に類似し、約15分から次第に降下している。ホットレグ温度はスクラム後、急に降下し約548°Fに達するが、コールドレグ温度はSGでの除熱作用のため19分以降に降下速度が増す。スクラム時は約537°Fまで低下したが、蒸気流量の変化に伴いSGの除熱作用が減少するために上昇する。 T_{AVG} はホットレグ温度に類似した挙動を示す。

SG蒸気流量はホットレグ温度に依存し、約15分以降徐々に低下する。スクラムでタービン制御弁が閉じ、ダンプ弁の50%開動作に伴い蒸気流量は減少する。39分以降、規則的なパルス状の上昇は、蒸気圧力の上昇を防ぐためにダンプ弁の開閉動作が行われるためである。

蒸気圧力は発生蒸気量の減少で徐々に降下し、スクラム時は約680 PSIAとなる。その後、蒸気流量の減衰に伴い上昇するが、ダンプ弁の制御で頭打ちとなる。

SGの水位は、SG-Bで一次冷却材の漏洩によりSG-Cに比べて高くなるが、その影響はスクラム後、給水が停止して顕著に現われる。スクラムで急激に蒸気圧力が増して、水位はボイドの減少で低下するが、給水流量の増加で一度上昇する。その後は給水制御弁の冷却材平均温度(T_{AVG})低下による閉動作により次第に減少する。ダンプ弁開閉動作で蒸気圧力が下がる時は、ボイドが増加するため水位は上昇している。

給水流量は、蒸気流量の減少により徐々に減少する。スクラム後、SG水位の低下により増加

するが、33分に T_{AVG} が 554 °F 以下となって給水が停止する。SG-Bへの給水流量は水位の上昇にからんでSG-Cより漏洩分(約2.5%)だけ少ないが、図では顕著に現われない。

BループSGU字管からの一次冷却材喪失は、図においては各部の挙動にその影響があまり見られなかった。これは喪失量が、約 $9.7 \sim 6.9 \times 10^4$ LBM/HR で1ループの冷却材定格流量の0.29~0.2%に過ぎないからである。

Table 2.5 Main Events and Annunciators in the case of "B" Steam Generator Tube Rupture

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	"B" SG Tube Rupture	00:00	Radiation Monitor Alarm
06:48	Letdown Isolation Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off	01:00	Pressurizer Level Low
15:24	Volume Control Tank Automatic Makeup	02:20	Pressurizer Pressure Low
21:24	Change Outflow Tank of Charging Flow Line from Volume Control Tank to Refueling Water Storage Tank	13:00	Volume Control Tank Alarm
		19:20	Rod Withdraw Limit
		19:29	T_{avg}/T_{ref} Deviation
28:12	Volume Control Tank Automatic Stop Makeup	31:36	Reactor Scram Turbine Runback
31:36	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 50%		Rod Bottom Turbine Trip High Steam Line Flow Steam Dump Armed
32:06	Generator Trip		SG Level Error
33:04	Feedwater Control Valves Close		SG B Alarm Auto Stop Oil to Drain
34:00	Steam Dump Valve Position 0%	32:06	Exciter Field Breaker Trip
39:00	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes		Generator Trip

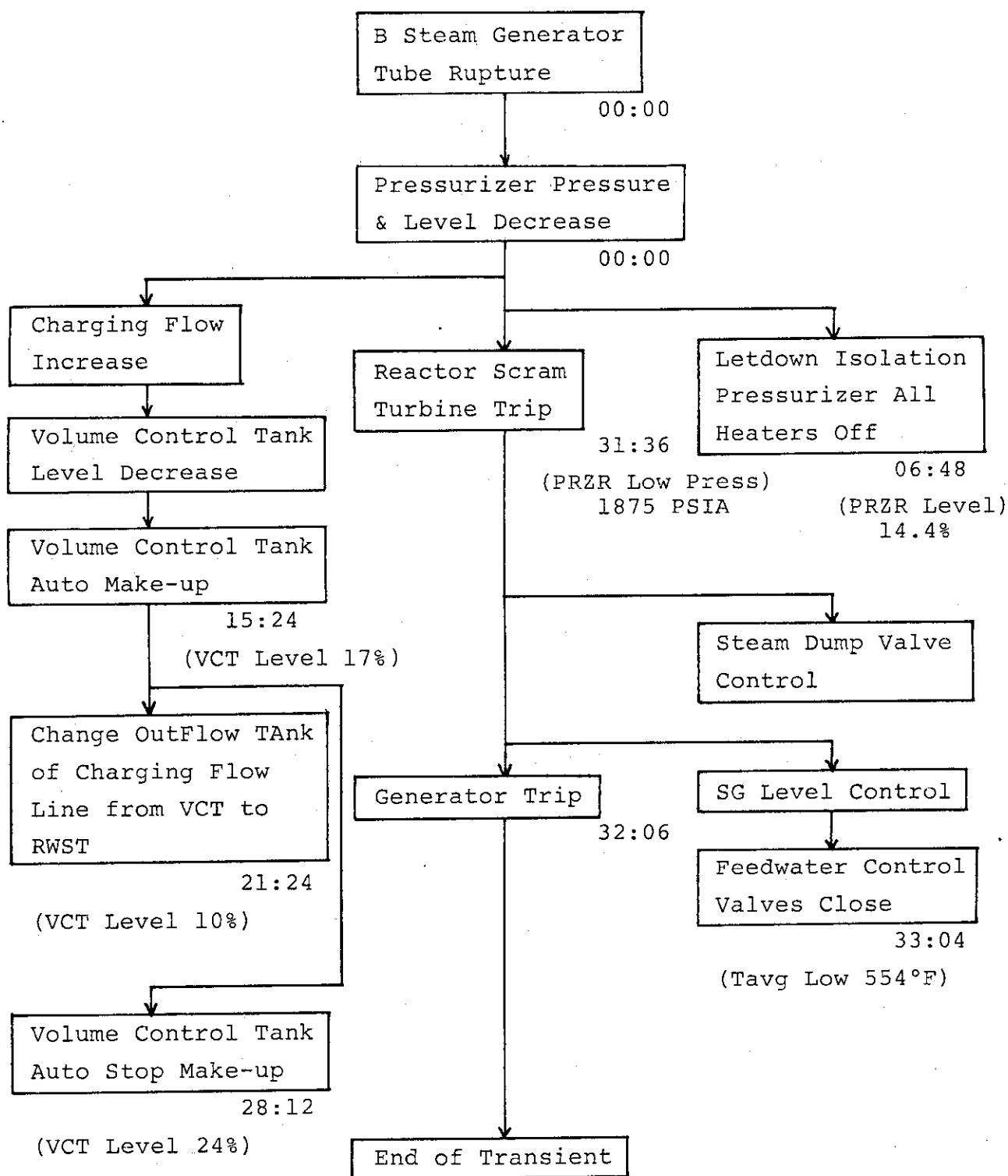


Fig.2.9 Sequence Diagram of Main Events in the case of B Steam Generator Tube Rupture

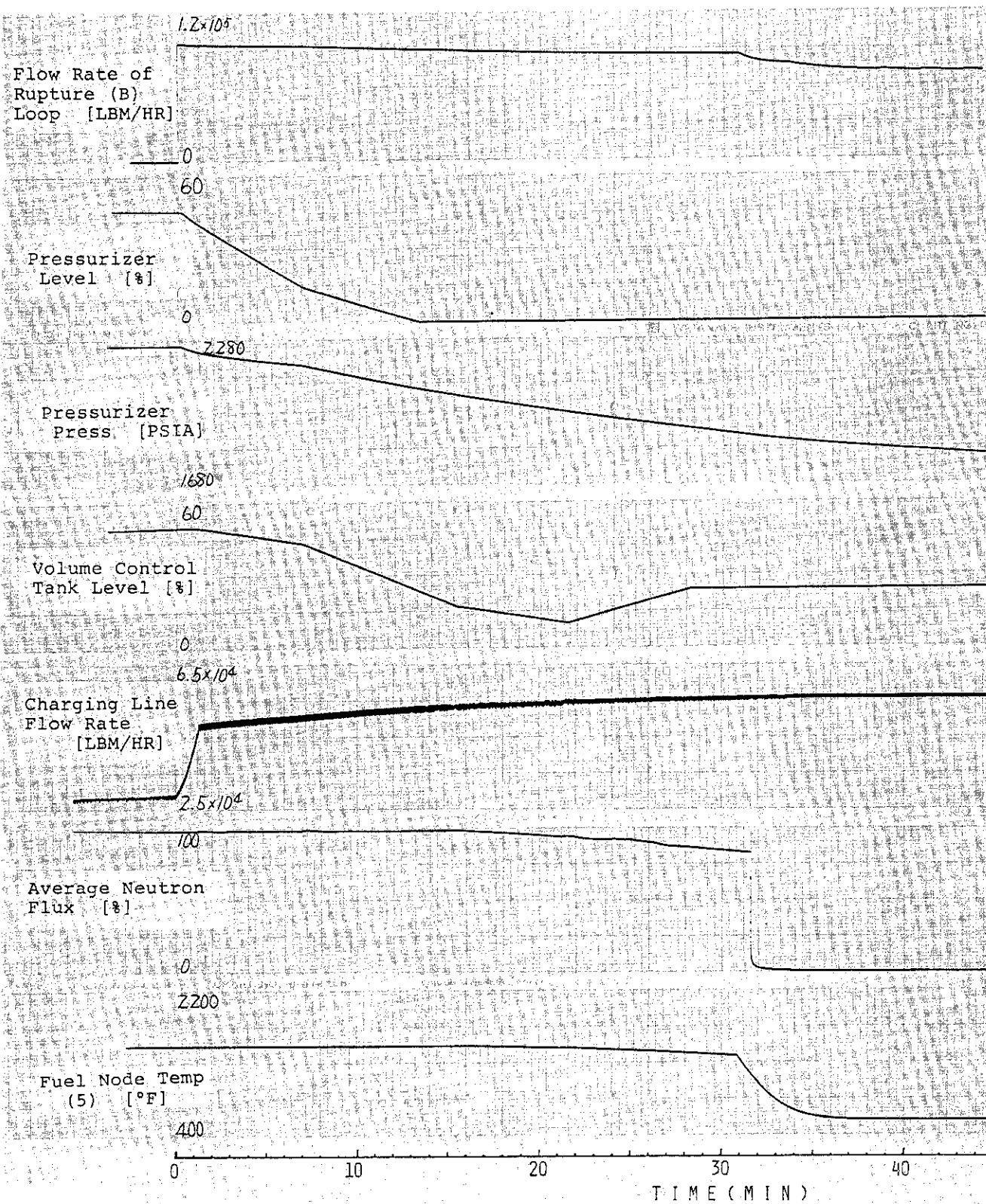


Fig. 2.10 Transient Behaviors Caused by "B" Steam Generator Tube Rupture

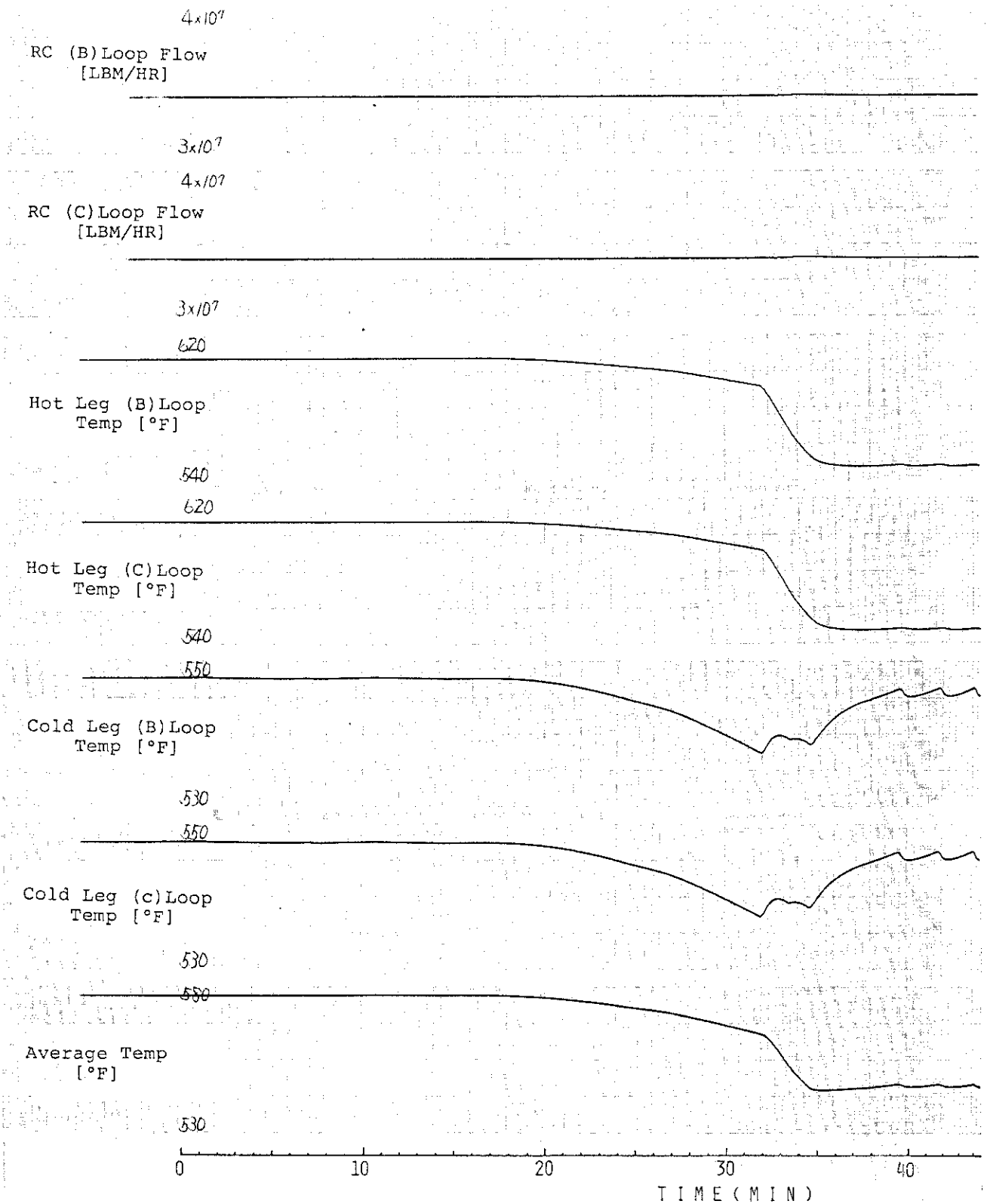


Fig. 2.10 Continued

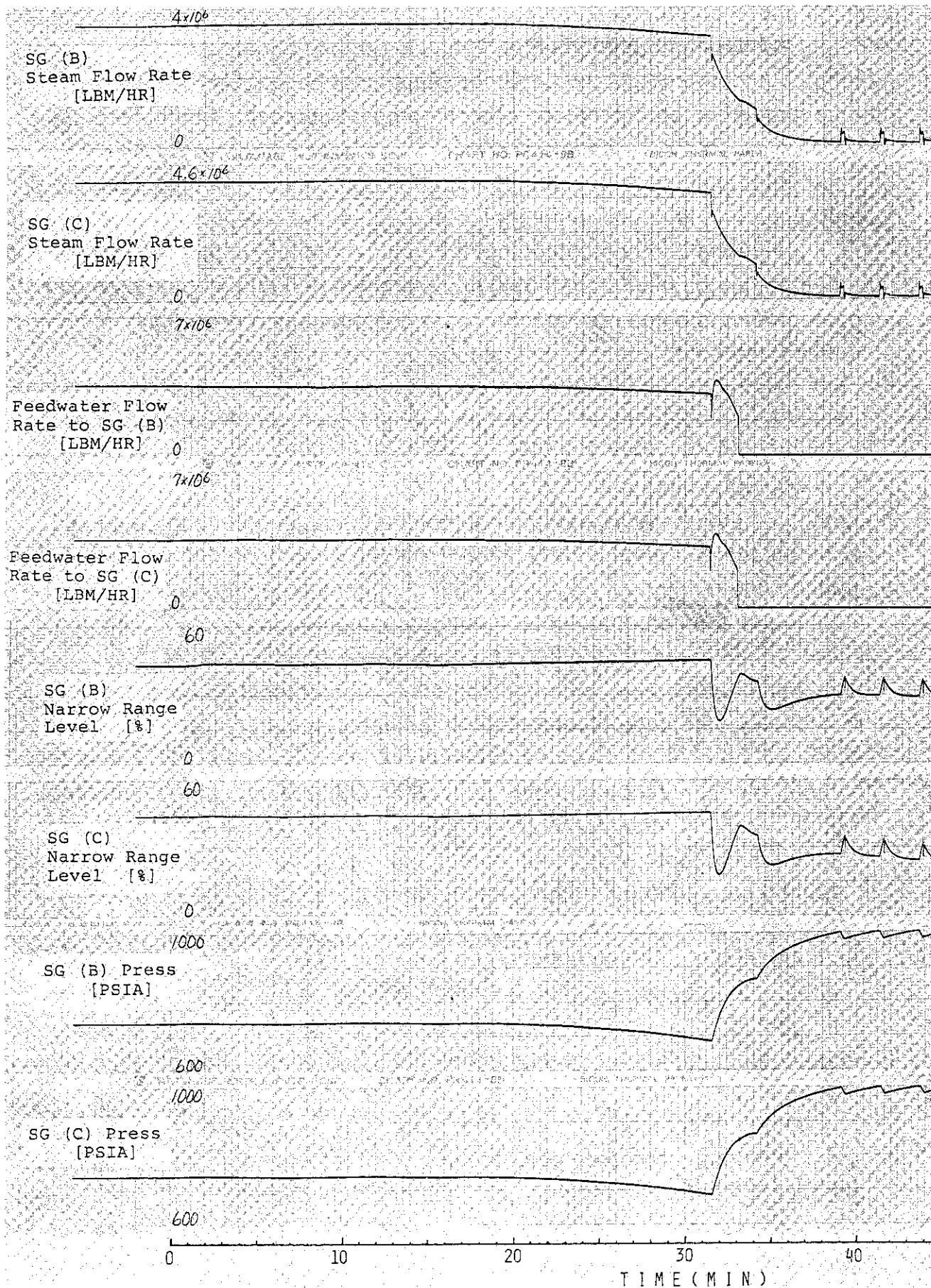


Fig. 2.10 Continued

2.6 一次冷却材ポンプ一台軸固着

100%負荷運転中、Cループの冷却材ポンプのインペラーの損傷により、ポンプ軸が固着状態となる。したがってCループの冷却材が部分喪失する。

主要事象の生起時刻を表2.6に、事象シーケンス及び主要パラメータの変化を図2.11、2.12に示す。

Cループの冷却材ポンプ故障発生時間を0秒にとる。Cループの冷却材流量は、ポンプ軸固着により急激に減少し、4秒で逆流が開始される。3分ではほぼ -1.8×10^7 LBM/HR (-53%)となる。Bループは(Aループも同様)1台ポンプ停止により、コールドレグ圧力が低下するため流量が約11%増加する。

中性子束はスクラムにより、瞬時に0付近に達する。

炉出力は、炉内の冷却材流量がCループの喪失で減少するため、逆流に到るまでの間は急激に落ち込むが、逆流と共に回復する。しかし、冷却材ポンプトリップ要因ですでにスクラムしており、その後は指数関数的な減少を示す。

加圧器水位はスクラム後、9%上昇している。また、圧力は1.2%上昇する。これは急激な冷却材流量の減少に伴って崩壊熱や燃料棒内残留熱の除熱効果が少ないため、上部プレナムの温度上昇と共に加圧器内液体エンタルピーが上昇する。したがって水が膨張すると同時にスプレイラインからの送水によって水位が上昇する。その後は炉出力の低下で次第に減少する。圧力は水位の増加により上昇するが、スプレイ効果によって急激に減衰する。

ループ冷却材温度は、Bループのホットレグとコールドレグ温度は類似した挙動を示す。これは、冷却材流量が増えたのでSGへの伝熱量が増すためである。両方とも36秒でピークに達する。

Cループはホットレグ温度が冷却材喪失によって減少するが、逆流に伴ってコールドレグ温度に近づく。コールドレグ温度は流量喪失で一度急激に降下するが、逆流によって一気に他の2ループのコールドレグ温度に近づく。

T_{AVG} はCループの影響がよく表われており、一瞬わずかに低下している。

SGの水位はSGへの給水流量と蒸気流量に関連し、SG-Bでは発生蒸気量も多く、給水流量停止後は降下するが、4分過ぎの補助給水開始により次第に上昇する。

SG-CではSGでの除熱効果が少ないため蒸気流量も急激に減少し、水位は定常付近で変動する。また、90秒、3分30秒そして5分以降に見られる矩形波状の変化は、蒸気流量が瞬時に0になった時に生じており、図では蒸気流量がスケーリングの関係で5分以降は0を示し照合が出来ない。

SG圧力は、2.1節と同様ダンプ弁開度の影響が顕著に表われ次第に高くなっている。SG-CがSG-Bの圧力より全体に低い。特に、主蒸気ヘッダー圧力より低い場合にSG-Cの蒸気流量は0となる。

給水流量はSG-Bの場合、蒸気流量に伴い多く流れるが、SG-Cでは90秒に蒸気流量の急激な低下により一時休止している。両方とも2分過ぎに T_{AVG} 低下により主給水制御弁が閉じるが、4分台にSG-A、Bの水位が低下(13%)して補助給水系統が作動している。

2.1節に電氣的故障による冷却材ポンプ1台トリップについて解析を行った。今回と比較すると、最も大きな違いは停止ポンプの逆流開始時間である。電氣的故障の場合はトリップ後、ポンプ、モーターの慣性力により41秒で逆流するのに対し、機械的故障の場合は軸固着により冷却材に対して制動作用が起こるために、わずか4秒（電氣的故障の1/10）で逆流している。逆流に要する時間が短い程、トリップしたループの除熱作用が減少すると共に他の2ループへの熱負荷が高まる傾向にある。また、炉心部の冷却材流量も一時的に滞留するため瞬間的に炉内で熱負荷が上昇する。

したがって、炉内の熱負荷は加圧器で吸収する必要がある。軸固着ポンプトリップでは加圧器圧力が12%上昇するが、電氣的故障のポンプトリップは、ほとんど変化していない。

しかし、2分以降の各部の挙動は、SG水位を除いて類似した傾向を示す。

Table 2.6 Main Events and Annunciators in the case of Partial Loss of Reactor Coolant System Flow

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Partial Loss of Reactor Coolant System Flow (C Loop) Due to Loss of Reactor Coolant Pump Impeller Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%	00:00	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow Steam Dump Armed Low Reactor Coolant Flow
00:04	"C" Loop Coolant Flow Reverse		Auto Stop Oil to Drain
00:41	Generator Trip		
01:30	Steam Dump Valve Position 50%	00:20	Tavg High
02:29	Feedwater Control Valves Close	00:41	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
03:34	Steam Dump Valve Position 0%	01:01	Pressurizer Level High
04:33	Auxiliary SG Feedwater Pump on	01:31	SG Level Error
		04:15	SG B Alarm

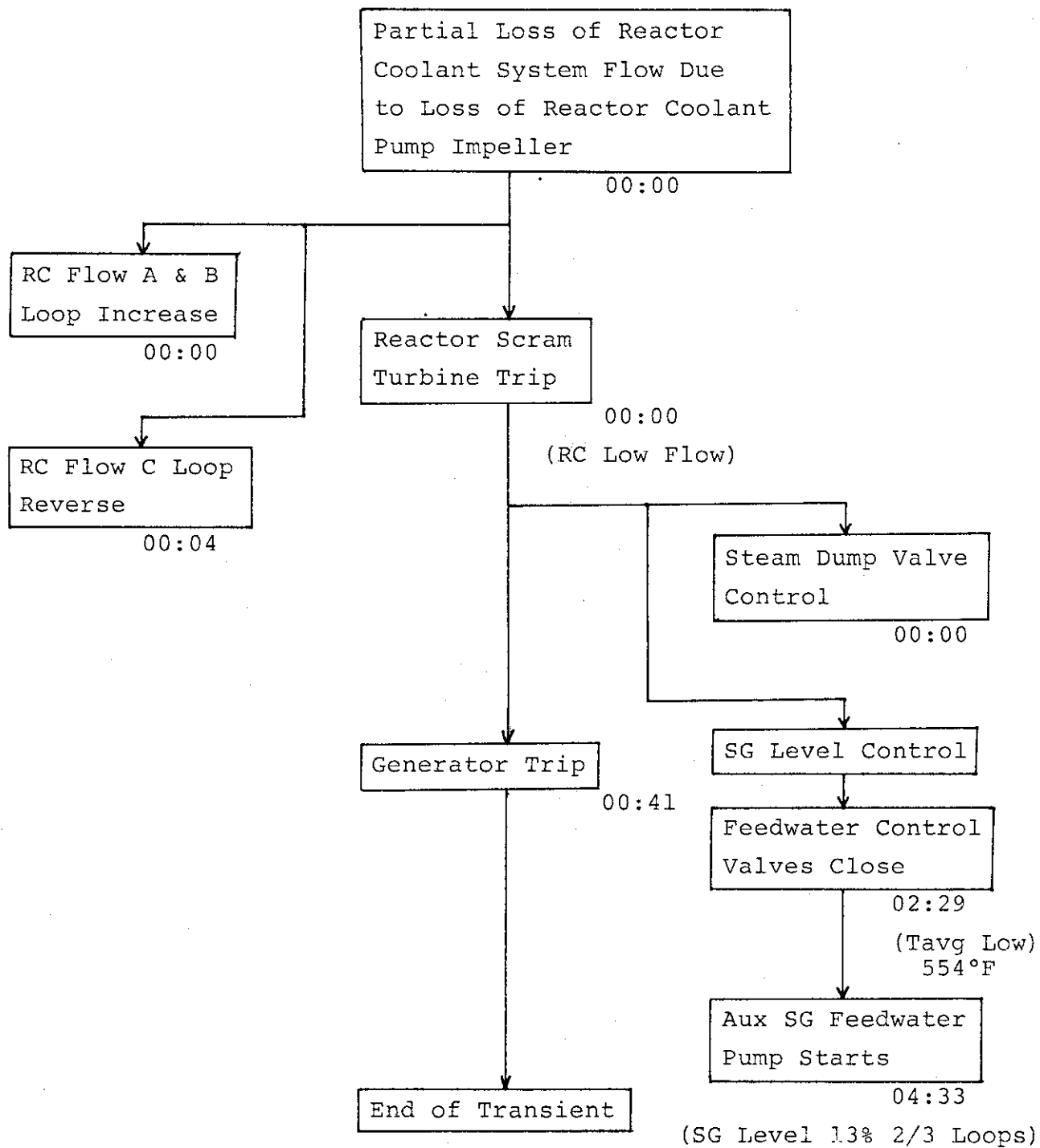


Fig.2.11 Sequence Diagram of Main Events in the case of Partial Loss of Reactor Coolant System Flow

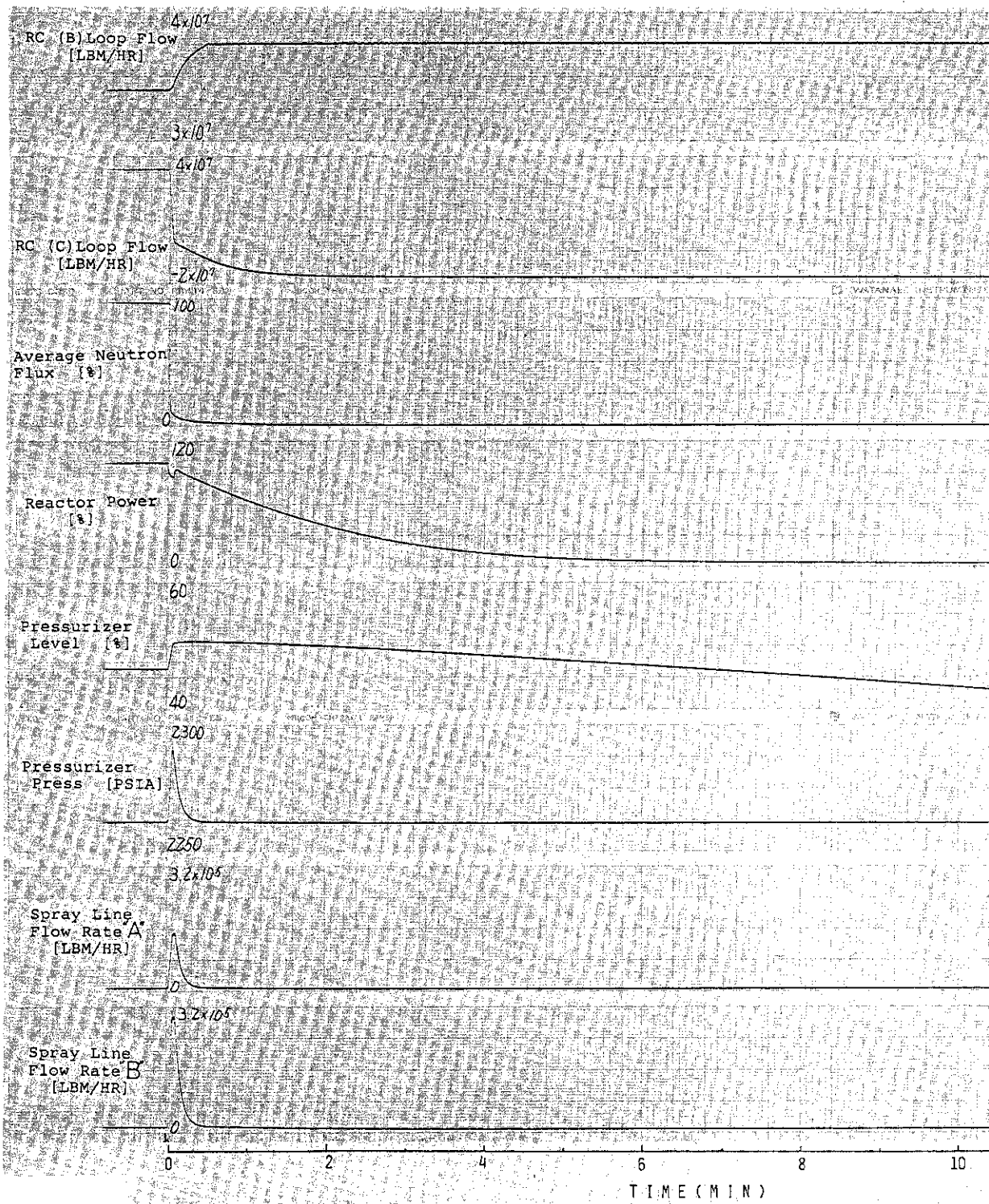


Fig. 2.12 Transient Behaviors Caused by Partial Loss of Reactor Coolant System Flow (Pump Shaft Locks)

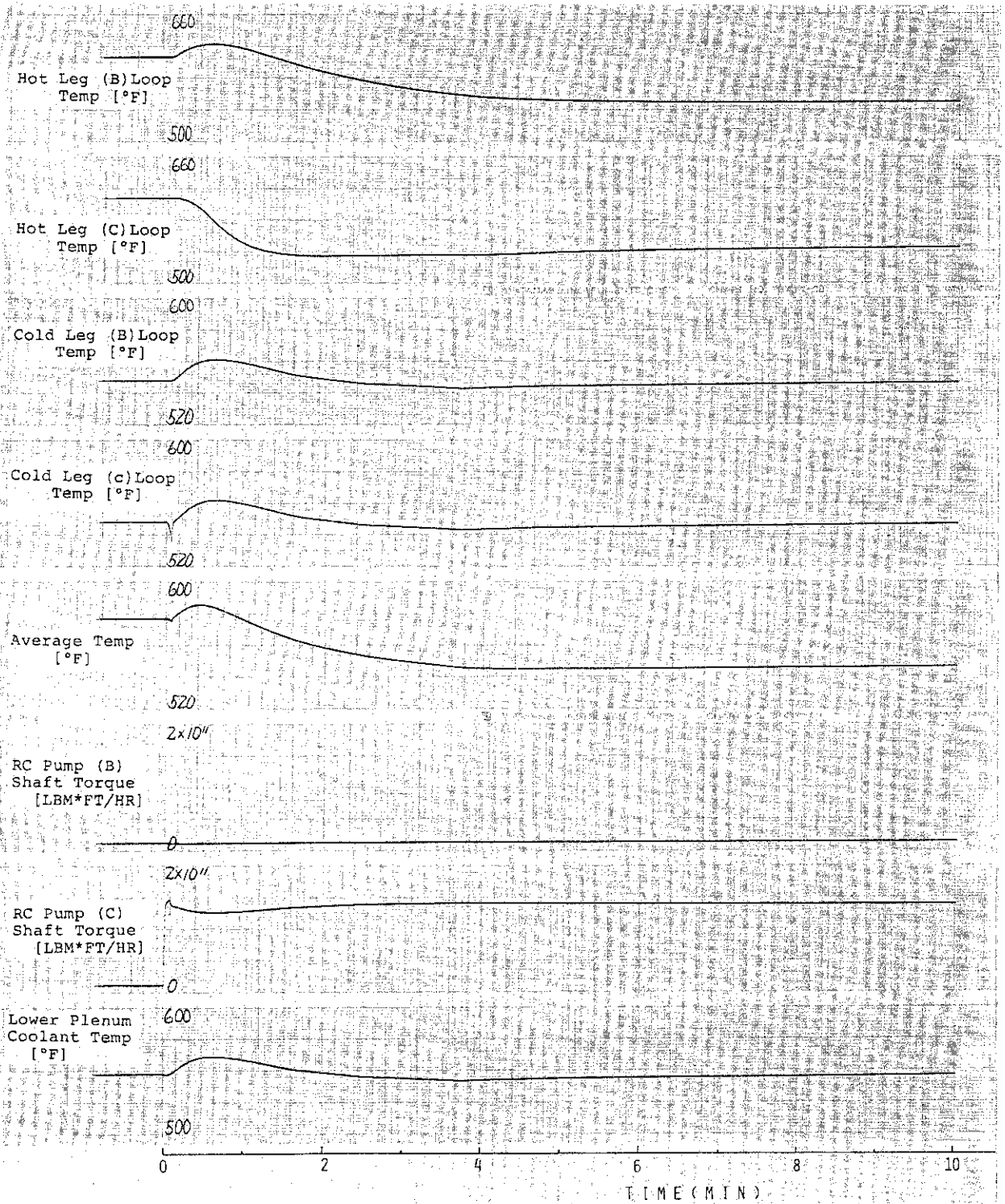


Fig. 2.12 Continued

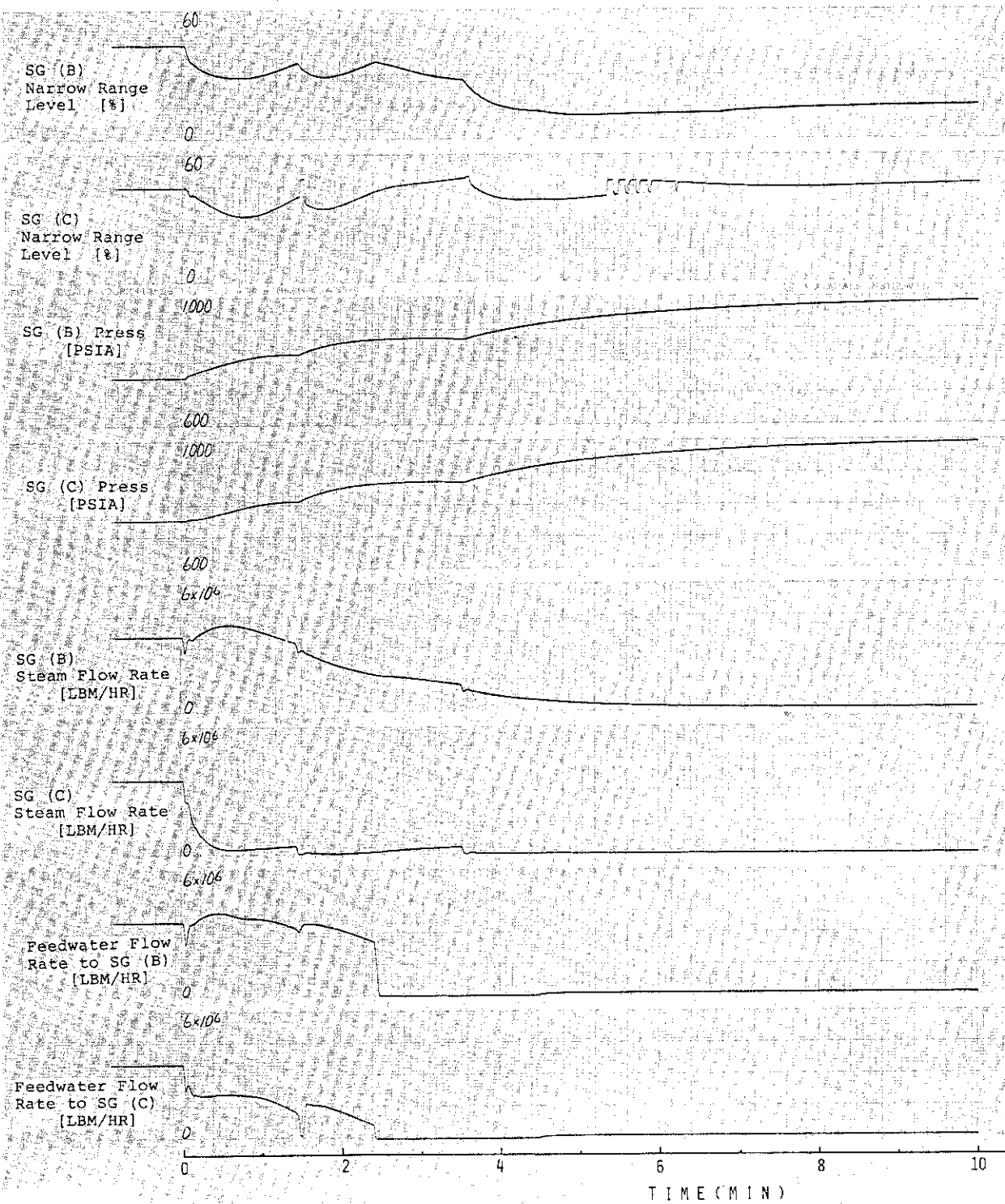


Fig. 2.12 Continued

2.7 加圧器スプレイ弁フェイルオープン

100%負荷運転中、加圧器スプレイ弁1個が開度伝達機構の故障により100%開いた状態となる。

主要事象の生起時刻を表2.7に、事象シーケンス及び主要パラメータの変化を図2.13、2.14に示す。

スプレイ弁が開き始める時間を0秒にとると6秒で開度が100%となる。スプレイ流量は約 1.4×10^5 LBM/HR (定格運転時の780%)となる。

約4分で加圧器圧力低下(1875 PSIA以下)により炉はスクラムする。中性子束はスクラムと同時に急速に0に近づき、燃料棒温度も指数関数的に低下する。

ループ冷却材温度は、炉スクラムでホットレグ温度は低下し、9分で約547°Fに達する。コールドレグと平均温度は、ダンプ弁が全閉となる7分が最低で、蒸気流量の減少に伴い少し温度が回復する。いずれも10分以降はダンプ弁開閉動作の影響を受けて若干変化している。

加圧器圧力は、スプレイ効果により即座に圧力は減少を始め、7分まではほぼ直線的に降下するが、その直後から異った変化を示す。これは、計算手法上加圧器液体温度が600°F以下に下がった時点で、蒸気質量の計算式がモード変更するため段階的な圧力変化となり、現実的な変化ではない。

水位もその影響が現われている。水位はスプレイ流量とサージ流量で次第に増加するが、8分以降は冷却材温度の低下による水の収縮や、充填流量の制御によりゆるやかに減少する。

二次系であるSG蒸気流量、圧力、水位そして給水流量のスクラム後の挙動は2.5節と同じようにダンプ弁の開閉動作の影響を顕著に表わしている。

Table 2.7 Main Events and Annunciators in the case of Pressurizer Spray Control Valve Fails Open

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Spray Control Valve Fails Open	00:34	Pressurizer Pressure Low
00:06	Pressurizer Spray Control Valve Position 100%	03:50	Reactor Scram Turbine Runback
00:15	Backup Pressurizer Heater on		Rod Bottom Turbine Trip
03:50	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%		High Steam Line Flow Steam Dump Armed Auto Stop Oil to Drain
04:34	Generator Trip		Pressurizer Level High
05:06	Steam Dump Valve Position 50%	04:34	Exciter Field Breaker Trip
06:15	Feedwater Control Valves Close		Generator Trip
07:18	Steam Dump Valve Position 0%	07:52	SG Level Error
11:12	Steam Dump Valve Position 50% sometimes		

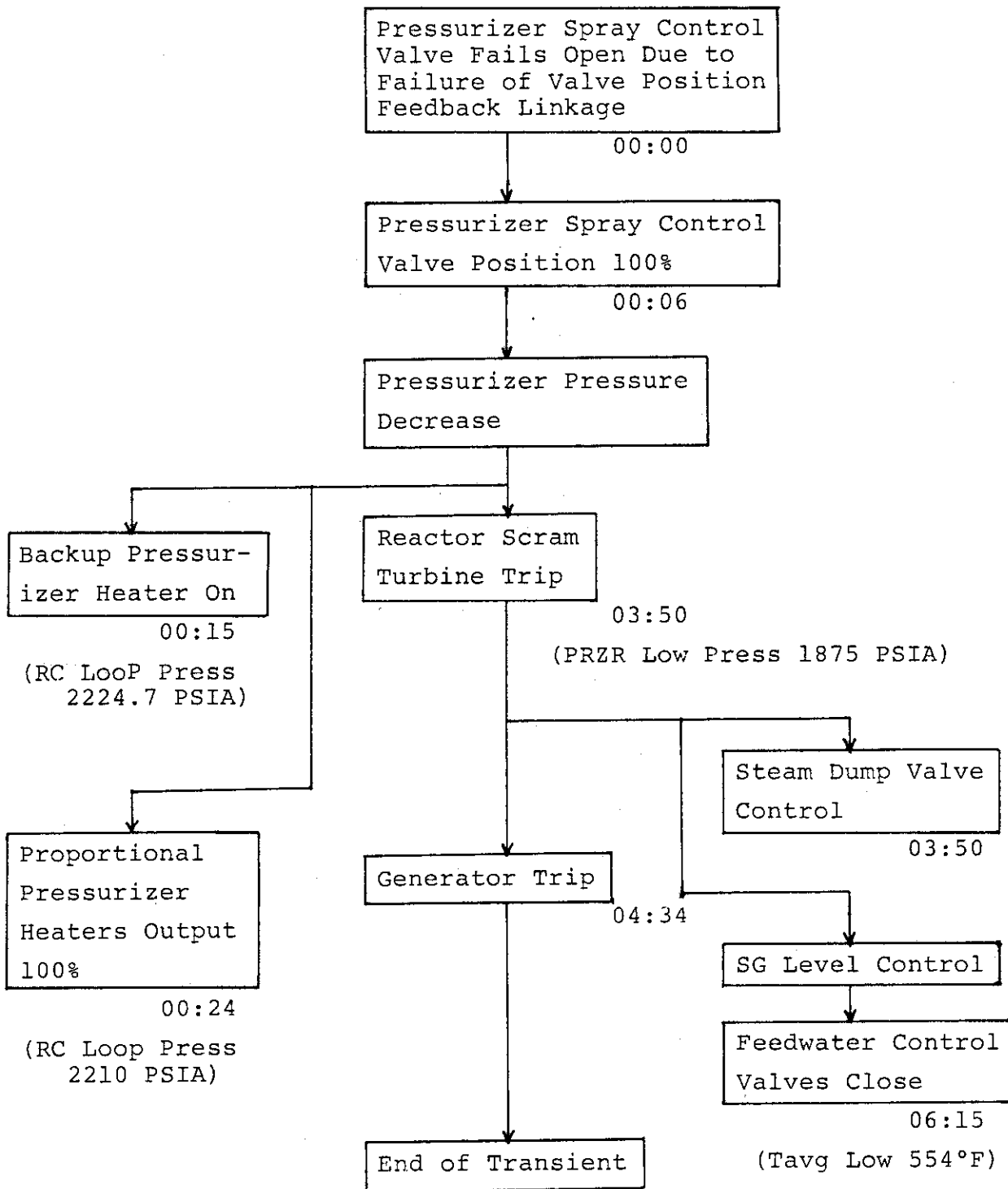


Fig. 2.13 Sequence Diagram of Main Events in the case of Pressurizer Spray Control Valve Fails Open

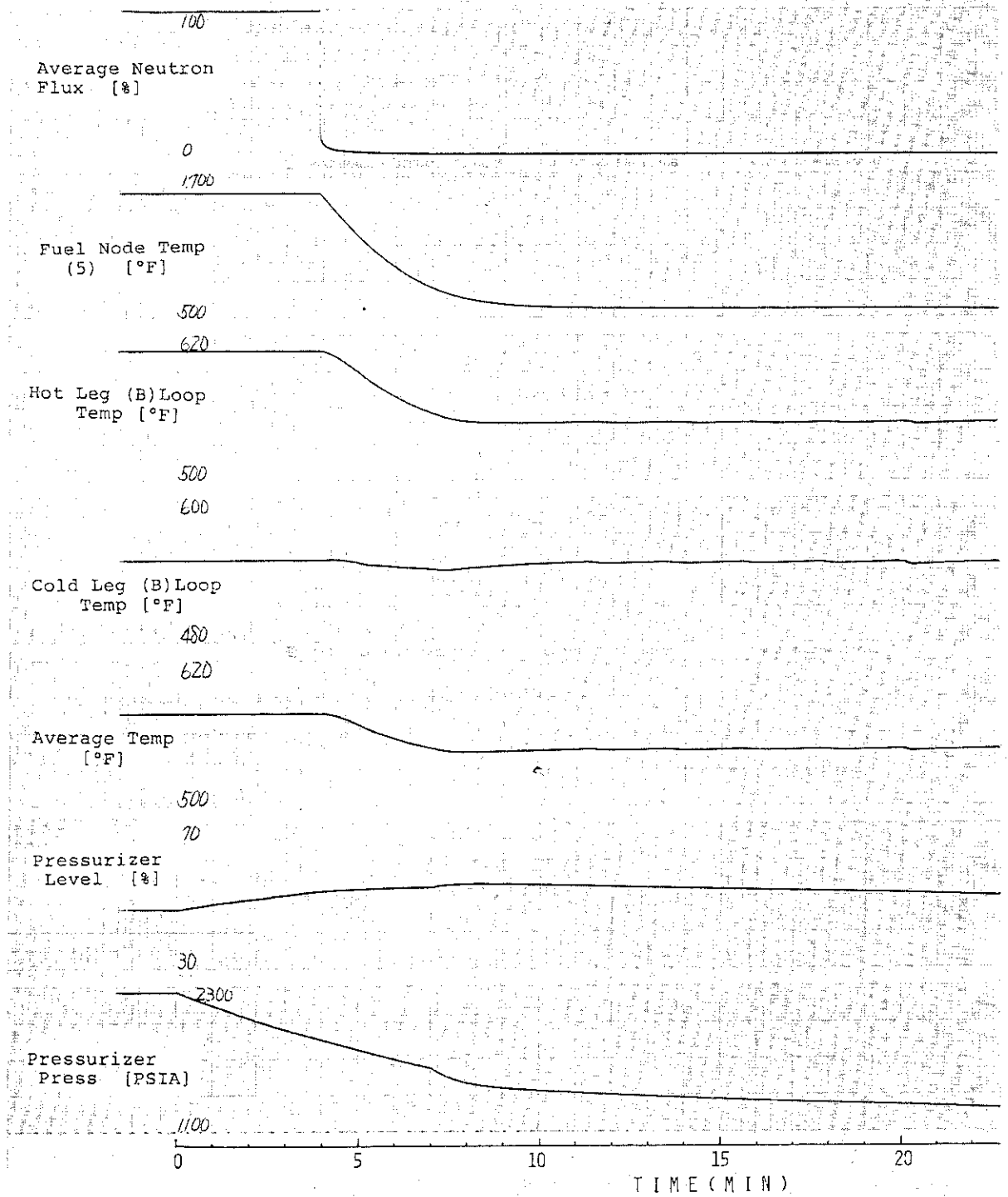


Fig. 2.14 Transient Behaviors Caused by Pressurizer Spray Control Value Fails Open

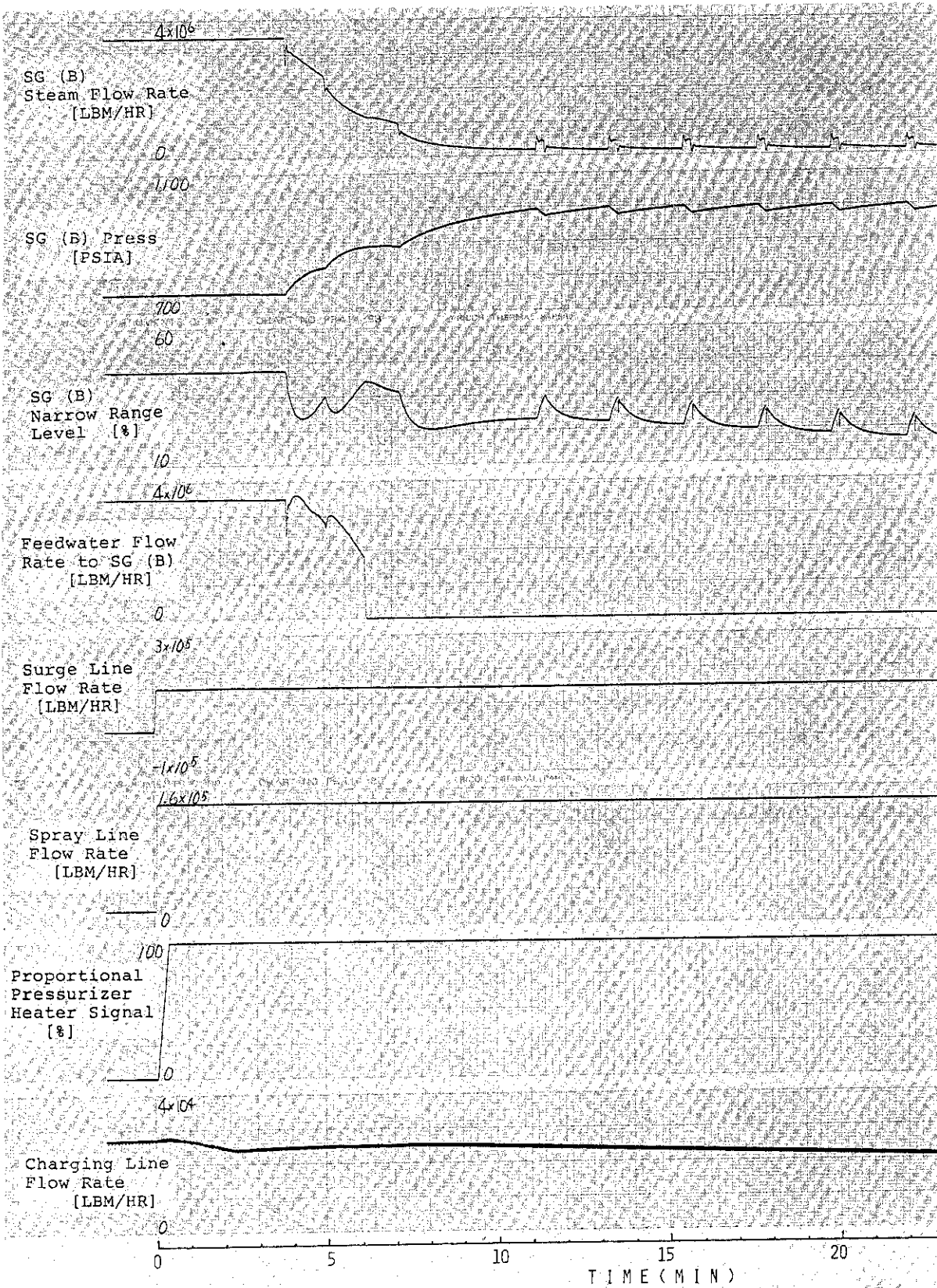


Fig. 2.14 Continued

2.8 加圧器スプレイ弁フェイルクローズ

100%負荷運転中、加圧器スプレイ弁2個が電気系統の故障で全閉状態となる。

主要事象の生起時刻を表2.8に、そして主要パラメータの変化を図2.15に示す。

スプレイ弁2個の全閉時間を0秒とする。

加圧器圧力はスプレイ停止による蒸気凝縮がなくなったことにより直線的に上昇し、逃し弁の開閉動作により約5分以降は2350 PSIAに保たれる。

加圧器水位は、圧力ほどの顕著な変化はみられない。スプレイ流量の停止により圧力の上昇に反して5分で定格の約4%の減少となるが、逃がし弁による圧力調整ならびに充填流量の増加で16分には4%の上昇となる。主に充填流量で安定した水位が保たれている。

リリーフラインの温度は、逃がし弁の作動で指数関数的に上昇し、20分で192°Fとなる。

中性子束、燃料棒温度そしてループ冷却材温度のいずれもほとんど変化は見られずしたがって、二次系の各パラメータにもスプレイ弁閉動作の影響は表われていない。

Table 2.8 Main Events and Annunciator in the case of Both Pressurizer Spray Control Valves Fail Closed

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Both Pressurizer Spray Valves Fail Close	03:55	Pressurizer Level Low
05:16	Pressurizer Relief Valve Open (2350 PSIA)	11:23	Pressurizer Relief Line High Temperature

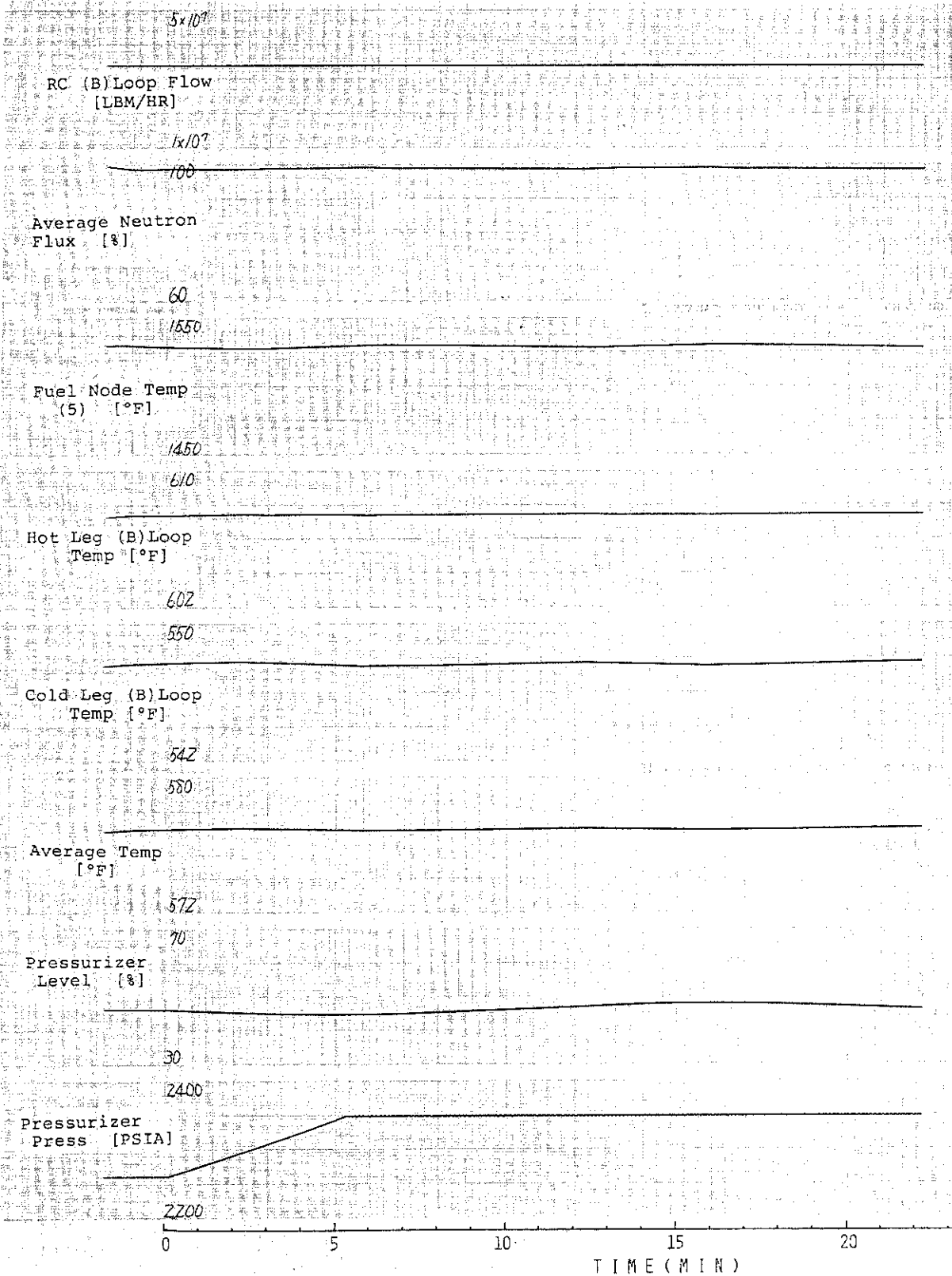


Fig. 2.15 Transient Behaviors Caused by Both Pressurizer Spray Control Valves Fail Close

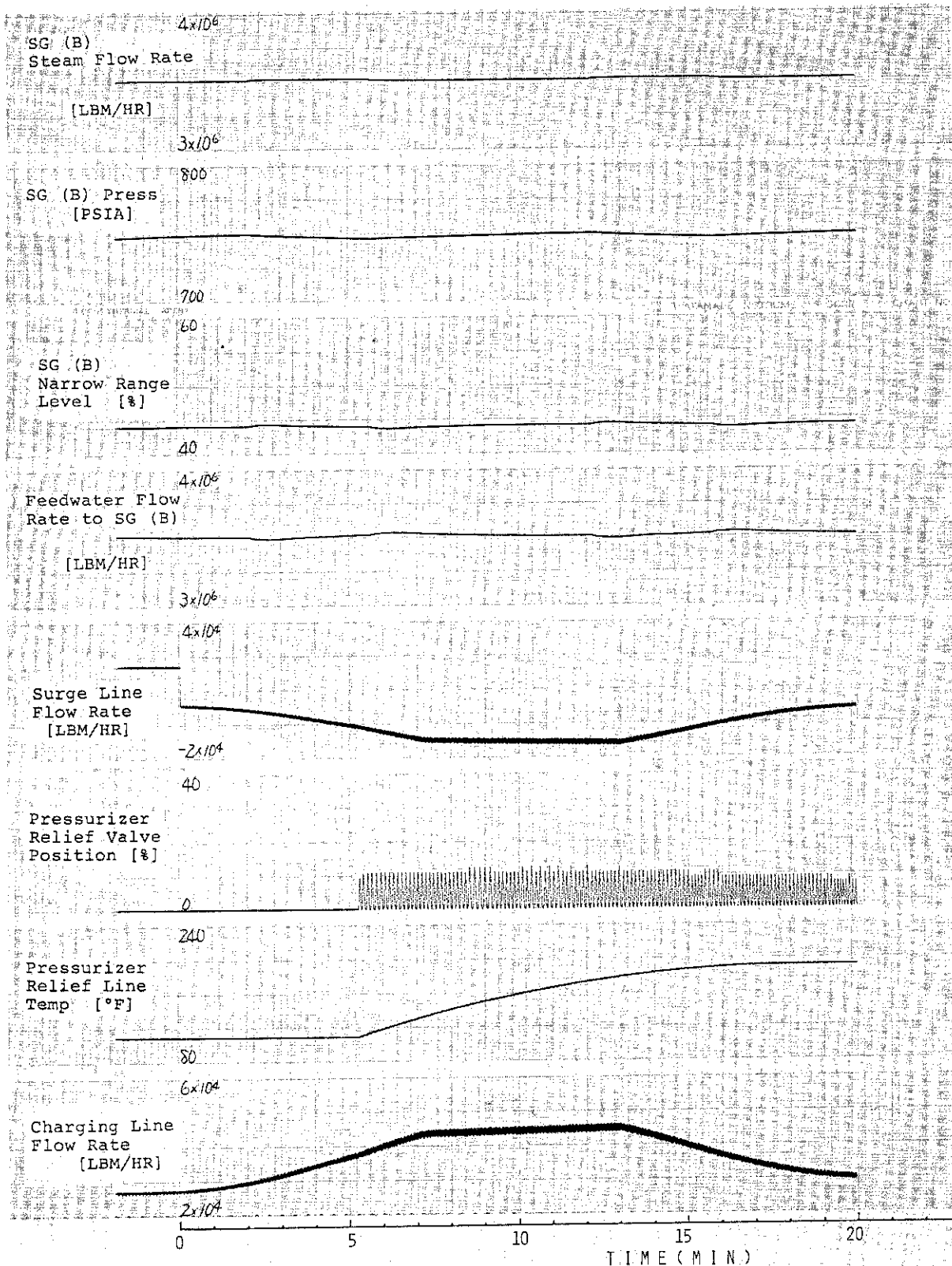


Fig. 2.15 Continued

2.9 加圧器バックアップヒーターフェイルオン

100%負荷運転中、直流制御電源ヒューズ溶断にてバックアップヒーターがオン状態になる。

主要事象の生起時刻を表 2.9 にそして主要パラメータの変化を図 2.16 に示す。

バックアップヒーターオン時間を 0 秒とすると定常ヒーターは 12%出力から 18 秒に 0%となる。

加圧器圧力は、24 秒に 2260 PSIA に達するためスプレイ弁 2 個が 7.5%開く。これはスプレイ流量で合計 1.88×10^4 LBM/HR である。このスプレイ効果により圧力は 2261.6 PSIA に保持される。

加圧器水位は 30 秒でわずかに減少するが、充填流量でほぼ定格値を保持している。

中性子束、燃料棒温度、ループ冷却材温度及び二次系の各パラメータのいずれもが、バックアップヒーターの誤動作による加圧器圧力の上昇を招いても、スプレイ効果で圧力一定に保持されてほとんど影響は現われない。

Table 2.9 Main Events and Annunciators in the case of Backup Pressurizer Heater Fails on

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Backup Pressurizer Heater Fails on		None
00:18	Proportional Heater off		
00:24	Both Pressurizer Spray Valves Open (Valve Position 7.5%)		

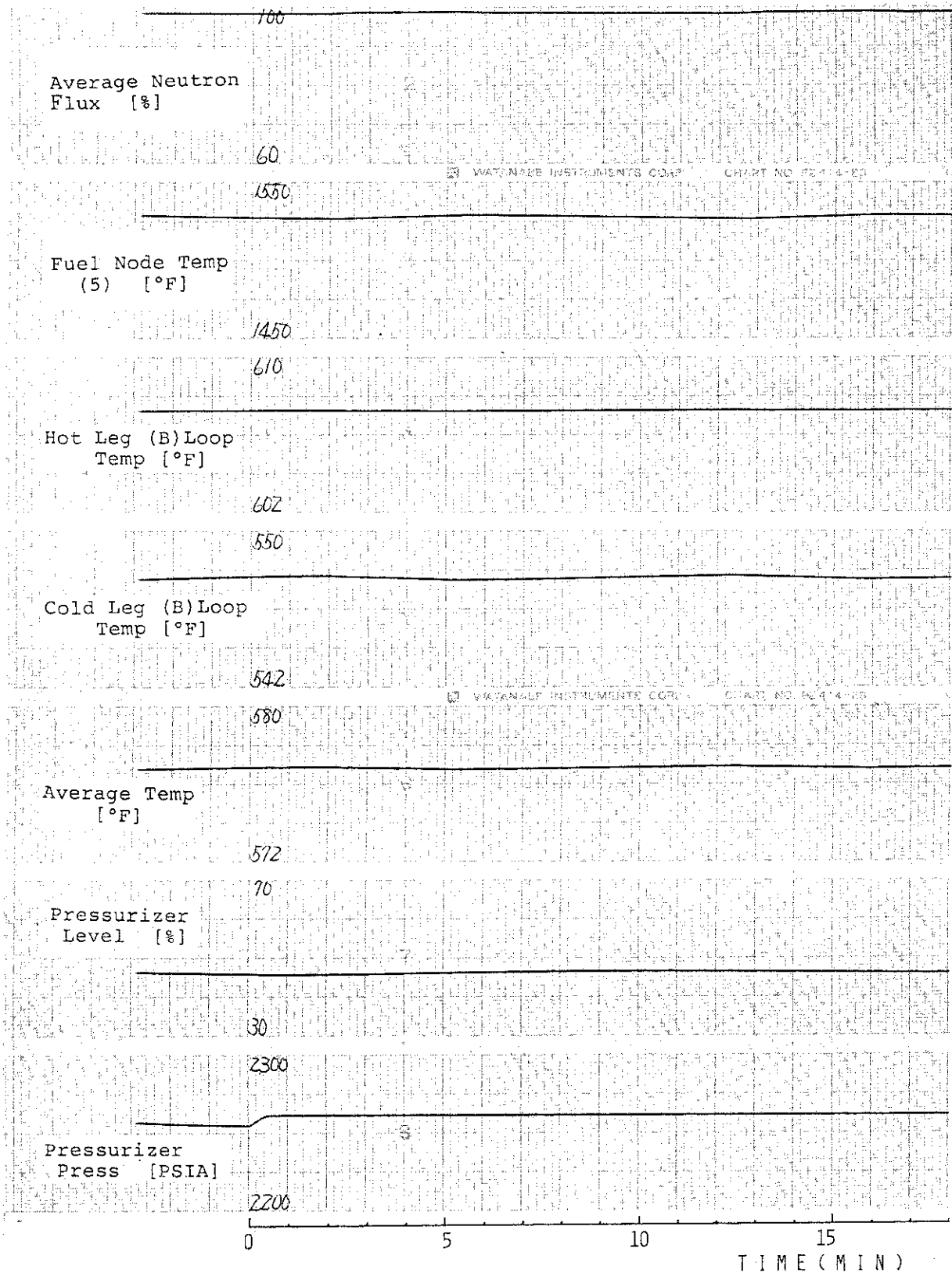


Fig. 2.16 Transient Behaviors Caused by Backup Pressurizer Heater Fails On

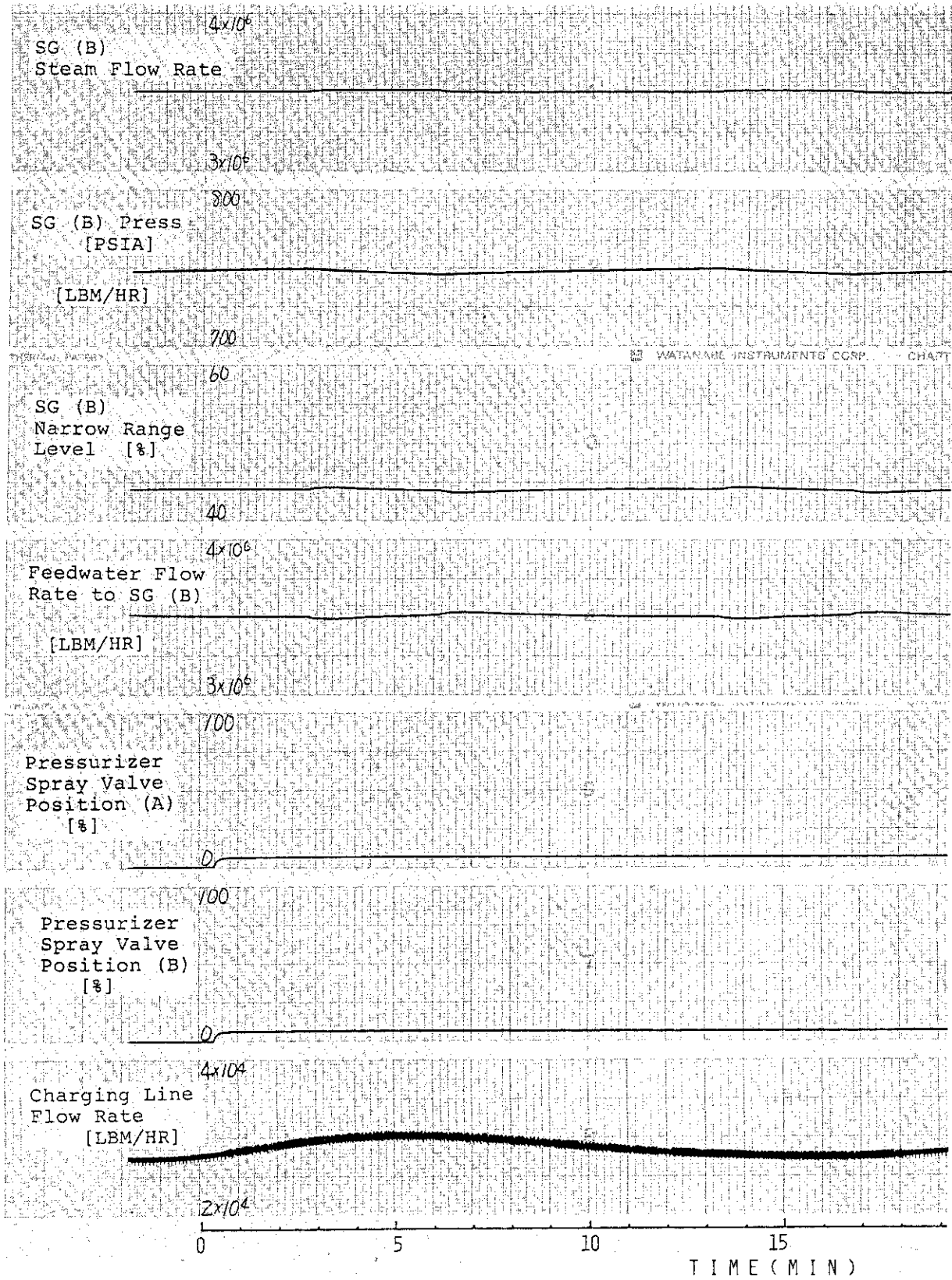


Fig. 2.16 Continued

2.10 加圧器定常ヒーターフェイルオフ

零核出力時に、冷却材ポンプ3台運転し、加圧器定常ヒーター100%使用中に、定常ヒーターのブレーカーの故障で、定常ヒーターが切れる。

零核出力時を選んだのは、定常ヒーターの熱出力が、400 kW で核出力より極めて小さいことからヒーターの誤動作を効果的に表わすためである。

主要事象の生起時刻を表2.10に示す。そして、加圧器水位、温度、圧力及びループ冷却材平均温度 T_{AVG} を図2.17に示す。ただし、図の上から4変数は零核出力のある初期状態から更に、冷却材ポンプ3台と定常ヒーターによって20分間ヒートアップした時の挙動を示す。下の4変数は同じ初期値でヒートアップ中、3分後に定常ヒーターが誤動作した場合の挙動を表わす。

4変数の初期値は、加圧器水位20.9%、温度385°F、圧力206.3 PSIAそして T_{AVG} 295.8°Fである。

冷却材ポンプと定常ヒーターによるヒートアップでは加圧器温度、圧力は次第に上昇しており20分で温度は初期値より9°F上昇して394°Fに、また圧力は13.2 PSI上昇して229.5 PSIAに達する。

一方、3分で定常ヒーターが切れた場合は、加圧器温度、圧力共に定常ヒーターの熱出力喪失により、温度では24秒の遅れを伴って低下し、20分で初期値より1°F低下の384°Fとなる。圧力は12秒の遅れを伴って低下し、2.5 PSI低い203.8 PSIAとなる。

加圧器水位と T_{AVG} は定常ヒーターの熱出力に影響を受けず同じ挙動を示している。これは冷却材ポンプの熱出力に比べて定常ヒーターの熱出力が非常に小さいために、定常ヒーターの熱出力に拘らず冷却材温度が上昇するためである。水位は充填流量で制御されており、9分で24%に達した後は充填流量の減少と共に水位が減少している。なお、 T_{AVG} は20分で301.5°Fに達し、初期値より5.7°Fの上昇となる。

100%負荷運転中に定常ヒーターの故障が生じた場合は核出力に対するヒーター熱出力が微少なため、加圧器内においても温度、圧力などに影響は現われなかった。

なお、冷却材ポンプ出力は1台で6000 HPであり、その90%が熱出力と考えると3台運転中は約12 MWとなる。

一方、加圧器ヒーターはバックアップヒーターが950 kW、定常ヒーターが400 kWであり、零核出力時に3台冷却材ポンプ運転定常ヒーターオン状態では、定常ヒーターの熱出力は全体の3%程度である。

Table 2.10 Main Events and Annunciators in the case of Proportional Pressurizer Heaters Fail Off

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Reactor Power 0%	00:00	Turbine Trip
	Running Reactor Coolant 3 Pumps		Turbine Runback
	Proportional Pressurizer Heaters Stay On		Rod Bottom
			Pressurizer Pressure Low
03:00	Proportional Pressurizer Heaters Fail Off		Pressurizer Relief Tank Trouble
			Steam Dump Armed
			Tavg/Tref Deviation
			Tavg Low
			SG Level Error
			Low Steam Line Pressure
			Auto Stop Oil to Drain
			Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip

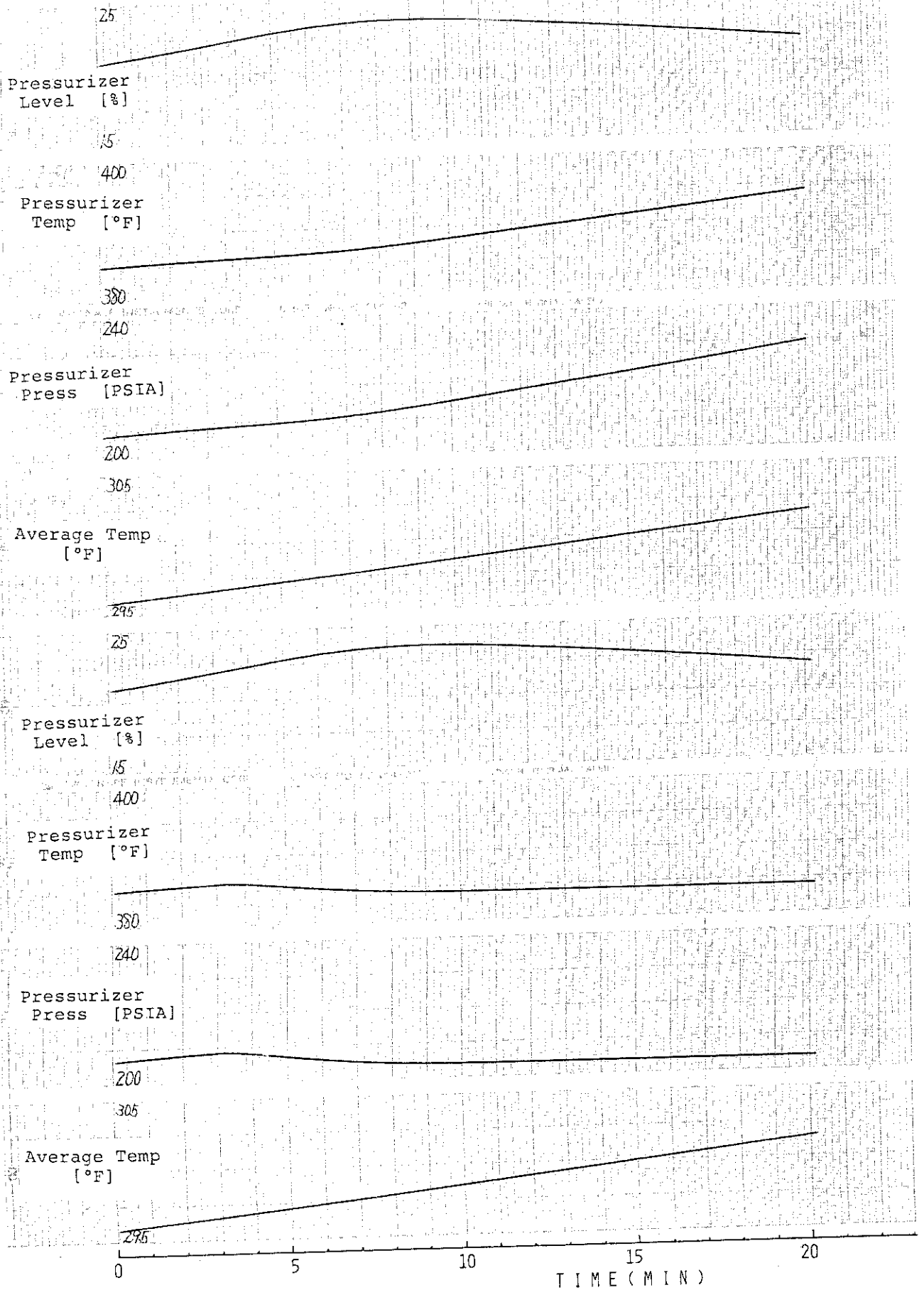


Fig. 2.17 Transient Behaviors Caused by Proportional Heaters Fail Off

2.11 充填流量の停止

100%負荷運転中、充填ポンプの電源が低電流トリップで喪失するために、充填流量が停止する。

主要事象の生起時刻を表 2.11 に、そして主要パラメータの変化を図 2.18 に示す。

充填ポンプトリップ時間を 0 秒にとると約 4 秒で充填流量が停止する。

加圧器水位は次第に低下するが、17 分のレットダウン流量停止以降は 14.4% を保持する。

加圧器圧力は水位の低下に伴って減少するが、2224.7 PSIA でバックアップヒーターが入るため、約 3 分より上昇に転ずる。しかし約 9 分で 2260 PSIA に達して、スプレイ弁が約 2% 開くため一定圧に保たれるが、レットダウン流量停止と同時に全ヒーターが切れて 2259 PSIA となる。

定常ヒーターは圧力と逆に応答するように制御されているが、バックアップヒーターが入った後は減衰してゆく。

レットダウンライン温度は、充填ラインで熱交換された後の温度変数を選んだため充填流量喪失で熱交換がなされず、一気にループ温度まで上昇している。レットダウン流量停止後は次第に減少する。

VCT 温度は 130 °F から 143 °F まで上昇し、水位は 50% から 75% まで上昇する。70% に達した約 12 分からは VCT 水位制御が働き、レットダウン流量が VCT 入口三方弁でボロン再生系統へ流入し始め、約 15 分で完全に VCT への流入が遮断される。したがって、温度、水位共に一定値を示す。

圧力は温度が低いいため昇圧せず不変である。

中性子束、燃料棒温度、 T_{AVG} 及び二次系の各パラメータは、いずれもほとんど変化しておらず充填流量が喪失しても何ら影響を受けていないことが判る。

Table 2.11 Main Events and Annunciators in the case of Loss of Charging Flow

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Charging Pump Trip	00:00	4KV Breaker Auto Trip
00:04	Loss of Charging Flow	00:01	Charging Flow Low
03:20	Backup Pressurizer Heater On	00:11	Letdown High Temperature
09:00	Proportional Pressurizer Heaters Output 0%	03:27	Pressurizer Level Low
09:06	Both Pressurizer Spray Valves Open (valve Position 2%)		
14:43	Suction Valve of Volume Control Tank for Letdown Return Flow Close		
17:31	Letdown Isolation Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off Both Pressurizer Spray Valves Close		

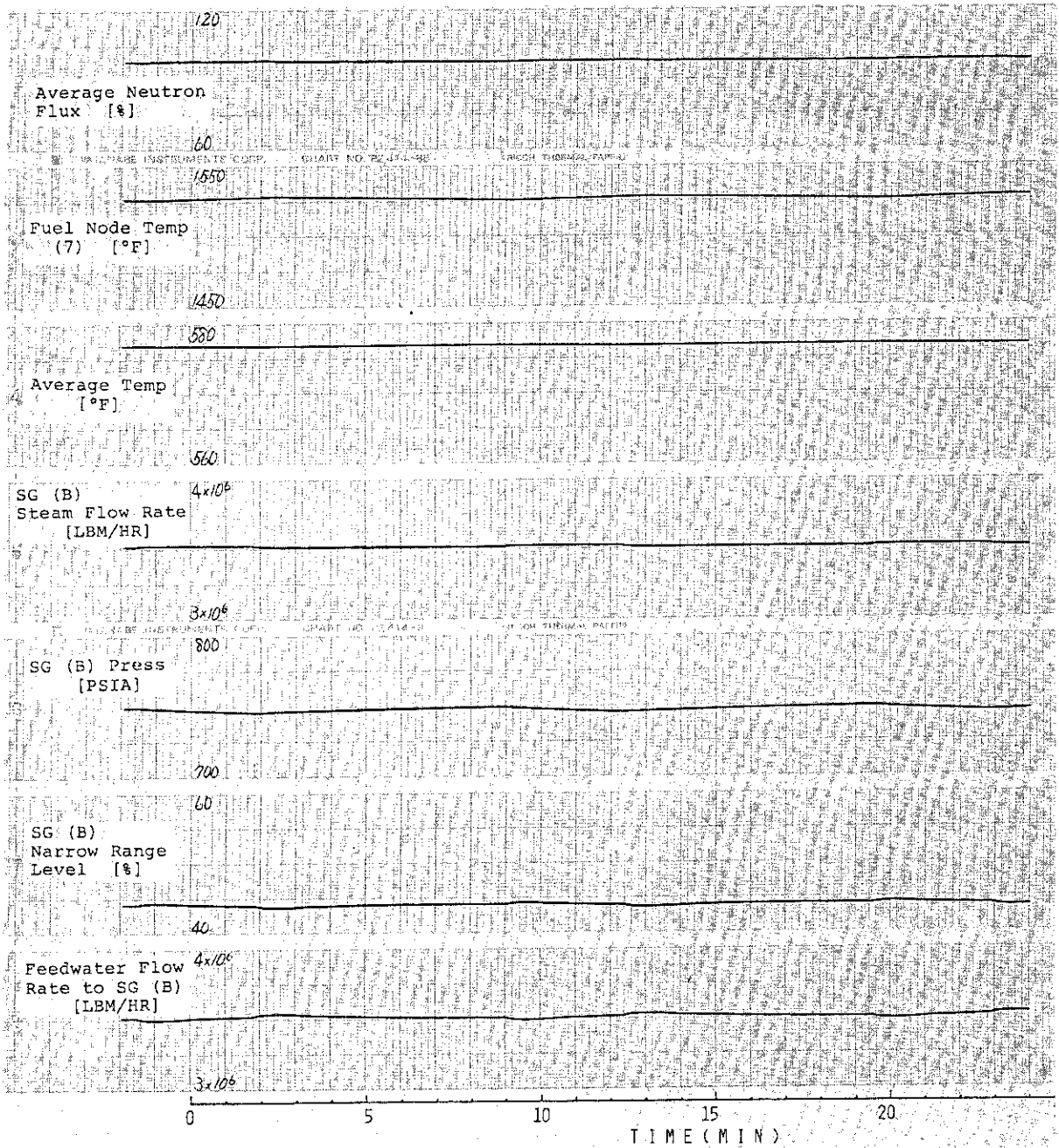


Fig. 2.18 Transient Behaviors Caused by Loss of Charging Flow

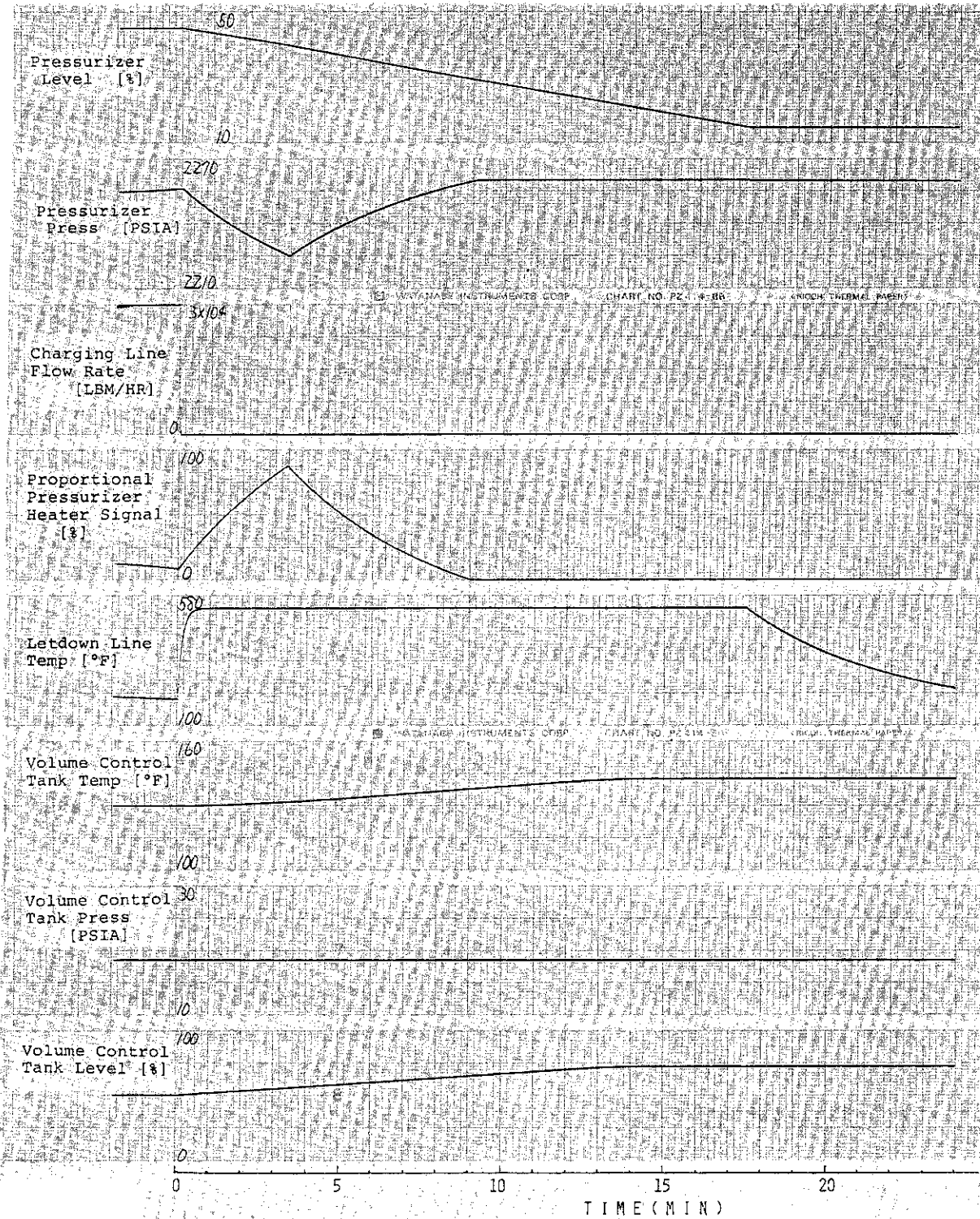


Fig. 2.18 Continued

2.12 加圧器逃し弁開固着

100%負荷運転中、加圧器リリーフ弁が機械的故障で全開状態になる。

主要事象の生起時刻を表 2.12 に、事象シーケンス及び主要パラメータの変化を図 2.19、2.20 に示す。

加圧器逃し弁が開き始める時間を 0 秒とすると 24 秒で全開する。逃し弁から流出する冷却材は加圧器圧力とリリーフタンク圧力との差に依存しており、24 秒で 1.7×10^5 LBM/HR の最大流出量に達し、6 分以降はほぼ 1.1×10^5 LBM/HR に落ち着くが、14 分の安全注入系作動と 19 分のリリーフタンクラプチャーディスク破壊以降は若干増えている。

加圧器圧力は直線的に降下し、蓄圧器内圧 467.3 PSIA を下回った時点の 3 分台に、8 秒間蓄圧注入系が作動するため注入後ステップ状に上昇する。54 秒に加圧器圧力低下によって原子炉スクラムとなる。崩壊熱等で加圧器圧力は 5 分以降はほぼ 698 PSIA に保たれるが、14 分の安全注入系の作動により若干上昇する。

加圧器水位は最初、微少ながら低下しており蓄圧注入で 55% まで急速に上昇する。その後、崩壊熱、燃料棒残留熱やヒーター熱出力等で発生した蒸気は、逃し弁より流出され、次第に水位が減少する。約 12 分で 14.4% に達し、レットダウン流量停止と同時にヒーターが切れる。更に低下して約 14 分に 9% となり、安全注入系が作動して VCT から RWST へ充填源が切り換わる。したがって充填流量は一気に約 9.6 倍に増えて水位は次第に上昇する。

リリーフタンク水位はほぼ直線的に増加し、19 分で 100% に達する。圧力は 60 PSIA 以上となり、ラプチャーディスクの設定圧力を越えてディスクを破壊する。したがってリリーフタンクの水は、コンティメントタンクへ瞬時に 60 PSIA の圧力で流出した結果、7.5% 水位が下がる。21 分以降は 96.5% 一定で、ラプチャーディスク管より加圧器からの逃がし量が流出している。

圧力は水位が増すに従って急上昇し、ラプチャー後はコンティメントタンク圧力と等しくなる。

ループ冷却材温度はスクラム後、次第に低下するが、蓄圧注入によって瞬間的に大きく低下する。

二次系の各パラメータのスクラム後の挙動は 2.5 節などと同じでダンプ弁の影響を受けている。ただし、今回の場合は、安全注入系の作動により約 14 分に T_{AVG} が 545 °F に低下してダンプ弁の開閉動作が終了している。また、蓄圧注入系の作動により SG への伝熱量が瞬間的に低下するため発生蒸気量もその間減少する。したがって SG 各パラメータにその影響が見られる。

給水流量は約 13 分に主給水制御弁が閉じ、15 分に補助給水系が作動している。この作動条件は安全注入系の作動後 66 秒で入る。

Table 2.12 Main Events and Annunciators in the case of Pressurizer Relief Valve Sticks Open

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Relief Valve Sticks Open	00:22	Pressurizer Pressure Low
00:54	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%	00:28	Pressurizer Relief Line High Temperature
01:37	Generator Trip	00:54	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip
02:05	Steam Dump Valve Position 50%		Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow Steam Dump Armed
03:12	Initiation of Accumlator Injection (in 8 seconds) Feedwater Control Valves Close		Auto Stop Oil to Drain SG Level Error
04:07	Steam Dump Valve Position 0%	01:37	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
11:30	Letdown Isolation Backup and Proportional Pressurizer Heater Off	01:45	Pressurizer Level Low
13:48	Initiation of Safety Injection	03:47	Pressurizer Relief Tank Trouble
14:54	Auxiliary SG Feedwater Pump On	13:00	Charging Flow High
19:02	Pressurizer Relief Tank Level 100% Rupture Disk Break	13:48	Safety Injection Initiation Feedwater Isolation

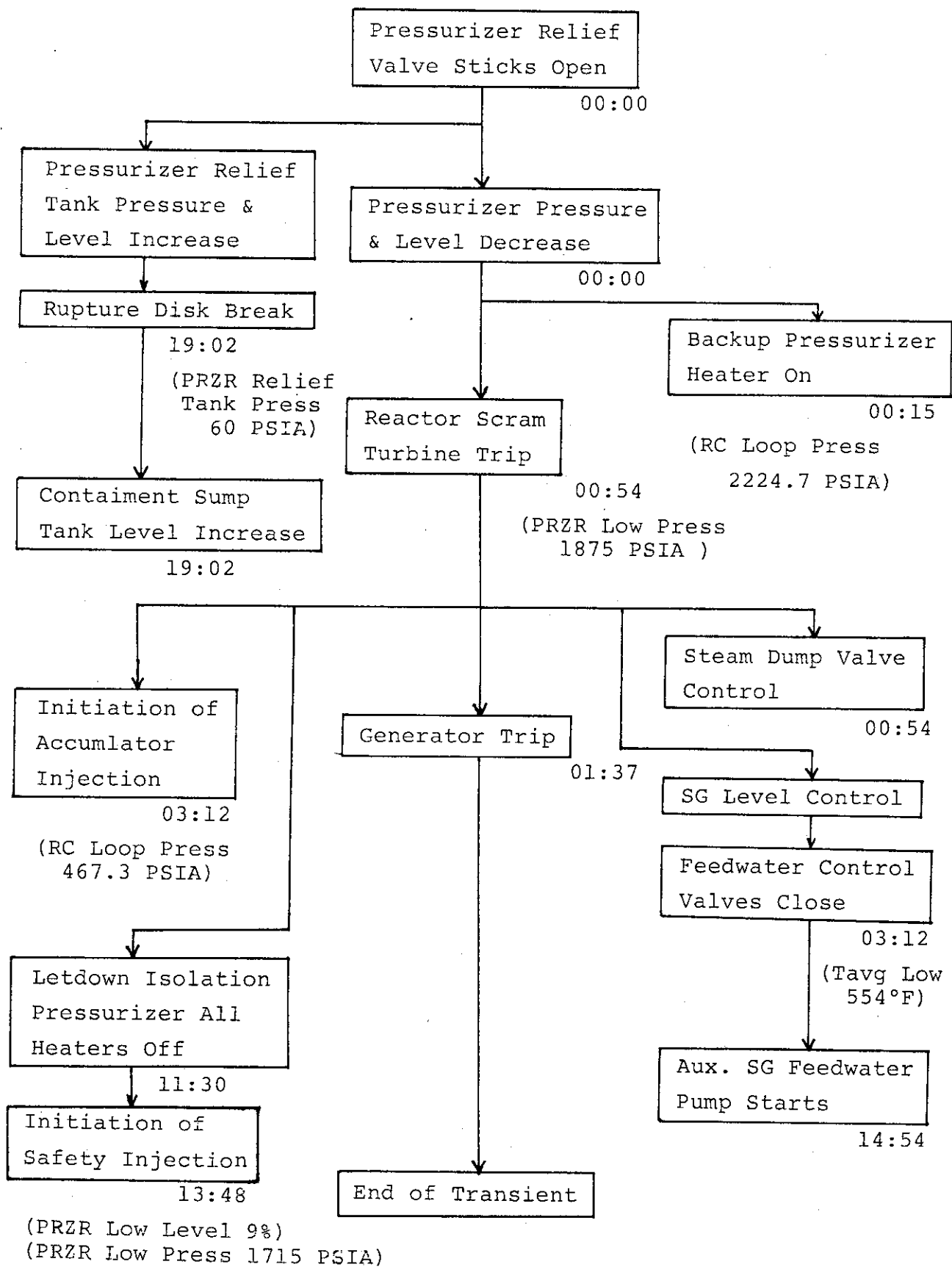


Fig.2.19 Sequence Diagram of Main Events in the case of Pressurizer Relief Valve Sticks Open

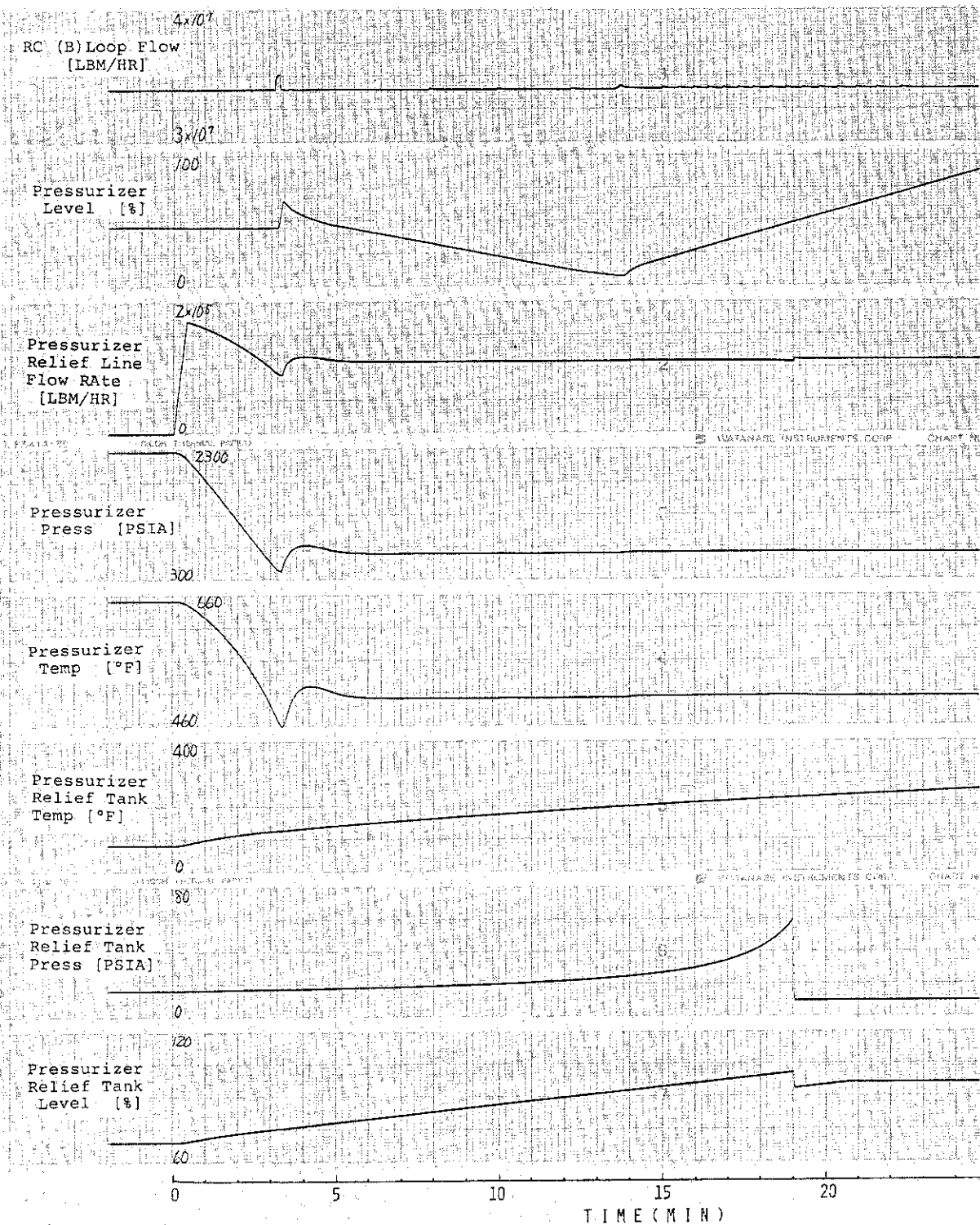


Fig. 2.20 Transient Behaviors Caused By Pressurizer Relief Valve Sticks Open

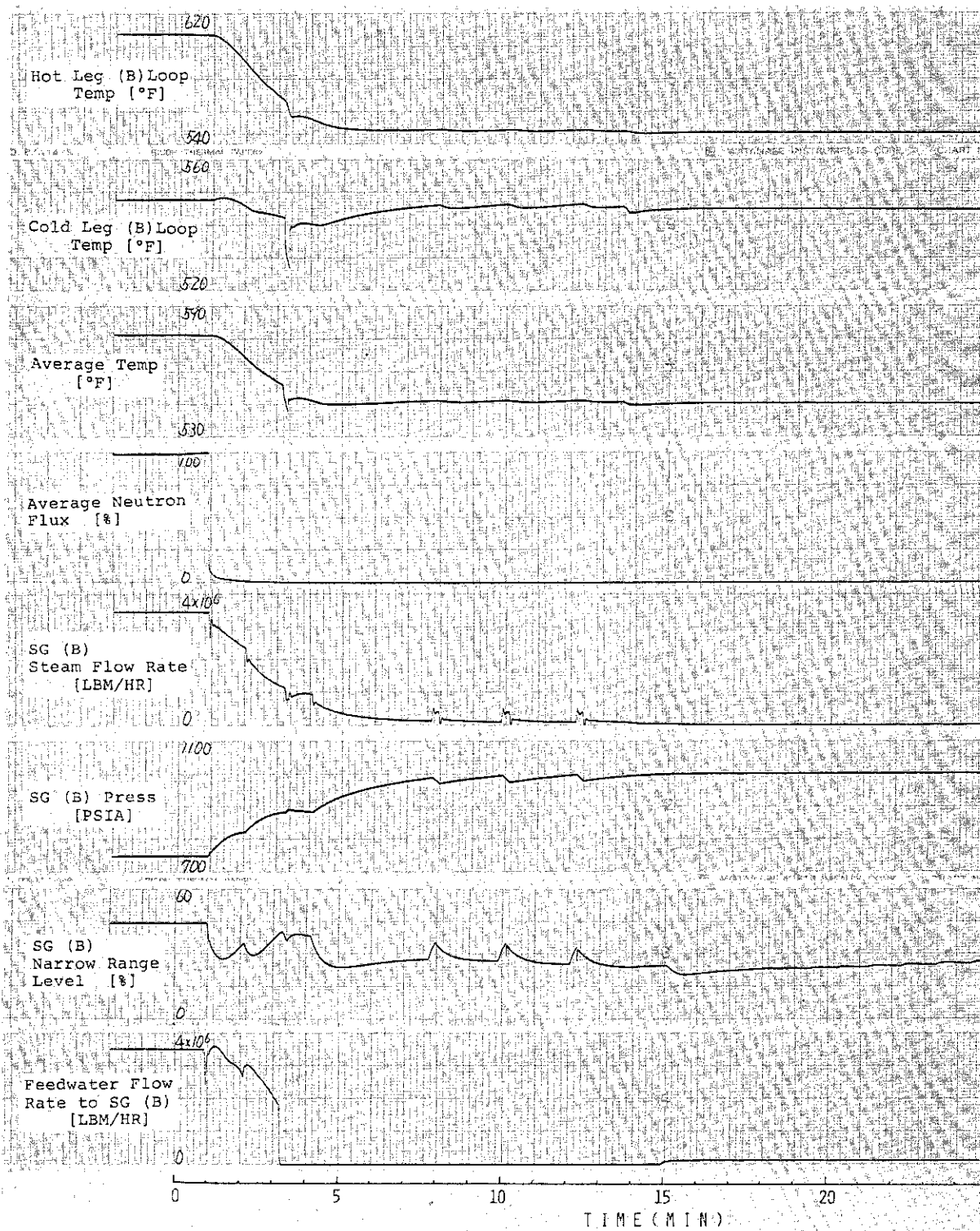


Fig. 2.20 Continued

2.13 制御棒1本落下

100%負荷で運転中、制御棒 P-6 (バンク A 内) の位置を保持しているステーションナリコイルの故障が原因で、これが落下した場合のプラントの挙動を調べたものである。制御棒が落下した時間を 0 秒として主要事象の生起時刻を表 2.13 に、そして主要パラメータの変化を図 2.21 に示す。

P-6 制御棒落下により中性子束は、ステップ状に減少し、85 秒には 70% になるが、落下後直ちに自動制御系が炉出力保持のため、バンク D 制御棒の引抜きを行う他、冷却水温度も低下するため増加に転じ、100 秒には、80% の極大値をとる。また一方で、11 秒からはバンク D 制御棒が、9 STEP/MIN で挿入されている (タービンランバックが原因) ため、中性子束は冷却材温度低下による上昇要因を含みながらも下降し、約 7 分で制御棒停止に伴い、上昇に転じ 63% で一定になる。

燃料棒中心温度は、炉出力の減少に伴い漸減し 20 分には 1550 °F あった温度が 1250 °F で安定している。

ホットレグ温度が炉出力の減少に対応して定常値の 607.4 °F から 8 分後には 595 °F に下がり、以後は安定しているのに対し、コールドレグ温度が若干 (2 °F) 上昇しているのは、二次系の出力減少が炉出力よりも早いことを示している。

加圧器水位は、冷却水温度の低下が原因で 46% から 15 分後には 39% にまで減少するが、充填流量の増加により上昇に転ずる。加圧器圧力も変化は微小であるが水位とほぼ同様の变化をする。但し、圧力上昇は充填流量増加開始時 (12 分) より始まるが、水位上昇はそれより 2 分程遅れる。

二次系は、P-6 制御棒落下と同時にタービンランバック動作に入る。従ってタービン制御弁は 65% まですばやく閉った後ゆるやかに動作して開度 55% (タービン出力 75% を目指した開度) に設定される。これに伴い SG 蒸気流量も 23% 減少する。SG 圧力は、タービン制御弁開度の減少により上昇し 5 分 30 秒の 835 PSIA を最大に炉出力降下を待って減少する。SG 水位はタービン制御弁の閉動作が原因で器内のボイドが消去されるため一時的に減少するが、45 秒の 38% を下限に以後は大きな外乱もなく 44.5% に安定する。給水流量は、SG 水位の変化に対応して挙動し、水位が安定した後は蒸気流量と等量を保持することになる。

Table 2.13 Main Events and Annunciators in the case of Dropped Reactor Control Rod P6 Control Bank A

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Dropped Reactor Control Rod P6 Control Bank A	00:10	Rod Withdraw Limit Turbine Runback
00:01	Withdraw Reactor Control Rods Bank D (in 9 seconds)	00:18	High Steam Line Flow
00:10	Turbine Runback	00:20	Tavg/Tref Deviation
00:11	Insert Reactor Control Rods Bank D (in 7 minutes 19 seconds)		

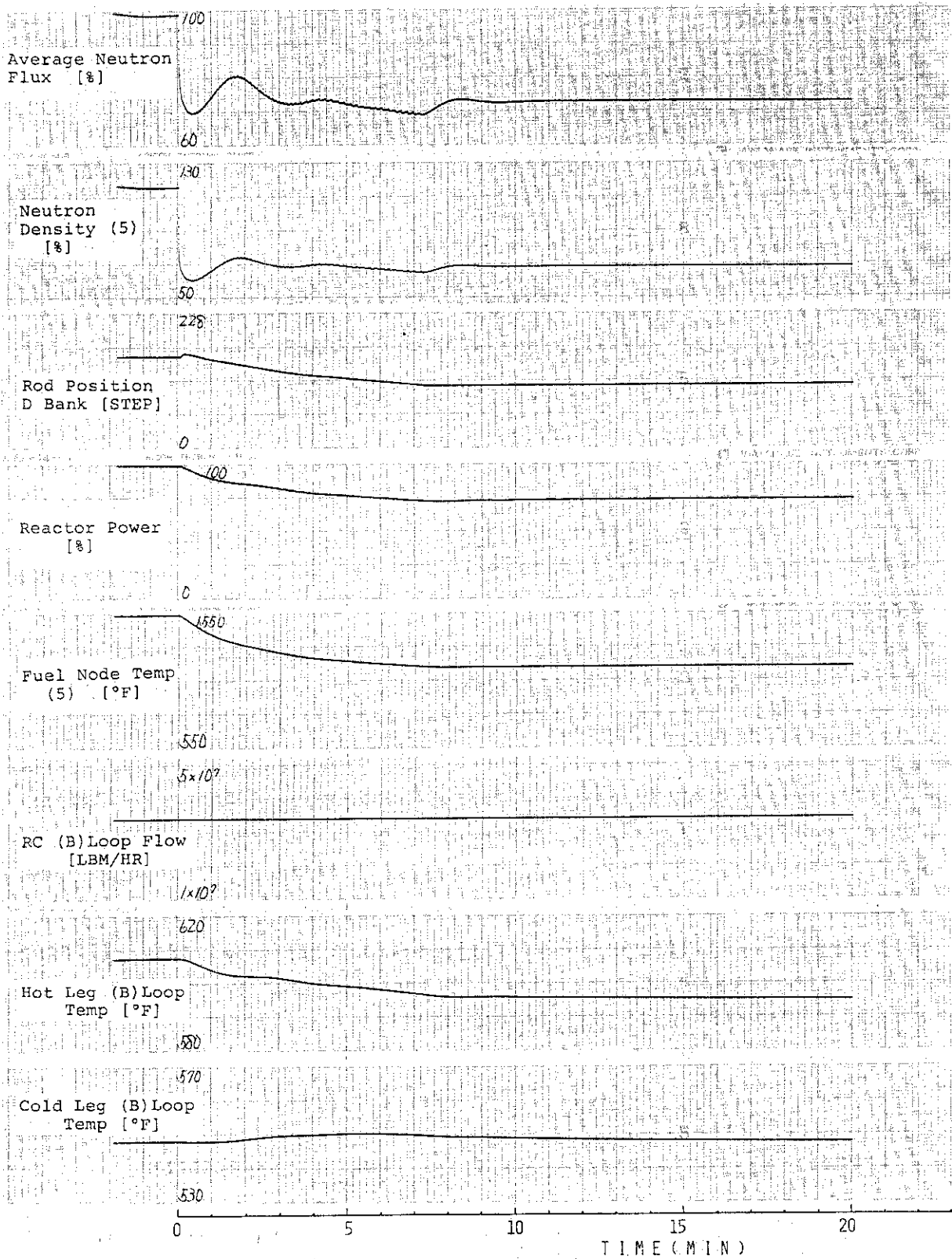


Fig. 2.21 Transient Behaviors Caused by Dropped Reactor Control Rod P6 Control Bank A

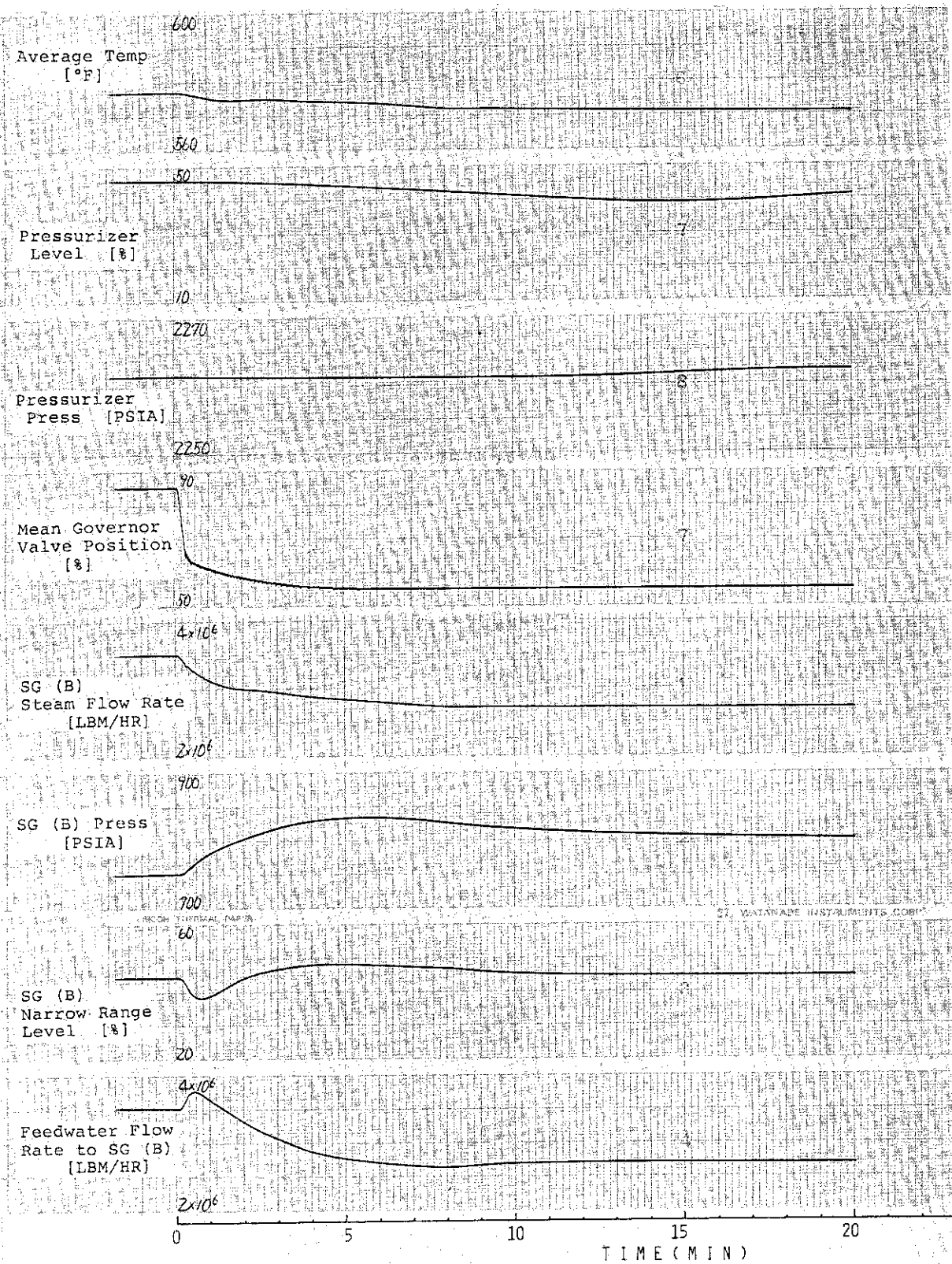


Fig. 2.21 Continued

2.14 制御棒1本の飛出し

このマルファンクションの初期状態は IC-5 (20%出力) から出力を 15%まで減少させて定常となったものを使用したものである。

当マルファンクションは炉出力 15%で運転中に制御棒 D-12 のメカニズムハウジングが破壊されそこから冷却水が格納容器内に流れ出ると共に制御棒位置も一瞬のうちに最高値にまで引き上げられるというものである。この制御棒飛出し開始時刻を 0 秒にとった主要事象の生起時刻を表 2.14 に、また事象シーケンスを図 2.22 に、主要パラメータの変化を図 2.23 に示す。

制御棒 D-12 は、メカニズムハウジングの破損により、135 から 200 ステップに急昇してその位置を保つ。この時制御棒の急激な引抜きが原因で出力上昇率が過大 (31.25%) となるため炉は引抜き開始後 5 秒でスクラムする。この様子がバンク C 制御棒の動きに示されている。中性子束の変化は、制御棒の急昇により 18%から 156%にまでステップ状に上昇するが、スクラムによって減少する。炉出力は、制御棒急昇により 14.5%から 17%まで上昇した後スクラムにより漸減し 0 に収束する。

加圧器水位は、メカニズムハウジングからの冷却水漏出のため徐々に減少し約 4 分で 14.4%に達しレットダウン流量停止となる。それ以後は充填流量の増加もあり一定に落ち着いている。次の加圧器圧力も炉スクラム、冷却水漏出の影響で減少を続ける。その後レットダウン流量停止により一時的に圧力降下度が大きくなるが、充填流量増加によりその後上昇に転ずる。そして 5 分以後はレットダウン流量停止弁の開閉の繰り返しの影響を受けて波状の変化をしている。

充填流量は、加圧器水位の低下にもかかわらず増加しないのは、水位と T_{AVG} の偏差が減らないため T_{AVG} が一定になった 3 分 30 秒あたりから上昇をはじめ 5 分 30 秒で上限値 (4.5×10^4 LBM/HR) に達する。

二次系に移って、SG 水位は、タービントリップによる蒸気ダンプ弁の開動作により蒸気流量増加があるためボイド発生率が高まり上昇するが、63 秒にダンプ弁が全閉になって今度は逆の作用があり下降する。

SG 蒸気流量は、5 秒から 63 秒まで突出している。これはタービントリップ後、蒸気ダンプ弁が 50%開いたためである。このとき SG 圧力は、蒸気流量増加に伴い 924 PSIA からダンプ弁全閉時には 888 PSIA まで減少し、以後次第に閉塞状態となり圧力は上昇を続け 926 PSIA に達する。給水流量は給水制御弁が T_{AVG} が 554 °F 以下及び炉スクラムの条件がそろって 5 秒に全閉となり以降その状態が続く。

Table 2.14 Main Events and Annunciators in the case of Ejected Rod D 12 Control Bank C

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Ejected Rod D 12 Control Bank C	00:05	Reactor Scram Turbine Runback
00:05	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 50% Feedwater Control Valves Close		Rod Bottom Turbine Trip Steam Dump Armed SG Level Error Auto Stop Oil to Drain
00:51	Generator Trip	00:13	Charging Flow High
01:03	Steam Dump Valve Position 0%	00:51	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
03:56	Letdown Isolation Backup and Proportional Pressurizer Heater Off	02:00	Low Steam Line Pressure
		02:15	High Steam Line Flow
		03:14	Pressurizer Level Low

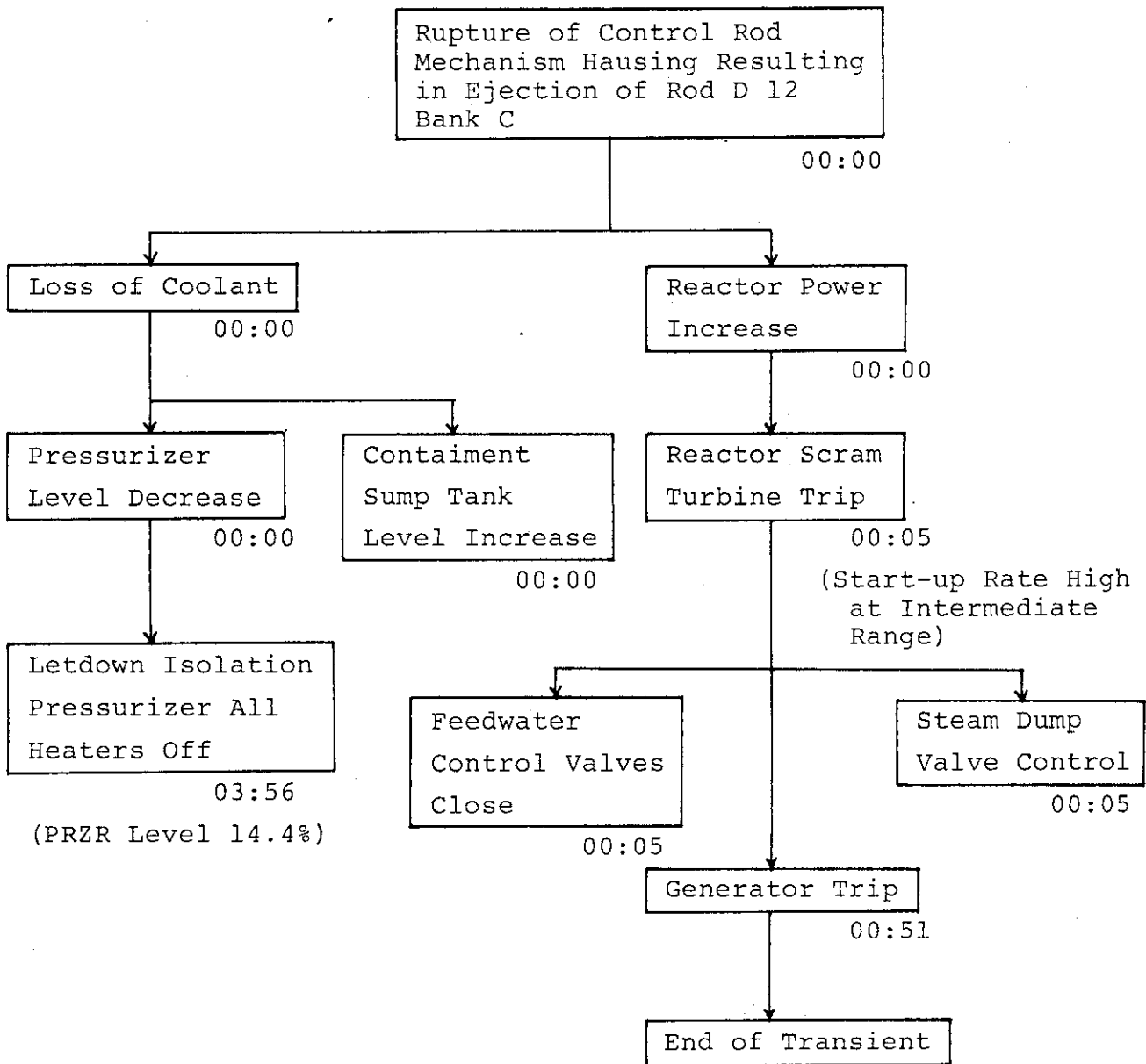


Fig. 2.22 Sequence Diagram of Main Events in the case of Ejected Rod D 12 Control Bank C

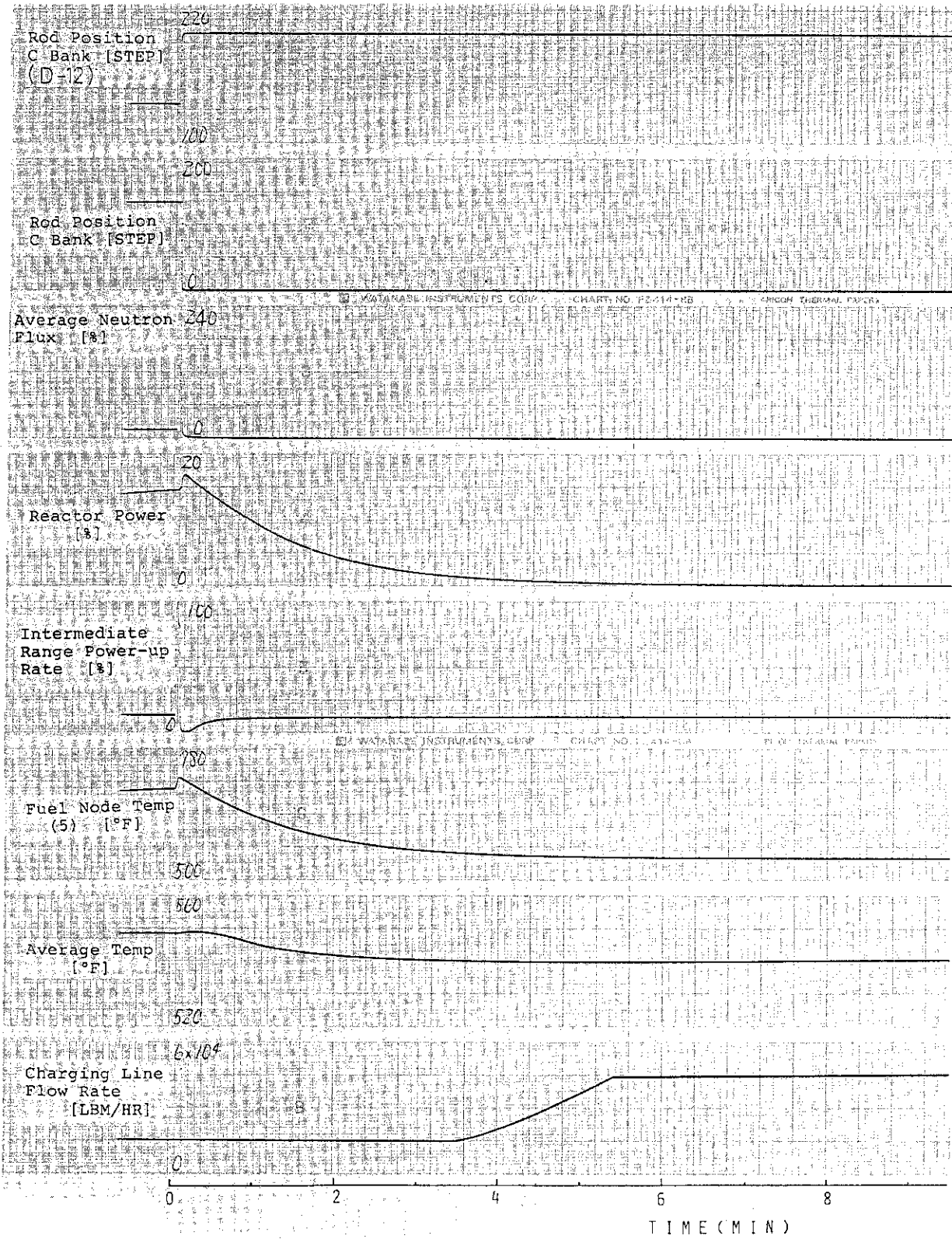


Fig. 2.23 Transient Behaviors Caused by Ejected Rod D12 Control Bank C

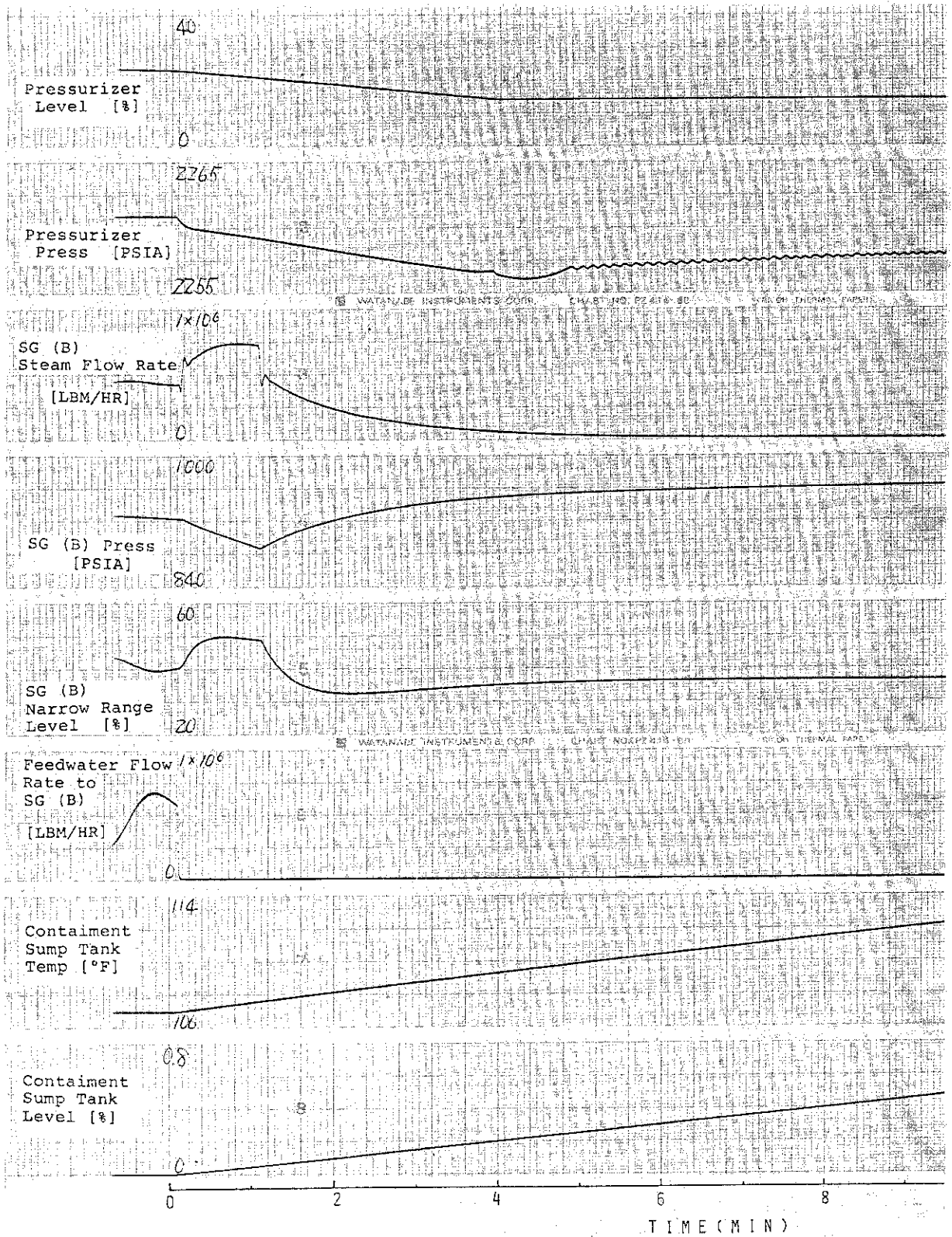


Fig. 2.23 Continued

2.15 制御棒連続挿入

炉制御が自動または手動状態において制御棒が制御不能となり連続的に挿入されていく事故で、制御棒挿入が開始された時間を0秒にとった主要事象の生起時刻を表2.15に、また事象シーケンスを図2.24に、主要パラメータの変化を図2.25に示す。

制御棒は、挿入開始から6分まではバンクDが7STEP/MINとゆるやかに入って行く。それ以後は48STEP/MINのスピードで挿入され約7分にはバンクC、9分にはバンクB、約11分にはバンクAが同じく48STEP/MINのスピードで連続挿入されて行く。

中性子束は、最初の6分間はバンクD制御棒の低速挿入のためゆるやかに下がり、それが高速になると速く落ちる。その後他の制御棒が高い位置にあること（反応度が低い）と、冷却水温度が低下していることが原因で一次的に上昇するが、引続いて制御棒挿入されているために0%まで下がる。全ての制御棒挿入が終了した後、未だボロン濃度が低いため中性子束は若干残存することになる。炉を縦方向に3分割した場合の上部（9）、中部（5）、下部（1）の部分中性子濃度は、変化の傾向は中性子束に類似したものとなるが、その値が炉の上部に移る程小さくなっている。これは制御棒が上部から挿入されてくるので、上部は下部に比べ反応度が低いためである。

燃料棒中心温度の変化も中性子濃度と同様に、温度の下降が上部（9）から始まり中（5）、下（1）と移って行くのが確認できる。又それらの全体の変化の傾向は中性子束、及び冷却材温度の変化の影響を受けたものとなっている。

冷却材流量は、冷却材温度の大幅な低下（40分間で T_{AVG} は260°F低下している）に伴う密度減少の結果徐々に上昇し、40分には10%の増加をみている。冷却材温度は、炉出力、タービン出力の減少に伴い次第に低下している。

加圧器水位は、冷却材温度の低下に従って減少し、20分12秒のレットダウン停止と、同周期に起る充填流量の増加により以後微増を続ける。又、加圧器圧力も冷却材温度低下に従って減少し、レットダウン流量停止と同時に全ヒーターが停止するため減少傾向に拍車がかかることとなるが、充填流量の増加により上昇に転ずる。

次に、充填流量は、加圧器水位と T_{AVG} との相関により決定され、 T_{AVG} の減少率が大きいいため流量は漸減を続けるが、20分12秒には充填流量増の指示信号に転ずる。（ T_{AVG} は低下を続けるが信号としては545°F以下は一定値を保つため。）

二次系の変化に移って、SG蒸気流量は、タービン出力の低下に伴い減少して行く。又、SG圧力は、炉出力よりタービン出力の低下が遅れるため図のように低下して行く。SG水位は、SG圧力低下によるボイド発生と蒸気流量の減少が原因で上昇するが、有効な給水流量制御の結果定常に安定する。給水流量は11分以後 3×10^5 LBM/HRの振幅を持ちながら推移して行くが、これは給水流量が、SG水位、蒸気流量、給水流量の3要素で制御されているわけであるが、本シミュレータの場合この流量付近での制御特性が悪いため起こるものと思われる。

Table 2.15 Main Events and Annunciators in the case of Uncontrolled Continuous Insertion of Control Rods

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Initiation of Uncontrolled Continuous Insertion of Control Rods	06:44	Tavg/Tref Deviation
		07:18	Pressurizer Level Low
15:30	Completion of Uncontrolled Continuous Insertion of All Control Rods	09:44	Tavg Low
		11:43	Low Steam Line Pressure
20:12	Letdown Isolation Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off	39:46	Volume Control Tank Alarm
36:00	Volume Control Tank Automatic Makeup		

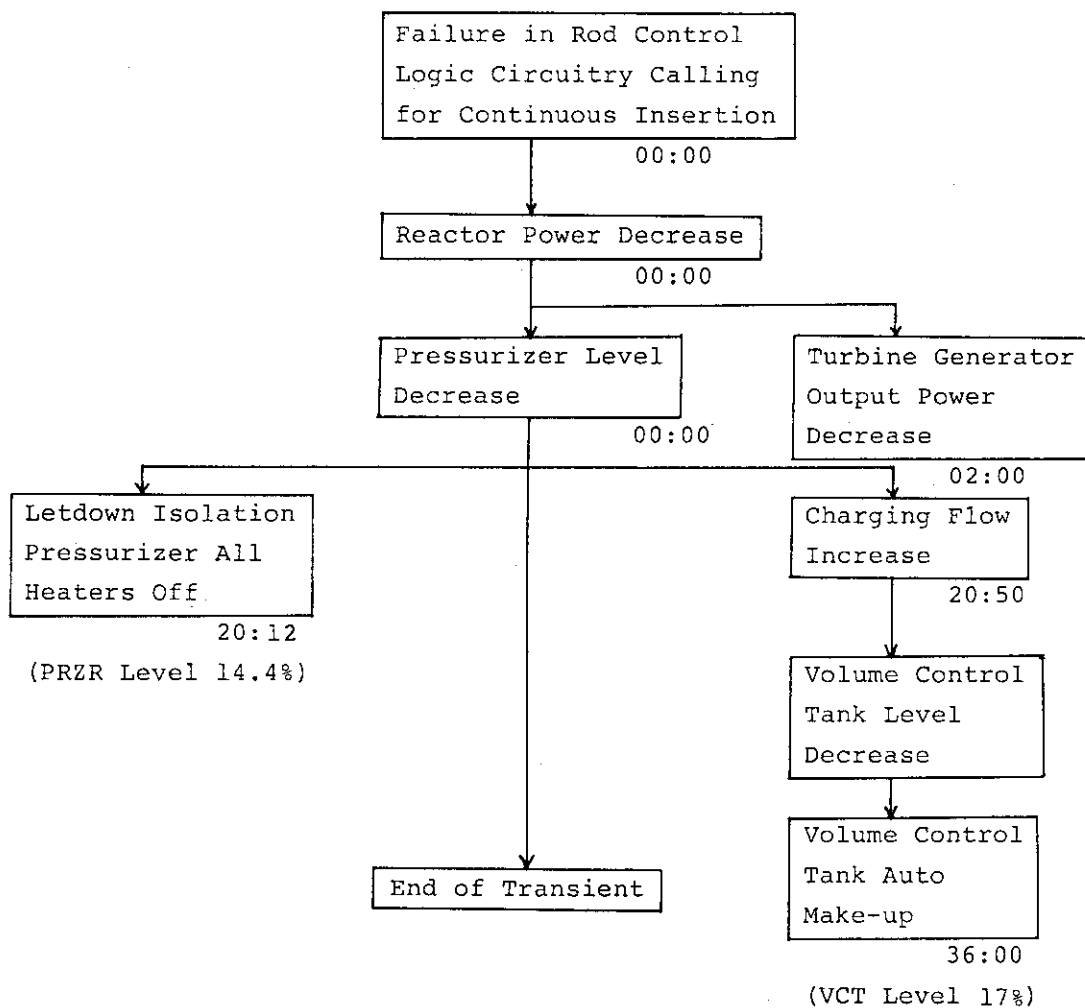


Fig. 2.24 Sequence Diagram of Main Events in the case of Uncontrolled Continuous Insertion of Control Rods

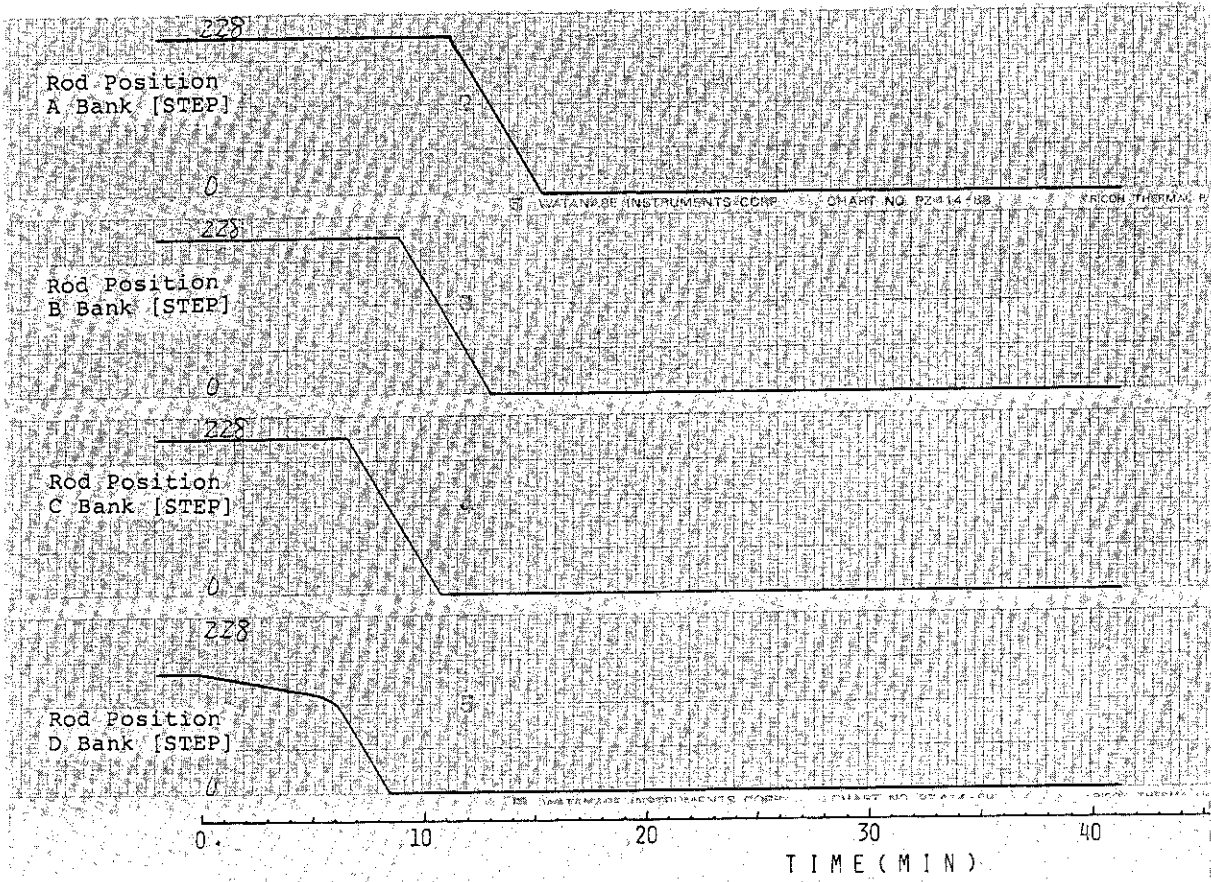


Fig. 2.25 Transient Behaviors Caused by Uncontrolled Continuous Insertion of Control Rods

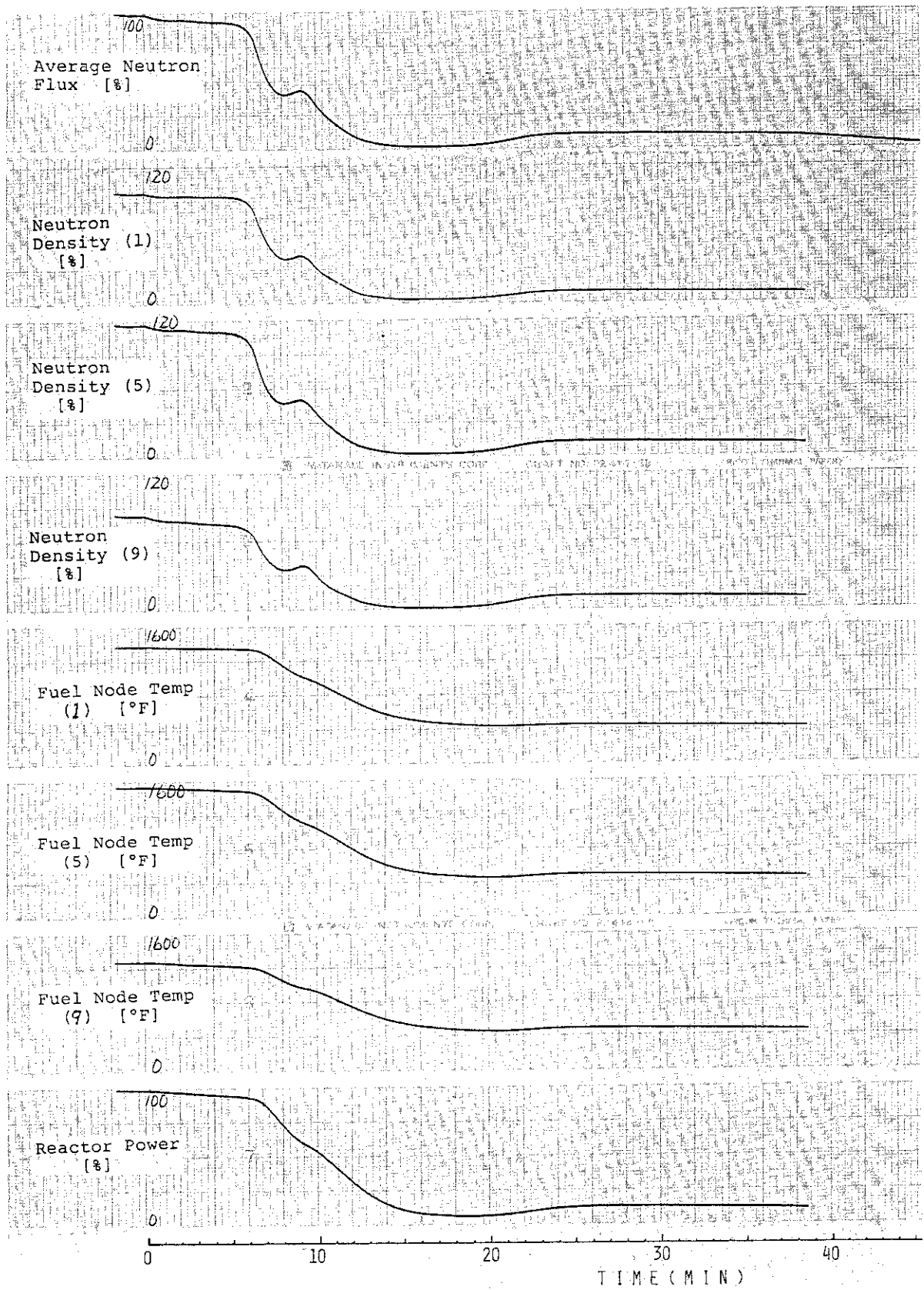


Fig. 2.25 Continued

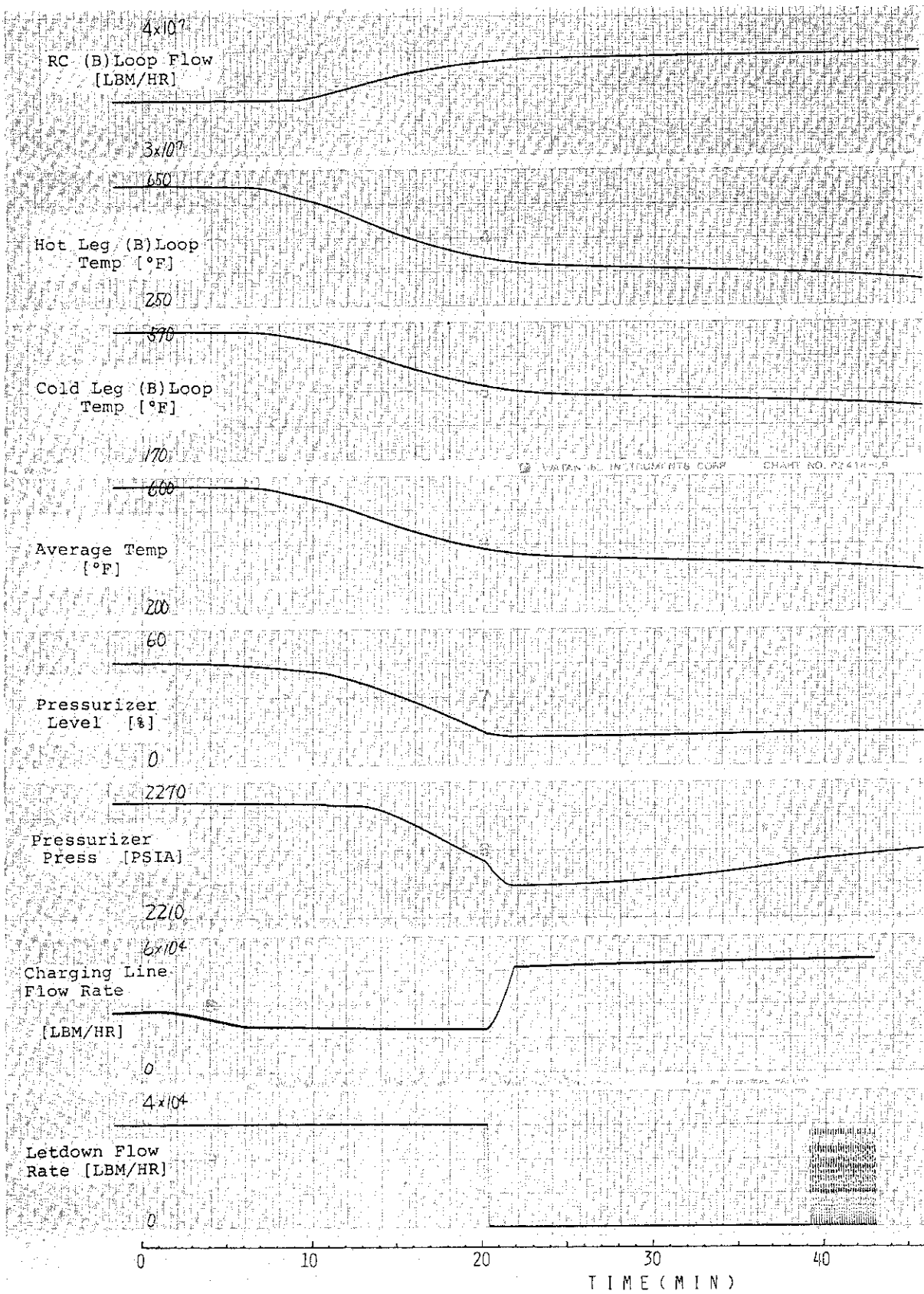


Fig. 2.25 Continued

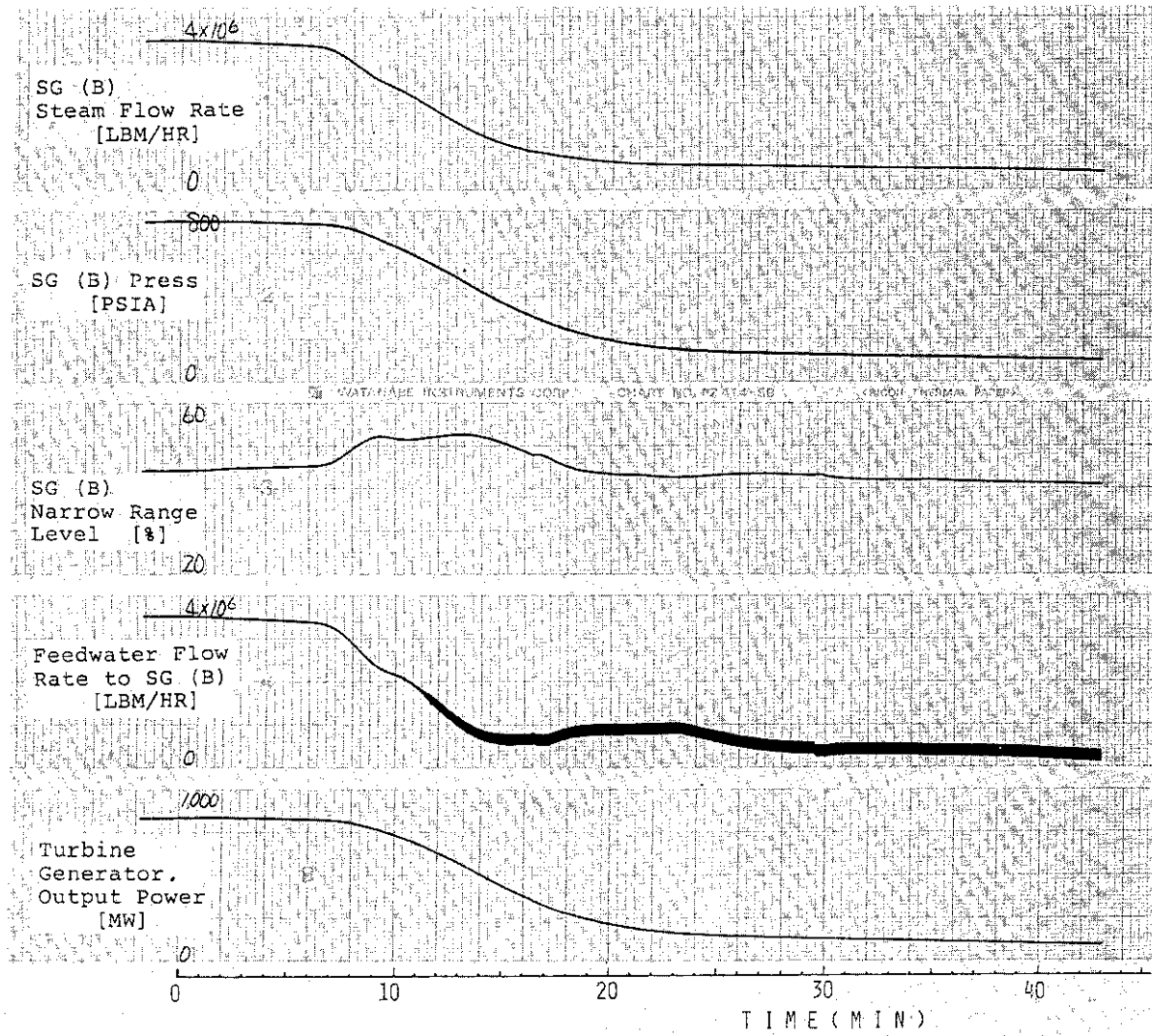


Fig. 2.25 Continued

2.16 制御棒連続引抜き

100%負荷運転中、自動にセットされている制御棒が、制御不能に陥り連続的に引抜かれて行くというものである。引き抜きを開始した時間を0秒としてその主要事象の生起時刻を表2.16に、そして主要パラメータの変化を図2.26に示す。

制御棒は、炉が100%負荷状態にあるため引抜き可能な位置にあるのはDバンクのみである。そのDバンク制御棒は、154 STEPから引抜きが開始され、約9分後に200 STEPの上限に達する。そして炉出力は、制御棒引抜きにより徐々に増加し、101.5%で平衡に達する。中性子束の場合は、制御棒引抜きによる増加要因と冷却材温度上昇による減少要因が相まり小さな振幅での増減を重ねた後これも101.5%に達する。燃料棒中心温度は、炉出力の増加に伴い上昇し1535°Fで一定となる。

冷却材平均温度も炉出力の増加に伴い上昇し、579°Fで一定となる。加圧器の水位、圧力は冷却材平均温度の上昇がこれらの増加要因になるのであるが、5°F程度のものであるため目視で可視の変化とはならなかった。

二次系のSG蒸気流量、SG圧力、給水流量は、炉出力増加の結果、SGへの伝熱量も増えるため各値とも若干の増加をみている。SG水位は、SG圧力増加のため多少減少するが、給水量増により補われ元の水準を保っている。

図2.26の主要パラメータ中の最後の4例には、制御棒連続引抜きがあった場合のタービン発電機出力、100%定常運転状態でのタービン発電機出力、同状態での主蒸気ヘッダー圧力、同じく低圧タービン入口圧力を示している。タービン発電機出力の計算の基礎になる主蒸気ヘッダー圧力、低圧タービン入口圧力が100%負荷定常運転状態で図のような変化を繰返しているためタービン発電機出力も図のように矩形的な変化をする。(最大値848 MWe, 最小値833 MWe, 変化幅15 MWe, 変化率1.83%)これが制御棒連続引抜きがあった場合には、2分12秒には定常運転と同様の出力降下があるが、その後は炉出力上昇に伴い主蒸気ヘッダー圧力、低圧タービン入口圧力共にゆるやかに上昇を続ける(定常運転の場合のような矩形的な変化をしない)結果降下後はゆるやかな上昇を続ける。

Table 2.16 Main Events and Annunciators in the case of Uncontrolled Continuous Withdrawal of Control Rods

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Initiation of Uncontrolled Continuous Withdrawal of Control Rods	08:40	Rod Withdraw Limit
08:40	Completion of Uncontrolled Continuous Withdrawal of All Control Rods		

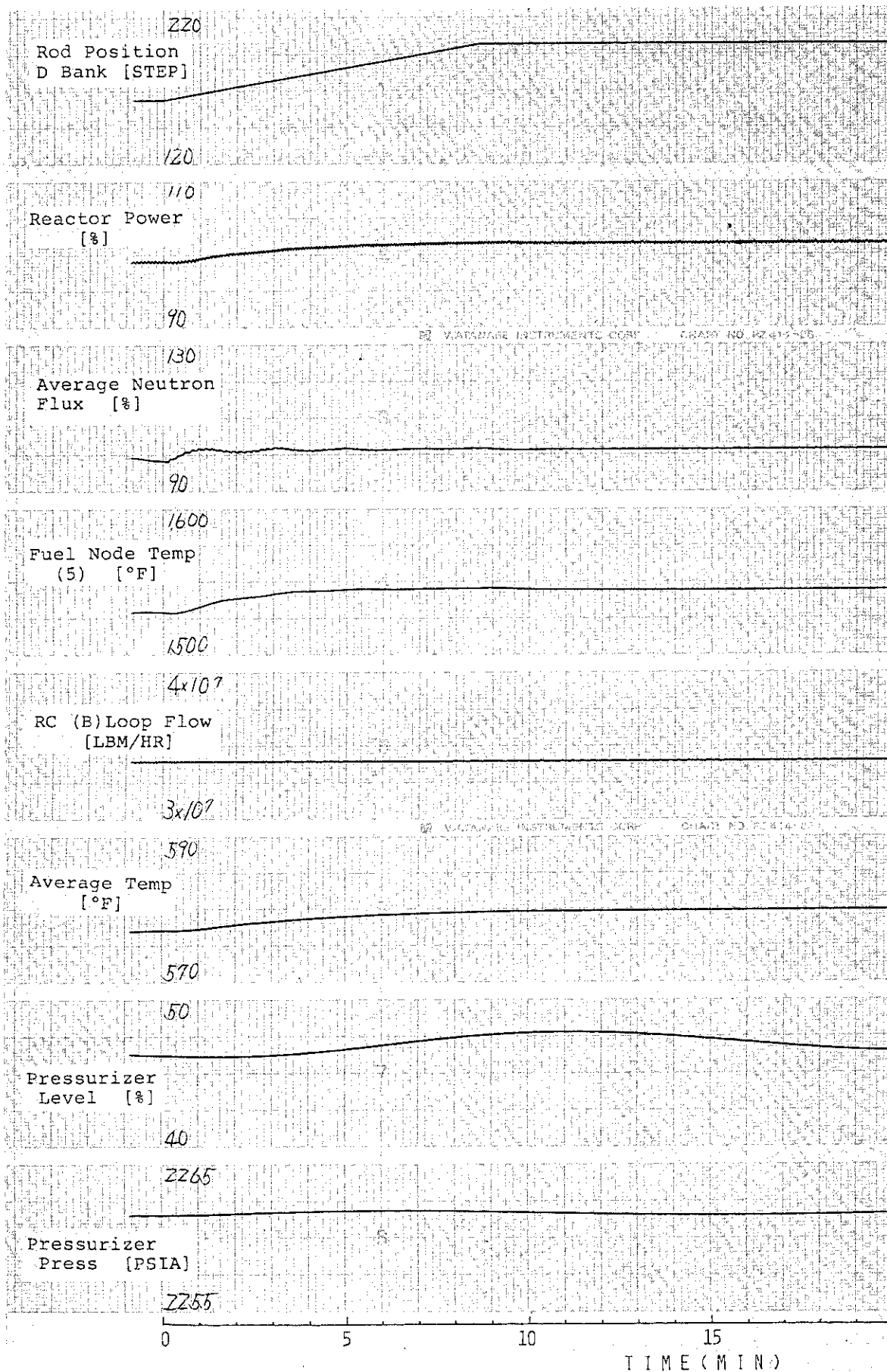


Fig. 2.26 Transient Behaviors Caused by Uncontinuous Withdrawal of Control Rods

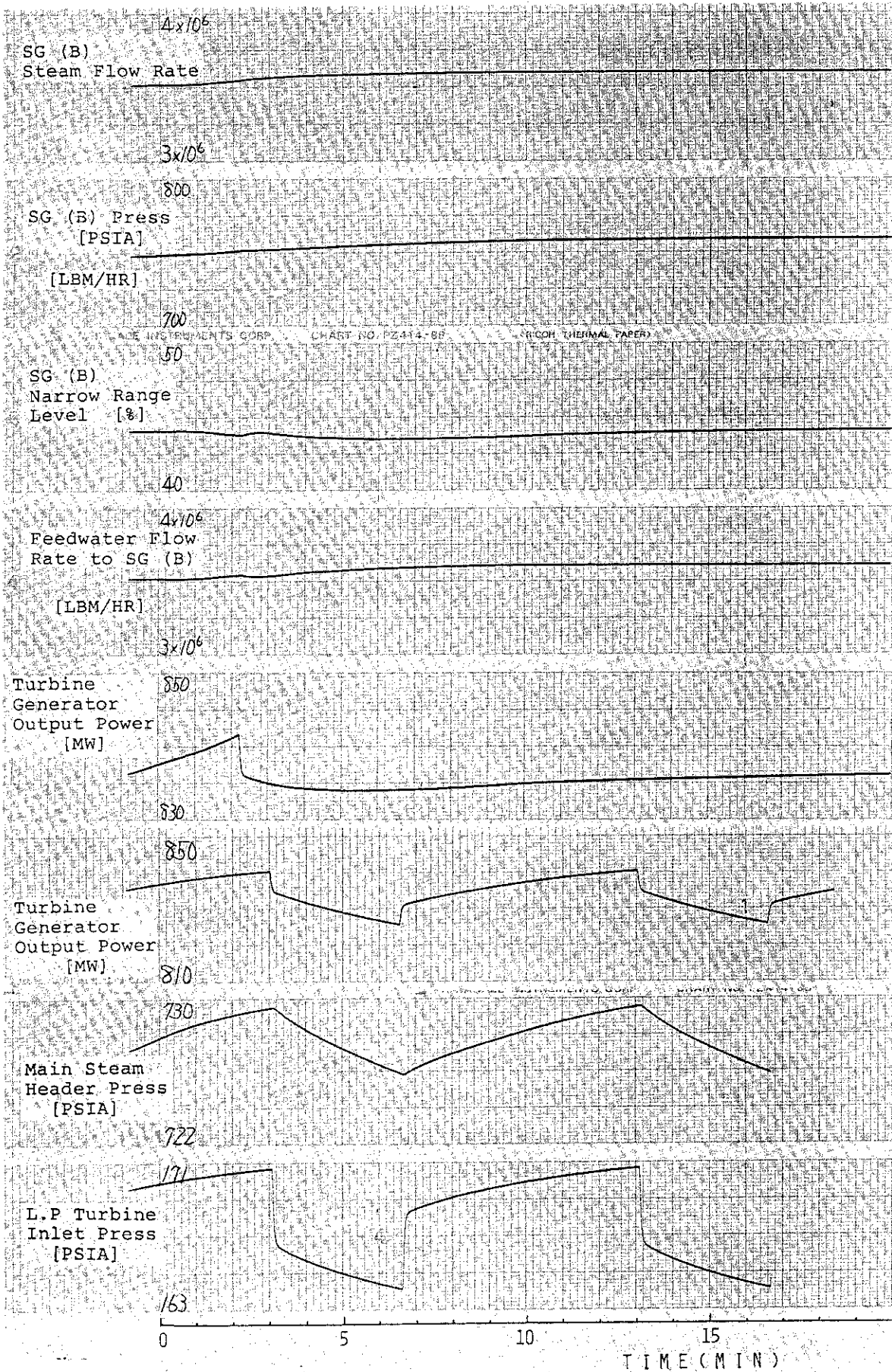


Fig. 2.26 Continued

2.17 制御棒速度制御の故障

- 1) 自動, 手動どちらの場合でも制御棒が駆動しないという故障
- 2) 制御棒に挿入又は引抜き信号が入った場合, 最高速度でしか動作できない故障
- 3) 制御棒に挿入又は引抜き信号が入った場合, 最低速度でしか動作できない故障

以上の3ケースを正常に運転された場合と比較してみた。

設定条件は, 約50%負荷で運転中0分より2%/MINの負荷上昇率を加え, 10分後にホールドとし11分後より今度は逆に2%/MINの負荷降下率を加えて25分程度まで運転するということにした。

上記の条件の下で正常運転を試みた場合, 1)の故障, 2)の故障, そして3)の故障があった場合の各主要事象の生起時刻を負荷上昇を開始した時間を0分として, 表2.17, 表2.18, 表2.19, 表2.20に示し, 各ケースの主要パラメータの変化を同様の順序で図2.27, 図2.28, 図2.29, 図2.30に示す。

タービン発電機出力は, 4ケース共0分(460 MWe)より2%/MINの割合で上昇し, 10分から11分の間は580 MWeで一定その後は2%/MINの割合で下降している。

二次系に上記のような出力の変更があった時の制御棒の動きに注目する。制御棒速度は, タービン負荷により変化する冷却材設定温度(T_{REF})とSGでの熱交換量と制御棒位置により決定される冷却材平均温度(T_{AVG})との差($T_{REF} - T_{AVG}$)により与えられる信号にタービン出力と炉出力の差により与えられる信号を加えたもので決定され, それが引抜き時は下限値以下, 挿入時には上限値以上になると制御棒は停止する。正常運転の場合, 2分30秒に制御棒引抜き信号が入り最低速度での引抜きが始まるが, 5分過ぎからは T_{AVG} が一定から減少傾向にあるにもかかわらず T_{REF} が増加するため制御棒引抜き速度は徐々に大きくなって行く。そして8分30秒には引抜き限界の200ステップに達している。その後11分以後は, タービン発電機出力が徐々に減少して行くためSGでの熱除去が減る, その結果 T_{AVG} が増加することにより今度は制御棒挿入の方向への信号に変わり20分24秒に挿入操作が開始される。その後の制御棒挿入速度はほぼ T_{AVG} の上昇により決定されている。

1)の場合は制御棒駆動制御装置故障のためタービン発電機出力が上昇, 下降しても制御棒は動かない。

2)の場合は, 制御棒は引抜き挿入とも最高速度の72 STEP/MINでしか動かなくなっているため2分30秒には正常運転同様に引抜き信号が入るが, その信号の値が引抜き信号下限値に達する(第1回目, 2分54秒)まで, 最高速度で引抜かれる。そして引抜き信号が下限値を下回っている間は停止を続け, 約5分にはそれを上回って, 制御棒は再び最高速度で上昇し引抜き限界に達する。11分以後の二次系出力降下の場合も同様に挿入信号入力時には最高速度で挿入し続け, 同信号が上限値以上の時は停止する。これを繰り返して炉出力を下げて行くことになる。

3)の場合には, 最低速度である8 STEP/MINでしか動かないという故障であるため2分30秒に制御棒引抜き信号が入った後引抜き速度が遅いため, 二次系の出力上昇に対する炉出力の追従性が不十分となる状態を招く。今回の場合は, 二次系出力が10分でホールドとなり11分からは減少となるので負荷減少中に炉出力は追いついている(13分45秒に制御棒は引抜き限界に達

し14分に炉出力は最大値に達する)。次に制御棒引抜き時その速度が遅いため今度は、一次系出力過多となることがコールドレグ温度、二次系の蒸気圧力の上昇からもうかがえる。

次に炉出力の変化についてそれぞれの特徴を述べる。正常運転の場合、8分30秒までは制御棒引抜きにより二次系出力増加に追従するがそれ以後は炉出力の引上げはコールドレグ温度が下がることによって計られている。ちなみに二次系出力は10分間で14.6%増加しているが炉出力が同レベルに達するのに、約11分要している。その後も炉出力は、二次系はすでに減少しているにもかかわらず増加し13分の65%をピークに減少傾向に移る。減少時の炉出力の変化は、制御棒挿入速度の影響がよく出ている。

1)の場合には、制御棒が動かないためコールドレグ温度の減少のみで炉出力上昇が計られている。従ってその上昇速度は遅く炉出力が14.6%増加することは出来ないままに(14分20秒の63%がピーク)二次系出力の減少を待って炉出力が追いつくという経過をたどっている。又出力減少時の場合も正常運転の場合に比べ23分頃より炉出力の減少が遅れはじめる。

2)の場合、制御棒引抜き速度が大きいため二次系よりも炉出力の応答の方が早い傾向を示すが5分30秒の制御棒引抜き限界に達した後はその上昇度は小さくなり結局炉出力が二次系と同じ14.6%上昇するのに正常運転と同様11分12秒要することになる。しかもそのピークに達する所要時間、値ともに正常運転と一致している。これは双方のケースで、制御棒が上限に達した8分30秒以後の中性子束変化が全く同じものになる結果炉出口、入口の冷却材エンタルピーの一致をみるためである。出力減少時の変化も又炉出力増加時の挙動と同様の傾向がみられる。

3)の場合になると制御棒引抜き速度が遅くなるため炉出力上昇も遅い。正常運転時より1分遅れて最大値65%に達しその後減少して行く。4ケース共二次系出力に追いつくのは二次系が減少過程に入ってからであることは共通している。

中性子束の変化についてはおおむね炉出力の変化に則している。ただし2)のケースでは制御棒の引抜き(挿入)の後中性子束が下降(上昇)しているのはその急激な動きの結果冷却水温度の上昇(下降)を伴うため、その負の反応度が加わることが原因である。

次に冷却材温度の変化について比較を試みる。正常運転の場合、ホットレグ温度は制御棒引抜きが始まる2分30秒まで若干の減少を示し、引抜き開始後は上昇に転じ8分30秒の引抜き終了時には581°Fに達する。それ以後も二次系の出力上昇に追従するためホットレグ温度は下がる(13分30秒極小値578°F)。その後二次系の出力低下により上昇に転じ23分48秒に最大値583°Fに達し制御棒の挿入が始まって温度は下降する。

これが1)のケースでは制御棒が動かないため、二次系出力上昇に伴い最初から下降し、約14分に下限値570.8°Fに達した後上昇に転ずる。

2)の場合では、制御棒駆動可能期間中、引抜き挿入どちらの場合も一時停止期間があるためこの時期ホットレグ温度は若干下降(上昇)する他は正常運転と同様の変化をする。

3)の場合では、制御棒の引抜き期間が長いいためホットレグ温度の減少はなく、又出力減少時には二次系出力減少に制御棒挿入が追いつけなくなった結果、徐々に温度は上昇する。

コールドレグ温度の変化は、それぞれ炉出力上昇時には減少し、降下時には増加するが、制御棒の動いている期間はその変化率は小さい。ただし2)の場合、制御棒の駆動速度が大きいため炉出力の応答の方が二次系よりも早くなる傾向があるためこれをコールドレグ温度により補正

することになる。

加圧器水位、圧力は T_{AVG} と充填流量の低下により 4 ケース共減少を続け、充填流量の増加により上昇に転ずる。

二次系の変化である SG 蒸気流量、SG 圧力、SG 水位、給水流量は 4 ケース共ほぼ同様の变化をする。

先づ蒸気流量は、タービン発電機出力の変化に応じた動きをしており 10 分より 11 分の間には、初期値より約 31% 多い蒸気が流れている。

SG 圧力の場合は各ケースにより多少の違いがある。すなわち 4 ケース共タービン発電機出力上昇時に一次系出力は遅れて上昇するので圧力は減少傾向をたどりタービン発電機出力の減少を待って上昇し、その最小値に達する時間が 13 分と等しいが、制御棒の引抜き状態によりその圧力は異なる。つまり迅速に引抜きの行われる正常運転、2) の場合はその最小値が 750 PSIA、引抜きが遅い 3) では 740 PSIA、全く動かない 1) では 700 PSIA まで下がっている。SG 水位は急激な変化がないためほぼ一定に推移している。ただ 2) の場合は制御棒の動きがやや急なためその時点での多少の揺れは現われている。

給水流量は水位がほぼ一定にあるため蒸気流量に追従した変化をする。

中性子束と T_{AVG} の変化分のみに注目してこれらの挙動をみると

制御棒速度	中性子束 (最大変化分%)	T_{AVG} (最小変化分°F)
通常速度	18	-2.7
動かない	16	-10.4
最大速度	21	-2.1
最小速度	18	-3.1

となり通常速度の場合が最もバランスのとれた応答を得ることができることがわかる。

Table 2.17 Main Events and Annunciators in the case of Control Rods Normal Move On Demand

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Initiation of Loading Rate 2%/MIN	08:30	Tavg/Tref Deviation Rod Withdraw Limit
02:30	Initiation of Withdrawal of Control Rod Bank D	23:18	Tavg/Tref Deviation
08:30	Completion of Withdrawal of All Control Rods		
10:00	Hold		
11:00	Initiation of Unloading Rate 2%/MIN		
20:24	Initiation of Insertion of Control Rod Bank D		

Table 2.18 Main Events and Annunciators in the case of Control Rods Fail to Move On Demand

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Initiation of Loading Rate 2%/MIN	05:20	Tavg/Tref Deviation
10:00	Hold	10:30	Pressurizer Level Low
11:00	Initiation of Unloading Rate 2%/MIN	22:43	Pressurizer Level High
		24:00	Tavg/Tref Deviation

Table 2.19 Main Events and Annunciators in the case of Control Rods Groups Move at Maximum Speed

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Initiation of Loading Rate 2%/MIN	05:30	Rod Withdraw Limit
02:30	Initiation of Withdrawal of Control Rods	09:25	Tavg/Tref Deviation
05:30	Completion of Withdrawal of Control Rods	24:55	Pressurizer Level High
10:00	Hold		
11:00	Initiation of Unloading Rate 2%/MIN		
20:18	Initiation of Insertion of Control Rods		

Table 2.20 Main Events and Annunciators in the case of Control Rods Groups Move at Minimum Speed

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Initiation of Loading Rate 2%/MIN	07:19	Tavg/Tref Deviation
02:30	Initiation of Withdrawal of Control Rods	13:46	Rod Withdraw Limit
10:00	Hold	18:36	Pressurizer Level Low
11:00	Initiation of Unloading Rate 2%/MIN	22:25	Tavg/Tref Deviation
13:46	Completion of Withdrawal of Control Rods		
20:00	Initiation of Insertion of Control Rods		

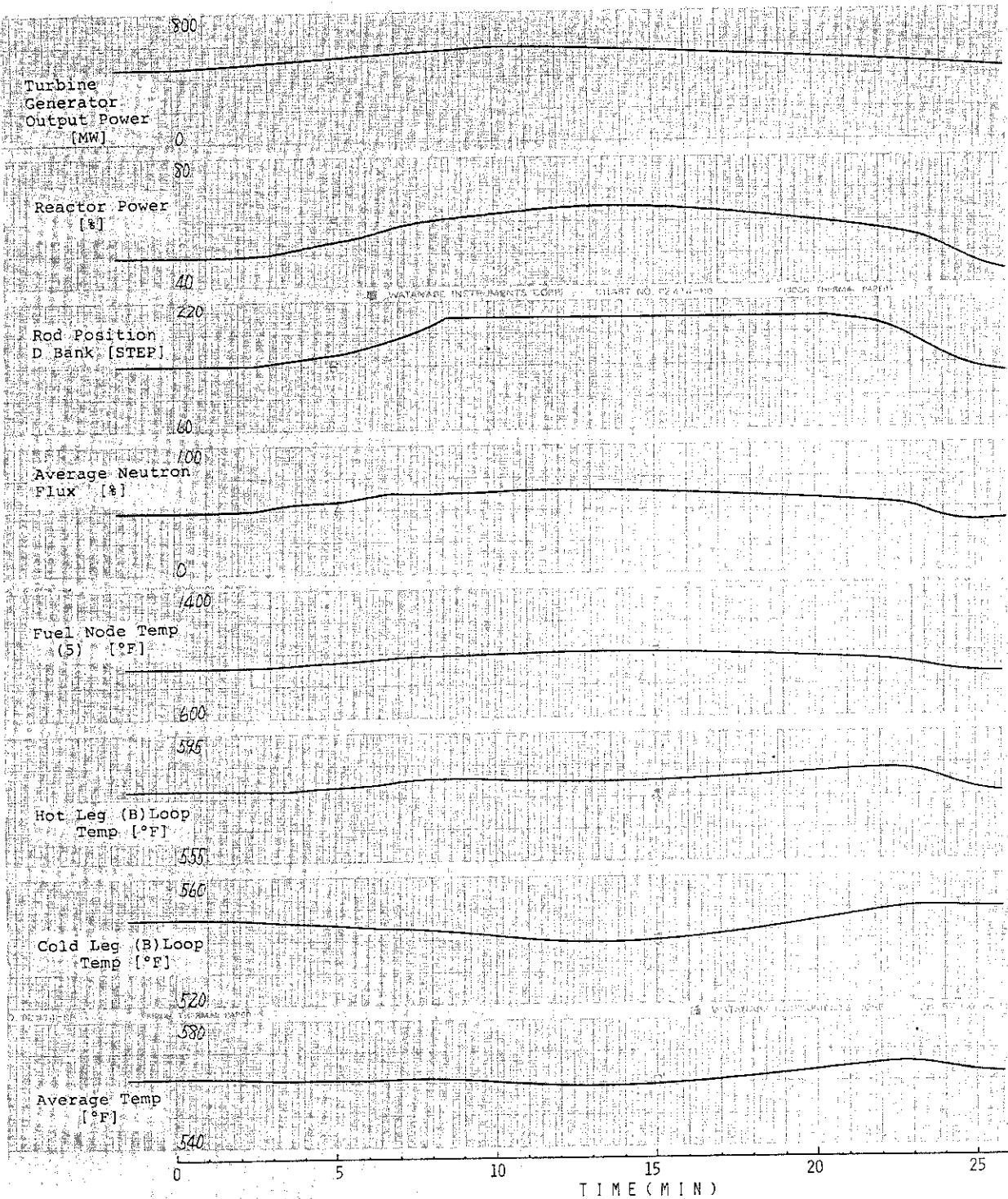


Fig. 2.27 Transient Behaviors Caused by Control Rods Normal Move on Demand

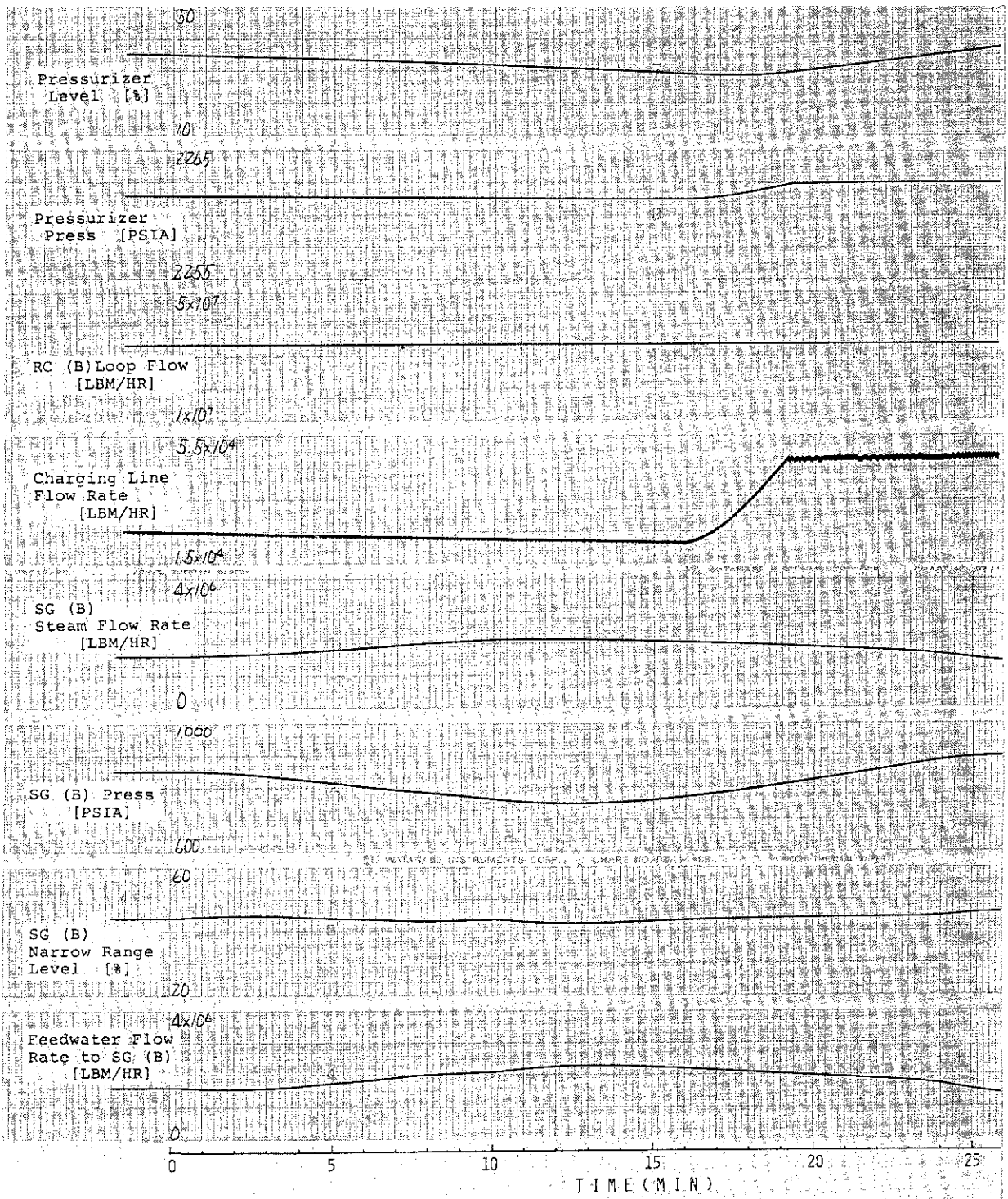


Fig. 2.27 Continued

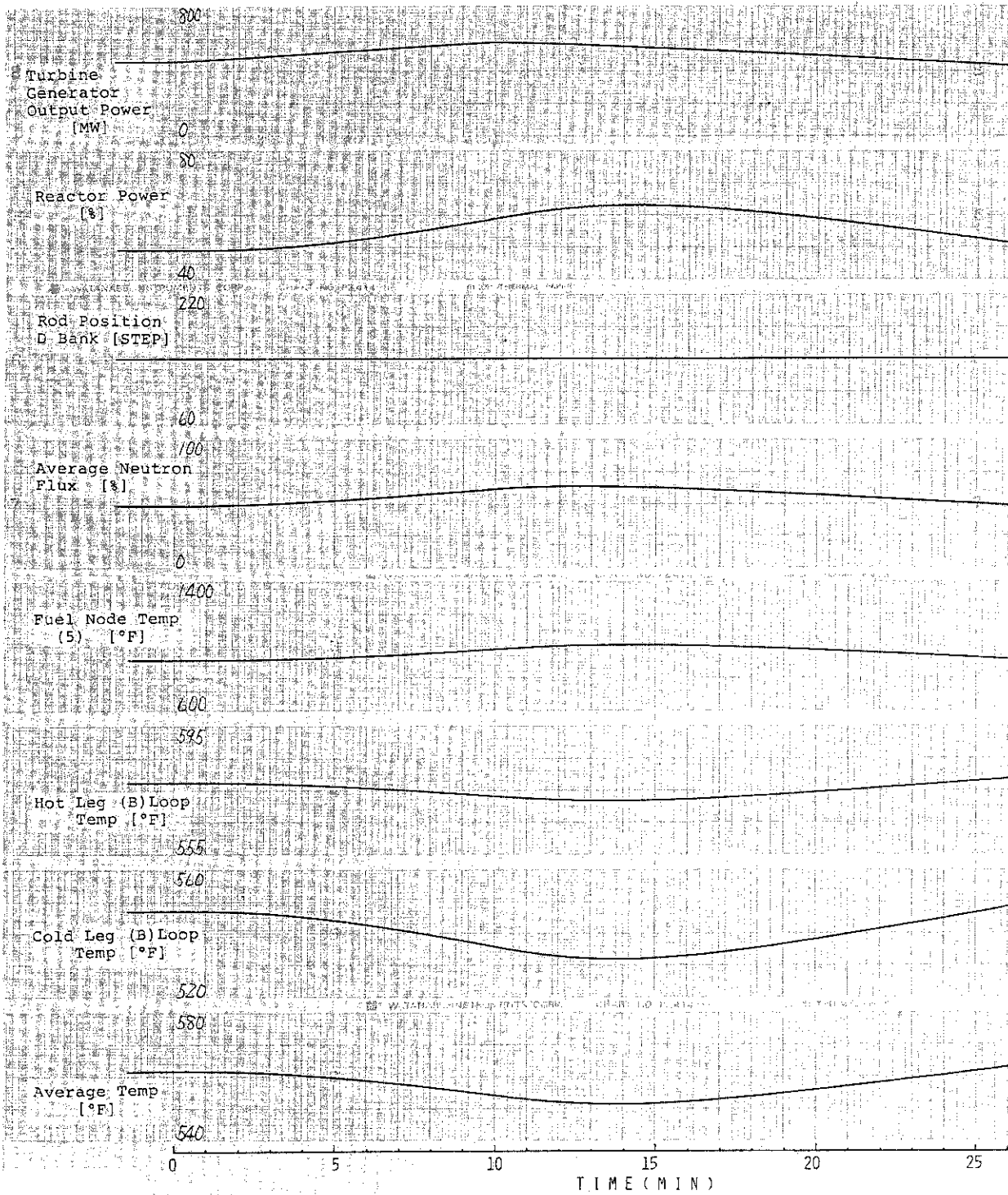


Fig. 2.28 Transient Behaviors Caused by Control Rods Fail to Move on Demand

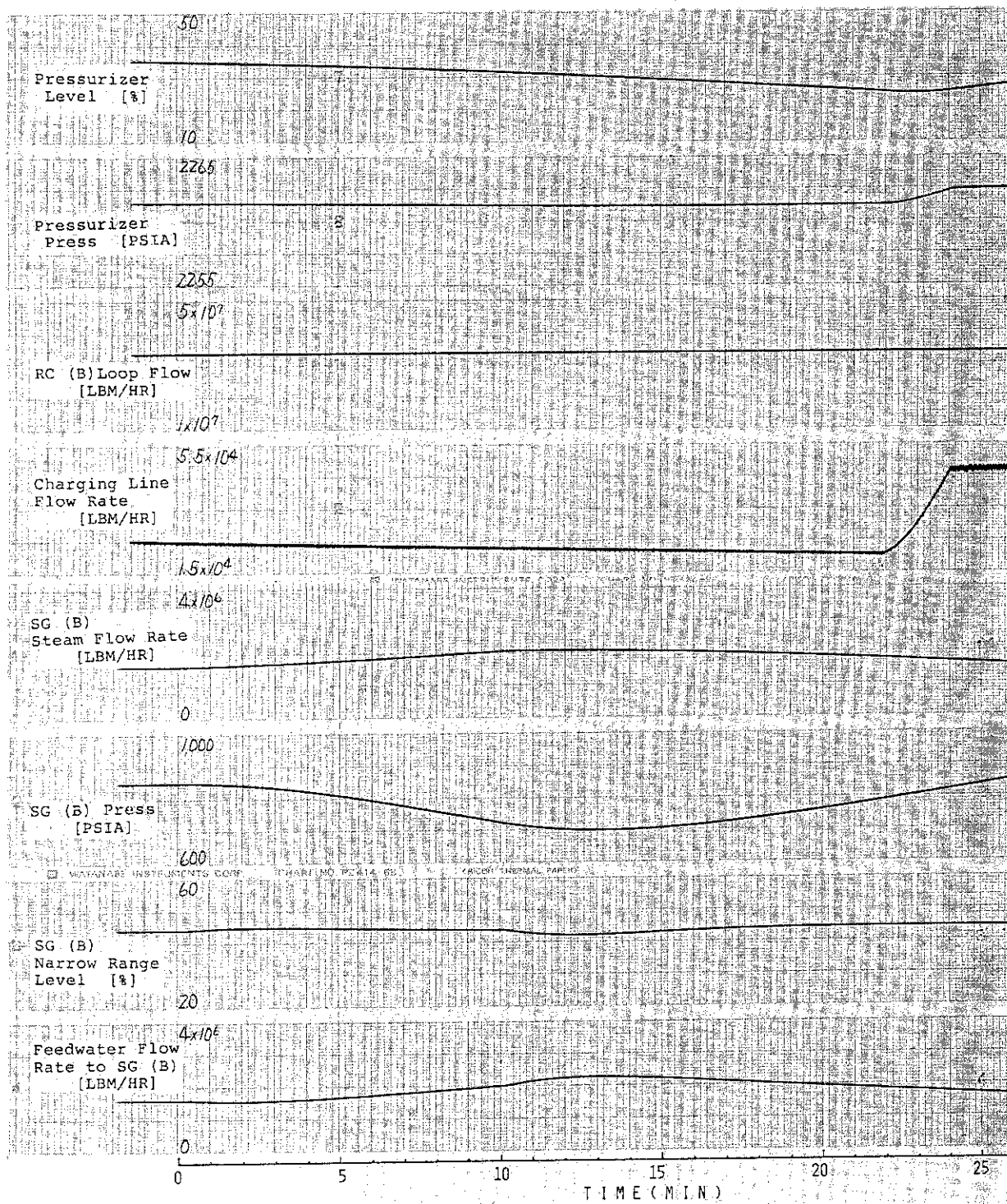


Fig. 2.28 Continued

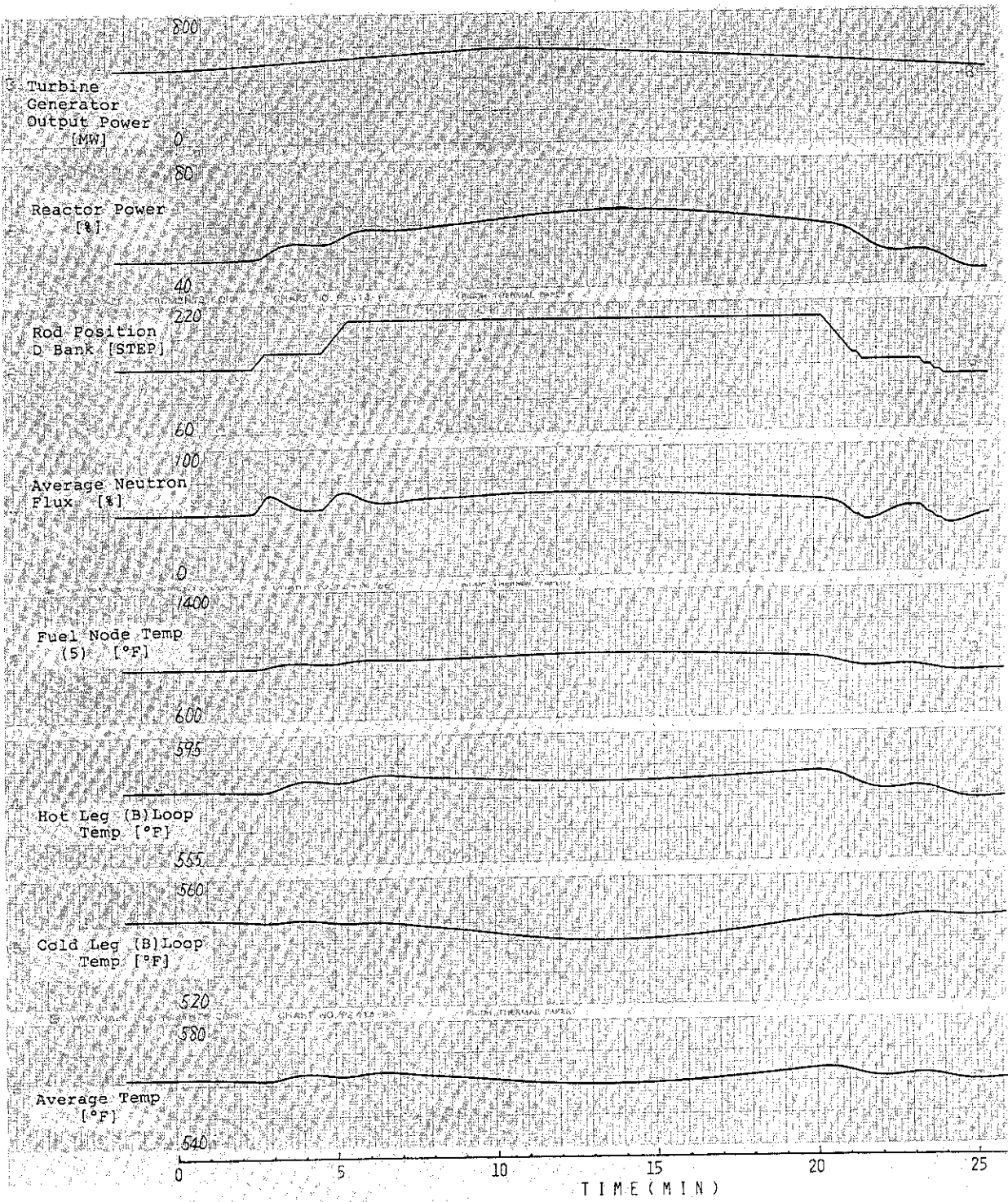


Fig. 2.29 Transient Behaviors Caused by Control Rods Groups Move at Maximum Speed

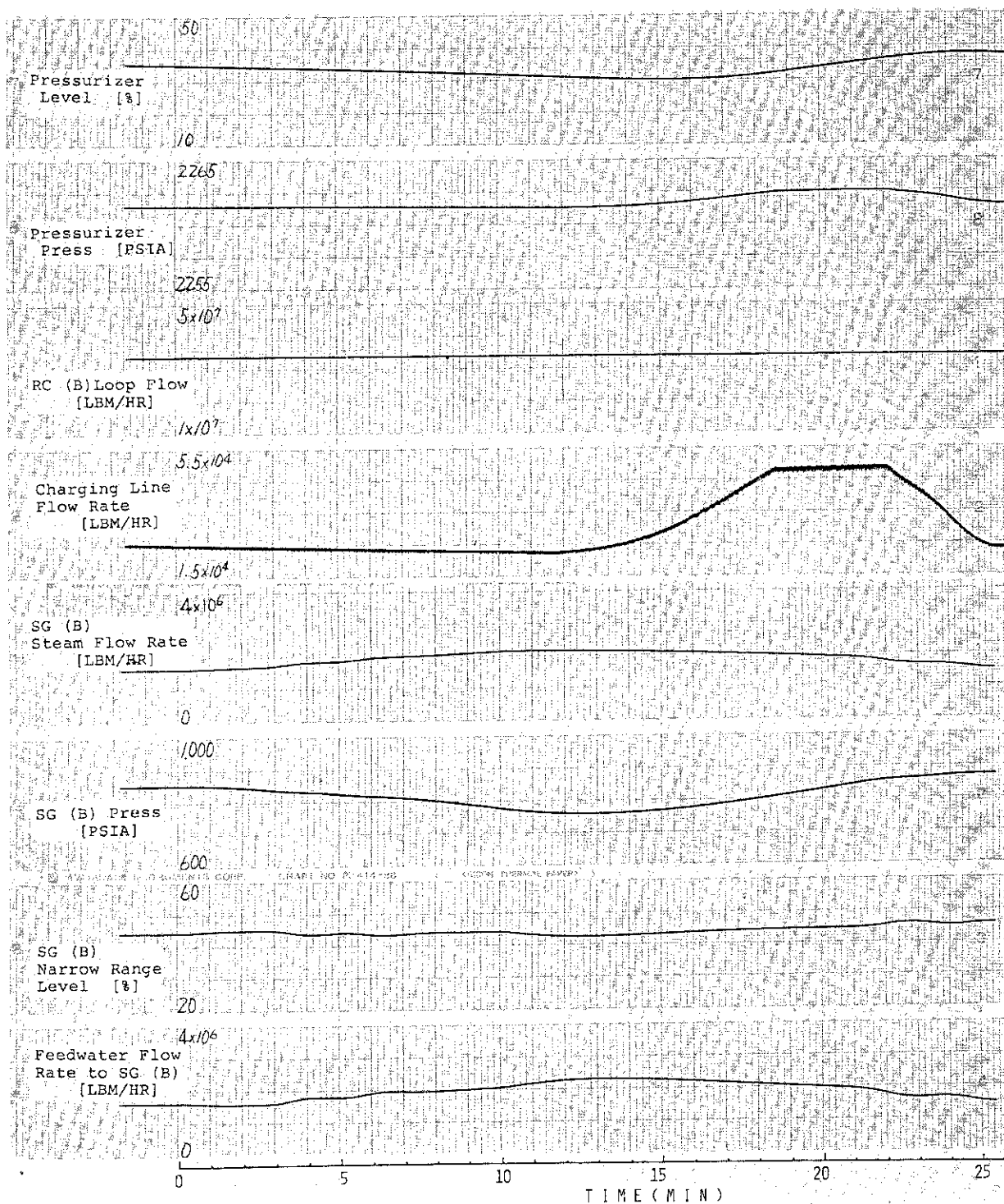


Fig. 2.29 Continued

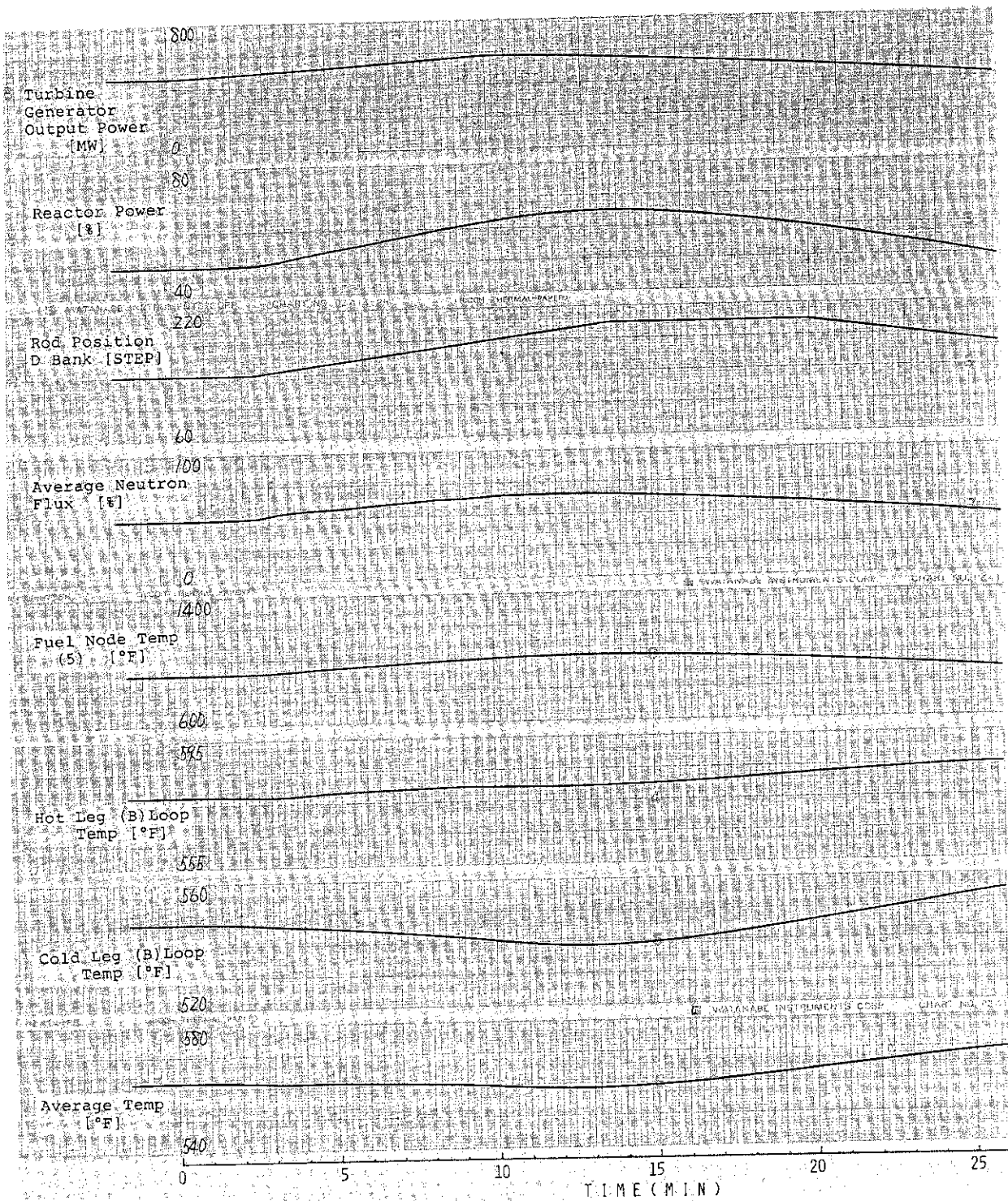


Fig. 2.30 Transient Behaviors Caused by Control Rods Groups Move at Minimum Speed

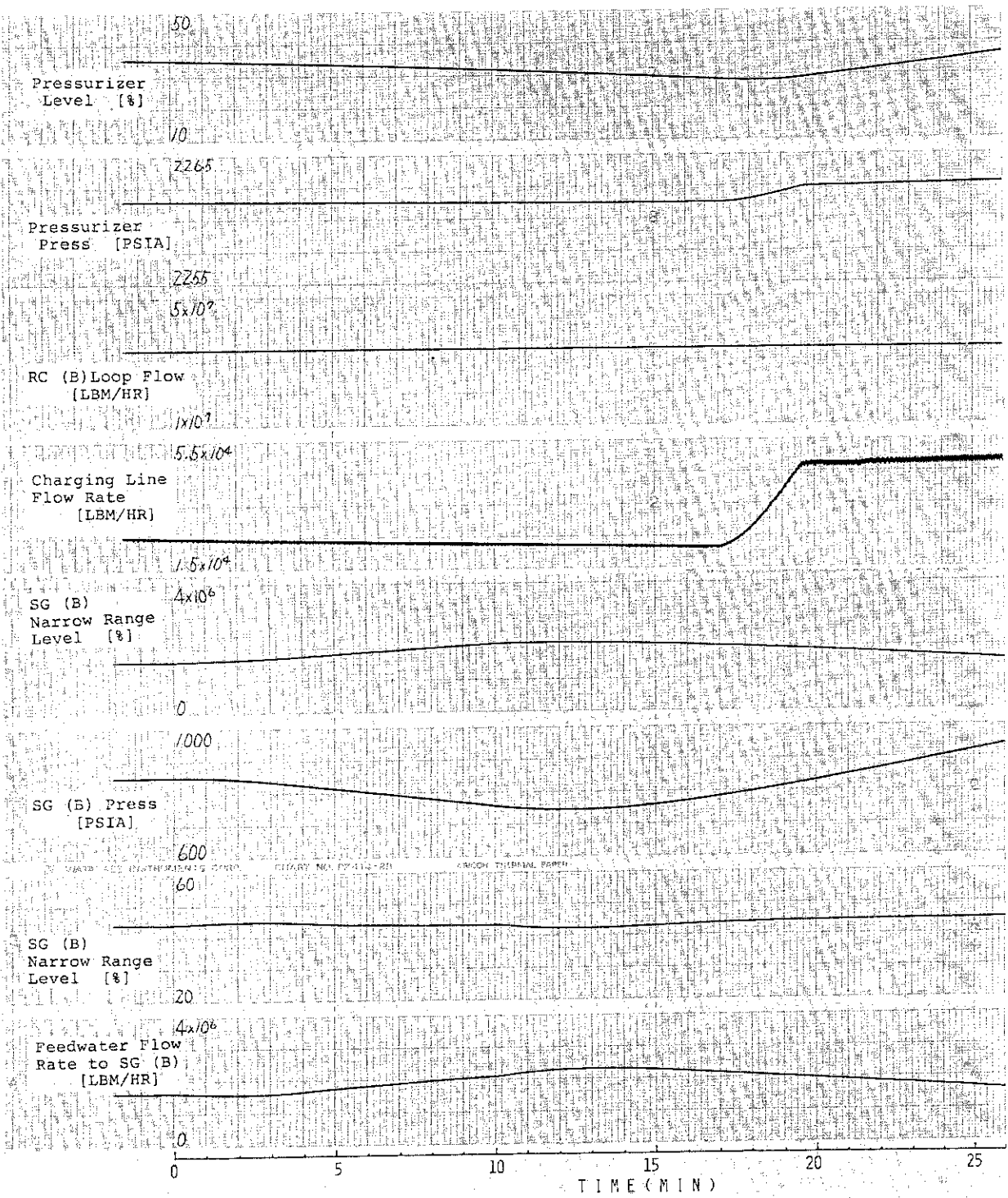


Fig. 2.30 Continued

2.18 原子炉自動スクラムの不動作

100%負荷運転中に、発電機の遮断器が「開」になって発電機、タービンがトリップしても原子炉がスクラムしない場合のプラントの挙動を調べたものである。

発電機遮断器「開」となった時間を0秒として主要事象の生起時刻を表2.21に、また主要パラメータの変化を図2.31に示す。

先づ、中性子束は、タービントリップにより、SGでの伝熱量が減少した結果、一次冷却材温度が上昇するため100%から、84秒で74%まで減少している。その後、SGでの水位の回復のため伝達量が増し冷却材温度の小康状態があり、78%まで上昇した後ほぼ、冷却材平均温度(T_{AVG})の変化に従って変化して行く。

炉出力は、冷却材の炉心出口と入口のエンタルピーの差に流量(一定)を掛けた炉心除熱量であるが、SGでの熱交換量が次第に減少して行くことにより、エンタルピー差が小さくなるため(ホットレグ温度がほぼ一定であるのに対し、コールドレグ温度の上昇は大きい。)99%から、9分には76.7%まで減少する。その後二次系の熱処理が進行するためにSGでの伝熱量が多少回復し、炉出力は79%まで回復する。

ドップラー効果による反応度変化は、 T_{AVG} が上昇するにつれて下降し、逆に下降すると上昇する。

ホットレグ温度は、コールドレグ温度が上昇しても中性子束が低下し核反応量が減少するためほぼ一定に推移する。一方コールドレグ温度は、SGでの伝熱量の低下が原因で上昇し、8分には556°Fで最高値に達した後SG伝熱量回復により20分に563°Fまで下がる。 T_{AVG} は、ほぼコールドレグ温度の変化を反映した変化をする。

加圧器水位、圧力は、ほぼ T_{AVG} の変化に従うが約19分からの上昇は、充填流量増によるものである。

二次系では遮断器「開」により5秒後にはタービンがトリップしダンプ弁全開となる。このためSG蒸気流量は、タービントリップ時大きく変動した後、最初はトリップ前の90%の流量を流すが以後次第に減少して行く。SG圧力は、タービントリップ後二次系での除熱量が減少するため750 PSIAから6分には965 PSIAまで上昇する。その後一次系の出力低下があって圧力は下降に転じ20分には880 PSIAにまで回復することになる。SG水位は、圧力上昇の結果ポイドが消えるため49%から108秒には20%にまで減少するが給水流量増加により34%で安定する。給水流量は、5秒にタービントリップによる蒸気流量のステップ状の降下の影響で同様の降下をした後SG水位確保のため30秒には 3.65×10^6 LBM/HRまで上昇し、蒸気流量、SG水位の安定により以後は安定した流れとなる。

20分後の状態として、中性子束は78%、SG蒸気流量は74%であり一次系と二次系の熱バランスの上からはほぼ平衡に近づいている。

Table 2.21 Main Events and Annunciators in the case of Automatic Reactor Scram Fails

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Generator Breaker Open	00:00	Exciter Field Breaker Trip
00:01	Generator Trip	00:01	Generator Trip
00:05	Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%	00:05	Tavg/Tref Deviation High Steam Line Flow Steam Dump Armed SG Level Error Auto Stop Oil to Drain
		02:23	Tavg High

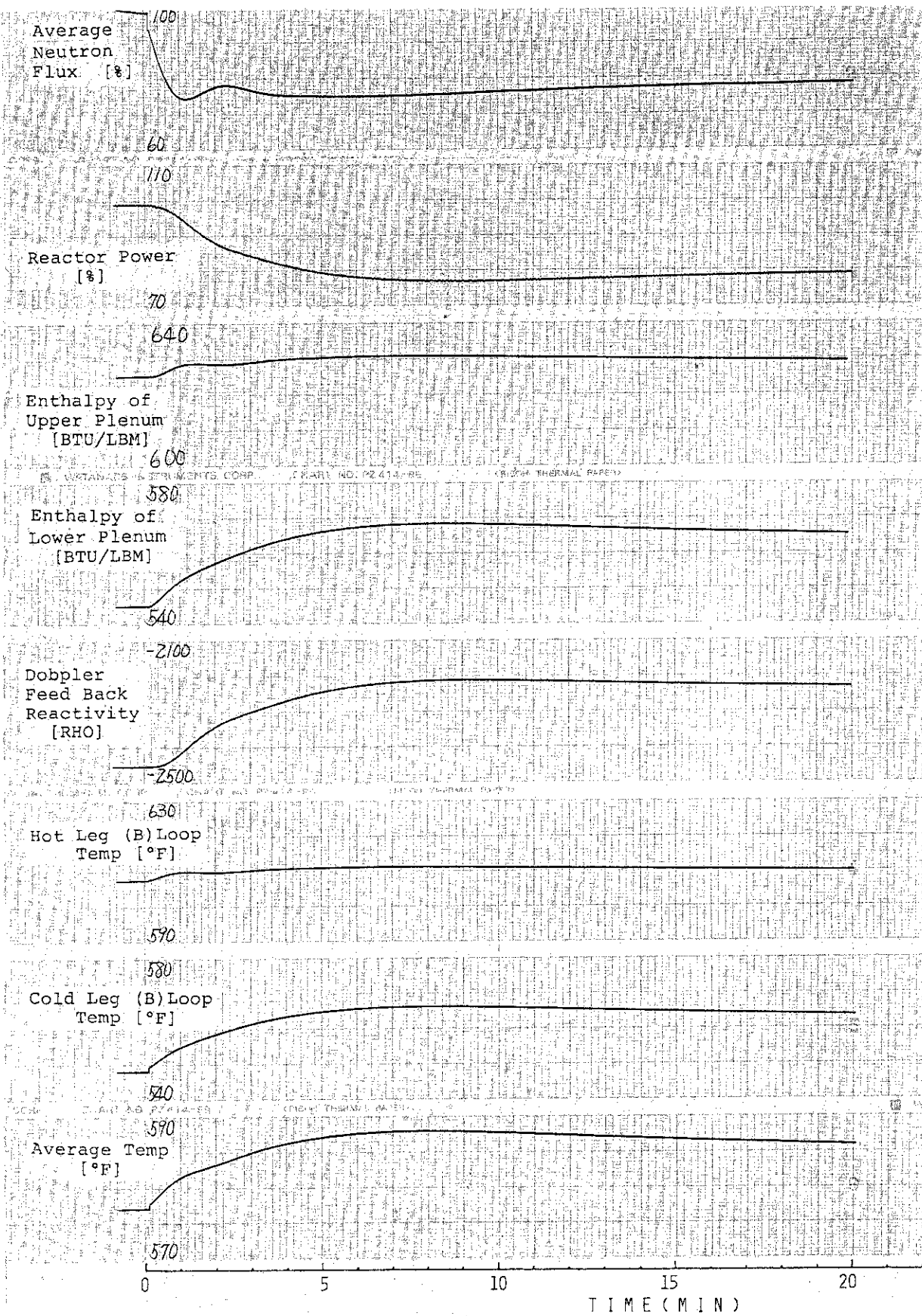


Fig. 2.31 Transient Behaviors Caused by Automatic Reactor Scram Fails

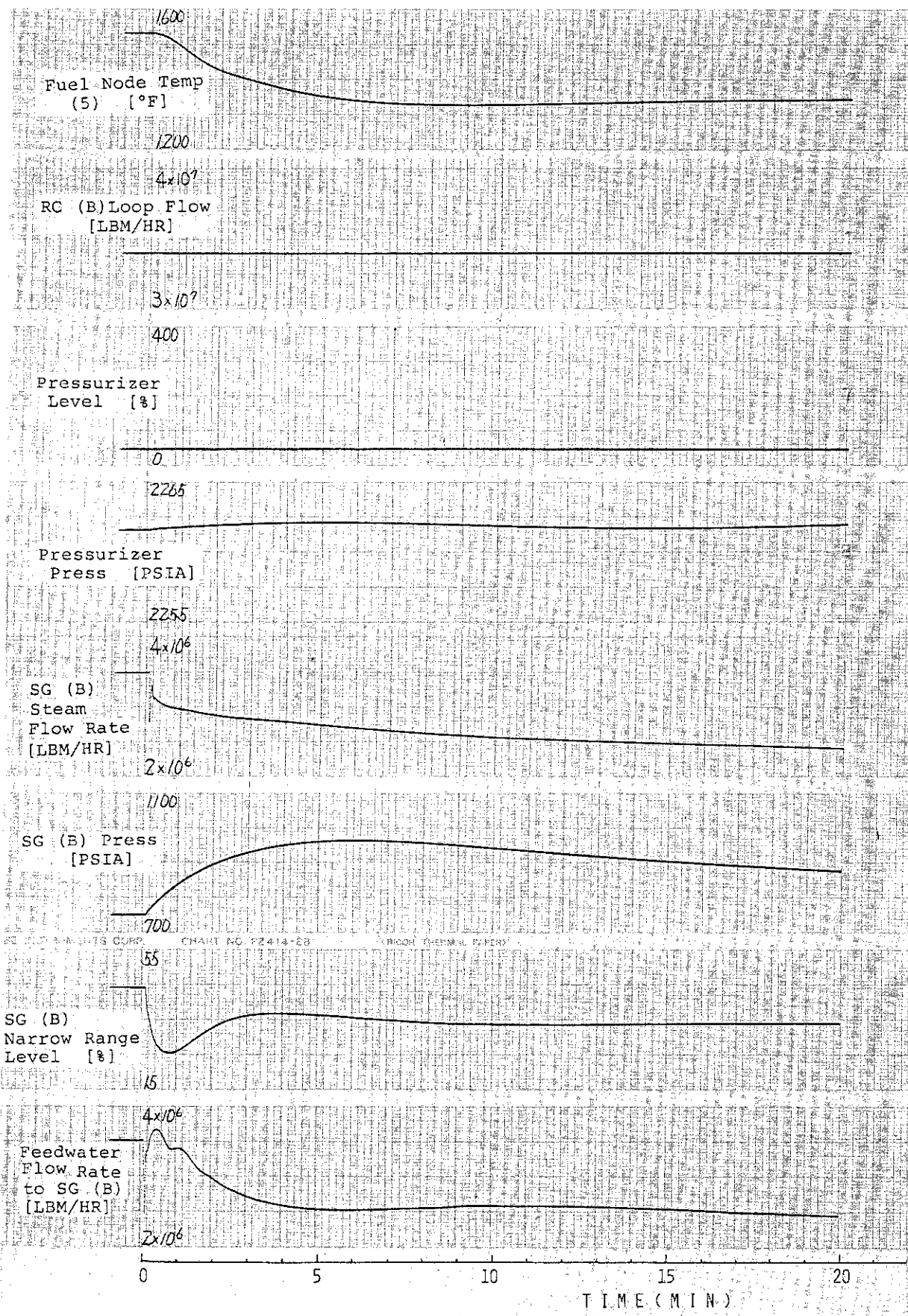


Fig. 2.31 Continued

2.19 加圧器圧力制御系の高圧誤検知

100%負荷運転中、加圧器圧力制御回路の故障により、実際の圧力より高い圧力を誤って検知した結果、加圧器圧力を下げる方向へ自動的に処理される。

主要事象の生起時刻を表 2.22 に、主要パラメータの変化を図 2.32 に示す。

加圧器圧力制御系の故障発生時間を 0 秒にとる。高圧の誤った信号により、圧力を下げる方向へ働く。つまり、スプレー制御弁は全開、リリーフ弁も 24 秒で全開に達するが、圧力の降下により ESS (Engineered Safeguards System) 作動条件の低圧力 (2000 PSIG) 以下となつて、リリーフ弁は 30 秒より閉動作に移る。したがって、圧力は初め急速に低下し、42 秒で 1875 PSIA 以下となり、原子炉はスクラムする。その後、炉の熱出力の減少と共にゆるやかに降下して、20 分で約 1100 PSIA となる。

加圧器水位は圧力の減少により上昇するが、充填流量の減少に伴って次第に低下する。

中性子束はスクラムと同時に急激に 0 付近に低下する。燃料棒温度は指数関数的に低下し、崩壊熱及び燃料棒残留熱等により約 580 °F で一定となる。

ループ冷却材温度のホットレグは、スクラムより 5 分まで低下するが、コールドレグは 4 分に最小値を持つ。これはダンプ弁が閉じるため SG の除熱効果が弱まる結果である。

二次系の各パラメータのスクラム後の挙動はダンプ弁の影響を受けて変化しており、他のマルファンクション (2.5 節など) とほぼ同様の変化をする。

Table 2.22 Main Events and Annunciators in the case of Pressurizer Pressure Control Fails in High Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Pressure Control Fails in High Direction	00:00	Pressurizer Pressure High
	Pressurizer Relief Valve Open (in 52 seconds)	00:28	Pressurizer Relief Line High Temperature
00:06	Pressurizer Spray Valves Open	00:42	Reactor Scram Turbine Runback
00:42	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%		Rod Bottom Turbine Trip Tavg/Tref Deviation Steam Dump Armed
01:26	Generator Trip		High Steam Line Flow
01:48	Steam Dump Valve Position 50%		Auto Stop Oil to Drain
03:04	Feedwater Control Valves Close	01:18	Pressurizer Level High
04:03	Steam Dump Valve Position 0%	01:26	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
08:04	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes	04:47	SG Level Error

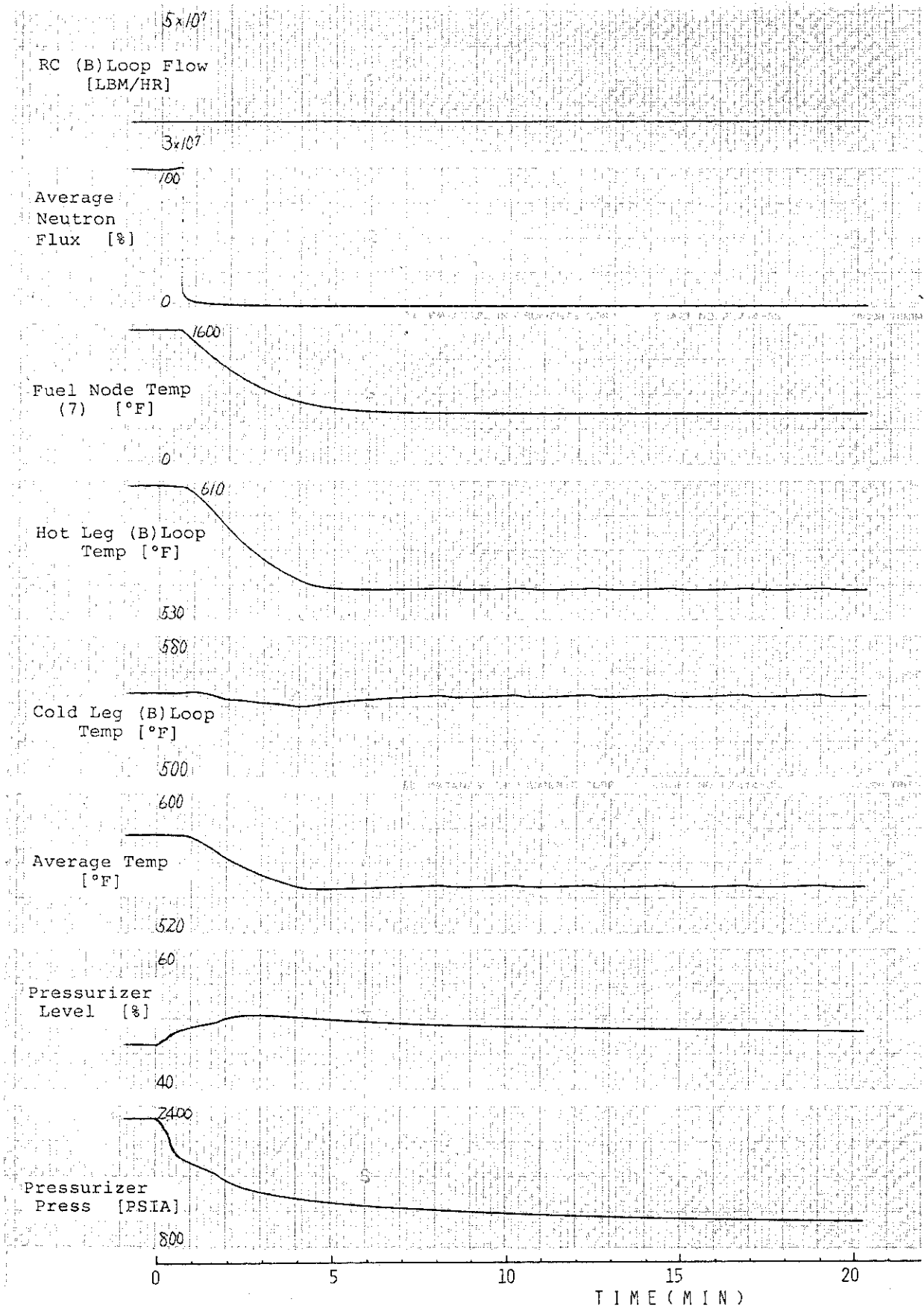


Fig. 2.32 Transient Behaviors Caused By Pressurizer Pressure Control Fails in High Direction

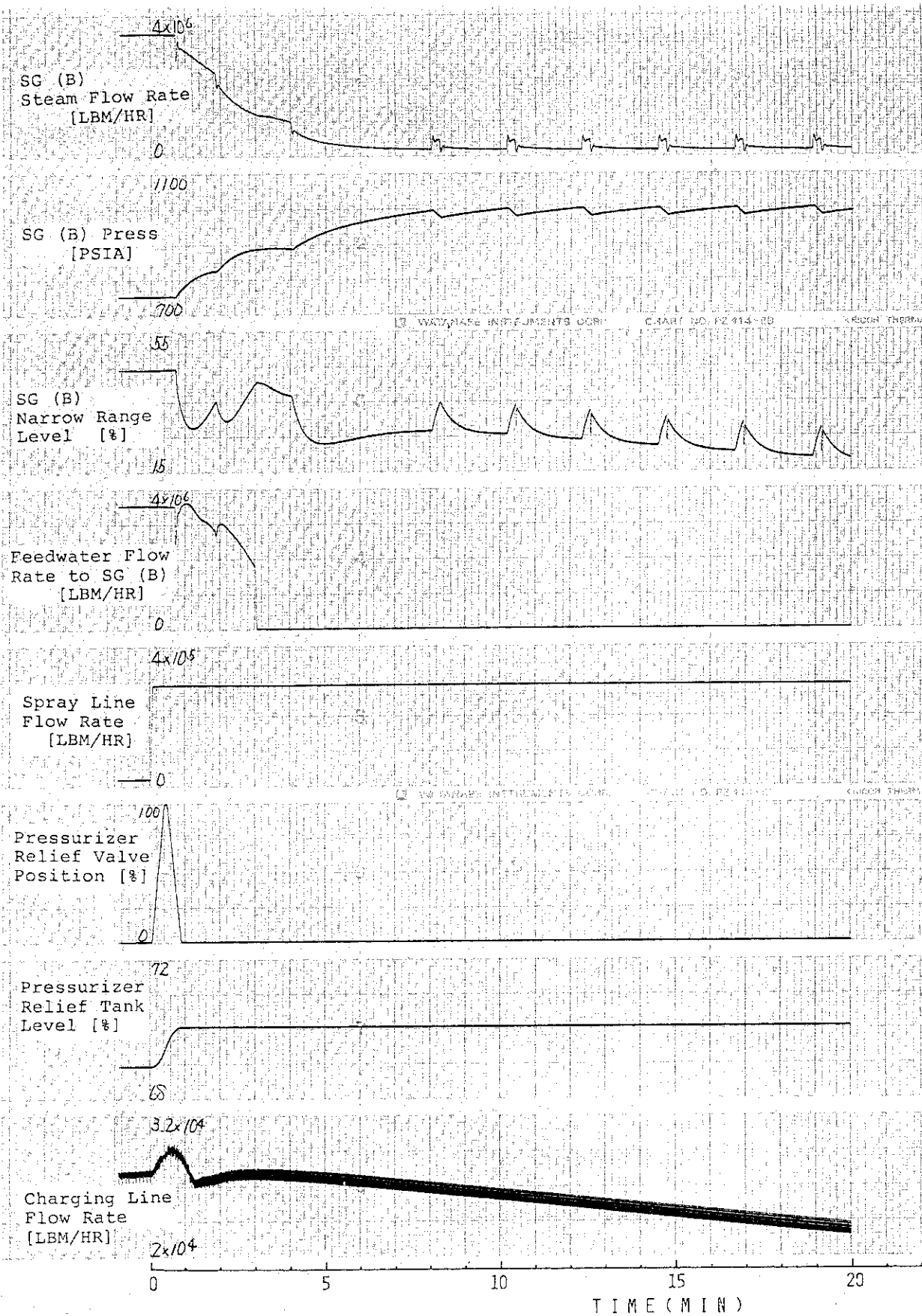


Fig. 2.32 Continued

2.20 加圧器圧力制御系の低圧誤検知

100%負荷運転中、加圧器圧力制御回路の故障により、実際の圧力より低い圧力を誤って検知した結果、加圧器圧力を上げる方向へ自動的に処理される。

主要事象の生起時刻を表 2.23 に、主要パラメータの変化を図 2.33 に示す。

2.19 と逆の現象である。加圧器圧力制御系の故障発生時間を 0 秒にとる。低圧の誤った信号により、圧力を上げる方向に働く。つまり、バックアップ及び定常の両ヒーターが 100%オンの状態となり、加圧器圧力が上昇してもスプレー制御弁は作動せず圧力は更に上昇する。2370 PSIA に達して炉はスクラム（スクラムの圧力信号は別系統）するが、なおもヒーター熱出力、崩壊熱等により上昇し 2485 PSIA で加圧器安全弁が作動する。一度 2332 PSIA まで降下するが、また上昇を繰り返す。

加圧器水位は、圧力の上昇に伴い逆に減少する。スクラム後は充填流量の減少と共に、加圧器内蒸気発生量の増大、また冷却材温度低下による冷却材の収縮により、サージ流量がループ側へ流入するため次第に減少する。加圧器安全弁の作動により、水位の減少速度が若干遅くなるが、約 25 分で 14.4% に達してレットダウン流量は停止する。

加圧器温度は圧力と類似した挙動を示し、スクラム後もゆるやかに上昇する。安全弁作動後に 657 °F まで下がるがまた上昇を繰り返す。

二次系の各パラメータは、スクラムによりダンプ弁の影響を受ける。

Table 2.23 Main Events and Annunciators in the case of Pressurizer Pressure Control Fails in Low Direction

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Pressure Control Fails in Low Direction	00:00	Pressurizer Press Low
	Proportional Pressurizer Heater Output 100%	04:40	Reactor Scram
	Backup Pressurizer Heater On		Turbine Runback
04:40	Reactor Scram		Rod Bottom
	Turbine Trip		Turbine Trip
	Steam Dump Valve Position 100%		Tavg/Tref Deviation
			Steam Dump Armed
05:23	Generator Trip		High Steam Line Flow
			Auto Stop Oil to Drain
05:48	Steam Dump Valve Position 50%	05:23	Generator Trip
			Exciter Field
07:00	Feedwater Control Valves Close		Breaker Trip
07:57	Steam Dump Valve Position 0%	05:45	Pressurizer Level Low
		08:36	SG Level Error
12:00	Steam Dump Valve Position 50% Sometimes	09:48	Charging Flow Low
13:12	Pressurizer Safety Valve Open (2485 PSIA)	12:14	Letdown High Temperature
25:12	Letdown Isolation	13:37	Pressurizer Relief Line High Temperature

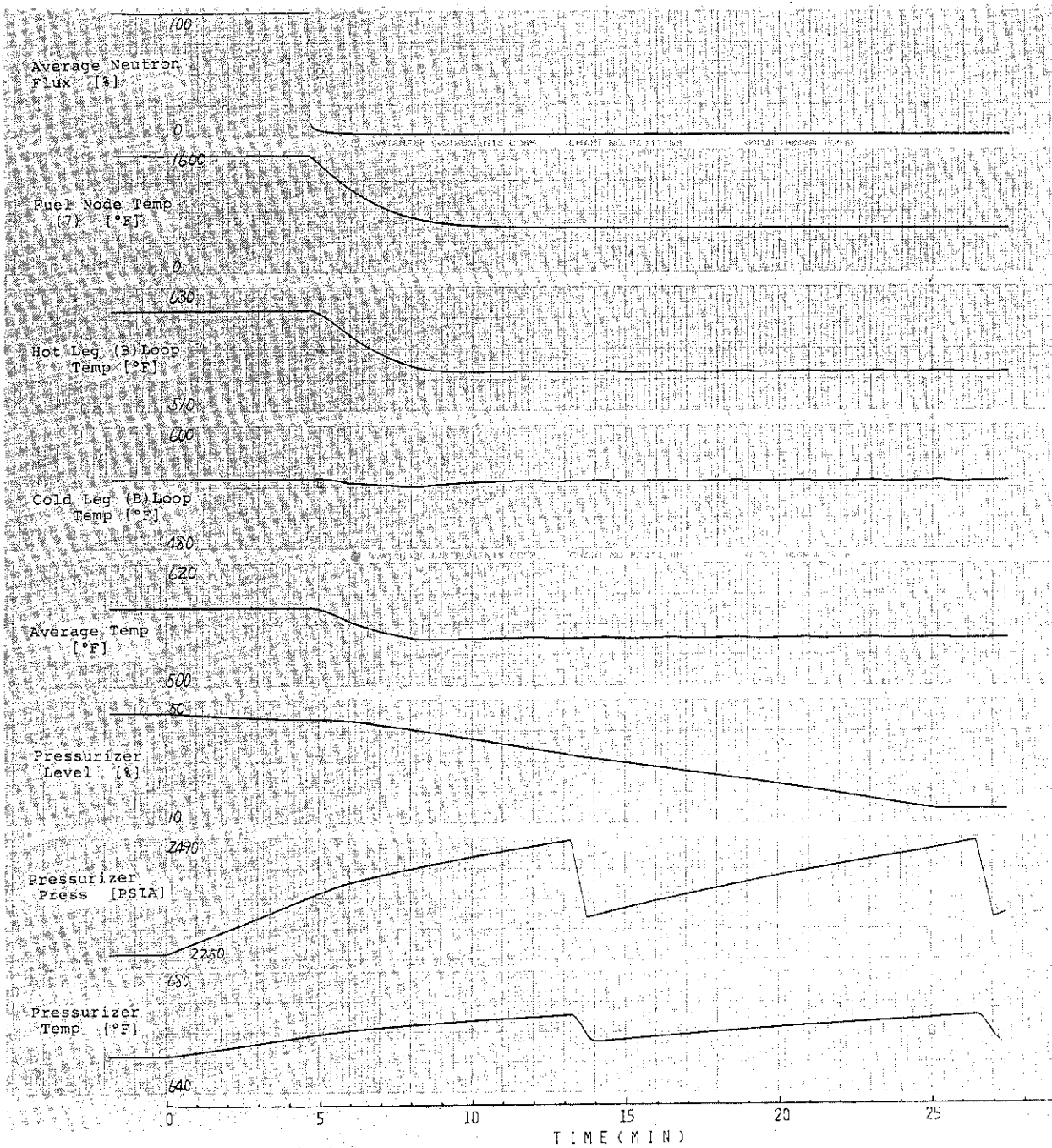


Fig. 2.33 Transient Behaviors Caused By Pressurizer Pressure Control Fails in Low Direction

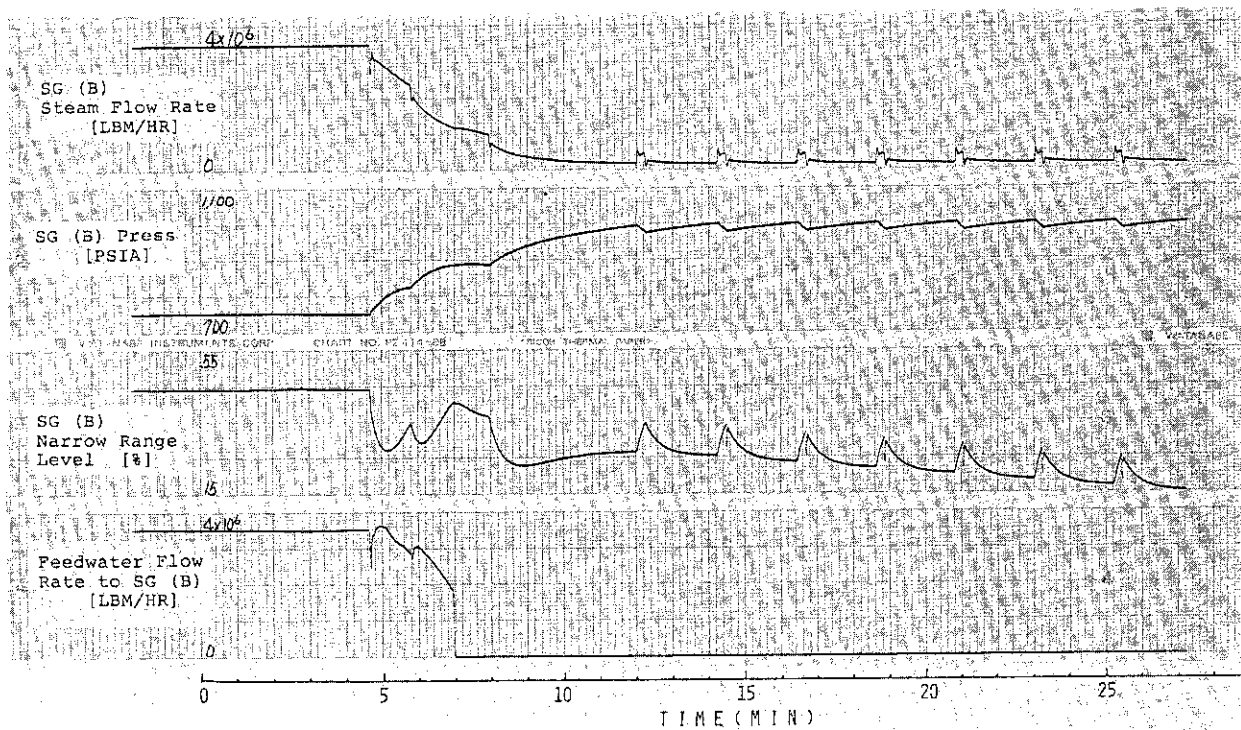


Fig. 2.33 Continued

2.21 コールドレグ温度計の高温誤検知

100%負荷運転中、Aループのコールドレグ温度検知用測温抵抗体の故障により、実際より高い温度を指示する。

主要事象の生起時刻を表2.24に、主要パラメータの変化を図2.34に示す。

測温抵抗体検出器の故障発生時間を0秒にとる。Aループの冷却材コールドレグ温度が高温(630°F)と誤って検知されて制御棒駆動用制御系に伝達される。

制御系では、冷却材平均温度(T_{AVG})がコールドレグの高温信号のため、瞬時に上昇する。したがって、タービン出力から決定される設定温度(T_{REF})との差が、負の方へ大きくなるため制御棒バンクDの挿入が0秒から開始される。90STEPに達した87秒より制御棒バンクCの挿入が開始され、その結果、炉出力は低下し、タービン発電機出力が遅れて低下する。

制御棒の制御は、タービン第1段圧力と炉出力の偏差の和より決定される。和の大きさの絶対値に制御棒の速度が比例しており、今回は T_{AVG} と T_{REF} の偏差が大きく制御棒挿入速度は約2分まで速くなる。炉出力低下に伴いホットレグ温度が低くなるため偏差が小さく、したがってゆるやかな挿入となり、約5分で相互のバランスがとれて挿入動作が終了する。

炉出力、燃料棒温度は同じ挙動を示し、それに伴い冷却材温度も24秒から低下する。

中性子束は制御棒の挿入により96秒まで減少するが冷却材温度、燃料棒温度の低下による正の反応度のフィードバックにより上昇に転ずる。そして、ゆるやかな起伏のあと一定値に収束する。

SGの蒸気流量、給水流量はほぼ同じ挙動を示し、SG圧力はタービン発電機出力と同じ応答となる。水位は蒸気流量の減少に伴い一度上昇するが、熱出力の減少により次第に低下している。

加圧器圧力及び水位は似た挙動を示しており、制御棒の動きに無関係な応答となっている。バックアップヒーターが入っていないため加圧器内の熱出力が不足気味で若干圧力がふらついているが、上限はスプレイ弁で2260 PSIAに保たれて定格の+0.2%、下限は2239 PSIAで-0.7%の変動で計算上問題はないと思われる。

Table 2.24 Main Events and Annunciators in the case of Resister Temperature Detector Failure High in Cold Leg of Loop A

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Resister Temperature Detector Failure High in Cold Leg of Loop A Initiation of Insertion of Control Rod Bank D	00:00	Tavg/Tref Deviation
01:27	Initiation of Insertion of Control Rod Bank C		
04:48	Completion of Insertion of Control Rod Banks C and D		

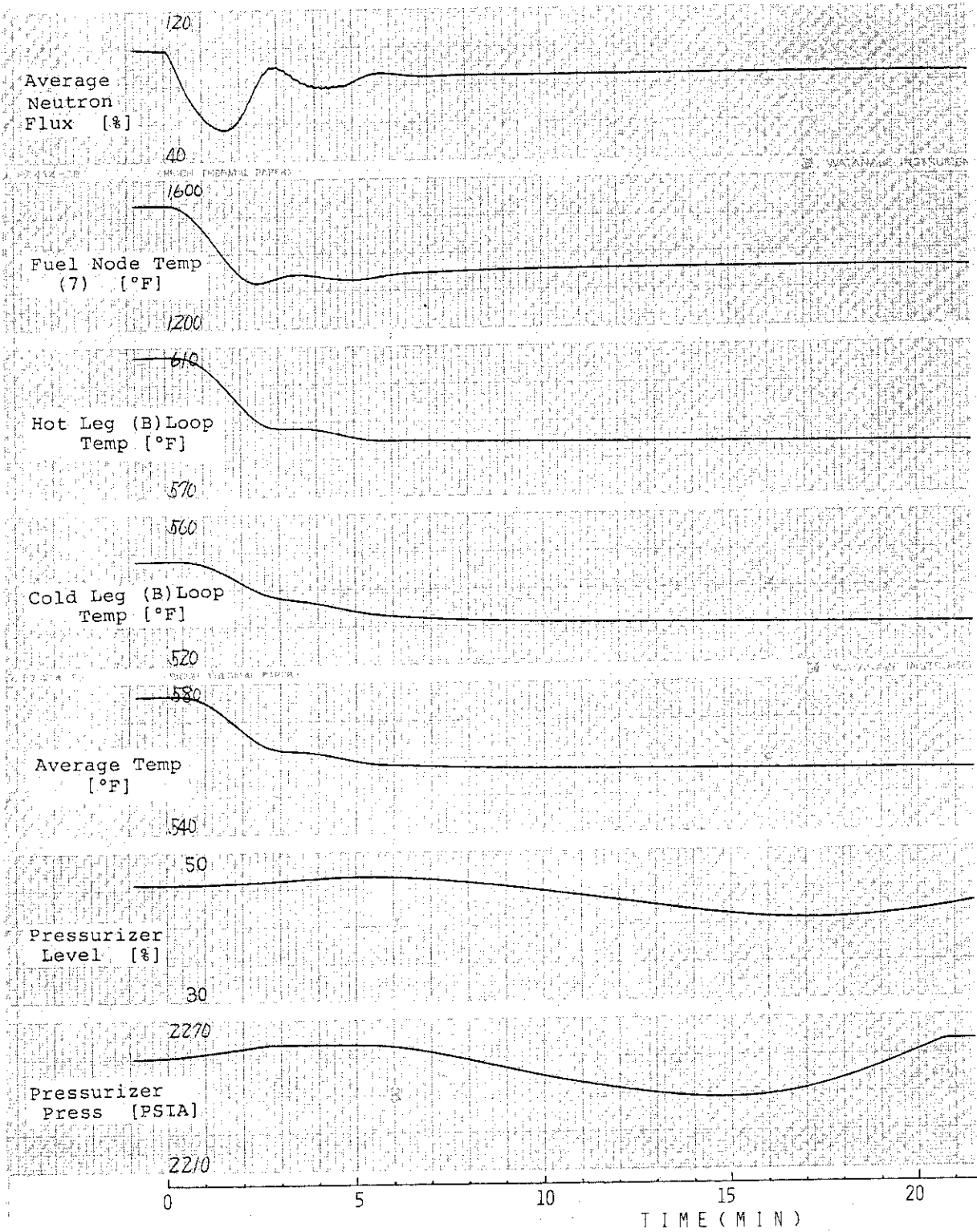


Fig. 2.34 Transient Behaviors Caused by Temperature Detector Failure in Cold Leg of Loop A

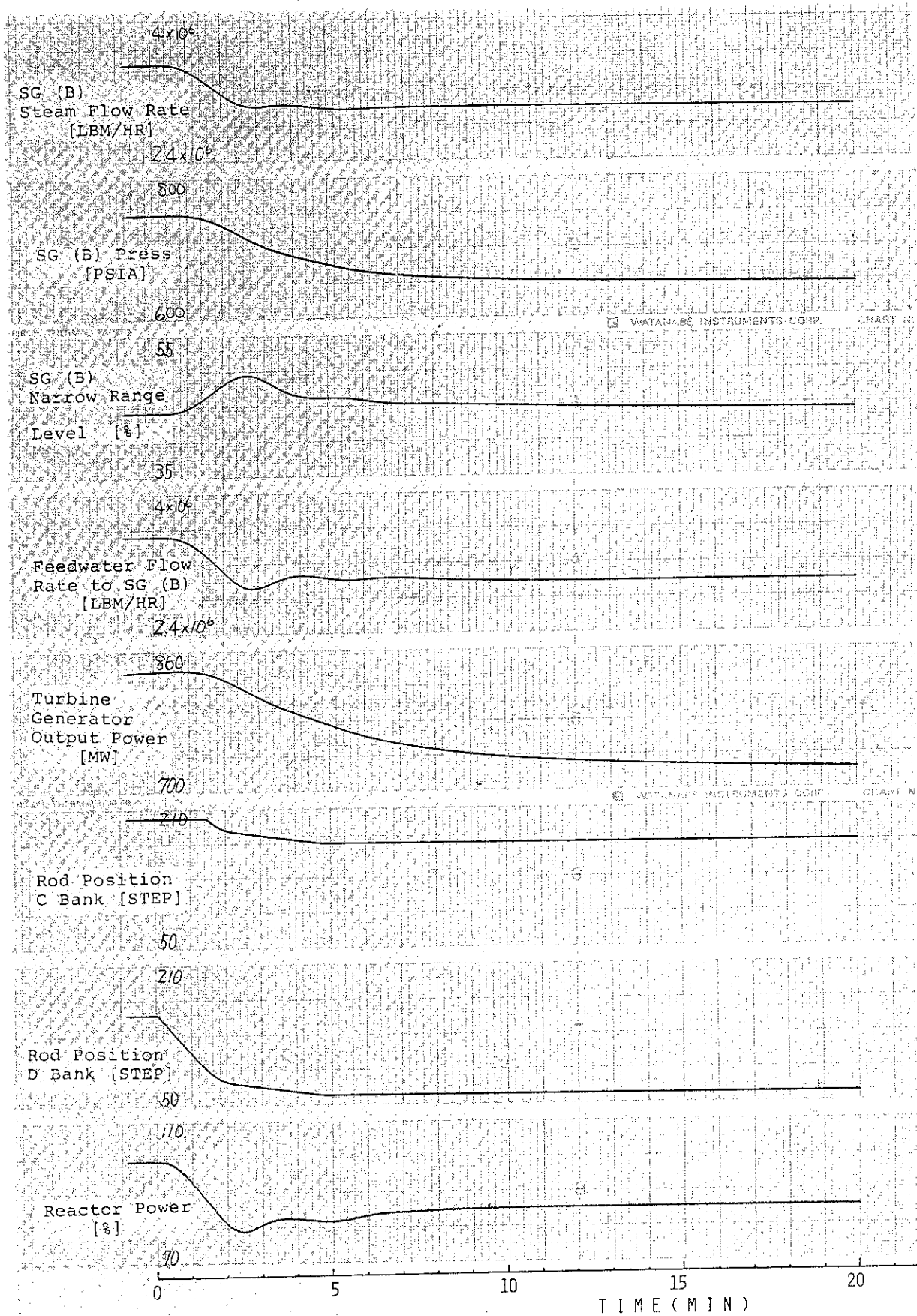


Fig. 2.34 Continued

2.22 制御棒制御系の引抜き誤信号

制御棒制御装置の故障の結果、制御棒引抜きの誤信号により引抜き操作をするという事故である。100%出力での定常運転時に上記の故障が発生すると直ちにバンク D 制御棒の引抜きが始まる。その制御棒引抜き開始時間を 0 秒とした主要事象の生起時刻を表 2.25 に、又主要パラメータの変化を図 2.35 に示す。

バンク D 制御棒は 0 秒より引抜きが開始され 72 STEP/MIN の速度で上昇を続ける。このため中性子束が高くなり、30 秒になるとスクラム認定点である 108% に達し 2 秒の時間遅れの後炉はスクラムする。その結果瞬時に制御棒位置は 0 となり、中性子束も同様に落ち込み崩壊熱発生分を残すのみとなる。炉出力は制御棒引抜きにより若干の上昇（1%程度）の後スクラムにより漸減し 8 分には 2.5% にまで減少する。燃料棒中心温度は、炉出力とほぼ同様の変化をし炉心冷却材温度に接近して行く。

ホットレグ温度は、制御棒引抜きにより 0.8 °F 上昇した後スクラムにより下降し、約 548 °F で定常になる。一方コールドレグ温度は、二次系の蒸気ダンプ弁が全閉となる約 4 分までは、SG での除熱効果が大きいため、その温度は下降するが、ダンプ弁全閉時の 540 °F を最小値として後は除熱効果はうすれ上昇に転じ、その後 542 °F に落着く（ただし開欠的にダンプ弁の半開動作が 15 秒程度ありこれに連動してコールドレグ温度が約 1 °F 下がる。）冷却水設定温度はタービンがトリップする 32 秒まではタービンが一定出力で運転されているため 577.5 °F と一定であり、又トリップ後はタービン制御弁が全閉となるため 547.5 °F で一定となる。

加圧器水位は、 T_{AVG} の減少に伴い低下し、4 分以後 T_{AVG} の減少は止まるが充填流量が減少を続けるため水位の低下は続く。加圧器圧力の場合は、 T_{AVG} の動きに連動し若干の減少はするが 2261 PSIA で一定になる。

他の主要パラメータの変化として二次系の変化を示したがスクラム後の挙動は他のケースと同様である。

Table 2.25 Main Events and Annunciators in the case of Rod Control System Failure Demanding Rod Withdrawal

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Rod Control System Failure Demanding Rod Withdrawal	00:24	Rod Stop
	Initiation of Withdrawal of Control Rod Bank D.	00:32	Reactor Scram
			Turbine Runback
00:32	Reactor Scram		Rod Bottom
	Turbine Trip		Turbine Trip
	Steam Dump Valve Position 100%		Tavg/Tref Deviation
			High Steam Line Flow
01:14	Generator Trip		Steam Dump Armed
			SG Level Error
01:43	Steam Dump Valve Position 50%		Auto Stop Oil to Drain
02:52	Feedwater Control Valves Close	01:14	Exciter Field Breaker Trip
03:50	Steam Dump Valve Position 0%		Generator Trip
		01:30	Pressurizer Level Low

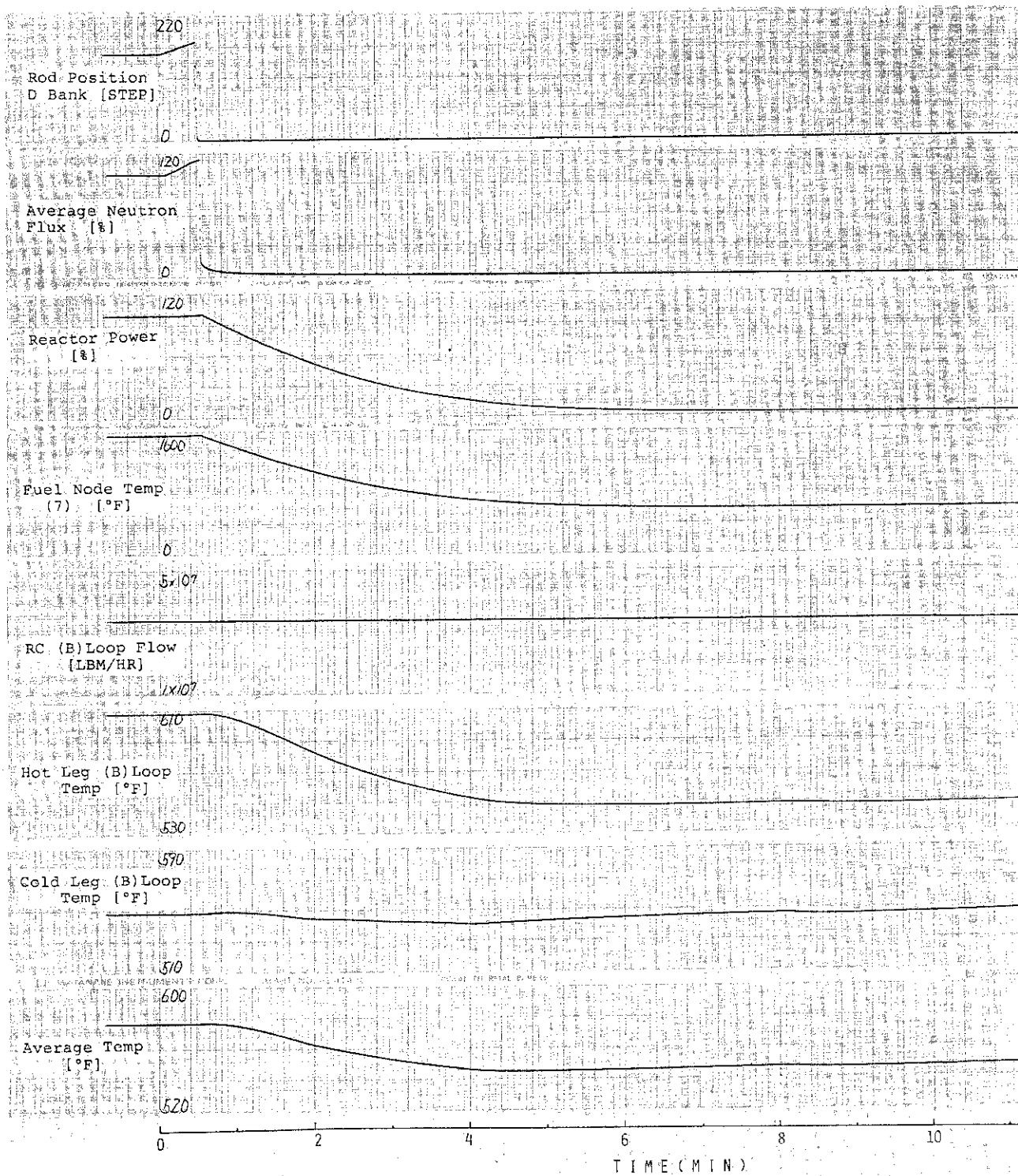


Fig. 2.35 Transient Behaviors Caused by Rod Control System Failure Demanding Rod Withdrawal

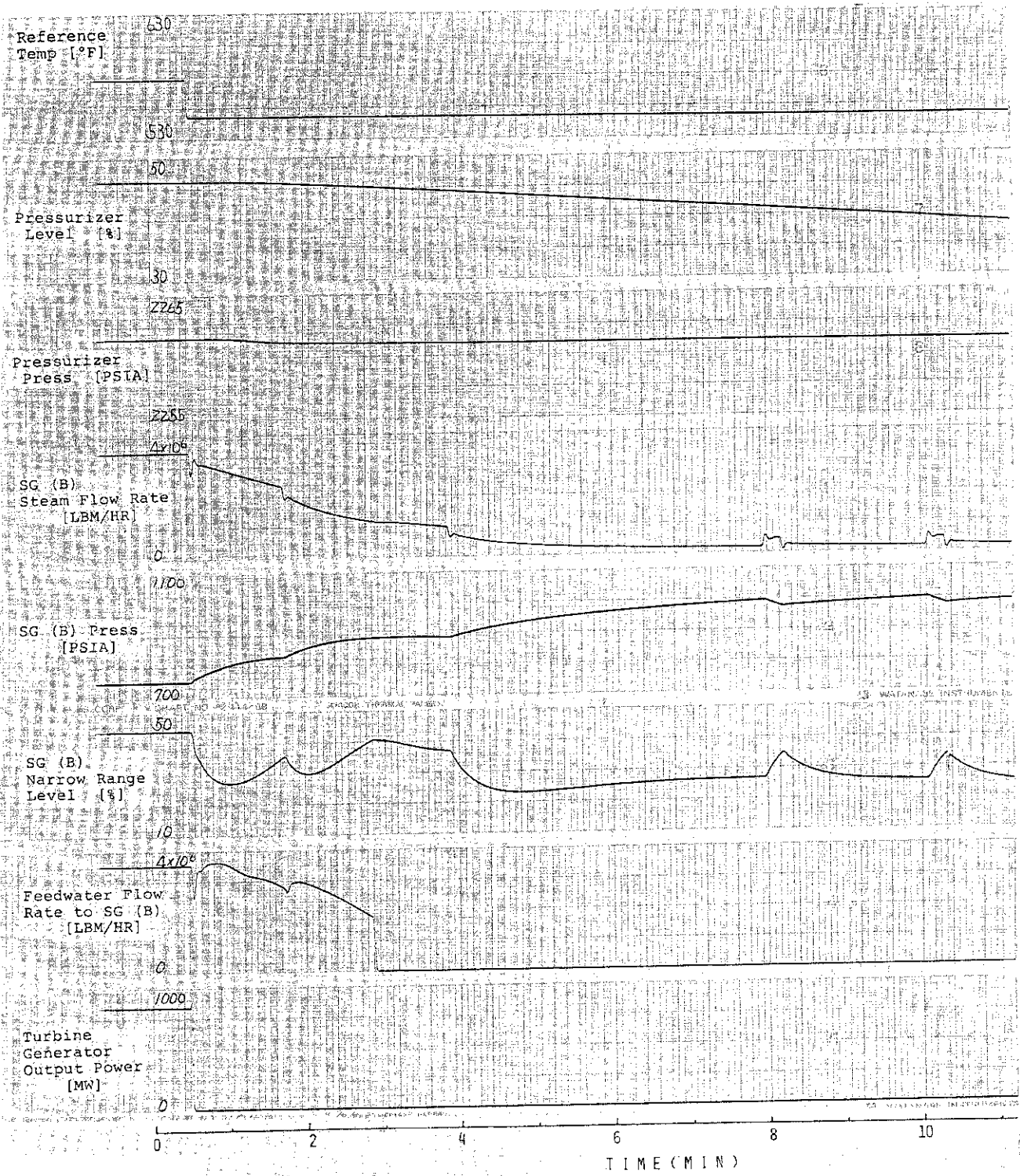


Fig. 2.35 Continued

2.23 体積制御タンク高水位誤検知

VCT レベルコントローラが故障した結果同水位が 100 % であるという誤信号を発し続けるというものである。

100 % 負荷で運転中にこの故障が発生した時間を 0 秒とした主要事象の生起時刻を表 2.26 に、そして主要パラメータの変化を図 2.36 に示す。

VCT レベルコントローラの故障と同時にコントロールパネルでの水位表示は 100 % となりレットダウンラインから VCT へ流入する冷却水は、三方弁の切替によりホウ酸再生系に向う。従ってその後 VCT の水位は減少を続けメイクアップ装置 (17 % で作動) も、RWST への切替 (10 % で作動) も作動せず VCT 内の水位が完全に喪失し充填ラインへの送水はなくなる。そのため加圧器水位は減少するという経過をたどる。

VCT 水位は実際は 49.34 % (7.5 FT) であるにもかかわらず上記の誤信号は入った瞬間より同タンクへの補給は断たれる。従って約 7 分で同タンクは空の状態になり以後水位は 0 のままとなる。充填流量は VCT に水がある間は加圧器水位と T_{AVG} の偏差により増減を繰り返していたのが VCT 水位が 0 になると同時に喪失し、以後水は流れない。充填ポンプ吐出圧力も充填流量喪失時に 0 となり、従って同ポンプは空転を続けることになる。ホウ酸再生系への流量は VCT レベルコントローラ故障と同時にステップ状に立上がり (3.1×10^4 LBM/HR) 以後一定に流れた後、27 分の充填流量喪失に伴う熱交換器での急激な状態変化により流れを乱した後冷却不能による温度上昇がありその分流量は低下 (6.5 %) する。そして約 45 分レットダウン流量停止となり流量は 0 になる。

T_{AVG} は正常運転の場合と同様の変化をする。

加圧器水位は約 27 分の充填流量喪失以後減少が始まり約 45 分には 14.4 % によりレットダウン流量停止となった後は 14.4 % で一定となる。又加圧器水位は定常では、2256 PSIA から 2260 PSIA (バックアップヒーターが入っていない状態) の間を上下しているが、27 分に充填流量がなくなった後約 4 分で 35.3 PSI 低下する。しかし 2224.7 PSIA まで下がると、バックアップヒーターが入り圧力は上昇を始める。そして 36 分には 2260 PSIA まで上昇し、スプレイ弁が開いて以後一定となる。45 分に 0.2 PSI 下がっているのは、レットダウン流量停止、全ヒーター停止による影響を受けたものである。

Table 2.26 Main Events and Annunciators in the case of Volume Control Tank Level Control Fails High

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Volume Control Tank Level Control Fails High	00:00	Volume Control Tank Alarm
	Change Letdown Inflow Tank from Volume Control Tank to Primary Drain Tank	26:30	Charging Flow Low
26:30	Volume Control Tank Level 0%	30:30	Pressurizer Level Low
	Charging Flow Rate 0 LBM/HR	44:12	Letdown Isolation
30:18	Backup Pressurizer Heater On		
44:42	Letdown Isolation		
	Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off		

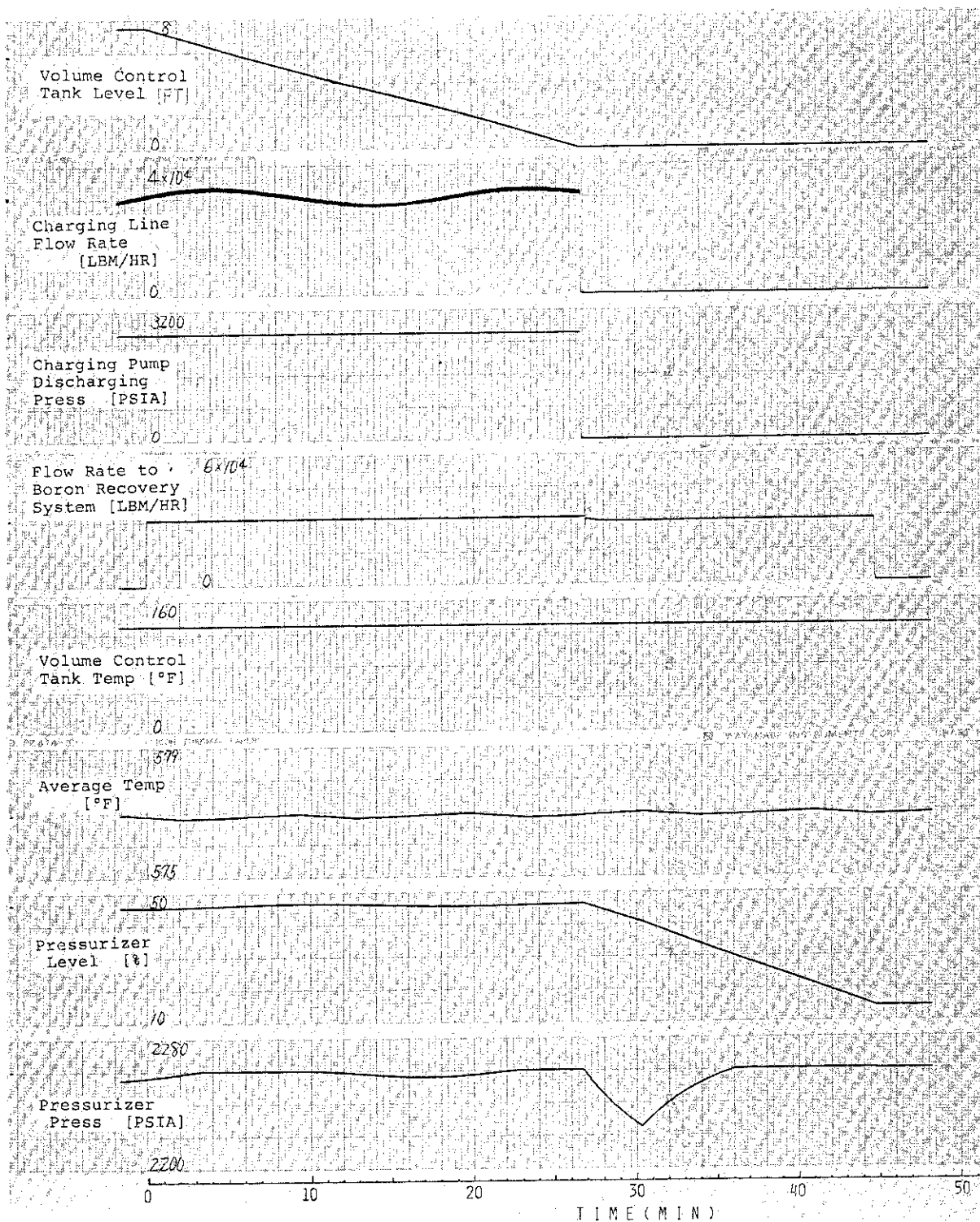


Fig. 2.36 Transient Behaviors Caused by Volume Control Tank Level Control Fails High

2.24 体積制御タンク低水位誤検知

VCT レベルコントローラが故障した結果同水位が0%であるという誤信号を発生続けた場合のプラントの挙動を調べたものである。

上記コントローラが故障した時間を0秒とした主要事象の生起時刻を表2.27に、そして主要パラメータの変化を図2.37に示す。

上記コントローラが故障すると実際のVCT水位は、49.34%と正常であってもコントロールパネルでの表示は0%を示し直ちにメイクアップ機能として一次冷却水貯蔵タンク及び、ホウ酸水タンクよりの補給が開始される。一方ではVCT出口弁は閉となり充填ラインへの水供給はRWSTに切替わる。従って実際のVCT水位は、徐々に増加し、約13分には100%(15.3 FT)に達し以後もメイクアップ装置は機能し続ける。

充填ラインにはその供給タンクがRWSTに切替ったため、ボロン濃度が750 PPMから3000 PPMに上昇する。そして一次冷却系を循環した高濃度のボロンがレットダウンラインにも流れ始め25分後には39 PPM 上昇している。こうして炉内減速材中にボロンが徐々に増加してくるため、中性子束も減少してくる。3分30秒から中性子束が増加するのは制御棒引抜きによるものであるが、一旦増加した中性子束もボロン濃度が高くなるにつれ減少傾向に移り12分に制御棒が上限に達するとその減少傾向は大きくなっている。

炉出力は高濃度のボロンが炉内に入ってくるため徐々に減少し99.3%あったものが、3分には97%に落ちている。この時から12分までは二次系出力を保持するため、バンクD制御棒の引抜きがなされているためほぼ横ばいに推移し制御棒が上限に達した後は減少する。そして23分には9%に達する。

充填流量は、同ラインへの水供給タンクが切替った直後は、その温度が一時低下するため一時的に増加(3.6%)するが、その後は、充填流量を決定する加圧器水位と T_{AVG} の偏差が大むね減少傾向にあるため、少しずつ減少している。

二次系のSG蒸気流量は、 T_{AVG} の低下に則してSGでの伝熱量が減少することにより、同様に減少傾向をとる。(初期状態 3.5×10^6 LBM/HR \rightarrow 19分, 3.26×10^6 LBM/HR)

蒸気流量は減少しているにもかかわらずタービン制御弁の開度は手動状態にあるので一定値を保持している。そのためSG圧力は下がる一方となる。

SG水位は急激な変化もないため定常を維持している。又給水流量は蒸気流量とほぼ同様の変化をする。

Table 2.27 Main Events and Annunciators in the case of Volume Control Tank Level Control Fails Low

TIME [MIN:SEC]	EVENTS	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Volume Control Tank Level Control Fails Low	00:00	Volume Control Tank Alarm
	Initiation of Volume Control Tank Automatic Makeup	11:48	Rod Withdraw Limit
	Change Outflow Tank of Charging Flow Line from Volume Control Tank to Refueling Water Storage Tank	15:57	Tavg/Tref Deviation
03:15	Initiation of Withdrawal of Control Rod Bank D		
11:48	Limited Withdrawal of Control Rod Bank D		
13:12	Volume Control Tank Level 100%		

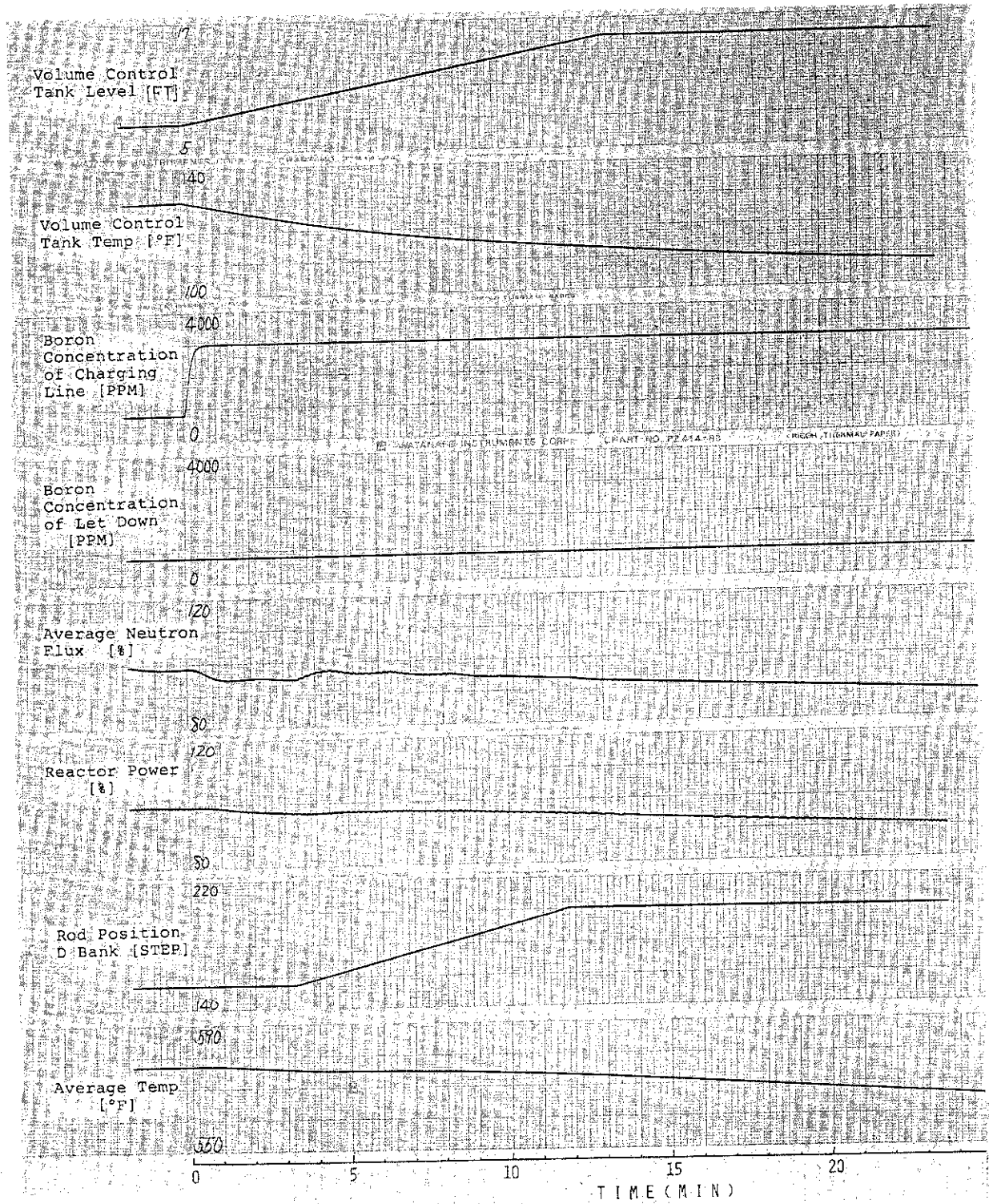


Fig. 2.37 Transient Behaviors Caused by Volume Control Tank Control Fails Low

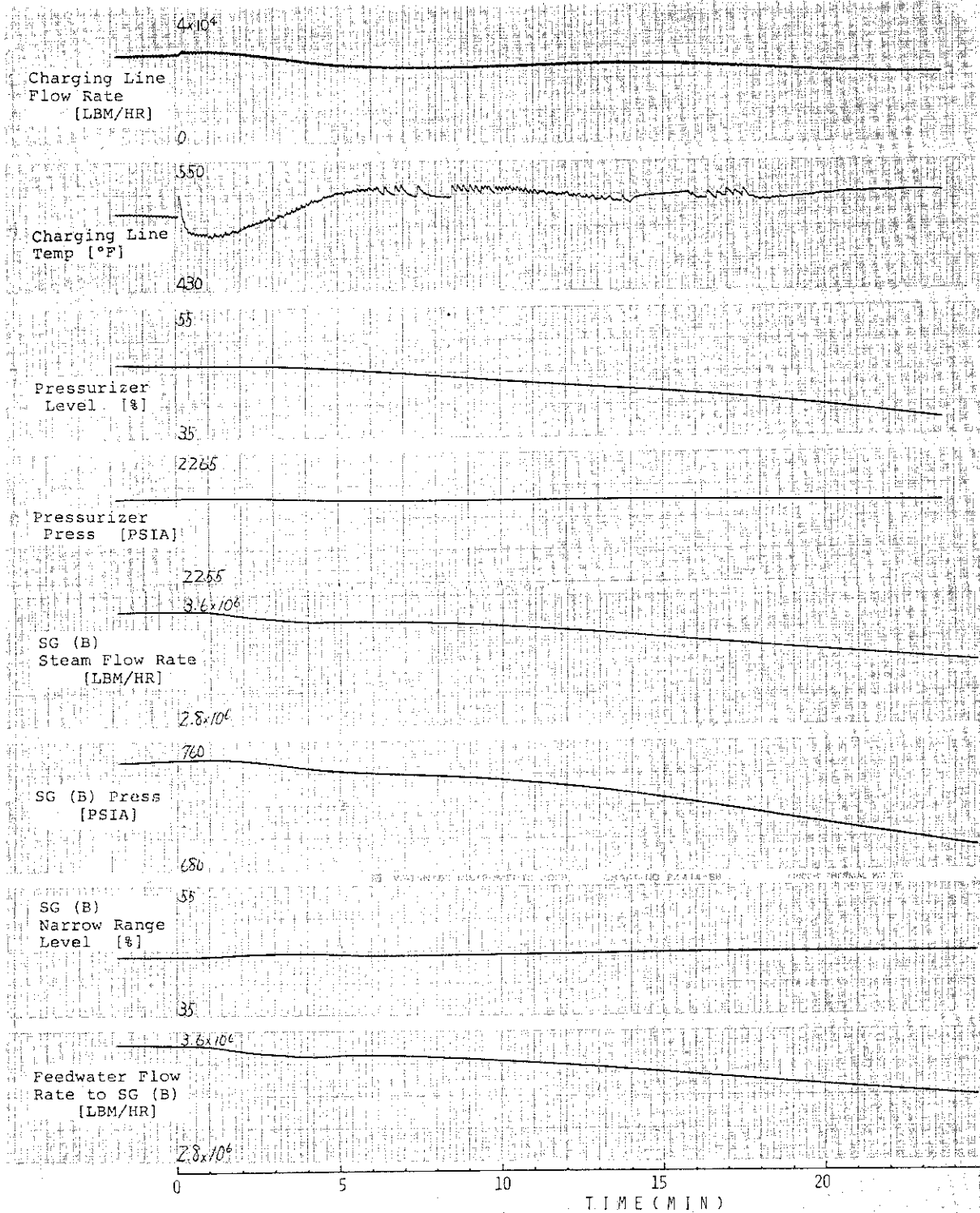


Fig. 2.37 Continued

3. 結 言

26 ケースのマalfunクシヨンを実行したが、このうち一次冷却材ポンプ停止に関するものが4 ケース、一次冷却材ループからの漏洩に関するものが2 ケース、加圧器の弁、ヒーター、圧力検出力器に関するもの7 ケース、体積制御系に関するもの3 ケース、制御棒に関するもの10 ケースである。

一次冷却材ポンプ停止では、停止ループの冷却材逆流と運転ループの冷却材流量増加となるモデル化が取り入れられており、これらのループのSG 二次側の熱水力挙動も伝熱量の違いによる特徴がよく表われている。

一次冷却材の漏洩では、漏洩量が微小なため一次冷却材が減圧沸騰するには到らないが、マalfunクシヨンのNo.5 一次冷却管両端破断のケースでは減圧による安全注入系の作動は模擬されているが2 相流モデルが不十分であるため結果は掲載していない。

加圧器の機器の故障では、スプレイ弁、ヒータの誤作動については容量が小さいため、各パラメータの変化幅も小さいが、逃し弁の故障(2.12, 2.19, 2.20 節)で開放されたときは627 PSI/MIN (0.74 kg/cm²/sec)で加圧器圧力は降下し、逆に開不動作のときは安全弁が作動する。しかし圧力高の誤検知で逃し弁が開いたときはESS 作動により逃し弁は閉となる。また、逃し弁が開放すれば減圧沸騰により水位は上昇するが、このモデルでは液相部で発生したボイドは直ちに気相部に放出されるという仮定を用いているため水位の上昇は見られない。

体積制御系の故障では、充填流量の喪失が体積制御タンクの水位高誤検知による場合(2.23 節)とポンプトリップ(2.11 節)の2 ケースあり、いずれも加圧器水位の低下によりレットダウン流量が停止される。しかし水位低誤検知(2.24 節)では体積制御タンクに水はないと判定され充填源が燃料取換用水タンクに切替わるため高いボロン濃度の水が充填され中性子束が低下するという興味深い結果が得られた。

制御棒の誤動作に関しては、中性子束、平均温度、負荷を基に制御棒を駆動させる制御系の制御棒速度制御不能(2.17 節)では、中性子束の変化幅が最も少ないのが制御棒が動かない場合で平均温度の変化幅が最も少ないのが最大速度で動いた場合である。結局、両者が平均しているのは通常速度の場合であるが、中性子束の変化幅のみを最小に押えるには制御棒は動かさない方がよいことになる。

タービントリップ時に自動スクラムしない場合(2.11 節)は、SG への給水流量が確保されているため、一次系に対する除熱能力が十分あり、中性子束、SG 蒸気流は共に約75%で平衡に達している。

以上述べた過渡現象は定性的には良いと考えられるが、実測データによる定量的評価が必要であり、今後の問題として残っている。また各パラメータの応答を細かく観察すると、不連続点があり、これは蒸気表内の使用関係式が変わるときに発生していると考えられる。さらに数値解上の不安定と考えられる振動が見られることがあり、十分検討し、改良を行うことが必要であろう。

謝 辞

PWR プラントシミュレータの操作に関して、多大の協力を頂いた原子炉工学部原子炉制御研究室の藤井義雄氏に謝意を表します。本研究がここに至るまでには、前安全解析部長桂木 学氏（現安全工学部長）、安全解析部長平田実穂氏、研究炉技術課坂野和雄氏をはじめ多くの方々の多大な努力があったことを記し深甚の意を表します。