

JAERI - M
84-200

PWR プラントシミュレータによる多重
故障時の事故解析

1984年11月

森崎英俊*・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 Division
Department of Technical Information, Japan Atomic Energy Research Institute, Tokai-
mura, Naka-gun, Ibaraki-ken 319-11, Japan.

©Japan Atomic Energy Research Institute, 1984

編集兼発行 日本原子力研究所
印刷 鶴高野高速印刷

PWRプラントシミュレータによる多重故障時の事故解析

日本原子力研究所東海研究所安全解析部

森崎英俊*・横林正雄

(1984年10月15日受理)

本報告書はPWRプラントシミュレータを用いた多重故障時の過渡解析の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822MWe3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で設計されている。

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設っており、本報告書では、これらのマルファンクションを複数個組合せて異常過渡現象を発生させ、過渡応答の特徴について検討を加えている

用いたマルファンクションは主に主冷却水の漏洩と充てん及び給水流量等の喪失に関するものと制御系の故障に関するものである。解析結果は個別のマルファンクションを重ね合せた現象が得られており、このことから複数のマルファンクションによる過渡応答を単一のマルファンクションの挙動を用いて分析し、マルファンクションの種類を推定することができることがわかった。

* 日本原子力研究開発事業団

Transient Analysis of Multifailure Conditions by using PWR Plant Simulator

Hidetoshi MORISAKI* and Masao YOKOBAYASHI

Department of Nuclear Safety Evaluation
Tokai Research Establishment, JAERI

(Received October 15, 1984)

This report describes results of the analysis of abnormal transients caused by multifailures using a PWR plant simulator.

The simulator is based on an existing 822MWe power plant with 3 loops, and designed to cover wide range of plant operation from cold shutdown to full power at the end of life. Various malfunctions to simulate abnormal conditions caused by equipment failures are provided. In this report, features of abnormal transients caused by concurrence of malfunctions are discussed. The abnormal conditions studied are leak of primary coolant, loss of charging and feedwater flows, and control systems failure. From the results, it was observed that transient responses caused by some of the malfunctions are almost same as the addition of behaviors caused by each single malfunction. Therefore, it can be said that kinds of malfunctions which are concurrent may be estimated from transient characteristics of each single malfunction.

Keywords: Simulator, PWR Plant, Multifailures, Malfunction
Abnormal Transient, Dynamic Characteristic

* Japan Nuclear Ship Research and Development Agency

目 次

1. 緒言	1
2. PWRプラントの多重故障時の事故解析	2
2.1 蒸気発生器伝熱管破損および充てん流量の停止	2
2.2 一次冷却材小漏洩および充てん流量の停止	8
2.3 制御棒1本飛出しおよび充てん流量の停止	15
2.4 主給水流量全喪失, 加圧器スプレイ弁フェイルクローズおよび加圧器逃し弁開固着	22
2.5 主給水流量全喪失および加圧器逃し弁開固着(100%開度)	33
2.6 タービントリップおよび主蒸気ダンプ弁フェイルクローズ	45
2.7 蒸気発生器水位制御装置の水位高誤検知および加圧器圧力制御系の圧力高誤検知	56
2.8 蒸気発生器水位制御装置の水位高誤検知および加圧器圧力制御系の圧力低誤検知	63
2.9 蒸気発生器水位制御装置の水位高誤検知およびコールドレグ温度計の温度高誤検知	70
2.10 蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知および加圧器圧力制御系の圧力高誤検知	75
2.11 蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知および加圧器圧力制御系の圧力低誤検知	82
2.12 蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知およびコールドレグ温度計の温度高誤検知	88
2.13 コールドレグ温度計の温度高誤検知および加圧器圧力制御系の圧力高誤検知	94
2.14 コールドレグ温度計の温度高誤検知および加圧器圧力制御系の圧力低誤検知	101
3. 結言	108
謝辞	109
参考文献	109
付録 PWRプラントシミュレータの概要	110

Contents

1. Introduction	1
2. Accident Analysis by mulifailures of PWR plant	2
2.1 Steam Generator Tube Rupture and Loss of charging Flow	2
2.2 Small Reactor Coolant System Leak and Loss of charging Flow	8
2.3 Ejected Rod and Loss of Charging Flow	15
2.4 Total Loss of Feedwater, Both Pressuriger Spray Control Valves Fail Close and Pressurizer Relief Valve Sticks Open	22
2.5 Total Loss of Feedwater and Pressurizer Relief Valve Sticks Fully Open	33
2.6 Turbine Trip without Steam Dump Flow	45
2.7 Steam Generator Level Control Fails High and Pressurizer Pressure Control Fails High	56
2.8 Steam Generator Level Control Fails High and Pressurizer Pressure Control Fails Low	63
2.9 Steam Generator Level Control Fails High and RTD in Cold Leg Fails High	70
2.10 Steam Generator Level Control Fails Low and Pressurizer Pressure Control Fails High	75
2.11 Steam Generator Level Control Fails Low and Pressurizer Pressure Control Fails Low	82
2.12 Steam Generator Level Control Fails Low and RTD in Cold Leg Fails High	88
2.13 RTD in Cold Leg Fails High and Pressurizer Pressure Control Fails High	94
2.14 RTD in Cold Leg Fails High and Pressurizer Pressure Control Fails Low	101
3. Conclusive Remarks	108
Acknowledgement	109
Reference	109
Appendix	110

1. 緒 言

本報告書はPWR (Pressurized Water Reactor) プラントシミュレータを用いて、多重故障時の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822MWe, 3ループのPWRプラントSurry 1 (米国バージニア電力所有) を模擬したもので製作は米国EAI (Electronic Associates Inc.) による。本シミュレータの概要については付録および文献(3)に述べられている。

本シミュレータには、弁、ポンプ等の機器の故障を模擬した49種類のマルファンクションが用意されており、これらのマルファンクションの実行結果についてはすでに報告した^{1),2)}。

本報告書では、これらのマルファンクションを複数個組合せ、同時に実行した場合の過渡応答を観察し、検討を加えた。

解析例として、一次冷却水の漏洩、充てん流量の喪失、主給水流量の喪失、タービントリップ等の組合せ、及び制御系のセンサーの故障を組合せた場合とを実行した。その結果、単一のマルファンクションではスクラムに至らなかったケース同志を組合せるとスクラムするなどの現象が見られたが、全体的には、個別のマルファンクションの過渡応答を重ね合せた現象になっており、不測の現象は現われていない。従って、複数のマルファンクションによる過渡応答結果から、単一マルファンクションによる結果を用いて、加えられたマルファンクションの種類を分析することは可能であると考えられる。但し、これは自動的な操作による場合であり、手動操作が混入された場合は、単一マルファンクションによる過渡応答のシナリオに影響されない見方が必要である。

なお、本報告書では、主要パラメータの過渡応答を多く図示しており、プラント挙動解析の参考データに供することも目的としている。

2. PWRプラントの多重故障時の事故解析

2.1 蒸気発生器伝熱管破損および充てん流量の停止

100%負荷運転中、SG (Steam Generator) -Bの伝熱管に破損が生じ、同時に、充てんポンプの故障により、一次冷却水系への水補給がストップした時を0秒として、主要事象の生起時刻を表2.1に、事象シーケンスを図2.1に、そして主要パラメータの変化を図2.2に示す。

SG-Cの各部の応答は、SG-Aと同様であり、SG-Bとの比較のために示した。

伝熱管破損による、一次冷却水系からの二次冷却水系への漏洩は0秒において、約 10^5 LBM/HRであるが、一次冷却系の圧力の減少とともに次第に減少していく。

加圧器圧力は、一次冷却水の二次系への漏洩、充てん流量の停止により減少し、約12分で、1875 PSIAに達し、原子炉スクラム信号を発生させる。スクラム後も、圧力は減少を続け、約20分で1715 PSIAに達し、安全注入系が作動する。しかしながら、SI (Safety Injection) が作動すると、充てん系の水源がVCT (Volume Control Tank) から、RWST (Refuel Water Storage Tank) に切替るシーケンスになっているが、充てんポンプが停止していると仮定しているので充てんされない。

加圧器水位も圧力と同様に減少し、約5分で14.4%に達しレットダウン系が停止し、加圧器バックアップヒーター、プロポーションナルヒーターがオフとなる。加圧器水位は、その後も減少を続け約8分で0%となる。

SG圧力、SG蒸気流量ともにSG-B伝熱管破断漏洩流量が最大 10^5 LBM/HRと定常のSG蒸気流量の約3%程度であり、SG-BとSG-Cの主要パラメータの過渡応答を比較して、顕著な差は無いがSG水位は原子炉スクラム後、SG-Bの方が高い事が解る。SG圧力、SG蒸気流量の原子炉スクラム後の応答は、SGへの給水流量と主蒸気ダンプ弁開度とに依存する。主給水コントロール弁は、15分に一次冷却材平均温度 (Tavg) が、 554°F 以下になる事により全閉となる。主蒸気ダンプ弁の操作信号は原子炉スクラム直後からTavgの値で決定される。

12分35秒の原子炉スクラム後、タービントリップによりSG蒸気流量は減少し、そのためSG圧力は上昇する。SG圧力の上昇に伴い、SG液相内のボイドが減少するため水位は減少するが、主蒸気ダンプ弁開度減少によるSG蒸気流量の低下、また主給水コントロール弁全閉による主給水の低下により約25%に落ち着く。その後は、主蒸気ダンプ弁の開閉によるSG圧力の変化に対応した挙動を示す。

Table 2.1 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "SG (B) tube rupture" and "loss of charging flow".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	SG (B) Tube Rupture Loss of Charging Flow	00:00	Radiation Monitor Alarm 4KV Breaker Auto Trip
01:09	Proportional Pressurizer Heater 100% On (PRZR Press 2210 PSIA)	00:09	Charging Flow Low Let Down Line High Temp
04:33	Let Down Isolation (PRZR Level 14.4%) Proportional and Backup Pressurizer Heaters Off	00:50	Pressurizer Level Low
		01:47	Pressurizer Pressure Low
		12:35	Reactor Trip Turbine Trip
15:00	Main Feedwater Control Valve Full Close		Turbine Run Back Rod Bottom Steam Dump Armed
20:35	Safety Injection Signal On (PRZR Press 1715 PSIA) Main Feedwater Pumps Stop		Auto Stop Oil to Drain Steam Line Flow High Tavg/Tref Deviation
21:43	Auxiliary Feedwater Pumps Start	12:52	SG Level Error
		13:18	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
		20:35	Safety Injection Initiation Feedwater Isolation

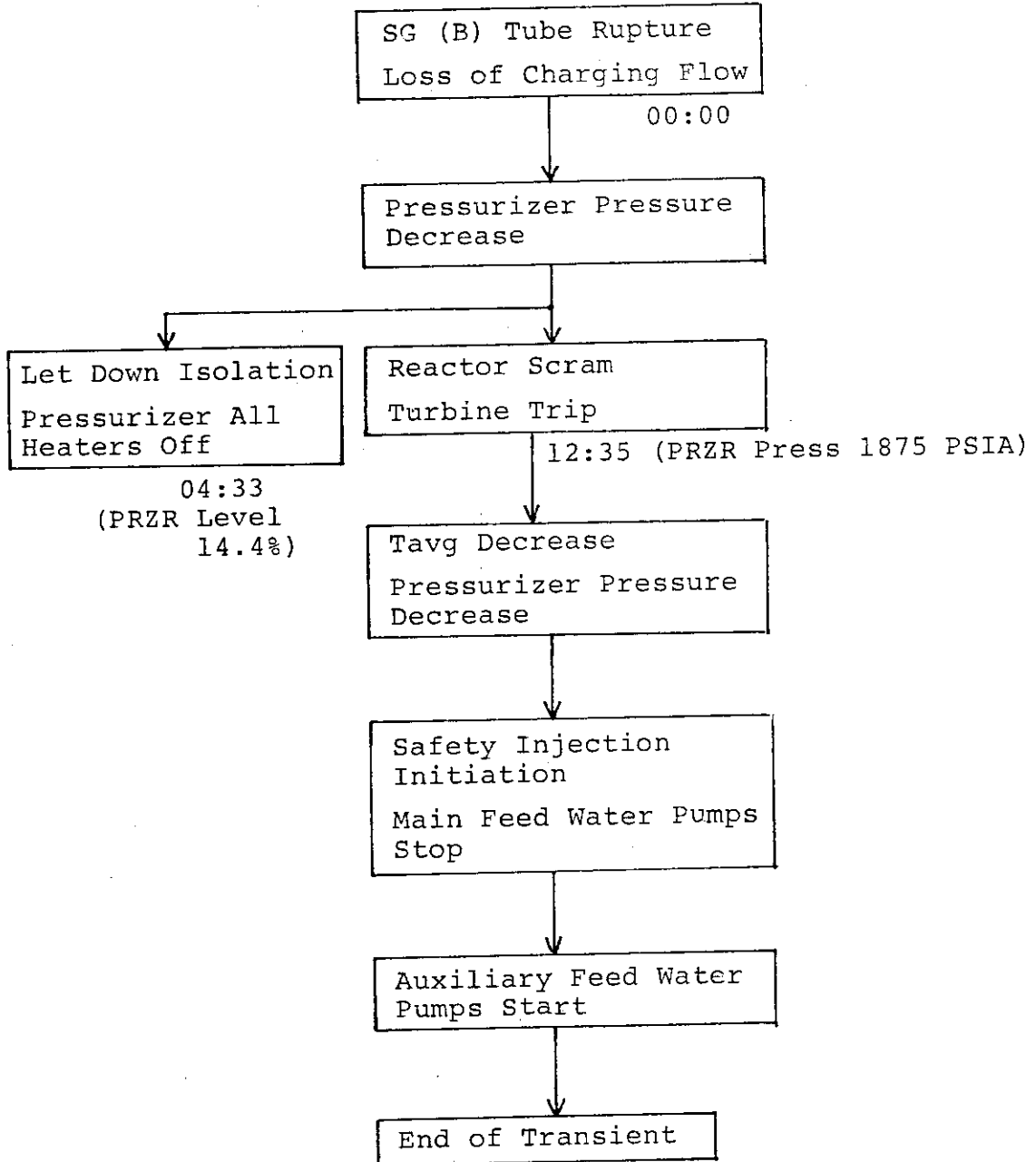


Fig.2.1 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "SG (B) tube rupture" and "loss of charging flow".

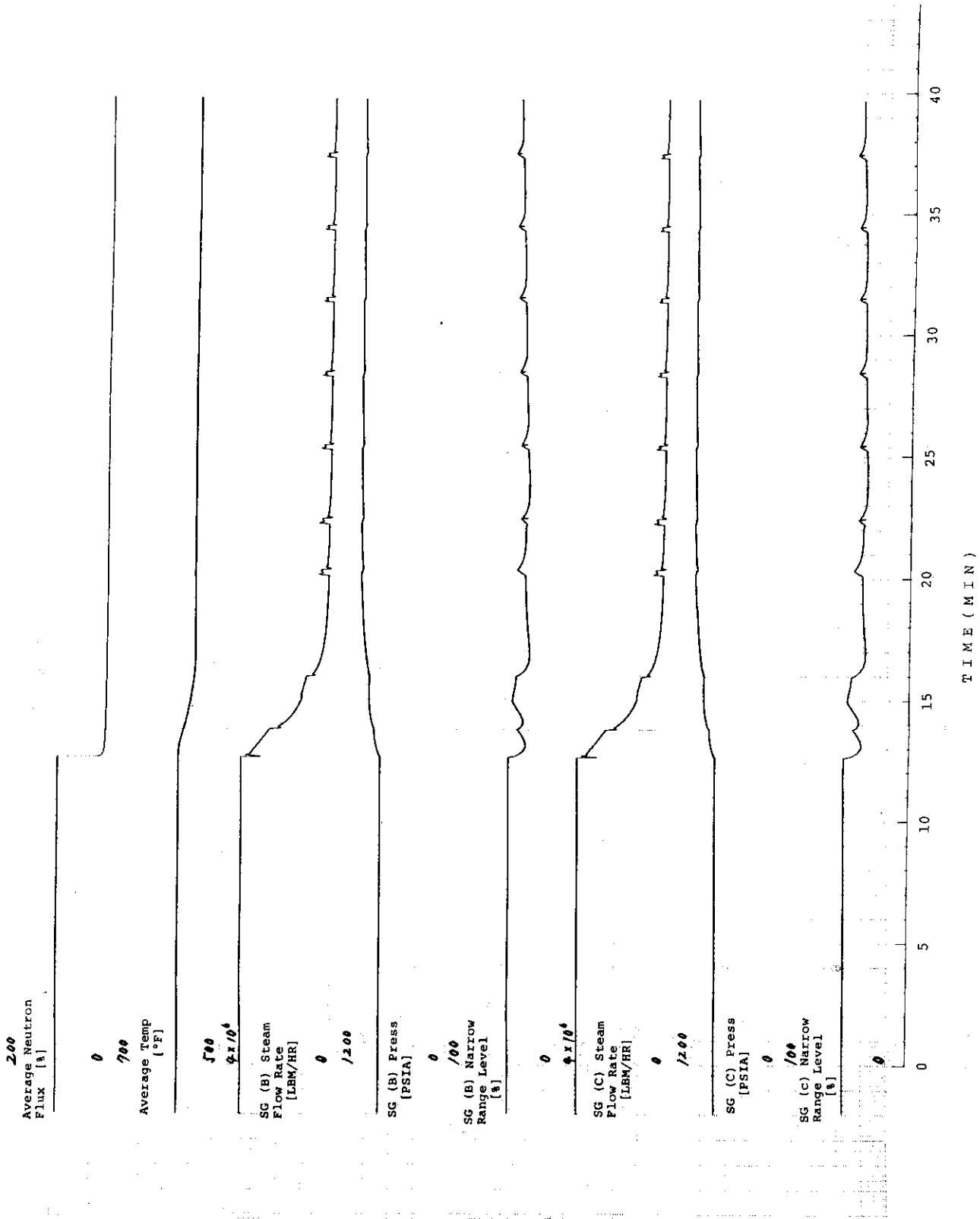


Fig.2.2.2 Transient behaviors caused by the malfunctions of "SG (B) tube rupture" and "loss of charging flow".

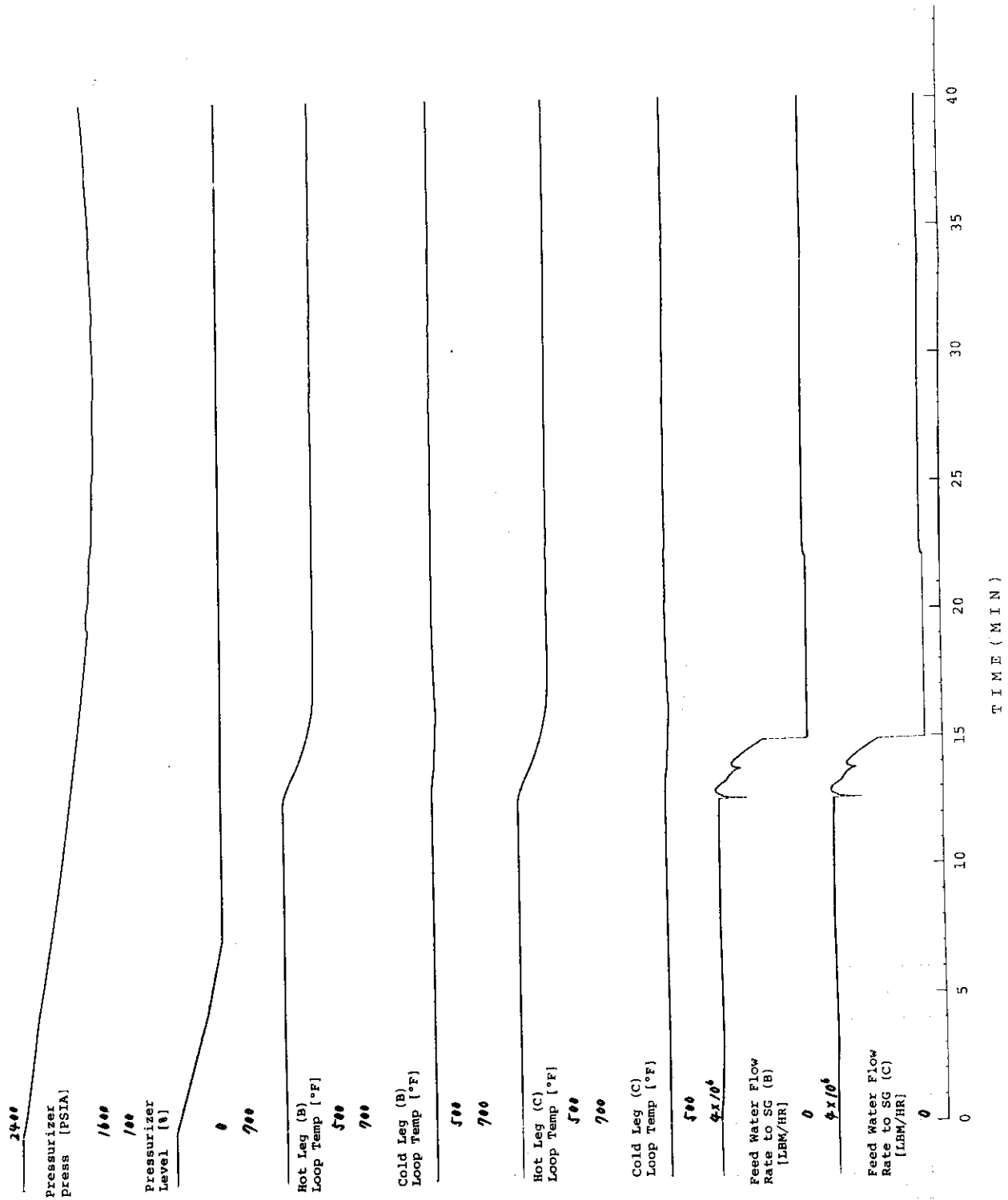


Fig.2.2 Continued

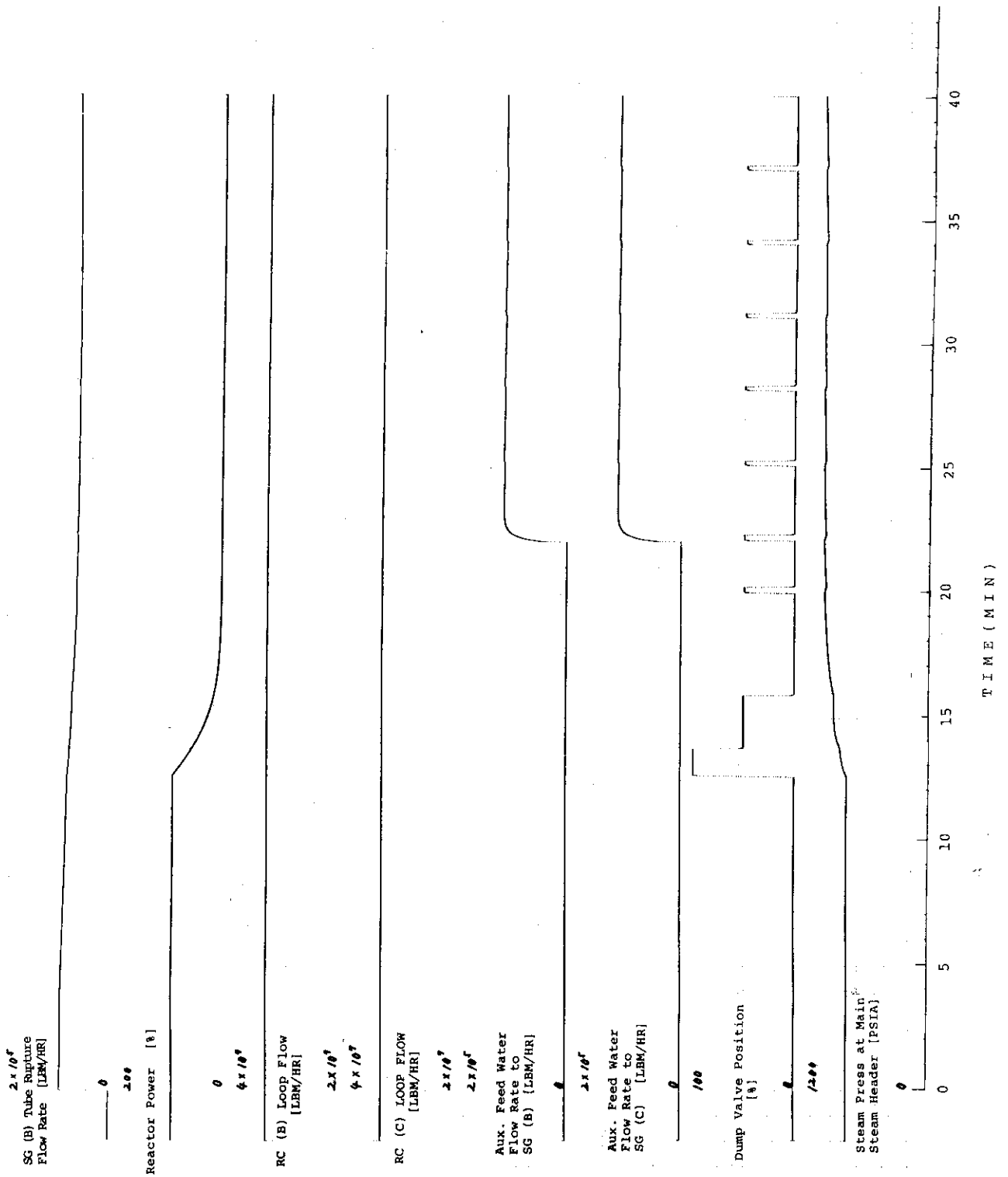


Fig.2.2 Continued

2.2 一次冷却材小漏洩および充てん流量の停止

100%負荷運転中、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。又、同時に充てんポンプトリップにより充てん流量が喪失する。

主要事象の生起時刻を、表2.2に、事象シーケンス、及び主要パラメータの変化を、図2.3、図2.4に示す。

漏洩冷却材は、全て、コンテイメントサンプタンクに流入する。このタンク内の温度、圧力、そして水位は全て直線的に上昇する。ただし、9分30秒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。

サージライン流量は、充てん流量の停止により定常時の約4.5倍(9×10^4 LBM/HR)に増加するが6分08秒に、レットダウン流量が停止するとステップ状に減少し、定常時の約3倍の値となりそれ以降はほぼ一定となる。

VCT水位は、充てん流量が停止するため、直線的に上昇するが6分08秒のレットダウン流量の停止により一定値を保つ。

加圧器水位は、直線的に減少しレットダウン流量停止後は、降下速度が減少するが約11分で0%となる。

加圧器圧力も直線的に降下する。6分08秒のレットダウン流量停止によるバックアップヒーター、プロポーションナルヒーター、オフのためそれ以後は降下速度が増し、約21分で1875PSIAとなり、原子炉スクラム信号を発生する。炉スクラム以降、一次冷却材流出による圧力減少分と崩壊熱、残留熱による一次冷却材の温度、圧力の上昇分とが平衡に達し、36分には加圧器圧力は逆に上昇傾向となる。また、主蒸気ダンプ弁の炉スクラム後の開閉動作は、Tavgモードであり、この開閉動作によるSGの冷却作用の増減により、細かく影響が現われている。

一次冷却材各温度も、炉スクラム後、出力減少のため低下し一定値に落ち着いた後は、主蒸気ダンプ弁の開閉動作の影響が表われている。

主給水流量は、炉スクラム後、Tavgが低下するため主給水制御弁が徐々に閉となり、Tavgが554°Fに達する23分には全閉となって、主給水流量は0となる。約48分でSG水位が2系統以上で13%以下となり、補助給水ポンプが起動し平均 1.6×10^5 LBM/HRの補助給水注水が開始される。

二次系の各パラメータの挙動は、2.1節とほぼ同様の变化を示す。

Table 2.2 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "small RCS leak" and "loss of charging flow"

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Small RCS Leak Loss of Charging Flow	00:00	4KV Breaker Auto Trip Chaging Flow Low
		00:08	Let Down Line High Temp
06:08	Let Down Isolation (PRZR Level 14.4%) Proportional & Backup Pressurizer Heaters Off	01:08	Pressurizer Level Low
		03:33	Pressurizer Pressure Low
21:10	Reactor Scram	21:10	Reactor Trip
21:53	Generator Trip		Turbine Trip
23:31	Main Feedwater Control Valves Full Close		Turbine Run Back Rod Bottom
47:40	Auxiliary Feedwater Pumps Start		Steam Dump Armed Auto Stop Oil to Drain High Steam Line Flow Tavg/Tref Deviation
		21:53	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
		25:13	SG Level Error
		47:27	SG (B) Level Alarm SG (c) Level Alarm

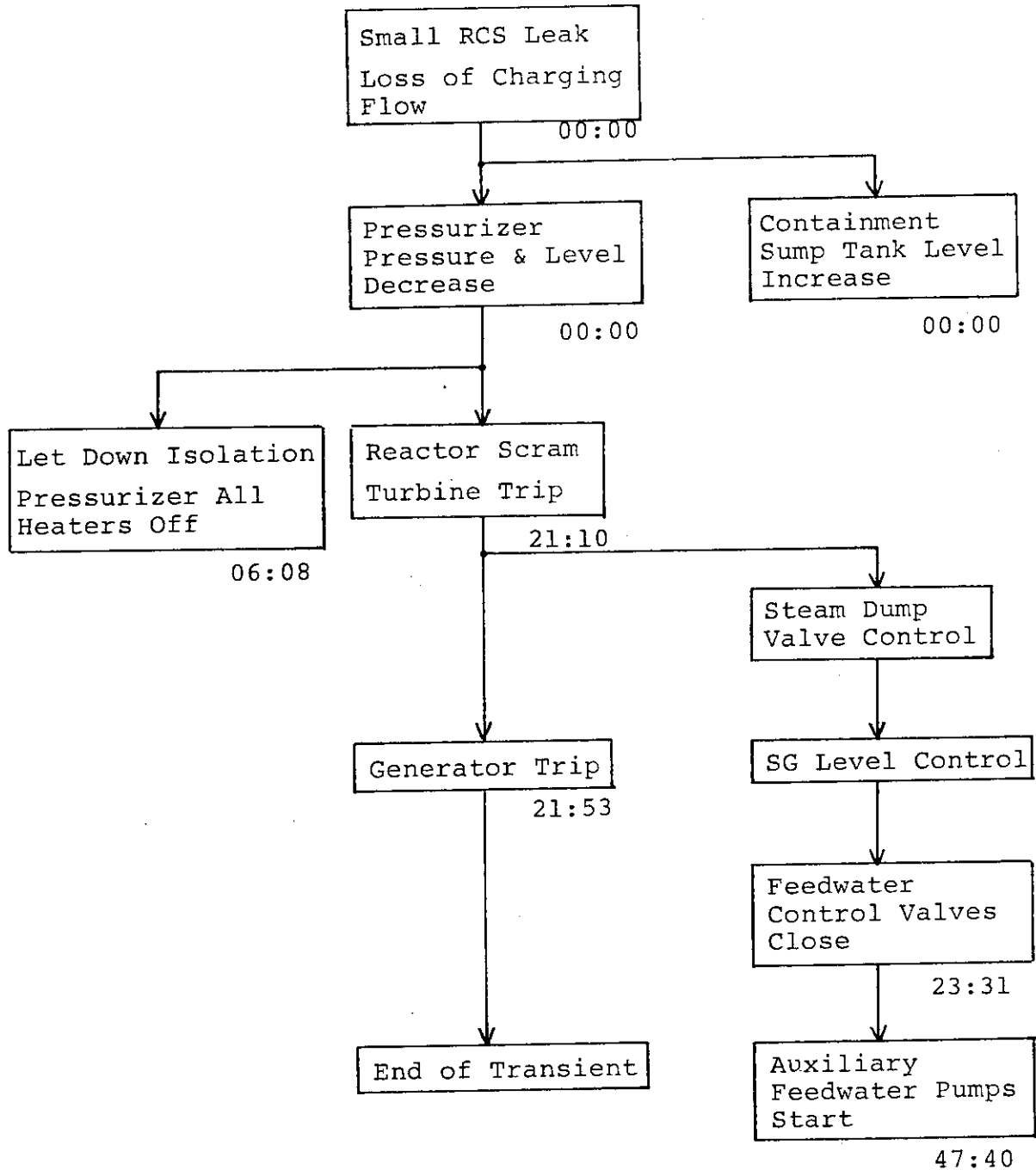


Fig.2.3 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "small RCS leak" and "loss of charging flow".

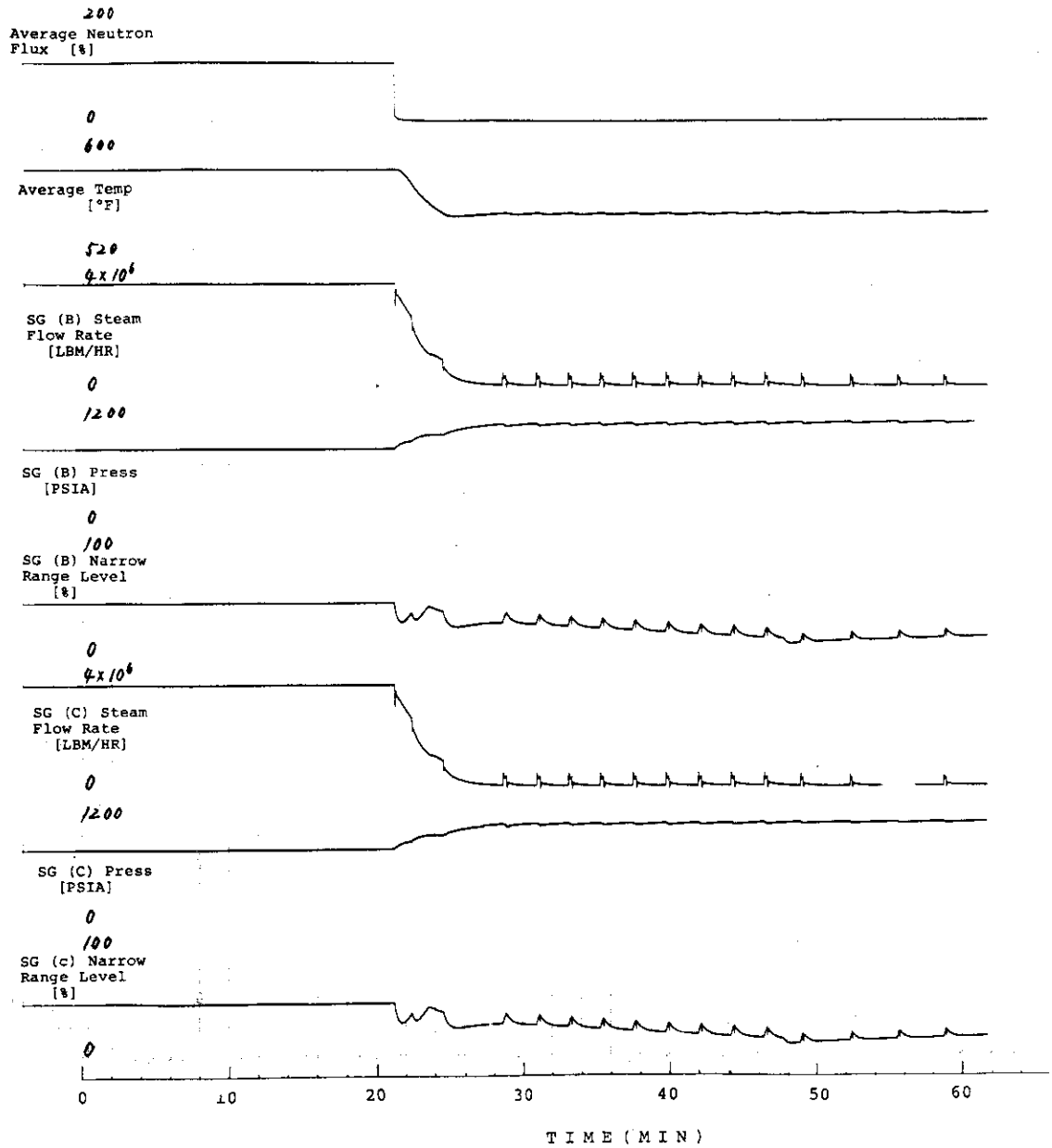


Fig.2.4 Transient behaviors caused by the malfunctions of "small RCS leak" and "loss of charging flow".

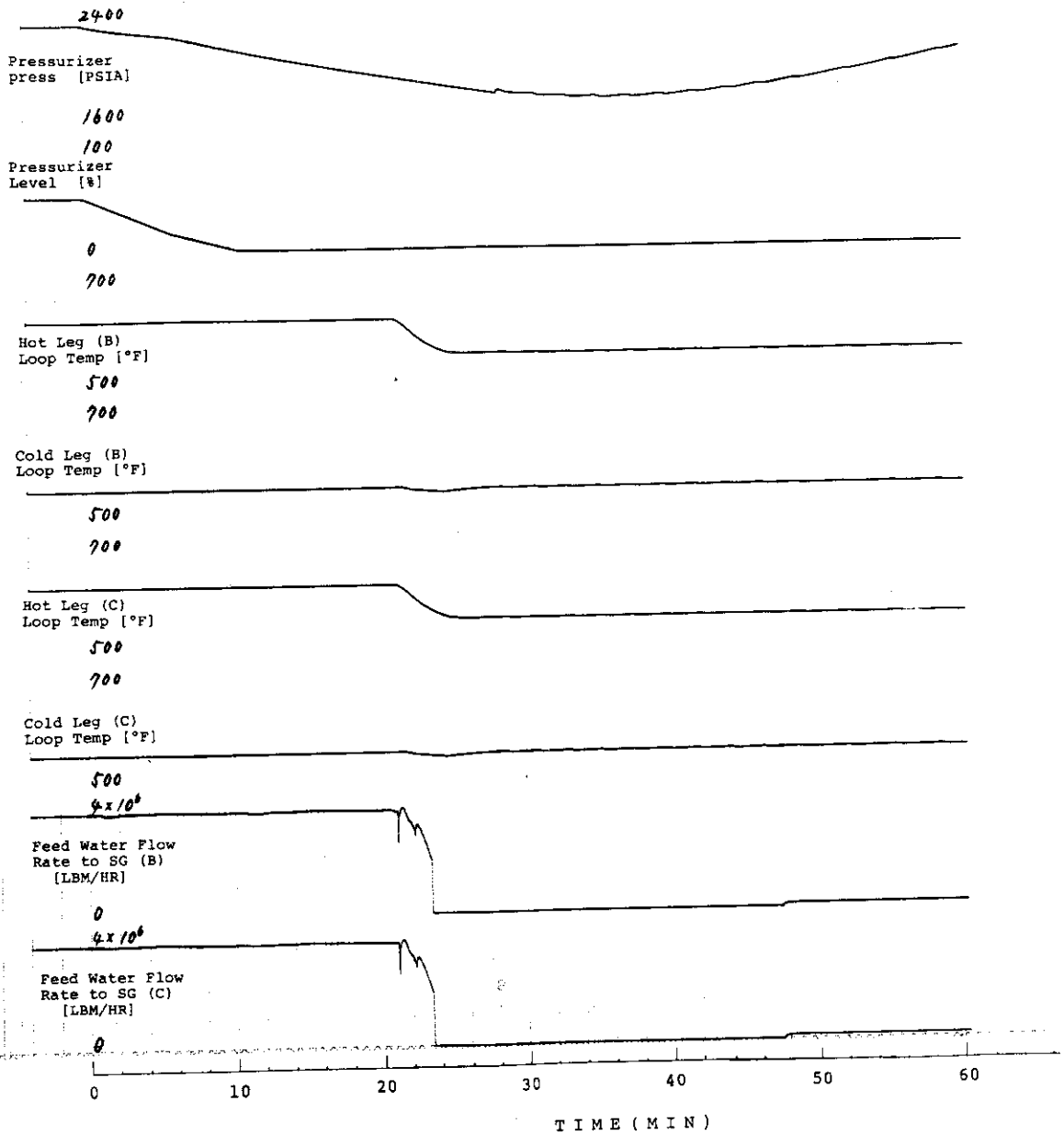


Fig.2.4 Continued

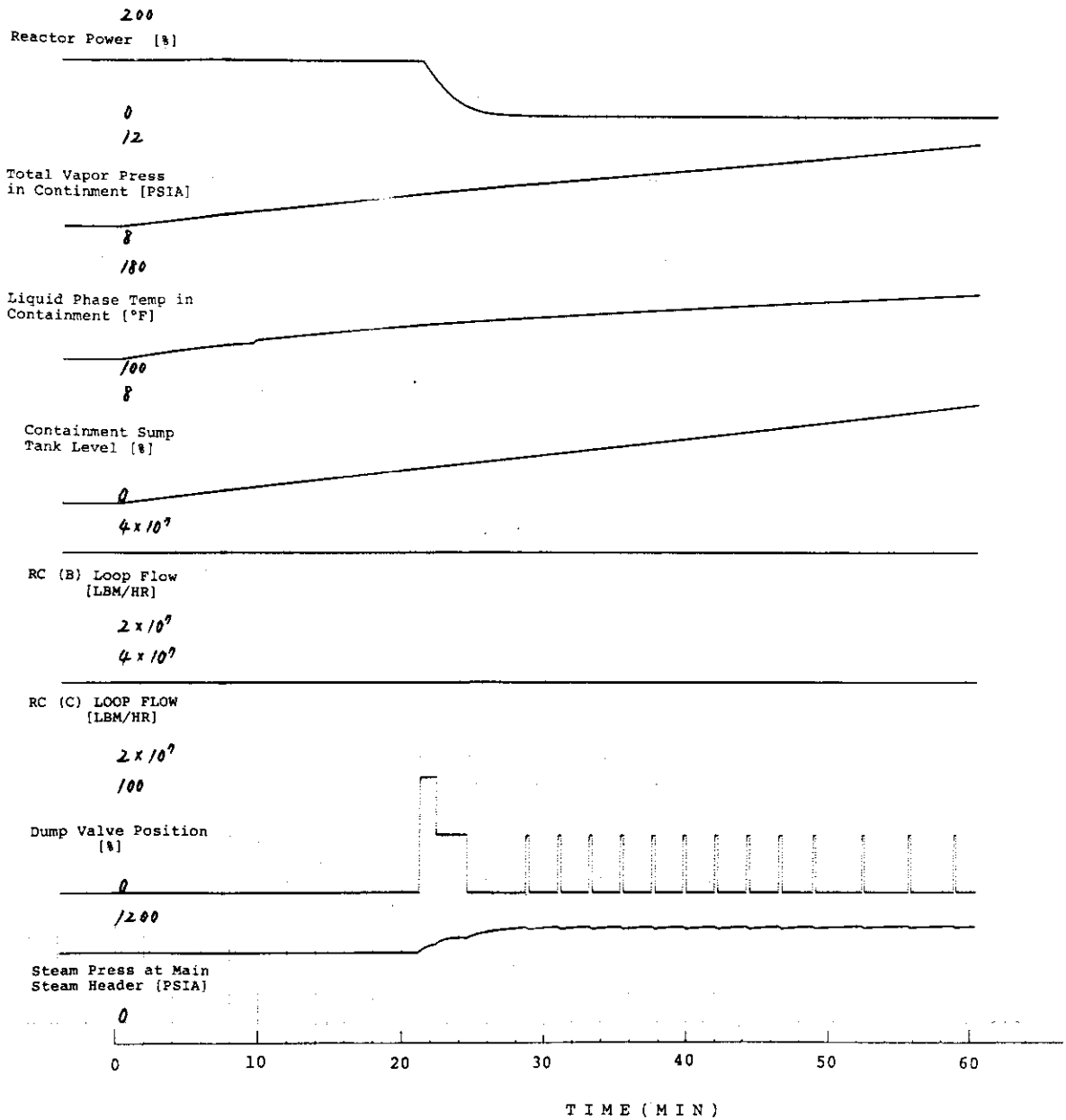


Fig.2.4 Continued

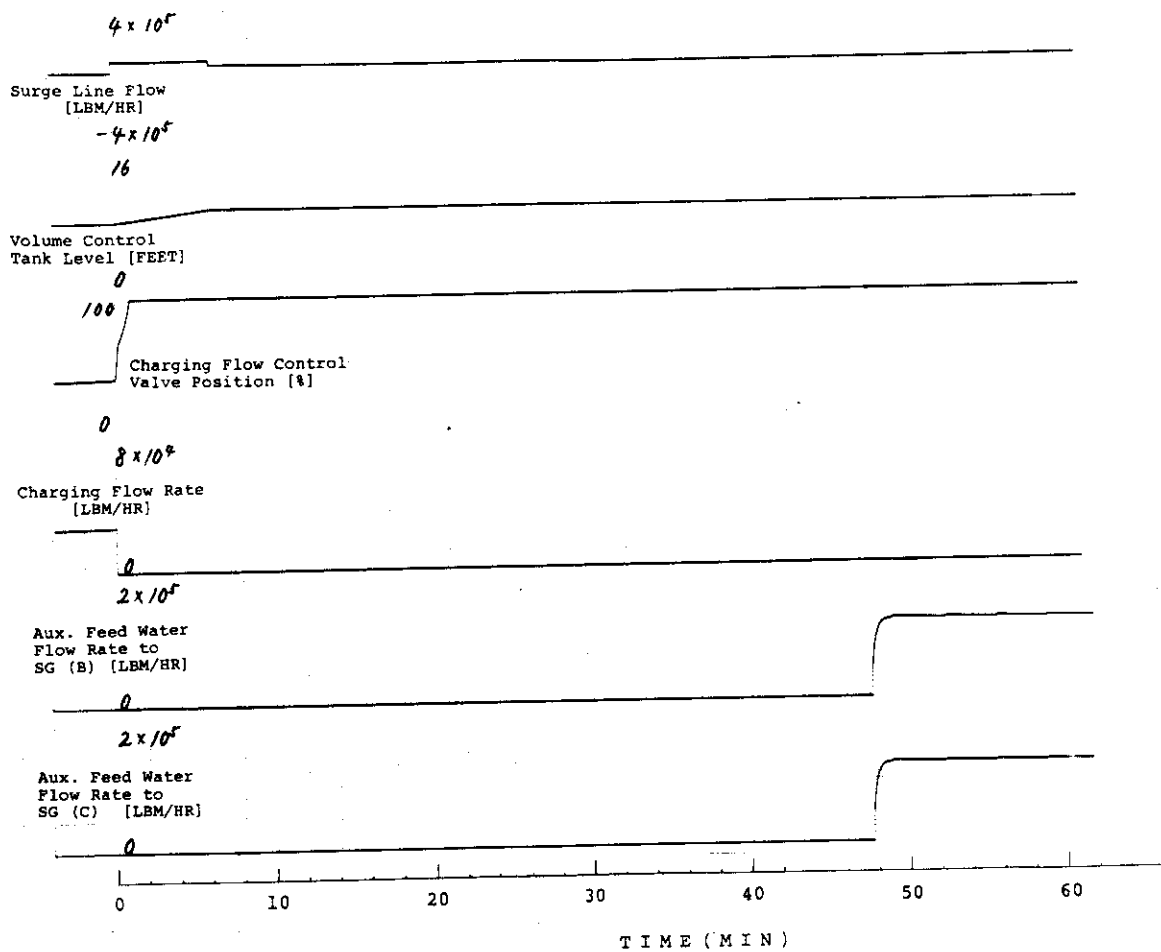


Fig.2.4 Continued

2.3 制御棒1本の飛出しおよび充てん流量の停止

100%負荷運転中、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出するとともに、制御棒も上限まで引き抜かれ、同時に充てんポンプのトリップによる充てん流量の停止が起こるといものである。2つのマルファンクション作動時刻を0秒にとったときの主要事象の生起時刻を表3.2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。

メカニズムハウジングの破壊により、 2.4×10^4 LBM/HRの一次冷却水が格納容器内へ流出する。

制御棒1本の飛出しにより、中性子束が108%を超え、原子炉は2秒で中性子束高によりスクラムする。

中性子束の変化は、制御棒の急昇により100%から600%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、急激な反応度印加により100%から110%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洩のため徐々に低下し、9分24秒で14.4%に達しレットダウン流量停止となる。そのためそれ以降は水位の低下率が減少する。

加圧器圧力も、炉スクラム、冷却水漏洩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若干圧力降下度が大きくなる。

格納容器内の圧力、温度、水位は時間とともに一次冷却水の漏洩により上昇する。

漏洩流量、 2.3×10^4 LBM/HRは、1ループ当たりの定常一次冷却水循環流量 3.4×10^7 LBM/HRと比較すると、約0.07%とほとんど無視し得る流量であり一次冷却水流量は、充てん流量の停止にもかかわらずほとんど変化していない。

二次系の主要な変化に関しては、SG蒸気流量、圧力及び水位の挙動に、スクラム後蒸気ダンプ弁の開閉の影響が顕著に表われている。特にSG水位は、ボイド発生、消滅にSG圧力が強く影響しており、図に示す様な過渡応答となる。

給水流量は、給水制御弁が約3分でTavg 554°F以下となるため全閉となる。

Table 2.3 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "ejected rod D-12 control bank C" and "loss of charging charging flow".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Ejected Rod D-12 Control Bank C	00:00	4KV Breaker Auto Trip
	Loss of Charging Flow		Charging Flow Low
00:02	Reactor Scram	00:02	Reactor Scram
	Turbine Trip		Turbine Runback
	Steam Dump Valve . Position 100%		Rod Bottom
			Turbine Trip
			Steam Dump Armed
00:45	Generator Trip		Auto Stop Oil to to Drain
01:24	Steam Dump Valve Position 50%		High Steam Line Flow
03:30	Steam Dump Valve Position 0%		Tavg/Tref Deviation
09:24	Let Down Isolation	00:09	Let Down High Temp
	Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off	00:45	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
		01:30	Pressurizer Level Low
		11:42	Pressurizer Pressure Low
		12:04	SG Level Error

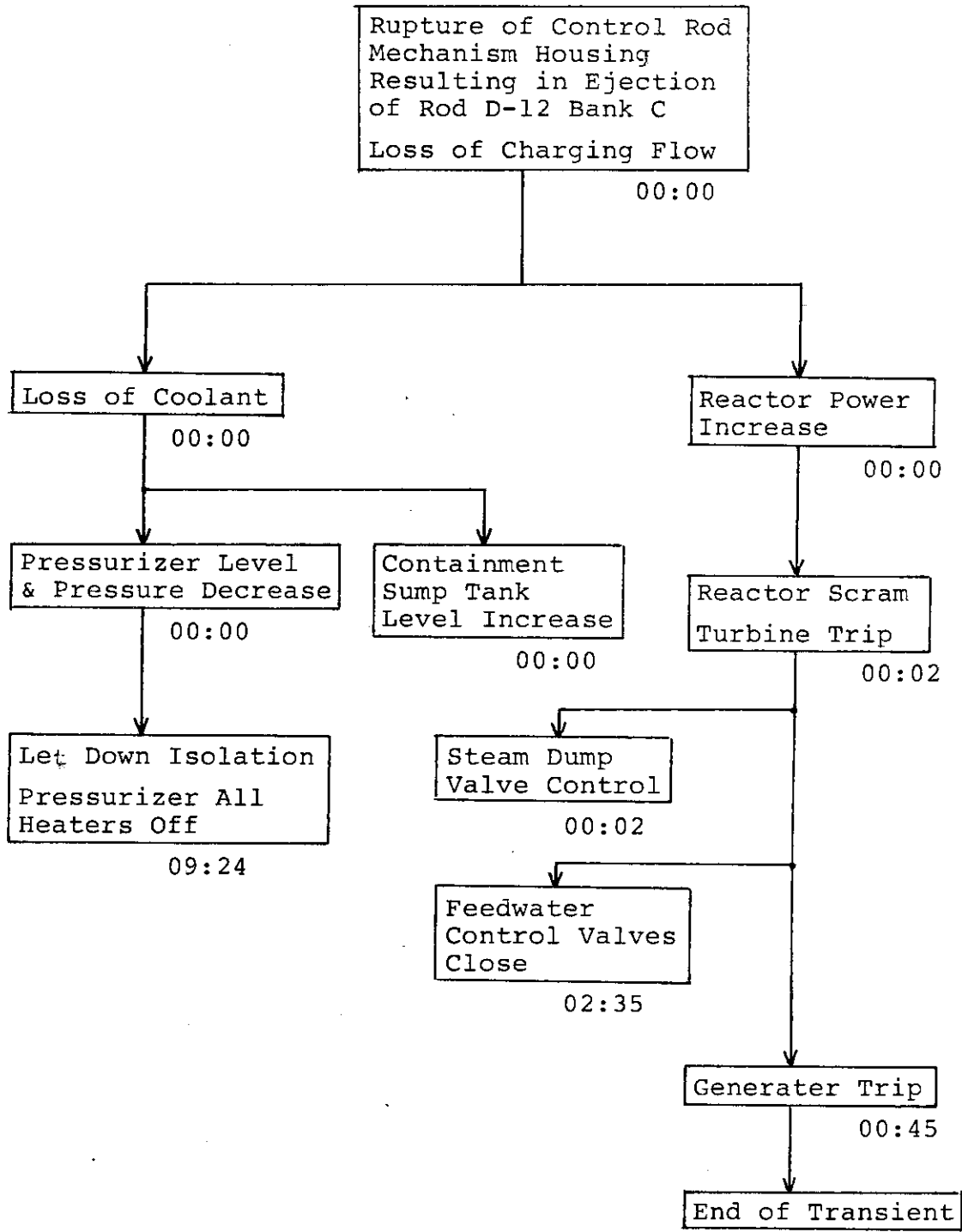


Fig.2.5 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "ejected rod D-12 control bank C" and "loss of charging flow".

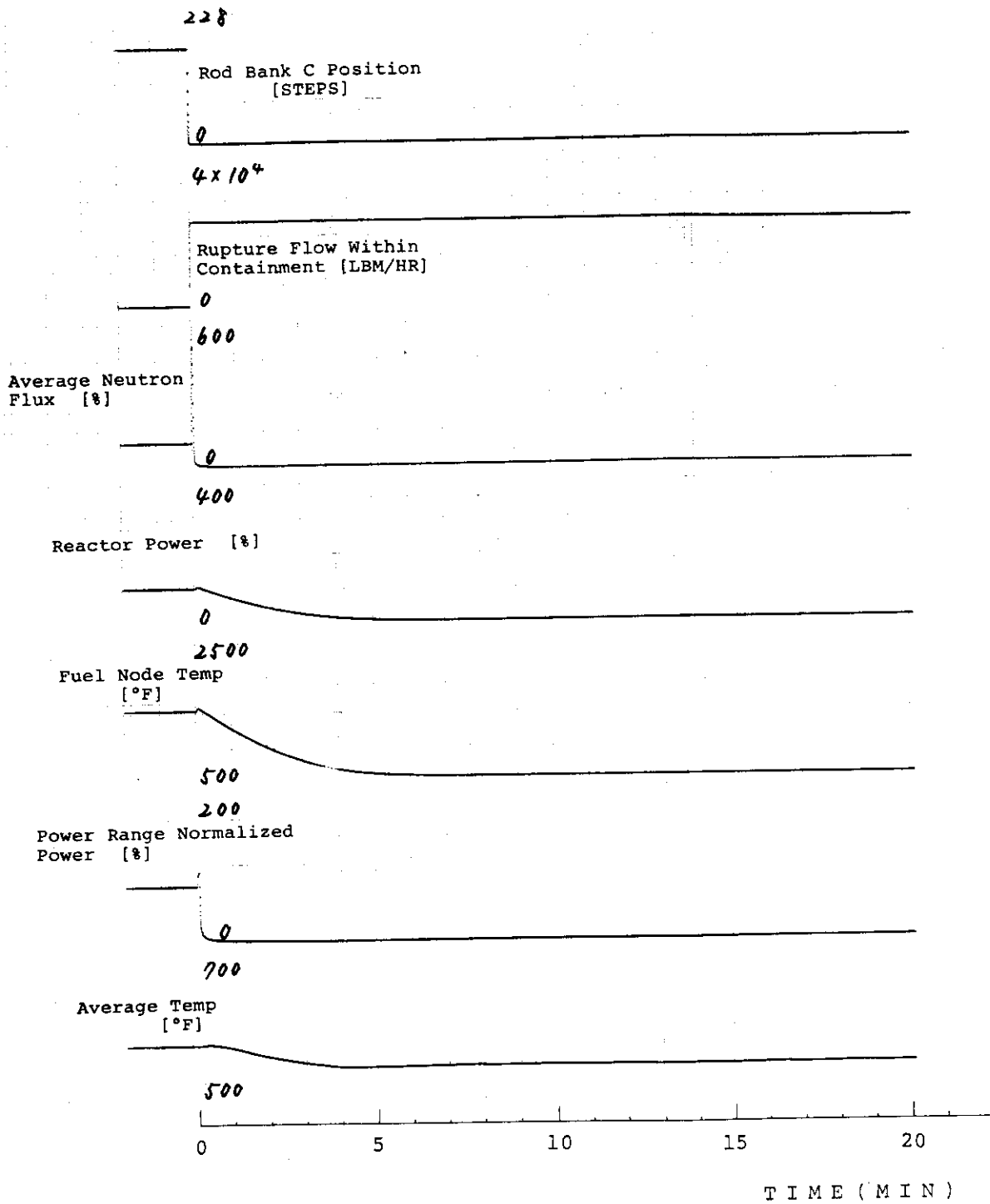


Fig.2.6 Transients behaviors caused by the malfunctions of "ejected rod D-12 control bank C" and "loss of charging flow".

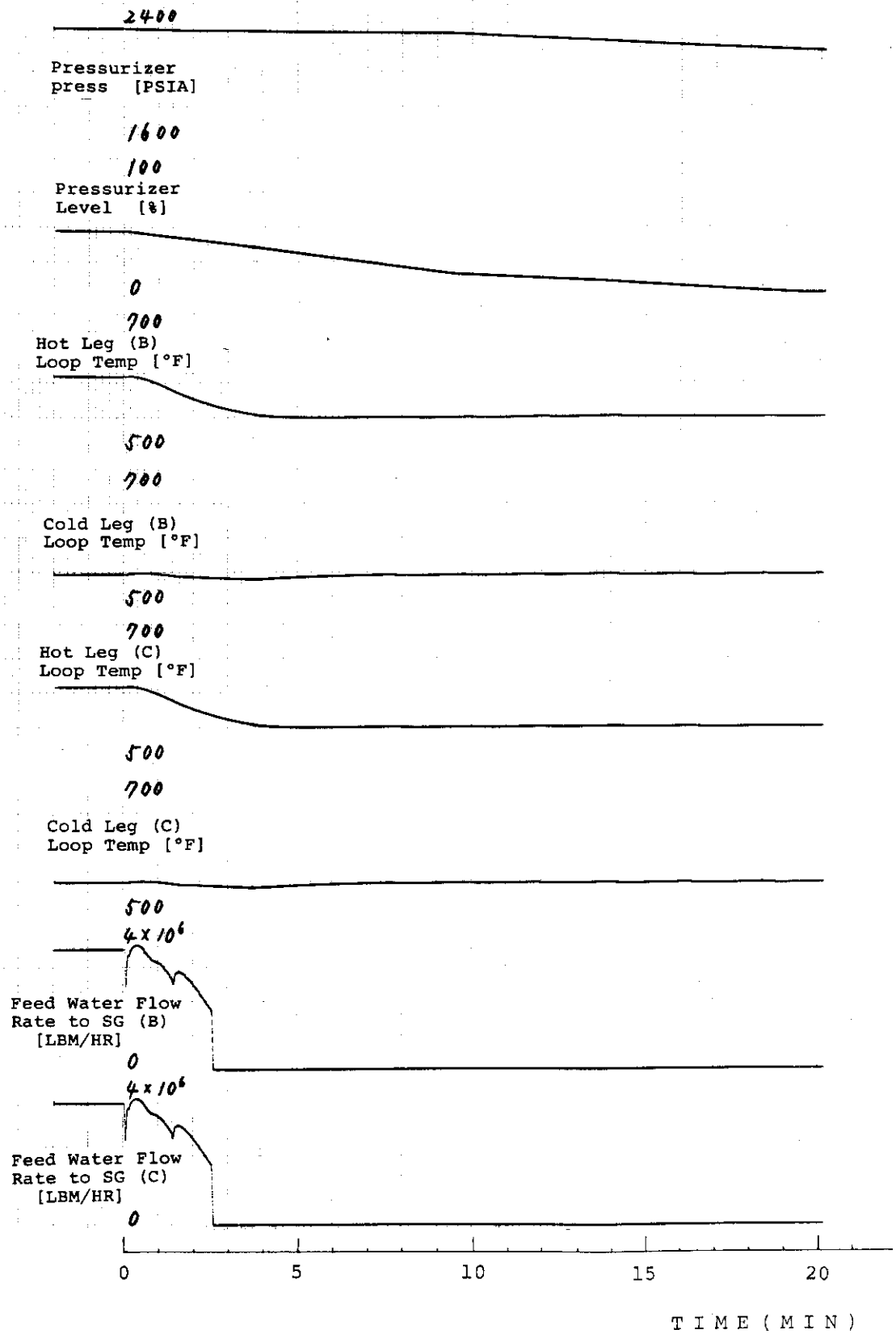


Fig.2.6 Continued

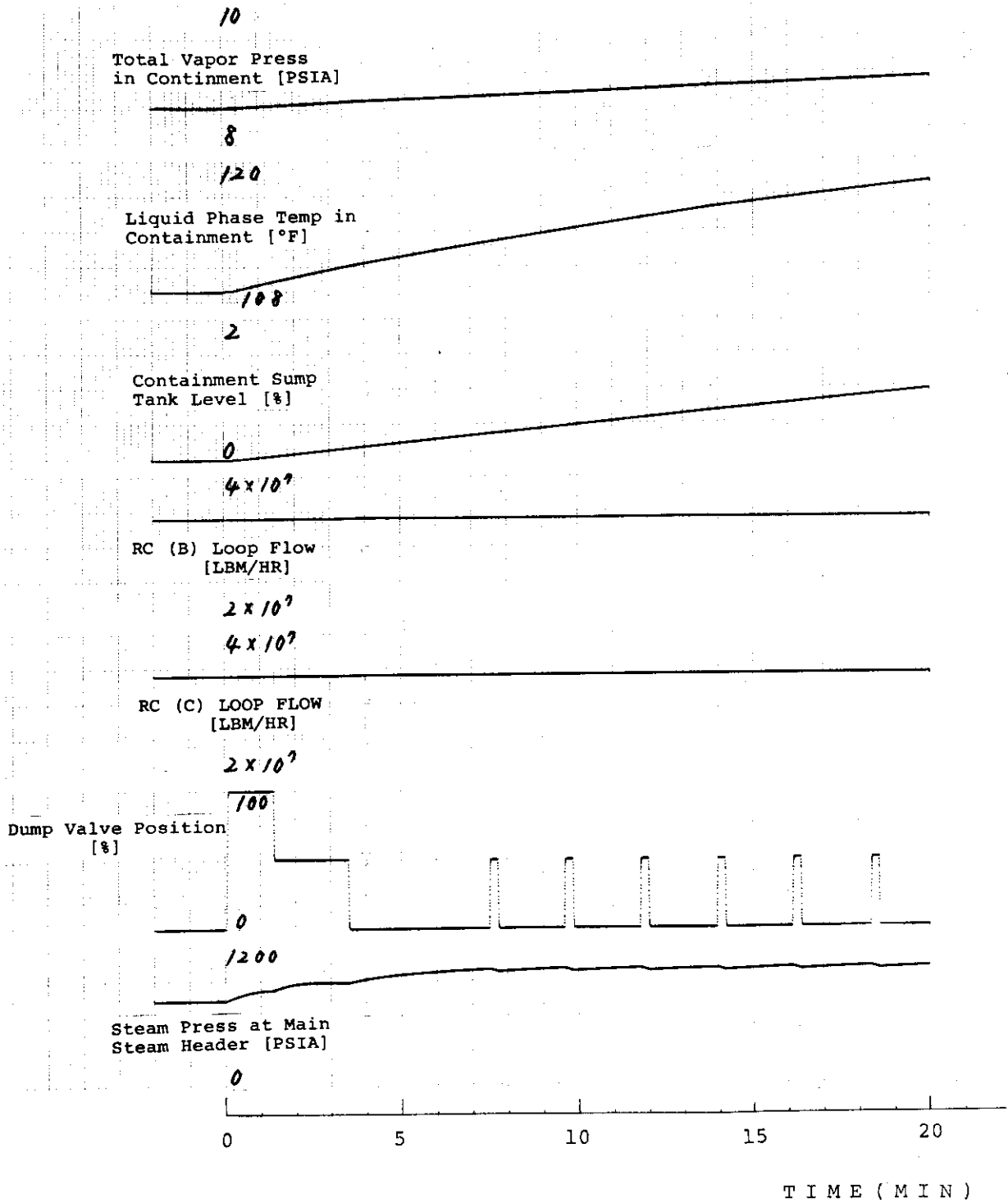


Fig.2.6 Continued

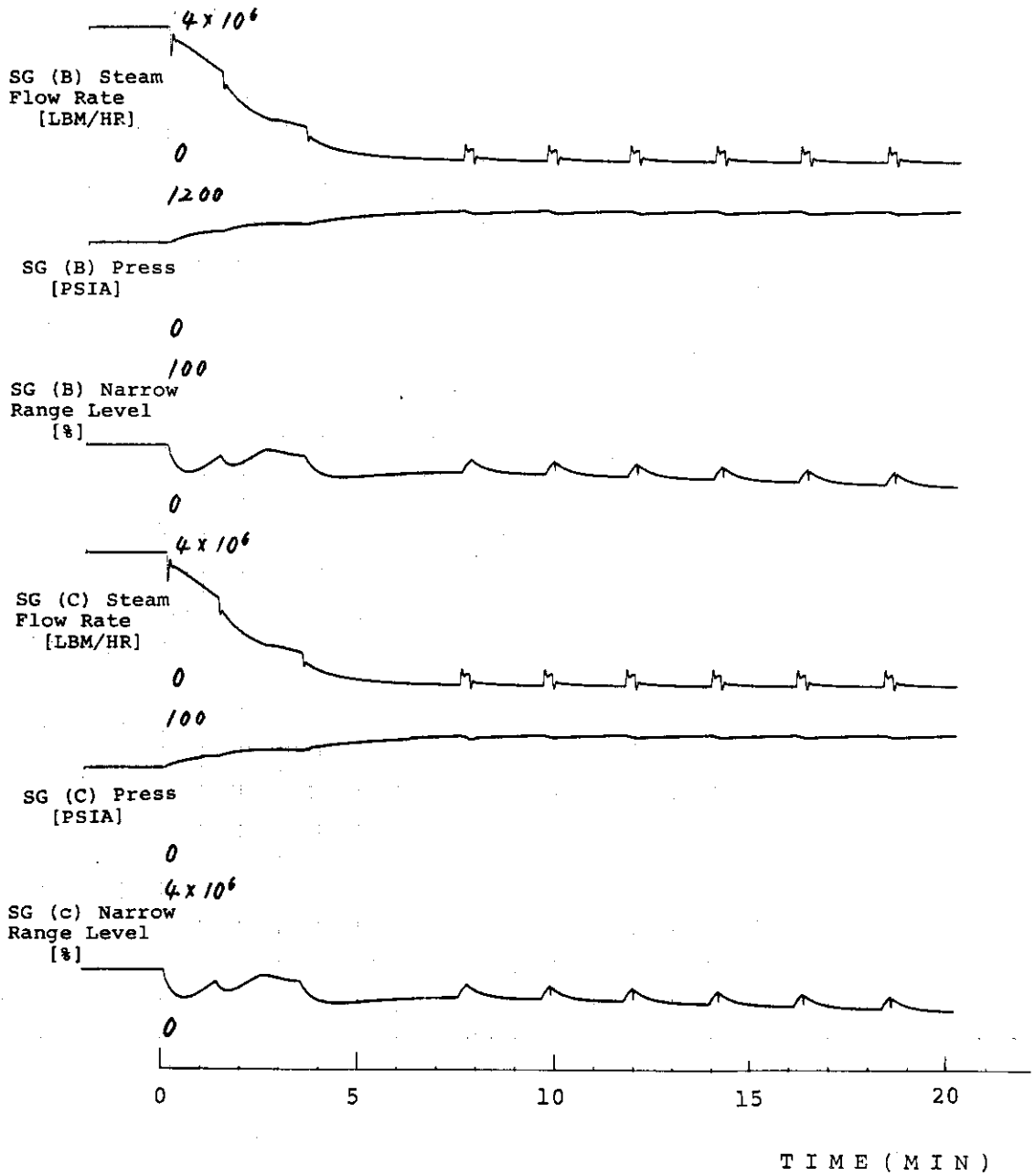


Fig.2.6 Continued

2.4 主給水流量全喪失，加圧器スプレー弁フェイルクローズおよび加圧器逃し弁閉固着

100%負荷運転中，主給水ポンプの潤滑油圧低下が原因でポンプトリップとなり，主給水ラインからの流量が完全に喪失する。またそれと同時に，加圧器スプレー弁2個が電気系統の故障で全閉状態となる。また，加圧器リリーフ弁は加圧器内圧力上昇のため設開圧力に達して，一旦開となってからは弁の固着により設開圧力以下になってもその開度を維持していると仮定する。このような条件下におけ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，図2.8に示す。

タービンは，給水ポンプトリップ信号によってトリップし，原子炉はタービントリップによりスクラムする。このため炉内平均中性子束，炉出力は指数関数的に減少して0に近づく。

T_{avg} は，炉スクラム後次第に低下するが，三次系の熱負荷が減少した6分から徐々に残留熱によって上昇して546°Fに達する。

SG蒸気流量は，タービントリップ直後から蒸気ダンプ弁の100%，50%の開閉動作により減少する。

SG圧力は，逆に蒸気ダンプ弁の全閉動作により上昇する。20分以降に繰返し見られる変化は，蒸気ダンプ弁の半開動作によるもので，一次冷却材温度にも影響が現われている。通常はタービン発電機出力から決定される設定温度 T_{ref} と， T_{avg} との偏差 ΔT の大きさを蒸気ダンプ弁開度を自動制御するが，原子炉スクラム後は T_{avg} が546°F以上で50%開，566°F以上で100%開となり，崩壊熱，残留熱を T_{avg} を基準に二次系で除去している。

給水流量は，5秒で完全に喪失するが20秒から補助給水系統が作動する。主給水制御弁は即座に全閉動作に移り，SG水位の確保に務めようとするが，3分30秒以降は T_{avg} が554°Fまで低下して全閉状態となる。

加圧器圧力は，スプレー停止による蒸気凝縮がなくなる事により直線的に上昇し，約8分でリリーフ弁開設定圧力である2350PSIAに達し，リリーフ弁が6%開となる。リリーフ弁はその開度のまま固着してしまい，それ以降加圧器圧力は逆に直線的に下降していく。サージライン流量は図に示すように約27分で加圧器圧力が一次冷却水ループ圧力より低くなり，一次冷却水が逆に加圧器内に流入していることが解る。そのため加圧器圧力は増加に転じ次第に上昇する。

加圧器水位は，スプレー流量の停止により，圧力の上昇に反して6分で定格の10%の減少となり，リリーフ弁が開となった後もほぼ同様に低下するが26分40秒の一次冷却水の流入により上昇へと転ずる。

更に上記の事故の条件に加えて，補助給水入口弁を誤まって閉め補助給水もSGに注入されない場合を想定する。その時の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，図2.10に示す。

上記の事故と比較すると原子炉スクラム後， T_{avg} は4分迄は上記事故の場合と同じ様に低下するが，その後SGの冷却能力が補助給水も停止したために著しく低下するため， T_{avg} が上昇へ転ずる速度が速くなっている。主蒸気ダンプ弁50%開とする T_{avg} の値546°Fまで達する時間は，約12分と上記事故の場合より約8分早くなっている。

加圧器スプレー弁閉による加圧器圧力，水位の変化はほぼ上記事故の場合と同じであり，補助給水流量喪失による影響をあまり受けていない事が解る。

Table 2.4 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "both pressurizer spray valves fail close" and "pressurizer relief valve sticks open".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Feedwater Pump Trip	00:00	Reactor Scram
	Both Pressurizer Spray Valves Fail Close		Turbine Runback
	Reactor Scram		Rod Bottom
	Turbine Trip		Turbine Trip
00:20	Auxiliary SG Feedwater Pumps Start		Steam Dump Armed
00:47	SG Level 0%		Auto Stop Oil to Drain
			High Steam Line Flow
08:32	Pressurizer Relief Valve Open		Tavg/Tref Deviation
	Pressurizer Relief Valve Sticks Open	00:13	SG Level Error
		00:24	SG (B) Level Alarm
			SG (C) Level Alarm
		00:43	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
		01:56	Pressurizer Level High
		04:34	Tavg Low
		05:27	Pressurizer Pressure High
		12:06	Pressurizer Relief Line High Temp
		15:46	Pressurizer Pressure Low
		26:30	Pressurizer Level Low

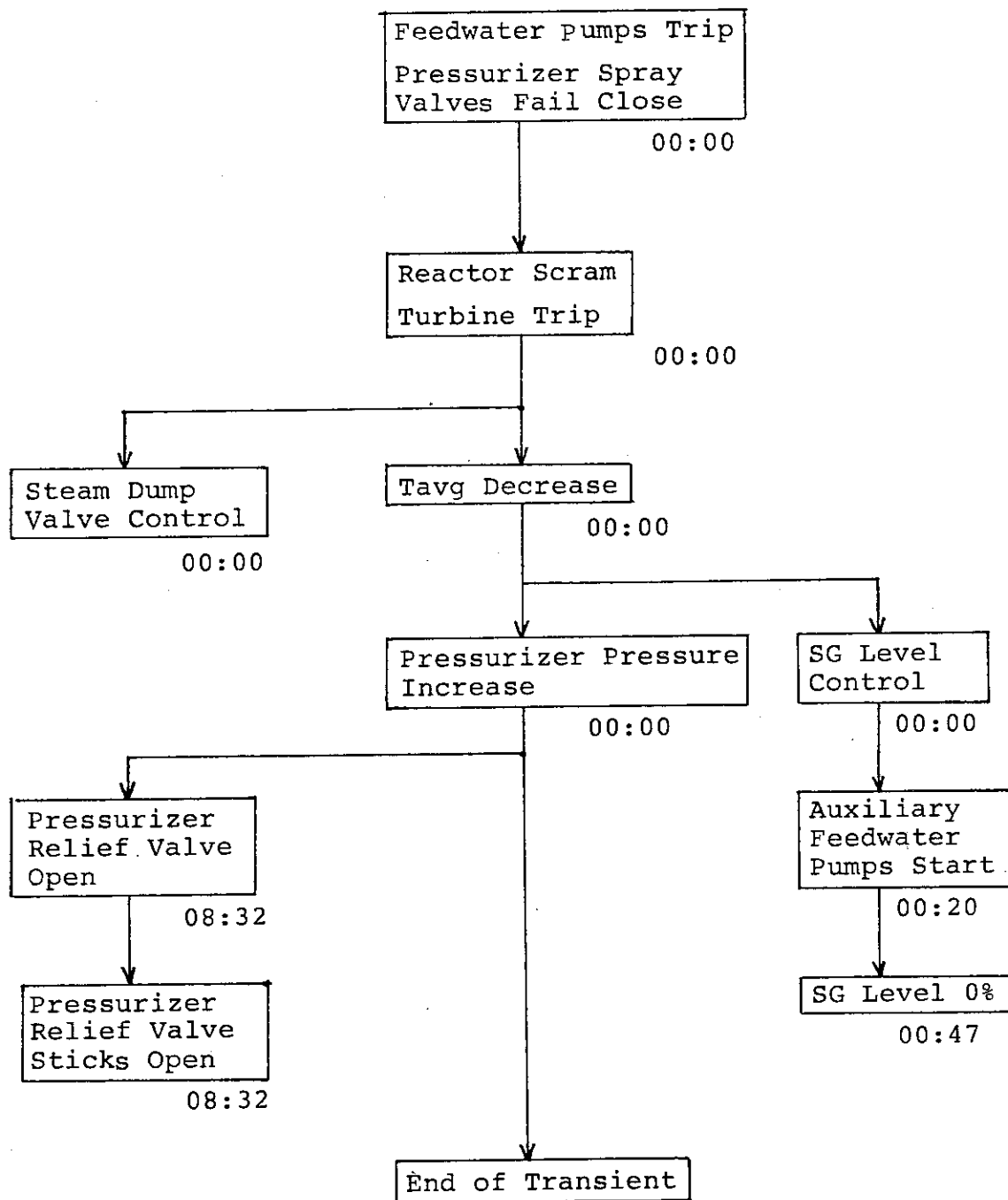


Fig.2.7 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "both pressurizer spray valves fail close" and "pressurizer relief valve sticks open".

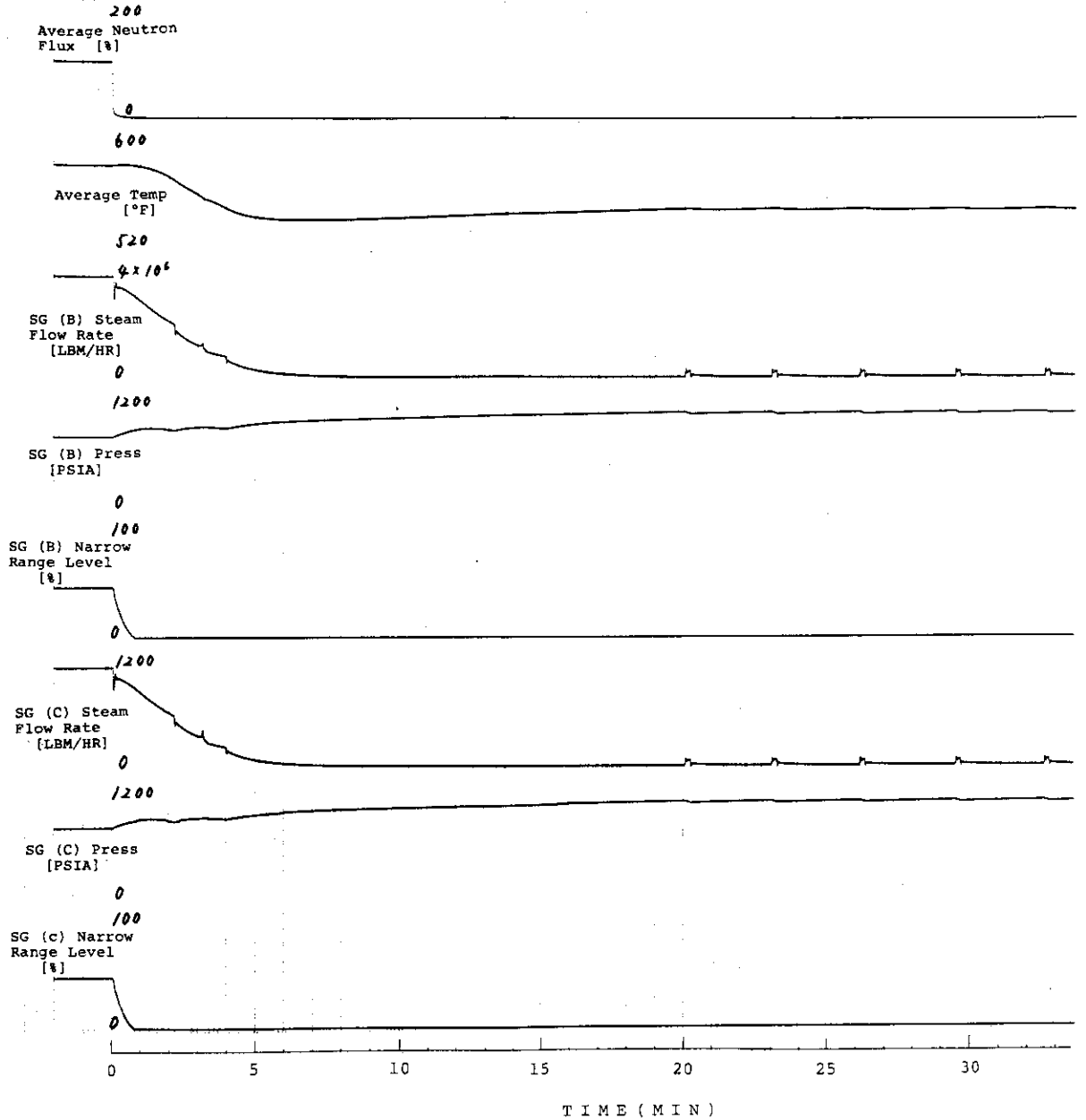


Fig.2.8 Transient behaviors caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "both pressurizer spray valves fail close" and "pressurizer relief valve sticks open".

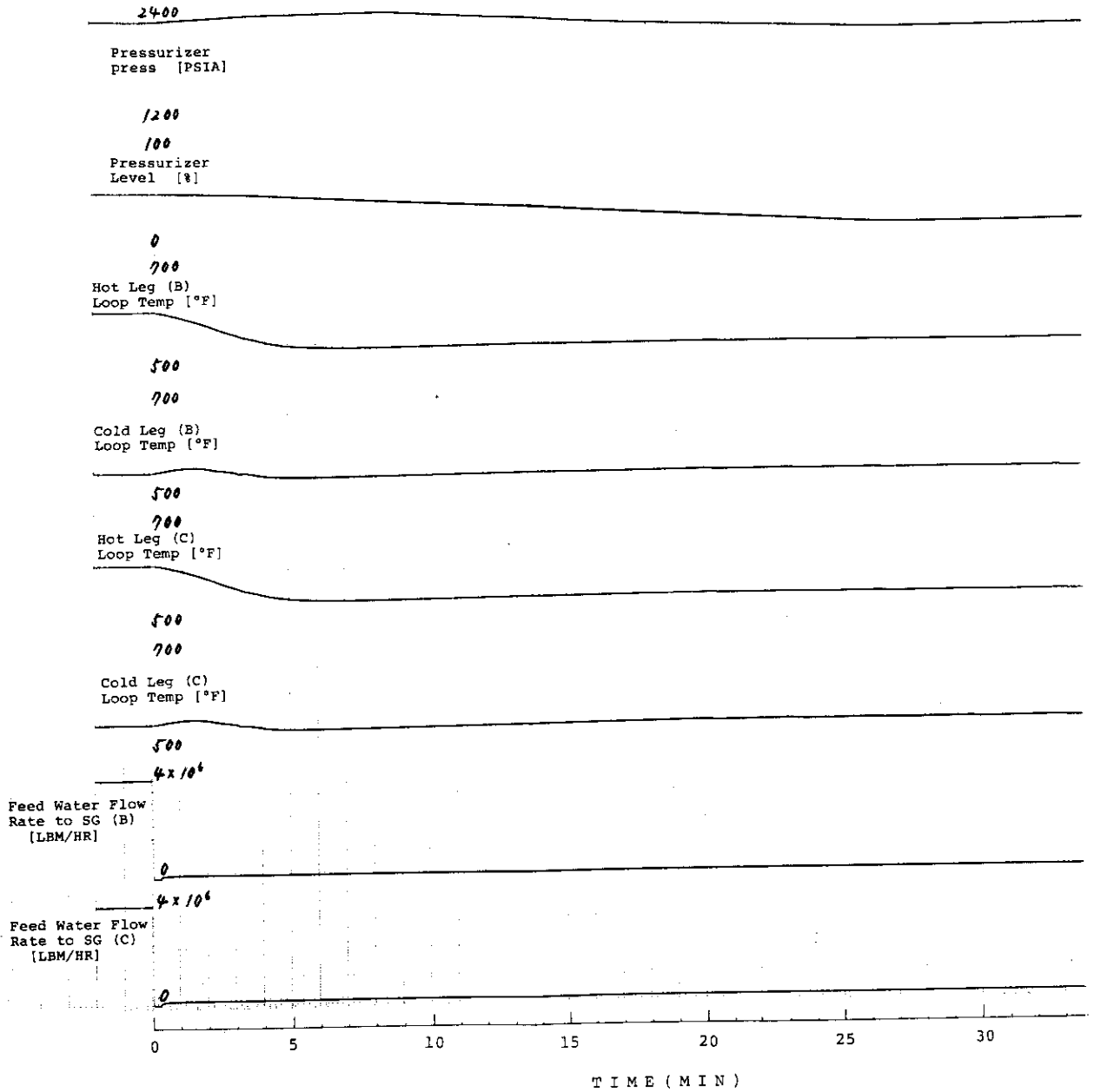


Fig.2.8 Continued

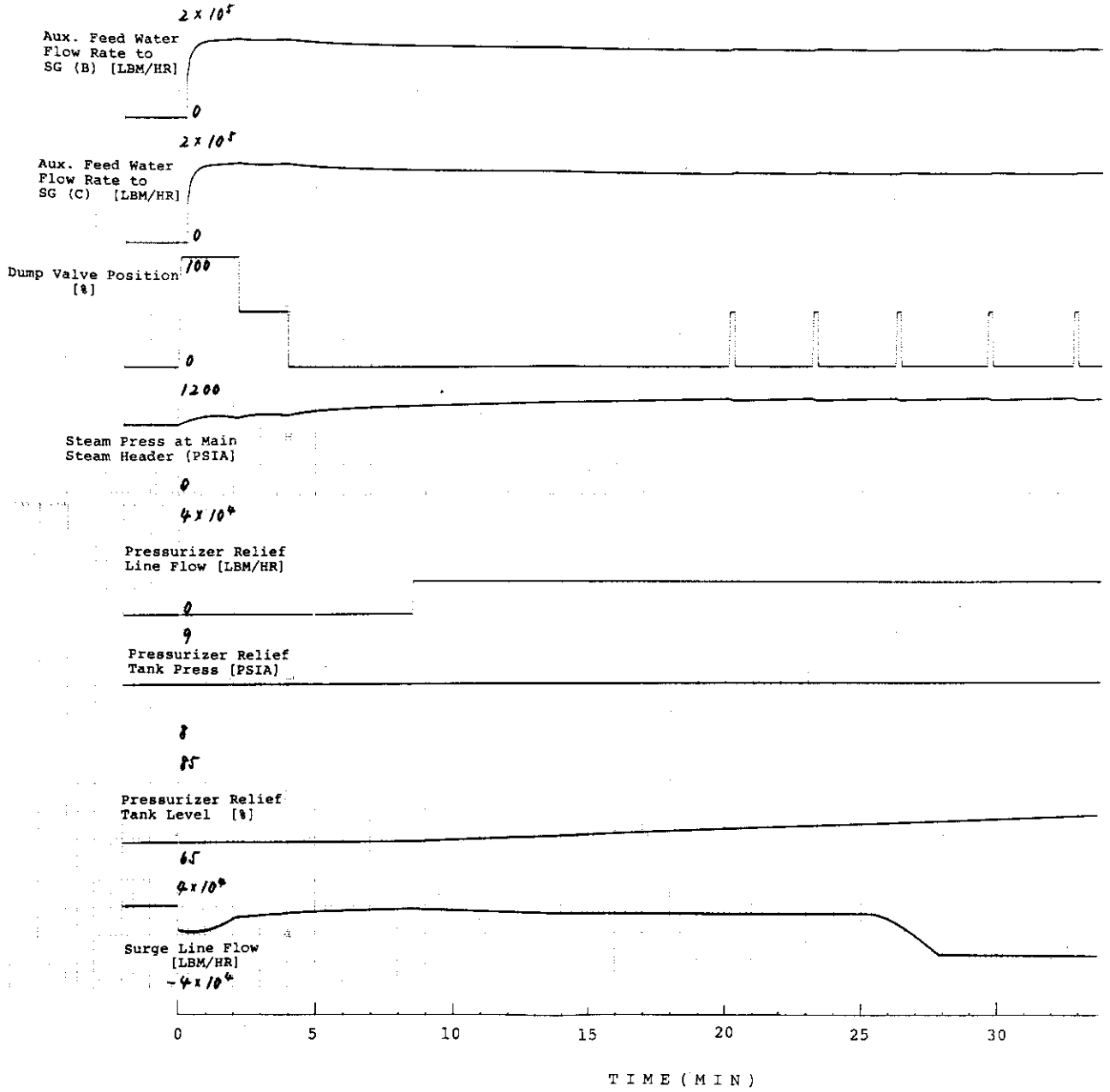


Fig.2.8 Continued

Table 2.5 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "loss of auxiliary feedwater", "both pressurizer spray valves fail close" and "pressurizer relief valve sticks open".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Feedwater Pump Trip Both Pressurizer Spray Valves Fail Close Reactor Scram Turbine Trip	00:00	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip Steam Dump Armed Auto Stop Oil to Drain High Steam Line Flow Tavg/Tref Deviation
00:20	Auxiliary SG Feedwater Pump Starts		
00:47	SG Level 0%		
01:30	Auxiliary SG Feedwater Control Vaves Fail Close	00:13 00:24	SG Level Error SG (B) Level Alarm SG (C) Level Alarm
08:30	Pressurizer Relief Valve Open Pressurizer Relief Valve Sticks Open	00:43 01:58 04:35 05:30 12:03 15:41 26:30	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip Pressurizer Level High Tavg Low Pressurizer Pressure High Pressurizer Relief Line High Temp Pressurizer Pressure Low Pressurizer Level Low

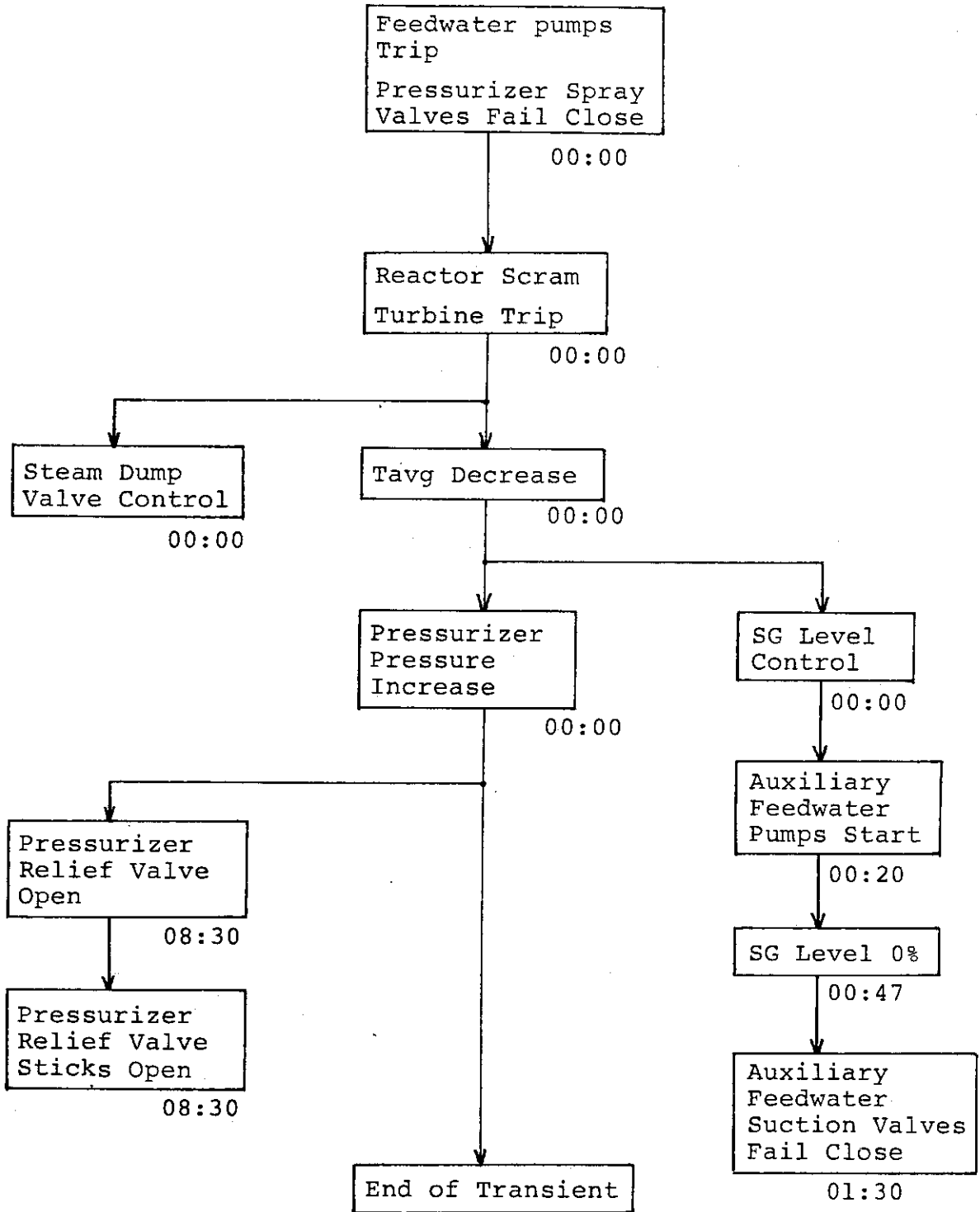


Fig.2.9 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "loss of auxiliary feedwater", "both pressurizer spray valves fail close" and "pressurizer relief valve sticks open".

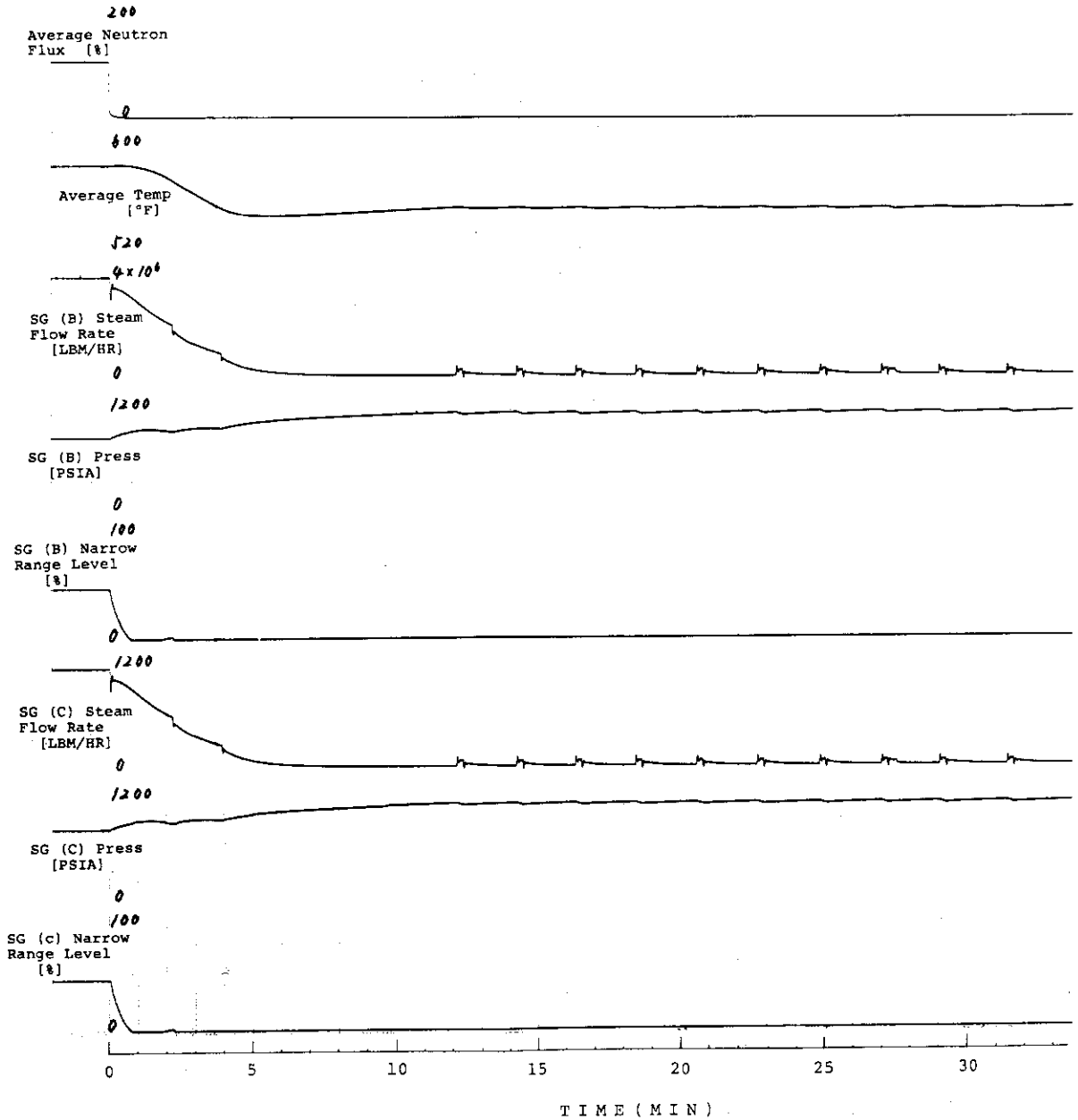


Fig.2.10 Transient behaviors caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "loss of auxiliary feedwater", "both pressurizer spray valves fail close" and "pressurizer relief valve sticks open".

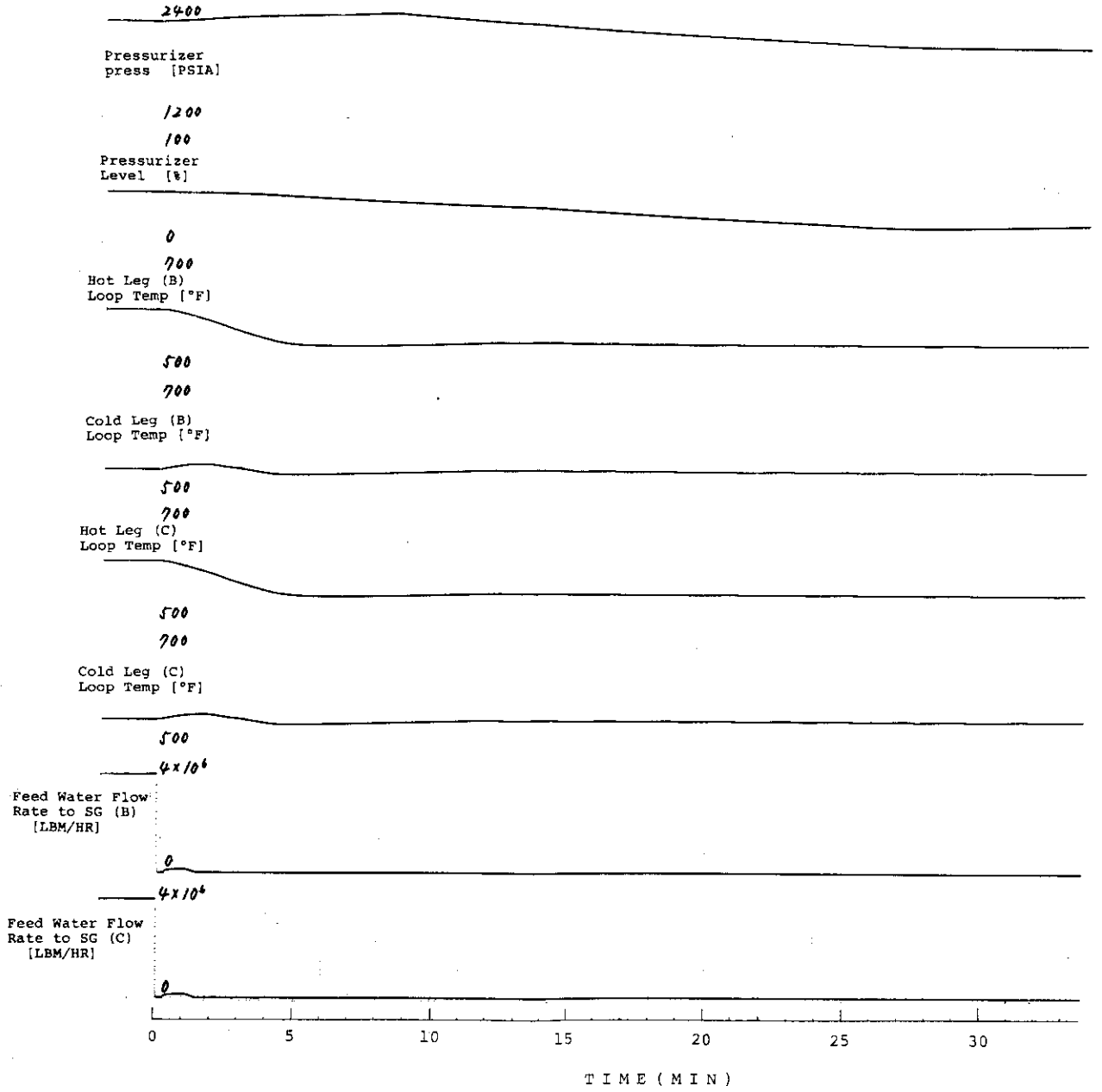


Fig.2.10 Continued

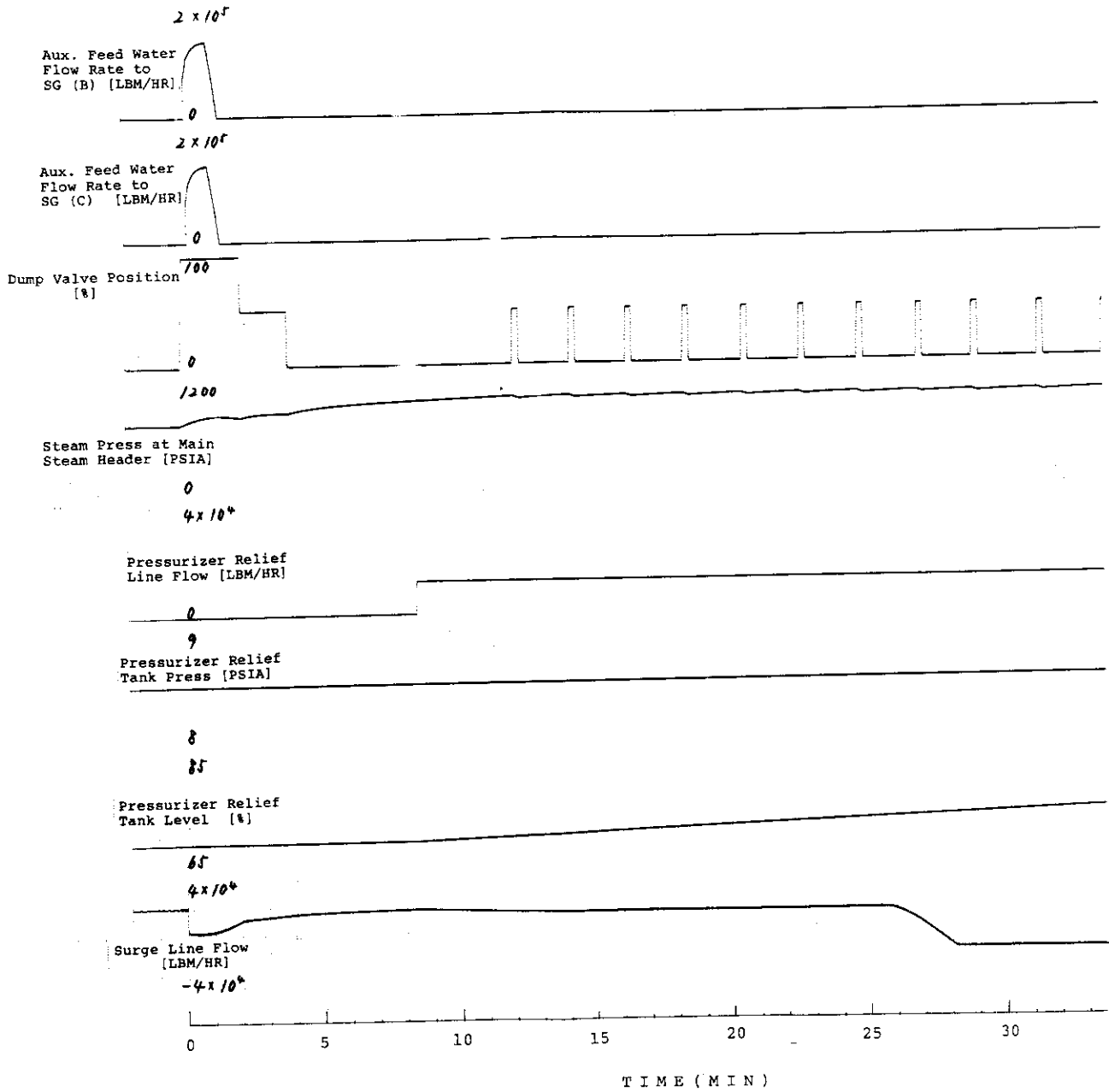


Fig.2.10 Continued

2.5 主給水流量全喪失および加圧器逃し弁開固着（100%開度）

100%負荷運転中、主給水ポンプの潤滑油圧低下が原因でポンプトリップとなり主給水ラインの流量が喪失し、同時に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2.6に、事象シーケンス、及び主要パラメータの変化を図2.11、図2.12に示す。

タービンは、給水ポンプトリップ信号によってトリップし、原子炉はタービントリップによりスクラムする。このため炉内平均中性子束は瞬時に、炉出力は指数関数的に減少して0に近づく。

Tavgは、原子炉スクラム後、次第に低下するが3分に蓄圧器注入のために急激に低下する。（約8秒間で558°Fから552°Fまで低下）。二次系の熱負荷が減少した7分から残留熱により徐々に上昇し544°Fとなるが13分に安全注入系作動により542°Fに低下し、以後一定となる。

加圧器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圧に依存しており、最大 1.75×10^5 LBM/HRの流出量に達し、6分以降はほぼ 1.1×10^5 LBM/HRに落ち着く。

加圧器圧力は直線的に低下し、蓄圧器内圧467.3PSIAを下回った3分に8秒間蓄圧器注入系が作動するため注入後ステップ状に上昇する。崩壊熱、残留熱により加圧器圧力は6分以降、ほぼ675PSIAに保たれるが、安全注入系の作動により若干上昇する。

加圧器水位は、3分の蓄圧器注入で46.5%から67.5%まで急速に上昇する。その後、崩壊熱、残留熱、及びヒーター熱出力等で発生した蒸気は逃し弁より流出し、次第に水位が低下する。11分01秒で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13分08秒に9%となり、安全注入系が作動してVCTからRWTへ、充てん源が切り換わる。従って、充てん流量は13分の 5.6×10^4 LBM/HRから、安全注入系の 0.6×10^6 LBM/HRへと約10.7倍に増入、加圧器水位は次第に上昇する。

サージライン流量は図に示すように、加圧器から主冷却ループへの冷却水の流れが約5秒で逆転していることが解る。

リリーフタンク水位は、ほぼ直線的に上昇し、約18分で100%に達する。そのためラプチャーディスクが破壊し、コンテイメントタンクへの一次冷却水の流出が始まり、コンテイメントタンク内圧力、温度は直線的に増加し始める。

二次系の各パラメータの挙動に関しては、一次側の温度、圧力が低いため4分以降主蒸気ダンプ弁の開閉動作の影響がほとんど見られない事が、2.4との相異点であり、また蓄圧器注入系、安全注入系の作動によりSGへの伝熱量が急激に低下するため、発生蒸気量もその間減少する。従って二次系の各パラメータにその影響が見られる。

給水流量は、約20秒に補助給水系が作動し、 1.3×10^5 LBM/HRの流量を確保している。（主給水流量の約3.7%）

更に上記の事故の条件に加えて、補助給水流量も喪失した場合を想定する。その時の主要事象の生起時刻を表2.7に、主要パラメータの変化を図2.13に示す。

上記の事故と比較すると、1分28秒に補助給水流量も喪失してしまうため、SGの一次冷却水系に対する冷却能力が極端に低下する。そのため、原子炉スクラム後次第に低下したTavgが、6分以降、炉心の崩壊熱、残留熱により上昇に転じ、約11分で546°Fに達し、主蒸気ダンプ弁50%開となる。13分には安全注入系が作動するが、それ以降もTavgは上昇傾向にあり主蒸気ダンプ弁の開閉動作が繰り返される様になる。

一次系、二次系ともその他のパラメータの変化は、ほぼ上記の事故の場合と等しくなる。

Table 2.6 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "total loss of feedwater" and "pressurizer relief valve sticks fully open".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Feedwater Pump Trip	00:00	Reactor Scram
	Pressurizer Relief Valve Sticks Fully Open		Turbine Runback
	Reactor Scram		Rod Bottom
	Turbine Trip		Turbine Trip
			Steam Dump Armed
00:20	Auxiliary SG Feedwater Pump Starts		Auto Stop Oil to Drain
00:47	SG Level 0%	00:08	Pressurizer Pressure Low
		00:13	SG Level Error
03:00	Accumulator Injection Initiation (in 8 sec)		Pressurizer Relief Line High Temp
11:01	Let Down Isolation	00:25	SG (B) Level Alarm
	Backup & Proportional Pressurizer Heaters Off		SG (C) Level Alarm
13:08	Safety Injection Initiation	00:43	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
18:12	Pressurizer Relief Tank Level 100%	01:48	Pressurizer Level High
	Rupture Disk Break	03:21	Pressurizer Relief Tank Trouble
		04:35	Tavg Low

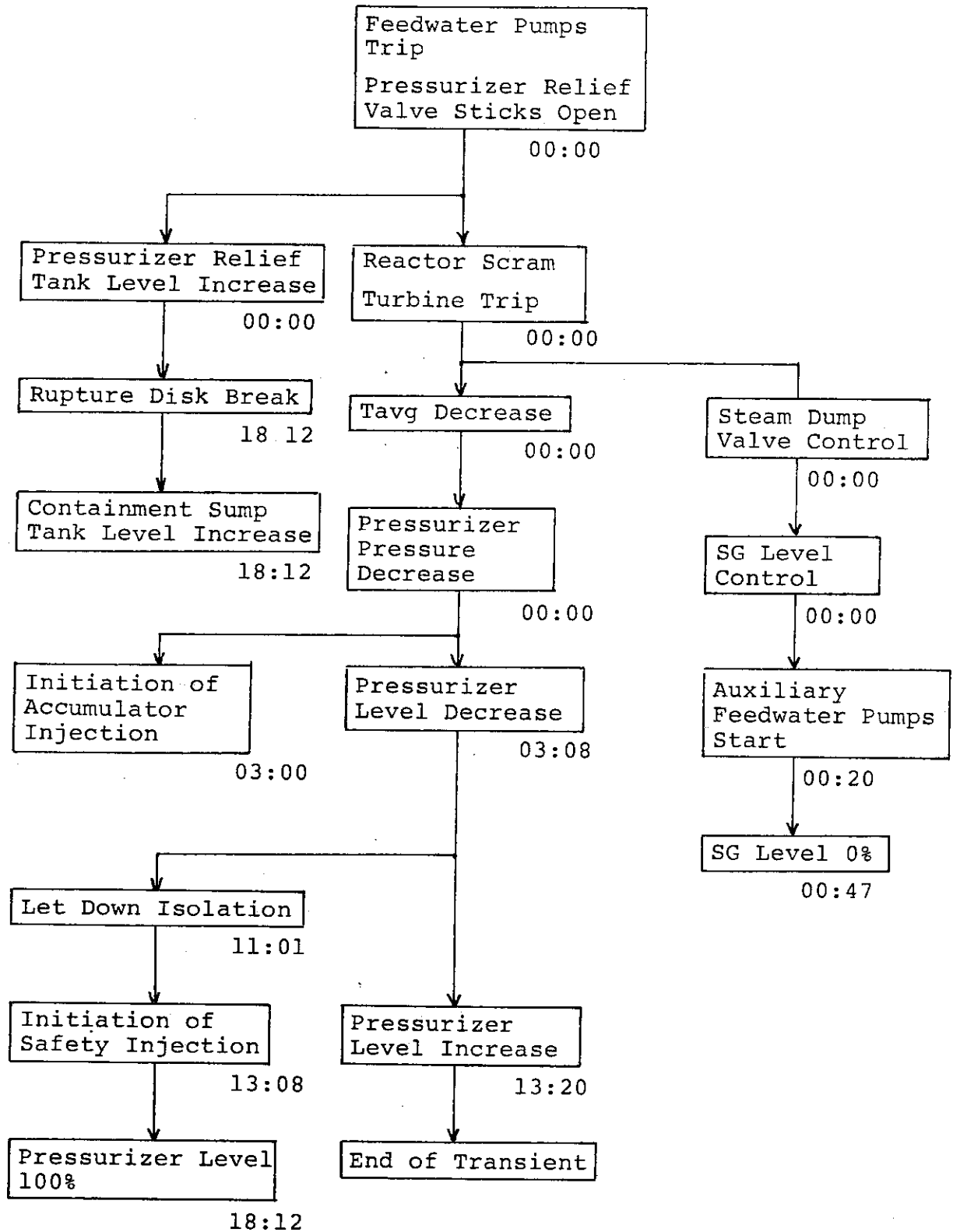


Fig.2.11 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "total loss of feedwater" and "pressurizer relief valve sticks open".

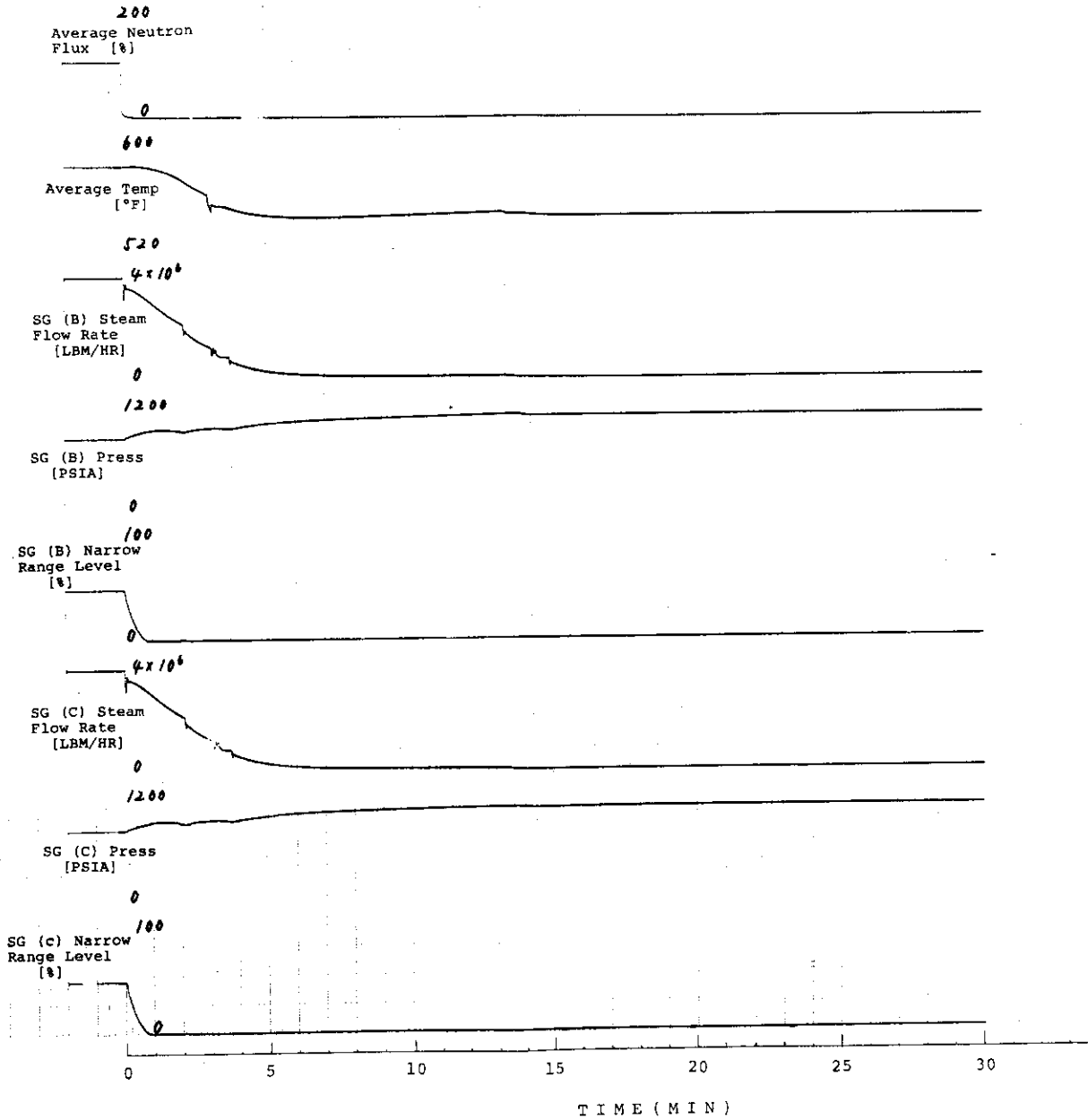


Fig.2.12 Transient behaviors caused by the malfunctions of "total loss of feedwater" and "pressurizer relief valve sticks fully open".

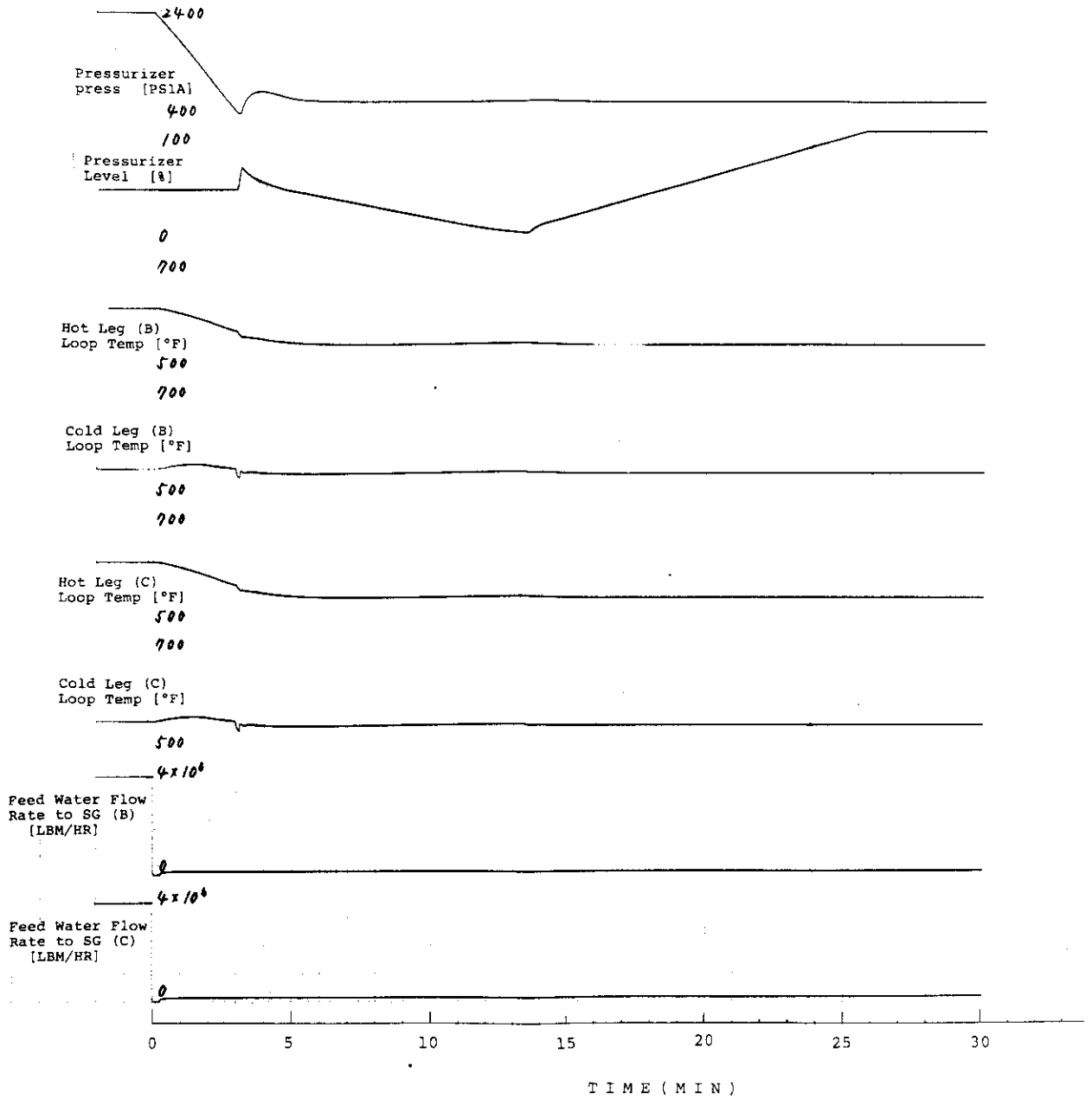


Fig.2.12 Continued

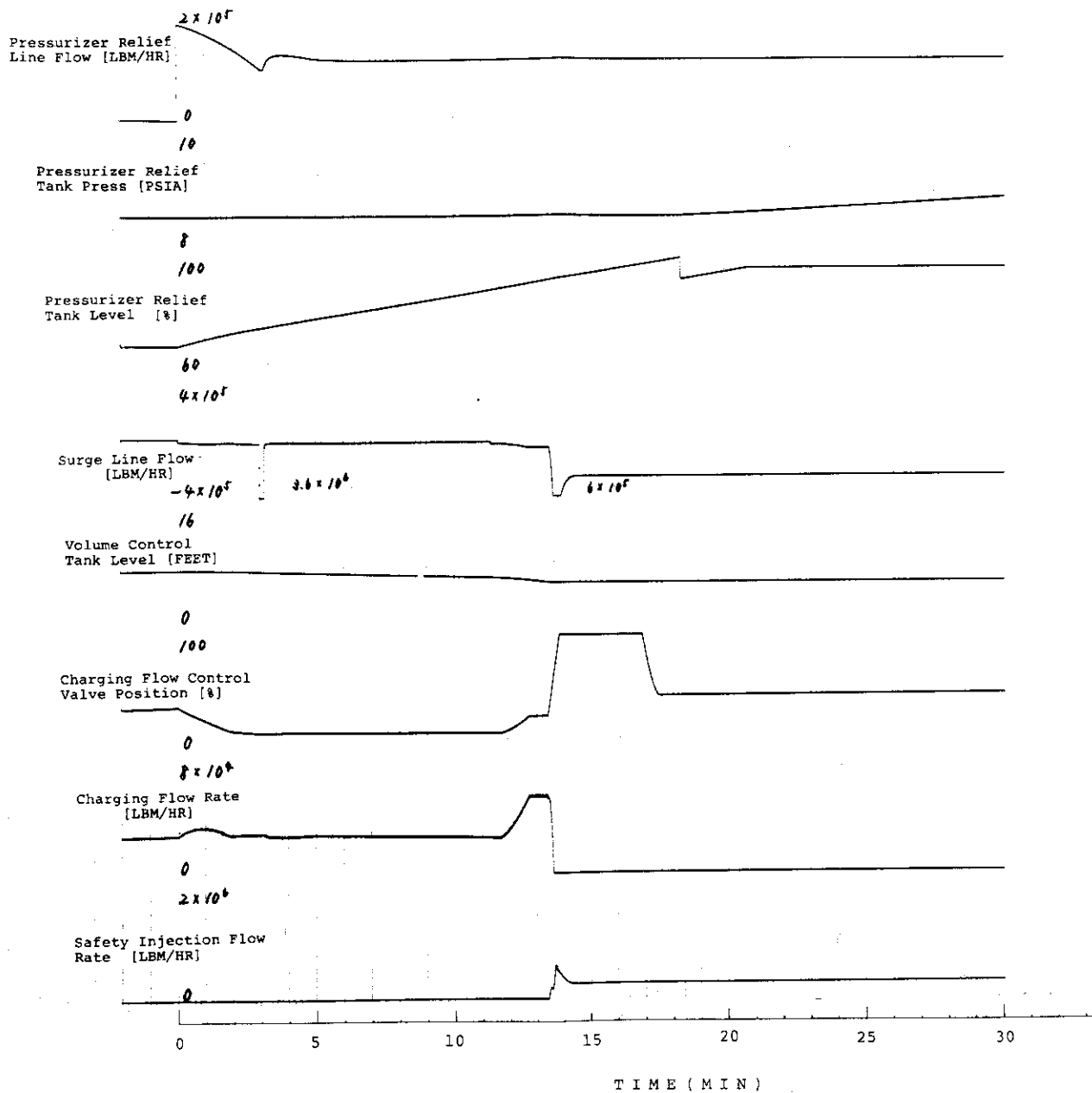


Fig.2.12 Continued

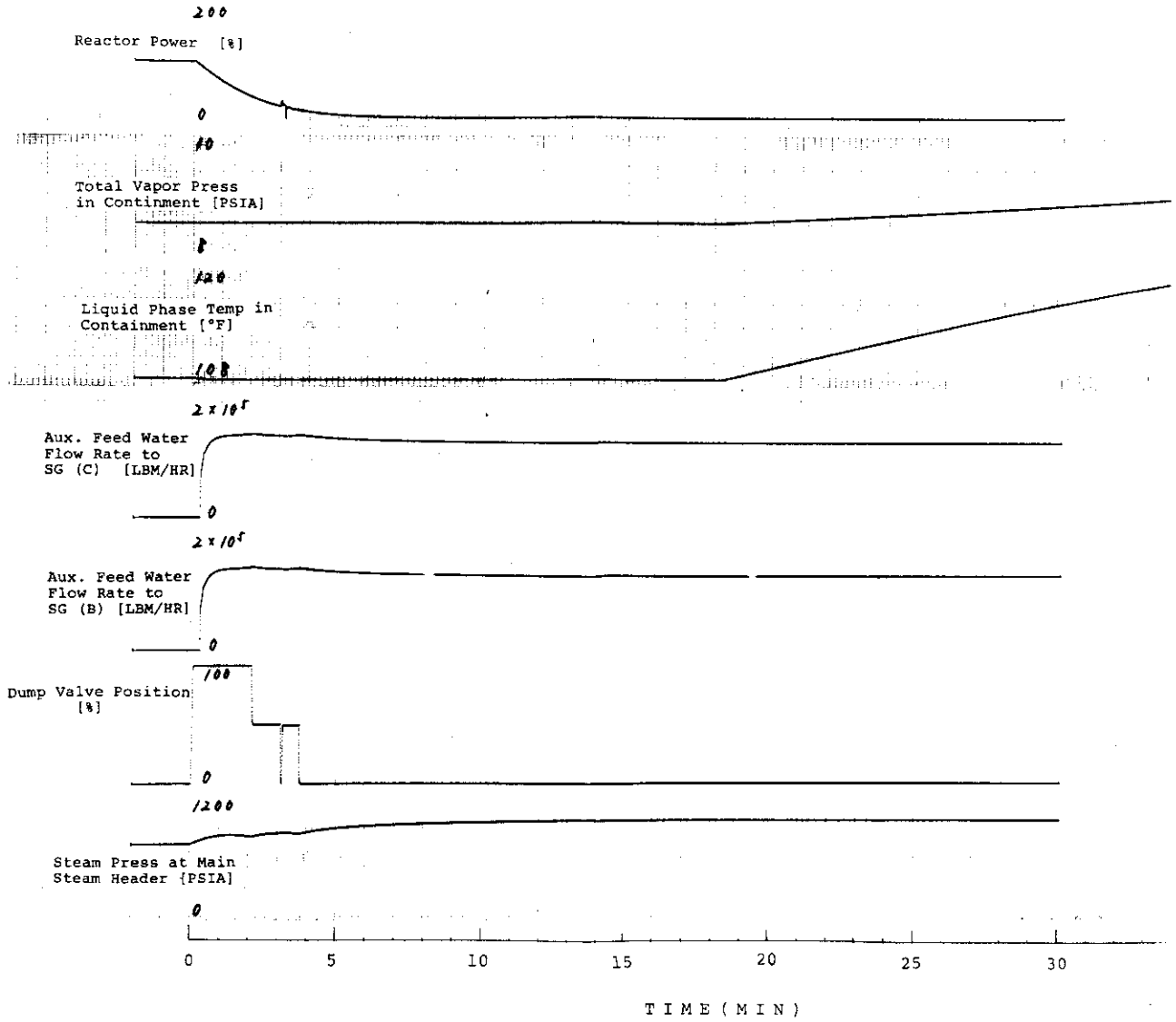


Fig.2.12 Continued

Table 2.7 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "loss of auxiliary feedwater" and "pressurizer relief valve sticks fully open".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Feedwater Pump Trip Pressurizer Relief Valve Sticks Fully Open Reactor Scram Turbine Trip	00:00	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip Steam Dump Armed
00:20	Auxiliary SG Feedwater Pump Starts		Auto Stop Oil to Drain
00:47	SG Level 0%		High Steam Line Flow
01:28	Auxiliary Feedwater Valve Fail Close		Tavg/Tref Deviation
03:00	Accumulator Injection Initiation (In 8 sec)	00:08	Pressurizer Pressure Low
11:01	Let Down Isolation Backup and Proportional Pressurizer Heaters Off	00:13	SG Level Error Pressurizer Relief Line High Temp
13:02	SI Initiation	00:25	SG(B) Level Alarm SG(C) Level Alarm
18:03	Pressurizer Relief Tank Level 100% Rupture Disk Break	00:43	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
		01:48	Pressurizer Level High
		03:21	Pressurizer Relief Tank Trouble
		04:38	Tavg Low

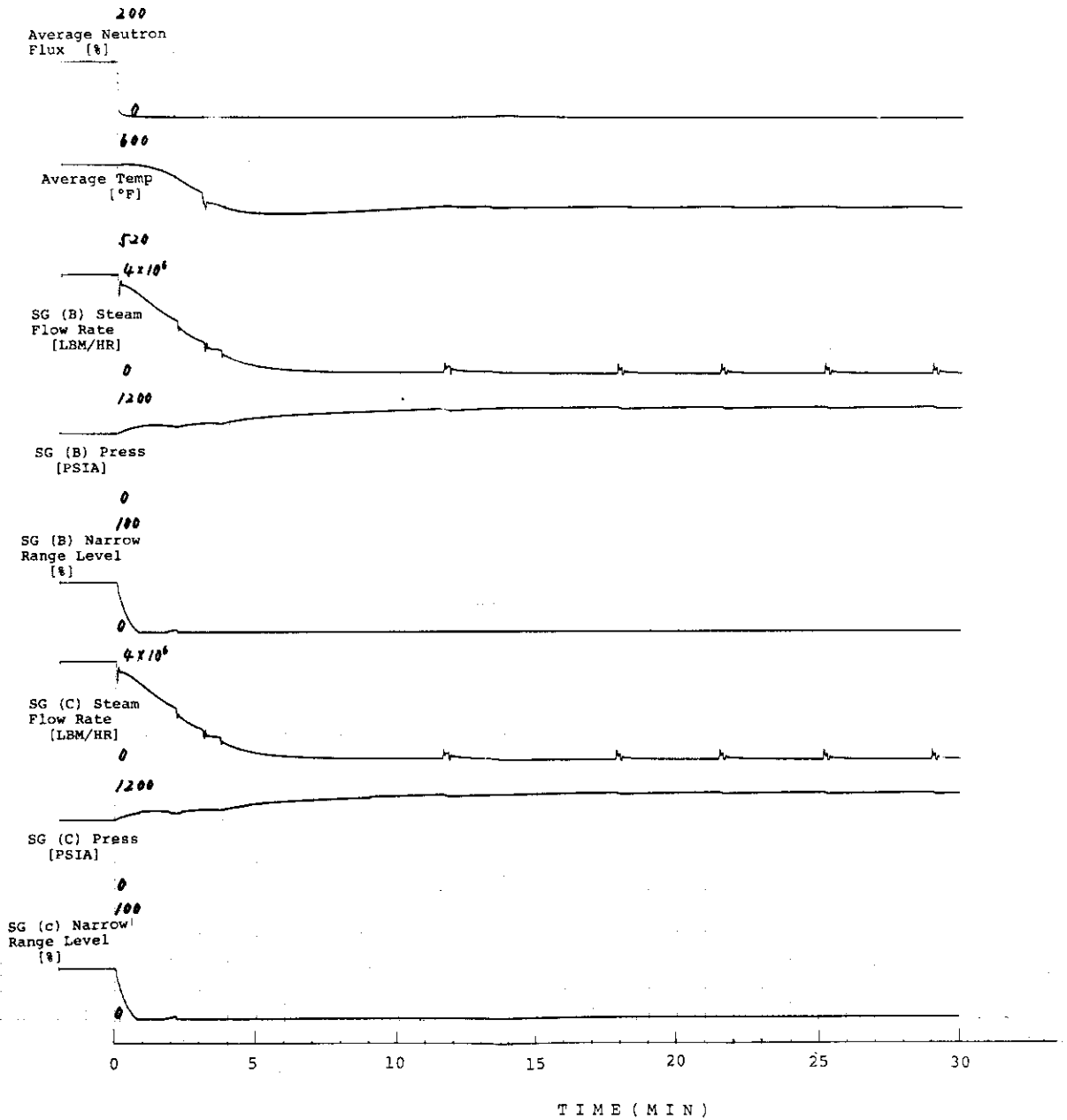


Fig.2.13 Transient behaviors caused by the malfunctions of "total loss of feedwater", "loss of auxiliary feedwater" and "pressurizer relief valve sticks fully open".

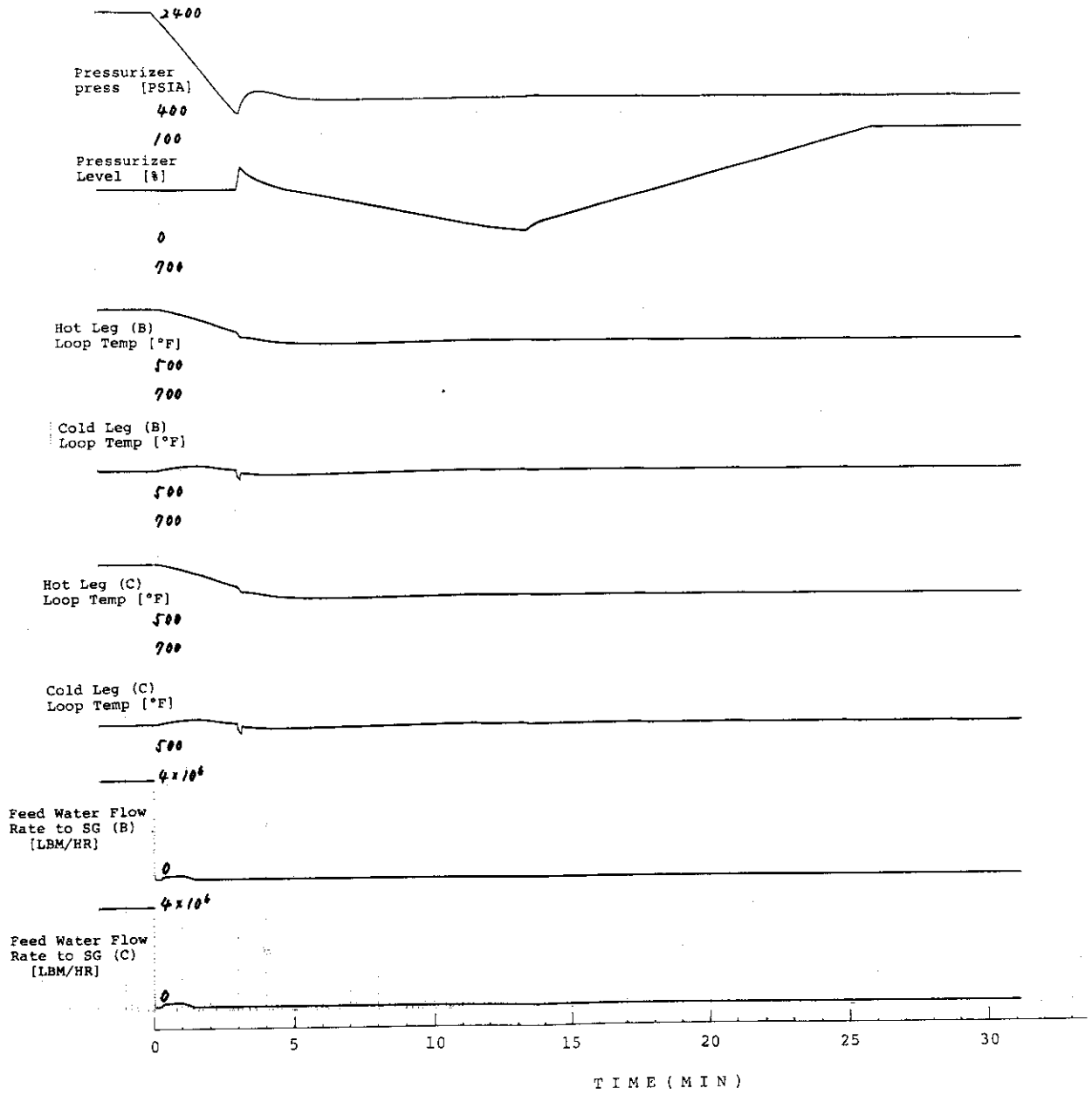


Fig.2.13 Continued

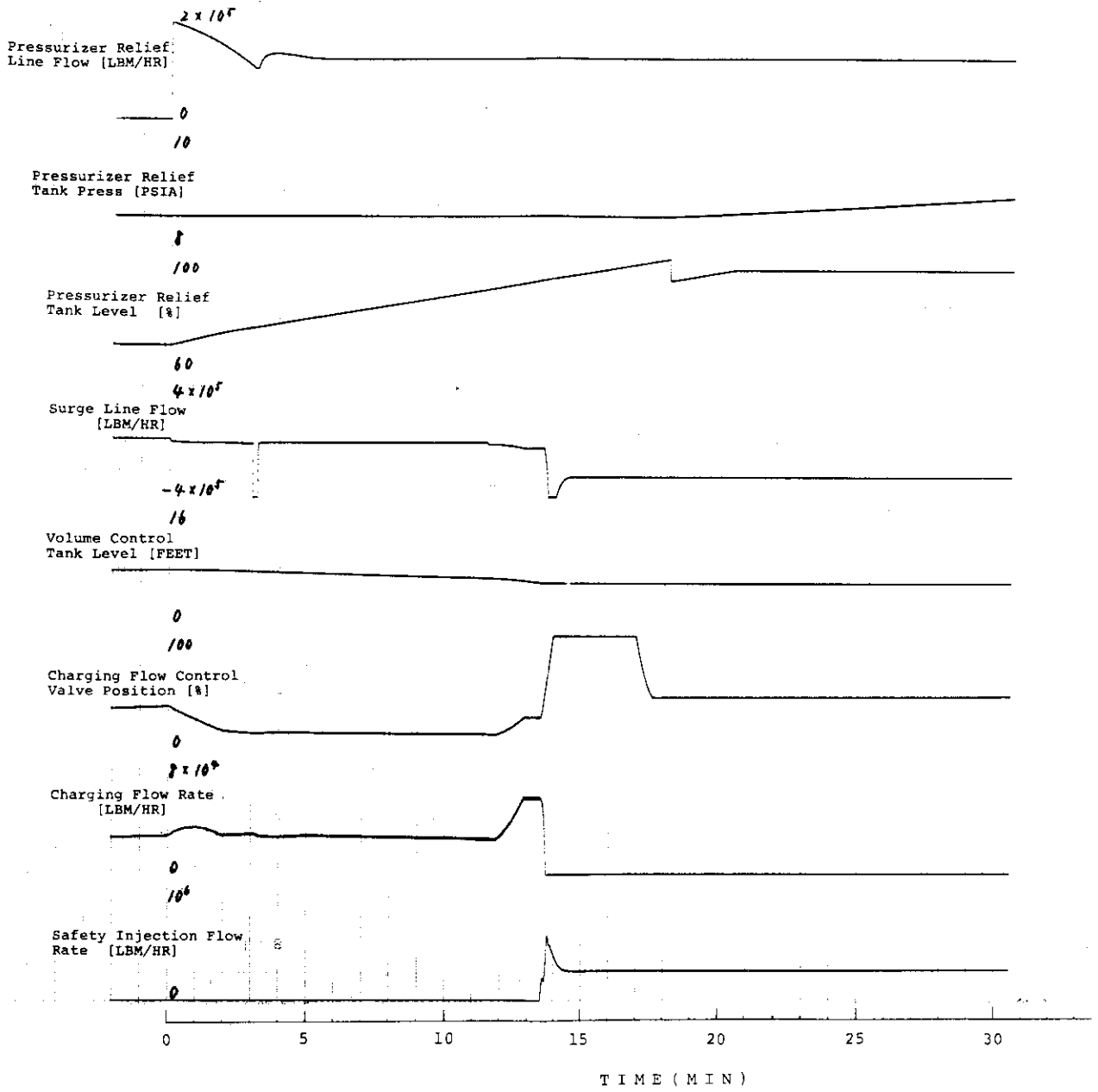


Fig.2.13 Continued

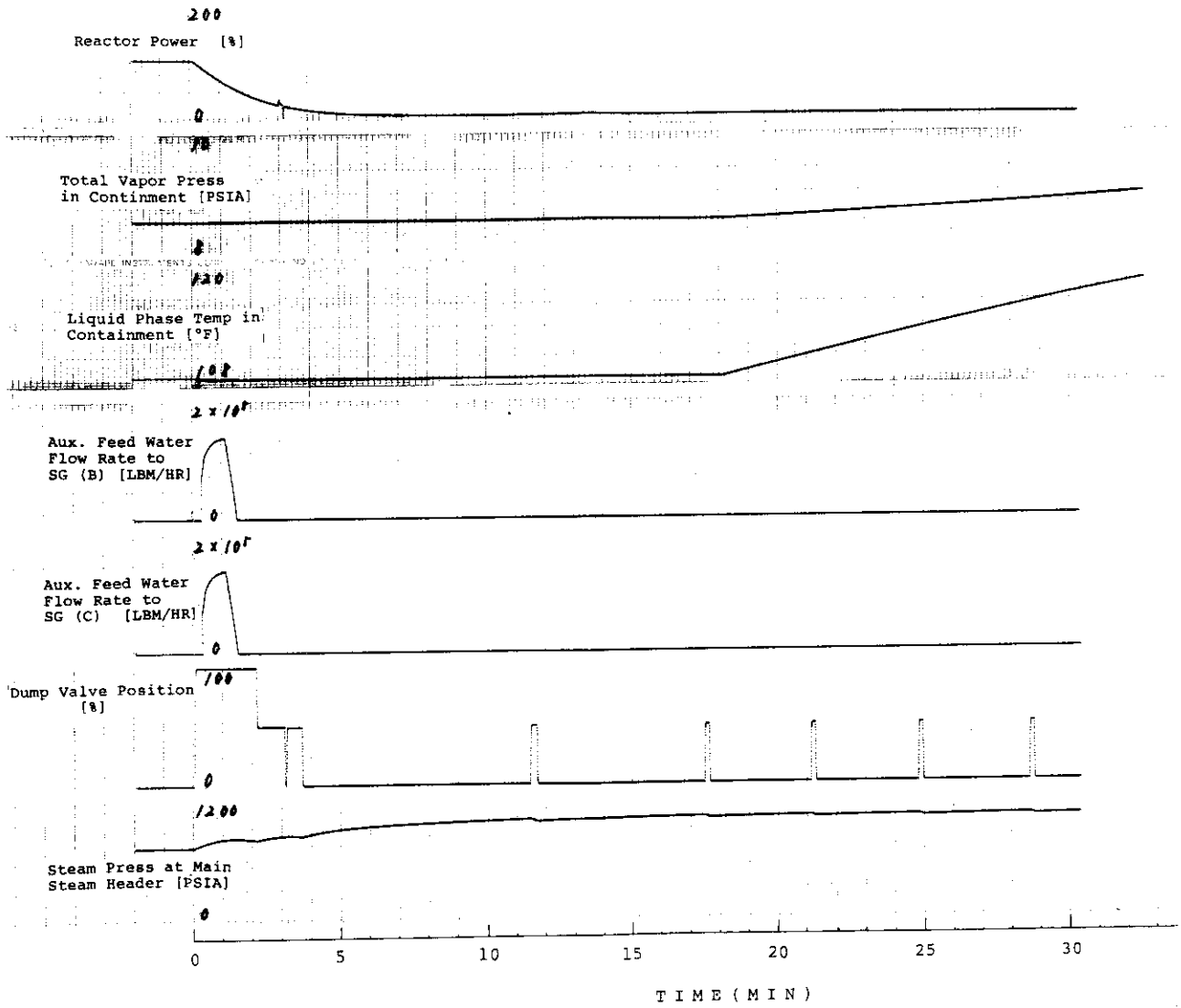


Fig.2.13 Continued

2.6 タービントリップおよび主蒸気ダンプ弁フェイルクローズ

100%負荷運転中に、20ETソレノイドの故障が発生してタービンがトリップする。また、それにより開くべき主蒸気ダンプ弁が開かない場合を想定する。主要事象の生起時刻を表2.8に、また主要パラメータの変化を図2.1.4に示す。

20ETソレノイドが故障した1秒後にタービンはトリップすると43秒後に発電機出力は、830 MWe から0に落ちる。タービントリップが原因で原子炉はスクラムし、100%あった中性子束は急減して0%に近づいて行く。

ホットレグ温度は、原子炉スクラム後、徐々に低下し9分頃より約530°Fで一定となる。一方、コールドレグ温度は、タービントリップと蒸気ダンプ弁フェイルクローズによるSGでの伝熱量の急激な低下に伴い上昇し、2分には約530°Fに達する。1分40秒に主蒸気大気放出弁が開き始めるため、2分以降はコールドレグ温度は逆に低下し始め8分には528°Fに達し以後一定値を保つ。

加圧器水位は、Tavg 及び充てん流量の減少が原因で徐々に低下して行く。

充てん流量は、加圧器水位とTavg の偏差により決定されておりTavg の減少度が大きい結果、図の様に若干減少した後、 2.0×10^4 LBM/HR で安定する。VCT水位は、充てん流量の低下に伴い上昇傾向となる。

主蒸気大気放出弁は、約2分でSG蒸気圧力が1065 PSIAに達するため開き始める。主蒸気大気放出弁開度は、設定圧力1065 PSIA と実際の主蒸気圧力との偏差によるPI動作制御で変化は図の様な振動を繰り返すが、数分で振動は停止し、12分以降5.4%開で安定する。

SG蒸気流量は、原子炉スクラム、主蒸気ダンプ弁フェイルクローズによりSGでの伝熱量が減少し、図の様な漸減となる。1分40秒以降、主蒸気大気放出弁の開閉動作により強く影響され5分20秒以降も主蒸気大気放出弁の開度に依存する。

SG圧力はタービントリップ後、二次系の熱除去がスムーズに行われなくなるため徐々に上昇し、1分40秒に1065 PSIAに達し、主蒸気大気放出弁開信号を与える。それ以降、主蒸気大気放出弁の作動により1065 PSIAに保たれる。

SG水位は、タービントリップ、主蒸気ダンプ弁フェイルクローズによるSG圧力上昇の結果、ボイドが減少するため低下し18秒には13%以下に低下し(2/3台 SG)、補助給水ポンプの作動信号を発生させる。給水流量の増加により40秒過ぎには上昇に転じ、9分以降は約40%で安定となる。

給水流量は、SG水位と主蒸気大気放出弁の影響を受けて図の様に変化した後、Tavg が554°Fまで下がった5分20秒に主給水制御弁が全閉となる。しかし補助給水ポンプが18秒に作動しているため、約 1.2×10^5 LBM/HRの給水が保たれている。

更に上記の事故の条件に加えて、主蒸気大気放出弁も開かない場合を想定する。その時の主要事象の生起時刻を表2.9に、また主要パラメータの変化を図2.15に示す。

SG圧力は、上記事故と同じ様に上昇を続け1分40秒には1060 PSIAに達するが、主蒸気大気放出弁は故障により閉状態のため、更に上昇し続ける。2分20秒から4分45秒までSG圧力の下降、4分45秒から5分35秒までSG圧力の上昇する現象は、計算手法上の問題で実際には5分35秒の1130 PSIAまで指数関数状に上昇するものと考えられる。9分以降、1150 PSIAで平衡に達する。

SG 蒸気流量は、蒸気の逃げ道が無くなるために指数関数的に減少し続け、約 5 分で 0 になる。
(SG 圧力と同様に、2 分 20 秒から 4 分 45 秒までの変化は計算手法上の変化であると考えられる。)

Tavg は、二次系への伝熱量が前記事故の場合より更に減少するため、前記事故の時の 538°F から、約 2°F 高い 540°F で平衡に達する。

他の二次系の各パラメータの変化は、前記事故の場合とほぼ同様となる。

Table 2.8 Major events and annunciators caused by the malfunction of "turbine trip without steam dump flow".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Failure of 20ET Solenoid	00:01	Turbine Trip
00:01	Turbine Trip		Steam Dump Armed
	Steam Dump Valve Fail Close		Auto Stop Oil to Drain
		00:02	Reactor Scram
00:18	Auxiliary Feedwater Pumps Start (SG Level 13% 2/3)		Turbine Runback
			Rod Bottom
			High Steam Line Flow
01:40	Steam Dump Valve (to Atomos.) Open (SG Pressure 1060 PSIA 1/3)		Tavg/Tref Deviation
		00:09	SG Level Error
		00:18	SG (B) Level Alarm
			SG (C) Level Alarm
05:20	Feedwater Control Valves Fully Close	00:43	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
		01:56	SG Level Error
		02:34	Pressurizer Level High
		05:11	SG Level Error

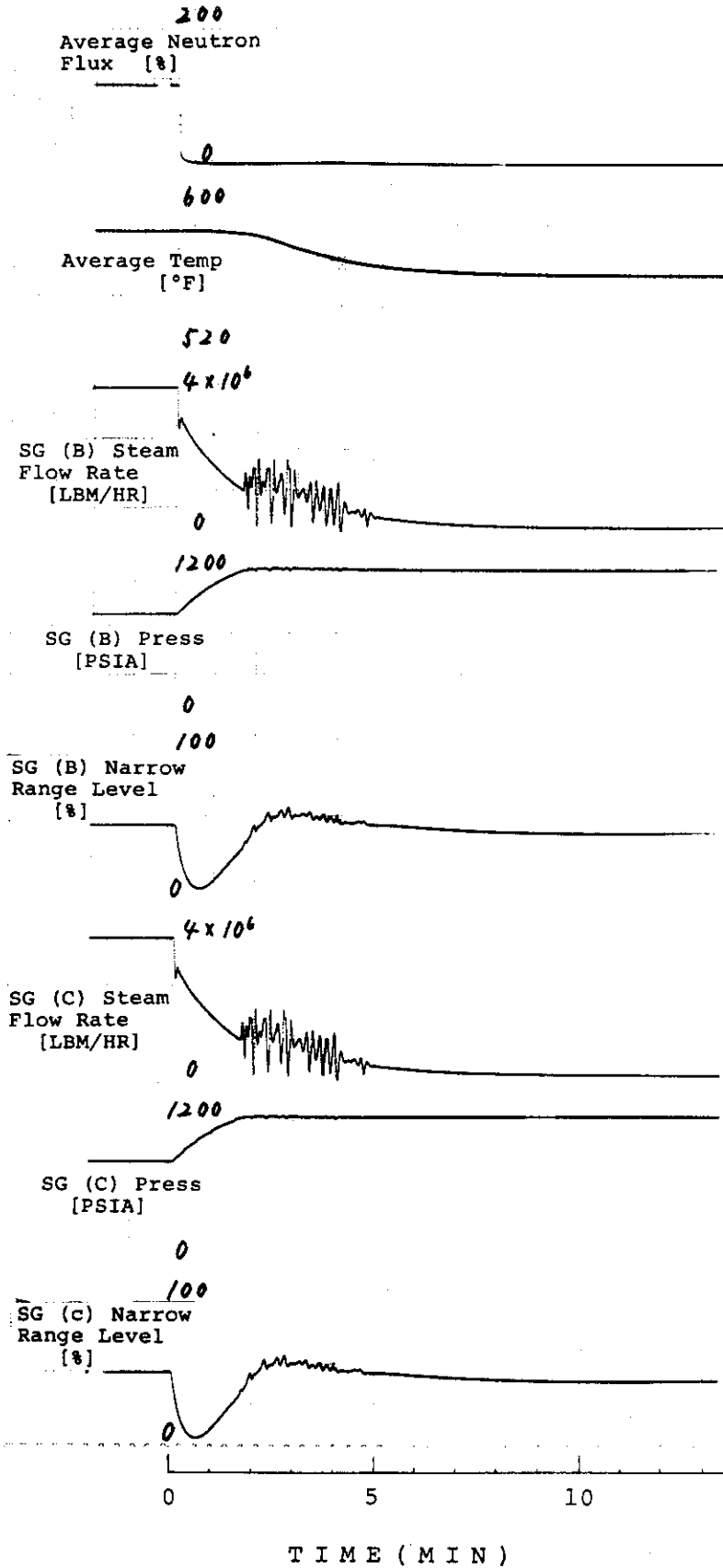


Fig.2.14 Transient behaviors caused by the malfunctions of "turbine trip without steam dump flow".

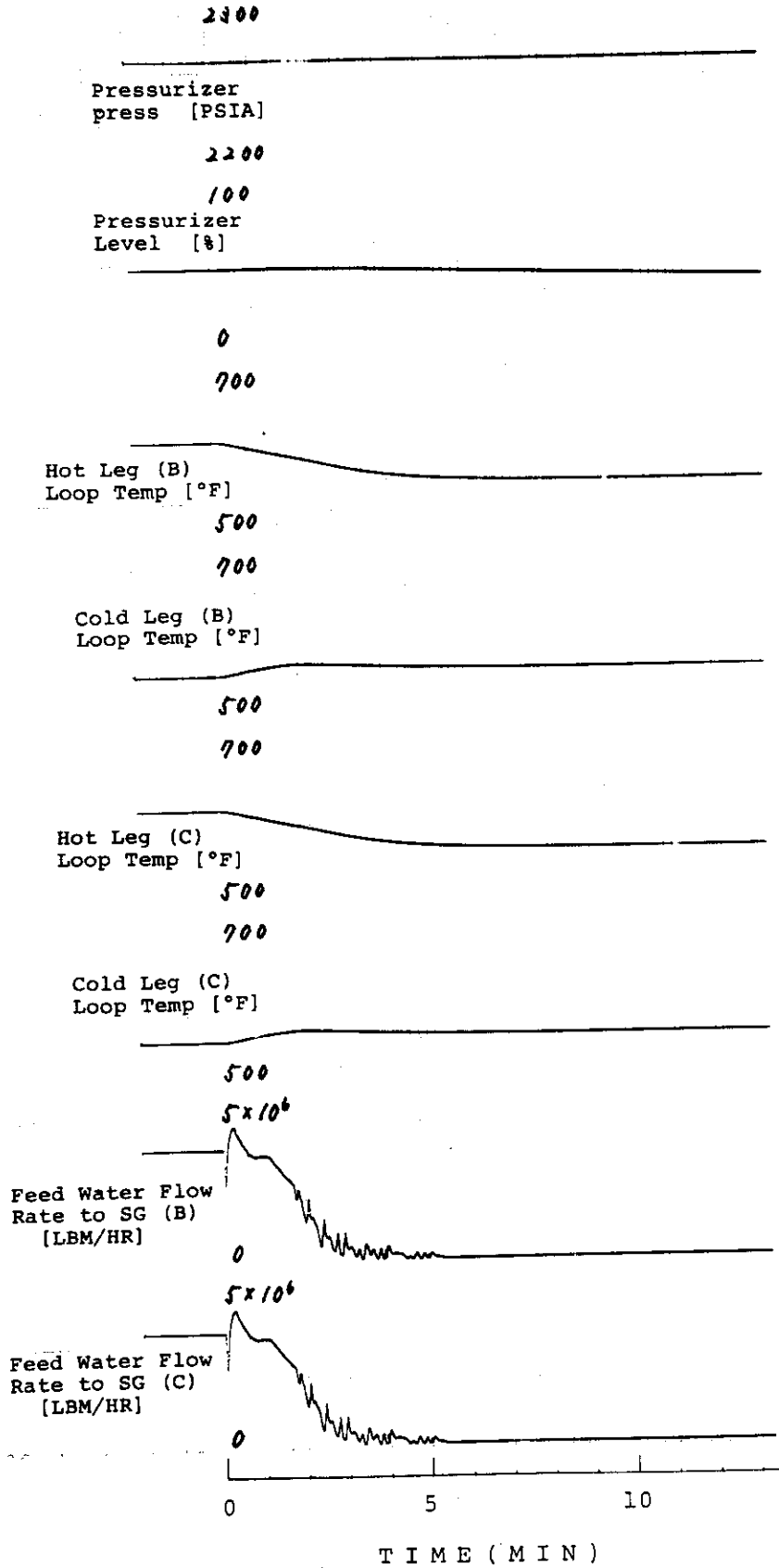


Fig.2.14 Continued

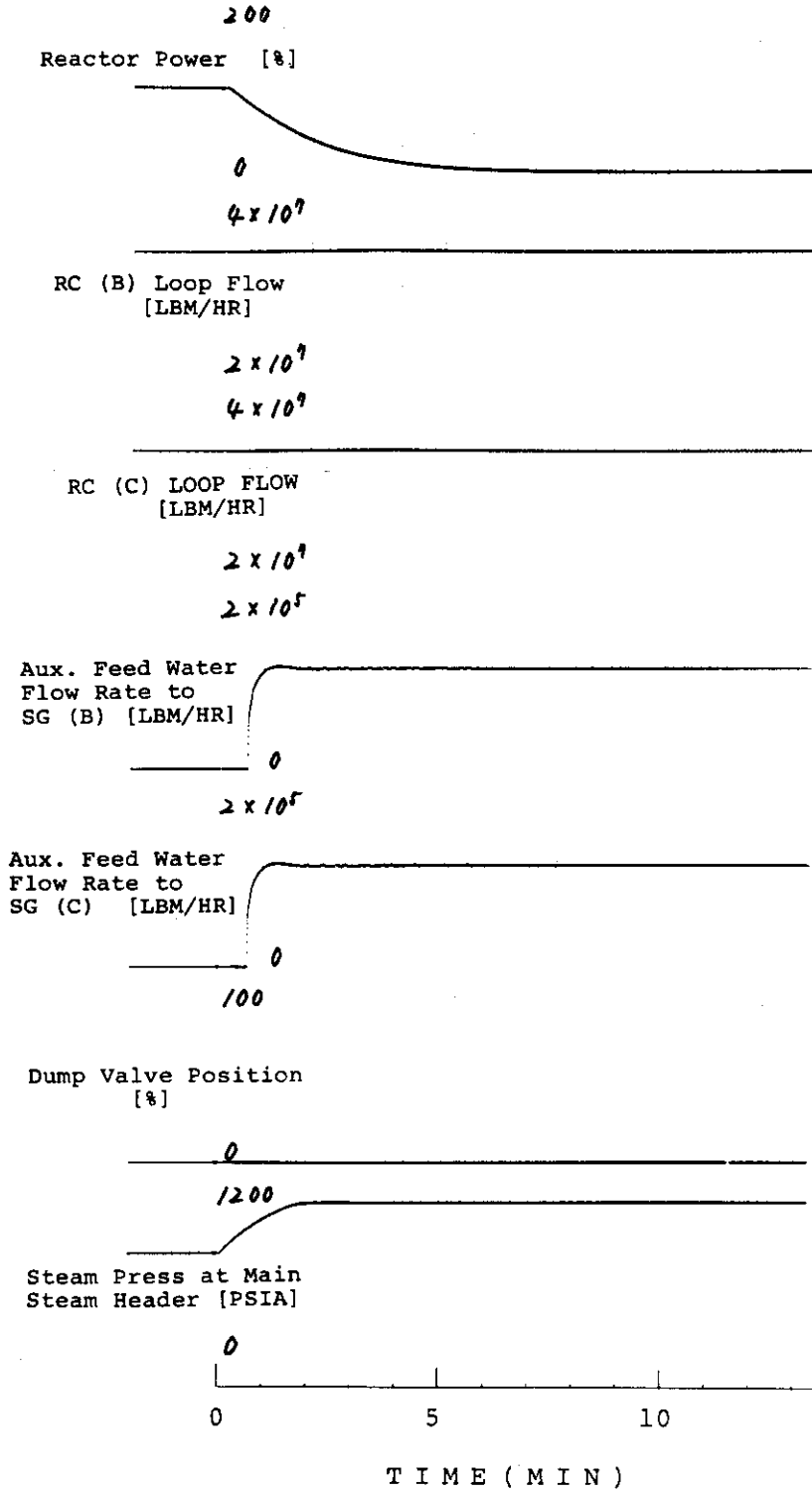


Fig.2.14 Continued

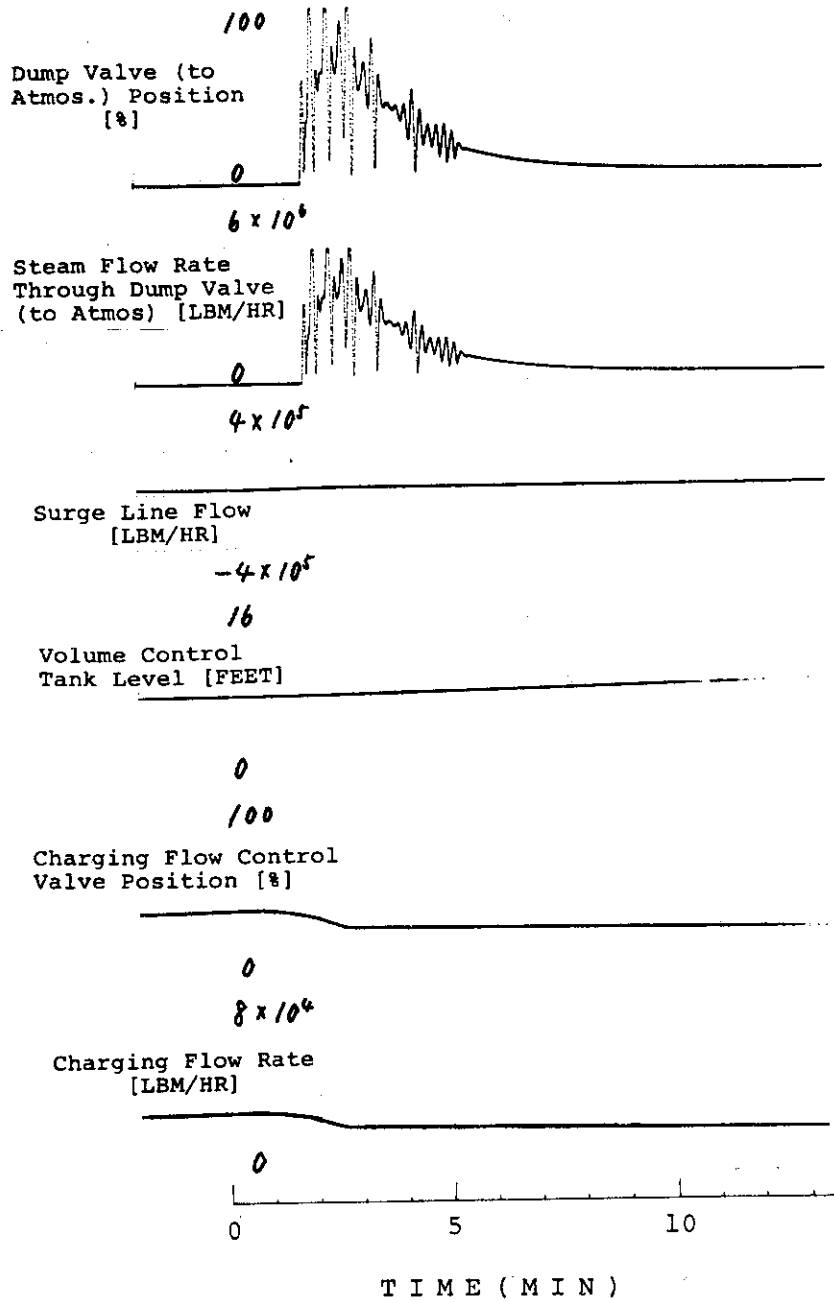


Fig.2.14 Continued

Table 2.9 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "turbine trip without steam dump flow" and "atmospheric steam dump valve fails close".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Failure of 20ET Solenoid	00:01	Turbine Trip
00:01	Turbine Trip		Steam Dump Armed
	Steam Dump Valve(to Condenser) Fail Close		Auto Stop Oil to Drain
00:18	Auxiliary Feedwater Pumps Start (SG Level 13 $\frac{2}{3}$)	00:02	Reactor Scram
			Turbine Runback
01:40	Steam Dump Valve(to Atomos.) Fail Close (SG Pressure 1060 PSIA 1/3)		Rod Bottom
			High Steam Line Flow
			Tavg/Tref Deviation
		00:09	SG Level Error
03:20	Feedwater Control Valves Fully Close	00:18	SG (B) Level Alarm
			SG (C) Level Alarm
		00:43	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
		02:13	SG Level Error
		03:10	Pressurizer Level High

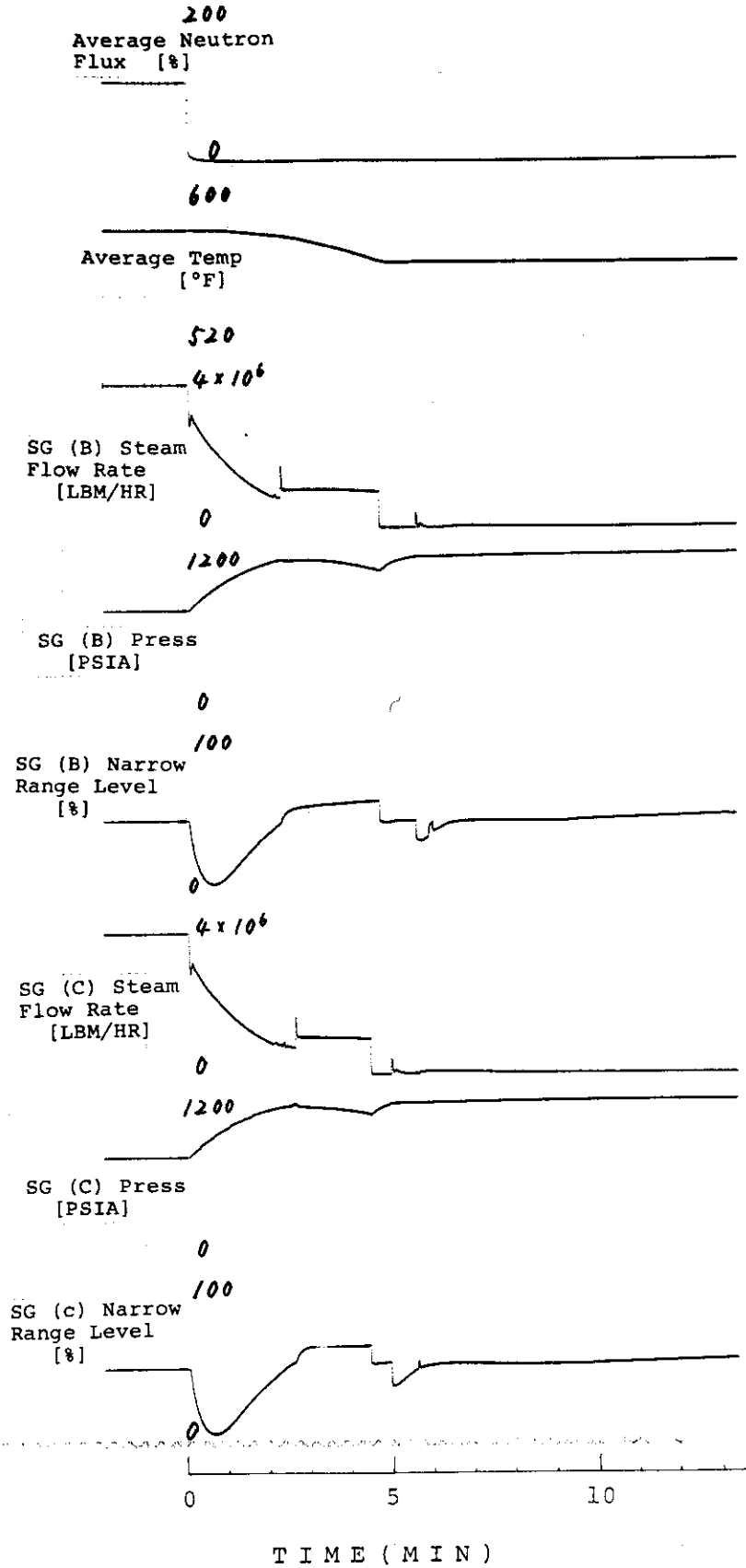
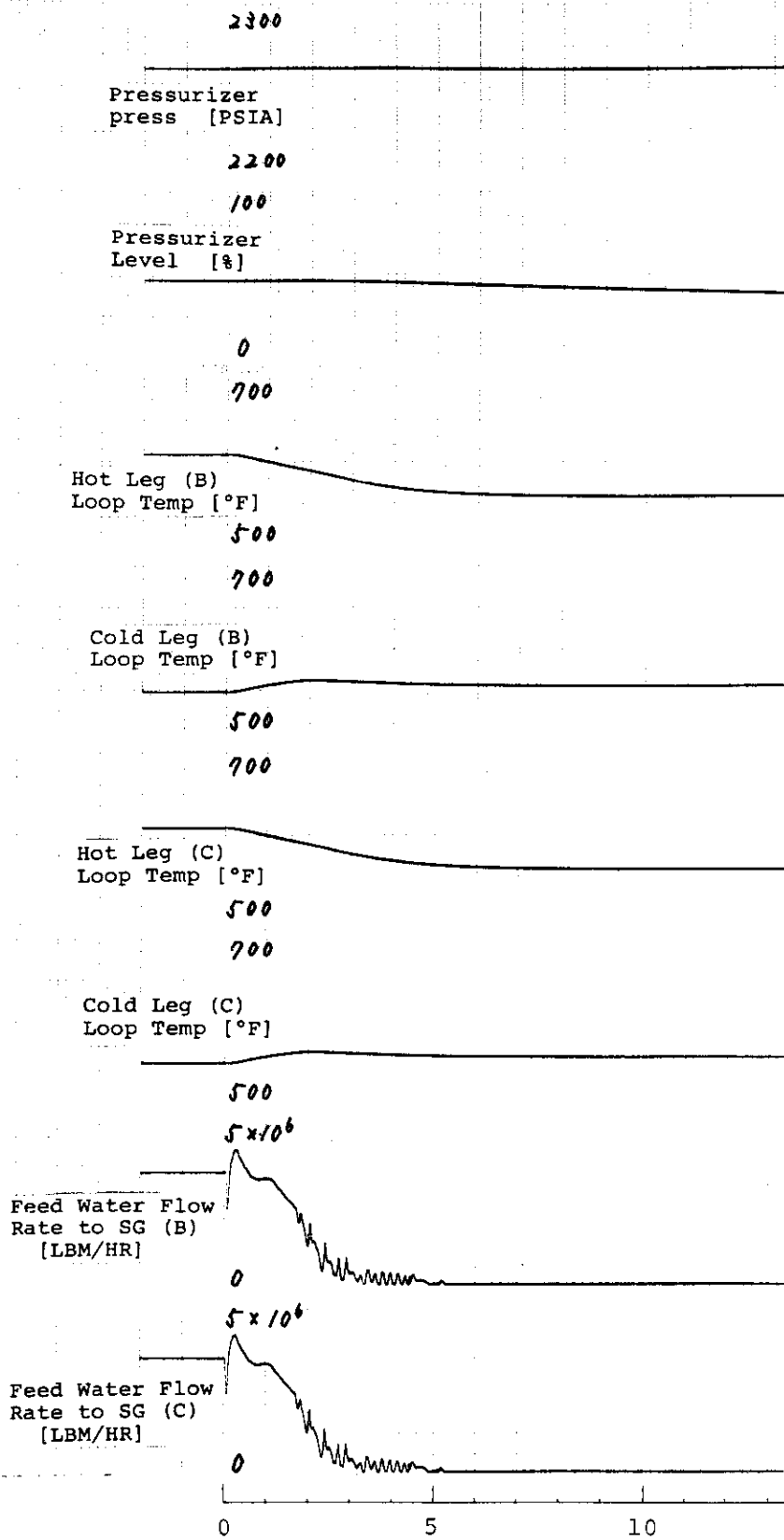


Fig.2.15 Transient behaviors caused by the malfunctions of "turbine trip without steam dump flow" and "atmospheric steam dump valve fails close".



TIME (MIN)

Fig.2.15 Continued

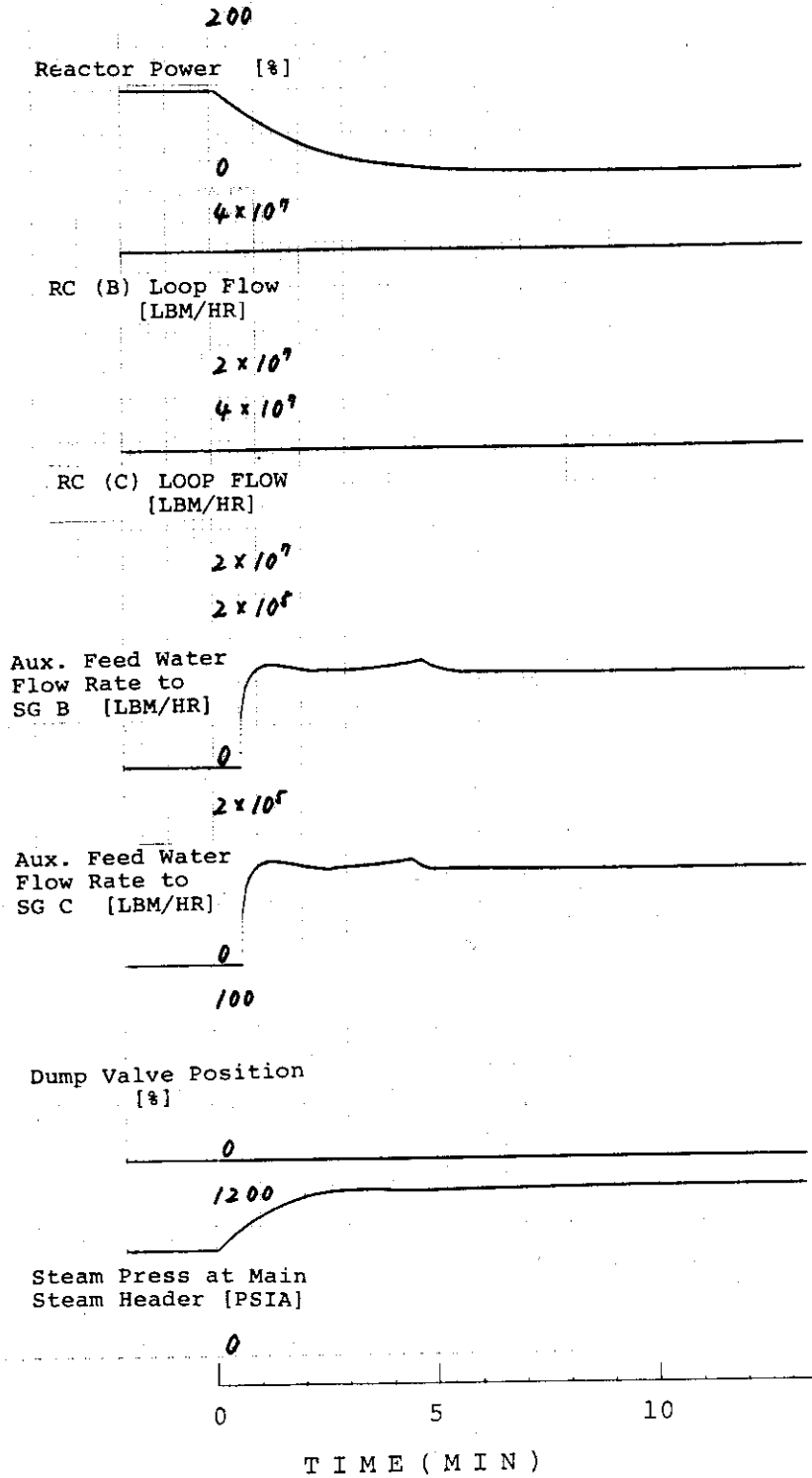


Fig.2.15 Continued

4×10^5

Surge Line Flow
[LBM/HR]

-4×10^5

16

Volume Control
Tank Level [FEET]

0

100

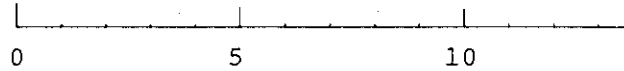
Charging Flow Control
Valve Position [%]

0

8×10^4

Charging Flow Rate
[LBM/HR]

0



TIME (MIN)

Fig.2.15 Continued

2.7 蒸気発生器水位制御装置の水位高誤検知および加圧器圧力制御系の高圧誤検知

100%負荷運転中、SG-Cの水位がトランスミッターの故障により、100%であるとの誤信号を水位制御装置が受ける。また同時に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場合を想定する。主要事象の生起時刻を表2.10に、また事象シーケンスを図2.16に、主要パラメータの変化を図2.17に示した。

SG-C水位制御装置が、同水位を100%であると誤検知すると直ちにCラインの給水流量制御弁は閉動作に入り、約3秒で 2.8×10^6 LBM/HRから 1.4×10^6 LBM/HRへと流量は半減する。その後、弁はゆっくりと閉まり2分30秒に全閉となる。

給水流量が減少するため、SG-C水位は急速に低下する。39秒の原子炉スクラム、タービントリップにより、SG-C水位の低下速度は更に加速され、1分24秒には0%に達する。その後の水位は、水位計測用ノズル以下の状態が続く。

SG水位制御が正常に作動している他の2つのA及びBラインの給水流量は、Cラインへの流量が急減したために若干の増加がみられる。従ってSG-A、SG-Bの水位も同様に増加するのが解る。

加圧器圧力制御系は、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、圧力の低下によりESS (Engineered Safeguards System) 作動条件の低圧力(2000 PSIA)以下となっており、リリーフ弁は27秒より閉動作に移る。従って加圧器圧力は、初め急速に減少し39秒で1875 PSIA以下となり、原子炉は圧力低によりスクラムする。

その後、炉の熱出力の減少とともにゆるやかに下降し、15分で約1100 PSIAとなる。

加圧器水位は、加圧器圧力の減少により上昇するが充てん流量の減少に伴って次第に低下する。充てん流量の減少は T_{avg} の低下によるものである。

一次系のCループ冷却材温度において、ホットレグ温度は、他のループと同様の変化をするがコールドレグ温度はSGへの給水流量が減少した結果、二次側冷却材温度が上がりSGでの熱交換量が減少するため上昇し、1分30秒には 553°F に達する。その後は、ホットレグ温度が減少するのに伴いコールドレグ温度も低下する。

他の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(2.6節等)とほぼ同様の変化を示す。

Table 2.10 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails high" and "pressurizer pressure control fails high".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	SG (C) Level Control Fails High	00:00	Pressurizer Pressure High
	SG (C) Level Decrease Due to Decrease Feedwater Flow to SG (C)	00:01	SG Level Error
	Pressurizer Pressure Control Fails in High Direction	00:24	Pressurizer Relief Line High Temp
	Pressurizer Relief Valve Open (in 52 sec)	00:39	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip
00:39	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%		Steam Dump Armed Auto Stop Oil to Drain High Steam Line Flow
01:21	Generator Trip		Tavg/Tref Deviation
01:24	SG (C) Level 0%		
01:57	Steam Dump Valve Position 50%	00:54	SG (C) Level Alarm
02:30	Feedwater Control Valve for SG (C) Closes	01:18	Pressurizer Level High
03:12	Other Feedwater Control Valves Close (Tavg 554°F)	01:21	Exciter Field Breaker Trip Generator Trip
04:00	Steam Dump Valve Position 0%		

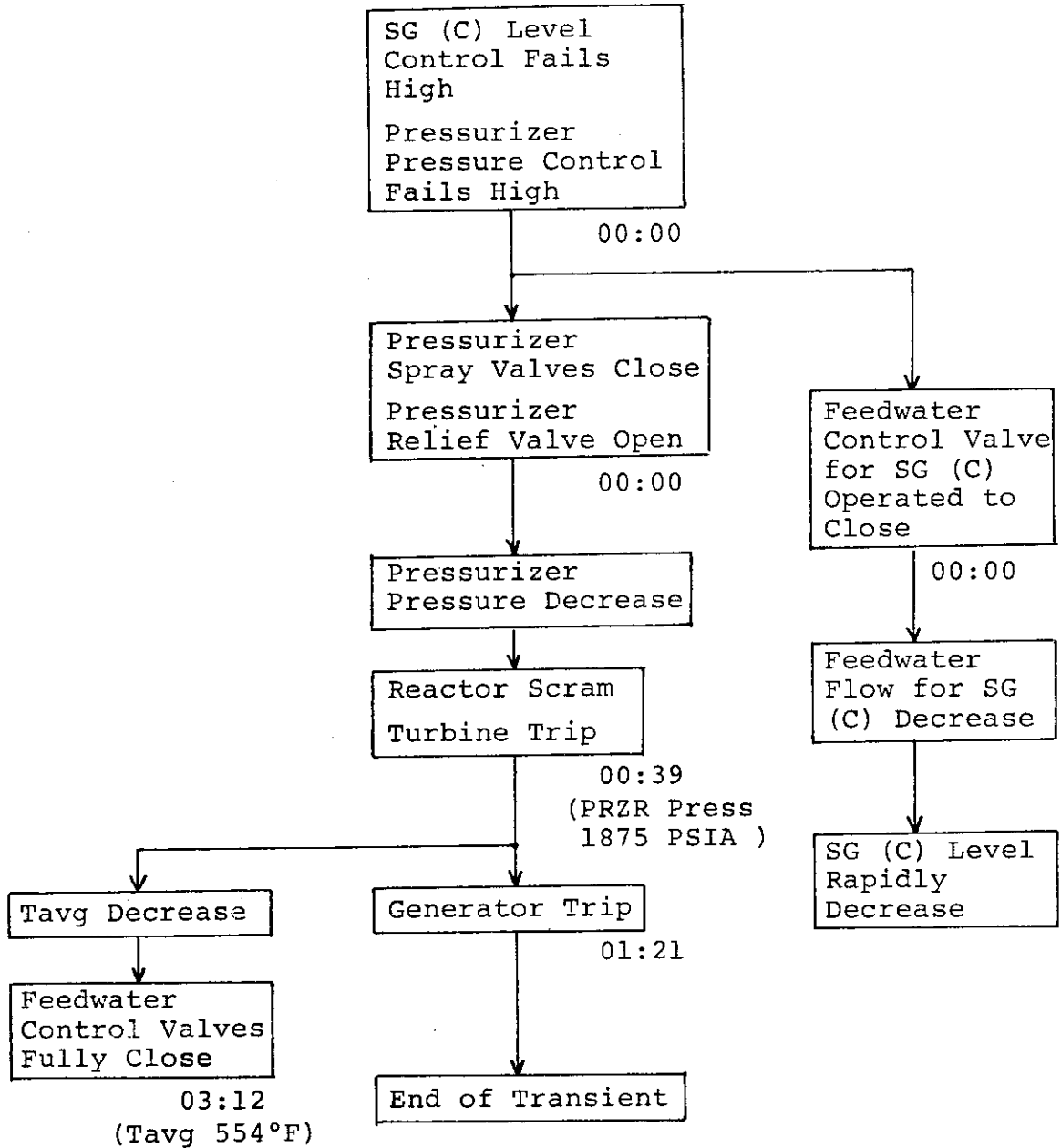


Fig.2.16 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails high" and "pressurizer pressure control fails high".

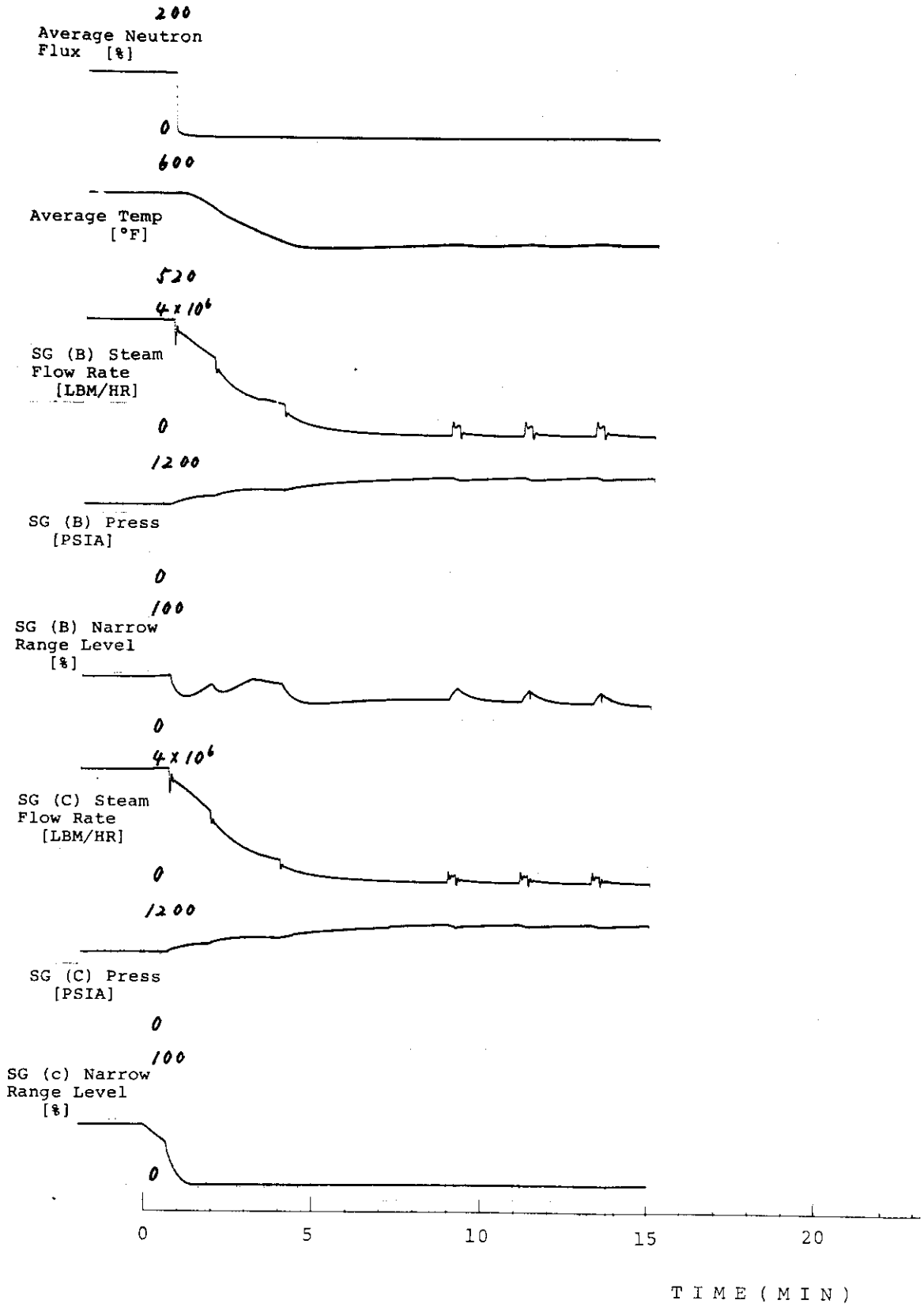


Fig.2.17 Transient behaviors caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails high" and "pres-surizer pressure control fails high".

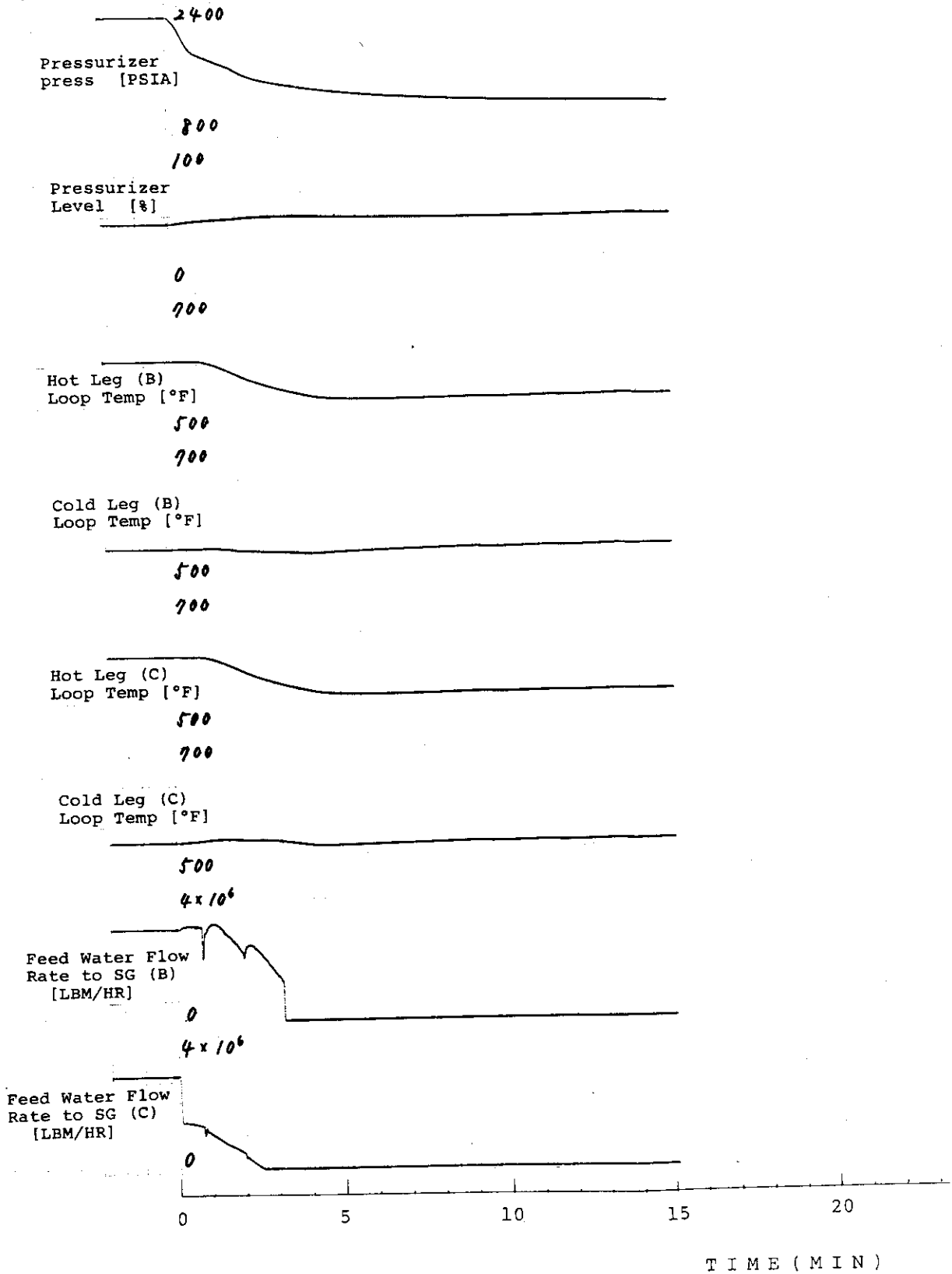


Fig.2.17 Continued

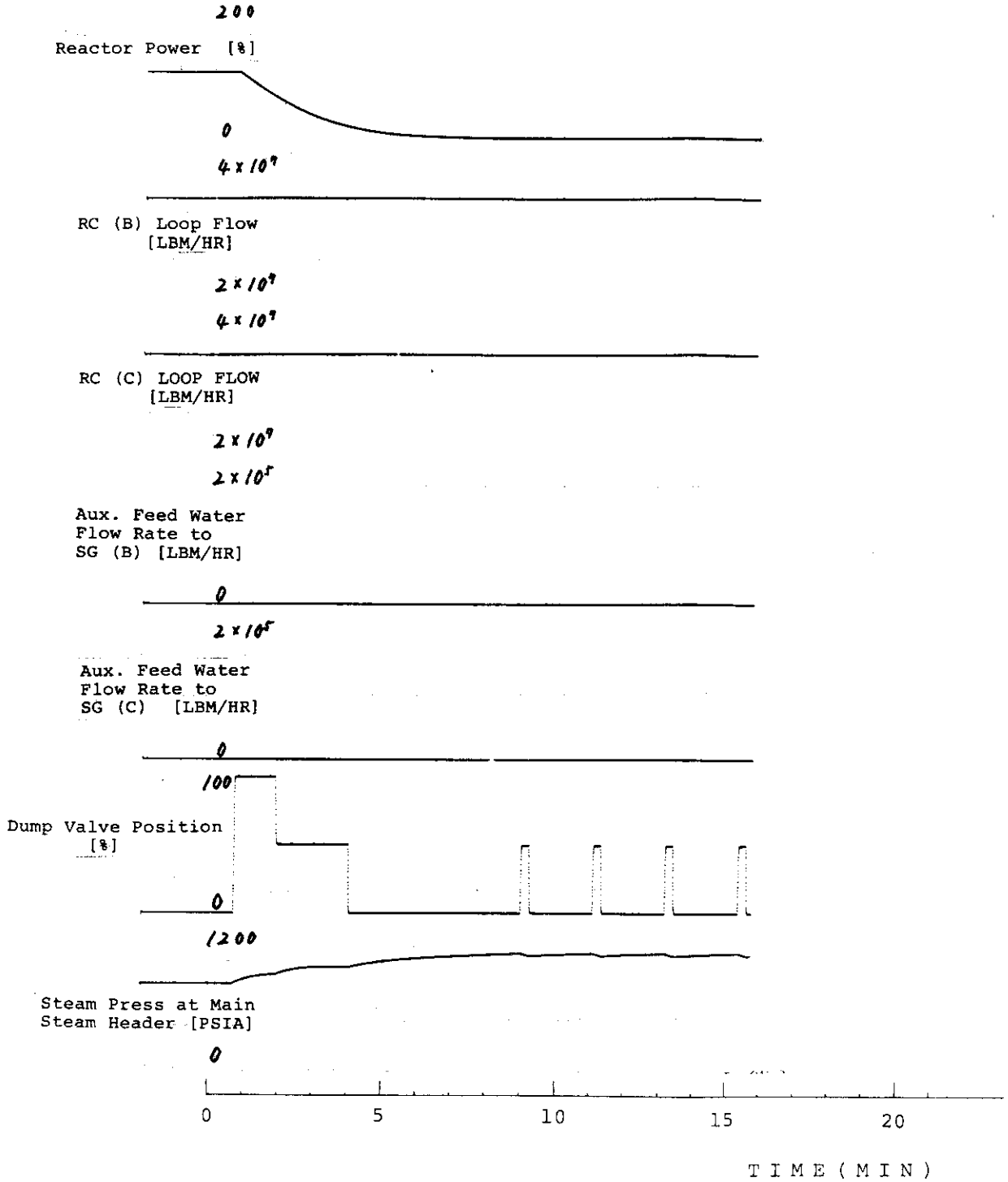


Fig.2.17 Continued

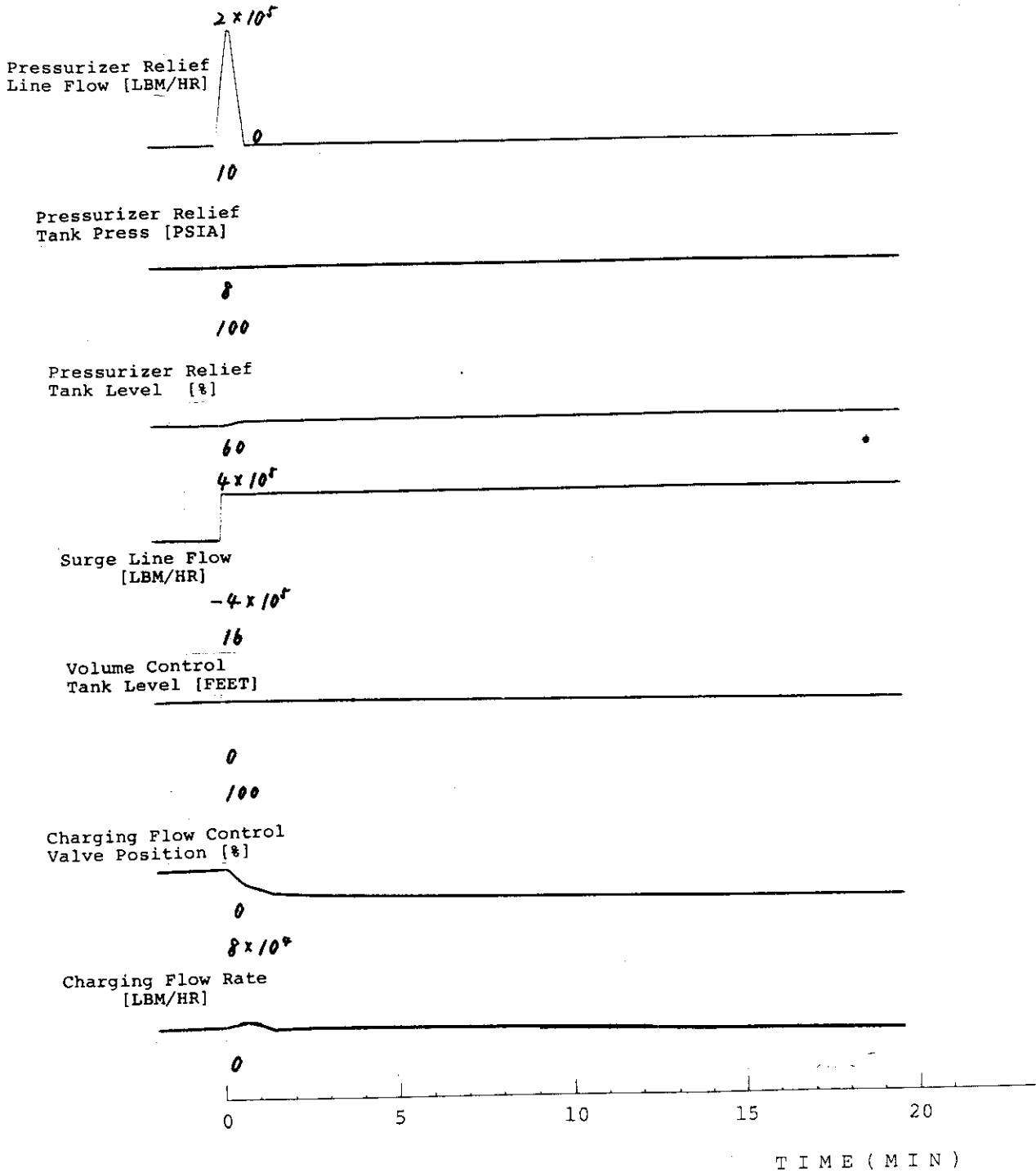


Fig.2.17 Continued

2.8 蒸気発生器水位制御装置の水位高誤検知および加圧器圧力制御系の低圧誤検知

100%負荷運転中、SG-Cの水位が100%であるとの誤信号を水位制御装置が受ける。また同時に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。この時の主要事象の生起時刻を表2.11に、また事象シーケンスを図2.18に、主要パラメータの変化を図2.19に示す。

加圧器圧力制御系は前節とは逆に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、実際の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。そのため1分39秒に圧力高によりスクラムがなおもヒーター熱出力、崩壊熱等により上昇し約16分で1485PSIAに達し加圧器安定弁が作動する。それによって2332PSIA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。加圧器水位の減少に従って充てん流量制御弁開度は大きくなり、充てん流量は増加するがスクラム後はTavgの低下によって弁開度は小さくなり、それに従って充てん流量も減少する。そのため加圧器水位は減少し、さら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、加圧器水位は2分10秒にはサージ流量がループ側へ流入するため次第に減少する。

なお0秒からサージ流量がループ側から反対に、加圧器内に流入しているのは、定常状態で今まで開いていたスプレー制御弁が全閉となり、サージ流量が0付近で一時停滞するためである。

充てん流量制御弁は、2分10秒にはTavgと加圧器水位の偏差の増加のため開度を広げ始め、2分56秒には全開となる。途中、2分12秒で弁開速度が鈍くなるのはレットダウン系閉の信号が発生して加圧器水位の減少速度が遅くなるためである。

加圧器水位は、約23分で14.4%に達し、レットダウン系閉の信号が発生し全ヒーターをオフとする。その後、水位の回復によるレットダウン系開の信号と閉の信号が交互に発生し、これらの繰り返し動作を行う。

28分には、加圧器安全弁からの2回目の放出が起こり、2332PSIAまで低下する。

28分20秒から53分10秒までレットダウン系のオンオフ動作が無く、レットダウン系開のまま落ち着いているのは、加圧器圧力の低下のために加圧器水位の減少割合が緩和されるためである。

31分10秒に加圧器圧力の上昇のため、加圧器水位が再び14.4%を切る事になり、23分12秒からの変化と同じ様なレットダウン系オンオフの繰り返し動作を行なう。

なお23分以降の充てん流量の増減は、加圧器圧力の増減に大きく影響されている。

補助給水系統では、27分39秒に補助給水ポンプがスタートする。これは4分には主給水制御弁が全閉となり、SG-A、SG-Bへの給水がストップし、水位が徐々に低下してきたためである。27分39秒にSG-A、SG-Bの水位が13%まで低下し、補助給水ポンプスタートの信号を発生させる。

その他の二次系のパラメータは、2.7節とほぼ同様の変化を示す。

Table 2.11 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "SG(C) level control fails high" and "pressurizer pressure control fails low".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATOS
00:00	SG (C) Level Control Fails High	00:00	Pressurizer Pressure Low
	SG (C) Level Decrease Due to Decrease Feedwater Flow to SG (C)	00:01	SG Level Error
	Pressurizer Pressure Control Fails in Low Direction	01:39	Reactor Scram
	Proportional Pressurizer Heater Output 100%		Turbine Runback
01:39	Reactor Scram		Rod Bottom
	Turbine Trip		Tubine Trip
	Steam Dump Valve Position 100%		Steam Dump Armed
02:22	Generator Trip		Auto Stop Oil to Drain
15:45	Pressurizer Safety Valve Open (PRZR Press 2485 PSIA)		High Steam Line Flow
23:28	Let Down Isolation		Tavg/Tref Deviation
27:39	Auxiliary Feedwater Pumps Start		SG (C) Level Alarm
		02:22	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
		02:44	Pressurizer Level Low
		03:39	High Steam Line Flow
		10:20	Charging Flow Low
		13:12	Let Down High Temp
		16:14	Pressurizer Relief Line High Temp
		21:27	Pressurizer Level Low

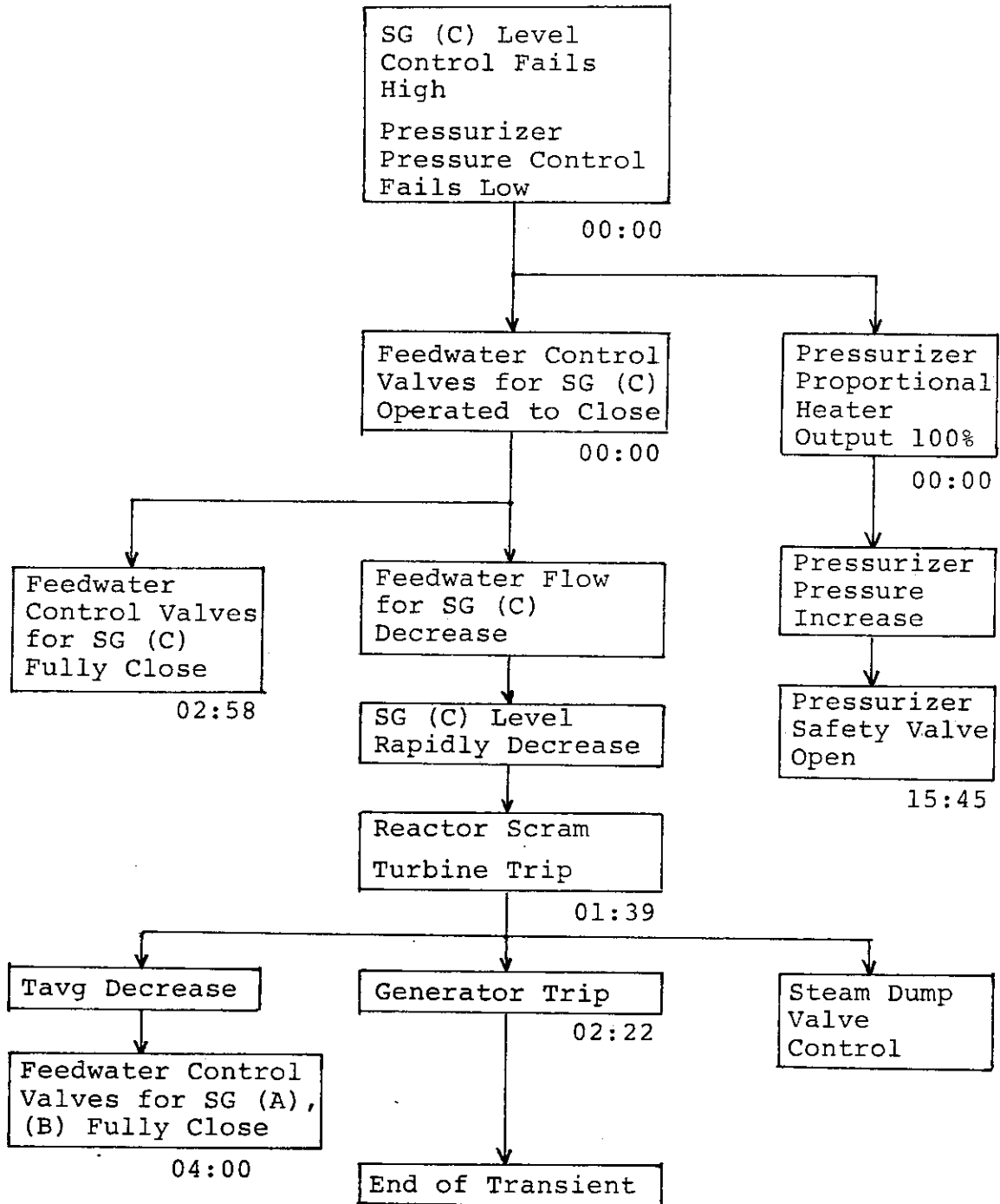


Fig.2.18 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails high" and "pressurizer pressure control fails low".

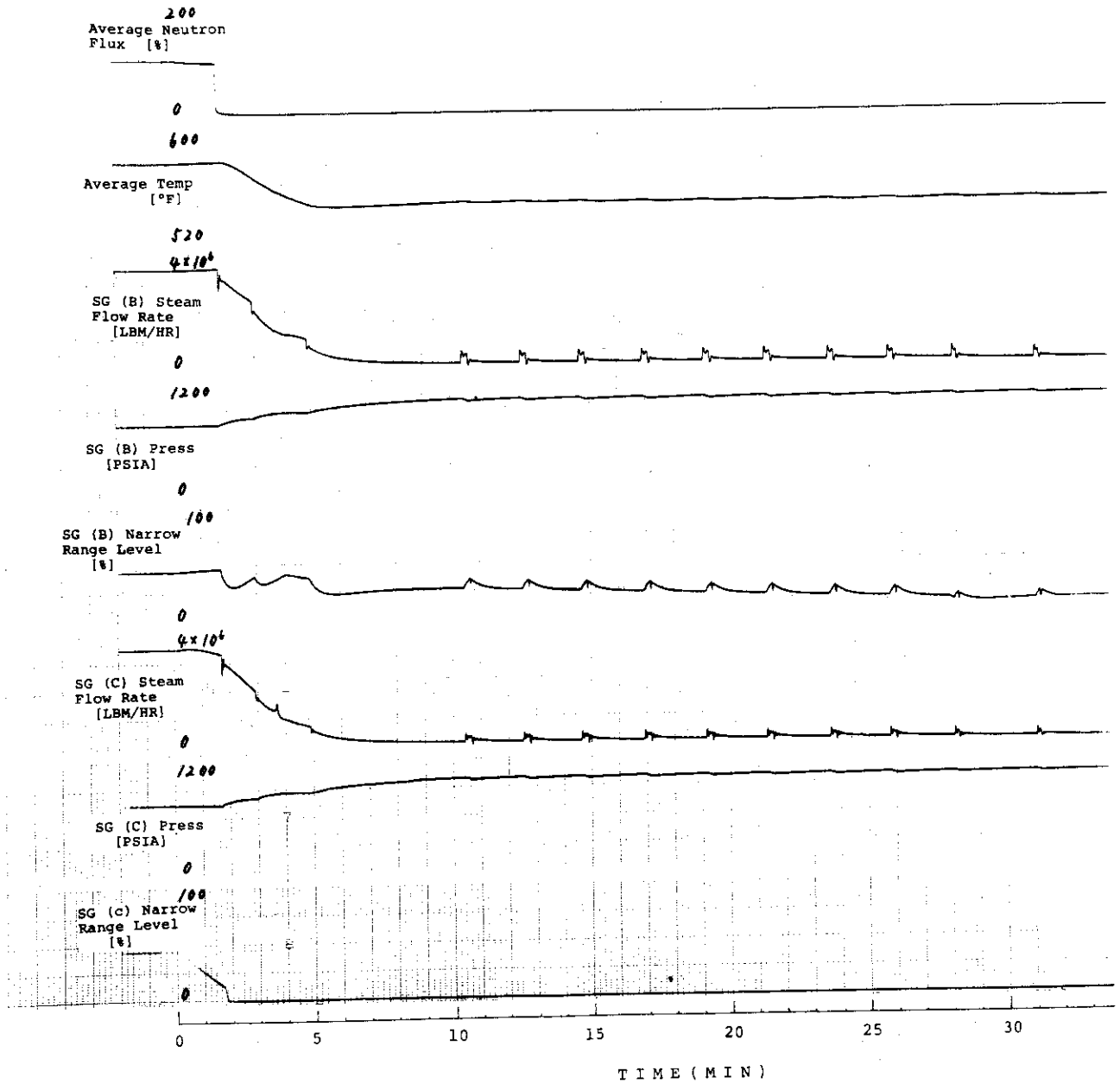


Fig.2.19 Transient behaviors caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails high" and "pres-surizer pressure control fails low".

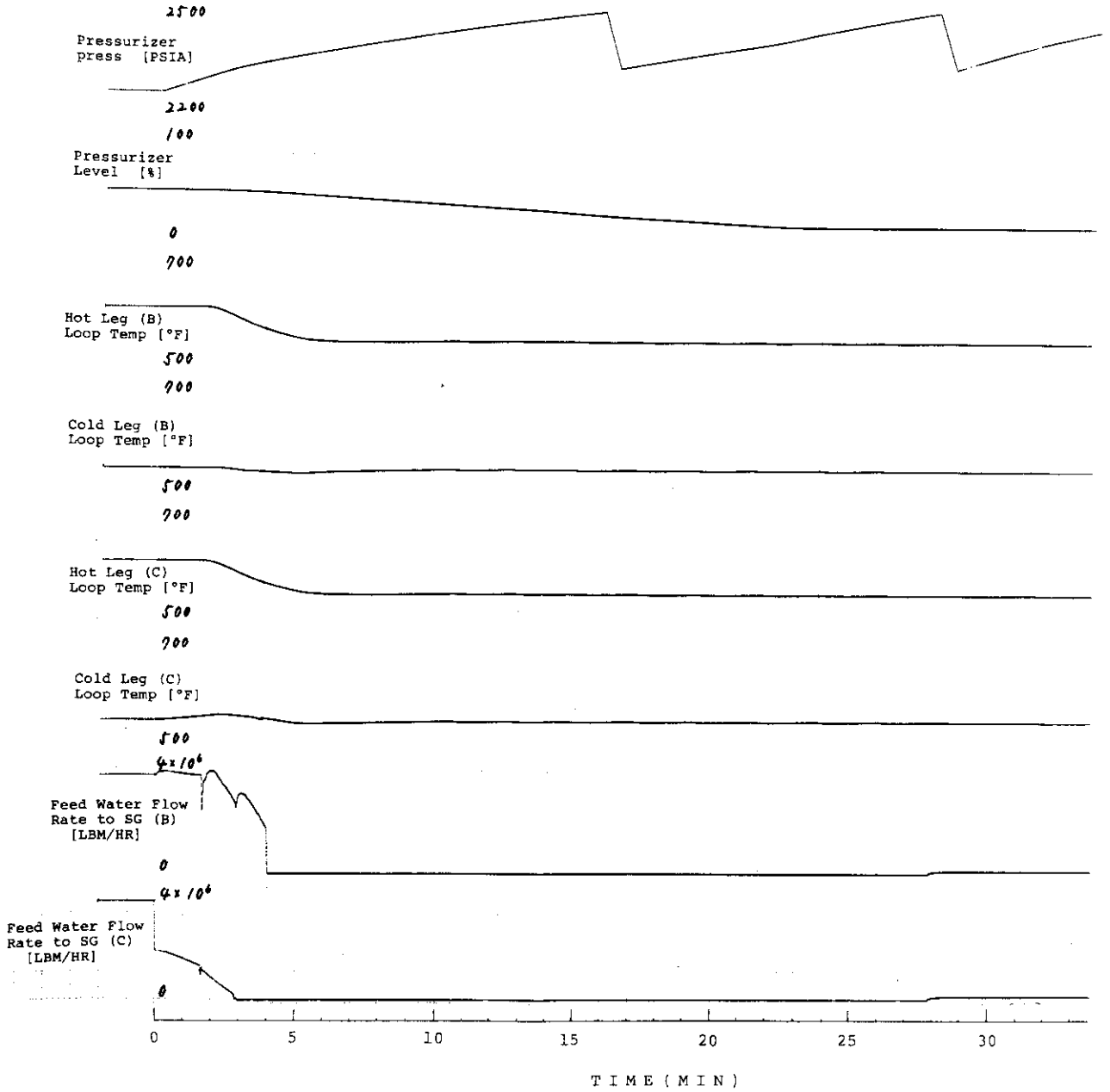


Fig.2.19 Continued

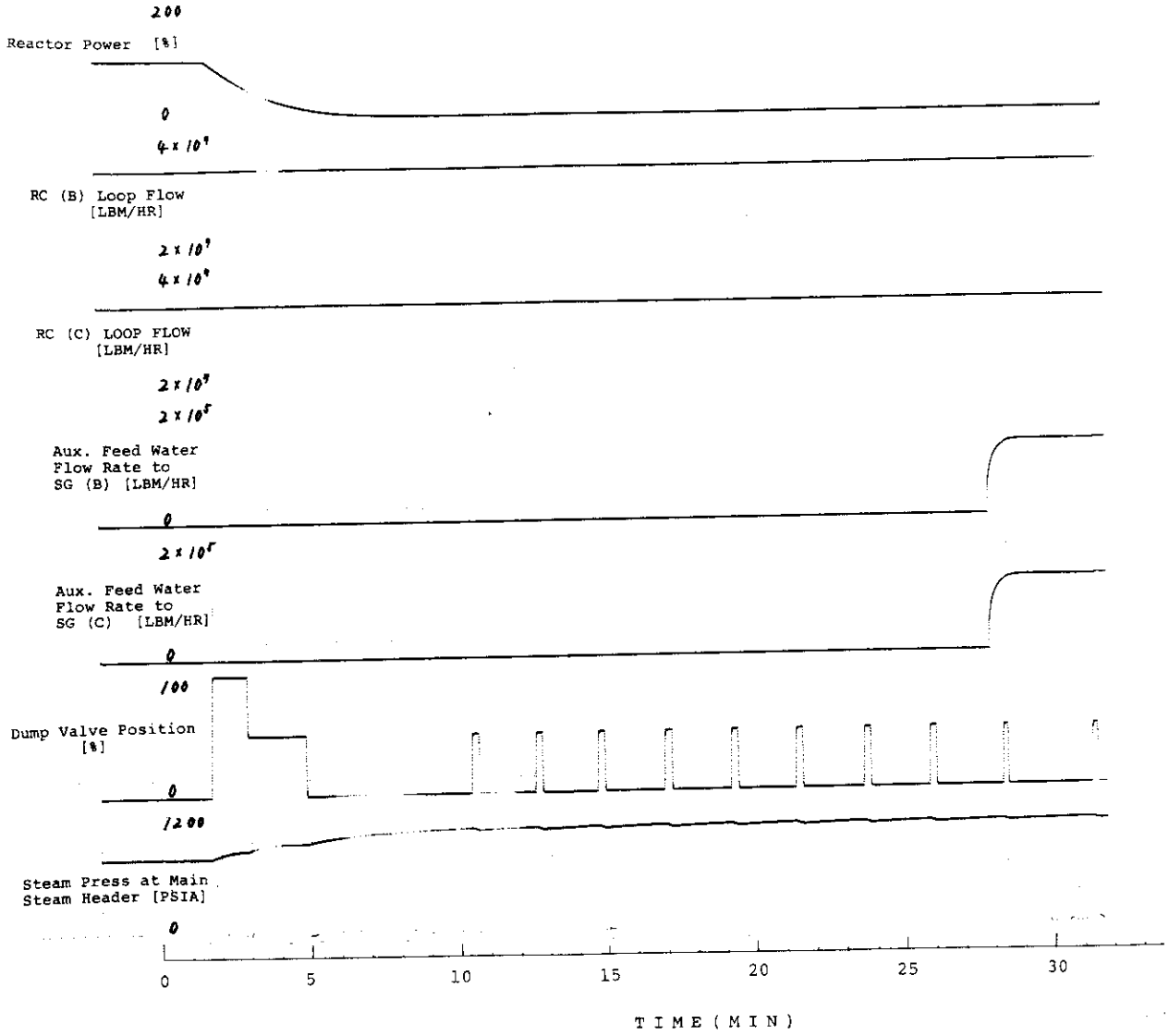


Fig.2.19 Continued

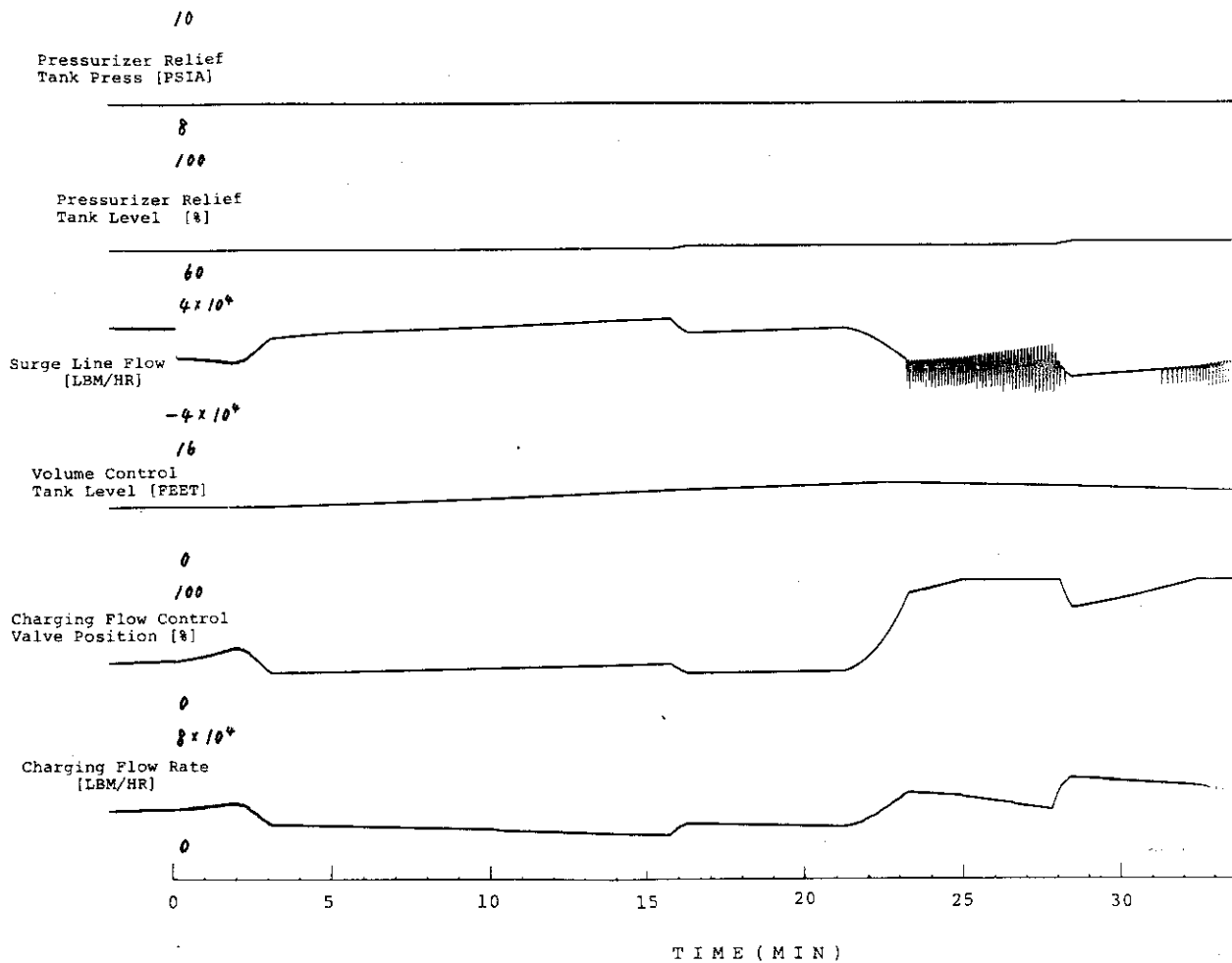


Fig.2.19 Continued

2.9 蒸気発生器水位制御装置の水位高誤検知およびコールドレグ温度計の温度高誤検知

100%負荷運転中、SG-Cの水位が100%であるとの誤信号を水位制御装置が受ける。また同時に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。この時の主要事象の生起時刻を表2.12に、主要パラメータの変化を図2.20に示した。

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ためTavgの値も大きくなる。従って、発電機出力から決定される設定温度(Tref)との偏差により、制御棒の挿入が0秒から始まるため炉出力も低下する。

2分01秒にSGの水位が13%以下に達して炉はスクラムする。

加圧器圧力は、バックアップヒーターとスプレイ弁の制御により、ほぼ2261PSIAに保たれる。

加圧器水位は、3分以降冷却材温度低下と充てん流量の低下で次第に減少する。

充てん流量制御弁は、加圧器レベルを標準化した値とTavgを標準化した値との偏差で制御されており、0秒から充てん流量制御弁開度が増加していくのは制御系でのTavgの上昇のためである。

約2分で原子炉はSG水位低によりスクラムし、ホットレグ温度が低下するためTavgも低下する。充てん流量制御系で、Tavgの規格化した値が2分30秒には加圧器水位を標準化した値を下回る様になり、充てん流量制御弁開度は減少し、3分20秒以降、平衡に達して一定開度を保つ。29分40秒には加圧器レベルの低下がTavgの低下を更に下回り、再び充てん流量制御弁開度は増大し、32分14秒には63%で平衡に達する。加圧器水位とTavgの偏差によるRI動作制御のため、この様な応答となる。

その他のパラメータは、2.8節とほぼ同様であり説明を省く。

Table 2.12 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "SG(C) level control fails low" and "RTD in cold leg A fails high".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	SG (C) Level Control Fails High	00:00	Tavg/Tref Deviation
	SG (C) Level Decrease Due to Decrease Feedwater Flow to SG (C)	00:01	SG Level Error
	Resister Temperature Detector Failure High in Cold Leg of Loop A	02:01	Reactor Scram
	Initiation of Insertion of Control Rods		Turbine Runback
02:01	Reactor Scram (SG (C) Level 13%)		Rod Bottom
	Turbine Trip		Turbine Trip
	Steam Dump Valve Position 100%		Steam Dump Armed
			Auto Stop Oil to Drain
			High Steam Line Flow
			SG (C) Level Alarm
02:43	Generator Trip	02:43	Exciter Field Breaker Trip
26:25	Auxiliary Feedwater Pumps Start		Generator Trip
		03:06	Pressurizer Level Low
		03:55	Tavg High
		26:25	SG (B) Level Low

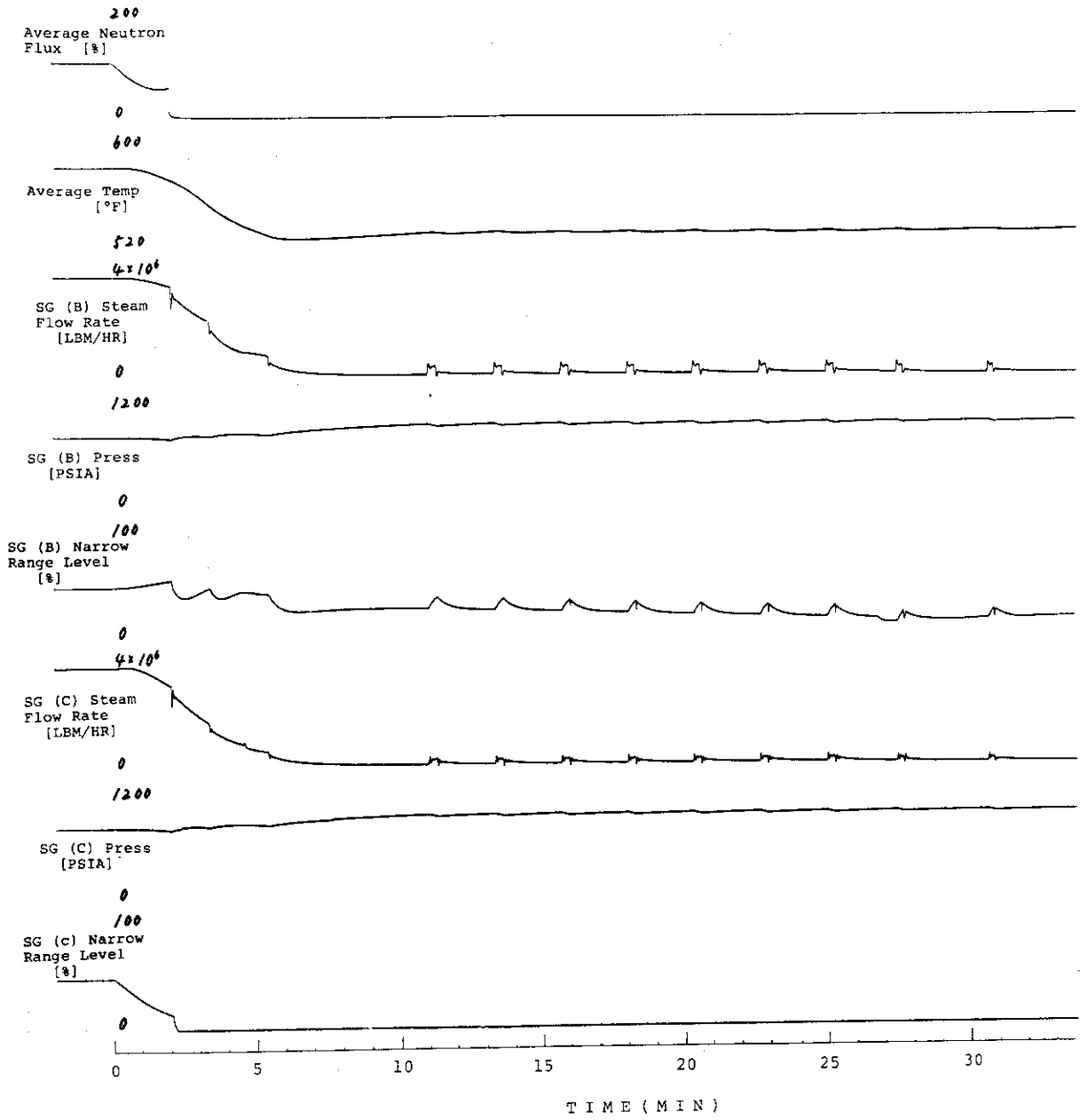


Fig.2.20 Transient behaviors caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails low" and "RTD in cold leg A fails high".

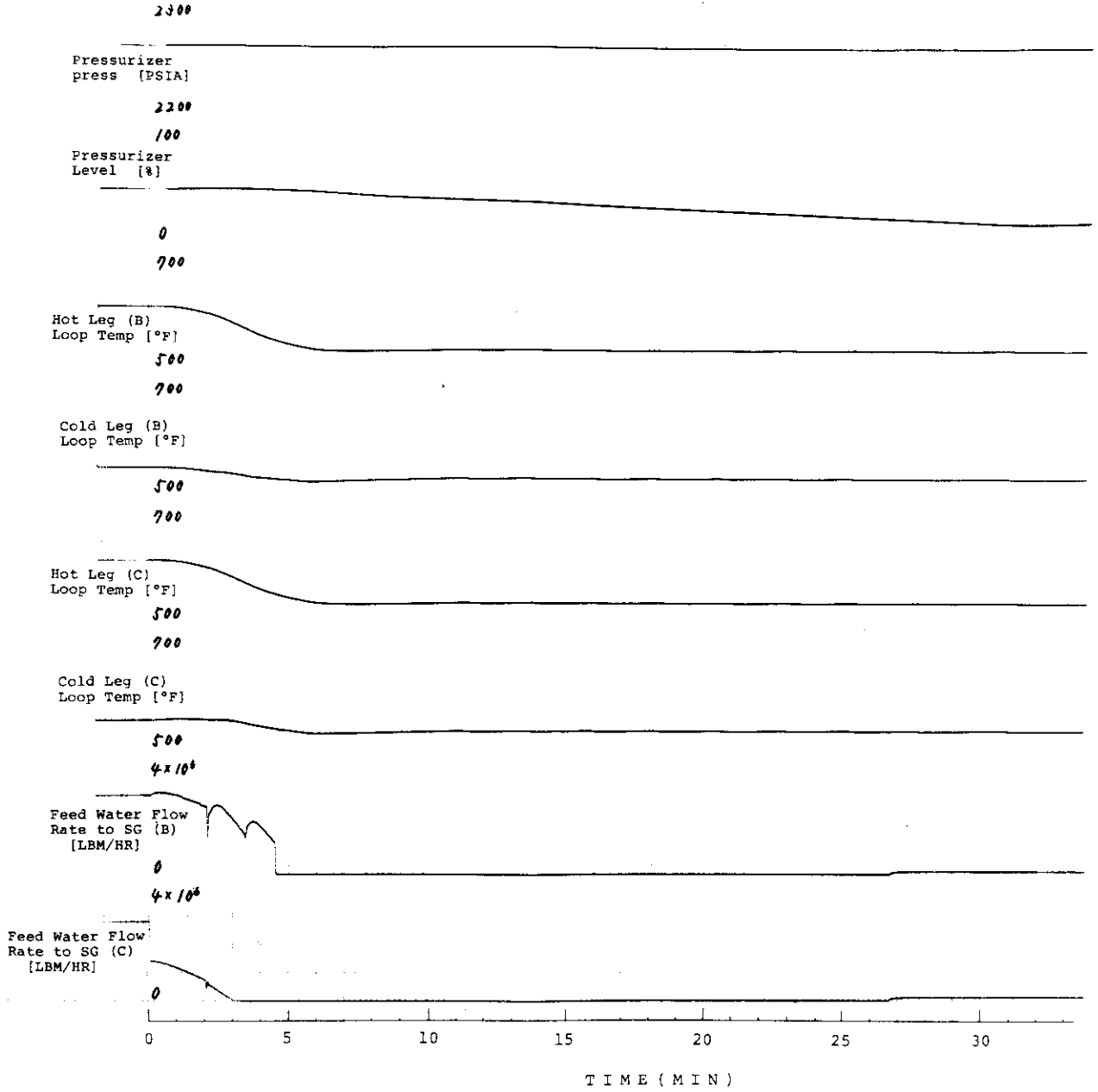


Fig.2.20 Continued

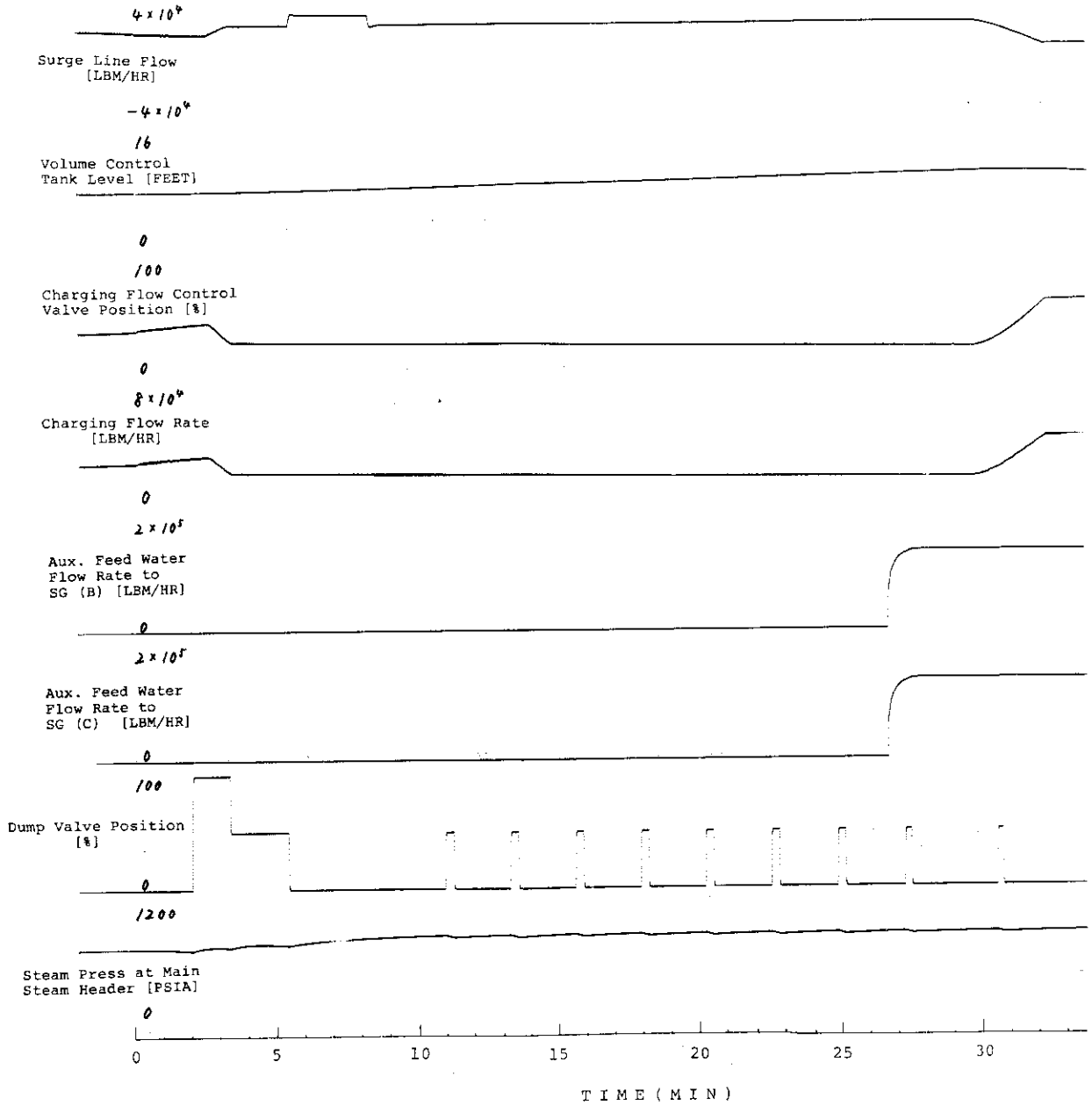


Fig.2.20 Continued

2.10 蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知および加圧器圧力制御系の圧力高誤検知

100%負荷運転中にSG-Cの水位が、2.7、2.8、2.9節とは逆に水位0の誤信号を水位制御装置が受ける。また同時に2.7節と同じ様に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。その時の主要事象の生起時刻を表2.13に、また事象シーケンスを図2.21に、主要パラメータの変化を図2.22に示した。

加圧器圧力は、2.7節の場合と同じ様に高圧の誤信号によりスプレー制御弁全開、リリース弁開により急速に低下し39秒で1875PSIAとなり、原子炉スクラム信号を発生する。その後、炉の熱出力の減少とともにゆるやかに下降し、20分で約1080PSIAとなる。

加圧器水位、サージライン流量、充てん流量も2.7節とほぼ同様の变化を示す。

SG-Cにおいて、水位0%の信号によりCラインの給水流量制御弁は直ちに全開となり、給水流量は 3.5×10^6 LBM/HRから 5.5×10^6 LBM/HRへと増加する。給水流量が大幅に増えたSG-Cの水位は急速に上昇し2分50秒で100%に達する。

約3分には、 T_{avg} が 554°F まで低下して給水制御弁が全開となりSG-B、SG-Cとも給水流量は0となる。その結果、SG-B、SG-C水位は減少し始め7分には各々25%、60%付近で定常になり、その後はダンプ弁開度の影響を受けて徐々に減少していく。

他の二次系のパラメータの変化は、2.7、2.8、2.9節の場合とほぼ同様の变化を示す。

Table 2.13 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "SG(C) level control fails low" and "pressurizer pressure control fails high".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Pressure Control Fails in High Direction	00:00	Pressurizer Pressure High
	Pressurizer Relief Valve Open(in 52 sec)	00:01	SG Level Error
	SG (C) Level Control Fails Low	00:25	Reactor Scram
	SG (C) Level Increase Due to Increase Feedwater Flow to SG (C)		Turbine Runback
			Rod Bottom
			Turbine Trip
			Steam Dump Armed
00:39	Reactor Scram		Auto Stop Oil to Drain
	Turbine Trip		High Steam Line Flow
	Steam Dump Valve Posirion 100%		Tavg/Tref Deviaton
01:22	Generator Trip	01:13	Pressurizer Level High
02:50	SG (C) Level 100%		
03:00	Feedwater Control Valves Close (Tavg 554°F)	01:22	Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
		01:43	SG (C) Level High
		07:23	SG (C) Level High

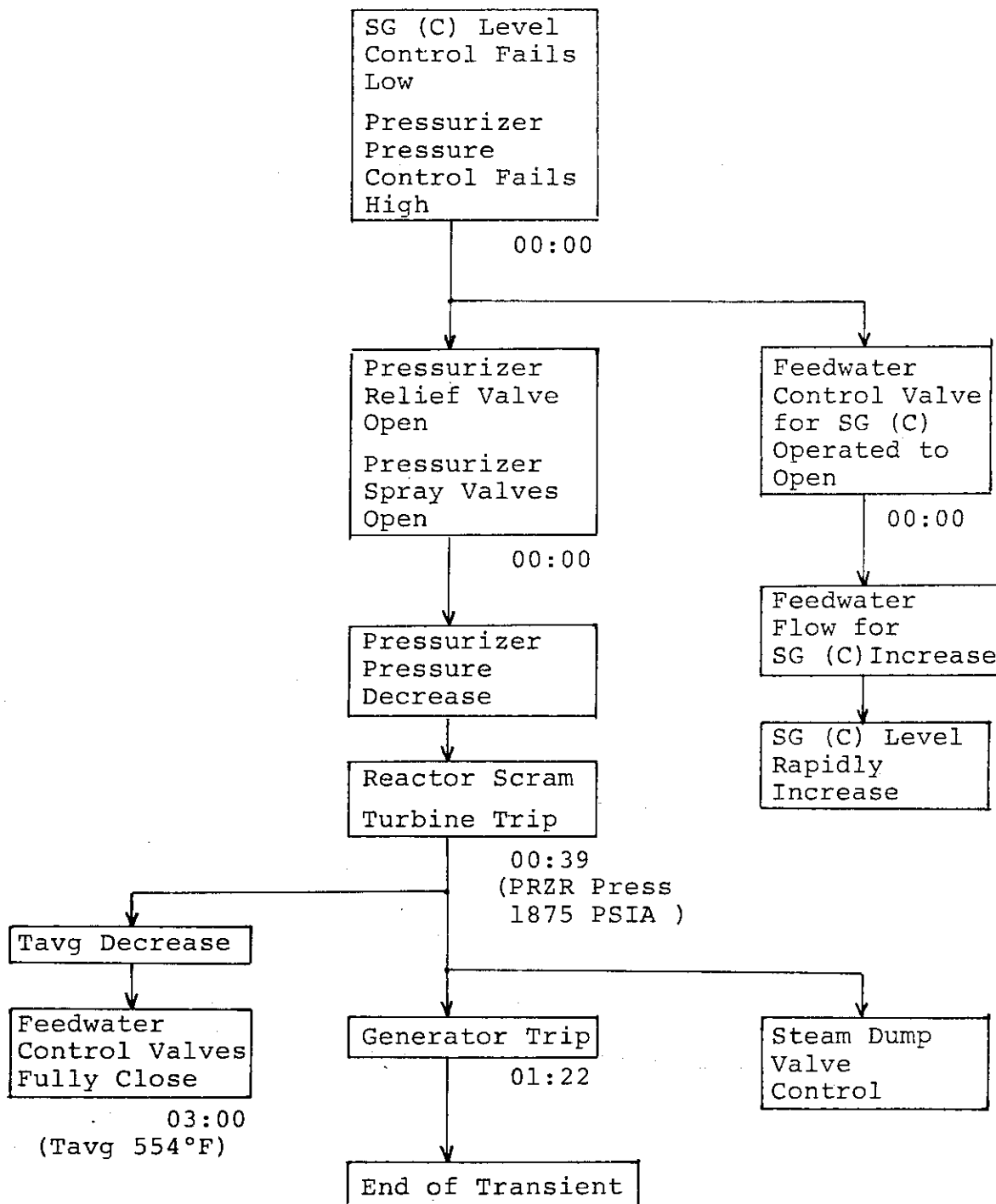


Fig.2.21 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails low" and "pressurizer pressure control fails high".

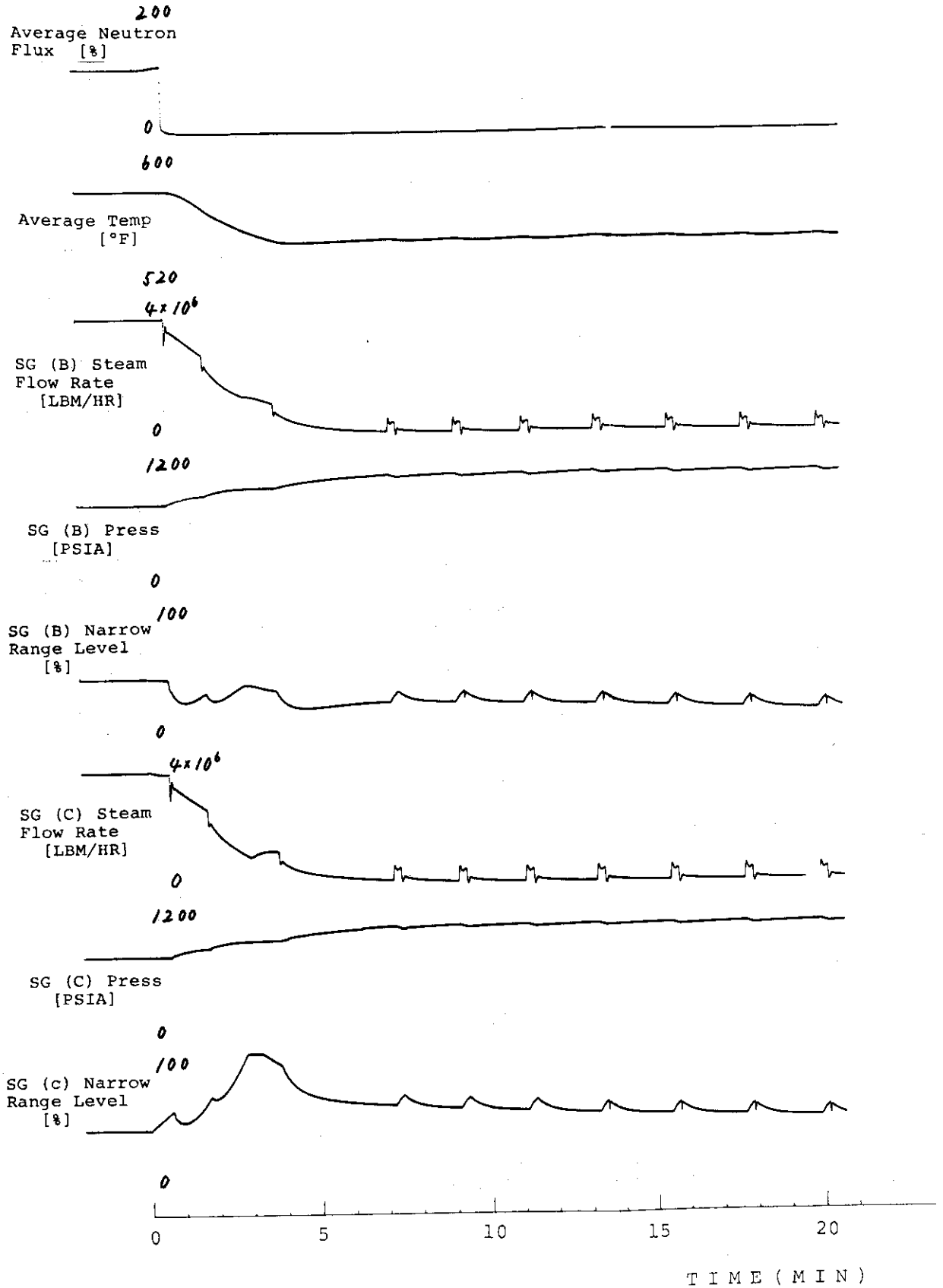


Fig.2.22 Transient behaviors caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails low" and "pres-surizer pressure control fails high".

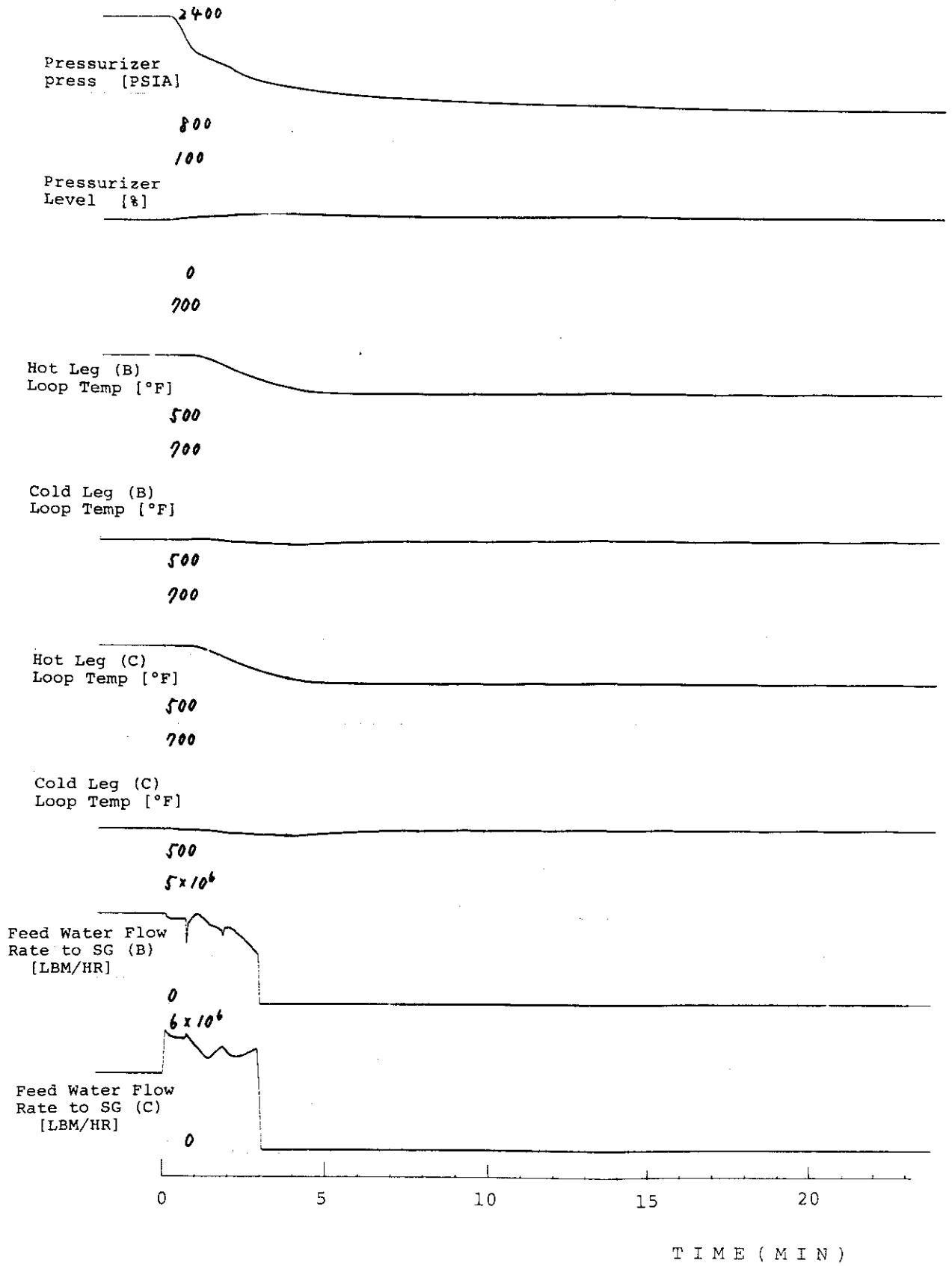


Fig.2.22 Continued

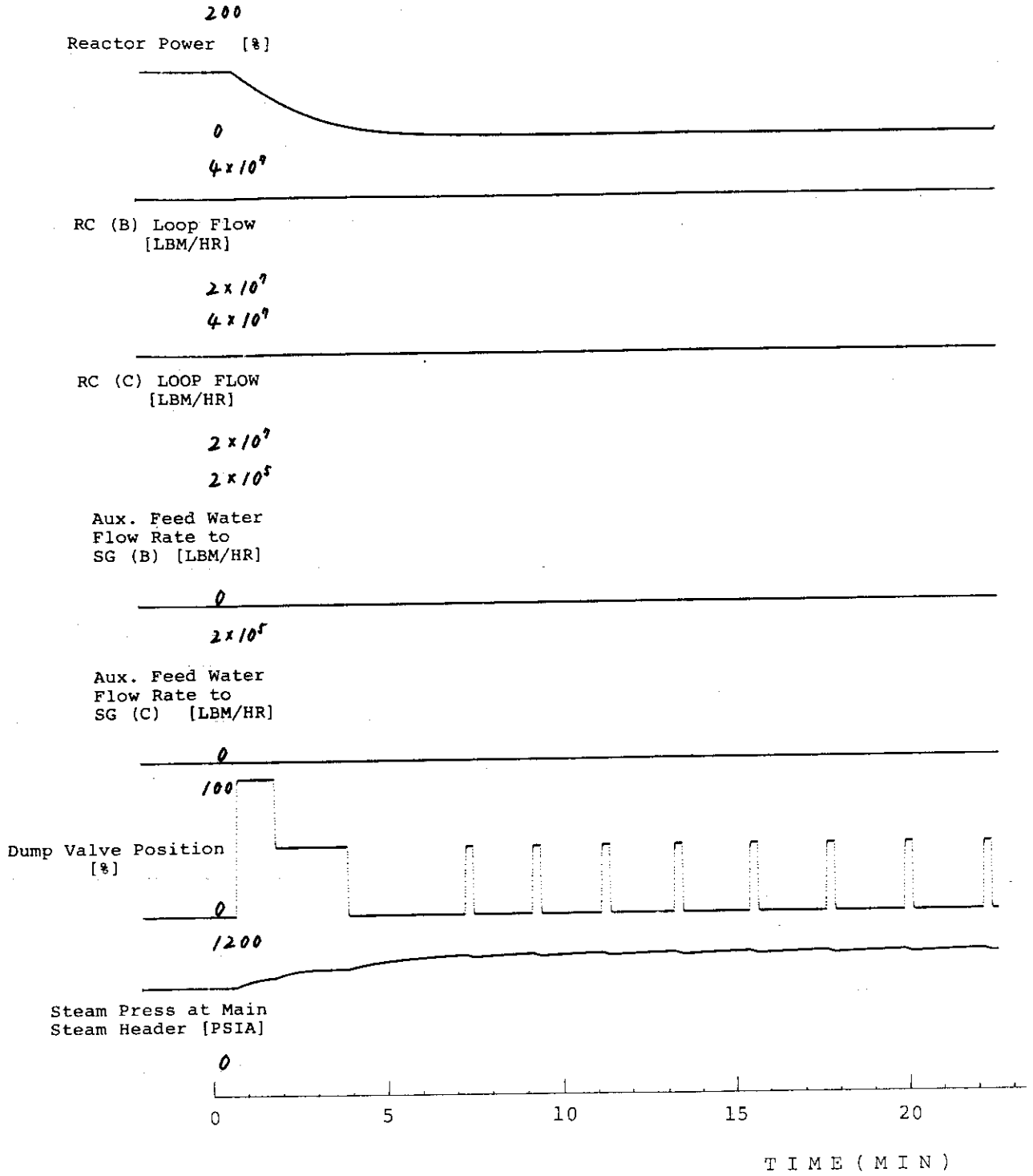


Fig.2.22 Continued

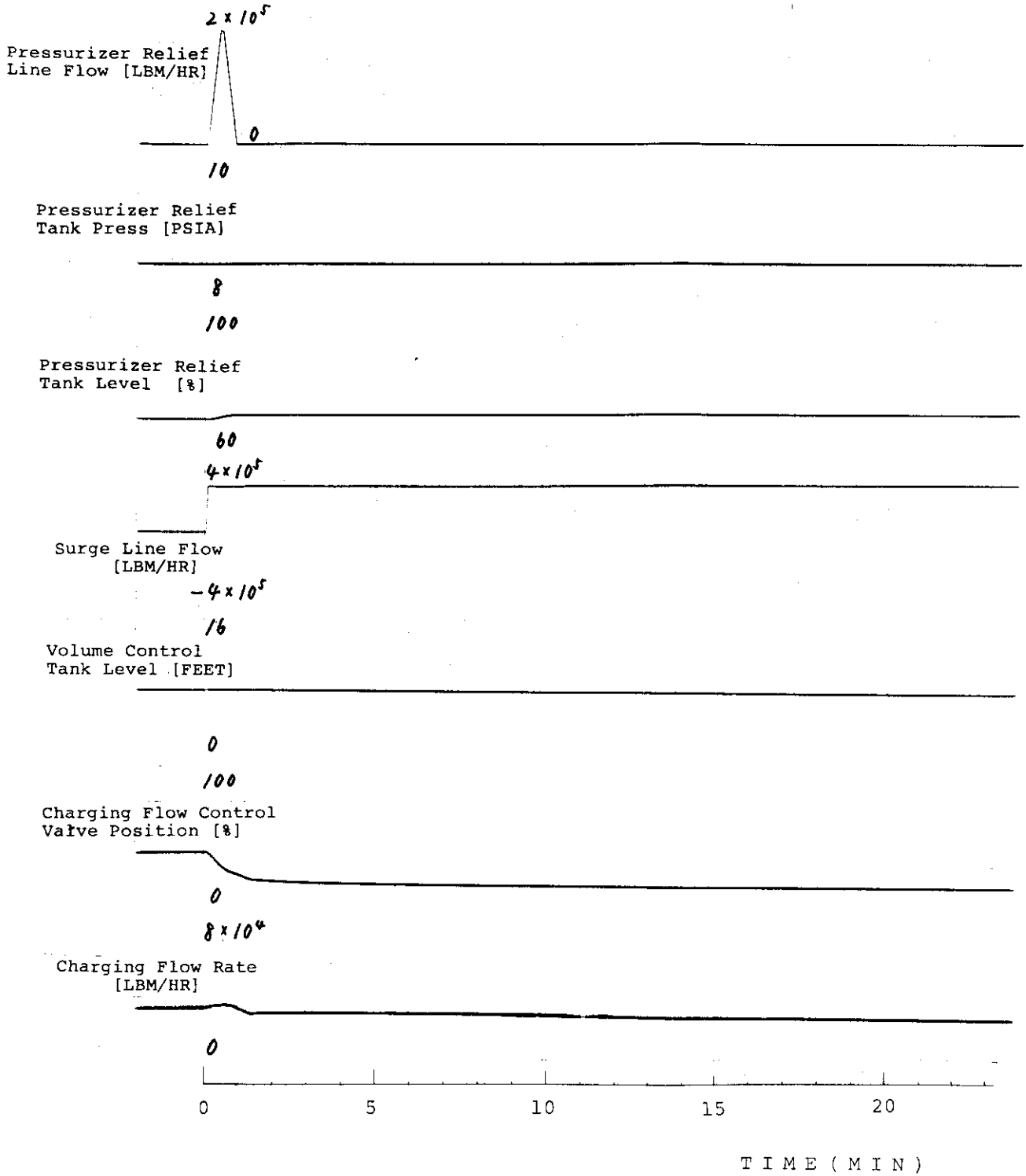


Fig.2.22 Continued

2.1.1 蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知および加圧器圧力制御系の圧力低誤検知

100%負荷運転中に、SG-C水位が2.10節同様、水位0の誤信号を水位制御装置が受ける。また同時に2.8節同様、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。この時の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2.23に、主要パラメータの変化を図2.24に示した。

加圧器圧力制御系は、2.8節同様、低圧の誤った信号により圧力を上げる方向に働く。従って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、実際の加圧器圧力が上昇してもスプレ-制御弁は作動せず圧力は更に上昇する。

約5分で加圧器圧力が2370PSIA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約3分で2485PSIAに達して、加圧器安全弁が作動する。それによって13分53秒には2332PSIAまで降下するがまた上昇を繰り返す。

給水流量は、SG-C水位0%の信号より2.10節と同様の变化を示す。なお、2.10節に比べてスクラムする時間が遅れているため、給水流量制御弁が T_{avg} の低下により全閉となる時間も約7分と2.10節より遅れている。

他のパラメータの変化は、SG-C水位を除いてほぼ2.8節と同様となる。

なお、Cループコールドレグ温度はSG-C給水量、水位の増加により伝熱量が増大するためA、Bループコールドレグ温度より低い値を示していることが解る。

Table 2.14 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "SG(C) level control fails low" and "pressurizer pressure control fails low".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Pressure Control Fails in Low Direction	00:00	Pressurizer Pressure Low
	Proportional Pressurizer Heater Output 100%	00:01	SG Level Error
	SG (C) Level Control Fails Low	01:02	SG (C) Level High
	SG (C) Level Increase Due to Increase Feedwater Flow to SG (C)	04:41	Reactor Scram Turbine Runback Rod Bottom Turbine Trip Steam Dump Armed Auto Stop Oil to Drain
00:05	Feedwater Control Valve for SG (C) Full Open		High Steam Line Flow Tavg/Tref Deviation
04:41	Reactor Scram Turbine Trip Steam Dump Valve Position 100%	05:23	Exciter Field Breaker Trip Generator trip
05:23	Generator Trip	05:46	Pressurizer Level Low
07:09	Feedwater Control Valves Full Close (Tavg 554°F)	09:45	Charging Flow Low
13:23	Pressurizer Safety Valve Open (PRZR Press 2485PSIA)	12:13	Let Down Line High Temp
		13:39	Pressurizer Relief Line High Temp
		21:47	Charging Flow Low
		23:49	Pressurizer Pressure High
		31:49	SG (B) Level Low

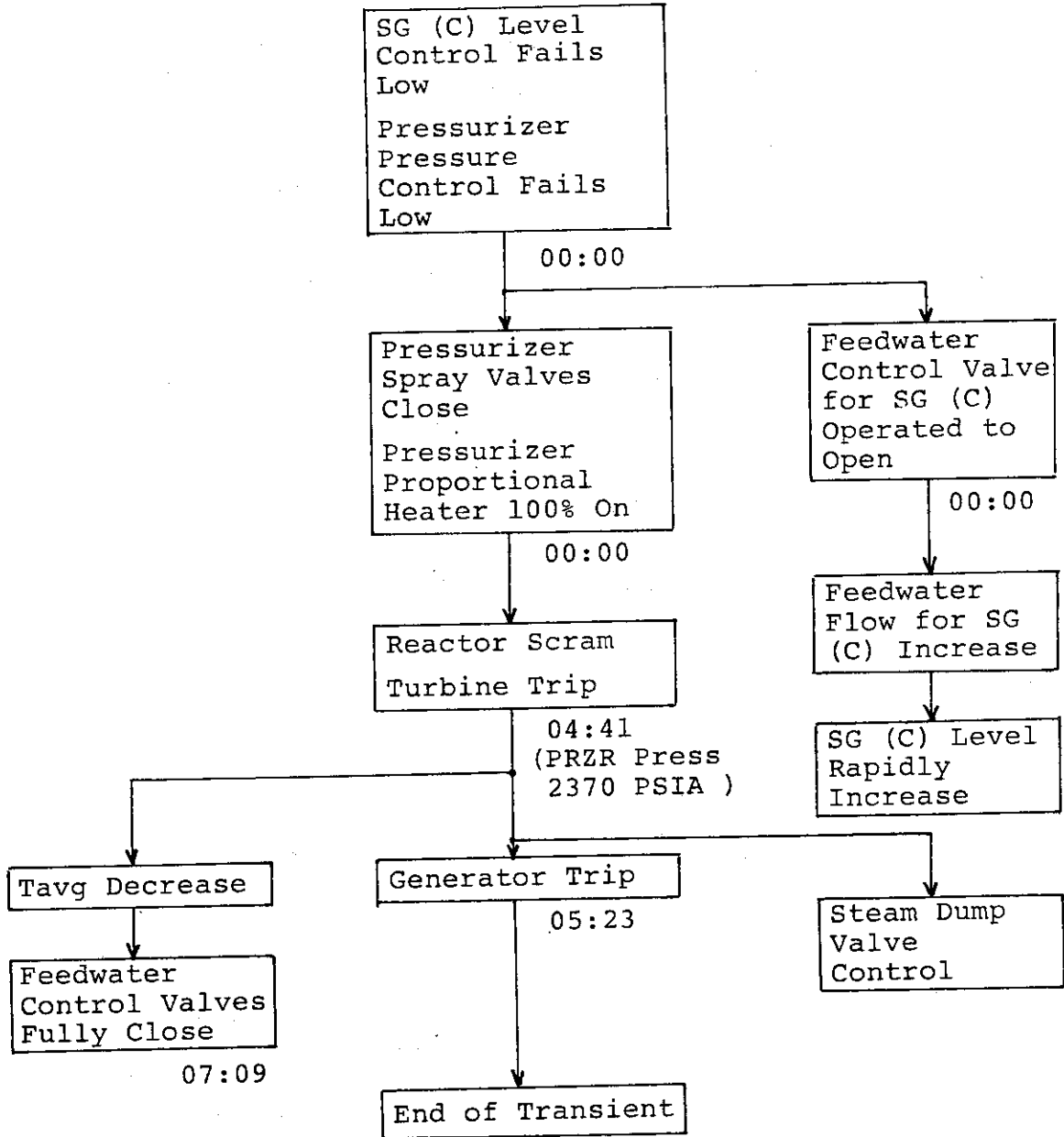


Fig.2.23 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails low" and "pressurizer pressure control fails low".

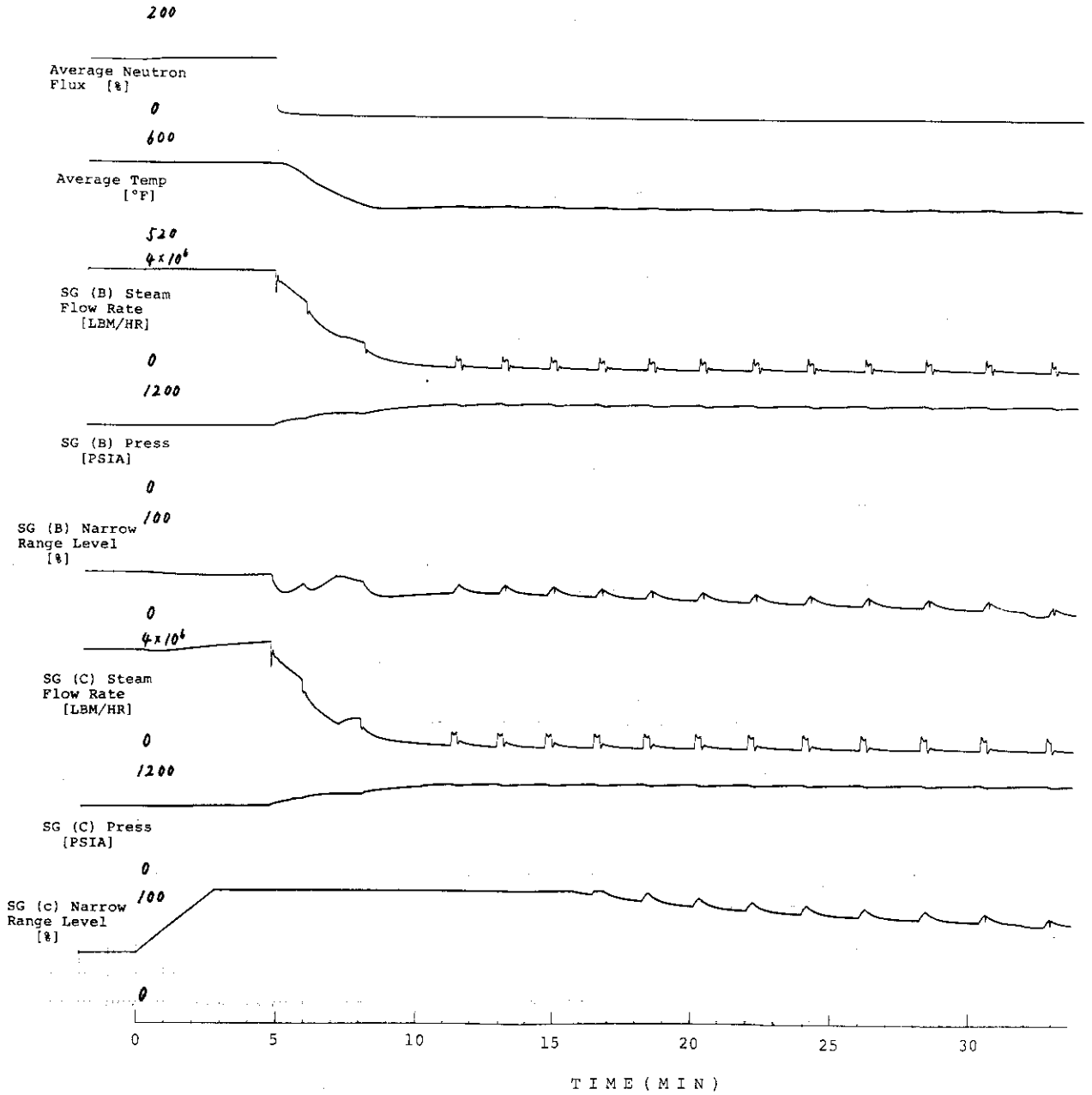


Fig.2.24 Transient behaviors caused by the malfunctions of "SG (C) level control fails low" and "pressurizer pressure control fails low".

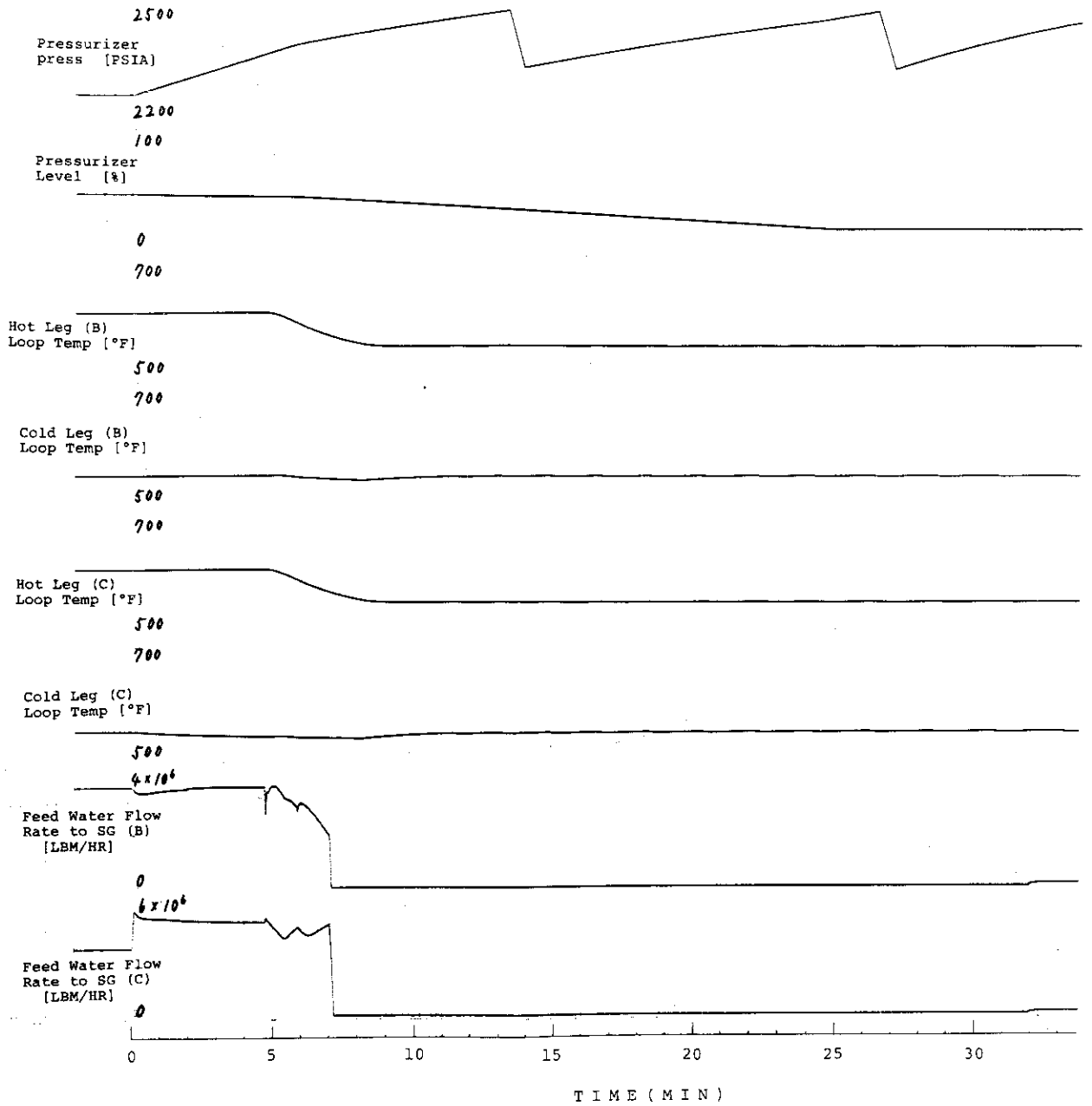


Fig.2.24 Continued

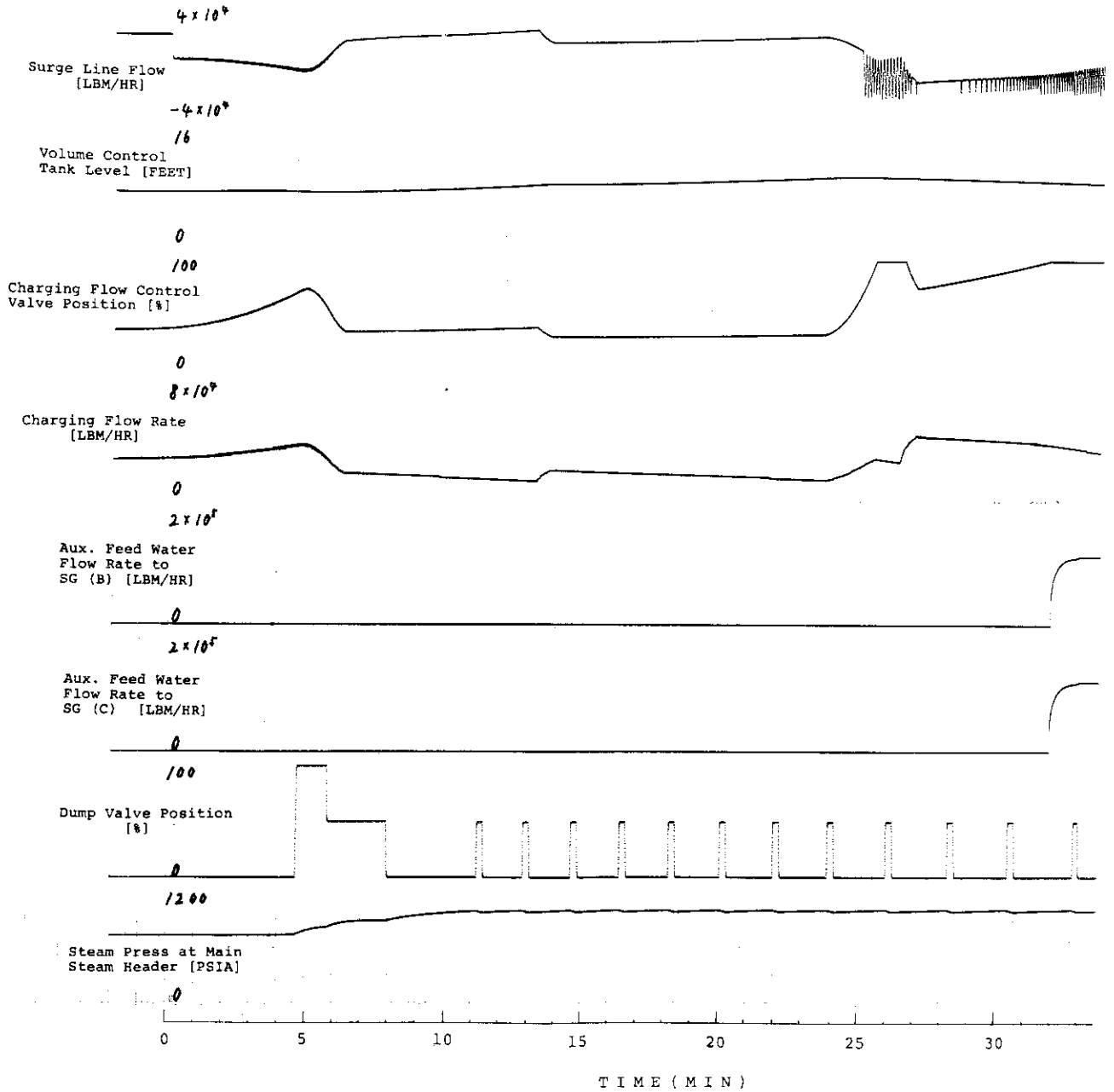


Fig.2.24 Continued

2.1.2 蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知およびコールドレグ温度計の高温誤検知

100%負荷運転中、SG-Cの水位信号が前節と同様、水位0の誤信号として水位制御装置に入力され、同時に、Aループのコールドレグ温度が実際の温度よりも高く検出される。

主要事象の生起時刻を表2.15に、主要パラメータの変化を図2.25に示す。

制御系では、冷却材平均温度 (T_{avg}) がAループのコールドレグの高温誤信号 (630°F) のために上昇し、従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。その結果、炉出力は低下しタービン発電機出力も遅れて低下する。

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、 T_{avg} と T_{ref} の偏差が大きいため約1分30秒までは制御棒挿入速度は速くなる。炉出力低下に伴いホットレグ温度が低くなるために偏差が小さく、従ってゆるやかな挿入となり約4分で相互のバランスがとれる。4分以降もSG-Cの伝熱量の増大に伴い、徐々にではあるが T_{avg} が低下する。

2分45秒、3分30秒のC、Dバンクの制御棒の引抜きは、 T_{ref} より T_{avg} が下回ったためである。

中性子束は、制御棒の挿入により約90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-C水位は、水位0%の信号によるCラインの給水流量増加のため急激に上昇し約2分5秒で100%に達する。

そしてその蒸気流量は、給水流量増加によるSG二次側冷却水温度低下による熱交換量の増加が原因で、0分で 3.5×10^6 [LBM/H] から50分で約 4.0×10^6 [LBM/H] へと増加する。

蒸気発生器水位制御装置の水位低誤検知のマalfunクシヨンによる単一事象においては(文献2)の2.18節参照)、SG-Cの伝熱量増大によってCループコールドレグが低下し、炉内にその低温の冷却材が流入する事によって反応度が大きくなり、LPRM(Local Power Range Monitor)の平均出力が増大し中性子束高により炉はスクラムしたが、今回は、Cループ冷却材温度低下による正の反応度が加わっても、それ以前にAループコールドレグ温度誤高検知により制御棒が挿入されて中性子束が低下しているための炉はスクラムに致らない。

充てん流量制御弁は、0分0秒より T_{avg} が上昇するため開度が増加していく。しかし、制御棒が挿入されて T_{avg} が下降してくるため約3分からは充てん流量制御弁開度は減少傾向へと転ずる。 T_{avg} の変化割合は、制御棒連続挿入が終了する4分過ぎからは小さくなる。10分には、充てん流量制御弁開度減少による加圧器水位の低下が T_{avg} の標準化した値より、逆に下回る様になり11分からは充てん流量制御弁開度は増加傾向へと転ずる。この様な操作を繰り返して充てん流量制御弁開度、充てん流量、サージライン流量、加圧器水位、VCT水位は振動を繰り返す。

Table 2.15 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "SG(C) level control fails low" and "RTD in cold leg A fails high".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Resister Temperature Detector Failure High in Clold Leg of Loop A	00:00	Tavg/Tref Deviation
	Initiation of Insertion of Control Rod Bank D	00:01	SG Level Error
	SG (C) Level Control Fails Low	00:59	SG (C) Level High
	SG (C) Level Increase Due to Increase Feedwater Flow to SG (C)	12:33	High Steam Line Flow
00:05	Feedwater Control Valve for SG (C) Full Open		
01:27	Initiation of Insertion of Control Rod Bank C		
02:05	SG (C) Level 100%		
04:05	Completion of Insertion of Control Rod Bank D		

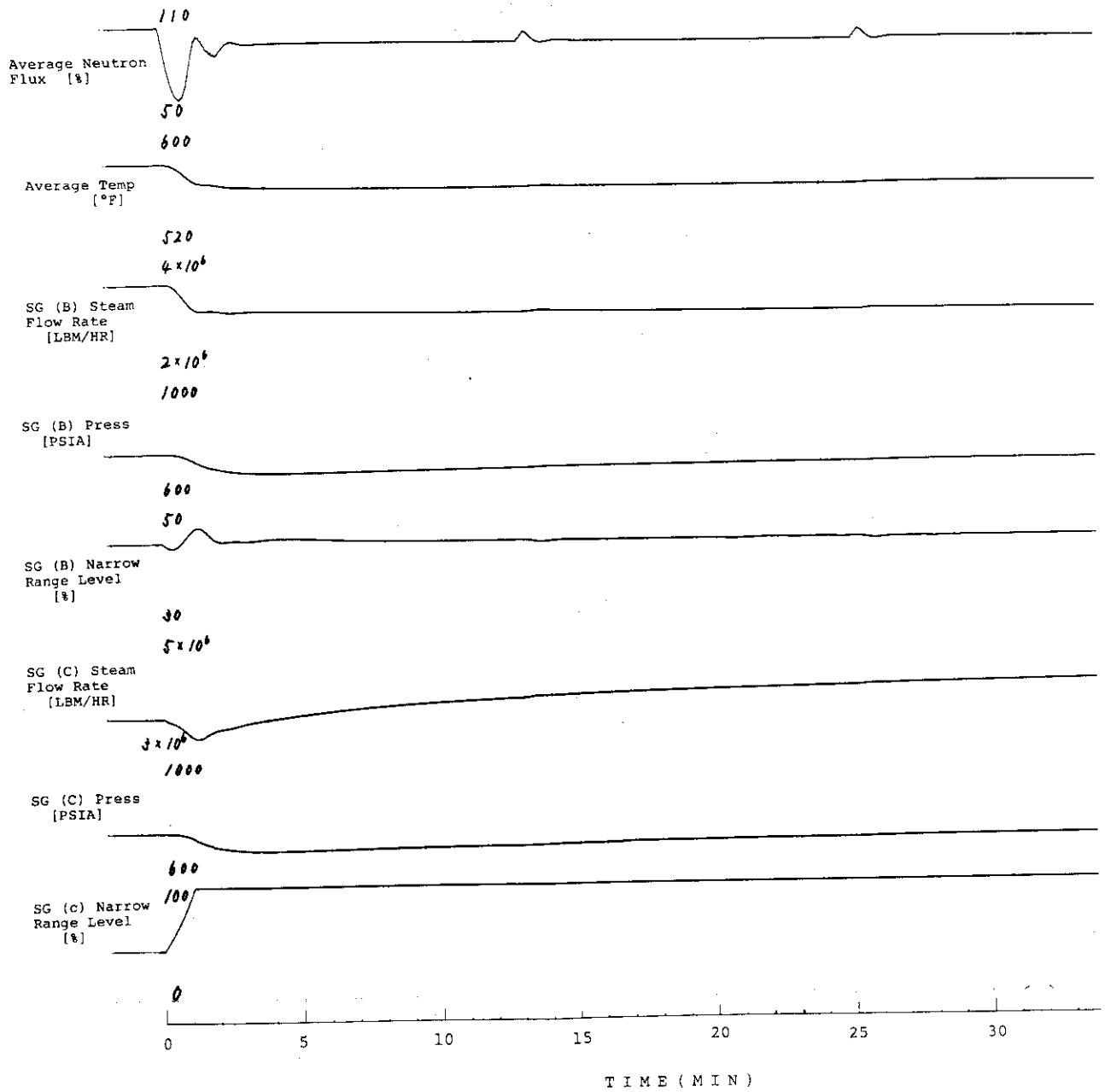


Fig.2.25 Transient behaviors caused by the malfunctions of "SG(C) level control fails low" and "RTD in cold leg A fails high".

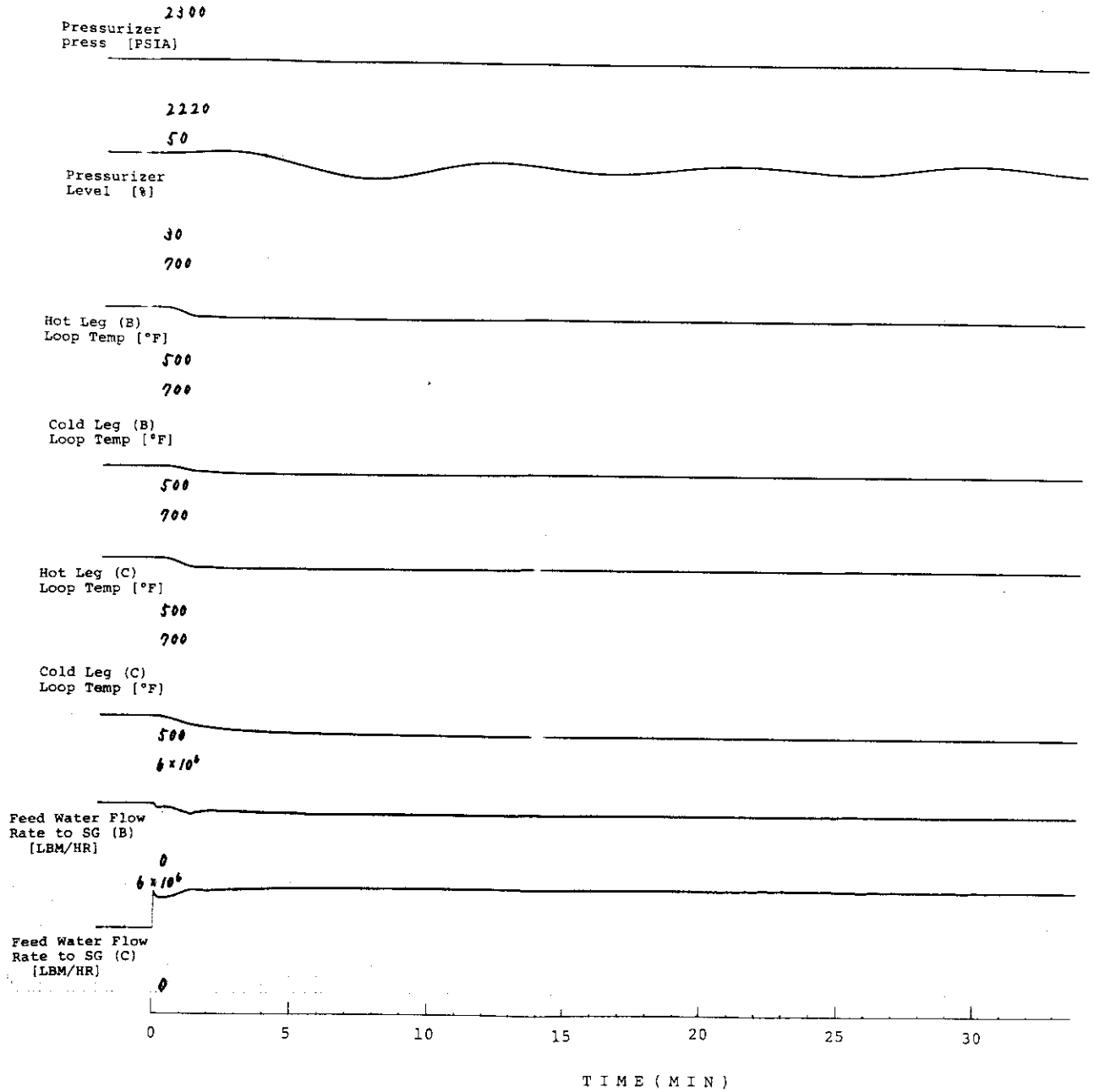


Fig.2.25 Continued

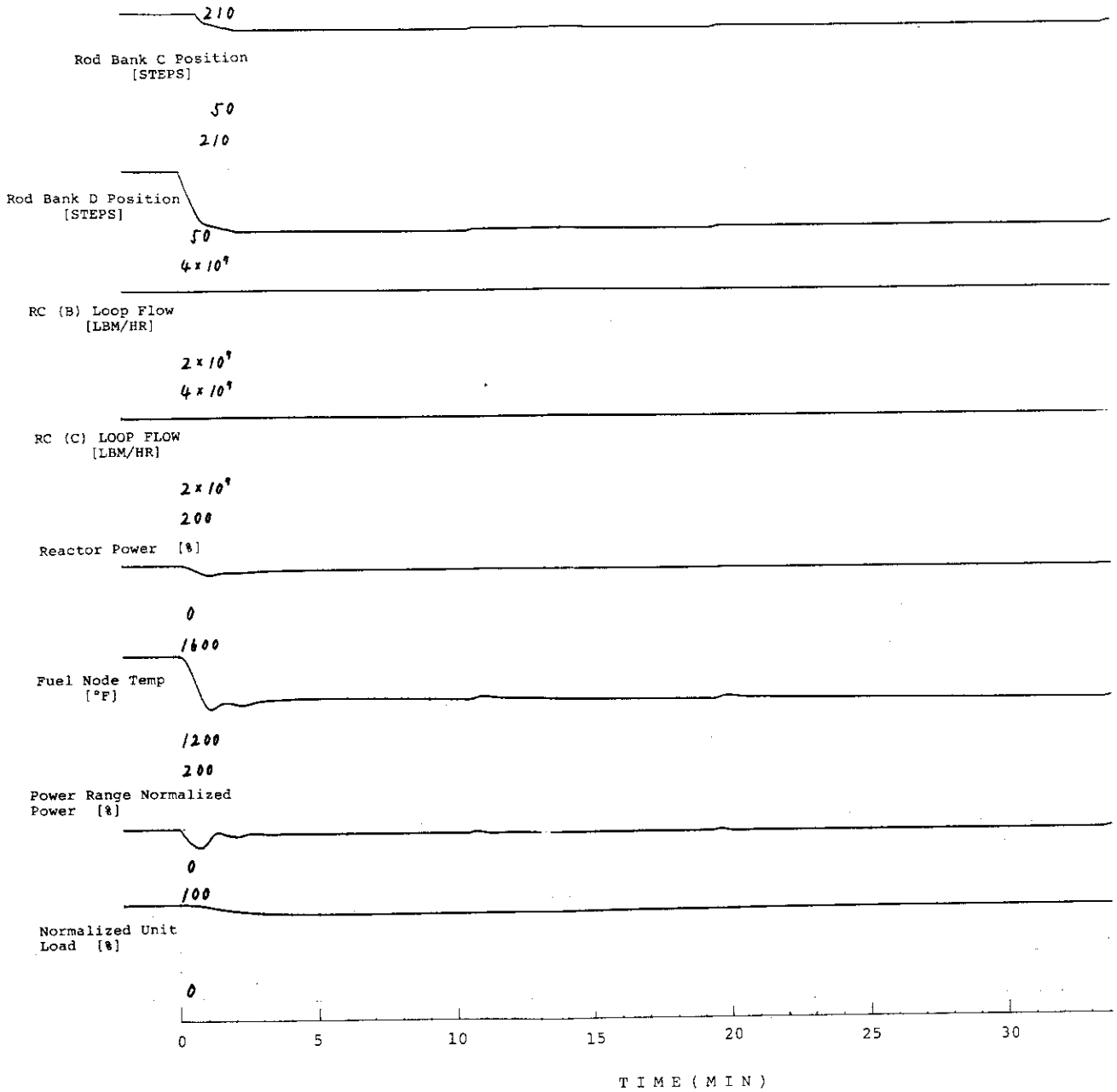


Fig.2.25 Continued

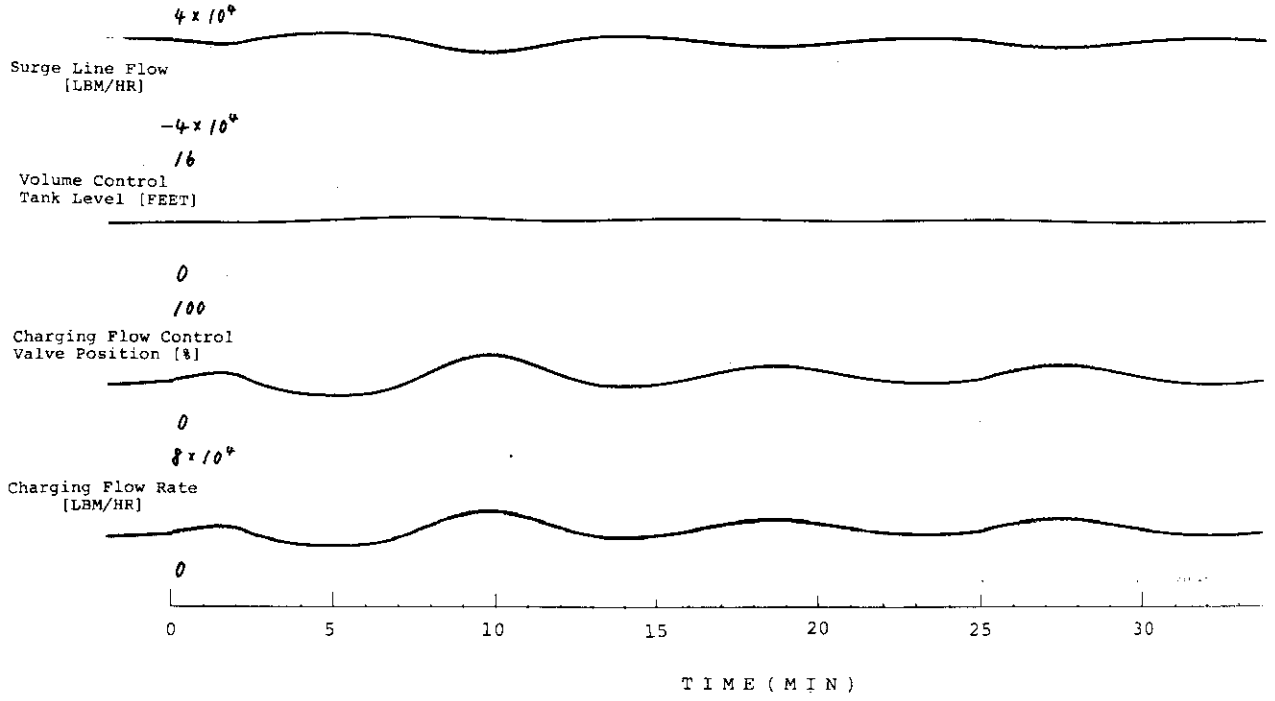


Fig.2.25 Continued

2.1 3 コールドレグ温度計の高温誤検知および加圧概圧力制御系の高圧誤検知

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。また、同時に加圧器圧力制御回路の故障により2.10、2.13同様、実際の加圧器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場合を想定する。

主要事象の生起時刻を表2.16に、また、事象シーケンスを図2.26に主要パラメータの変化を図2.27に示す。

2.12と同じ様に、制御棒の挿入が0秒から始まる。その結果、炉出力も低下するが0分39秒にはスクラム信号により制御棒位置は0〔STEP〕となる。

その後の各パラメータの変化は、2.10、2.12とほぼ同様である。

Table 2.16 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "RTD in cold leg A fails high" and "pressurizer pressure control fails high".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Pressure Control Fails in High Direction	00:00	Pressurizer Pressure High
	Pressurizer Relief Valve Open (in 52 sec)		Tavg/Tref Deviation
	Resister Temperature Detector Failure High in Cold Leg of Loop A	00:24	Pressurizer Relief Line High Temp
	Initiation of Insertion of Control Rods	00:39	Reactor Scram
00:39	Reactor Scram (PRZR Press 1875PSIA)		Turbine Runback
	Turbine Trip		Rod Bottom
	Steam Dump Valve Position 100%		Turbine Trip
01:21	Generator Trip		Steam Dump Armed
03:58	Feedwater Control Valves Close (Tavg 554°F)		Auto Stop Oil to Drain
27:40	Auxiliary Feedwater Pumps Start (SG Level 13% 2/3)	01:21	High Steam Line Flow
			Exciter Field Breaker Trip
			Generator Trip
		02:04	Pressurizer Level High
		02:43	High Steam Line Flow
		03:25	Tavg High
		13:08	SG Level Error
		27:40	SG (B) Level Low
			SG (C) Level Low

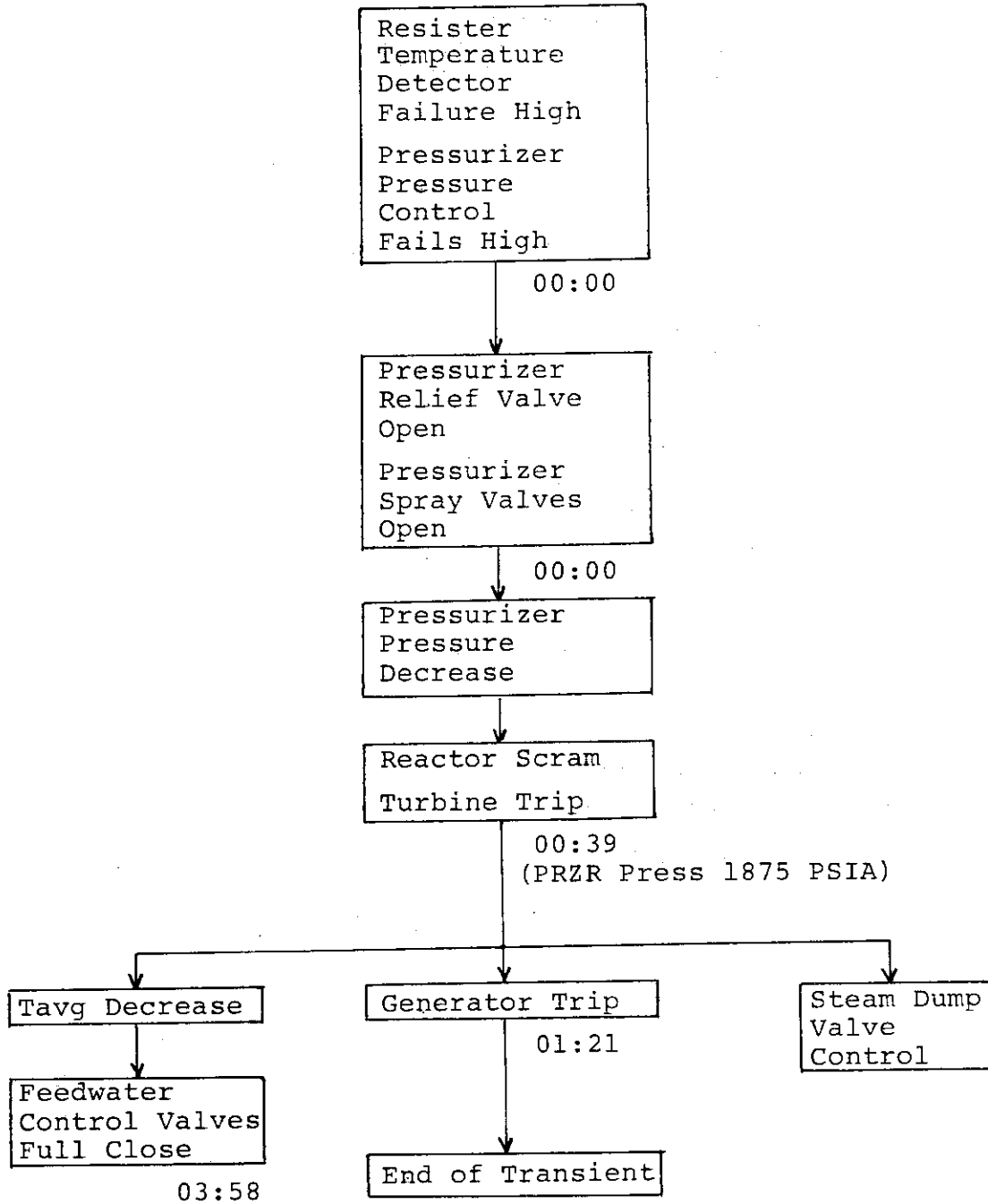


Fig.2.26 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "RTD in cold leg A fails high" and "pressurizer pressure control fails high".

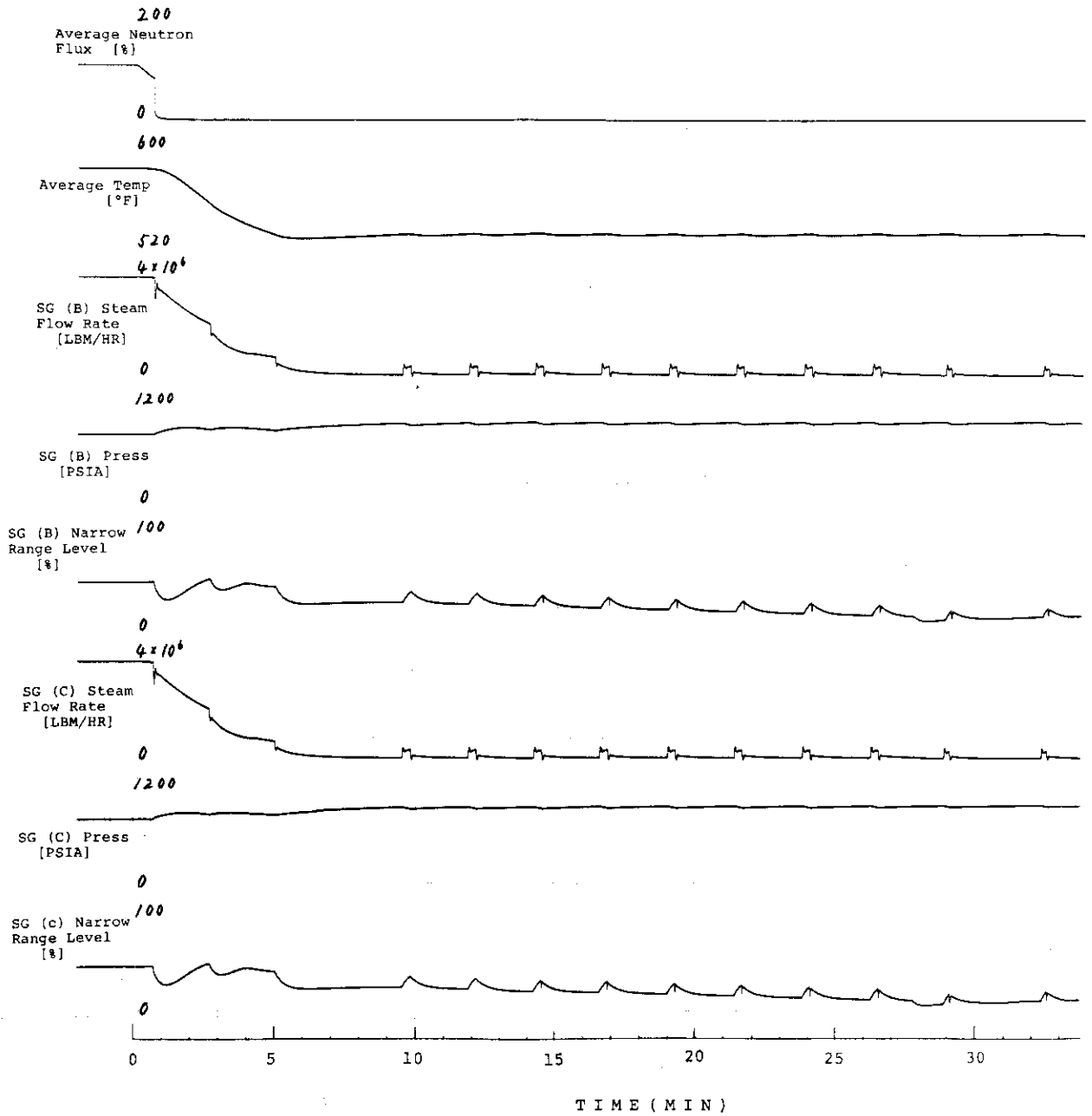


Fig.2.27 Transient behaviors caused by the malfunctions of "RTD in cold leg A fails high" and "pressurizer pressure control fails high".

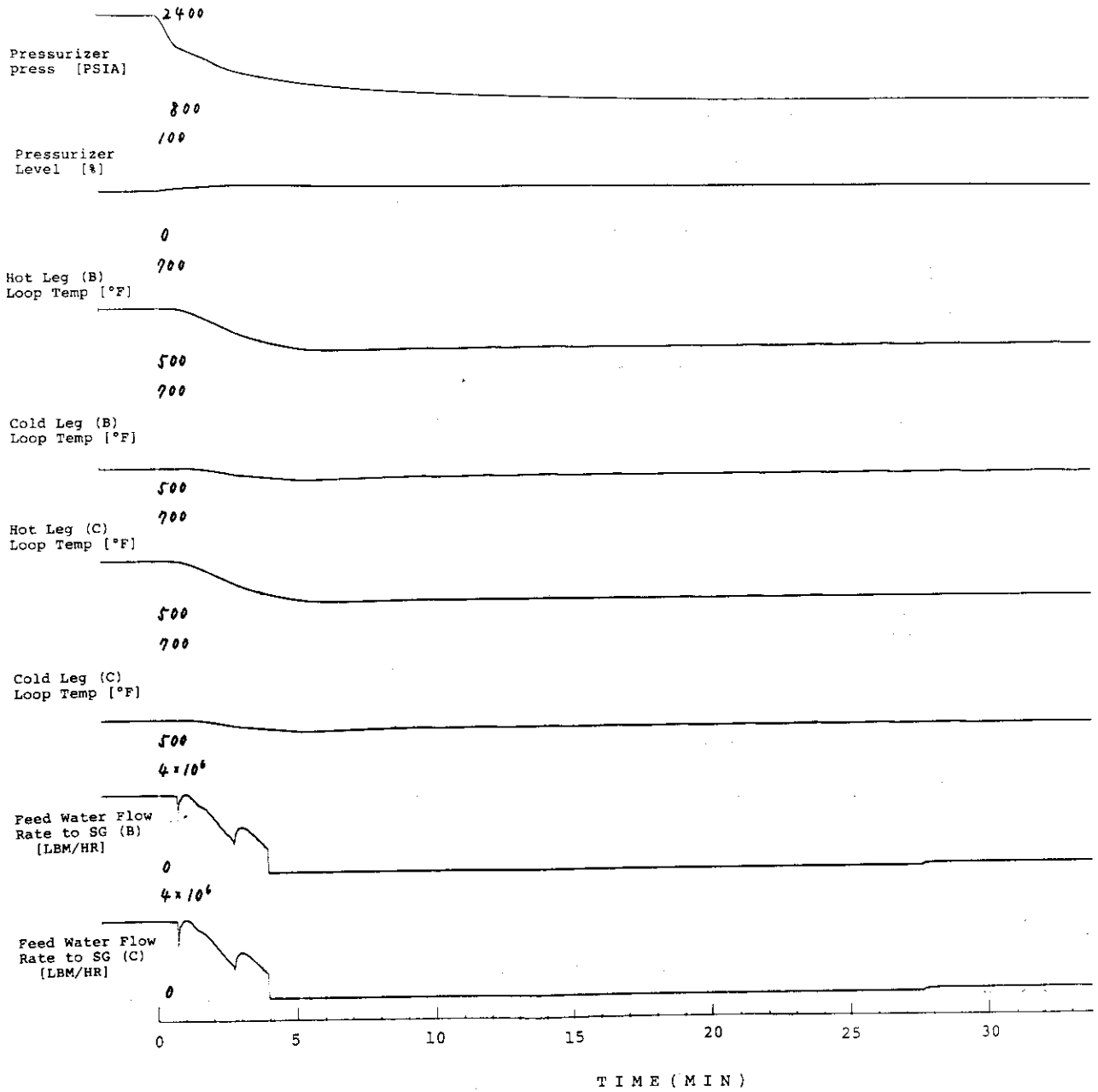


Fig.2.27 Continued

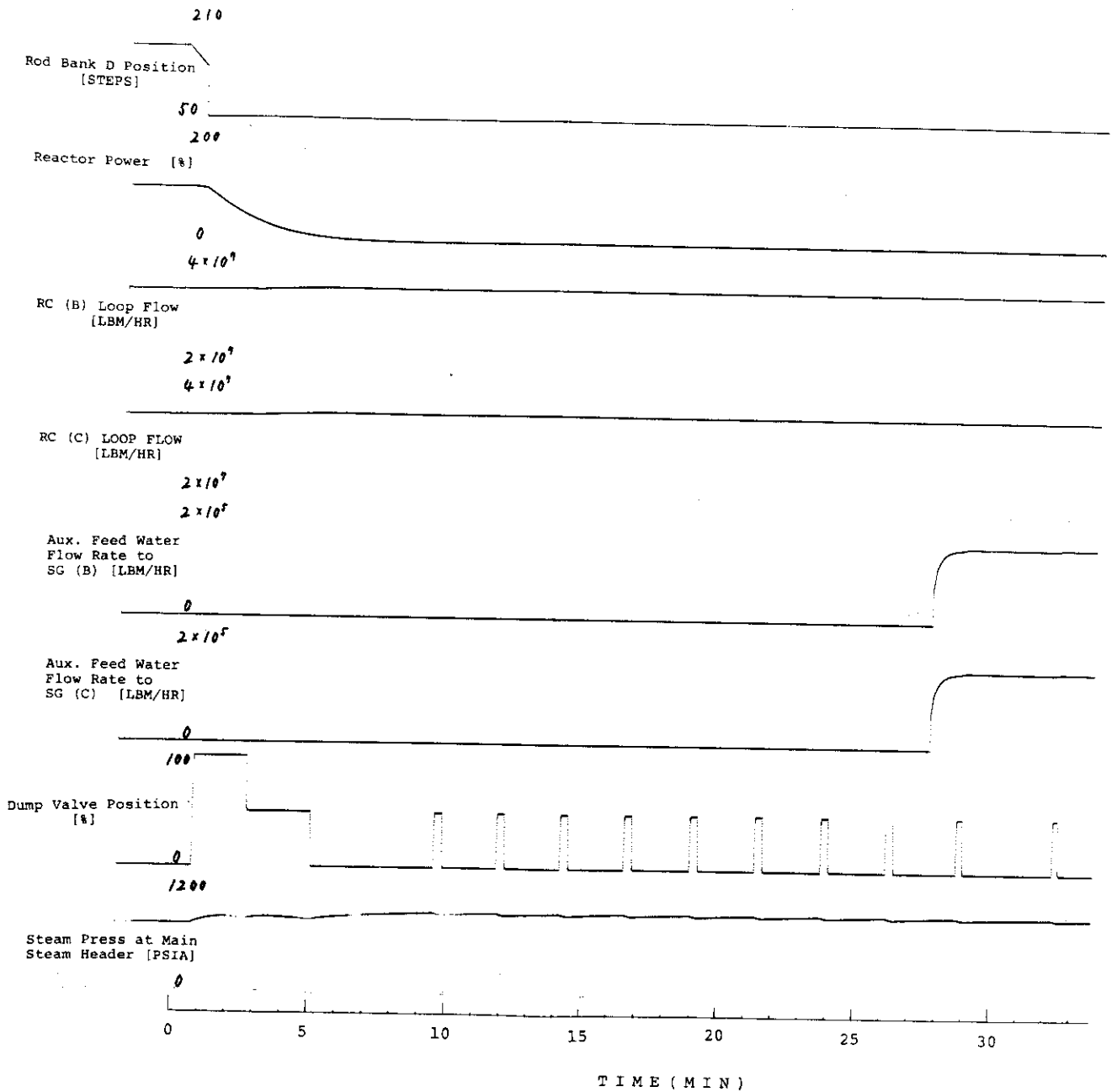


Fig.2.27 Continued

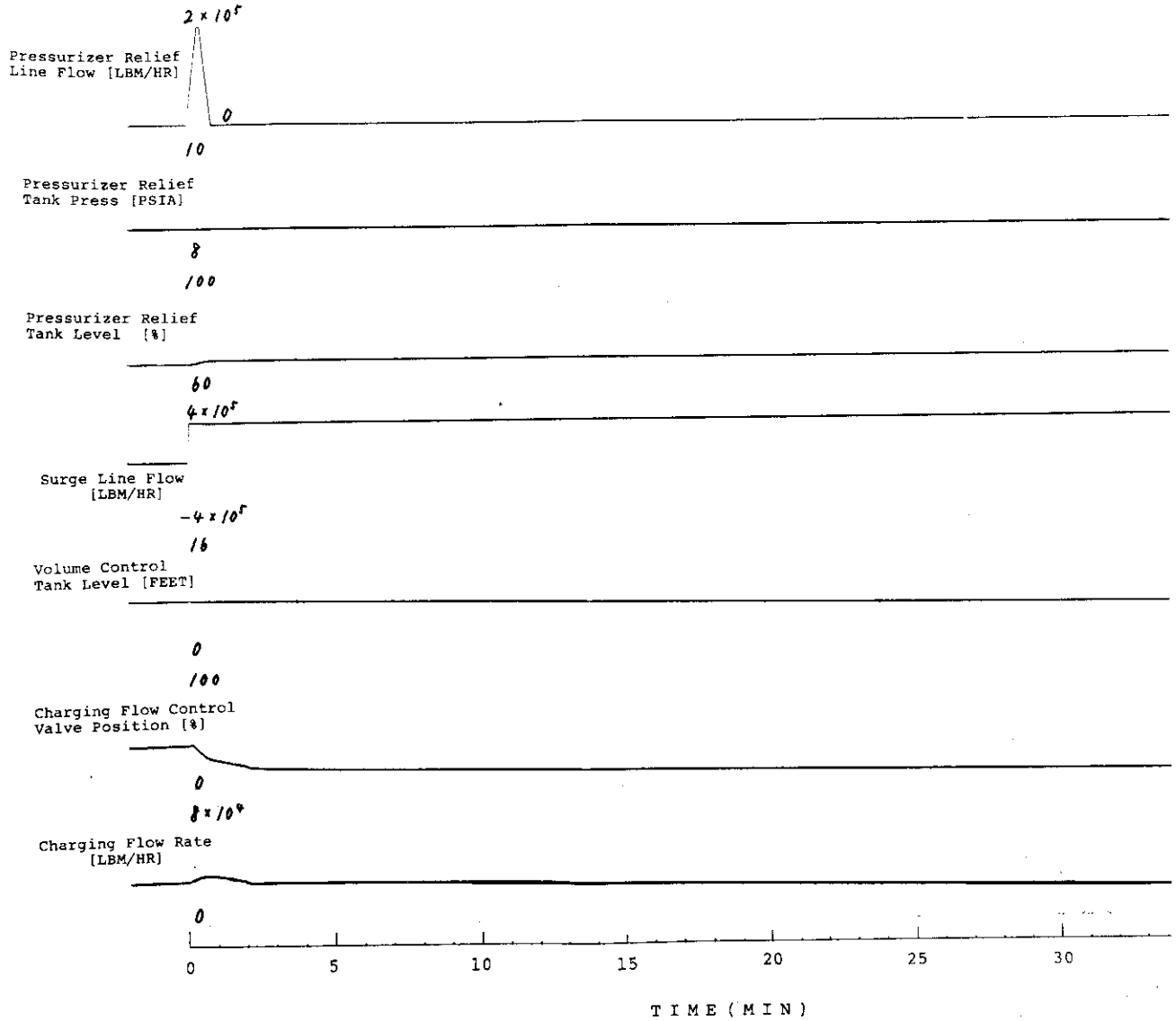


Fig.2.27 Continued

2.1.4 コールドレグ温度計の高温誤検知および加圧器圧力制御系の低圧誤検知

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。

また、同時に加圧器圧力制御回路の故障により、前節とは逆に実際の加圧器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場合を想定する。

主要事象の生起時刻を表 2.1.7 に、また、事象シーケンスを図 2.2.8 に主要パラメータの変化を図 2.2.9 に示す。

前節と同様、制御棒の挿入が0秒から始まる。2.1.5の時と同様にTavgとTrefの偏差が大きい、約1分30秒までは制御棒挿入速度は速く、それ以降はゆるやかな挿入へ移行する。2分08秒には、誤って実際の温度より高く検出されているTavgも、制御棒連続挿入による炉出力の低下により減少し、Tavg/Tref Deviationのアラーム信号もリセットしている。

加圧器圧力は、2.1.4の時と同様に、4分28秒には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は圧力誤低信号のためオンの状態が続き、さらに炉の崩壊熱等も加わることにより加圧器圧力は上昇し15分で2485〔PSIA〕に達して加圧器安全弁が作動する。

以後はこの開閉動作がくり返される。炉スクラム以降の加圧器水位、充てん流量、サージライン流量、他の二次系のパラメータの変化は2.1.1、2.1.4とほぼ同様の变化を示す。

Table 2.17 Major events and annunciators caused by the malfunctions of "RTD in cold leg A fails high" and "pressurizer pressure control fails low".

TIME [MIN:SEC]	EVENT	TIME [MIN:SEC]	ANNUNCIATORS
00:00	Pressurizer Pressure Control Fails in Low Direction	00:00	Pressurizer Pressure Low
	Proportional Pressurizer Heater Output 100%		Tavg/Tref Deviation
	Resister Temperature Detector Failure High in Cold Leg of Loop A	04:28	Reactor Scram
	Initiation of Insertion of Control Rods		Turbine Runback
04:28	Reactor Scram		Rod Bottom
	Turbine Trip		Turbine Trip
	Steam Dump Valve Position 100%		Steam Dump Armed
05:10	Generator Trip	05:10	Auto Stop Oil to Drain
06:47	Feedwater Control Valves Full Close (Tavg 554°F)		High Steam Line Flow
14:48	Pressurizer Safety Valve Full Open (PRZR Press 2485PSIA)	05:23	Exciter Field Breaker Trip
23:40	Let Down Isolation	06:13	Generator Trip
30:50	Auxiliary Feedwater Pumps Start	08:44	Pressurizer Level High
		11:02	Tavg Low
		14:27	SG Level Error
		15:04	Charging Flow Low
		22:20	Let Down Line High Temp
		27:57	Pressurizer Relief Line High Temp
		30:50	Pressurizer Level Low
			Pressurizer Relief Line High Temp
			SG (B) Level Low
			SG (C) Level Low

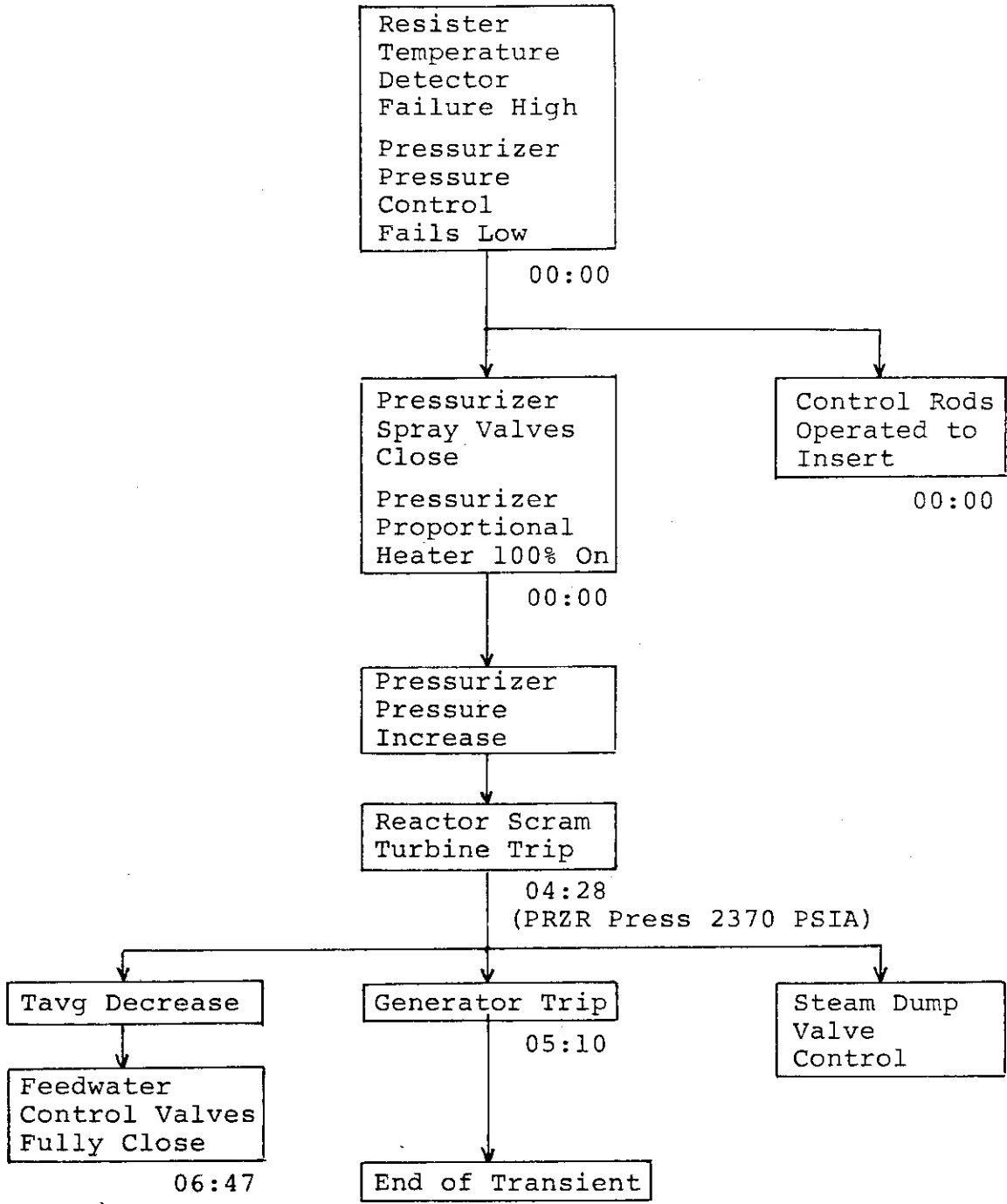


Fig.2.28 Sequence diagram of major events caused by the malfunctions of "RTD in cold leg A fails high" and "pressurizer pressure control fails low".

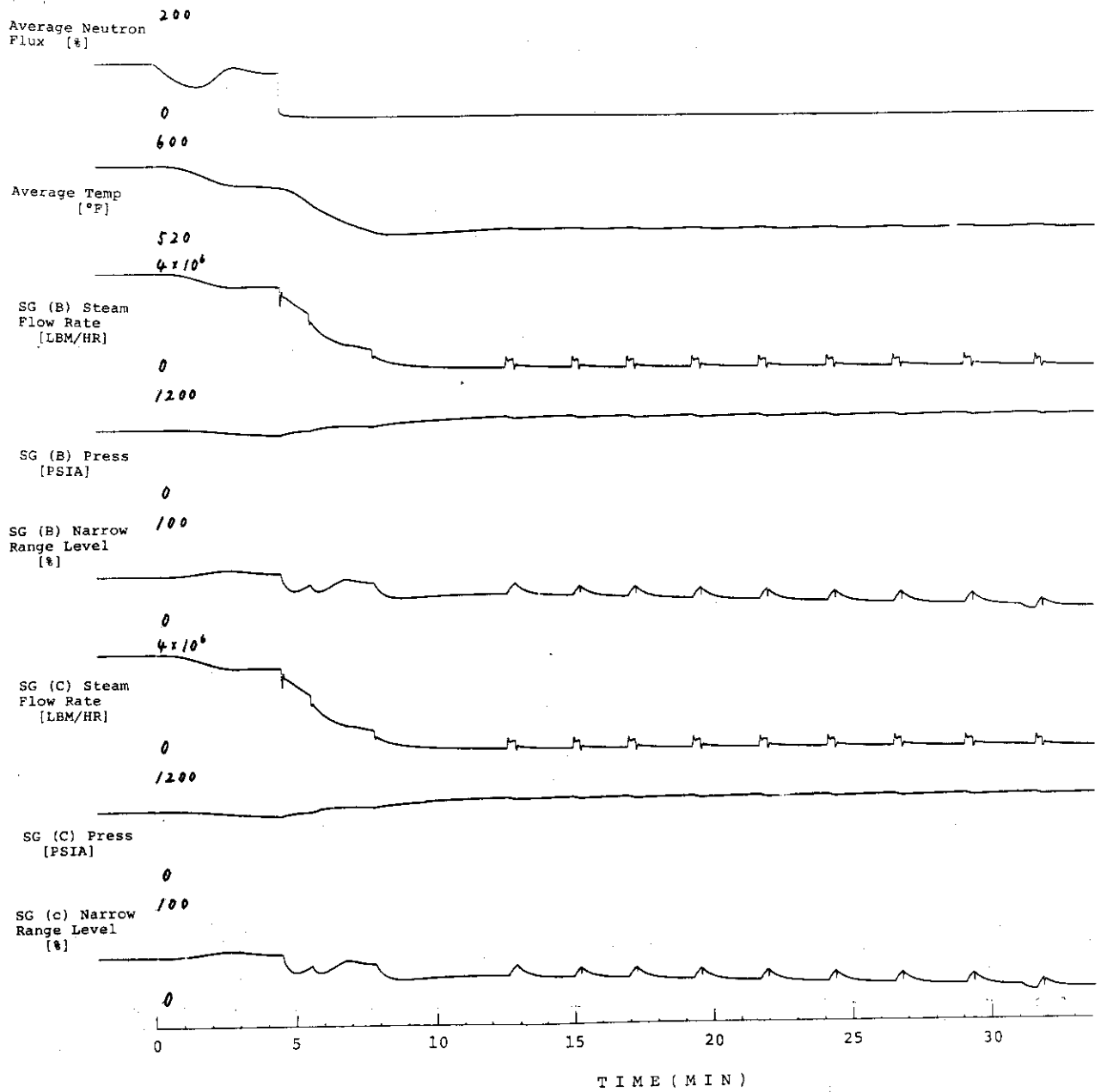


Fig.2.29 Transient behaviors caused by the malfunctions of "RTD in cold leg A fails high" and "pres-surizer pressure control fails low".

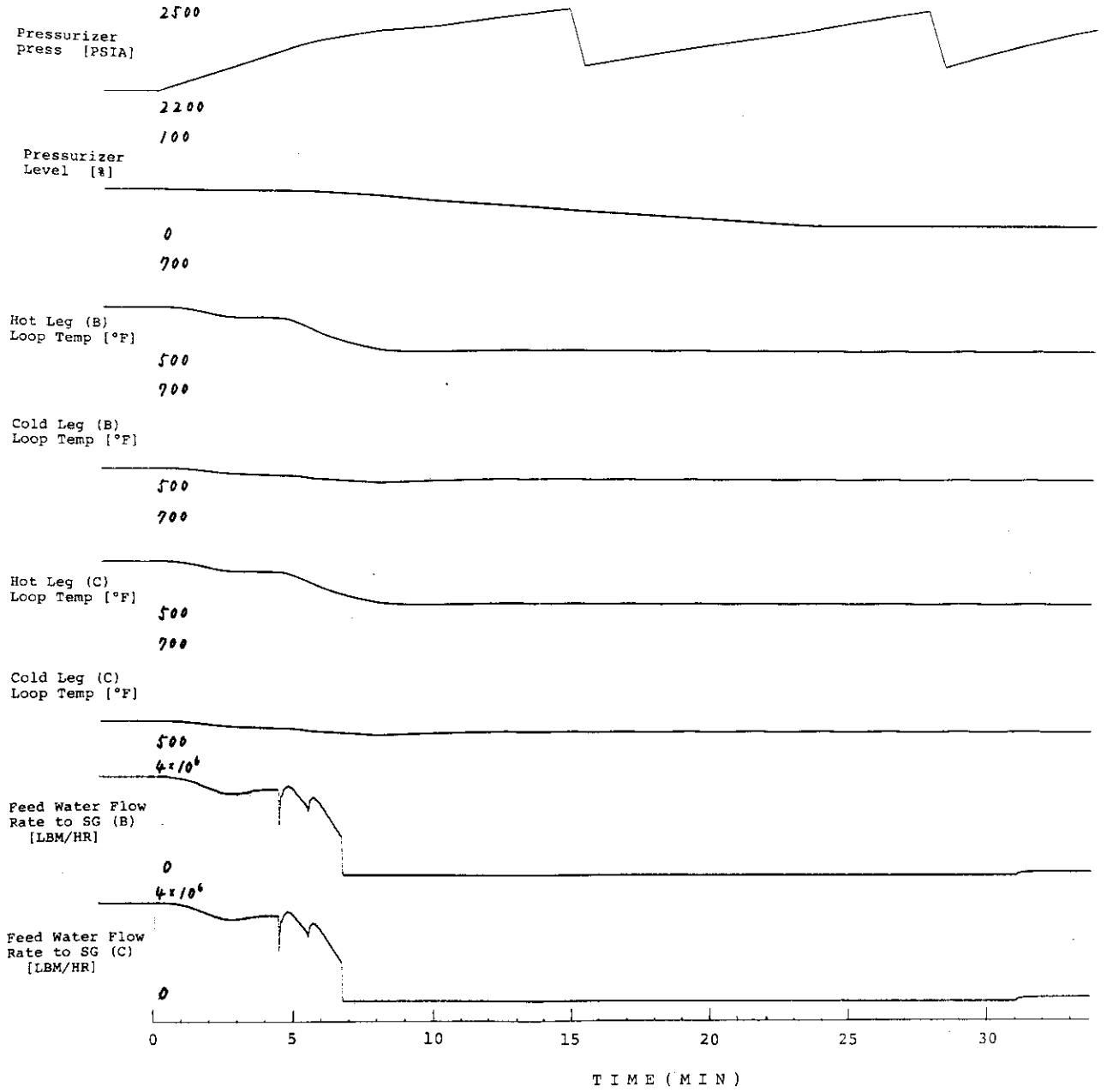


Fig.2.29 Continued

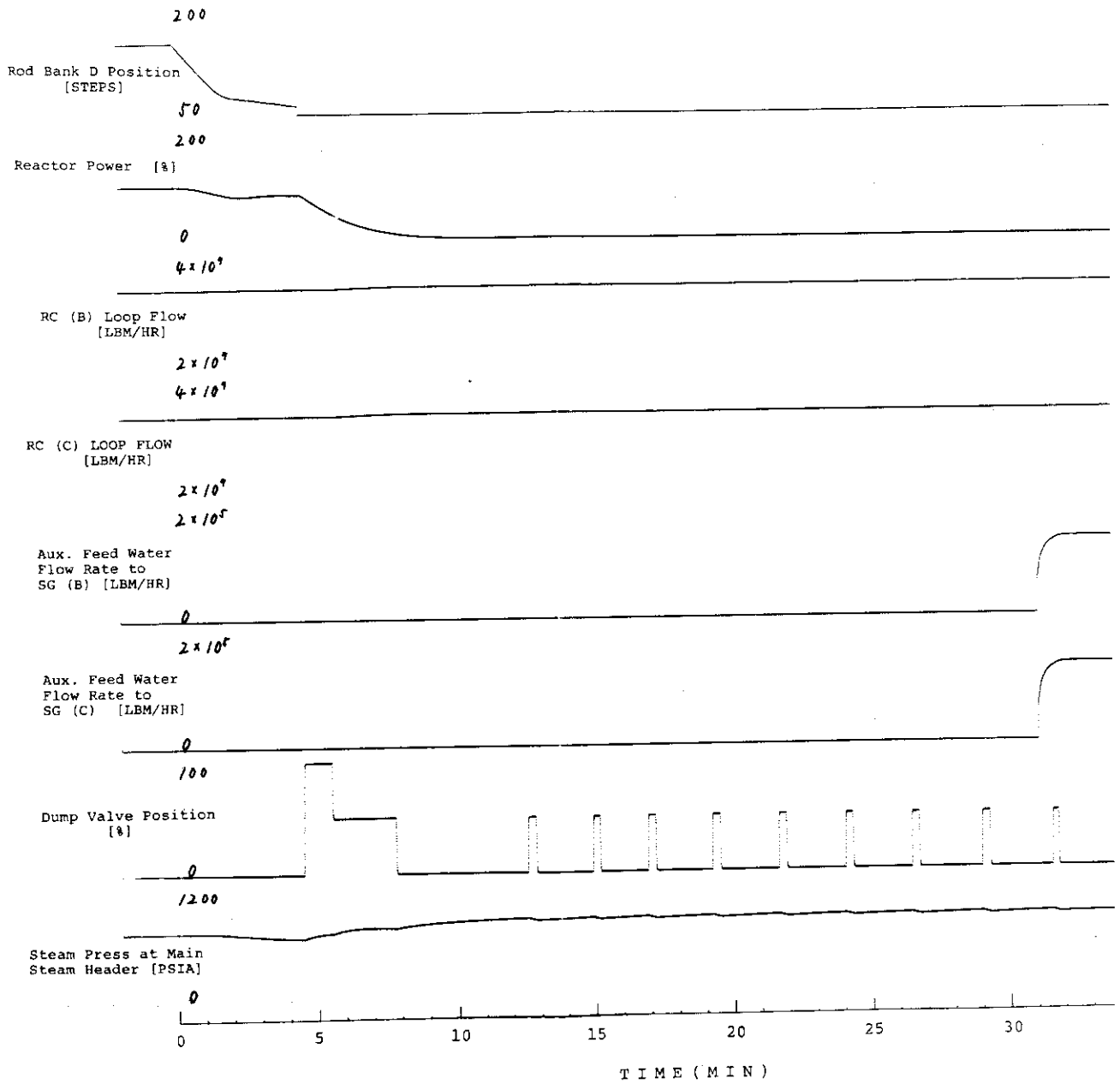


Fig.2.29 Continued

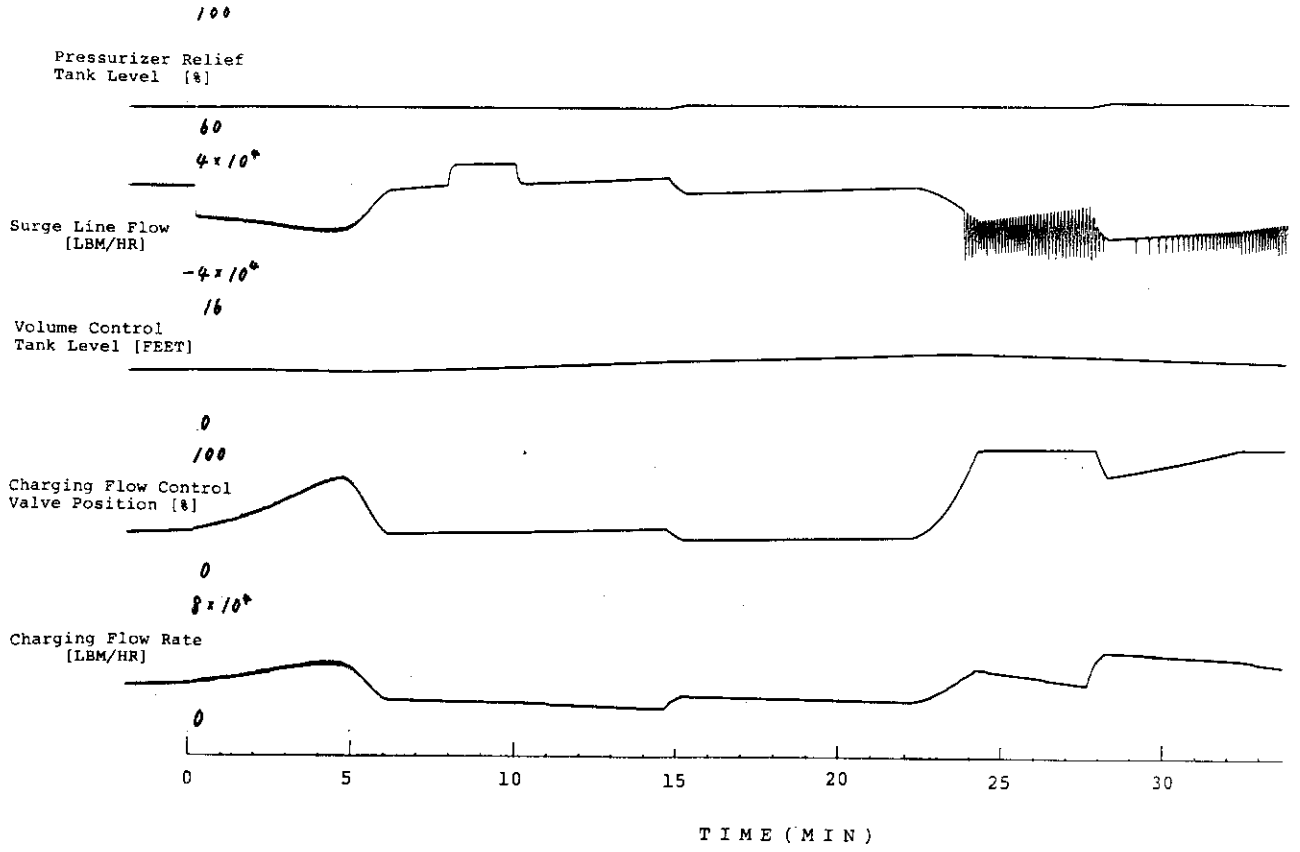


Fig.2.29 Continued

3. 結 言

多重故障時の事故解析として、一次冷却水の漏洩、充てん流量の喪失、給水喪失、タービントリップ等の組合せと、制御系のセンサーの故障を組合せた場合とを実行した。

充てん流量の喪失に対しては、SGの伝熱管破損、主冷却水ループのRTD部分からの漏洩および制御棒のメカニズムハウジングの破損による冷却水の漏洩の3ケースについて組合せている。結果は充てん流量の喪失による加圧器水位の低下が早くなるだけレットダウン弁の閉じる時間が早くなりスクラム時間も早くなる。

加圧器逃し弁開固着とSG給水流量の喪失の組合せでは、加圧器逃し弁が数%開となり圧力低下後もその開度で固着する場合と全開後固着する場合とにわけている。前者は他ケースの冷却水の微少漏洩と同様の現象であるが、後者はTMI事故で観測されたように加圧器が冷却水で満水となる現象が再現された。両者の場合に対しSG補助給水流量の有無の効果は、一次系の主要パラメータへの影響はほとんどなく、SG主蒸気ダンプ弁の開閉頻度が異なる程度である。即ち、補助給水が有る場合はダンプ弁開閉間隔が1.5倍以上長くなっている。

タービントリップと余剰蒸気の処理機能（主蒸気ダンプ弁、大気放出弁）の喪失の組合せでは、ダンプ弁のみの故障と両者共に故障の2ケースを行っている。前者の方が後者よりSG圧力、主冷却水平均温度共に低いという一般的傾向が再現されている。

制御系のセンサーの故障では、一次系は加圧器圧力制御系圧力センサーの高及び低誤検知と主冷却ループのRTDの高誤検知、二次系は給水制御系水位センサーの高及び低誤検知の5種類を2種類づつ組合せている。

これらの組合せの8ケースのうち6ケース（圧力の高又は低誤検知を含むケース）が加圧器の圧力高又は低によりスクラムしており、1ケース（RTDの誤検知と水位高誤検知）がSG水位低によるスクラム、残りの1ケース（RTDの高誤検知と水位低誤検知）はスクラムしていない。従って、加圧器圧力制御系の故障はスクラムに直接的な影響を与えることから、原子炉の稼働率向上には、この制御系が正常に動作することが不可決である。他の制御系の場合、特に今回記載しなかったケースではスクラムに至るまでに時間がかかるため、途中で故障が発見され対応措置によりスクラムが回避される確率も高いと考えられる。それだけに応答の速い、圧力制御系などは通常の保守作業が重要である。

以上の17ケースに対し、単一マルファンクションと複数個のマルファンクションを同時に挿入した場合とを比較すると、個々の応答を重ね合せた現象になり全く不測の応答が現われるといった現象は見られなかった。従ってこれらの単一のマルファンクションの応答結果を用いて複数個のマルファンクションを実行したときの応答から、どのマルファンクションが実行されたかを分析することができると考えられる。しかし、これらのことはすべてが自動操作で行われ、運転員による手動操作はないという前提に立っていることに注意すべきである。もし手動操作が行われた場合には単一マルファンクションの応答のシナリオにとらわれない見方が必要である。

謝 辞

PWRプラントシミュレータの操作に関して原子炉工学部原子炉制御研究室の藤井義雄，渡辺光一の両氏の協力に感謝します。

参 考 文 献

- 1) 村上喜光，内藤彰，横林正雄：「PWRプラントシミュレータによる事故解析・その1（一次系の解析）」 JAERI-M 83-048 1983.
- 2) 内藤彰，村上喜光，横林正雄：「PWRプラントシミュレータによる事故解析・その2（二次系の解析）」 JAERI-M 83-081 1983.
- 3) 横林正雄，藤井義雄：「PWRプラントシミュレータの概要と操作方法」 部内資料 1983.

謝 辞

PWRプラントシミュレータの操作に関して原子炉工学部原子炉制御研究室の藤井義雄，渡辺光一の両氏の協力に感謝します。

参 考 文 献

- 1) 村上喜光，内藤彰，横林正雄：「PWRプラントシミュレータによる事故解析・その1（一次系の解析）」 JAERI-M 83-048 1983.
- 2) 内藤彰，村上喜光，横林正雄：「PWRプラントシミュレータによる事故解析・その2（二次系の解析）」 JAERI-M 83-081 1983.
- 3) 横林正雄，藤井義雄：「PWRプラントシミュレータの概要と操作方法」 部内資料 1983.

付 録 PWR プラントシミュレータの概要

本シミュレータは図A.1に示すようにモザイクミミックパネルと制御盤を中心に CPU (SEL 32/72, 32 bit, 128Kw), ディスク (80Mb), 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 (8チャンネル) とから構成されている。

モザイクミミックパネルと制御盤は、模擬されている主要機器の状態をランプの点滅により示すことができる。描かれているのは2ループであるが左上のデジタル表示器には3ループの温度、圧力、流量、水位を読み取ることができる。また制御盤はプッシュボタン方式で弁、ポンプ及び制御棒の操作を行う。これらの値はメータにより表示される。

本シミュレータの対象プラント Surry-1の定格出力時の主要パラメータ値を表A.1に示す。

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効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, ドレンタンク, ドレン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。
- なお、本シミュレータの熱水力モデルはすべて FORTRAN-IV で書かれており、モデルの改良、修正は容易である。但し、実時間演算を実行するためには大幅な改良に対しては注意が必要である。

Table A.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 A.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 A.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]

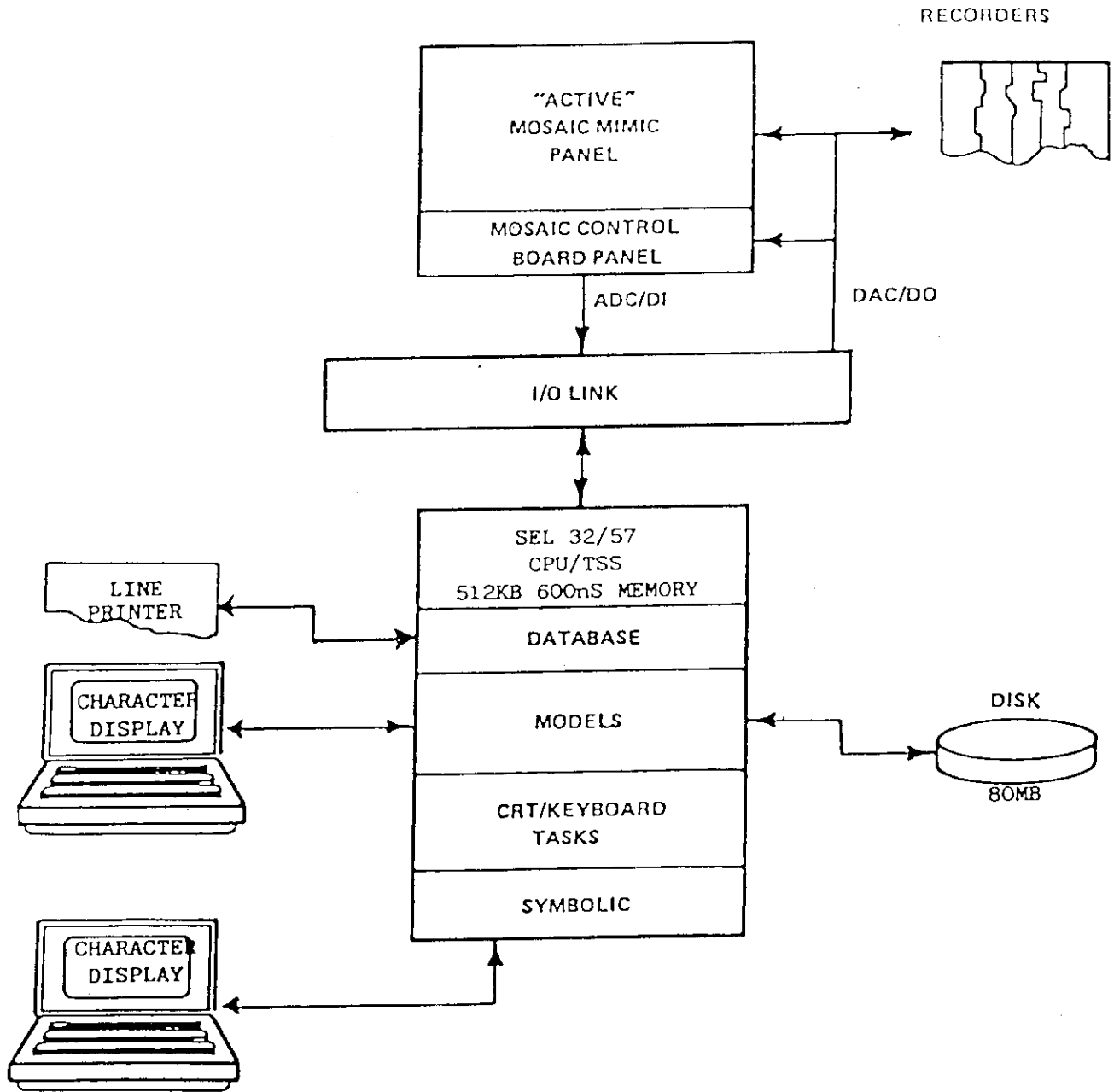


Fig.A.1 Composition of the simulator