

表 5C-32-2 サンプルラック及び監視計器の現状 (スナイダー)

Snyder - 2

1. Primary SH	X	
2. Main Steam	0	
3. Water wall	X	
4. Deaerator Heater	X	
5. Eco inlet	0	
6. CoId RH	X	
7. CP Discharge	at laboratory	0 (At laboratory)
8. Flash tank	0	
9. Hot RH	X	
10. Auxiliary condenser	X	
11. EXT. HP. Htr. B	X	
12. HSCC	0	
13. Deaerator inlet	0	
14. Ammonex outlet	0 (indivi- dual beds, at local)	0 (at laboratory)

REMARKS:

0 = sample flowing

X = no flow

表 5C-32-3 サンプルラック及び監視計器の現状(マラヤ)

Malaya - 1

	<u>Manual</u>	<u>pH</u>	<u>Na Monitor</u>	<u>SiO₂</u>
1. HSCC	0			
2. Condensate to deaerator heater	X			
3. Flash tank drain to condenser	X			
4. Deaerator Storage tank	to lab.	0 (at lab)	0 (at lab.)	
5. Boiler by-pass system to flash tank	X			
6. Cold RH	X			
7. H. RH	X			
8. Main condenser	to lab.			0*
9.				
10. H. RH	X			
11. Water wall outlet mixing box	X			
12. Main Steam	X			
13. Main Steam	0			
14. Boiler feedwater before Eco	X			
15. Boiler feedwater before Eco	X			
16. Main Condensate to Sink				
17. HP Heater Drain	X			

REMARKS: 0 = Sample Flowing X = no flow
* = normally for demineralizer outlet

表 5C-32-4 サンプルラック及び監視計器の現状 (マラヤ)

Malaya - 2

	<u>Manual</u>	<u>Conduc-</u> <u>tivity</u>	<u>pH</u>	<u>O₂</u>	<u>H₂</u>
1. CP out left	0	0	☒		
2. CP out right	0	0	☒		
3. CP out Common	0	☒	☒		
4. Deaerator inlet	0	☒	☒	☒	
5. Deaerator outlet	0	0	0	0	
6. Eco inlet	0	0	0	☒	
7. Boiler saline	0	0	0		
8. Saturated Steam	0	☒	☒		☒
9. SH	0	0	☒		☒
10. H. RH	X	0	☒		☒
11. C. RH	0	0	☒		☒

REMARKS: X = no flowing

0 = working

☒ = not working

pH Recorder = no chart

Condensate Recorder = no chart

O₂, H₂ = no chart

b. 勸告

事前調査報告書Ⅱ-63、Ⅱ-74、Ⅱ-75及びUTL報告書、頁2-180～184に記載していることがらをサンプリングラック設置の基本仕様とすべきである。貫流ボイラ及びドラムボイラのサンプリングラックシステム(化学監視計器を含む)に関する勸告項目を、それぞれ表5C-33及び5C-34に示している。最も重要なポイントは、試料温度、流量及び減圧機構である。試料温度は、約25℃に調整すべきである。流量は、新規化学監視計器を設置できるよう、余剰分の確保をすべきである。ワイヤ方式の減圧機構は、バルブ方式よりも優れている。サンプリングラックは、適切な水質管理のために必須のものである。この観点から、代表試料を得るよう努めなければならない。試料流量は常に一定とすべきであり、1週間に1回、ラインフラッシングすることを推奨する。

表 5C-33 ガードナー2号・スナイダー1号・2号及び
マラヤ1号における新規サンプリングラック
システムの設備仕様

(Once-Through)

Sampling Point	M	C	ⓐ	P	O	N	Tu
Main Condenser at CP Discharge	0	0	0		0		0
Deaerator Tank	0						
Deaerator Heater Inlet	0	0		0		0	
Boiler Feedwater before Economizer	0		0	0		0	
Waterwall Outlet	0*						
Primary/Reef Superheater	0*						
Main Steam	0		0				
Hot Reheat Steam	0		0				
Cold Reheat Steam,	0		0				
Flash Tank	0						
5th Feedwater Heater Drain	0						
Auxiliary Condenser	0	0					

Symbols M = Manual C = Conductivity
 ⓐ = Cation Conductivity P = pH
 0 = Dissolved Oxygen N = Hydrazine
 Tu = Turbidity

NOTE: * = Exchangeable by selector valve

表 50-34 ガードナー 1 号における新規サンプリングラックシステム
設備仕様 (ドラムボイラー)

Sampling Point	M	C	Ⓢ	P	O	N	S
Main Condenser at CP Discharge	0		0		0		
Condensate after Heater No. 3	0	0				0*	
High Pressure Boiler Feedwater	0		0	0		0*	
Boiler Saline	0		0				0
Saturated Steam	0		0				
Main Steam	0		0				
Reheater outlet	0		0				
Cold Reheater	0		0				
5th Stage Heater Drain	0						

SYMBOLS: M = Manual C = Conductivity
P = pH O = Dissolved Oxygen
N = Hydrazine S = Silica
Ⓢ = Cation Conductivity

NOTE: * = Exchangeable by selector valve
When hydrazine injection became automatic,
deaerator inlet should be selected.

8) 化学計器

a. 調査結果

表 5.C-32 に、ガードナー／スナイダー発電所及びマラヤ発電所の監視計器の一覧を示す。マラヤ2号以外は、全く機能していないといえる。マラヤ2号においてさえ、それらの計器の維持管理状況は決して良いとはいえず、機能していないものが多い。また、動いていても、記録用紙がないものが見られる。また、水質の異状を知らせる警報が中制室にあるのは、マラヤ2号だけである。

最近、ガードナー2号の復水脱塩装置入口、出口、スナイダー1号、2号の復水脱塩装置入口、出口及びマラヤ1号の脱気器出口に、オライオン社製のナトリウム計を設置した。

現在まで、殆ど問題なく動作しているようである。但し、ガードナー／スナイダー発電所の場合、ナトリウム計の前に隔離弁がないために、ナトリウム計の点検を実施するためには、サンプルの流れを全て止めてしまわなければならない。

また、シリカ計は、マラヤ発電所の脱塩装置アニオン交換塔出口、モノベットポリシャ塔出口及び同1号復水ポンプ出口の3箇所の切換式で1台設置されている。

モニタリング装置の較正、チェックに関するはっきりした運用基準はないようである。

最近設置したナトリウム計については、1月毎に、10 ppb、100 ppbの標準液で較正しているとのことである。

b. 勸告

水質の連続監視は最も重要なことであるが、これを意味のあるものにするためには、入念な維持管理を実施する必要がある。日本においても、化学監視計器は、その維持管理に人手を要する信頼性に欠けやすい機器の一つである。これを補うためには、定期的な装置のチェックしか考えられず、現在検討されているモニタリング装置の信頼性確保のためにも、チェック体制及びチェック項目、頻度を基準化しなければならない。特に、注意すべきことは、サンプル温度、サンプル流量、検出部の汚染、消耗品の確保、校正等である。

校正は、少なくとも原則として、1週間に1回実施すべきである。また、手分析値との相違が無視できなくなった場合は、その都度実施しなければならない。

ナトリウム計の動作状況を見たところ、しばしば警報点を越えたり、あるいは、ドリフトを生じている。ナトリウム計のスパン変動は、それほど大きくないため、スパン調整は現行の1月1回で可と考えるが、このドリフトを避けるために、ゼロ調整は、少なくとも1週に1回の頻度で実施すべきと考える。

また、ダブルチェックの意味においても、早急にグラフアイトフアーネスオートマイザーを購入して、定期的に原子吸光分析装置でナトリウムを分析すべきである。

カチオン導電率の樹脂の再生頻度及び再生要領には特に留意し、誤って飽和を起こさないようにしなければならない。

監視計器の設置箇所及び種類は表5.C-33、5.C-34の中で推奨されている。警報は、中制室で確認できるように配慮すべきである。

マラヤ2号の化学監視計器は、改良計画に上がっていないため、以下に述べる改善を提案する。

一つは、チラーユニットによる温度制御に留意して、現状の23℃程度を25℃±1℃程度になるように、コントロールすべきである。復水ポンプ出口のサンプルは、A、Bの各ポンプ出口及び集合管の3箇所があり、それぞれ、手分析、導電率、pH用のラインに分れている。これを改め、集合管の手分析及び導電率計、pHのラインのみ利用し、その他のラインは閉とした方がよい(空気漏入防止の観点から)。現状では、ホットウェル検塩計のポンプが水没して使用不能のため、導電率計セルの上流にカチオン樹脂を取り付け、コンデンサリークの監視

をすべきである。集合管サンプルの溶存酸素が高くなった時に、A、Bポンプ出口の手分析用サンプルラインを開けて、空気漏入源の発見に努めることを推奨する。

また、pH計は、復水、節炭器入口及びドラム水の3箇所ですべて十分である。

さらに、ヒドラジン計を1台設置し、脱気器入口と節炭器入口の切替式とすることを推奨する。

ガードナー1号においても、新規サンプリング装置が設置されるまでの間、コンデンサリークの早期発見のために、復水ポンプ出口にカチオンバス導電率計を設置することを推奨する。

9) 冷却水処理

a. 軸冷水

ガードナー/スナイダー発電所、マラヤ発電所とも復水ポンプ出口より補給しており、水質分析は、1回/週の頻度で行っているが、測定項目として最も必要な濁度、溶存酸素が除かれている。復水を補給しているという理由から、薬注処理はされていない。今回の調査で、軸冷水の溶存酸素を測定した結果、全てのユニットで非常に高く、銅合金系統の腐食が懸念される。

(a) リークテスト及び点検

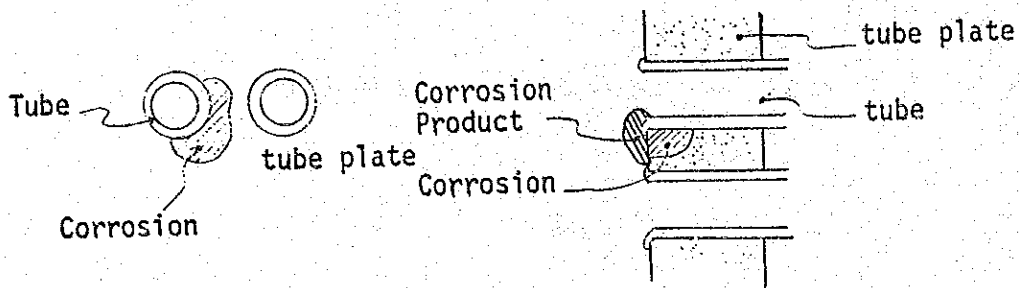
マラヤ井2においてJICA調査団のアドバイスにより軸冷クーラのリークテストを行った。テストは軸冷水に5 gals (20ℓ)のヒドラジンを注入し、冷却水中のヒドラジンを測定した結果、27 ppmのヒドラジンを検出し、クーラのリークを確認し、2Aクーラを開放し、水圧によるリークテストを行った。

なお、現在の盲施行率は次の通りである。

		G-1	G-2	S-1	S-2	M-1	M-2
A	本数	29	110	2	117	10	696
	%	1.79	5.97	0.11	6.30	0.49	19.06
B	本数	261	92	124	118	16	67
	%	16.13	5.00	6.73	6.35	0.78	1.84
C	本数						55
	%						1.51

(b) 点検結果

管板、チューブとも表面に泥の付着が多く、チューブ内にも泥のつまったものが多い。チューブと管板の間が最高約 1 cm の深さで腐食しており、防食用の亜鉛板の損耗は殆どない。なお、亜鉛板は運開以来取替えはしていない。



(c) 水圧テスト

HSCC側に漲水し、管板からの水リークをチェックしてテストを行っている。チューブ、管板の掃除を全くせず、しかも管板は全面ぬれた状態でのリークテストで確実性は大変疑問である。

(d) 勸告

i 水質管理

軸冷水系統の腐食は、主系統と同じように溶存酸素の除去と最適 pH を維持することで防止される。従って脱酸素剤としてヒドラジンを注入し常時 0.5 ~ 2 ppm as N_2H_4 に保存する。

水質の分析は、pH、導電率、濁度、 N_2H_4 、溶存酸素を測定し、 N_2H_4 の消費量が多い場合には、酸素の漏入を調査し、適切な処置を実施する。

なお、時々、冷却水中の N_2H_4 を測定し、クーラリークの有無をチェックする必要がある。

ii 防食管理

マラヤ井2のクーラ点検結果、管板の腐食が進行している。

防食用に設置している亜鉛板が運開以来全く減量が認められないところから、原因としては、亜鉛板の取付不良が考えられる。

iii リークテスト（水圧）

管板・チューブを完全に掃除し、異物を除去した後、充分乾燥した状態で水圧を実施し、リーク場所を確認すべきである。

図5C-15 防食亜鉛板の取付法

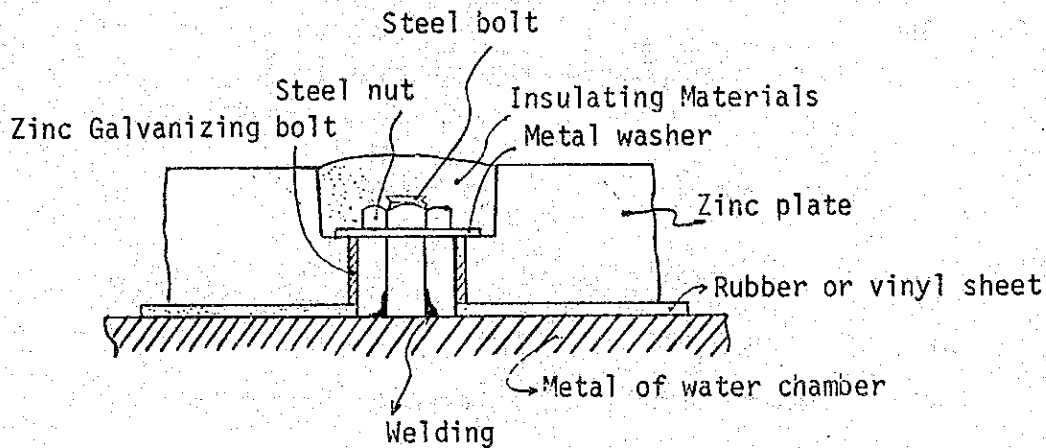


表 5C-35 軸冷水分析結果 (ガードナー/スナイダー)

	Month Day	9/9	9/2	9/1	8/28	8/22	8/20	8/19	8/18	8/17	8/16	8/15	8/14
	Unit	S-1	G-1	S-1	G-1	G-1	S-2	S-2	G-1	G-1	S-1	S-2	G-1
P. Alkalinity	ppm CaCO ₃	5	2	2	3	2		3	2	2	2	2	2
M.O. Alkalinity	ppm CaCO ₃	12	8	8	7	8	8	8	8	7	7	7	8
Chloride	ppm NaCl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sulfate	ppm Na ₂ SO ₄	0	0		0	0	0	0	0				
Total Hardness	ppm CaCO ₃	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ca Hardness	ppm CaCO ₃	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mg Hardness	ppm CaCO ₃												
Silica	ppm	0.015	0.18	0.09	0.089	0.095	0.12	0.175	0.085	0.061	0.05	0.075	0.10
Water Temperature	°C	28	27	28	26	26	27	28	26	28	27	27	
Sodium Chromite	ppm Na ₂ CrO ₄												
pCa													
pAlk													
C at Tw													
pHs													
Actual pH		9.1	9.1		9.1	9.1	9.2	9.2	9.1	9.0	9.1	9.0	9.0
pH - pHs (SI)													
Conductivity	uS/cm												
Turbidity	ppm	0											
Total Solids	ppm												

表 5C-36 軸冷水分析結果 (マラヤ)

Unit Date	Malaya 1						Malaya 2					
	8/8	8/15	8/22	8/29	9/4	9/13	8/8	8/15	8/22	8/29	9/4	9/13
P-Alkalintiy ppm CaCO3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2
M.O.-Alkalinity ppm CaCO3	7	7	7	7	7	7	7	7	9	7	7	7
Chloride ppm NaCl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sulfate ppm Na2SO4												
Total Hardness ppm CaCO3												
Ca Hardness ppm CaCO3												
Mg Hardness ppm CaCO3												
Silica ppm	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02						
Water Temp. °C												
Sodium Chromite ppm NaCrO4												
pCa												
p-Alkalinity												
C at Tu												
pHs												
Acutal PH	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2
PH-pHs (SI)												
Conductivity uS/cm												
Turbidity ppm												
Total Solids ppm												

表 5C-37 軸冷水分析結果 (J I C A 調査団測定)
 (ガードナー / スナイダー 発電所)

1982年9月9日

ITEM	Unit	Gardner 1	Snyder 1	Snyder 2
Conductivity	at 25°C	4.5	10	10
pH		9.0	9.6	9.5
Turbidity	ppm	Z	Z	Z
Hydrazine	ppb	8	5	5
Silica	ppm	0.018	0.012	0.018
Dissolved Oxygen	ppb	very high 60	60	60

b. 復水器冷却水

復水器冷却水は、テゲン発電所を除いて、Laguna 湖の湖水を使用している。冷却水の分析結果を表に示す。(1980年のデータ)

表からわかるように雨季に塩類が上昇する傾向がある。なお、濁度は、40 ppm 程度である。

復水器チューブの材質、保護対策及び現在の盲施行率を表に示す。なお、ガードナー1号では、当初 Admiralty を使用していたが盲施行率が10%になり、1979年に現在の Cupro-Nickel チューブに全数取替えている。

ガードナー1号、スナイダー1、2号、マラヤ1、2号に設置している外部電源方式陰極防食法は、マラヤ1・2号を除いて全く稼働してなく、マラヤ2号のボールクリーニング装置も水没して使用不能である。

ガードナーとスナイダーの陰極防食法は、当初化学セクションで担当しており、冷却水の導電率により防食電流を調整していたが、その後 Maintenance Group に管理が移って以来、殆ど動いていない。

マラヤ2号のボールクリーニング装置も運開後、半年目でボール回収率の悪化と予備ボールの不足により運転を止めている。

復水器チューブのプラグ率は、マラヤ2号(SUS 316)が最も多く、23%のプラグ率で現在も復水器リークが頻発している。

SUS チューブは、チューブ内面のスケール付着により、スケールとチューブとの間に、Cl 濃縮がおこり、すき間腐食がおこるといわれており、マラヤ2号では、チューブを全数 Al-Brass へ取替える準備をしているが、現状では計画通り、全数取替える方が良い。

しかし、1980年にガードナー1号は Al-Brass を Cupro-Nickel に取替えており、材質選択に対する一貫性がない。

表 5 C-38 Laguna 湖水の水質
(January - December 1980)

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun	Jul	Aug	Sept.	Oct	Nov.	Dec.
P. Alkalintiy ppm as CaCO3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
M.O. Alkalintiy ppm as CaCO3	54	80	80	85	87	84	71	65	62	75	42	52
Chloride ppm as NaCl	250	250	270	260	263	614	625	587	578	567	210	220
Sulfate ppm as Na2SO4	50	50	53	50	51	50	51	45	45	49	48	53
T. Hardness ppm as CaCO3	91	93	100	98	112	214	214	200	198	195	85	80
Ca Hardness ppm as CaCO3	27	28	34	30	32	50	60	55	56	62	39	23
Mg Hardness ppm as CaCO3	64	65	66	68	80	164	157	145	142	133	46	57
Silica ppm as SiO2	0.4	0.4	0.45	0.38	0.4	0.39	0.44	0.30	0.30	0.35	0.35	0.35
pH	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.6	7.5	7.6	7.5	7.1

— Dry Season —

— Rainy Season —

— Dry Season —

表 5C-39 復水器冷却水处理

Material of cooling tube	GARDNER-1	GARDNER-2	SNYDER-1	SNYDER-2	MALAYA-1	MALAYA-2		
	Cupro-Nickel	Admiralty Metal	Admiralty Metal	Al-Brass	Al-Brass 90-10 Cupro-Nickel (Air Cooling Zone)	SVS - 316		
Protect Method	Sacrificial Anode	Impressed Current Cathodic Protection (Not working)	Impressed Current Cathodic Protection (Not working)	Impressed Current Cathodic Protection (Not working)	Impressed Current Cathodic Protection	Impressed Current Cathodic Protection Ball,cleaning (Not working)		
Plugged Tube Ratio	Date	August 1982	August 1982	July 1982	June 1982	August 1982	Sept. 1982	
	A	No. of Plug Tube	-	-	-	-	517	3177
		%	-	-	-	-	3.01	31.52
	B	No. of Plug Tube	-	-	-	-	531	1495
		%	-	-	-	-	3.05	14.8
	Total	No. of Plug Tube	0	266	255	58	1048	4672
%		0	1.09	1.05	0.17	3.01	23.13	
No. of Total Tube	14748	24400	24400	34800	34800	20160		

復水器片肺運転によるリークテスト

マラヤ2号において、8月25日起動時より水質分析の結果、復水器リークの傾向があり、9月3日週末を利用して復水器の片肺運転及びリークテストを実施した。

リークテスト方法としては、従来、NAPOCORでやってきたSoap Sud法とJICA調査団のアドバイスによるビニールシート法で調査したが、現状ではビニールシート法は次のような理由で困難であり、従来のSoap Sud方式でリークテストを行った。

- 理由1. プラグの本数が多く、しかもチューブプレートより1～1.5 cm突き出ているため、ビニールシートの密着が困難である。
2. 今回使用したビニールシートの材質が悪い。
 3. 両室の連絡が悪い。
 4. やる気がない。(初めてやることと、室内が暑いためもある。)

Soap Sud方式によるリークテスト結果、B側で200本のリークを確認しプラグをした。

なお、片肺になって両室の点検用足場かけが終るまで約12時間を要した。

勸 告

復水器冷却水管理は、復水器真空度低下によるプラント効率の低下、ならびに復水器チューブの腐食、リークによる水質悪化に直接つながるものである。

従って、防食装置として設置している電気防食装置ならびにボールクリーニング装置は早急に復旧し、適切な運転をすべきである。

復水器チューブリークが生じた時のリークテストについては、過去の方法をみると、Soap Sud を片側のみに塗布して検査する方式で完全な発見は出来るはずがなく、軸冷クーラの場合と同様信頼性は少ない。広範囲に発見できる方法として、ビニールシート方式があるがこの方法を採用するためには、次の点に留意する必要がある。

- プラグの大きさを改良し、チューブプレートからの突出が2～5mm程度とする。
- 酢酸ビニール、ポリエチレン製のビニールシートで厚みは、0.1 mm 以下のものを使用する。

また、その他点検に当って次の点に留意すべきである。

- 復水器用の専用足場を用意して復水器まわりにおいておく。
- 照明用電源は、低電圧を使う。

なお、リーク点検のより効果的方法として、先づ両室を夫々片肺運転とし、復水ポンプ出口導電率（カチオン・パス）の動向をチェックした上でリーク水室を判断し点検する方法がある。

10) 異状時の処置

a. ユニット起動時の処置

ユニット起動時の処理基準は、貫流ボイラ、ドラムタイプボイラともメーカー勧告を基に次表のように作ってあるが、実際の起動については、純水不足等の原因もあり、かなりラフな起動時の水質になっている。

起動時の給水水質制限値 (G-2、S-1、S-2、M-1)

<u>Process</u>	<u>N₂H₄</u> <u>ppb</u>	<u>Fe</u> <u>ppb</u>	<u>Cu</u> <u>ppb</u>	<u>SiO₂</u> <u>ppb</u>	<u>micro S/cm</u> <u>(After Cation)</u>
<u>Fire Boiler:</u>					
Raise Temp. up to 370°F, (177°C)	10-70	200	--	--	1
Raise Temp. 400°F (204°C)	10-70	100			
500°F (260°C)		100			
680°F (360°C)		100		80	
<u>Turbine Rolling</u>		100	10	40	
<u>On Load</u>		60	5	30	

スナイダー1号の起動時(9月2日)の実績を図に示す。スナイダー1号の起動及びUTLチームの調査期間中におけるスナイダー2号の起動時の実績からユニット起動時の水質測定項目は、Fe、SiO₂、Clのみで、起動時の水質上欠かさないpH、導電率(カチオンパス)、N₂H₄、溶存酸素の測定はしていない。

起動工程を管理するFeの測定は、ミリポアフィルターによる方法のみで、UTLチームの報告にもあるように真の値(TPTZ法による)とは相当の差があるものと思われる。また、溶存酸素もUTLチームの報告書にある通り、高濃度を示している。

腐食生成物の除去は、純水不足もあってブローは殆ど出来ず、全て復水脱塩装置に頼っているが復水脱塩装置は起動時にH-OH型で使うことはなく、従って相当の負荷がかかっているものと思われる。

勸告

ユニット起動時には、連続運転時に比べてはるかに高濃度の溶存酸素が系統内に入ることになり、腐食生成の主原因の一つになる。

従って、溶存酸素測定の頻度を多くして、適切な処置をとる必要がある。

また、起動時の復水、給水は運転中に付着、堆積した腐食生成物、停止中に生じた腐食生成物、あるいはタービン付着物が湿り蒸気で洗い落されたもの等によって相当汚染されているのでブローする、又復水脱塩装置はH-OH型で採水すべきである。

又、脱酸素剤としてのヒドラジンの注入は、溶存酸素及び残留ヒドラジンに応じて注入し、Fe測定については、500 ppb以上は迅速性から現行のミリポアフィルターによる方法が良いが500 ppb以下はTPTZ法により測定し、正確性を求めるべきである。

日本の場合の起動時の系統、水質基準ならびに起動時の分析例を示すが、起動時の効果的なブロー法の一つとして復水ポンプ出口のブロー管を新設した方が良い。

図 5C-16 スナイダー-1号ユニット起動時の水質 (1982. 9. 2)

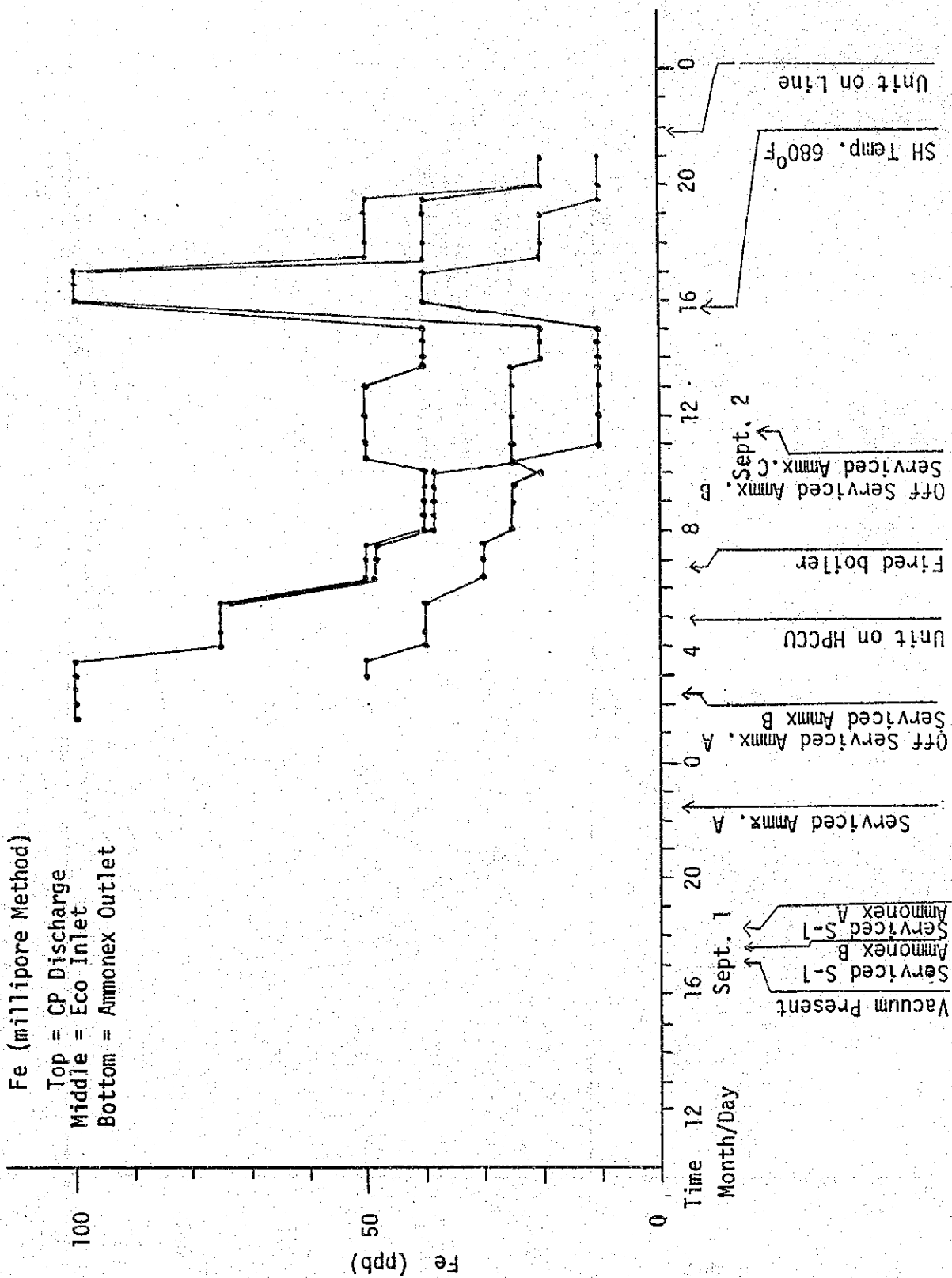


図5C-17 スナイダー1号ユニット起動時の水質 (1982.9.2)

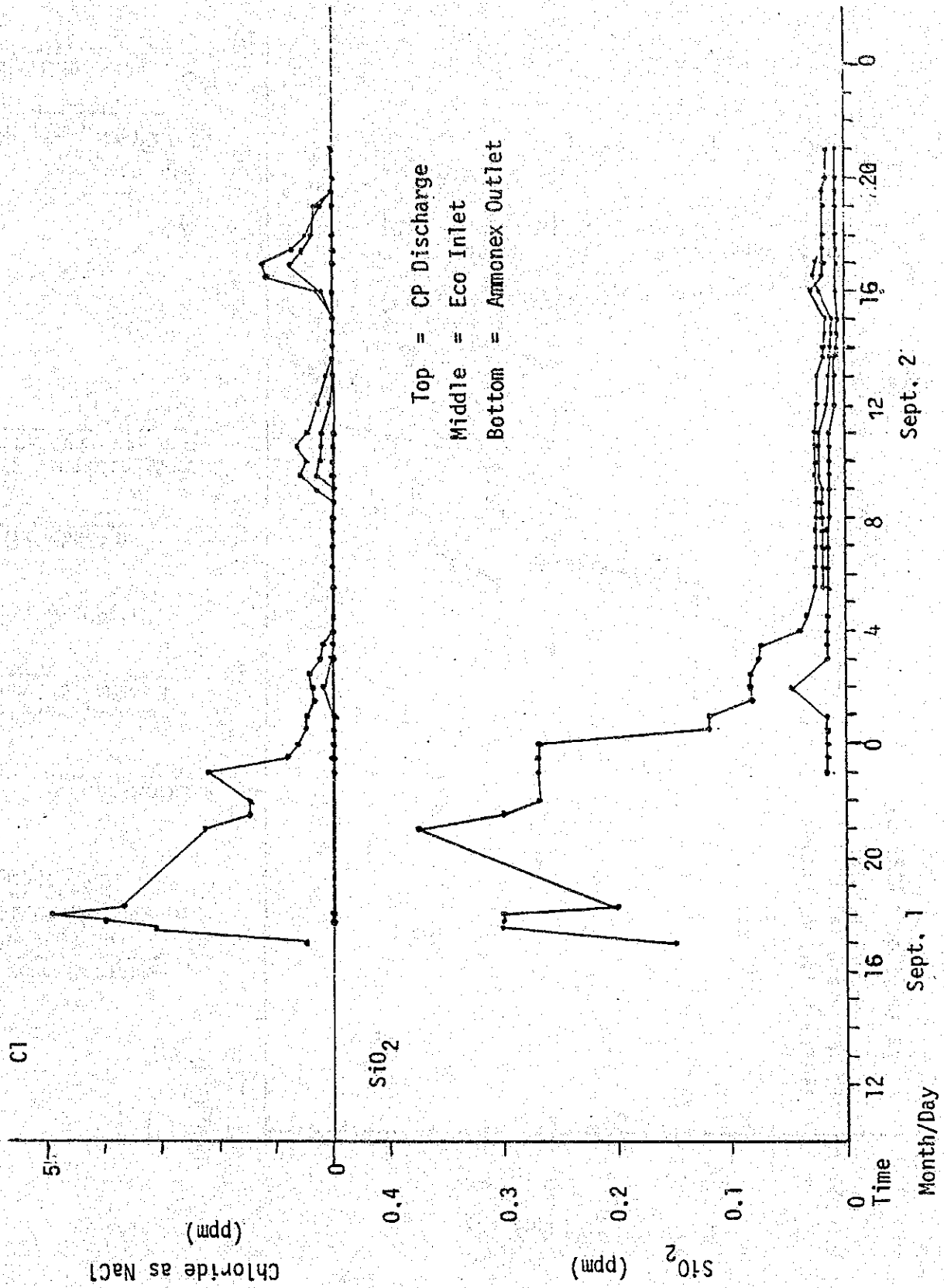
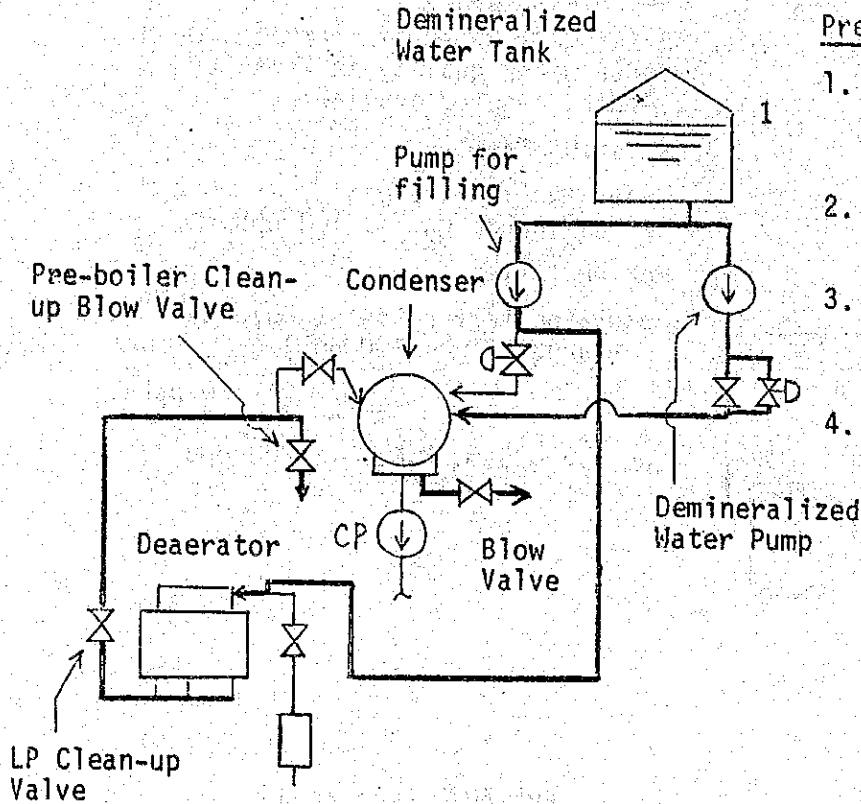


図 5C-18 起動時の手順 (日本の例)

- Super Critical Boiler -

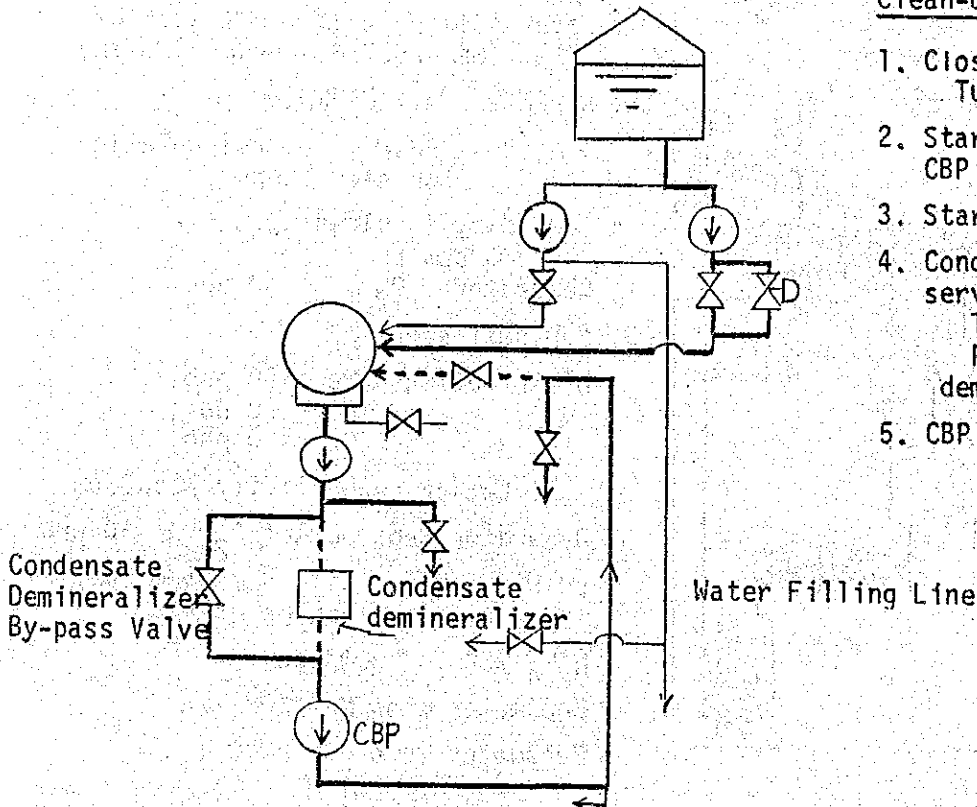


Preparation

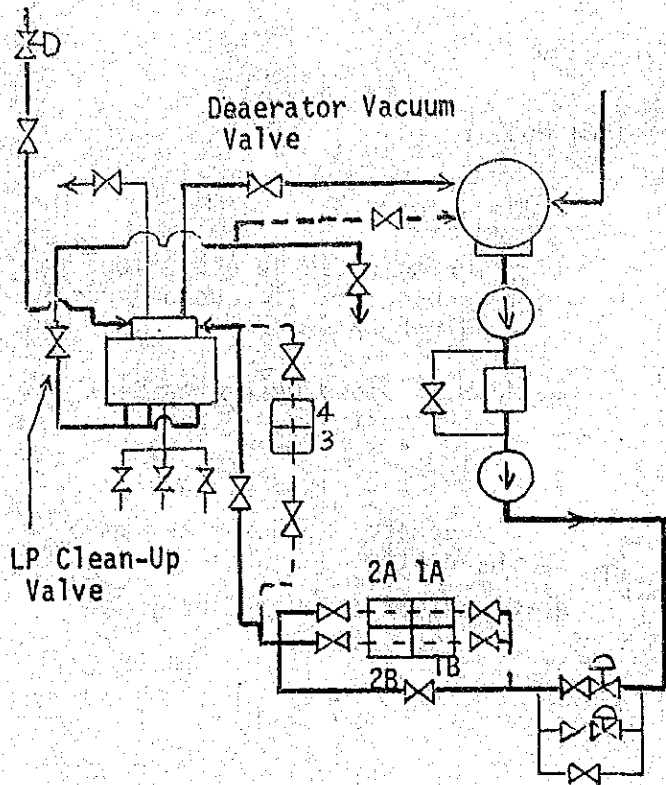
1. Prior to clean-up operation condenser hotwell and deaerator should be rinsed.
2. Hotwell Blow, Deaerator Blow
Turbidity < 3 ppm
3. Water Level after Blow
Condenser - NWL + 200 mm
Deaerator - NWL + 200 mm
4. Operation is essentially done individually.

Clean-up Around Condenser

1. Close blow valve
Turbidity < 3 ppm
2. Start chemical injection (to CBP discharge) N_2H_4 1 - 5 ppm
3. Start vacuum up
4. Condensate demineralizer in service
Turbidity < 5 ppm
Pre filter = 2 towers
demineralizer = 2 towers
5. CBP discharge O_2 < 200 ppb
(Target < 100 ppb)

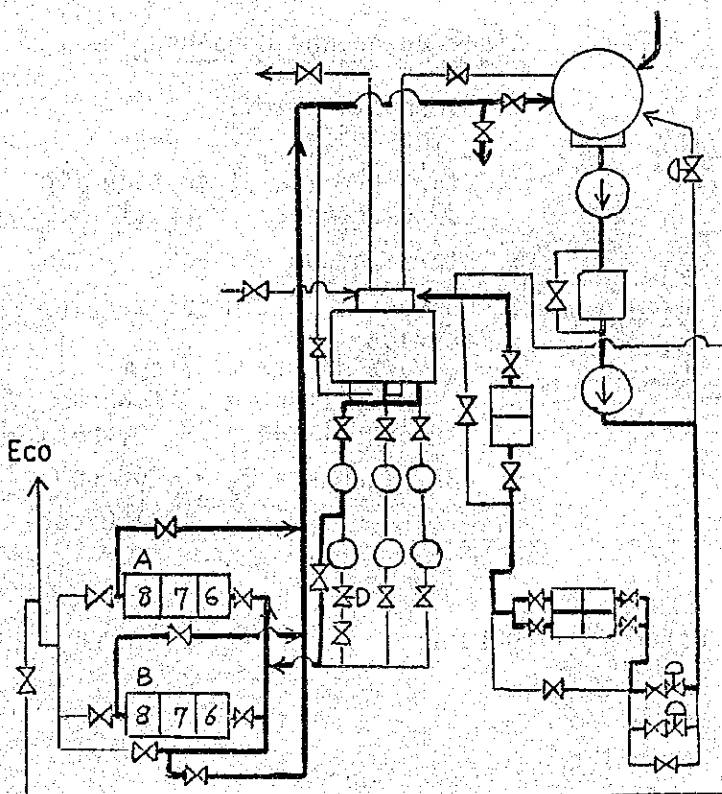


Low Pressure Clean-Up



1. Start deaerator vacuum up
(LP Htr: Bypass, Blow off)
- NH_4OH injection (pH 9.3 - 9.5)
2. LP Htr. in service
Deaerator inlet turbidity < 3 ppm
CBP discharge O_2 < 100 ppb
After LP 1.2 Htr. in service, when upper water quality is kept, LP 3.4 Htr. becomes available.
3. Recirculation
Deaerator tank turbidity < 3 ppm
CBP discharge O_2 < 100 ppb
4. For next step
Deaerator tank outlet turbidity < 1 ppm
(Target Fe < 100 ppb)
 O_2 < 10 ppb
(pH 9.3 - 9.5, N_2H_4 > 200 ppb)

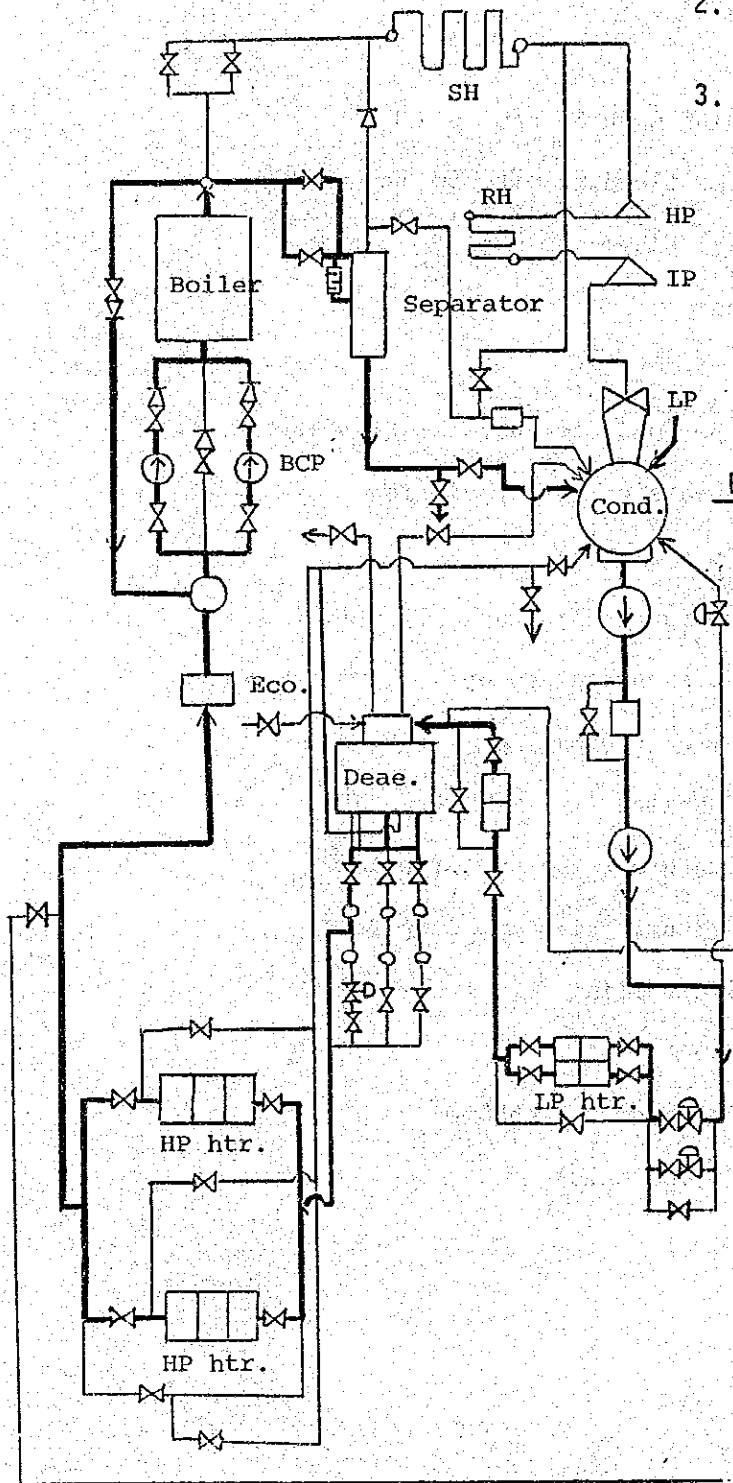
PRE BOILER Clean-up



1. Water filling → Blow off without HPHtr (Max 255T/H. Design 128T/H)
2. A-HPHtr → B-HPHtr
→ A, B - HPHtr → recirculation for each steps ⇒
Turbidity in blowdown water < 3 ppm
Deaerator O_2 < 10 ppb
3. for next step
HPHtr outlet = Fe < 50 ppb,
Cu < 20 ppb,
Si O_2 < 30 ppb
Cation conductivity < 1uS/cm
Deaerator tank outlet O_2 < 10 ppb
pH 9.3 - 9.6, oil < 1 ppm (at initial clean-up only)
 N_2H_4 200 - 300 ppb
Feedwater flow Max 508 T/H
Feedwater temp. > 80°C

Boiler Cold Clean-up

1. To boiler at about 10% MCR Feed water flow rate
2. Blow off → recirculation
Start-up separator turbidity < 3 ppm
3. for next step
Eco inlet Fe < 50 ppb, Cu < 20 ppb
SiO₂ < 30 ppb,
cation conductivity < 1 uS/cm
Deaerator tank O₂ < 10 ppb
Water-wall outlet Fe < 200 ppb
(Target Fe < 100)



Boiler Hot Clean-Up

1. Boiler firing after pressure increase at 5% MCR₂ feedwater flow rate and 246 kg/cm² (WW outlet)
2. WW outlet temperature 170°C
3. Eco inlet Fe < 50 ppb, Cu < 20 ppb
SiO₂ < 30 ppb
cation conductivity < 1 uS/cm
Deaerator tank outlet O₂ < 10 ppb
WW outlet Fe < 100 ppb
(Target < 50 ppb)

表 5C-40 起動時の水質分析結果 (日本の某電力の場合)

1. Outage period 21 days
2. System Lay up
 - (1) Deaerator: Water flooding with 50 ppm as N_2H_4
 - (2) Boiler water wall: Water flooding with 50 ppm as N_2H_4
 - (3) LP Heater, HP Heater cell side: N_2 seal
 - (4) Condenser: Not treating
3. Start up schedule
 - April 3 - 0:44 pm - 1:50 pm Condenser Hotwell Flushing
 - 6:48 pm - Condensate water circulation
 - 7:23 - Vacuum up
 - April 4 - 7:30 am - Low pressure clean up
 - 1:15 pm - High pressure clean up
 - 6:00 - Boiler cold clean up
 - April 5 - 1:59 am - Fired boiler
 - 2:30 - Temperature raise up, Step 1
 - 5:49 - Temperature raise up, Step 2
 - 10:00 - Turbine rolling
 - 0:45 pm - On line
4. Consumption of Demineralized Water 680 m^3
(179,000 gals)

表 5C-40 起動時の水質分析結果

Start up Procedure	Date Time	Sample	PH	MS/cm	SiO ₂ ppb	N ₂ H ₄ ppb	Fe ppb	O ₂ ppb	Turb. ppm	REMARKS
Hotwell Flushing	April 3 1:50 pm	CP out				3800			3.2	April 3, 0:44 pm 1:50 pm Condenser Hotwell Flushing
Clean up around condenser	April 4 7:00 am	CP out						170	0.3	7:23 pm Vac. up
Low Pressure Clean-up	7:30	CP out	8.7	1.9		600	70	170	0.3	April 4 7:30 am Low pressure clean up
		CBP out					19	170		
	8:30	CP out	9.0	2.2	9	1000	60	170		
		Dea inlet	9.1	3.0	8		50	200		
	11:00	Dea tank	9.1	3.8	8	1380	50	200		
		CP out	9.3	4.5		1100		170		
	1:00 pm	Dea inlet	9.3	3.8				170		
		Dea tank	9.3	3.9		150		120		
		CP out	9.4	6.2	8	900	65	90		
		Dea inlet	9.4	6.4	6		25	5		
		Dea tank	9.4	6.3	6	700	25	0		1:15 pm High Pressure Clean up
High Pressure Clean-up	2:30	CP out	9.4	5.6	8		150	170		
		Dea inlet	9.4	4.5	6		50	170		
		Dea tank	9.4	5.5	6	1100	50	90		
	5:30	#8hr out	9.4	5.3	6		70			
		CP out	9.4	5.1	8		80	120		
		Dea inlet	9.4	4.9	6		45	120		
		Dea tank	9.4	5.2	6	850	50	10		
		#8hr out	9.4	5.5	7		40			
Boiler Cold Clean-up	8:00	CP out	9.4	4.8			215	170		6:00 Boiler Cold Clean up 6:00 - 7:00 Blowing
		Dea inlet	9.4	5.0		1375	18			
		Dea tank	9.4	6.1			20	5		
		Eco inlet	9.5	7.6		925	15	0		
		Waterwall out	9.5	7.8				490		
	10:00	Starting Separator -Dr.	9.5	8.0				860		
		CP out					150			
		Dea inlet	9.4	6.5		1050	40			
		Eco inlet	9.5	7.1		900	45			

表 5C-40 起動時の水質分析結果

Start up Procedure	Date Time	Sample	PH	MS / cm	Si O ₂ ppb	N ₂ H ₄ ppb	Fe ppb	O ₂ ppb	Turb ppm	REMARKS
	April 5 0:00am	Waterwall out					75			
		Starting Dv	9.5	8.0			115			
		CP out				8	100	170		
		Dea inlet	9.4	6.4	6	1050	35	60		
		Eco inlet	9.4	5.9	6	920	36	0		
		Water well out	9.4	6.1	7		43			
	2:00 4:00 7:00 9:30	CP out					135	170		April 5 1:59 am ired Boiler 2:30 Temperature raise 3:30 - 8:10 Turbine warming 5:49 Temperature raise
		Dea inlet	9.5	7.2			570	31	40	
		Eco inlet	9.5	7.2			340	29	0	
		W.W out						32		
		CP out					140			
		Dea inlet	9.5	8.3			570	38		
		Eco inlet	9.5	7.4			490	13		
		W.W out						16		
		CP out					340	140		
		Dea inlet	9.5	6.8			250	8	50	
		Eco inlet	9.5	8.2			250	16	0	
		W.W out						5		
	9:30	CP out			8		150	60		
		Dea inlet	9.5	6.7	9	91	8	5		
		Eco inlet	9.5	7.1	8	77	7	0		
		W.W out			8		10			
		SH out			6		3			
	11:30 2:30 pm	CP out					700	40		10:00 Turbine start 0:45 pm on line 1:00 LP Heater in Service
		Dea inlet	9.5	6.7			67	9	10	
		Eco inlet	9.5	7.3			57	8	0	
		W.W out						5		
		CP out					1060	10		
		Dea inlet	9.5	7.2			75	39	0	
		Eco inlet	9.5	7.0			47	21	0	
	W.W out						7			

表 5C-40 起動時の水質分析結果

Start up Procedure	Date Time	Sample	PH	MS / cm	Si O ₂ ppb	N ₂ H ₄ ppb	Fe ppb	O ₂ ppb	Turb. ppm	REMARKS
	3:30	CP out					1100	0		2:10 LP heater in Service 4:30 LP Heater Drain in System 5:00 HP Heater Drain in system
		Dea inlet				24	140	0		
		Eco inlet				15	60	0		
		W.W out					28			
		LP Hr Drain			13		1100	0		
		HP Hr Drain			15		10			
	4:30 pm	CP out					900	0		
		Dea inlet	9.5	8.1		18	120	0		
		Eco inlet	9.5	8.1		12	60	0		
		W.W out					7			
		LP Hr.Dr	9.5	7.9			850	0		
		HP Hr Dr	9.5	7.0			17			
	6:00	LP Hr Dr					70	0		
		HP Hr Dr					15			

b. 復水器チューブリーク時の処置

復水器のチューブリークは、その処置とも、今回の調査全ユニットの劣化の大きな原因の一つと思われる。

チューブリークの検出は全ユニットともカチオンバス導電率計が使えない現状では、化学が行っている1回/4 Hr の塩分測定しかない。

しかし、測定法も2)-dの項で述べたように検出限界が高く、マラヤの場合、0.1 ppm、ガードナー/スナイダーの場合0.15 ppm である。これをカチオンバス導電率に換算するとマラヤ1.2 $\mu\text{s}/\text{cm}$ 、ガードナー/スナイダー1.8 $\mu\text{s}/\text{cm}$ となり、給水水質制限値0.3 $\mu\text{s}/\text{cm}$ を大巾に上まわる値である。しかも、処置されるはずの復水脱塩装置がNH₄型で採水されているため、前述のように塩分の処置はほとんどされずに、塩分測定により塩分が検出された場合には、すでに相当長時間汚染された給水がボイラに入る結果となっている。

今年設置された復水ポンプ出口、復水脱塩装置出口のNa計はよく動いており、スナイダー2号ユニットの復水器チューブリーク時に測定したNa計とカチオンバス導電率は同じ傾向を示し、Na計が復水器リークの監視計器として充分使用出来ることを示した。

しかし、ガードナー1号、マラヤ2号の場合は、Na計はなく、マラヤ2号の場合復水検塩装置も水没していて使用不能の状態で見れば塩分の手分析しか検出法はない。

復水器リーク時の処置としては、貫流ボイラでは復水器脱塩装置、ドラムタイプボイラでは缶水ブローとリン酸ソーダ注入により対処しているが貫流ボイラの場合チューブリーク時に復水脱塩装置をH-OH型にて運転している様子はない。

8月25日からのマラヤ2号における復水器リーク時は、ブローとリン酸処理で対処していたが純水量不足のため、ブローも充分に出来ず、缶水の塩分は、6 ppm as Cl₂まで上昇した。しかも電力需給の関係からか、復水器の片肺運転による点検も出来ず、ようやく、9月3日になって片肺運転とし、リーク場所の点検・修理を行った。

勸告

復水器チューブリークにより系統内に流入する塩類は溶存酸素とともに障害の大きな要因であり、化学監視計器によるリークの早期発見からリーク管の発見修理を迅速適切に行う必要がある。

先ず、復水器チューブリークの早期発見につとめるべきで、その為には、全ユニットともカチオンバス導電率計を整備して連続監視する必要がある。また、Na計についても1回/月の十分な保守点検を実施して、現状の信頼性を失わないようにすべきである。

塩分の分析法を改良して1)-d項で述べたように比色計に50 mmのセルを備えつけ検出限界を低くする必要がある。

復水器リークが生じた場合は、次のような処置をしながら、出来るだけ復水器の片肺運転を行い、リーク管の発見、プラグを行う。

貫流ボイラの場合

復水脱塩装置を、全てH-OH型にて運転し出口の水質(Na、Cl、導電率)を監視する。

ドラム型ボイラの場合

ボイラ水のフローとリン酸ナトリウムの注入により、流入塩類を排出するとともに塩類によるスケール付着を防止する。

170 kg/cm² 級、ドラム型ボイラの一般的な処理基準は次の通りである。

- i) 缶水のカチオンバス導電率が5 μ s/cm 以上になれば、缶水のフローを開始する。
- ii) 缶水のカチオンバス導電率を5 μ s/cm 以下に保持できない場合は、ボイラドラムにリン酸塩溶液を注入する。

リン酸塩溶液は、第3リン酸ナトリウムと第2リン酸ナトリウムの等モル混合溶液(Na/PO₄モル比2.5)とする。

注入量は、ボイラ水の残留リン酸イオン濃度1 ppmを保持出来る量とし、ボイラフロー量及びリーク量を考慮して決定する。

11) 定期修理

a. 点検

ガードナー 2号の定修中に復水器等の点検を行った。点検結果は次の通りである。

復水器とホットウェル

復水器チューブの表面は、赤褐色の酸化鉄が付着しており、上部のチューブは異物の落下により損傷を受けたものがかなり見られた。

ホットウェルにはスラッジの堆積がみられた。

脱気器タンク

壁面は、黒色のマグネタイトでおおわれ、底部に若干赤褐色の赤さびが見られた。

解放機器の保管状態は悪く、脱気器、フラッシュタンクのマンホールは解放のまま放置されており、異物管理等全く実施されていない。

勸告

ユニット停止中に行う系統内部の点検は、運転中の化学処理の良否を判断する目安となるもので過去の記録と比較しながら、十分な点検を行い、今後の管理運用にフィードバックさせねばならない。

定期修理時には、装置解放後直ちに次表のような点検を行い、外観、スラッジ堆積状況、腐食状態を整理記録し、必要なものはサンプリングし、成分分析を行い、適切な処置を行わねばならない。

表5C-41 点検箇所・点検内容

点 検 箇 所	点 検 内 容	処 置
原水タンク 汙過水タンク 純水タンク 復水タンク	付着物、堆積物の量、分布 藻類、その他生物の発生状態 ライニング、塗装のはく離状況	清 掃
補給水処理装置 復水脱塩装置	樹脂塔内点検、他 (純水装置、ConDemiの項参照)	樹脂補充他
復水器蒸気側	復水器チューブの腐食状況ならびに物理的変化 状況、ホットウェル底部のスラッジの堆積状況	清 掃
給水加熱器 脱気器加熱器	チューブプレートおよびチューブの腐食状況 水質内のスラッジの堆積状況	清 掃
脱気器タンク	タンク保護皮膜状況、マッドの分布・量	清 掃
ヘ ダ ー	点検口を切断して、腐食汚損状況およびマッド の量・付着状況	清 掃
ド ラ ム	腐食、マッド分布、オリフィス、試料採取	清 掃
フラッシュタンク	腐食状況	清 掃
タ ー ビ ン	色調、スケールの分布状況、量、ドレンによる 浸蝕	清 掃
復水器海水側 軸冷クーラ	貝類、異物の分布、量、チューブ内スケールの 状態、復水器チューブの腐食状況	清 掃

b. 保管処理

現状は、保管基準はなく、ユニット停止回数、期間が多いにもかかわらず、処置は何ら施されていない。但し、ボイラ化学洗浄後は、 N_2H_4 500 ppm で保管するようになっており、ガードナー2号の場合も化洗後、約2週間目に保管処理を実施している。

スナイダー1号が8月29日事故停止し、9月3日起動予定ということで、JICA調査団のアドバイスで、脱気器、ボイラとも、10 ppm as N_2H_4 の保管を実施した。

勸告

ユニット停止時は、系統内部が酸素と直接、接触することがあり、腐食を促進するので、適切な処置が必要である。

保管方法としては、脱酸素剤や pH 調整剤を添加して満水保管、または、保有水のままで酸素侵入前に窒素ガスを封入加圧 ($0.3 \sim 0.5 \text{ kg/cm}^2$) する方法や、蒸気によるシール、乾燥保管等種々の方法があるが、ユニットの系統、材質、設備などで異なる。

停止期間に応じて、ユニット毎に保管処理基準を作成し、処理を行うべきである。

日本の場合の処理基準を次に示す。

表 5C-42 保存処理基準（日本の某電力の場合）

System Outage Period	B O I L E R	CONDENSATE FEEDWATER SYSTEM	DEAERATOR	HEATER SHELL SIDE
^o Unit with heater made of steel Boiler Banking <100 Hrs	No treatment (the same as operation condition) water full filling, N ₂ H ₄ 5~10ppm (blr: full filling and nitrogen blanket, SH except for being filled with water; only nitrogen blanket, RH: dry lay-up after draining. These treatment is available to the following condition)	steam sealing (0.1~0.3atg) N ₂ H ₄ 1ppm steam sealing (Incase of no steam, partially filled deaera- tor with water is stored as follows: Nitrogen blanket N ₂ H ₄ 5~10ppm	steam sealing (condenser: under vacuum Low Pressure Side: Vacuum keep steam sealing	
<10 days	water flooding of unit with chemical conc. of N ₂ H ₄ 10~20ppm	steam sealing or nitrogen blanket N ₂ H ₄ 10~20ppm Nitrogen blanket N ₂ H ₄ 50ppm NH ₄ 5ppm	steam sealing or nitrogen blanket Nitrogen blanket N ₂ H ₄ 50ppm NH ₄ 5ppm	
<1 month	water flooding of unit with chemical conc. of N ₂ H ₄ 50ppm NH ₄ 5ppm (pH>10)	Nitrogen blanket N ₂ H ₄ 50ppm NH ₄ 5ppm nitrogen blanket N ₂ H ₄ 100ppm* NH ₄ 5ppm* or dry lay-up	Nitrogen blanket or water flooding with N ₂ H ₄ 50ppm NH ₄ 5ppm Nitrogen blanket N ₂ H ₄ 100ppm* NH ₄ 5ppm* or nitrogen blanket	
>1 month	water flooding of unit with chemical conc. of N ₂ H ₄ 100ppm* NH ₄ 5ppm* or nitrogen blanket	Nitrogen blanket N ₂ H ₄ 100ppm* NH ₄ 5ppm* or dry lay-up	Nitrogen blanket N ₂ H ₄ 100ppm* NH ₄ 5ppm* or nitrogen blanket	

System Outage Period	B O I L E R	CONDENSER FEEDWATER SYSTEM	D E A E R A T O R	HEATER SHELL SIDE
	°Unit with heater made of copper alloy			
Boiler Banking	based on unit with heater made of steel, no treatment (the same as operation condition)			
< 100 Hrs		N ₂ H ₄ 5 ~ 10 ppm		In case of water flooding, N ₂ H ₄ should be kept at 20-30 ppm.
< 10 days		N ₂ H ₄ 10 ~ 20 ppm		In case of without sealing equipment and water filling equipment, water should be drained out at high temperature and it should be kept at dry condition.
< 1 month	N ₂ H ₄ 50ppm			
> 1 month	N ₂ H ₄ 100ppm*		N ₂ H ₄ 20 ~ 30ppm	

Notes: * In JPN, N₂H₄ concentration is suppressed by the environmental aspects, if N₂H₄ concentration is less than specification valve, additional injection is possible.

In case of NPC, N₂H₄ concentration is possible to be increased conservatively to N₂H₄ 500ppm, NH₄ free.

12) ボイラ化学洗浄

ボイラ化学洗浄は、各ボイラとも、ほぼ定期修理毎に行われており、今回ガードナー2号の定修時にボイラ化学洗浄が実施された。ボイラ化学洗浄の実施については、洗浄基準はボイラメーカーの基準（スケール付着量 30 mg/cm^2 ）によりQAグループが洗浄の要否を決め、発電所化学担当が、実施要領を作成し、洗浄に当っては運転操作は運転員、化学分析、工程管理は化学が担当している。

ガードナー2号のボイラ化学洗浄は、当初の工程より5日程おくれて終了した。

工程がおくれた主な原因は、SH関係の弁リークによるものである。しかし、酸洗浄以降の工程はほぼ順調に終了しスケール除去量は、 $3,272 \text{ kg as Fe}_3\text{O}_4$ となり化学洗浄後のフラッシュタンク・ボイラヘダー、及びサンプルチューブ（蒸発管）の点検結果からも当初の目的は達成されたものと思われる。

a. 工 程

8月12日	仮配管フラッシング
13日～19日	ポンプ及び弁修理
20日	SHフラッシング、ボイラ水漲、昇温、薬品溶解
21日	酸洗浄、水置換
22日	中和防錆
23日	フラッシュタンク点検
24日	ボイラヘダー点検 サンプルチューブ点検
9月 5日～	ボイラ水漲、満水保管

b. 化学洗浄経過報告

(a) 仮配管、ボイラ、過熱器フラッシング

仮配管の洗浄は簡単に終わったが、ボイラ、過熱器のフラッシングについては、化学洗浄用循環ポンプ (CCP) 故障、主蒸気弁、MV-4、MV-5、CV-104 等のリークがあり、これらの修理のために約 5 日間を要した。

なお、この間に JICA 調査団のアドバイスにより薬品注入点を現行のブロー弁 (W 弁) 前よりブロー弁 (W 弁) 後に変更した。

(b) 酸洗浄

補助蒸気による昇温は順調で薬品注入による温度降下を考慮して当所予定の 195 F (90 °C) ~ 200 F (93 °C) を 200 F ~ 210 F (99 °C) まで上昇した。

酸液相当量をフラッシュタンクよりブローした後、約 45 分間で酸液を注入し、正洗で 3 時間、逆洗で 3 時間洗浄を行った。溶出鉄イオンは約 4 時間後、Max 値 (15.600 ppm as Fe) に達し、ほぼ飽和した。

(c) 水置換

フラッシュタンクのみ N₂ ガスで加圧ブローし、蒸気管は CST に準備した純水 (30 ~ 70 ppm as N₂H₄) で押し出しブローを行い、約 14 時間後、目標値の濁度 10 ppm 以下を確認し、水置換を終了し防錆処理に移行した。終了時の水質は濁度 6 ppm、鉄 5 ppm as Fe である。

(純水使用量 推定 180 m³ /Hr × 14 Hr = 2,520 m³)

(d) 防錆処理

温度を 200 F (93 °C) に上昇した後、アンモニア及びヒドラジンを注入し、pH を 10 に保持して防錆処理を行い、6 時間循環した後、ブローし化学洗浄の全工程を終了した。

c. 点検結果

(a) テストプレート

酸洗浄中の鋼材の腐食減量をチェックするテストプレートは蒸発管を加工して作り、加温ヒータ出口母管に設置してある。酸洗浄・水置換後に取出し点検、検量を行った。テストプレート表面は黒色を呈し、新たなピッチング等は見られなかった。腐食減量(106 mg、99 mg)はやや多いが設置場所・条件を考慮すると腐食率はわずかである。

(b) フラッシュタンク

内部壁面のスケールはほぼ除去され防錆効果も良好である。

底部にスラッジが全面に約2 cm 堆積していた。

(c) ボイラヘダー

内壁のスケールは、完全に除去されていたが全面に湿っており、底部にスラッジが約1 cm 堆積していた。スラッジの完全除去を指示した。

(d) サンプルチューブ

化学洗浄後のサンプルチューブ内部は、スケールの除去は充分で防錆効果も良好であった。

d. 薬品及び脱塩水使用量

表5C-43 化学洗浄時の薬品及び脱塩水使用量

	Concentration in the cycle	PROCEDURE			Total
		Acid Cleaning	Passivation	Wet Storage	
Hydroxy Acetic Acid (70% as CH ₂ OOH)	2%	1145 Gals (4.35 m ³)	-	-	1145 Gals (4.35 m ³)
Formic Acid (85% as HCOOH)	1%	480 Gals (1.8 m ³)	-	-	480 Gals (1.8 m ³)
Rodine 31A		195 Gals (0.7 m ³)	-	-	195 Gals (0.7 m ³)
Hydrozine (35% as N ₂ H ₄)	500ppm	-	70 Gals (0.27m ³)	70 Gals (0.27m ³)	140 Gals (0.54m ³)
Ammonium Hydroxide (28% as NH ₄ OH)	10 ppm as NH ₃	-	10 Gals (0.04 m ³)	10 Gals (0.04 m ³)	20 Gals (0.08 m ³)
Nitrogen Gas (100% N ₂)	2-5psig	10 Bottles	-	-	10 Bottles
Demineralized Water (estimate)		200 m ³	1100 m ³	200 m ³	1500 m ³

e. ガードナー 2 号・化学洗浄時の水質分析結果

表 5C-44 化学洗浄時の水質分析結果

	Time	pH	Acid	Conductivity Micro S/cm	T-Fe ppm	Cu ppm	Turbidity ppm	N ₂ H ₄ ppm	NH ₃ ppm	Cl ppm	Temperature °F		Remarks
											After HTR	Suction	
Pre-Heating	Aug. 20 9:00 P.M.	9.6		20.0			14.0		5.4	0.9			
	10:00	9.2		20.5			10.0		4.2	0.3			
Acid Cleaning	Aug. 21 5:50 A.M.	2.15	1.9		6200	0					212	175	
	6:40	2.7	2.4		5065	0							
	7:40	2.9	2.3		13632	0					198	195	
	8:15	3.8	2.0		12422	0					195	195	
	9:00	3.7	1.6		15678	0					195	195	
	10:00	3.3	1.6		14598	0					198	183	
	11:00	3.4	1.6		13512	0					190	182	
	12:00	3.4					161						
	1:00 P.M.	4.2					104						
	6:30	5.2				97	70						
Displacement	8:00	7.6			121	44							
	Aug. 22 1:15 A.M.	7.8				36	55						
	1:45	7.5			5	10	58						
	2:15	8.1				6	65						
	11:00	10.0					1440	3133			200		
Passivation	12:30	10.0					1440	5100			195		
	3:00 P.M.	10.1					1120	2744			210		
	3:30	10.0					1042	2439			210		

表 5C-45 化学洗淨手順

Gardner #2 Boiler			In case of Japan				
Schedule	Chemicals	Analysis Item	Remarks	Schedule	Chemicals	Analysis Item	Remarks
Acid Cleaning (6 hr)	CH ₂ OOH 2%	Acid Concentration T-Fe Cu pH	Temp. 195-200°F Circulation Normal 3 Hr Reverse 3 Hr [End Point] Iron content is constant.	Acid Cleaning (6 Hr)	Organic Acid inhibitor Reducing agent	Fe ²⁺ Fe ³⁺ Cu pH	Temp. 190-200°F Circulation Normal 3 Hr Reverse 3 Hr [End Point] Iron content is constant, Inspection of Test Tube.
	HCOOH 1%						
Displacement (13 Hr)	Rodine 31A	N ₂ H ₄ Turbidity	Temperature [End Point]	Washing (Filling and Blowing) (8 hr)	N ₂	pH T - Fe	Temp. 100°F [End Point] pH 5.0 T-Fe 100 ppm
	N ₂ H ₄ 10 - 20 ppm						
Passivation (6 Hr)	N ₂ H ₄ 500 ppm	pH Turbidity	Temp 195 - 200°F	Rinsing (1 Hr)	Critical Acid 0.1%	pH T - Fe	Temp. 120-130°F [End Point] 1 Hr
	NH ₃ 10 ppm						
				Neutralization (1 hr)	NH ₃ 0.08%	pH T - Fe	Temp 100 °F [End Point] pH 9.0
				Passivation (2 hr)	N ₂ H ₄ 500 ppm	pH	Temp 195 °F

f. 溶出スケール量

ボイラ洗浄容量 40,000 gal (152 m³)

15,600 ppm × 152 m³ = 2,371 kg as Fe

= 3,272 kg as Fe₃O₄

$$\frac{\text{Fe}_3}{\text{Fe}_3\text{O}_4} = 1.38$$

g. サンプルチューブのスケール付着量

	化学洗浄前	化学洗浄後
Fire Side	66.37 mg / cm ²	9.96 mg / cm ²
Rear Side	44.84 mg / cm ²	1.57 mg / cm ²

付着スケール成分 (NAPOCOR)

Fe ₃ O ₄	主成分
Cl	0.018% as NaCl
SiO ₂	0%

h. テストプレート減量 (gr)

	化学洗浄前(A)	化学洗浄後(B)	減量(A)-(B)
#1	55.01610	54.91750	0.09860
#2	57.01720	56.91155	0.10565
テストプレート表面積	不明		

i. 勸告

(a) 化学洗浄実施時期について

ガードナー2号のボイラ化学洗浄は、定期修理工程のほぼ中間で行われ、8月22日に終了し9月5日から満水保管処理を行っているが、すでに約20日間を経過している。化学洗浄後の防錆処理で作られる防錆皮膜の有効寿命は約1週間といわれており、出来る限りユニット起動直前に行うことがのぞましく日本の場合、ユニット起動7～10日前に実施している。この場合ボイラ給水ポンプの運転も可能であり、給水側の洗浄・加圧、ボイラ水張り等にボイラ給水ポンプが使えるメリットがある。

(b) 化学洗浄実施前の準備

i. ボイラ水圧

ガードナー2号ボイラ化学洗浄の前半の工程が5日間も大巾におくれた主な原因は過熱器を含む弁類のリーク修理によるものである。化学洗浄前にこれらの水圧試験、修理は終了しておくべきである。

ii. 循環水ポンプ(CWP)の運転

ボイラ化学洗浄中、高温水の復水器へのリーク対策として、CWPは運転しておくべきである。

iii. サンプルチューブによるスケール溶解試験

ボイラチューブ付着スケールの性質はボイラの運転経歴、運転条件により異なり、特にボイラ熱負荷の高いボイラでは、難溶性のスケールが付着していることが多い。従って酸洗浄に当ってはサンプルチューブを抜管し、酸の種類、濃度について溶解試験を行い、洗浄仕様を決定すべきである。

(スケール溶解試験装置、方法については、資料参照)

(c) 化学洗浄について

i. テストチューブ・テストプレート

洗浄効果の判定には、テストチューブ・テストプレートを蒸発管と同一洗浄条件で設置すべきである。

テストプレートは洗浄による鋼材の腐食をチェックするために設置するもので蒸発管と同一材質(ガードナー2号、STBA-20)で作り、表面積、重量を測定し、表面は完全な研磨仕上げをせねばならない。

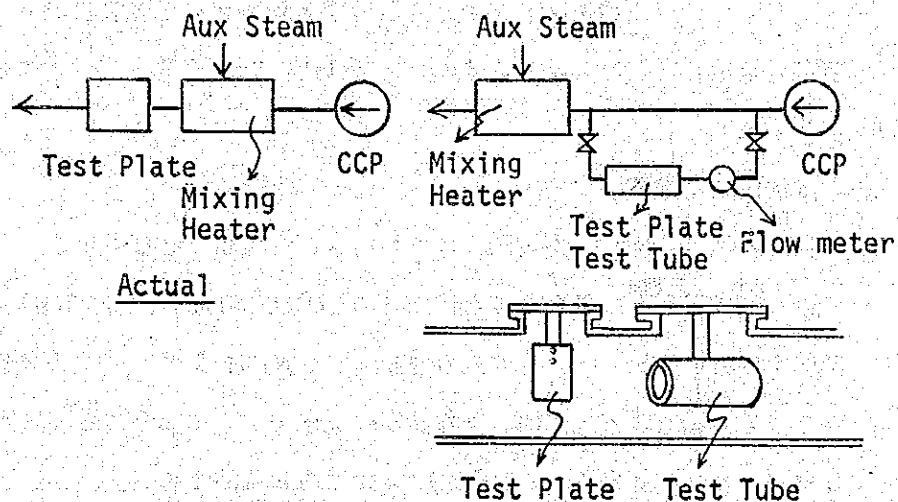
なお、設置については、テフロンテープ等で支持物との完全な絶縁の必要がある。

日本の場合、腐食減量の制限値は全洗浄時間当たり $3 \sim 5 \text{ mg/cm}^2$ 以下としている。

テストチューブは、酸洗浄時間の終点と洗浄効果を判断するために設置するものでサンプルチューブの一部をスケールを除去せずに設置する。

酸洗浄の終点判定は、洗浄液の鉄濃度が飽和した時点でテストチューブを目視点検し、スケール除去を確認して終了を判定する。

テストプレート、テストチューブの設置場所については、現状は加温用ヒータ出口母管に設置しているが、適切な効果の判定のためには、水冷壁と同一流速の仮配管を作り、流速を調整して設置すべきである。



水冷壁の洗浄流速は、チューブ径、ポンプ容量により求めるが一般に貫流ボイラの場合 $0.1 \sim 0.3 \text{ m/s}$ である。

ガードナー2号の場合、テストプレート設置場所の流速はかなり早く ($\approx 1 \text{ m/s}$)、ヒータ直後でもあり、腐食減量が大きくなったものと思われる。

II 非洗浄部の加圧

ボイラ化学洗浄中、過熱器、給水加熱器等の非洗浄部は洗浄液のリークを防止するために、洗浄部より $2 \sim 5 \text{ atg}$ 高圧にしておくべきで、日本の場合

過熱器は、仮設過熱器加圧ポンプ、給水加熱器はボイラ給水ポンプで加圧している。

ガードナー2号ではJICA調査団のアドバイスにより、過熱器は加圧ポンプを仮設して加圧した。

III 薬品溶解

(i) ヒドラジン

CST に直接溶解しているがヒドラジタンク及びヒドラジン注入ポンプを仮設して定量注入すべきである。

ガードナー/スナイダー発電所では、9月初旬運転中のユニットにこのCSTの純水を補給水に使ひ、ユニットの系統水が高pH、高 N_2H_4 となった。

(ii) 酸類

薬品タンクへの移送はドラムをつり上げ薬品タンクへ溶解しているが、時間の単縮と安全のため、移送ポンプ又は他の手段を考えるべきである。

IV 洗浄手順

(i) 酸洗浄後の置換

現状の押し出しフロー方式は、多量の純水と長時間を必要とする。

ガードナー2号の場合、純水使用量約290,000 gal (1,100 m³) 所要時間14時間であった。これらの対策として N_2 加圧フロー方式に改めるべきである。この方式では、平均2回の加圧フローで充分であり純水使用量はボイラ2容量分(約300 m³) 時間は約8時間である。

(ii) 中和準備

完全な中和防錆を行うためには置換後、中和準備工程として0.1%クエン酸により中和準備を行った方がよい。

(iii) 酸洗浄中の Fe^{3+} 対策

酸洗浄中、スケールの溶解によって生じた第2鉄イオン(Fe^{3+})により鋼材の腐食が考えられる。第2鉄イオン(Fe^{3+})が過大になれば腐食を促進する。通常、 Fe^{3+} が500 ppm以下であれば腐食には影響を及ぼさないが、酸洗浄中は Fe^{2+} 、 Fe^{3+} を分離定量し、 Fe^{3+} が多い場合には、 N_2H_4 等の還元剤を注入する必要がある。

(V) 洗浄中の流量の確認

有機酸による酸洗浄では、特に流量、温度が洗浄効果に影響を及ぼす。
貫流ボイラの場合、洗浄液の偏流が起る可能性があるので、洗浄中は、ボ
イラ各部の温度をチェックし、偏流の有無を確認する必要がある。

13) 燃焼ガス側の腐食防止について

ガードナー／スナイダー、マラヤ両発電所とも高S分燃料を使用しており、燃料

使用燃料中の腐食成分（NAPOCOR分析）

S %	2.9～4.5	
Na ppm	8～19	（S分の高い割にやや低い）
V ppm	13～54	（S分の高い割にやや低い）

中の腐食成分による高温腐食、及び低温腐食が出ており、特にマラヤ発電所における空気予熱器つまりは発電所の最大の課題である。

高温腐食については、ガードナー2号の定修時に採取した蒸発管外面、過熱器チューブ外面にその傾向がみられる。

現在は他の種々の原因により発電所の負荷が低く、ボイラ熱負荷も低いいため直接高温腐食によるボイラチューブ事故は起っていないが、将来、全負荷になった場合には、ボイラ事故が考えられるので何らかの対策が必要である。

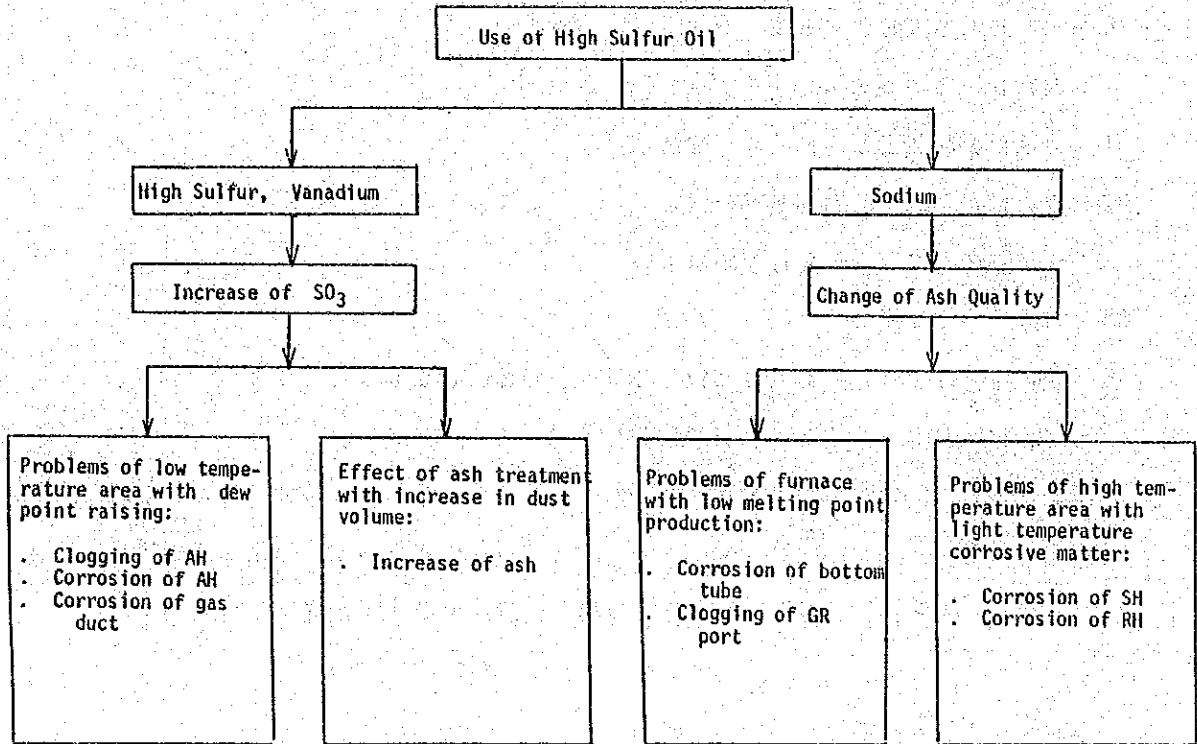
低温腐食については、スナイダー1、2号、マラヤ2号の煙道の腐食によるガスリークが激しく、中制室付近のSO₂濃度でさえ日本の環境基準：0.1 ppm as SO₂を上まわるものと思われる。また、マラヤ2号では空気予熱器の差圧高によりユニットの出力が抑制されている程である。

これらの対策として高温腐食に対して現在スナイダー2号で添加剤注入テストが実施されているが、結論は出ていない。低温腐食に対しては、何らの対策もなく、空気予熱器については蒸気式空気予熱器の故障で規定の温度に上らず、腐食も助長している。

勸告

S分の高い燃料を使用している場合のボイラに与える影響は次のように区別される。

図5.C-19 高硫黄分燃料の影響



高温腐食は硫酸ナトリウムが腐食原因になるアルカリ硫酸塩腐食または、Sulfidation Attack といわれており、腐食防止法として一般に次のような対策が採用されているが、完全に防止することは困難で定修時に綿密な検査を行い、適切な事前保守をする必要がある。

高温腐食に対する対策

- (1) ガスの偏流防止と局部的高温部解消
- (2) 耐火剤による局部的高温部の保護
- (3) 添加剤注入による付着物の融点上昇
- (4) 付着物の水洗除去
- (5) 耐食性材料への変更 (SUS 316、SUS 321に代わるものとしてSUS 347、STBA-24に代るものとしてHCM 9M)

添加剤としては付着物融点上昇のためのマグネシウム系のものの他、アルカリ硫酸塩腐食に対するアルミニウム・マンガン系などのものがあるが、結果の評価に長時間を要するのと、コスト高となり日本の場合、最近では事業用発電所での注入例は少ない。

低温腐食については

低温腐食は、燃焼で生成した SO_2 の一部が更に酸化されて SO_3 となり、ボイラ低温部で露点以下の部分に硫酸として付着し腐食を起すもので、発生場所としては、空気予熱器低温部、煙道、煙突などであり、空気予熱器低温エレメントでは、硫酸の凝縮とともに灰が付着し、腐食生成成分も加って閉塞に至るものである。

低温腐食の防止対策としては、下記のようなものがある。

- (1) 低過剰空気運転による無水硫酸生成の抑制
- (2) 排ガス温度を露点以上に調整する。
- (3) アンモニア注入 (空気予熱器後に注入)
- (4) 耐食性材料としてコルテン鋼の使用
- (5) 空気予熱器のメタル温度上昇 (蒸気式空気予熱器の活用)

従って排ガス中の SO_2 及び SO_3 濃度を測定し、酸露点を確かめ空気予熱器の保護をする必要がある。各発電所の現状では、対策として可能なものは(2)(5)の項目で特に蒸気式空気予熱器を完全修理し、入口部の温度上昇を計るべきである。