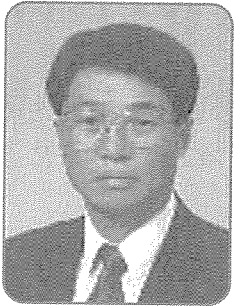


화력발전소 정밀진단 및 수명평가(II-II)



한전기공(주) 기술연구소
기술연구소장/공학박사
김승태
Tel : (031)710-4186

6. 정밀진단 및 수명평가 사례

평가 대상 보일러는 70년도 증반에 준공되었으며 미국 B&W사에서 공급한 Single Drum, Natural Circulation Radiant Reheat 형으로서 단위용량이 300MW급인 증유(Bunker C Oil)전소 보일러이다. 80년 증반기에 장기휴지가 되었던 보일러로서 금번 성능개선공사와 함께 수명평가가 병행되었고, 누적 운전시간은 95,039시간이며 누적 기동정지 횟수는 473회로 집계되었다.

6.1 정밀점검

정밀점검은 기본적으로 경험이 풍부한 전문인력에 의한 육안점검을 위주로 상태점검이 수행된 후 MT,

표 1. 육안점검 결과 권고사항

위 치	권고사항
Left & Right Wall Filler Plate	교체
Nose 상부 및 주변 Side Wall의 Temporary Lug	제거
Left Wall Tube (RH #1 Bundle 주변)	주기적 점검/교체
Rear Wall Tube(Inlet Header 주변)	육성용접/주기적 점검/교체
Reheater Bundle 56-4열 튜브 및 Bundle 고정용 Block Band	교체
2ry Superheater Header Stub Tube 측 취약개소	육성용접 및 "R" 가공

PT, UT 등 다양한 비파괴 검사기법을 활용하게 된다. 우선적으로 전문가의 정밀점검을 통해 나타난 사항에 대해 문제점을 도출하고 아울러 비파괴검사의 수행결과에 대해 살펴보기로 하자.

표 1.의 육안점검 결과에서 나타난 사항은 주로 각종 공사 시 부착되었던 Bolck Band 혹은 Lug 등이 제거되지 않은 상태로 존재하거나, 당초 상태가 부식, 피팅 등의 영향으로 본래의 기능을 상실하는 상태에 이른 것이 대부분이다. 육안점검으로부터 좀더 상세한 검사를 요하는 설비 및 부위에 대해 해당 비파괴검사를 수행하고 조치한 결과는 다음과 같이 나타났다.

표 2. 검사결과에 따른 조치사항

대상설비	검사결과	조치사항
1ry S/H Outlet Header	균열 1개소	예열, 용접, 후열처리
S/H Attemperator	균열 3개소	Grinding 가공처리
2ry S/H Outlet Header	균열 1개소	예열, 용접, 후열처리
2ry S/H Interm Outlet Header	균열 10개소	예열, 용접, 후열처리
2ry S/H Interm Inlet Header	균열 6개소	예열, 용접, 후열처리
Hot Reheater Steam Pipe	균열 5개소	예열, 용접, 후열처리

해당 설비에 결함이 나타난 경우 이에 대한 해석을 요구하는 경우는 시간적인 여유가 있다고 판단할 때 가능한 일이다. 대개 촉박한 일정으로 공사가 수행되므로 발전소 시험, 기동, 운전에 지장없도록 빠른 조치를 취하는 것이 급선무이다.

이때 사람에 의해 접근이 불가능한 부위에 대해서는 장비를 통한 점검이 필수불가결하다. 따라서 산화스케일 측정을 통한 수명평가와 아울러 고온 헤더에 대해 내시경 검사 등으로 수행한다. Header의 내부, 특히 리가먼트 부위는 육안으로 관찰하기는 매우 어려운 곳이다. 이러한 부위에 대한 검사를 위해 내시경검사장비를 사용하여 점검한다. 참고적으로 헤더에서의 균열 모식도는 다음과 같다.

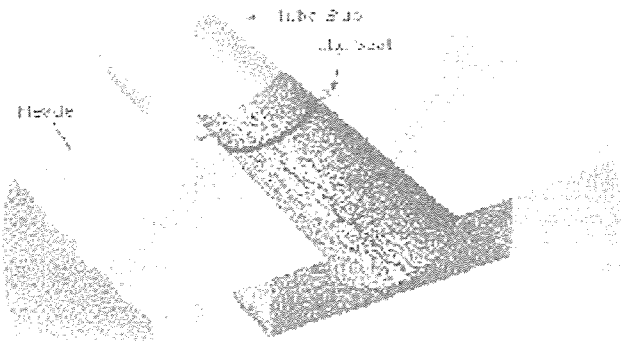


그림 1. Header Hole측 균열 참고사진

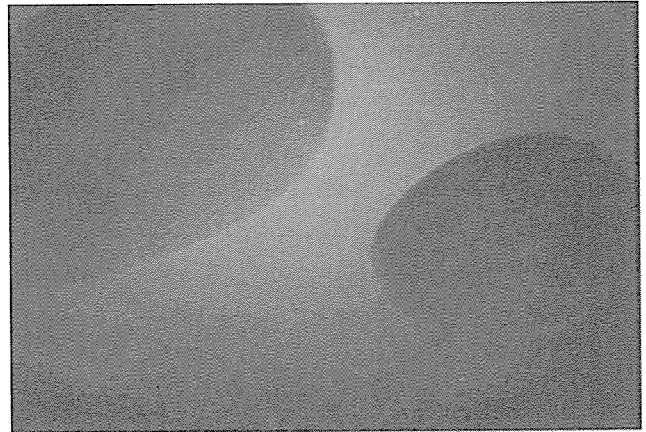


그림 4. 1ry SH Outlet HDR

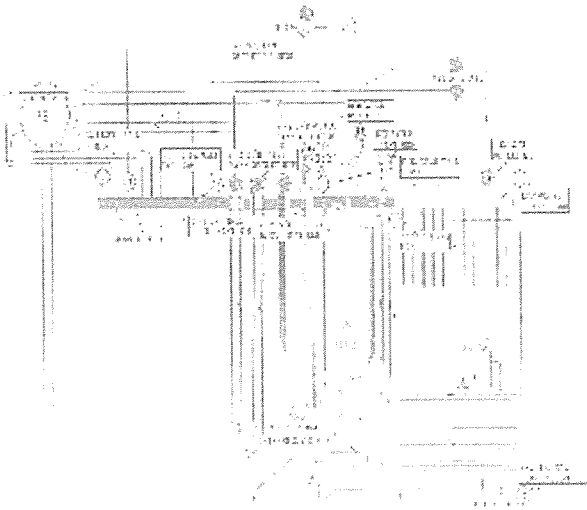


그림 2. 위치별 내시경 관련 도면

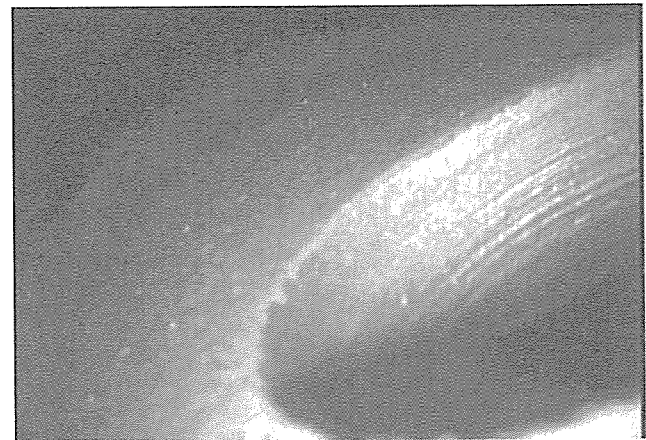


그림 5. 2ry SH Outlet 좌우측 헤더 내부

대상 발전소 보일러 설비에 대해 금번에 검사한 헤더는 그림에서 나타난 바와 같이 3개부위에 대해 수행되었다.

- ① 1ry S/H Outlet Header
- ② 2ry S/H Outlet 좌우측 Header
- ③ R/H Outlet Header

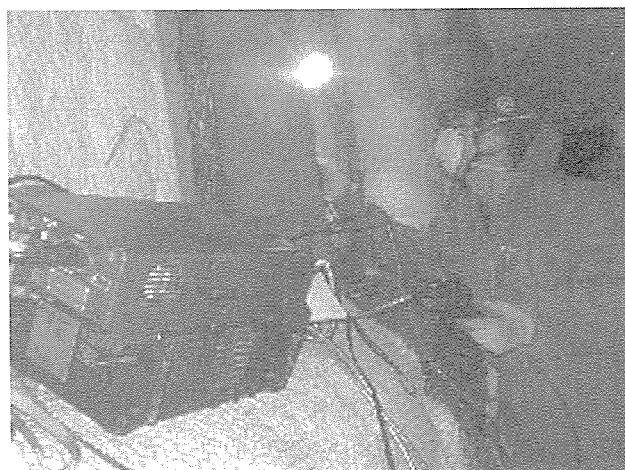


그림 3. 내시경 장비를 이용한 헤더검사

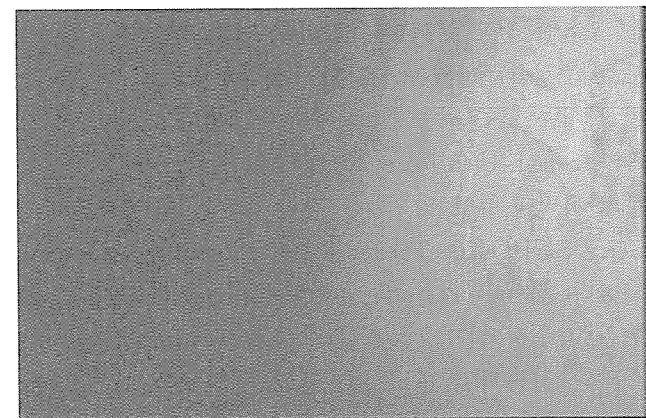


그림 6. RH Outlet HDR

그림 4, 5, 6에서 보는 바와 같이 내시경 검사 결과 고온 헤더의 내측 리가먼트부는 비교적 깨끗한 상태를 유지하는 것으로 확인되었다.

보일러 튜브가 열화 됨에 따라, 과열기 및 재열기 튜브는 운전 신뢰성을 유지하는 10여년을 경과하면서 운전단가에 영향을 줄 수 있는 손상이 유발될 수 있으므로 교체를 고려하여야 한다. 따라서 고온튜브에 대한 임계 튜브 재원을 정밀하게 측정하여 잔여수

명을 예측하는 것이 필요하다. 이를 위해 튜브 벽두께와 내부의 산화스케일의 두께를 측정하고 LIFECODE™ 소프트웨어를 사용하면 과열기 및 재열기의 잔여수명을 예측할 수 있다.

산화스케일 측정을 통한 수명평가장비는 PC를 기반으로 운용되는 디지털 초음파 시스템인 TestPro™는 튜브의 벽두께와 산화스케일을 측정하는 장비로서 튜브의 내외면의 수명소진 요인을 다음과 같이 감안한다.

산화스케일은 고온 튜브 내면이 증기와 반응함으로써 산화막(Oxide Scale)을 형성하는 것이다. 열전도율이 강의 5% 정도인 산화막이 형성되면 튜브 외면의 화염온도가 내부증기까지의 열전달을 방해 받는다. 이에 따라 설계된 출구증기온도와 열전달량을 유지시키기 위해서 금속 온도가 상승되는 현상이 필연적으로 발생된다. 이때 스케일 두께는 시간의 제곱근에 비례하는 Parabolic 형으로 증가된다.

고온 튜브 외면에서의 산화나 부식은 미분탄이나 연료유를 사용하는 경우에 많이 나타나며, 튜브 두께를 감소시킴으로서 Hoop Stress를 증가시키는 역할을 한다.

일반적 두께측정기는 금속과 스케일의 경계면에서의 신호와 Backwall에서의 신호 분리가 불가능하므로 Scale을 포함한 전체 두께가 측정되어 진다. 따라서 이를 별도로 측정할 수 있는 SI사의 TestPro 장비를 사용한다. 이 장비는 고 분해능, 고 주파수, 집속형(Focusing)의 탐촉자, Search Unit, Noise 제거용 Software로 구성되어 내부 산화막과 튜브 벽두께를 각각 측정할 수 있다.

1ry S/H Outlet Tubing에서는 총 52열에 대해 검사하였다. 검사 위치는 Tube내의 증기온도가 가장 높은 부위로 추정되는 Outlet 측 튜브를 대상으로 연소 개스와 접촉이 많은 Tube 전면 부위에 대해 검사하였다. 검사 시 모든 검사부위는 전처리로서 표면 Grinding 실시 한 뒤, Data를 취득하였다.

두께 측정결과, 측정된 대상 튜브의 두께는 대부분 설계치 이상이었다. 또한 측정장비를 통해 검출한 내부 산화 스케일 두께도 0.133~0.147mm 정도로 비교적 얇게 측정되었으므로 산화피막으로 고려해도 무방할 정도의 작은 값이다. 따라서 튜브의 설계치 보다 작게 (52열중 2열) 측정된 부위를 대상으로 잔존수명을 계산하였다. 그 결과 1ry S/H Outlet Tube의 잔여수명은 최저 75,000시간이며 최고 172,000시간(30열은

Tube 두께가 상대적으로 너무 두꺼워 배제하였음)으로 계산되었다.

앞서 밝힌 바와 같이 산화 스케일 두께는 운전년수를 감안하면 비교적 얇은 상태로 확인되었다. 설계치보다 두께가 얇은 부분에서의 잔여수명은 75,000시간으로 계산되었으나 보일러 튜브에서 신뢰성이 유지되는 크리프 수명시간을 10만시간으로 가정해 볼 때 25,000시간 후에는 이에 대한 재검사가 필요하리라 판단된다.

6.2 재질열화 진단

재질열화 진단 및 검사 부위는 설계조건 및 시스템을 고려하여 손상을 많이 받은 부위를 선정하였으며, 작업환경 및 실제 발전소의 구조적 조건으로 약간 변경되기도 하였다.

표 3. 재질열화 진단 위치 및 검사량

검사대상설비	검사량
Main Steam Outlet Manifold - Nozzle Weld - Pipe Weld- Safety Valve Weld	9
Main Steam Piping Line - Elbow Weld	11
Primary SH HDR - Nozzle Weld	4
Secondary SH Interm. In HDR - Nozzle Weld	4
Secondary SH Outlet HDR - Nozzle Weld - Stub tube Weld	8
Secondary SH Interm. Out HDR - Nozzle Weld	6
Hot Reheat Steam Piping Line - Elbow Weld	14
Reheater Outlet HDR - Stub tube Weld - Pipe Weld	7
Side Wall Top HDR - Nozzle Weld	6
Attemperator - Nozzle Weld	2

실제 발전소를 대상으로 채취한 표면복제 부위 및 개수는 표 3과 같으나 그에 대한 전체적인 평가결과는 너무 방대하므로 예로서 그림 7과 같은 이차 과열기 헤더에 대한 내용만을 간략하게 설명하도록 하겠다.

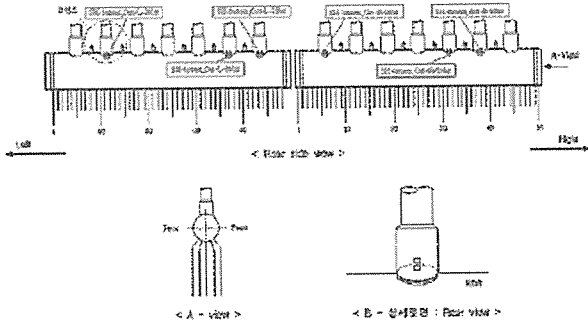


그림 7. 이차 과열기의 표면복제 부위

과열기 헤더에서는 22개의 레플리카를 채취하였다. 과열기 헤더 재질은 화학조성이 2.25Cr-1Mo인 BW36(CRM 2)이다. 2.25Cr-1Mo강은 보일러의 고온, 고압 설비에 가장 많이 사용되고 있는 재료로서 고온 특성이 우수한 재료 중의 하나이다. 헤더 모재의 미세조직은 등방형 페라이트와 부분적으로 구상화된 베이나이트 및 퍼얼라이트의 혼합상태를 보여주고 있다. 대표적인 조직사진을 그림 10에 나타내었다.

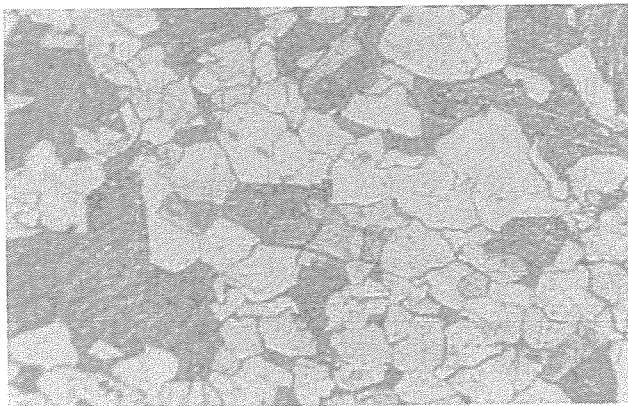


그림 8. 과열기 모재부 조직

약 93,200 시간을 가동하였음을 고려해 볼 때 모재에서의 부분적으로 구상화된 베이나이트 및 퍼얼라이트의 형성은 Cr-Mo 저합금강의 전형적인 미세조직임을 보여주고 있으며, 재질열화(material degradation) 상태는 비교적 양호하다고 할 수 있다.

모든 용접부의 레플리카에서 열영향부는 전형적인 강(steel) 용접부에서 나타나는 미세 및 조대(coarse-grained) 열영향부를 보여주고 있다. 용접부의 미세조직은 전형적인 템퍼 베이나이트(tempered bainite) 조직을 보여주고 있다.

결과적으로 일차, 2차 과열기 헤더의 각 진단부위에서의 레플리카 분석 결과, 일차 과열기 헤더에서는 크리프공이 발견되지 않았으며(Class A), 이차 과열

기 헤더에서는 열영향부 및 모재부에서 큰 균열이 발견되어 Class E로 평가되었다. 이들 균열은 발견 후 즉시 그라인드 아웃 및 용접 정비로서 적절한 조치를 취하였다. 그러나 기존 모재의 건전성과 용접부에 대한 조직분석 결과로서 균열 이외의 특이 사항을 발견할 수 없었으며 재질의 열화도가 전반적으로 악화된 상태로 판단하기 어려웠으므로 균열이 제거된 상태를 Class B로 판정하였다.

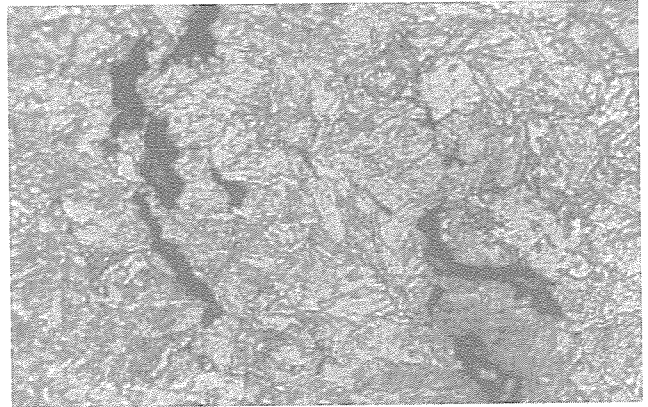


그림 9. 과열기 헤더 HAZ부 균열(예)

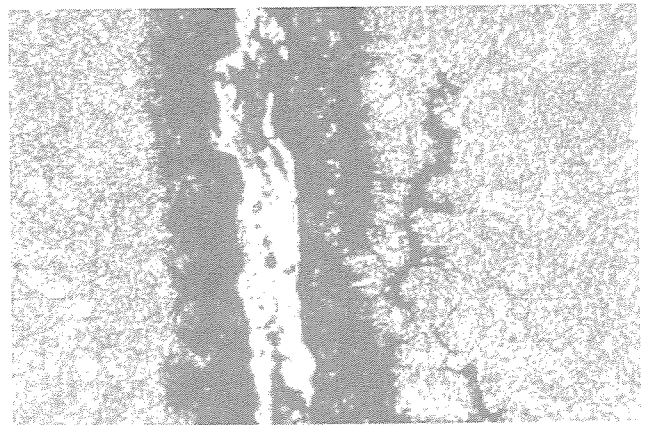


그림 10. SH HDR 노즐 HAZ부 균열(예)

이러한 과정을 통해 재질열화, 경도측정값, 입계부식법, 크리프평가의 집계결과를 바탕으로 재검사 주기를 산정하였으며 그 결과는 표 4와 같다.

표 4. 수명평가결과

기기	재질 열화	경도	GEM $\Delta FATT_{CVN} [^{\circ}C]$	크리프 평가	재검사 주기
MS	C	정상	12	C	3년
SH HDR	C	정상	19	B	3년
HR	C	정상	8	B	3년
HR HDR	C	정상	17	B	3년
SWT HDR	C	정상	-	B	3년
Attem.	C	정상	-	A	6년

표 5. 수명소비율을 기초로한 잔여수명 및 점검주기

기기	용접부 위치	손상등급	수명 소비율	잔여수명 [1000h]	검사주기 (년)
MS	Manifold	C	0.5	93	3
	파이프	B	0.46	108	3
SH HDR	1' ry	A	0.12	681	6
	2' ry	E	1	36	3
B		0.46	108		
RH	HR1IA-	B	0.46	108	3
	HR1IA-				
	HR1B-				
	기타	A	0.12	681	6
재열기 헤더		B	0.46	108	3
SWT 헤더		B	0.46	108	3
Attemperator		A	0.12	681	6

덧붙여 이 수명평가 결과는 이전의 평가와의 비교를 통해 보수적으로 산정되었음과 더불어, 균열이 발견된 부위에 대해서는 차주기 검사 시 반드시 검사할 것을 권고하였음.

Neubauer에 의한 크리프손상 단계를 기준으로 보수적으로 평가하기 위하여 가장 손상이 진행된 상태를 기준으로 평가를 하였다. 주증기관의 Manifold와 파이프라인과 같이 손상정도가 현격하게 차이나는 곳에서는 같은 시스템이라도 각각 주요 부위에서 별도로 평가하였다. 평가결과를 표 5에 나타내었다.

6.3 배관 응력해석 및 지지장치점검

주증기, 고온재열배관의 응력분포 상태를 파악하여 비파괴검사 부위를 합리적으로 선정하기 위해 응력해석을 수행하였다. 고온증기관의 수명을 지배하는 주요 손상기구 중의 하나인 크리프는 사용온도/시간, 응력 및 재료 물성치의 함수이기 때문에 사용온도/시간 및 물성치는 전 배관에서 동일하다고 가정하면 손상을 지배하는 주요 변수는 응력이다.

6.3.1 배관응력해석 적용 코드

배관해석은 배관계통이 설계수명 동안에 일어날 수 있는 설계하중 조건하에서 배관계통의 건전성을 확인함으로써 배관계통의 안전한 운전을 보증하기 위하여 수행된다. 일반적으로 발전소의 배관해석은 ASME B31.1 Power Piping 설계지침에 정의된 하중조건을 받는 배관계통의 수학적 모델을 만들어 수행되어 왔으나 안전성에 관한 인식이 증가됨에 따라 지

진, 배관 파단 등 비정상적인 하중조건하에서 배관과 행거의 건전성을 보증하기 위한 설계기준이 필요로 되었으며, 이러한 복잡한 설계기준으로 인하여 컴퓨터를 이용한 응력해석 방법이 이용되고 있다. 배관계통의 경년적인 변화는 배관 행거의 이동변화로 발생하므로 이를 수시로 점검하고 조정하여 비정상적인 부하를 받지 않도록 하여야 한다. 그러나 실제로 배관중량 지지, 진동 및 열팽창으로부터 배관 행거의 설치불량, 경년 열화 및 환경적 요인 등으로 원래의 기능을 발휘하지 못하여 배관진동과 연결기기 및 구조물의 손상을 초래하는 원인이 되고 있다.

6.3.2 배관 응력 요구사항

ASME B 31.1 Power Piping은 화력발전소 배관계설계의 주된 Standard이며, 이들은 배관자중, 온도효과 등에 기인하는 응력을 계산하는 설계식, 그리고 재료의 허용응력치 등과 같은 설계에 필요한 자료를 규정하고 있다. 일반적으로 배관계는 연결된 행거에서의 반력과 배관계의 허용 불가능한 팽창응력을 일으키지 않는 범위 내에서 견고히 지지되어야 하며 다음의 4가지 조건에 맞도록 설계되어 진다.

- ① 정상 하중조건 : 관 및 관내 유체 자중
- ② 특수 하중조건 : 지진 또는 수격 작용과 같은 동적 과도하중
- ③ 열팽창
- ④ 내압 및 외압

배관응력 해석에 있어서 운전하중의 조합은 B31.1 규격의 104.8에 따른다. 즉 배관응력은 압력, 자중, 및

기타 지속하중에 의한 응력과 지진력, 진동력 등에 의한 일시 하중에 의한 응력 및 열팽창 또는 수축에 의한 응력 등을 응력 특성(1차응력 및 2차응력)에 따라 조합하여 규격의 허용응력 한계와 비교한다. 다음은 각 하중 조건별 규격의 요구사항이다.

① 지속하중에 의한 응력식

$$SSLSh = \frac{PD_0}{4tn} + \frac{1000(0.75i)Ma}{Z} \leq 1.0Sh$$

② 일시하중 및 지속하중에 의한 응력식

$$SDL = \frac{PD_0}{4tn} + \frac{1000(0.75i)(Ma+Mb)}{Z} \leq 1.0Sh$$

③ 열팽창(수축)으로 인한 응력

$$SE = \frac{1000(iMc)}{Z} \leq SA + f(Sh - SL)$$

여기서,

P = 설계내압 (kPa)

Do = 외경 (mm)

tn = 배관 벽두께 (mm)

i = 응력집중계수

Ma, Mb = 지속하중의 작용으로 배관단면에 생기는 합성 모멘트(N-m)

Mc = 열팽창(수축)으로 인하여 생기는 모멘트 범위(N-m)

K = 계수 : 일시하중 발생시간이 운전 24시간의 10% 이하일 때 1.15, 1%이하일 때 1.2

Sh = 설계온도에서 재료의 허용응력(ASME B 31.1 부록 참조)

SA = f(1.25 Sc + 0.25 Sh)

= 열팽창에 의한 허용응력범위

Sc = 상온 상태에서 재료의 허용응력(B31.1. 부록 A참조)

SL = 지속하중에 의한 응력의 합

SE = 열팽창(수축)으로 인한 응력

Z = 배관의 단면계수(mm³)

f = 허용응력 범위 감소계수

6.3.3 유한요소 모델링

배관응력해석은 전용 Program인 CAESAR II ver4.4를 이용하여 수행하였다. 이때 기존배관의 Piping 구조(길이), Hanger 위치, Fixed Point 등은 Isometric Drawing(BABCOCK & WILCOX)을 참고하

였고 교체배관은 MITSUBISHI사의 Isometric Drawing으로 배관 모델링을 수행하였다.

모델링 시 터빈쪽 교체 배관은 Reducer를 사용하여 기존 배관과 용접으로 연결하는 것으로 구현하였으며, 기존 설치된 Hanger는 용량이 설계값과 동일하다고 판단하여 설치된 행거의 값을 입력하였고 터빈측의 교체된 행거는 Program이 선정하도록 "Undesigned" Option을 사용하였다.

Boundary Condition으로서 운전 시 보일러 노즐 변위 값은 Hot Condition 일 때의 조건으로 입력하였으며, Piping&TBN Terminal의 변위는 Anchor로 적용하였다.

이때 보온재는 비중 220kg/Cu, M, 두께 210mm의 Silica를 적용하였다.

6.3.4 배관재질 및 사양

기존 주증기, 고온재열배관 재료는 BS 3604 HFS 660으로서 물성치는 동종재질인 DIN-17175의 14

표 6. PIPING 사양 및 재질

항목		온도(℃)	압력(Bar)	규격(OD×t)mm
MS	기존	540	179	337 × 41.3
	교체	540	179	355.6 × 56
HR	기존	540	36.5	541.3 × 16.8
	교체	540	36.5	558.8 × 24

MoV63을 적용함. 교체된 고온재열배관은 A-387 Gr, 22-1과 화학적조성과 기계적 특성이 같은 A335 Gr. P22를 적용함.

- A387 Gr, 22-1(압력용기용 판재) : 2 1/4Cr-1Mo
- A335 Gr. P22(Seamless Ferritic Alloy Steel Pipe) : 2 1/4Cr-1Mo

6.3.5 보일러 노즐 경계조건 및 변위

보일러측 노즐부위 초기조건은 이전에 수행한 수명평가 보고서 내용을 적용하였고 TBN측 노즐은 "0, Anchor"로 하였다.

표 7. 터빈, 보일러 노즐부 경계조건

위치 방향	주증기배관				고온재열배관			
	보일러 노즐		터빈 노즐		보일러 노즐		터빈 노즐	
	우	좌	우	좌	우	좌	우	좌
X	40	-40	0	0	63	-63	0	0
Y	-15	-15	0	0	-25	-25	0	0
Z	20	20	0	0	30	30	0	0

6.3.6 계산결과

주증기관에 대한 계산결과는 전체적인 주증기배관의 구조물 HDR의 양쪽 끝에서 각각 독립적으로 연결되었고 TBN 까지 “Y”-Piece와 같은 응력집중부위도 없는 비교적 단순한 구조이다. 또한 Bending의 경우 곡률반경이 5D를 사용해서 Bending 부위에서도 직선 배관과 비슷한 응력분포를 보이고 있다. 따라서 실제로 계산되는 Stress Ratio도 비교적 낮게 나타났고, 최대응력은 노즐부위인 Safety Valve 용접부에서 최고 48%의 응력이 발생하였다.

주증기배관 점검결과 확인된 행거 MS-6번 하부곡관부와 MS-24번 행거봉 간섭에 대해 운전 시 MS-6번은 열팽창량의 50% (10,-141,-26 → 5,-70,-24),

MS24번은 열팽창량의 30%만 (86,-152,-134→23,-140,-41) 이동한다고 가정하고 배관의 최대응력을 분석한 결과는 다음과 같다.

- ① MS-6번 : 설계값 적용 시 $77,912 / 190,000 = 41\%$ 에서 간섭 시 $89,378 / 190,000 = 47\%$ 로 노즐부위에서 약간의 증가는 보이나 배관의 안전에는 이상이 없는 것으로 판단됨.
- ② MS-24번 : 설계값 적용 시 $90615 / 190,000 = 47\%$ 에서 간섭 시 $97,122 / 190,000 = 51\%$ 로 노즐부위에서 약간의 증가는 보이나 배관의 안전에는 이상이 없는 것으로 판단됨.

재열기관도 주증기관과 마찬가지로 고온재열배관의 구조물 HDR 양쪽 끝에서 각각 독립적으로 연결되

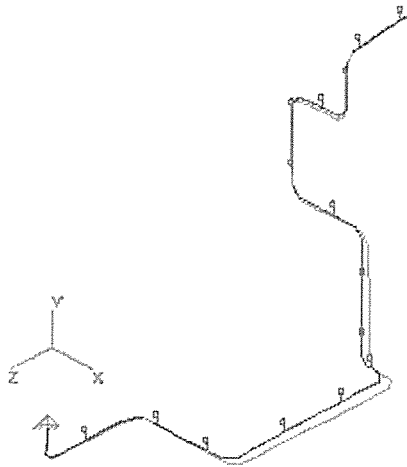


그림 11. 주증기배관 RS 열팽창

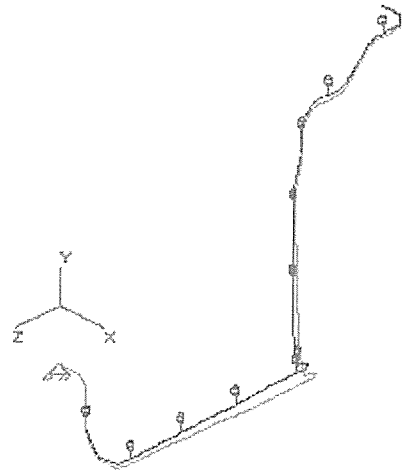


그림 13. 고온재열배관 RS 열팽창

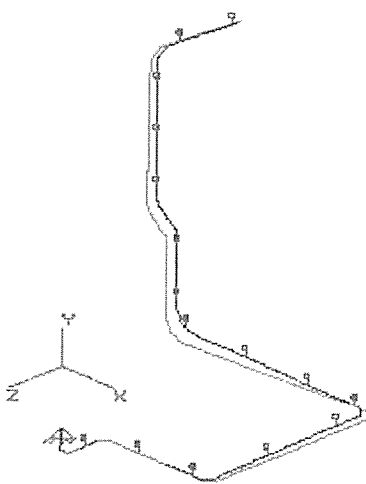


그림 12. 주증기배관 LS 열팽창

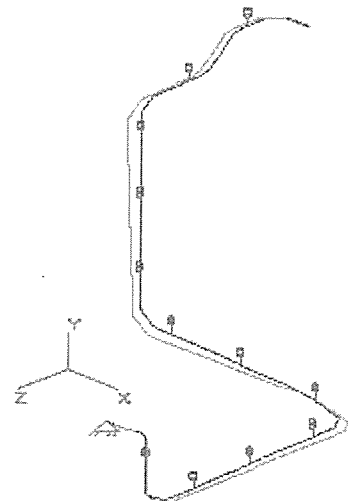


그림 14. 고온재열배관 LS 열팽창

고, 응력집중부위도 없는 단순한 구조이다. 또한 곡률 반경이 5D를 사용해서 Bending 부위에서도 직선 배관과 비슷한 응력분포를 보이고 있다. 따라서 실제로 계산되는 Stress Ratio도 비교적 낮게 나타났고, 최대 응력은 RS 배관 Node 90-95(HR-6 후단) Bending 부위에서 최고 37%의 응력이 발생하여 전체적으로 주 증기 배관보다는 작은 응력분포를 보이고 있다.

6.3.7 지지장치 점검

지지장치를 점검하는 대표 사진이 그림 15에 나타나 있다. MS-6, CR-8, 10, 15, 22하부 곡관부 배관이 구조물 및 지붕과 간섭되므로 배관 보온재, 구조물, 지붕 등이 손상되었으며 이에 따라 빗물 유입, 구조물 변형, 배관의 열팽창이 원활하지 못하므로 차후 간섭부위 제거를 권고한다.

MS-24, CR-8, 9는 행거봉이 바닥 철판(그레이팅)과 간섭이 되어 배관의 열팽창이 원활하지 못하여 응력이 증가되고 클램프, 행거봉 클램프 연결 부위의 응력 증가로 인한 손상과 행거봉이 휘어짐으로 차후 간섭된 바닥 철판을 절단하는 것이 바람직하다.

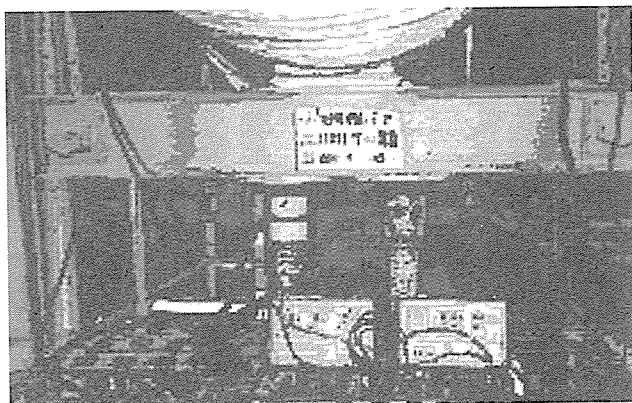


그림 15. 배관지지장치 점검

MS-20LR, HR-15R, CR-7L, 16LR, 20의 경우는 규정상 행거봉 나사가 턴버클에 1산 이상이 나와 있어야 하나 위의 행거들은 그렇지 못한 경우로서 행거봉 나사가 진동 등으로 풀려 행거봉이 이탈될 가능성이 있으므로 행거봉을 조여 주어야 한다. 위의 행거들은 지침조정 등을 위하여 1산 이하로 된 것이므로 차후 행거봉을 교체하여 지침조정 작업을 수행해야 한다.

MS-1, 6R, 18R, 20LR, HR-1, 3LR, CR-5, 10LR, 15LR, 18R, 20, 20LR은 나사 풀림 방지용 로크너트가 풀려진 상태로 배관 진동 등으로 인하여 행거봉 나사가 풀릴 가능성이 있으므로 이를 반드시 조여야 한다.

MS-6LR, HR-3LR, 4LR, 15LR, CR-10LR의 경우 클램프 설치 부위의 보온재가 손상되어 열방산량이 증가되고 빗물 유입 시 배관의 부식, 내부 유체와의 온도차로 금속 열화 가능성이 있으므로 보온재는 재설치되어야 한다.

옥외에 설치되어 있는 행거는 부분적으로 도장이 박리되어 침부식이 진행 중이고, 현 상태에서 사용가능하나 도장이 박리된 부분은 습분 및 부식성분 등으로 인하여 침부식 진행이 가속되어 두께가 감육되므로 옥외에 위치한 배관 지지장치는 장기간 사용을 위해 녹 제거 후 도장하여야 한다.

지침 조정은 운전 시와 정지 시 지침을 점검하여 조정량을 선정하여야 하나 이번 수명평가기간에는 발전소가 운전되지 않아 운전 시 점검을 하지 않았기 때문에 정확한 지침 조정 값을 정할 수 없으므로 차후 발전소 운전 시 배관 지지장치 지침을 재점검하여 지침조정 대상 행거 선정 및 지침조정을 하여야 한다.

7. 결론

이상과 같은 절차와 방법을 통해 화력발전소에 대한 정밀진단 및 수명평가가 수행되었다. 상기에 언급한 내용을 바탕으로 최종적인 해당 설비의 상태를 평가한 결과 다음과 같은 권고사항을 제시하였다.

- 크리프 손상분류법에 의해 SH Intern. Outlet HDR가 가장 Critical 설비로 판단되며, 재검사 시기는 3년이다.
- 2ry SH Header Stub Tube 좌우측은 응력이 집중될 수 있는 여지가 많으므로 기존 용접부 5~8mm Build-up 용접 및 "R" 가공하는 것이 바람직하다.
- 크리프/모재 손상, 경도, 입계부식법 결과를 종합해 볼 때 주증기관이 가장 심하게 손상된 상태이며, 재검사 시기는 3년이다.
- 증기배관의 주요 수명소진 요소는 응력이므로 구속 및 간섭부를 제거하여 응력집중을 최소화할 것을 권고하였다.
- 균열이 발견되었던 SH Header는 향후 지속적으로 집중적인 검사를 통해 균열의 발생여부를 관찰할 것을 권고하였다.

이외에도 수명평가의 보고서에는 좀더 상세하고 구체적인 수명관리 방향에 대해 기술되어져 있으나 한정된 지면으로 이를 전부 소개하지는 못하였다.