중유발전소의 재열기관 균열 해석

홍성호†·홍석주*

Analysis of Reheater Pipe Crack for Oil Power Plant

S.H.Hong and S.J.Hong

Key Words : Pipe Design (배관설계), Wall Thickness (벽두께), Crack(균열), Creep Crack Growth(크리프 균열성장) Life Prediction(수명예측), Thermal Stress (열응력)

Abstract

Power plant Piping operating at elevated temperature often fails prematurely by the growth of microcracks under creep conditions. Therefore, the life assessment of high temperature components that contain cracks is an important technological problem. The mechanisms of crack growth in simple metals and alloys have been investigated using both mechanical and microstructural approaches. In this study, life prediction accounting for creep, crack growth and thermal stress is analyzed.

1. 서론

발전소 및 화학 plant 에서 설계 수명이 다 된 기기의 재료 손상정도를 직접 측정해 보면 손상이 예상보다 훨씬 적은 경우가 대부분이다[1]. 이와 같은 현상은 여러 가지 요인에 의해 발생하는데 설계수명의 증감에 미치는 주요 인자들은 설계시 충분한 안전율을 고려하여 결정하기 때문이거나, 안전운전 등으로 인하여 발생한다. 이러한 경우 일부 부품의 교체만으로 설비의 수명연장이 가능해 경제적으로 많은 이점이 있다. 이로 인하여 화력 발전의 경우, 간접수명평가법에 의한 수명평가시 약 20년의 수명이 계산되는데 직접수명평가법에 의해서는 약 40년의 수명이 산출되는 것이 일반적인 경향이다. 본 논문에서는 간접수명평가법을 이용하여 중유 발전소의 재열증기관 균열과 수직배관의 처짐 현상에 대한 원인을 분석하고 향후 보수후 운전시 건전성을 평가하고자 하였다.

† 한국전력기술(주)
E-mail : pmas@kopec.co.kr
TEL : (031)289-4305 FAX : (031)289-4519
* 한국전력기술(주)

2. 배관재질 및 손상 현황

균열이 발생된 재열증기관에 사용된 재질은 독일 DIN 규격의 10CrMo910으로 ASTM A335 P22 2¼Cr-1Mo와 동종의 재질로 Mo를 첨가하여 고온강도를 향상시키고, Cr에 의하여 내산화성 및 흑연화에 대한 저항성을 향상시킨 것으로

593℃ 까지 사용이 가능하다[2]. 이 재료들은 보통 고온증기 계통인 주증기, 재열 및 추기 계통의 증기배관에 사용된다.

중유발전소의 기동 조건은 **Table 1**과 같은데 타 발전소보다 기동정지횟수가 월등히 높은 편이다.

이들 재열증기관 수직배관 하부 곡관부에 과도한 처짐 현상이 발생하고, 연결 수평배관이 이상변형현상이 발생하였다.

Table 1 대상 발전소의 운전조건

총운전 시간	기동정지횟수				비고
	냉간	온간	열간	합계	
147,641	227	169	463	859	2000.12.31 기준

증기배관의 균열양상은 아래 **Fig. 1**과 같다.

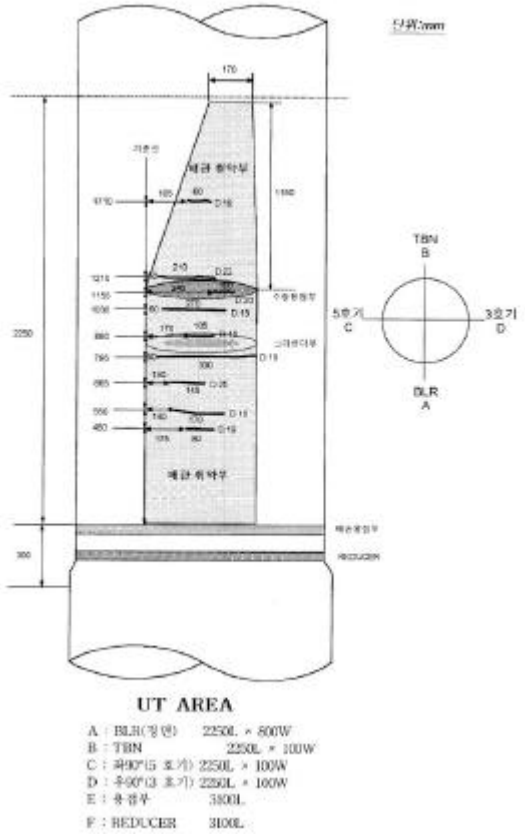

Fig. 1 배관 균열 분포 및 크기

3. 배관균열 및 처짐 현상에 대한 원인 분석

3.1 배관균열 원인 분석

3.1.1 재질열화 및 두께의 적정성

현재 DIN 10CrMo910 재료를 운전조건인 541℃에서 150,000시간 동안 사용할 경우 재질열화는 그다지 발생하지 않는 경향이 있다[(3)-(4)]. 따라서 재열기관의 파손은 온도에 의한 재질열화가 직접적인 원인은 될 수 없다. 그리고 배관 두께의 적정성을 분석하기 위하여 ASME 규정에 따라 외경에 대하여 **Table 2**와 같이 적정 두께를 산출하였다.

Table 2 조건별 배관의 적정 두께

구분	온도 (℃)	압력 (kg/cm2)	적정두께 (mm)	비고
설계조건	546	56	50.0	설계값 : 52mm
운전조건	541	45.86	38.4	실제값 : 60mm

계산결과를 보면 설계값 52mm는 최소 적정 두께 50mm에 근접하므로 타당하다. 실제 공급된 배관 두께도 60mm로 타당한 편이다. 그러나 운전조건을 고려하였을 때 적정두께는 38.4mm 로 실제 공급된 배관 두께 60mm는 기동정지시 열응력을 유발할 수 있다. 이는 앞서 Table 1에서 본 바와 같이 과도한 기동정지에 따른 열팽창수축이 빈번히 발생하여 열응력이 유발되었다고 볼 수 있다.

3.1.2 배관 수명 예측

배관수명 예측은 크리프 조건만을 고려하여 Table 2에서 최소두께를 52mm, 내경 834mm의 운전조건으로 예측하였다.

배관응력은 내압만을 고려하여 Hoop Stress를 식 (1)에 따라 구하였다.

$$\sigma_h = \frac{Pd}{2t} \qquad (1)$$

여기서 P는 배관에 작용하는 내압이며, t는 배관 두께, d는 배관의 평균경이다. 식 (1)에 따라 구한 응력 값은 5.58ksi이며 이 값을 가지고 2¼Cr-1Mo강의 Larson-Miller rupture parameter 로부터 LMP 값을 구한 후 식(2)로부터 파단 시까지의 총 수명을 구하면 약 2,000,000시간이 산출된다[(5)].

$$P(\sigma) = (20 + \log t_r)T \times 10^{-3} \qquad (2)$$

보통 배관의 설계수명을 200,000시간으로 설정하여 설계조건을 구하는데 실제 운전조건은 설계조건보다 낮은 온도, 압력에서 운전되므로 긴 수명이 산출되는 것이 일반적인 경향이다. 따라서 크리프에 의한 재질열화로 재열기 배관이 손상되었을 가능성은 매우 적다.

3.1.3 배관 균열성장 해석

배관에서 발견된 **Fig. 1**과 같은 균열 형상에 대하여 크리프 및 피로를 고려하여 균열성장해석을 다음의 3가지 운전조건에 대하여 각각을 구하였

다.

o 증기 내부압력만 고려
o 증기 내부압력, 자중, 열응력 고려
o 증기 내부압력, 자중, 열응력, 주기 운전 고려

1) 증기 내부압력

일반적으로 앞의 Fig. 1과 같이 균열이 배관 길이 방향에 수직으로 위치하고 증기 내부 압력만이 작용할 경우, 균열에 작용하는 인장응력이 작아 균열성장 속도가 심하지 않으므로 안전에 큰 문제가 되지 않는다. PCPIPE 로 산출한 결과는 Fig. 2와 같은데 앞에서 언급한 것처럼 안전에 큰 문제가 되지 않는다.

그러나 해당 발전소의 경우 주기적인 기동정지 조건이므로 일반적인 경향과는 다를 것으로 예상되어 이들 운전조건을 고려하여 균열성장을 실시하였다.

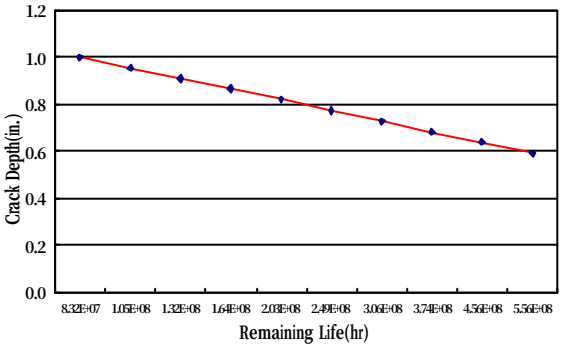

Fig. 2 내부 증기압력만을 고려할 때 각 균열 크기에 대한 잔존수명

2) 증기 내부압력, 자중 및 열응력

내부 증기압력에 추가 하중이 부과되어 균열면에 인장응력이 작용할 경우에 대하여 산출하면 Fig. 3과 같다. 부과된 인장응력은 3 ksi를 적용하였다. Fig. 2보다 수명이 200배 이상 감소하는 것을 알 수 있다.

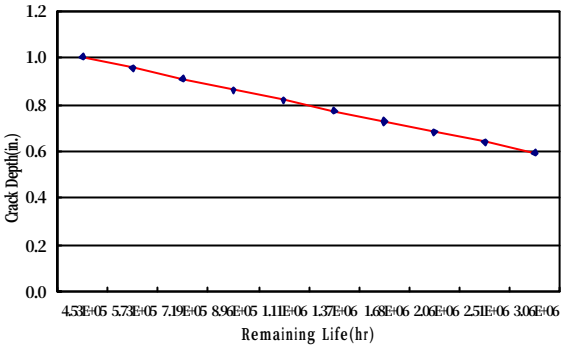

Fig. 3 내부 증기압력과 추가 하중을 고려할 때 각 균열크기에 대한 잔존수명

3) 증기 내부압력, 자중, 열응력, 주기 운전

해당 발전소의 경우 내부 증기압력에 과하중과 주기적인 기동정지 조건이므로 이들 조건을 고려하여 균열성장 해석을 실시하면 Fig. 4와 같다. 부과된 인장응력은 앞에서와 같은 3 ksi를 적용하였고 운전조건은 DSS를 적용하였다. Fig. 4를 보면 Fig. 3보다 수명이 150배 이상 감소하여 Fig. 1과 같은 균열중 가장 깊이가 깊은 25mm 균열의 경우 잔존수명이 약 3,000 시간정도 되는 것을 알 수 있다. 이들 균열은 열응력이 추가로 부과될 경우 이보다 수명이 짧아질 수 있다.

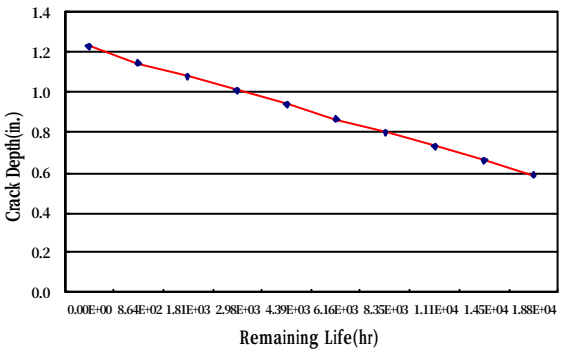

Fig. 4 내부 증기압력 및 추가 하중과 DSS 운전을 고려할 때 각 균열크기에 대한 잔존수명

3.2 배관 처짐현상

이상변위 발생에 대한 원인분석을 위해 현재 설치되어 있는 배관 및 지지물의 적정성을 평가하기 위해 배관응력해석 전용 프로그램인 PIPEPLUS[6] 를 사용하여 응력해석을 실시하였다. 배관계의 과도한 처짐 원인은 수직배관상의 지

지물이 실제 배관하중보다 작게 선정되었으며, 장시간 운전으로 인한 스프링의 경년변화로 운전정지시 constant spring hanger가 원상복귀하지 못한 상태에서 처짐이 누적되어 발생하였다.

Table 3. 지지물 하중 및 변위 평가 결과

Hanger No.	Hanger Type	Hanger 하중(kg)		Hanger 변위 (mm)	
		설계치	해석치	설계치	해석치
U14	C	12000	12764	-58	-51
U16	C	9500	12392	-140	-127
U17	C	10300	14047	-190	-175
U18	C	10000	10896	-220	-217
U19	C	11750	10668	-160	-169
U20	C	16500	15387	-100	-96

※ C : Constant spring

해석결과 수직배관상의 배관자중은 constant spring hanger 설계치 보다 큰 하중이 작용하고 있으나 해석상 constant spring이 자중에 의한 처짐이 크게 발생하지 않는 것은 수직배관상의 rigid hanger (RB U12)가 설계치 보다 큰 하중을 지지하고 있기 때문이다.

설계하중이 해석하중보다 적게 산정된 것은 constant spring hanger 선정시 배관하중에 곡관부 및 분기관의 두께변경으로 인한 하중 및 지지물 부속물(clamp, rod 등)의 무게가 합산되어야 하나 이것이 반영되지 않은 것으로 판단되며 실제 Rigid hanger의 무게 측정결과 hot상태에서 34 ton으로 설계치 29 ton보다 5 ton 크게 나타났으며, cold상태로 측정하면 36 ton이상 작용할 것으로 판단된다.

이와같이 실제하중이 설계하중보다 크게 작용할 때 배관계에 불균형한 힘을 발생시켜 이상변형을 유발시키며, 배관계의 수명을 단축시킬 수 있다.

Hanger의 실제변위가 설계변위 보다 다소 작게 나타난 것은 해석시 설계온도를 적용하지 않고 운전온도를 적용하였기 때문이며 신규 설비의 응력해석시에서도 spring hanger의 정확한 선정을 위해 설계온도보다 최대 운전온도를 적용하고 있다.

이때 운전중인 배관계는 자중에 의해 발생하는 응력이 재질의 허용치를 초과하지 않으며 열팽창에 의한 배관계의 열응력은 모두 허용응력치 내에 있다.

이러한 결과에 의해 배관 처짐 현상을 살펴보면 수직배관상의 각 constant spring hanger의 초과하중이 U18에 전이되어 U18의 rod가 절손되며 초기설계는 곡관부에서 수직배관 및 수평배관의 열팽창응력을 흡수하도록 설계되었으나, U18절손시 지지물이 바닥과 접촉하여 열팽창을 구속하게 된다.

수평배관의 열팽창이 구속되고, U18 지지물이 수직배관 열팽창변위의 지렛대 역할을 하여 **Fig. 5**와 같이 U18수평배관이 상부로 볼록한 형태로 변형을 일으키게 된다.

Fig. 5 PIPEPLUS에 의한 응력해석 결과

이때 배관은 국부적으로 허용응력치를 초과하게 된다. 수직배관의 처짐현상은 constant spring hanger가 배관계에서 부과되는 하중을 충분히 지지하지 못해 수직배관에 인장응력이 발생하여 연신되어 시간이 갈수록 지속적인 처짐을 유발하고 있다.

이상과 같은 해석 결과에 의해 실제 배관하중을 지지할 수 있도록 실제하중보다 적게 선정된 배관지지물 전체를 교체하여 계통의 신뢰성 확보가 필요하다. 그러나 이에 대한 경제성을 고려하여 배관지지물의 교체범위를 최소화하기 위해 타 행거의 변경없이 설계하중과 실제하중과의 괴리가 큰 수직배관상의 Constant spring hanger U14, U16, U17을 적정하중으로 교체하고 배관계의 건전성을 검토하기 위해 응력해석을 실시하였으며 이에 대한 결과는 **Table 4**와 같다.

Table 4. 지지물 하중 및 변위 평가 결과

Hanger No.	Hanger Type	Hanger 하중(kg)		Hanger 변위 (mm)	
		설계치	해석치	설계치	해석치
U14	C	12000	12992	-58	-51
U16	C	9500	11493	-140	-127
U17	C	10300	11393	-190	-175
U18	C	10000	11393	-220	-215
U19	C	11750	11743	-160	-165
U20	C	16500	16490	-100	-93

※ C : Constant spring

4. 결 론

재열기관의 검토 결과 파손원인은 재질열화보다는 다음과 같은 사항에 의하여 발생했다고 판단된다.

(1) 배관균열 검토결과 빈번한 기동정지로 과도한 열응력이 발생하였고 실제 공급된 배관두께가 DSS 운전 조건에 적합하지 않았으며 Hanger 에 과도한 하중이 부과되고 빈번한 기동정지로 Sample nozzle에서 열응력이 발생하여 배관의 손상을 가속시켰다.

또한 Water 유입에 따른 열충격으로 인한 R18 행거 파손이 배관에 충격을 주어 균열을 발생시켰다.

(2) 배관 균열성장 해석 결과 실제 운전조건이 내부 증기압력에 과하중과 주기적인 기동정지 조건이므로 이들 조건을 고려하여 균열성장 해석을 실시하면 실제 배관에서 발견된 균열 중 가장 깊이가 깊은 25mm 균열의 경우 잔존수명이 약 3,000 시간정도 되는 것을 알 수 있다. 이들 균열은 열응력이 추가로 부과될 경우 이보다 수명이 짧아질 수 있다.

(3) 배관 처짐현상 해석 결과 배관계의 처짐원인은 지지물이 설계하중보다 더 큰 하중이 작용함에 따라 배관계가 지속적으로 처지고 있으므로 수직배관상의 Constant spring hanger U14는 13,000kg, U16은 12,500kg, U17은 11,400kg로 각각 교체한다.

현재 U18 헹거 절손시 열팽창 구속으로 인해 가장 큰 열응력을 받아 변형된 U17부터 U19 헹거까지의 구간을 신규 배관으로 교체하여 더 이상의 소성변형 및 처짐 현상을 방지토록 한다.

참고문헌

(1) D.A.Piccione, 1987, "An Approach to High Energy Pipe Life Extension", Life Extension and Assessment of Fossil Power Plant, p881-891

(2) ASME BPVC 2001Eds. Sec II, Part D

(3) F.V.Ellis, at al., 1988, "Remaining Life Estimation of Boiler Pressure Parts:, EPRI CS-5588, Vol 1, p4-1

(4) W.R.Sylvester, 1985, "Plant Life Extension and Boiler Pressure Parts", EPRI CS-4207, p13-1

(5) R.Viswanathan, 1989, "Life Prediction for Boiler Components", Damage Mechanisms and Life Assessment of High-Temperature Components, p214

(6) PipePlus version 5.08