

한국표준형 원전 증기발생기 전열관 축방향 ODSCC 발생원인 분석

김홍덕[†] · 박수기* · 임창재** · 정한섭***

Root Cause Analysis of Axial ODSCC of Steam Generators Tubes of OPR1000

Hong-deok Kim[†], Su-ki Park*, Chang Jae Yim** and Han Sub Chung***

ABSTRACT

Domestic nuclear steam generators with Alloy 600 HTMA tubes have experienced axial cracking at eggcrate tube support plates(TSPs). The axial stress corrosion cracks were observed at the crevice between outside of tubes and eggcrate TSPs. The root cause of axial cracking was investigated by thermal hydraulic analysis and sludge distribution diagnosis. It is suggested that deposition of sludge at eggcrate TSPs could increase the outside surface temperature of tube and promote the enrichment of impurities at crevice, and thus accelerate cracking. Additionally strategy for reducing the sludge ingress to steam generators is discussed.

Key Words : Eddy Current Test(와전류탐상검사), Sludge Deposition(슬러지 퇴적), Steam Generator Tubes(증기 발생기 전열관), Stress Corrosion Crack(응력부식균열), Thermal Hydraulic Analysis(열수력해석)

1. 서 론

원자력발전소에서 발전에 필요한 증기를 생산하는 증기발생기는 수천 개의 전열관으로 구성되어 있다. 증기발생기 전열관 두께는 약 1mm 정도로 얇고, 1차측과 2차측의 압력경계를 이루고 있기 때문에 취약하면서도 매우 중요한 기기이다. 균열이나 마모 결함으로 인하여 전열관이 파단 되거나 누설이 발생하는 사고를 예방하기 위하여 주기적으로 와전류탐상검사(Eddy Current Test; ECT)와 건전성평가를 수행하여 증기발생기 전열관의 안전성을 확인하고 있다.

마모는 보빈 탐촉자 검사로 쉽게 검출되고, 전열

관을 지지하는 구조물 위치에서만 발생하므로 관리가 용이하지만, 응력부식균열은 검사 속도가 느린 Motorized Rotating Pancake Coil(MRPC) 탐촉자 검사를 수행해야 하고, 한번 발생하기 시작하면 널리 확산되는 특성이 있다. 대부분의 전열관 파단사고와 증기발생기 교체 원인이 균열일 만큼 관리가 매우 어려운 열화기구이다.

한국표준형 원전(OPR1000) 중에서 응력부식균열에 민감한 Alloy 600 HTMA(High Temperature Mill Annealed) 전열관을 사용한 증기발생기에서는 관판상단(Top of Tubesheet; TTS)에서 원주방향 응력부식균열이 검출되어오다가 최근에는 관지지판(Tube Support Plate; TSP) 위치에서 축방향 ODSCC(Outside Diameter Stress Corrosion Crack)가 검출되어 관막음으로 정비되었다. 균열은 모두 전열관 2차측에서 축방향으로 형성되었고, 전열관과 이를 지지하는 관지지판 사이의 틈새에서 검출되었다.

본 논문은 관지지판 위치에서 발생하는 응력부식

[†] 책임저자, 회원, 한전 전력연구원

E-mail : kimhd@kepri.re.kr

TEL : (042)865-5471 FAX : (042)865-5412

* 한국원자력연구원

** 엔스코(주)

*** 한전 전력연구원

균열의 발생 원인을 분석하였다. 축방향 ODSCC의 특성을 정리하고, 열수력 해석과 보빈번호 분석을 수행하여 전열관에 퇴적된 경화성 슬러지가 축방향 ODSCC 발생을 촉진하였음을 확인하고, 슬러지를 줄이기 위한 방안을 제시하였다.

2. 축방향 ODSCC 특성

2.1 표준형 증기발생기 구조

표준형 원전 증기발생기 2차측에는 ASTM 409 스테인리스강 재질의 전열관 지지판이 11개 설치되어 있다. Fig. 1과 같이 관지지판의 폭은 2인치 또는 1인치이고, 두께가 0.090인치인 띠 모양의 철판(strip bar)을 가로와 세로 방향으로 교차하여 조립한 마름모 형태의 구멍 속에 전열관을 삽입한 형태이고, 그 모양을 본떠서 eggcrate 관지지판이라고 부른다.

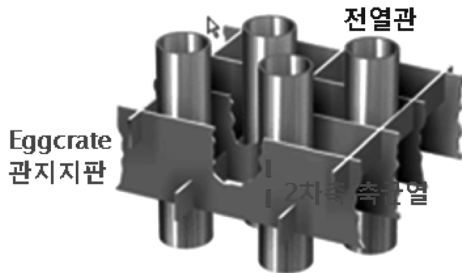


Fig. 1 Eggcrate TSP

2.2 축방향 ODSCC

보빈 탐촉자 검사에서 관지지판 위치의 신호가 왜곡된 경우에 전열관을 MRPC 탐촉자로 검사하여 균열 여부를 확인하고 균열인 경우 크기를 측정한다. 모든 균열은 고온관측 1단~9단 관지지판과 전열관이 접촉하는 부위에서 탐지되었고, 주로 5~8단에 위치하고, 특히 전체의 30% 이상이 6단 관지지판에 집중되어 있었다. 발견된 2차측 축균열의 크기는 비교적 작아서 전열관 파단사고나 누설을 초래할 가능성은 없는 것으로 평가되었다. 관지지판 위치의 축균열은 CE형 증기발생기에서 공통적으로 발생하는 열화기구이다.

2.3 균열 발생 인자

표준형 원전 증기발생기 전열관에 사용된 Alloy

600HTMA 재질은 응력부식균열에 취약하고, 표준형 원전의 높은 가동온도로 인하여 균열 발생이 가속되었음을 관관 상단에서 발생한 원주균열 사례에서 확인하였다.(Chung¹) 그리고 관관상단에 퇴적된 슬러지와 전열관에 생긴 미세한 텐트가 원주균열 발생을 촉진하였다. 그러나 관지지판은 스테인리스강으로 제작되었으므로 부식에 의한 텐트가 전열관에서 발생하기 어렵다. 실제로 축방향 ODSCC가 검출된 위치에서 텐트가 검출되지 않았으므로 텐트의 영향은 배제하였고, 작용 응력과 슬러지의 영향을 검토하였다.

전열관을 지지하는 구조물이 없는 직관부(free span)에 대한 유한요소모델에 아래의 표준형 원전 데이터를 적용하여 축방향 ODSCC를 발생시키는 2차측 원주방향 운전응력을 구하였다.(Chung¹)

- 1차측 온도/압력: 325°C/15.5MPa
- 2차측 온도/압력: 289°C/8.1MPa
- 전열관 외경: 19.05mm, 두께: 1.07mm

1차측과 2차측의 압력 차이에 의한 원주방향 응력은 51.7MPa이고, 온도 차이에 의한 원주방향 응력은 79.0MPa이므로 2차측 원주방향 운전응력은 130.7MPa으로 계산된다. Alloy 600 전열관에서 ODSCC가 발생하기 위한 문지방 응력(threshold stress)은 염기성 환경에서는 160MPa이고, 산성 환경에서는 34MPa로 매우 낮다.(Yonezawa²) 따라서 관지지판 내부에 불순물이 농축되어 국부적으로 부식 환경이 형성된다면 운전응력만으로도 ODSCC가 발생할 수 있다.

관지지판 내부는 직관부에 비하여 슬러지가 쌓이기 쉽다. 관지지판 내부의 온도와 2차 계통수의 유속을 도식적으로 나타낸 Fig. 2(Larry³)에서 관지지판과 전열관이 접촉하여 맞닿는 부위 B의 유속은 매우 느리고 온도는 높아서 슬러지 퇴적이 매우 용이하다. 전열관에 슬러지가 쌓이면 다음과 같은 영향을 미칠 수 있다.

- 열전달 감소에 의한 전열관 2차측 표면온도 상승
- 틈새 형성에 의한 국부적인 부식 환경 형성

표준형 원전의 고온관 온도는 325°C이고, 2차측 포화증기 온도는 289°C이다. 전열관 2차측 표면이 슬러지로 덮여있으면 2차 계통수에 직접 노출된 경우보다 전열관 표면 온도가 증가하여 고온관 온도에 근접할 수 있다. 슬러지 퇴적에 의하여 전열관의 2차측 표면온도가 상승하면 응력부식균열을 가속시

Table 1 Comparison of circumferential SCC at TTS and axial ODSCC at TSP

Factor	Circum. crack at TTS	Axial crack at TSP
Tube materials	Alloy 600HTMA sensitive to SCC	
Temperature	High hot leg temperature	
Sludge deposits	Kidney zone at TTS · Increase of outside surface temp. of tube · Formation of crevice environment · Change of stress distribution	Eggcrate TSP · Increase of tube OD surface temperature · Formation of crevice environment · No change of stress distribution
Applied tensile stress	Tube expansion stress + Operation stress	Operation stress
Small dents	Change of stress distribution	No dent

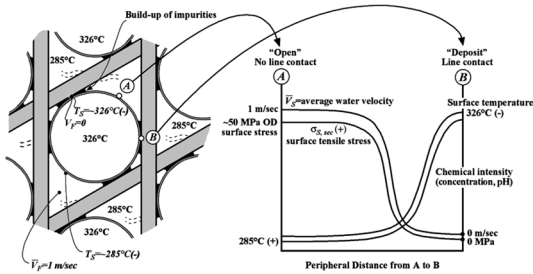


Fig. 2 Temperature and velocity at eggcrate TSP

킬 수 있는 중요한 요인이 된다.

MULTEQ 전산 프로그램을 사용하여 슬러지와 전열관 사이 틈새의 국부적인 부식 환경을 검토한 결과에 따르면 틈새의 불순물 농축도가 $10^6 \sim 10^7$ 이면 비등점 상승에 의해서 틈새에 농축된 수용액 온도가 고온관 온도까지 상승할 수 있다.(Brobst⁴) 또한 슬러지와 전열관이 형성하는 틈새에서 국부적인 비등이 진행하면서 Na, S 등과 같은 불순 성분이 농축됨으로써 ODSCC를 촉진시킬 수 있다.

Table 1에 관관상단 원주균열과 관지지관 축균열의 발생 환경과 요인을 비교하여 제시하였다.

3. 슬러지 퇴적 분포 분석

관지지관 내부에 퇴적된 슬러지가 ODSCC 발생을 촉진한다고 판단하고, 열수력 해석을 수행하여 슬러지 분포를 예측하고, ECT 검사신호를 이용하여 슬러지 분포를 진단한 결과를 제시함으로써 균열 발생과 슬러지 퇴적의 상관관계를 고찰하였다.

3.1 열수력 해석을 통한 슬러지 분포 해석

증기발생기 열수력 해석 프로그램인 SGAP(Steam Generator Analysis Package) Version 1.0을 사용하여

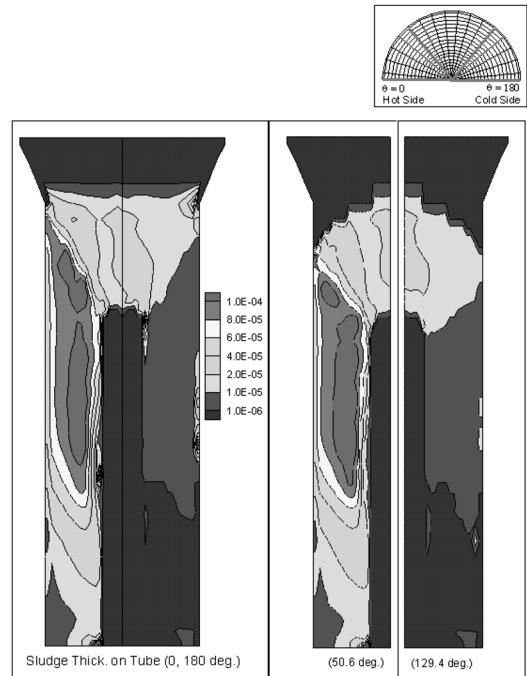


Fig. 3 Sludge distribution of vertical section

표준형 원전 증기발생기 2차측의 건도와 유속, 슬러지 분포를 분석하였다. EPRI가 개발한 SGAP Version 1.0은 ATHOS(Analysis of Thermal Hydraulics Of Steam Generators) Version 3 Mod.1에 전처리 및 후처리, GUI(Graphic User Interface) 기능을 추가한 것이다.(Feldman⁵) 또한 SGAP 1.0에는 열수력 해석 결과를 이용하여 증기발생기 2차측의 슬러지 분포를 예측하는 계산 모듈이 포함되어 있다. 해석 모델의 제한성과 발전소 운전조건을 정확하게 반영하기 어렵기 때문에 슬러지 분포를 정량적으로 예측하기는 곤란하지만 정성적으로 이해하는데 매우 유용하게 활용할 수 있다.

Fig. 3은 표준형 원전 증기발생기 수직 단면의 전열관 슬러지 두께 분포를 보여주고 있다. Fig. 3에서 색깔은 슬러지 두께를 표시하고 있는데 단위는 m이다. 슬러지 두께에 대한 정량적인 의미는 크지 않고, 상대적인 두께를 비교하여 슬러지 퇴적 가능성이

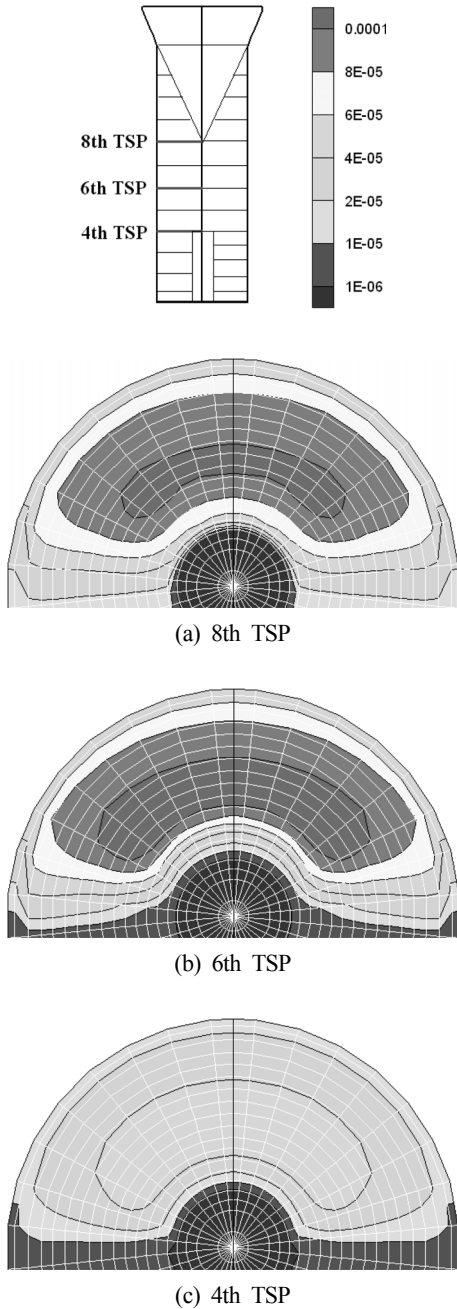


Fig. 4 Sludge distribution around eggcrate TSP

이 높은 영역을 예측하는 수단으로써 의미가 있다. 고온관측 전열관에 슬러지 퇴적 가능성이 크고, 특히 건도가 높고 유속이 빠른 위치의 전열관에 슬러지 퇴적이 잘 발생하였다. 이는 비등과 난류유동이 슬러지 침적을 좌우하기 때문이다.(Chung⁶)

Fig. 4는 관지지판이 위치하는 수평 단면의 전열관 슬러지 두께 분포로서 슬러지가 많이 퇴적되는 고온관 측만을 나타내었다. 측방향 ODSCC가 많이 발견된 5~8단 관지지판 위치에서 슬러지 퇴적이 많은 것으로 분석되었다. 특히 측방향 ODSCC가 가장 많이 발견된 6단 관지지판 위치에서 슬러지 두께가 가장 두껍고, 슬러지 퇴적 영역도 가장 넓은 것을 확인하였다. 균열이 발견된 전열관의 대부분은 슬러지 퇴적이 가장 심할 것으로 예측한 영역에 속하거나 바로 인접하여 위치하였다. 그러나 일부 균열 전열관은 슬러지 퇴적영역에 제한되지 않고 끝고루 위치하는 경우도 있었다. 슬러지가 많이 퇴적될 것으로 예측된 부분에서 벗어난 위치에서도 균열 신호가 일부 발견되는 것은 전술한 바와 같이 현재 사용된 슬러지 분포 예측 모델의 한계로 인하여 각각의 전열관과 지지판 사이의 슬러지 예측의 정밀성이 낮기 때문이다.

대체로 슬러지 퇴적이 크게 예측된 부분과 여기에 근접한 위치의 전열관에서 균열 신호가 발생되고, 이들 전열관의 위치가 특정한 범위에 몰려있는 것으로 볼 때, 슬러지의 퇴적이 균열 발생에 영향이 크음을 확인하였다.

3.2 ECT 신호 분석을 통한 슬러지 분포 진단

발전소 현장검사서에서 보빈 탐촉자 검사 신호를 사용하여 관지지판 위치에서 슬러지를 진단하려고 시도하였으나 슬러지 퇴적을 관찰하지 못하였다. 그 대신 MRPC 탐촉자 검사신호를 분석하여 Fig. 5의 화살표와 같이 전열관과 관지지판 사이의 유로가 일부 막혀 있음을 확인하였다. 전열관과 지지판이 근접하는 부분 또는 관지지판 내부에 형성되는 유로에 슬러지가 국부적으로 퇴적되는 것을 관찰할 수 있다. 따라서 균열이 탐지된 전열관의 관지지판 내부에 슬러지가 많이 퇴적되어 있을 것으로 추정하였다.

본 논문에서는 보빈 신호 분석기술을 활용하여 전열관에 퇴적된 슬러지의 분포를 진단하였다. ODSCC는 관지지판 위치에서 발생하였으므로 내부에 퇴적

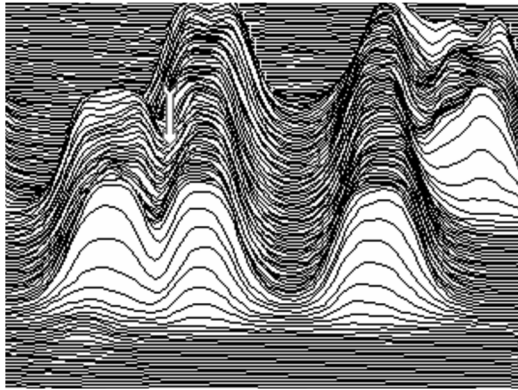


Fig. 5 Sludge and TSP signal at eggcrate

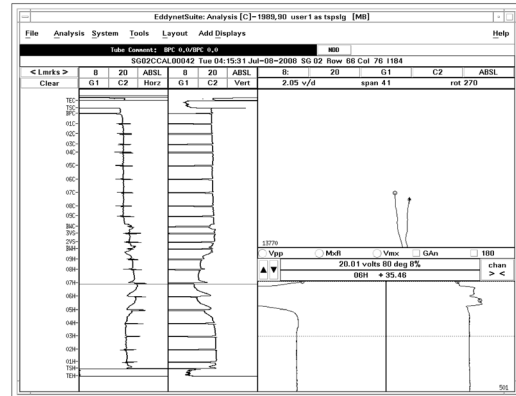
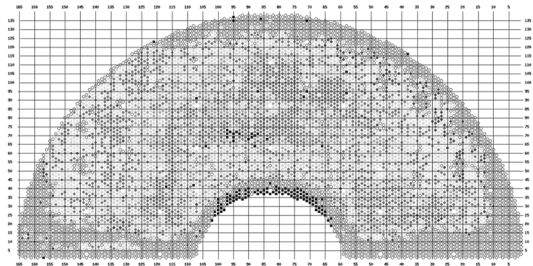


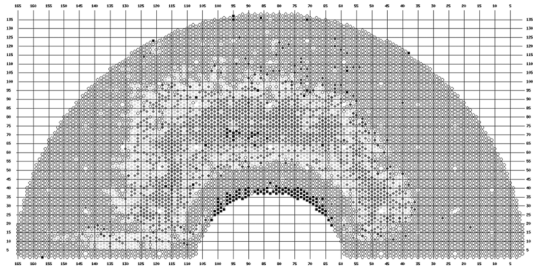
Fig. 6 Sludge signal below TSP

된 슬러지를 직접 진단하는 것이 가장 바람직하지만 현재의 검사신호 분석기술로는 곤란하다. 관지지판 위치의 보빈 검사신호에서 슬러지 신호와 지지구조물 신호를 구별하기는 거의 불가능하고, MRPC 검사신호를 분석하는 방법은 검증 및 정량화가 필요한 실정이다. 또 MRPC 검사는 보빈검사에서 DSI 또는 DSS로 평가된 위치만 한정하여 수행하므로 전체적인 슬러지 분포를 진단하기 어렵다. 그래서 보빈 검사신호 중 6,7,8단 관지지판 바로 밑의 직관부의 슬러지 신호의 크기를 측정하여 슬러지 퇴적 분포를 진단하였다. 관지지판 내부와 직관부에서 슬러지 퇴적 거동은 동일하지 않지만 밀접한 상관관계가 있을 것으로 판단하였다. 발전소에서 사용하는 와전류탐상검사 평가 프로그램에는 슬러지의 높이나 축적 유무를 측정하거나 검출하는 기능이 없기 때문에 Fig. 6과 같이 슬러지 유무를 판단한 다음 슬러지가 없는 부위와의 신호 차이를 측정하여 상대적인 크기를 기록하였다.

직관부에 슬러지가 축적되는 현상은 주로 고온관측에서 많이 관찰되었지만 저온관측에서도 가끔 관찰되었다. 또한 슬러지 퇴적은 증기발생기 2차측 온도가 증가하기 시작되는 5단 이상에서 주로 관찰되었다. 6단과 8단 관지지판 바로 밑 부분의 슬러지 신호 크기를 측정한 결과를 Fig. 7에 나타내었다. 6단 관지지판 주변에서 중앙 부위에 슬러지 두께가 두꺼운 전열관이 밀집되어 있고 균열이 발견된 전열관을 슬러지가 많이 퇴적된 영역에 집중적으로 위치하였다. 7단과 8단 관지지판 밑의 슬러지 축적 전열관은 외곽으로 퍼져가고, 높게 쌓인 부위도 중심 부위로부터 외곽 쪽으로 퍼져나갔다. 최외각 위치 전



(a) 8th TSP



(b) 6th TSP

Fig. 7 Sludge map of free span below eggcrate TSP

열관과 낮은 Row 번호 전열관에서는 슬러지가 쌓이지 않는 것으로 관찰되었다.

6단 관지지판 바로 밑 부분의 슬러지 분포는 관 상단(TTS)의 슬러지 퇴적분포와 유사하였다. 슬러지가 관 상단과 직관부, 관지지판에 퇴적되는 기구는 각각 다를 수 있지만 퇴적되는 추세는 서로 밀접한 상관관계가 있을 것이다. 유사한 수질관리 조건에서 관 상단 또는 직관부에 퇴적되는 슬러지

양이 많다면 관지지판 내부에 퇴적되는 슬러지 양도 많을 것이다. 관상 상단의 슬러지 퇴적 영역이 넓고 퇴적된 슬러지 양이 많고, 또한 직관부에서 슬러지 형성 영역이 넓다는 것은 증기발생기로 유입되는 슬러지 양이 많고, 넓은 영역에서 퇴적된 슬러지가 ODSCC 발생에 직접적인 원인이 되었음을 의미한다.

열수력 해석을 수행하여 슬러지 분포를 예측한 결과와 보빈 검사신호를 이용하여 슬러지 분포를 진단한 결과를 요약하면 균열이 많이 발견된 5~8단 관지지판 위치에 슬러지가 많이 퇴적되어 있고, 특히 전체 균열의 1/3 이상이 위치하는 6단 TSP에 슬러지가 집중적으로 퇴적된 영역이 존재하였다. 따라서 관지지판 내부에 슬러지가 퇴적됨에 따라 열전달 감소에 의한 전열관 2차측 표면온도가 상승하고 틈새 형성에 의한 국부적인 부식환경이 형성되어 균열 발생을 촉진한 것으로 판단된다.

3.3 슬러지 저감 방안

증기발생기 2차측에 퇴적된 슬러지는 화학세정으로 제거할 수 있으나 운전 중에 슬러지는 증기발생기로 계속 유입되어 퇴적된다. 슬러지가 퇴적된 후 세정하는 것보다는 슬러지가 퇴적되지 않도록 예방하는 것이 바람직하다. 증기발생기에 퇴적되는 슬러지의 주된 근원은 2차계통 탄소강 배관의 부식(Flow Accelerated Corrosion; FAC) 반응에 의하여 생성된 철 성분이다. 증기발생기에 퇴적되는 슬러지를 줄이려면 탄소강 배관의 FAC와 급수를 통하여 증기발생기로 유입되는 철성분의 양을 조절해야 한다.(Chexal⁷) 탄소강 배관의 FAC 현상은 pH와 용존 산소에 의존하므로 2차측 수질관리를 최적화하면 탄소강 배관의 부식과 증기발생기로 유입되는 슬러지를 줄여야 한다.

4. 결론

1. 표준형 증기발생기 관지지판 위치 전열관에서 검출된 2차측 축균열은 주로 고온관 5~8단에서 위치하였고, 전체 균열 전열관의 30% 이상이 6단 관지지판에서 집중적으로 발견되었다.

2. 열수력 해석과 보빈신호 분석을 수행한 결과, 슬러지는 주로 고온관 5~8단 관지지판에 분포하였

고, 특히 균열이 집중적으로 검출된 6단에서 많이 퇴적되었다.

3. 전열관에 퇴적된 슬러지는 열전달 효율을 떨어뜨려 전열관 2차측 표면 온도를 상승시키고, 틈새를 형성하여 국부적인 부식환경을 형성하여 2차측 축균열을 촉진시킬 수 있다.

4. 2차계통 수질관리를 최적화하여 탄소강 배관의 부식과 슬러지 유입을 줄임으로써 균열 발생을 완화할 수 있다.

참고문헌

1. Chung, H. S. and Kim, H. D. 2005, *Development of Technologies for Improving Integrity of Nuclear Steam Generators*, KEPRI
2. Yonezawa, T. et al., 1988, "Metallurgical Factors on Stress Corrosion Cracking of Ni Base Alloys in High Temperature Water", *JAIIF International Conference on Water Chemistry in Nuclear Power Plants*, Tokyo, Japan
3. Larry E. Thomas and Stephen M. Bruemmer, 2005, "Observations and Insights into Pb-Assisted Stress Corrosion Cracking of Alloy 600 Steam Generator Tubes", *Proceedings of the 12th International Conference on Environmental Degradation of Materials in Nuclear Power System -Water Reactors-*, Edited by T.R. Allen, P.J. King, and L. Nelson, The Minerals, Metals & Materials Society
4. Brobst, G. E. and Riddle, J. M., 2003, *PWR Molar Ratio Control Application Guidelines: Volume 3: Hideout Return Evaluation Guidelines*, EPRI TR-104811-V3
5. Feldman, H., 2008, ATHOS/SGAP, Version 3.1, Analysis of the Thermal Hydraulics of a Steam Generator/Steam Generator Analysis Package, EPRI 1016564
6. Chung, H. S. and Kim, H. D., 2001, *Development of Nuclear Steam Generators Maintenance Technology (Phase 1)*, KEPRI TR.98NS02.M1999. 359,
7. Chexal, B. and Bouchacourt M., 1998, *Flow-Associated Corrosion in Power Plants*, EPRI TR-106611-R1