



하마오카 원전 1호기 배관 파단 사고

仲神 元順

중부전력(주) 원자력관리부 운영그룹 과장

2001년 11월 7일 정상 운전중인 하마오카 1호기(540MWe BWR-4 노형)의 잔열 제거 계통 증기 응축 배관에서 배관 파열 사고가 발생했다.

중부전력은 6개월 이상의 철저한 조사를 통하여 근본 원인 규명 및 유사 사례 재발 방지 대책을 수립하였다. 본고는 원인 분석 내용과 조사 결과를 기술한 것이다.

사고 개요

하마오카 1호기는 2001년 2월 27일 제18차 계획 예방 정비를 마치고 기동하였다.

정격 출력 운전중이던 2001년 11월 7일 17시 02분 비상 노심 냉각 계통의 일부인 고압 냉각재 주입 계통(HPCI)에 대한 정기 수동 기동 시험이 수행되었다.

고압 냉각재 주입 계통 정기 시험이 시작되자마자 HPCI 계통은

'HPCI 증기 공급 배관 고차압' 경보가 발생하고 충격음이 울리면서 자동으로 정지되었다. 그와 동시에 원자로 건물 내의 10개의 화재 감지기와 '원자로 건물 환기 계통 방사능 감지기 고고방사능' 경보가 발생되었다. 약 30초 후 2개의 격리 밸브(1MV-1301 및 1MV-1302)가 자동으로 닫혔다.

HPCI 펌프 자동 정지와 관련 상황을 종합해 볼 때 HPCI의 기능은 발전소 안전 운전 규정(SORs)과 동 규정에 의한 운전 제한 조건(OL&C)에서 정해진 시간 이내에 복구가 불가능한 것으로 나타났다.

안전 운전 규정(SOR)에는 HPCI가 10일 이내의 기간 내에서 운전 불가능을 허용하는 것으로 기술되어 있다. 이에 따라 18시 20분 출력 감발에 착수하여 11월 8일 00시 01분 원자로를 수동 정지하였다.

사고 과정 동안 기체 방출구 및 원자로 시설 주변의 방사능 감지기

는 정상시와 큰 변화가 없었다. 외부 환경으로의 방사능 방출은 없었다.

증기 공급 배관의 2개의 격리 밸브 자동 닫힘에 의하여 HPCI 계통이 운전 불가능했음에도 불구하고 ECCS 계통의 다중성으로 인하여 다른 계열은 운전 가능성이 유지되었다. 따라서 이번 사건이 안전성에 미치는 영향은 없었다.

발전소 운전 기록에 따르면 증기 누설량은 약 2ton 정도인 것으로 나타났다. 과거 측정 기록에 따르면 주증기 응축수의 비방사능은 평균 400Bq/cm³이었다. 원자로 건물 내부로 방출된 총방사능량은 약 8108Bq이었다.

11월 8일 8:00시까지 현장 확인, 검사 및 제염을 위하여 원자로 건물에 출입한 종사자는 172명이었다. 최대 개인 피폭 선량은 0.18mSv였으며 집단 선량은 3.67man-mSv였다(그림 1).



증기 응축 운전 모드

증기 응축 운전 모드는 복수기가 운전 불가능할 때 원자로의 신속 기동을 위한 고온 대기 상태로 유지하면서 원자로의 열을 제거하는 잔열 제거 계통 운전 방법 중의 하나이다.

하마오카 1호기 상업 운전 이후 이 배관은 상기 운전 모드에서 운전된 적이 없었다. 하마오카 1호기의 잔열 제거 증기 응축 배관은 정상 운전시 밸브가 닫힘으로서 관찰 지역이 되는 매우 긴(약50m) 상향 배관이다.

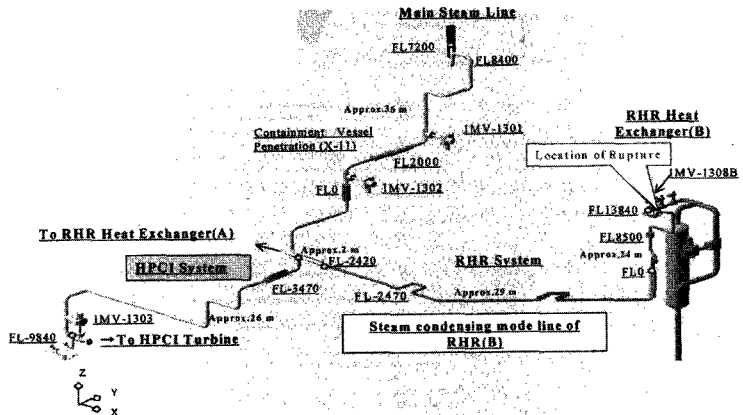
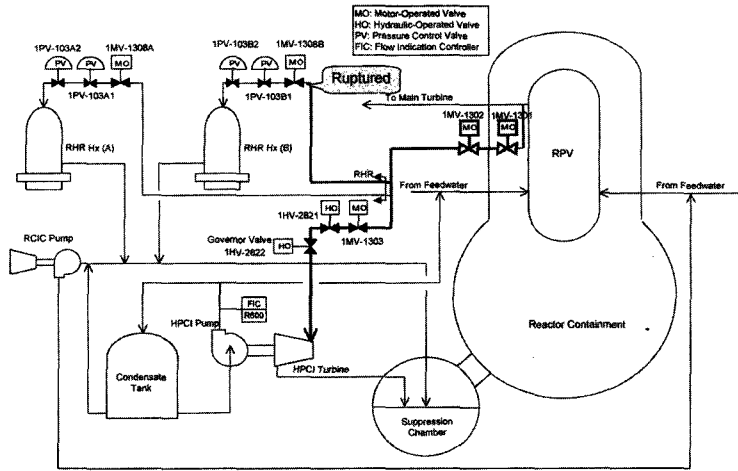
원자로 건물 하부 2층에 있는 증기 배관의 분기관은 운전중에는 약 7MPa의 주증기가 가압된다(그림 2).

현장 점검

현장 점검 결과 HPCI에서 RHR로 연결되는 잔열 제거 계통 증기 응축 배관(계열 B)의 엘보가 파열되어 증기가 누출된 것으로 확인되었다.

1. 배관 파열 부위 형상

배관의 직경·두께는 약 165mm·11mm인 탄소강 배관이다. 잔열 제거 열교환기 B의 증기 유입구 입구 밸브(1MV-1308B)에 설치된 엘보가 심하게 파열된 것이

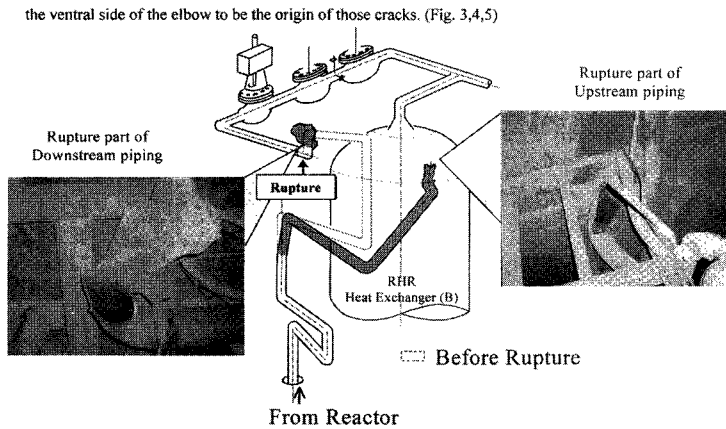


〈그림 2〉 Piping layout of RHR Steam Condensing Mode Line

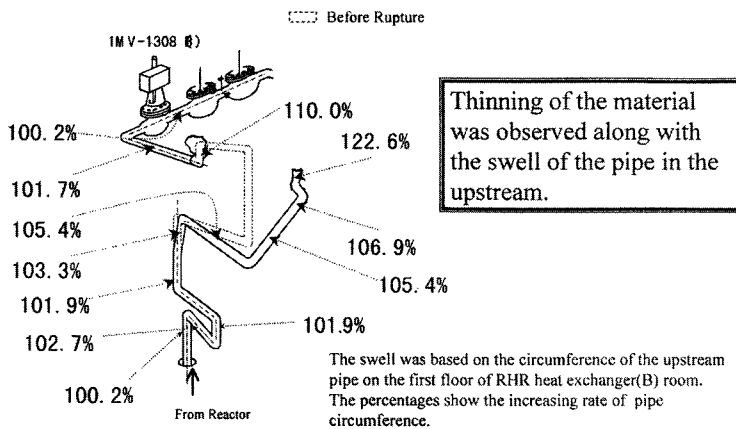
발견되었다.

파열부의 윗 부분은 파열면 조각이 펼쳐져 있으며 수 개의 축 방향 균열이 있었다. 일부 축 방향 균열에는 원주 방향 균열이 분기되어 있었다.

파열부의 아래 부분은 용접선 부근이 거의 원주 방향으로 분리되어 열려 있고 나머지 부분은 바깥 방향으로 뒤틀려 있었다. 배관의 하단부는 대부분 물이 채워져 있었다. 잔열 제거 열교환기 B실에서 5개의



〈그림 3〉 Bird-eye View of Pipe Rupture Location



〈그림 4〉 Measurement of Swell of the Pipe

파단 조각이 회수되었다.

파열된 배관은 상단부 배관을 잔열 제거 열교환기 및 배기 배관을 지지하는 구조물에 구속하는 U자 모양의 지지구가 찢어지면서 원래 위치에서 약 2m 정도 이탈되어 있었다.

엘보측으로 연결되는 배관의 하부 부위는 팽창된 것으로 나타났다. 배관 팽창부의 원주 방향 길이 변화가 측정되었다. 팽창량은 정상 배관과 비하여 103~107%인 것으로 나타났다.

파열부의 원주 방향 길이는 용접선을 기준으로 한 참조 길이에 비해 123%로 증가되었다.

파열된 엘보는 하부의 외각면에서 타고 진행된 극단적인 균열이 있는 것으로 보아 엘보의 외각면이 균열의 초기 생성 지점일 것으로 추정된다(그림 3, 4, 5).

2. 파열 시편 재료 분석

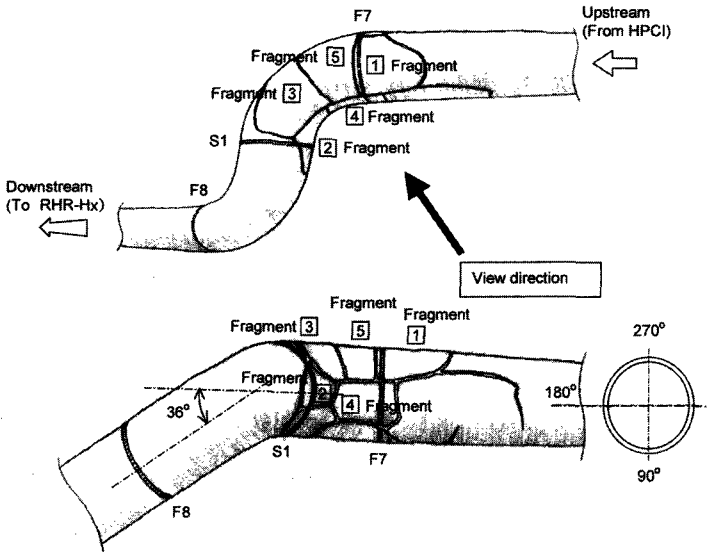
파열된 배관에서 재료 분석을 위하여 시편을 만들었다.

가. 육안 검사

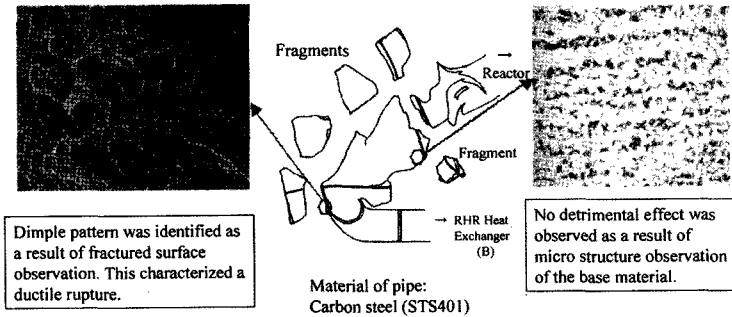
엘보 용접부의 모재에서 비교적 큰 벽 두께가 발견되었다.

나. 파단면 검사

거의 대부분 파면에서 담플 패턴이 발견된 것으로 보아 파열은 소성 변형을 수반한 연성 파괴로 추정된다. 부식 열피로 및 취성 파괴와 관련된 현상은 발견되지 않았다(그림



〈그림 5〉 Restoration of Ruptured Pipe Section



〈그림 6〉 Test-Piece Examination of the Ruptured Pipe

6).

다. 미세 조직 검사

미세 조직 검사에서는 내부 결함이나 용접 결함이 발견되지 않았다.

세부 조직 분석 결과 파단면에서는 파열에 이른 과도한 변형 현상이

발견되었다(그림 6)

라. 경도 시험

현저한 두께 감소가 발생된 부위의 경도는 높게 나타났다. 경도 시험 결과 파열시에 진행된 소성 변형이 경도 증가의 주된 원인으로 밝혀

졌다.

3. 배관 내부의 잔존물

가. 배관 내부 응축수

잔열 제거 계통 B계열 배관 내의 잔류수 분석 결과 암모니아·질산이온 및 Fe·Ni·Cr·Zn 및 귀금속(Pt, Rh)이 포함된 부식 생성물이 발견되었다. 일부 Co-60, Mn-54와 같은 방사화 부식 생성물도 발견되었다.

유사 부위의 잔열 제거 계통 A계열 배관 내 잔류수 분석 결과도 유사한 것으로 나타났으나 귀금속 성분 농도는 파열된 배관 내부의 1/10 수준으로 분석되었다.

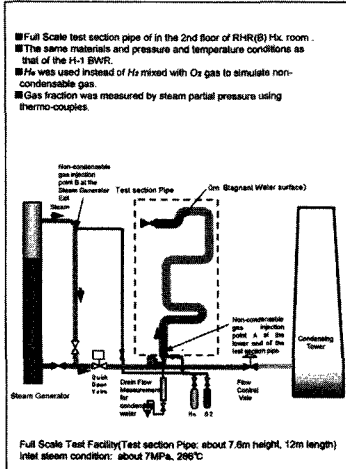
나. 배관 내부 잔류 기체

잔열 제거 계통 A계열 격리 밸브 1MV-1308A의 잔류 기체 분석 결과 공기중보다 높은 수준의 수소(0.6%) 및 산소(19%)가 잔류되어 있는 것으로 분석되었다.

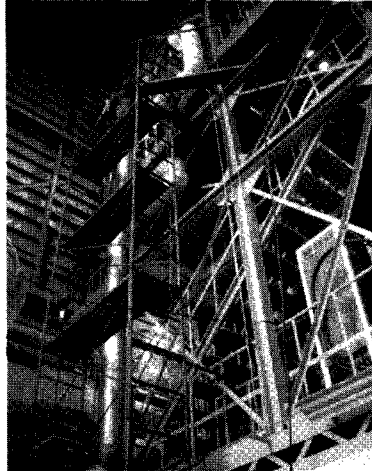
하마 오카 2호기 RHR 계열 A의 경우 유사 부위에서 수소(46%) 및 산소(23%)가 분석되었으며 계열 B에서는 수소(27%) 및 산소(23%)로 나타났다.

다. 파열 배관 내면에 부착된 물질

분석 결과 파열 배관 내면에 부착된 물질은 귀금속 성분 및 배관 및 계통 설비의 방사화 부식 생성물인 Fe·Ni·Cr 및 Zn이다. 방사화 부식 생성물 Co-60 및 Mn-54도 발견되었다.



(그림 7) Test Facility of Non-Condensable Gas Accumulation and Pressure Transient



잔열 제거 계통 계열 A의 증기 응축 배관에서 귀금속 성분 및 부식 생성물이 발견되었으나 계열 B보다는 농도가 낮았다.

응축수 내부와 배관 내면에 부착된 귀금속 성분은 대부분 1MV-1308B의 시트 누설을 통하여 원자로 냉각재 계통에 귀금속 주입 전·후 과정에서 유입된 것으로 추정된다.

하마오카 1호기에서 귀금속은 18차 계획 예방 정비 후 원자로심 구조물의 응력 부식을 완화하기 위하여 부식 억제제로서 기동 초기에 주입되었다.

귀금속 주입은 RHR 계열 A, B를 이용하여 원자로 정지 상태에서 원자로 냉각재 계통 온도를 일정하게 유지하고 RHR B-1 펌프를 통

하여 약 2일간 시행되었다.

4. 현장 조사 결론

상기 조사 결과 배관은 배관 내부 수소의 급격한 연소로 유발된 매우 큰 압력 상승으로 인해 연성 파괴를 수반하여 파열된 것으로 추정된다.

배관 파열 원인 규명을 위한 실증 시험

이상과 같은 조사 결과 과도한 압력 상승은 배관 내부 수소의 급격한 연소로 유발되어 배관의 연성 파괴를 초래한 것으로 보인다.

이와 같은 추정을 입증하기 위하여 다음 실험이 수행되었다

- ① HPCI 정기 시험 과정을 모사한 비응축성 기체 축적 및 압력 과도 상태 실험

- ② 수소의 발화에 관한 실험
- ③ 수소의 화염 전파에 관한 분석

1. 배관 내부 비응축성 기체 축적 및 압력과도 실험

가. 목적

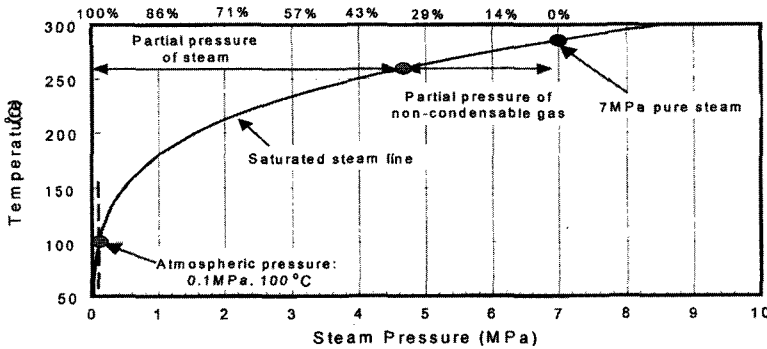
• 이 실험은 주증기로부터 공급된 증기가 주위 대기에 열을 방출하면서 응축될 때 비응축성 기체가 어떻게 축적되는지 확인하기 위하여 수행되었다. 실제 크기의 실험 장비를 제작하여 배관 각 개소의 기체 온도 분포를 측정하였다

• 동 장비로 HPCI 정기 시험 당시의 압력 과도 상태(0.06MPa)시의 비응축성 기체 거동을 관찰하였다. HPCI 정기 시험 당시의 압력 변화는 최적 열수력 해석 코드인 TRAC를 사용하여 분석하였다. 안전성 측면에서 시험 기체는 수소 대신 헬륨을 사용하였다(그림 7).

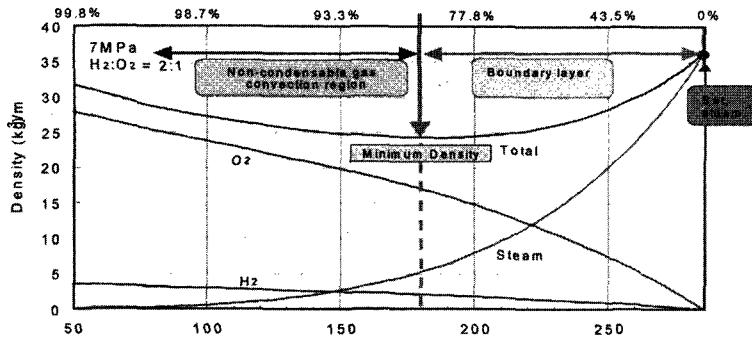
나. 결과

• 증기에 포함된 비응축성 기체가 배관의 방열에 의해서 냉각될 때 증기만이 서서히 응축되었다. 배관 내부의 비응축성 기체는 배관 최상단부를 채우면서 축적되었다. 그리고 나서 고온의 증기 지역(약280℃)과 저온의 비응축성 기체(약190℃ 이하)의 층간에 약 90의 온도차를 갖는 경계층이 형성되었다.

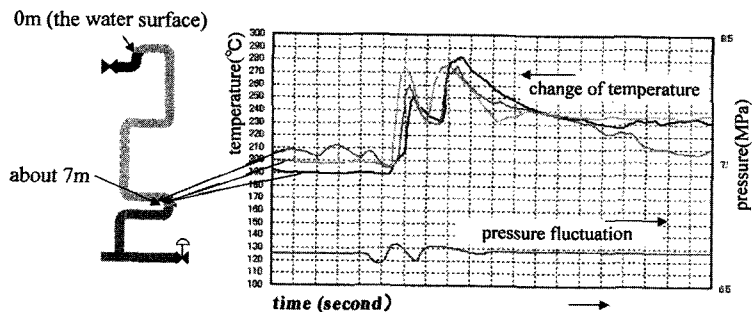
• 수직 배관 내부에서는 증기 영역과 비응축성 기체 영역간에 분명한 온도 경계층이 형성되는 반면 수



〈그림 8-1〉 Mole Fraction of Non-Condensable Gases (Partial Pressure vs Gas temperature)



〈그림 8-2〉 Mole Fraction of Non-Condensable Gases (Gas Density vs Gas temperature)



〈그림 9〉 Experiments on Pressure Transient in the Pipe

평 배관에서는 온도 변화가 완만하여 온도 경계층이 명확히 구별되지 않았다(그림 8).

- 온도 경계층이 수직 배관의 상부에 존재하는 경우 HPCI 정기 시험시의 압력과도 현상으로 인해 위치에 따른 온도는 190~280 정도로 변화된다. 이것은 증기가 비응축성 기체층으로 유입될 수 있음을 의미한다(그림 9)

- 온도 경계층이 수직 배관 중간에 존재하는 경우 배관 내에 압력과 도시 온도 변화는 미미(약 10)이다.

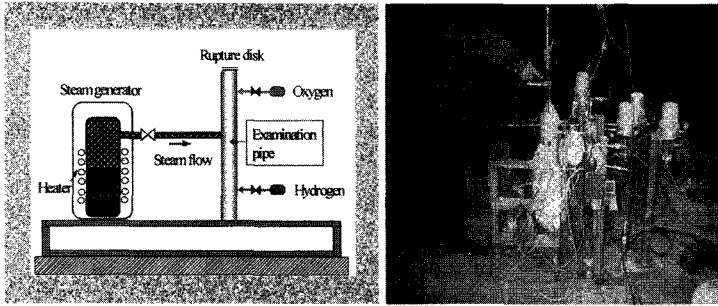
- 배관 파열시 내부의 비응축성 기체 축적량은 약 200~230 mole로 추정된다. 비응축성 기체에 대한 실험 결과를 토대로 추정한 결과 비응축성 기체가 존재한 구간은 배관 길이 약 6~8m로 보인다. 실험 결과와 증기 입구 밸브 1MV-1308B에 대한 검사 기록을 근거로 추정한 결과 배관 내부의 비응축성 기체는 약 66% 수소, 약 33% 산소, 약 1% 질소로 구성되어 있었을 것으로 추정되었다.

2. 수소 주입 관련 실험

가. 목적

- 하마오카 1호기 증기 응축 배관 내에서 증기와 압력 평형을 이루고 있는 수소 및 산소가 자연 발화할 수 있는 온도를 규명하기 위함.

- 고온·고압의 증기가 유입될 때 수소 및 산소의 혼합 기체에서



〈그림 10〉 Ignition Test Facility

착화가 발생하는지 여부

- 파열 배관 내면에서 발견된 귀금속 및 철 이온이 착화의 촉매 작용을 하는지 여부

- 실험은 점화 장치를 콘크리트 방호벽(폭3m, 높이 203m, 두께20~30cm) 내부에 조립하는 과정부터 시작되었다. 실험용 탄소강 배관에는 내경 2.5mm, 길이 50mm의 파열판을 설치하였다. 물비 2:1의 수소와 산소를 실험용 배관에 충전하였다. 실험(a)를 위하여 실험용 배관은 일정 온도 및 압력까지 가열되고 실험(b)(c)를 위하여 배관 내부에 증기가 주입되었다(그림 10).

나. 결과

- 자연 발화 실험

비응축성 기체의 분압이 5~8MPa 일 때 340 이하에서는 자연 발화가 일어나지 않음이 확인되었다

- 증기 주입 점화 시험

비응축성 기체가 약 7MPa 및 180 인 상태에서 하마오카 1호기의

주증기 조건보다 높은 280~300의 증기를 주입했을 때 점화는 발생되지 않았다.

- 촉매 작용 실험

배관 내부를 귀금속으로 도포했을 때와 귀금속 및 철산화물을 혼합하여 도포하였을 때 점화 가능성이 확인되었다. 추정된 실제 조건보다 10배 높은 수준으로 Fe 및 Ni 산화물만이 도포된 조건에서는 점화 가능성이 없었다.

① 실제 발전소 조건에서는 온도가 350℃ 이상일 때만 H₂/O₂의 자연 발화가 발생됨

② 촉매 작용 없이 증기만을 주입했을 때 점화는 발생하지 않음

③ 실험 배관 내에 특정한 양의 귀금속이 존재하는 상태에서 증기를 투입하는 경우 점화가 발생함

3. 수소 연소 전파 분석

가. 수소 연소 전파

① 목적

수소 연소시의 영향을 조사하기

위하여 압축성 유체의 화학 반응에 대한 압력 과도 상태를 3차원 유동 분석 코드 STAR-CD를 사용하였다. 압력 과도 상태는 비응축성 기체 구간을 길이 4m, 6m, 7m 및 9m로 나누어 구분하였다.

② 결과

- 배관 내의 비응축성 기체 연소 및 전파는 배관 내부 압력의 급격한 상승을 초래하였다.

- 압력 침투 현상이 나타나 잔류 수 표면으로 진행되었다. 최대 침투 압력은 배관 내부의 비응축성 기체 축적 구간이 4m, 6m, 7m 및 9m 인 경우 각각 180, 260, 270 및 300MPa인 것으로 추정되었다.

- 상기 사례에서 연소 과정은 발화 지점에서 1~2m 이격된 지점부터는 폭연 상태에서 폭발 상태로 변화되는 것으로 나타났다(초음속 압력과 진행 상태)(그림 11).

나. 구조 해석

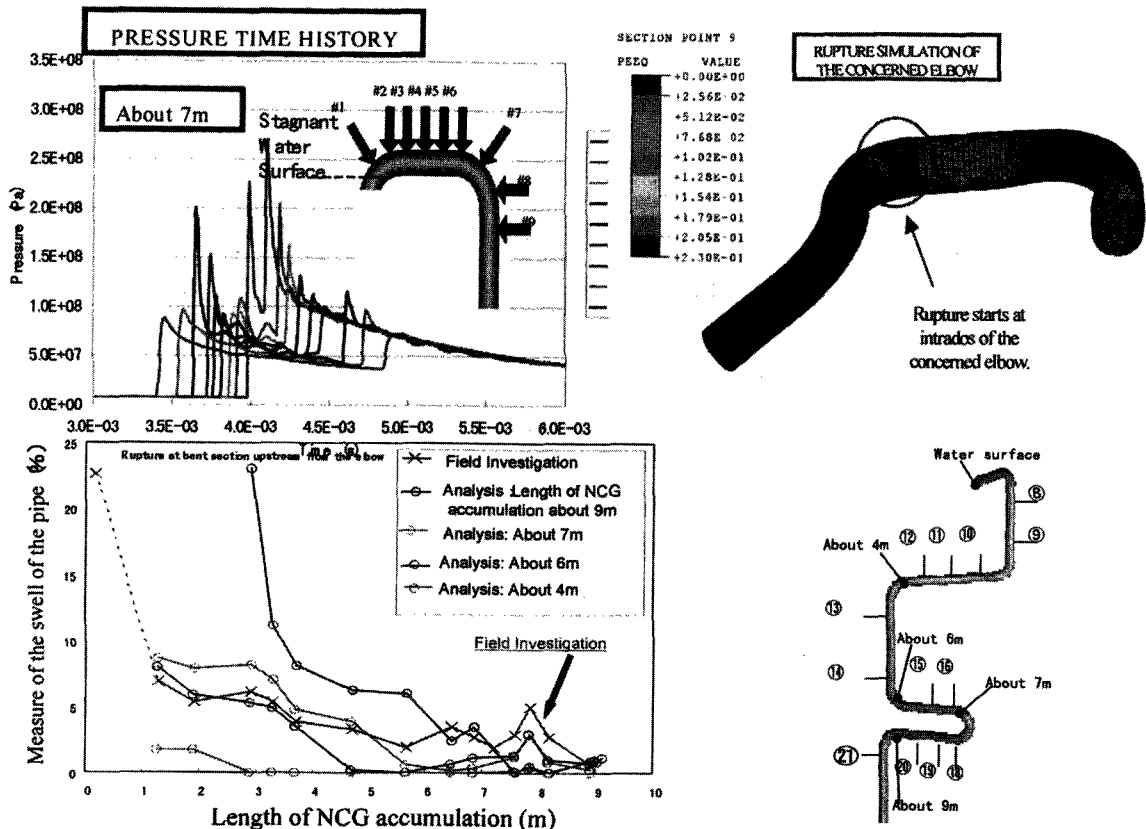
① 목적

상기 해석 결과로부터 얻어진 압력 하중으로 파열 배관의 손상 과정 및 배관 다른 부분의 변형에 수반된 동적 거동을 분석하기 위하여 유한요소 해석 코드인 ABAQUS를 사용하였다.

② 결과

- 배관 파열 부위의 변형량

비응축성 기체 구간을 4m, 6m 혹은 7m로 가정하고 파열을 유발하는 변형량(23% : 하마오카 1호기



(그림 11) Results and Summary on Analysis of Hydrogen Combustion Propagation

에서 실측치, 배관 원주 길이의 123%에 해당)은 잔류수로 채워져 있는 엘보의 외각측으로 추정되었다. 이 부위는 실제 현장 조사 결과와 잘 일치한다. 배관 길이를 9m로 가정할 경우 파열 개시점은 엘보에서 전단인 굽힘 부위로 나타났다.

• 전단 배관의 팽창

배관 길이를 6m 혹은 7m로 가정하면 원주 방향 팽창량은 파열부 실측치와 일치한다. 길이가 4m인 경우 원주 방향 팽창량은 실측치보

다 일반적으로 작게 나타났다. 길이를 9m로 가정한 경우는 실측치보다 훨씬 큰 값으로 나타났다.

배관 파열 원인

가. 주증기는 원자로 냉각재의 방사 분해에 의해 2ppm의 수소와 16ppm의 산소를 포함하고 있다. 하마오카 1호기의 증기 응축 배관은 매우 긴(약 50mm) 정상 운전중 밸브 닫힘에 의하여 관말 지역이 형

성되는 상향 배관이다.

이러한 배관 구성에서는 배관의 방열로 인한 증기 응축시 배관 관말 지역부터 비응축성 기체가 축적되며 온도 감소와 아울러 고온 증기 지역과 저온 비응축성 기체 지역으로 구분되는 온도 경계층이 생성된다.

실증실험 및 분석 결과 비응축성 기체 영역이 점차 확장되어 잔류수면으로부터 약 7m구간까지 지속적으로 증가되었다.

나. 11월 7일 HPCI 정기 시험시 수직 배관의 상부에서 증기 지역과 비응축성 기체 지역에 온도 경계층이 생성되었다.

HPCI 정기 시험을 수행하는 동안 큰 온도 변화가 생성되어 비응축성 기체에서 배관 벽면으로 열전달이 발생하였을 것이다.

시험으로 인한 압력 변화와 비응축성 기체 지역으로의 고온 증기가 유입된 순간 수소를 점화 시켰을 것으로 추정된다. 이 때 온도 경계층 구간 배관 벽면에 부착된 귀금속 성분이 촉매 작용을 하였을 것으로 추정된다.

다. 점화는 경계층 부근의 비응축성 기체에서 개시되어 수소 연소가 배관 아래쪽으로 전파되었을 것으로 추정된다. 이 과정에서 연소 형태가 폭연에서 폭발로 발달되었고 배관 내부의 압력이 급상승되었다.

압력파는 엘보의 잔류수 표면으로도 전파되어 후방으로 방출되었다. 침두 압력은 엘보의 외각 지역으로 전달되어 엘보가 파열되었으며 엘보 전단 배관은 압력파의 충격 및 반발로 인하여 변형되었다.

재발 방지 대책

가. RHR 증기 응축 배관 조치
대응 방안으로써 발생 가능한 모든 점화원을 제거하는 것은 불가능하다. 유사 사례 방지를 위한 가장

근본적인 대책은 수소의 축적을 방지하는 것이다.

잔열 제거 계통의 증기 응축 운전 모드는 복수기가 운전 불가능한 고온 대기 상태에서 신속한 원자로 재기동을 위하여 원자로 열제거 기능을 담당한다. 이 배관은 하마오카 1호기 상업 운전 이후 사용된 바 없다.

효과적인 대책은 '증기 응축 운전 모드 배관을 제거'하거나 '분기 지점에 격리 밸브를 설치'하는 방안이지만 하마오카 1호기에서는 이미 배관의 일부가 원인 분석을 위하여 절단되거나 제거되어 배관을 제거하는 방법을 채택하였다.

나. 수소 축적 지역 파악 및 조치
고농도의 수소가 축적될 가능성이 있는 부분은 다음 절차에 의하여 확인되었다. 그 결과 가능성이 있는 곳은 RHR 증기 응축 배관뿐이었다.

(1) 단계 : 증기와 수소 및 산소가 축적될 수 있는 상향 배관의 관말 지역 확인

(2) 단계 : (1)의 배관 중 모관으로부터 길이가 길고 증기 응축으로 인하여 큰 온도 감소가 일어날 수 있는 배관 확인

(3) 단계 : (2)의 배관 중 수소 연소에 충분히 견딜 수 있는 강도로 설계된 배관 제외

(4) 단계 : (3)의 배관 중 주기적으로 배기 운전을 적용하는 배관 제

외

(5) 단계 : (4)의 배관 중 급격한 온도, 압력 변화가 없는 배관 제외
수소 연소로 인하여 배관 파열 가능성이 있는 부위를 확인하기 위한 상기 절차는 재발 방지에 타당하며, 최종 분석 결과를 고려하더라도 발전소 안전을 위하여 (4)단계 및 (5)단계에 해당하는 배관에 대해서도 다음 조치가 수행되었다.

조치 내용 : 설계 변경에 의한 비응축성 기체 축적 방지

(배관 형상 변경, 밸브 및 배기 배관 설치 등)

결론

본 사고에서 HPCI 계통은 자동으로 격리되어 외부 환경으로의 환경 방사능 영향은 없었다.

본 사건은 안전성에 심각한 영향을 미치지 않았지만 유사한 사례가 없었기 때문에 원인 규명 및 재발 방지 조치에 많은 노력이 동원되었다.

앞으로 마찬가지로 금번 사례의 교훈을 통하여 유사 사례가 발생하지 않는다는 것을 입증하기 위하여 모든 가능한 노력을 기울임으로써 하마오카 원자력발전소는 높은 안전성과 신뢰성을 유지하면서 운전될 것이다. ☹