

18:10	IC(A)系 2A, 3A 弁開 / 蒸気発生確認	18:18	IC(A)系 2A, 3A 弁開 / 蒸気発生確認	正しい日時に訂正。
18:25	IC(A)系 3A 弁開	18:25	IC(A)系 3A 弁開	—
21:19	IC について、ディーゼル駆動消火ポンプ (DDFP) からのラインナップ実施	20:50	原子炉代替注水ラインが完成し、ディーゼル駆動消火ポンプ (DDFP) を起動 (減圧後に注水可能な状態)	最新の時系列の反映。
21:30	IC 3A 弁開	21:30	IC 3A 弁開 / 蒸気発生確認	—
21:35	IC について、DDFP から供給中			最新の時系列の反映。
3/12 1:48	IC について、DDFP を確認したところ、燃料切れでなくポンプ不具合により供給停止	3/12 1:25	DDFP 停止を確認	—
—	—	4:00 頃	淡水注水 (1300 リットル)	最新の時系列の反映。
5:46	消防ポンプによる淡水注水を開始	5:46	消防ポンプによる淡水注水を再開	—
14:30	格納容器ベントについて、10:17 圧力抑制室側 AO 弁操作を実施し、14:30 に格納容器圧力低下を確認	14:30	格納容器ベントについて、10:17 圧力抑制室側 AO 弁操作を実施し、14:30 に格納容器圧力低下を確認	格納容器圧力の低下から 14:30 に格納容器ベントがなされたことを判断したが、解析上では実測された格納容器圧力の推移にあっては 14:11 にベント弁開を仮定した。
14:49	格納容器ベント弁閉止	15:03	格納容器ベント弁閉止	解析上、実測された格納容器圧力の推移にあっては 15:03 にベント弁開を仮定した。

14:53	淡水注水終了	14:53	淡水注水完了	—
15:36	1号機原子炉建屋の爆発	15:36	1号機原子炉建屋の爆発	—
20:20	海水による注水を開始	19:04	海水による注水を開始	—

1号機燃料域水位計の挙動による推定について

1. 水位計の測定原理

BWRプラントで採用している「凝縮層方式」の燃料域水位計は、図1に示すように、基準面器に常に水位を形成し、水頭 H_s が一定の値となるようにして、二つの配管（基準面器側配管、炉側配管）の差圧 ($H_s - H_r$) を計測することにより原子炉水位を計測する構成となっている。

そのため、基準面器側配管の水位が蒸発等により減少すると、一定であるはずの H_s が小さくなるが、計測しているのは差圧であるため、 H_r が大きくなったことと区別がつけられない。その結果、見かけ上原子炉水位の指示値は上昇することとなる（図2参照）。図3にドライウェル（以下、D/W）内における燃料域水位計装配管の垂直方向長さを示す。基準面器側の計装配管内水位のみが低下した場合、原子炉水位は最大で図中の L_1 分（約7m）高めに指示をする可能性がある。また、同様の理由により炉側の計装配管内水位のみが低下した場合は、最大で図中の L_2 分（約3.3m）低めに指示をする可能性がある。なお、D/W外の配管については周囲の温度が低く保たれ、水位はほとんど変化しないものと考えられる。

2. 解析における仮定の設定について

これまでに公表した解析結果（平成23年5月23日に公表したMAAPコードによる解析結果）では原子炉水位が有効燃料底部（以下、BAF）に到達した以降において、燃料域内で原子炉水位は形成されていないと推定される期間であるにも関わらず、実際の燃料域水位計A系の指示値は11日21時30分にも有効燃料頂部（以下、TAF）+0.45mを示し、その後注水していないにも関わらず指示値は上昇した（図4参照）。このことから燃料域水位計A系を復旧した21時30分の時点ですでに基準面器側配管の水位が低下していた可能性が考えられる（図5-1参照）。

基準面器側配管の水位が低下する要因としては原子炉圧力容器の気相漏えいが考えられる。これによりD/W内に蒸気が流入し、D/W気相温度が上昇することで配管内の水は加熱される。また漏えいにより原子炉圧力容器が減圧されれば、計装配管内の水の飽和温度は下がるため、より蒸発しやすい状況となる。

原子炉圧力容器からD/Wへの気相漏えいが想定される箇所としては、炉内核計装のドライチューブ（図6参照）や主蒸気配管フランジのガスケット部等が挙げられる。炉内核計装のドライチューブは燃料が高温になることに伴い損傷する可能性がある。また、主蒸気配管フランジのガスケットは450°C程度の温度環境でシール機能を喪失する可能性がある。そこで今回の解析においては、炉

心損傷が開始したタイミングおよび炉内ガス温度が 450℃となったタイミングでそれぞれ原子炉圧力容器気相部からの漏えい (0.00014m²、0.00136m²) を仮定した。

(参考) 燃料域水位計指示値の変化の原因について

燃料域水位計 A 系は 11 日 21 時 30 分に TAF+0.45m を示した後、22 時 20 分にかけて微増し TAF+0.59m を示した。22 時 20 分から 23 時 24 分まで TAF+0.59m で一定を指示し、12 日 0 時 30 分に TAF+1.3m に上昇した後 6 時 30 分頃まで一定値を示した。一方、燃料域水位計 B 系は 12 日 1 時 55 分に TAF+0.53m を示した後ほぼ一定値を示した。その後、原子炉燃料域水位計 A 系および B 系の水位は 12 日 6 時 30 分頃に減少に転じ、同日 12 時 30 分頃以降は再びほぼ一定値を示した。この期間の原子炉水位及び燃料域水位計配管の状態について以下に推察する。

(1) 11 日 21 時 30 分から 12 日 0 時 30 分までの水位計指示値

すでに述べたように津波到達後に燃料域水位計 A 系の指示値で TAF+0.45m の水位が得られた 11 日 21 時 30 分には、実水位は BAF 以下になっていると考えられるため、その時点ですでに基準面器側配管の水位が低下していたものと考えられる (図 5-1)。この時間帯に見られる水位上昇は、注水をしていないことから基準面器側配管内の水が蒸発により徐々に失われたことが原因と考えられる。

MAAP 解析においては、この時間帯までにすでに燃料溶融が生じていること、炉内ガス温度が高温になっていることから原子炉圧力容器の気相漏えいが発生し易い状況であったと考えられる。漏えいが生じ D/W の気相温度が上昇することで基準面器側配管内の水の温度が飽和温度以上に達し蒸発すれば水位計の指示値は上昇する。

22 時 20 分以降、燃料域水位計 A 系の指示値が一定値を示したのちに上昇する原因については特定できてはいないが、原子炉圧力容器の気相漏えいが生じていたとすれば格納容器温度および原子炉圧力が変化することで、基準面器側配管内の水の温度および飽和温度は変動的であったものと考えられる。

(2) 12 日 0 時 30 分から 6 時 30 分頃の水位計指示値

ここでは基準面器側計装配管内の水位が格納容器 (以下、PCV) 貫通部の位置まで低下し、一方、原子炉の水位も BAF を下回り、炉側配管タップ位置 (TAF 約 -5.5m) 付近となることで、水位変動は検出されずに、高めの指示値一定で推移した可能性が考えられる (図 5-2 参照)。今回の MAAP 解析上は 12 日の 1

時 50 分頃に原子炉圧力容器が破損する結果となっているが、炉心損傷後の溶融燃料のリロケーションのような複雑な現象の模擬には限界があり、事象進展は解析コードのモデルに依存するものと考えられる。したがって解析結果は必ずしもこの時間帯に原子炉圧力容器が破損したことを示すものではないものと考えられる。

なお、原子炉水位 B 系の指示値が A 系より 0.80m 程度低めの指示をしているのは、燃料域水位計 B 系の基準面器側計装配管の D/W 内の引き回しは A 系より水平方向に 3m 程度長く、燃料域水位計 B 系の方が計装配管内の水のインベントリが多いことにより基準面器側の計装配管内の水位が低下しにくいことが要因のひとつとして考えられる。

(3)12 日 6 時 30 分以降の水位計指示値

ここでは、原子炉圧力容器の破損により燃料がペDESTALへ落下するなどの事象により、格納容器温度が上昇することに伴い、炉側配管の水の蒸発が開始し、D/W 貫通部までの炉側配管内の水が蒸発したと考えられる（図 5-3 参照）。これにより、基準面器側配管と炉側配管の差圧は大きくなるので、原子炉圧力容器内の実水位とは無関係に水位指示値は減少する。

12 日 12 時 30 分頃に計装配管内の水面の変動が収束したことで、以降一定値を示しているものと考えられる。

以上