

3号機の炉心損傷・炉心溶融が進展した時期における原子炉水位挙動の推定

※本資料は、添付資料2における検討課題リスト「共通-3」「3号機-2」に挙げられる水位計指示値の挙動について、株式会社テプコシステムズにより提案、検討された内容を基に作成したものである。

1. はじめに

3号機では、2011年3月13日20:30頃まで広帯域水位計の指示値が得られていたが、その後一旦指示値が取得できなくなり、3月13日4時頃以降に再び広帯域水位計、及び燃料域水位計の指示値が得られている。1号機、2号機と同様に、原子炉内・格納容器内が高温となる過程で、これらの指示値は正確な値を示さなくなったと考えるが、添付資料1-2に示した水位計の特徴を踏まえて指示値を分析することで、事故進展上重要な原子炉水位の挙動を推定することが可能である。そこで、3月13日4時～14時（3号機で炉心損傷・炉心溶融が進展した時期）に得られた水位計指示値等のプラントパラメータの実測値に着目し、この期間の原子炉水位の挙動を推定した。

2. 実測値に基づく原子炉水位挙動の推定

図1に3月13日4時～14時のプラントパラメータの実測値を示す。図中の期間①～期間⑤の実測値に基づいて、原子炉水位が実際どのように推移をしていたかを推定した。

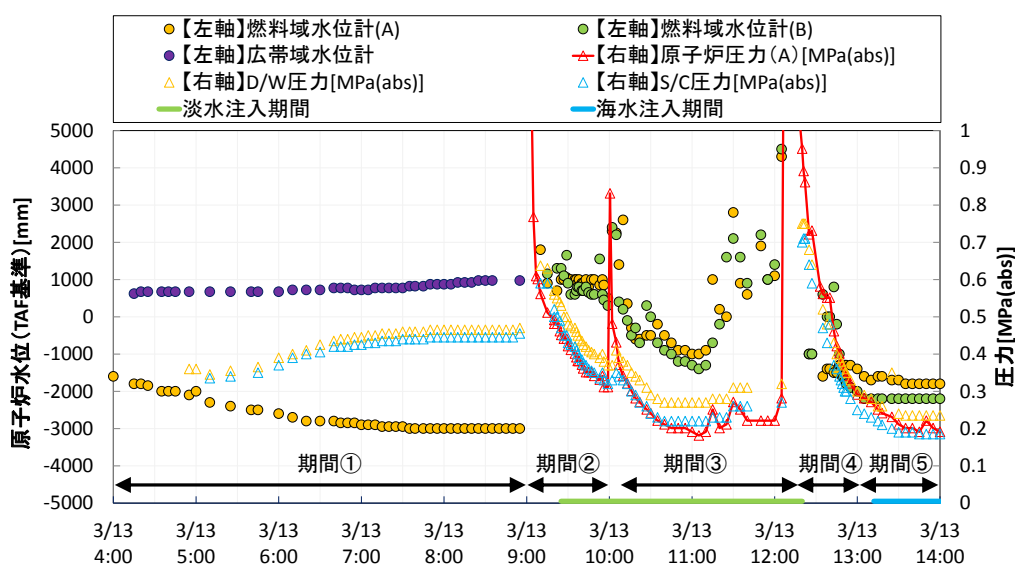


図1 プラントパラメータの実測値 (3月13日4時～14時)

表 1 に期間①～期間⑤における実際の原子炉水位挙動の推定結果を示す。同表には、参考として水位計配管内の水位挙動の推定についても記載している。各期間における原子炉水位の推定根拠について、以降 2.1～2.5 に示す。

表 1 実際の原子炉水位挙動の推定結果

期間	実際の原子炉水位	(参考) 基準面器側配管 内水位	(参考) 炉側配管 (燃料域) 内水位	推定 根拠
期間① 4 時～9 時頃	炉心部で低下中。 8:55 には BAF 付 近まで低下	満水、あるいは満 水付近	満水	2.1
期間② 9 時頃～10 時頃	減圧沸騰により BAF-1.6m 程度以 下まで低下	PCV 貫通部付近ま で低下	上記の状態が継続	2.2
期間③ 10 時頃～12 時頃	上記の状態が継続	上記の状態が継続	11 時頃まで徐々に低 下し、その後徐々に 上昇	2.3
期間④ 12 時頃～13 時頃	上記の状態が継続	多少水位が上昇し た後、再び PCV 貫 通部付近まで低下	12:30 頃まで満水で あり、その後徐々に PCV 貫通部付近まで 低下	2.4
期間⑤ 13 時頃～14 時	上記の状態が継続	上記の状態が継続	上記の状態が継続	2.5

## 2.1 期間① (4 時～9 時頃) について

この期間の実際の原子炉水位、水位計配管内水位挙動の推定結果 (表 1 より)

- 原子炉水位：炉心部で低下中。8:55 には BAF 付近まで低下
- 基準面器側配管内水位：満水、あるいは満水付近
- 炉側配管 (燃料域) 内水位：満水

期間①は HPCI の注水能力が低下して以降、原子炉水位が徐々に低下していると見られる期間である。燃料域水位計 (A 系) の指示値は、7:35 以降、TAF (有効燃料頂部) -3000mm で一定値を示していることから、原子炉水位は TAF 以下まで低下していたと考えられる。なお、この TAF-3000mm という指示値は測定の下限值ではないため、この値は燃料域水位計配管 (基準面

器側配管、炉側配管) の実際の圧力差が反映されたものと考えられる。また、指示値が一定となっている期間は、この圧力差はほぼ一定であった、すなわち、基準面器側配管と炉側配管の水頭は同じように変化していたと考えられる。

燃料域水位計の指示値が一定となっている 7:35~8:55 の期間において、MAAP 解析結果 (添付資料 3 参照: 本添付資料中の「MAAP 解析」とは、全て添付資料 3 に記載のものを指す) の格納容器内温度は 130~140°C 程度であり、原子炉圧力とあわせてこの条件で燃料域水位計の指示値を補正すると、補正後の水位は TAF-2700mm 程度となる。この補正後の水位は BAF (有効燃料底部) +1m 程度となり、原子炉内の冷却水は燃料に 1m 程度接触していることになるが、この頃注水をしていないことから、水位低下が止まる理由はない (添付資料 3-4 参照)。しかし前述の通り、この時期の燃料域水位計の指示値は一定であった。

一方で、期間①中に広帯域水位計指示値は徐々に上昇しており、4:15 に TAF+620mm、4:20~6:00 に TAF+670mm、その後 8:55 にかけて TAF+970mm まで上昇している。広帯域水位計、および燃料域水位計の格納容器内の配管の概略を図 2 に示す。

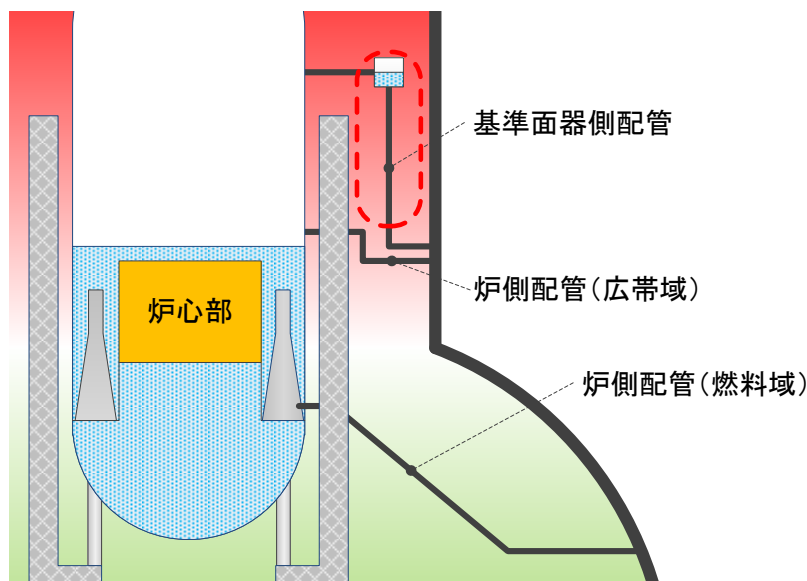


図 2 広帯域水位計、および燃料域水位計の格納容器内の配管の概略図

広帯域水位計は図 2 に示す基準面器側配管と、炉側配管 (広帯域) の水頭の差を指示値に変換している。この期間の炉内の水位は TAF 以下に下がっていると考えられることから、炉側配管 (広帯域) の取出口は露出していると考えられる。また、炉側配管 (広帯域) と基準面器側配管の格納容器貫通

部の高さは同等であることから、広帯域水位計の指示値は図の赤枠で囲った部分の水頭に応じた指示値になっていると考えられる。広帯域水位計の構造より、8:55 時点の指示値を再現する当該部分の水頭圧は、約 48kPa と見積もられる。なお、2.5 にて後述するように、期間⑤において、格納容器貫通部以降（原子炉建屋側）の水位計配管内の水位が低下した徴候は見られていないことなどから、原子炉建屋側での水位計配管内の水位低下は無視できるものと考えられる。

水頭は配管内の水位と水密度（水温）に依存する。配管内の水位、及び、水温は測定されていないため、基準面器側配管内の水位をパラメータとして、8:55 時点の広帯域水位計の指示値を再現するような配管内の水温を求めたものを表 2 に示す。基準面器側配管内の水は、格納容器内温度 130～140℃ 程度という MAAP 解析結果も考慮すると、表 2 のいずれかの状態に近かったと推定される。

表 2 8:55 時点の広帯域水位計の指示値を再現する基準面器側配管内の状態

水位	水温
満水	219℃
満水から 10cm 下	207℃
満水から 20cm 下	194℃
満水から 30cm 下	180℃
満水から 40cm 下	164℃
満水から 50cm 下	146℃
満水から 60cm 下	125℃

燃料域水位計の基準面器側配管は、広帯域水位計の基準面器側配管と据付位置、取り回しがほぼ同等であるため、燃料域水位計の基準面器側配管内の水位と水温も、表 2 のいずれかの状態に近かったと推測される。

水位計の指示値は炉側配管の水温に影響を受けるが、図 2 に示すように、燃料域水位計と広帯域水位計では炉側配管の設置高さが異なるため、同じ DW 内の環境においても、温度差が生じていた可能性が考えられる。3号機ではこの期間に D/W スプレーが実施されている。D/W スプレーノズルは、D/W の球状部の高い位置にある。図 2 に示すように、炉側配管（燃料域）は D/W の球状部の高い位置にあるため、D/W スプレーによって効果的に冷却され、炉側配管（燃料域）の水温は基準面器側配管と比較して低くなっていた可能性がある。

炉側配管（燃料域）内の水温による指示値への影響を確認するため、MAAP

解析結果の格納容器温度 130℃～140℃を中心に±30℃増減させ、表 2 に示した基準面器側配管の水位・温度の状況に対して、8:55 時点の燃料域水位計の指示値を再現するような原子炉水位を求めると、TAF-3600mm～TAF-3400mm となる（表 3）。この水位は燃料の発熱部の下端（BAF）付近であるため、9 時頃の原子炉減圧前の原子炉水位は BAF 付近と推定した。

表 3 8:55 時点の燃料域水位計の指示値を再現する原子炉水位

炉側配管内の水温	原子炉水位
100℃（MAAP 評価下限値-30℃）	TAF-3600mm 程度
135℃（MAAP 評価平均値）	TAF-3500mm 程度
170℃（MAAP 評価上限値+30℃）	TAF-3400mm 程度

なお、BAF 付近まで原子炉水位が低下すると、燃料から水への伝熱面積が低下することに加え、BAF 付近は燃料の長さ当たりの崩壊熱も小さいため、原子炉水位の低下は緩慢になると考えられる。一方、前述のように、7:35～8:55 の期間において、燃料域水位計の指示値は実際には低下しておらず、一定となっている。この期間中、広帯域水位計の指示値は徐々に増加している。広帯域水位計、及び、燃料域水位計は、格納容器温度が上昇するほど水位を高く表示するため、この期間に格納容器温度は徐々に上昇していたと考えられる。このことから、実際の原子炉水位は徐々に低下中であり、格納容器温度の上昇による指示値の上昇の効果と合わせて、燃料域水位計の指示値が一定となっていた可能性が考えられる。

## 2.2 期間②（9 時頃～10 時頃）について

この期間の実際の原子炉水位、水位計配管内水位挙動の推定結果（表 1 より）

- 原子炉水位：減圧沸騰により BAF-1.6m 程度以下まで低下
- 基準面器側配管内水位：PCV 貫通部付近まで低下
- 炉側配管（燃料域）内水位：満水状態が継続

図 3 に期間②のプラントパラメータの実測値を示す。9 時頃に ADS によって原子炉が減圧されたと推定している（添付資料 3-3 参照）。また、同じ頃に S/C ベントが実施されたと推定している（添付資料 3-8 参照）。

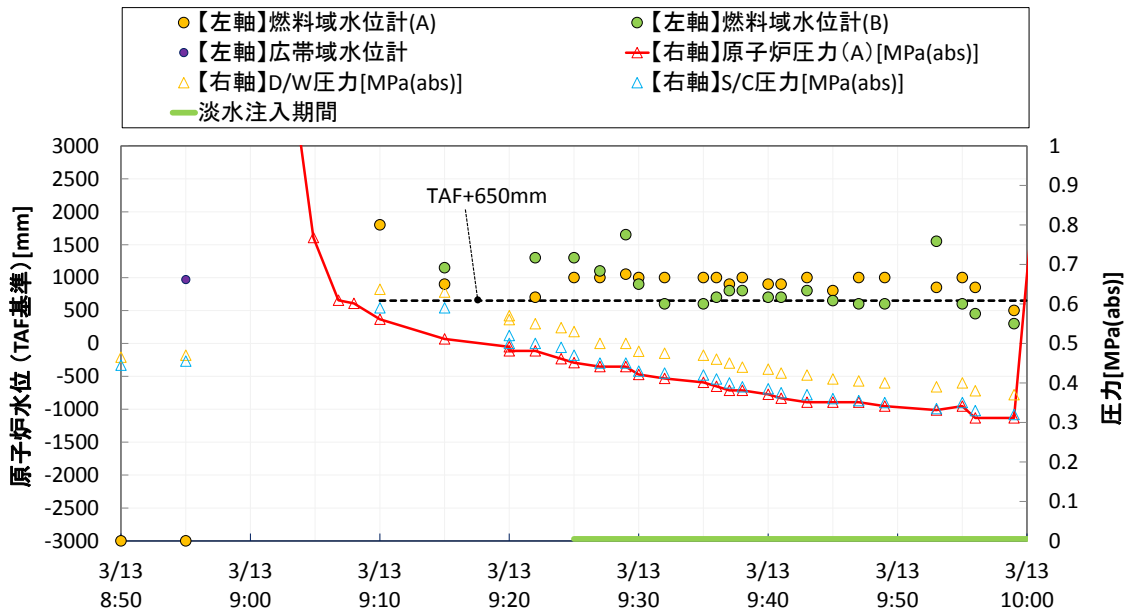


図3 プラントパラメータの実測値 (期間②)

2.1 に示したように、原子炉減圧前の原子炉水位は **BAF** 付近と推定される。原子炉減圧前の原子炉内の保有水量と、減圧沸騰による水位低下を考慮すると、減圧後の原子炉水位は炉側配管（燃料域）の取出し口（**BAF-1.6m** 程度）以下まで低下したことになる。一方で、9 時頃の原子炉減圧以降、燃料域水位計の指示値は急上昇し、8:55 の **TAF-3000mm** から、9 時頃～10 時頃には **TAF+1000mm** 前後となっている。

原子炉水位が炉側配管（燃料域）取出し口よりも低いとき、最も高い指示値を示す状況は、基準面器側配管が減圧沸騰等によって格納容器貫通部まで空になっており、炉側配管（燃料域）は満水という状況である。このとき、指示値は **TAF+650mm** 程度を示す。この指示値は、実測された指示値（**TAF+1000mm** 前後）と類似していることから、配管内の水位はこのような状況に近かったと考えられる。

### 2.3 期間③（10 時頃～12 時頃）について

この期間の実際の原子炉水位、水位計配管内水位挙動の推定結果（表 1 より）

- 原子炉水位： **BAF-1.6m** 程度以下まで低下した状態が継続
- 基準面器側配管内水位： **PCV** 貫通部付近まで低下した状態が継続
- 炉側配管（燃料域）内水位：満水状態から、11 時頃まで徐々に低下し、その後徐々に上昇

図4に期間③のプラントパラメータの実測値を示す。期間③中、燃料域水位計の指示値は低下した後、上昇に転じている。また、S/C ベントにより格納容器圧力、及び原子炉圧力が低下する中、10時頃と12時過ぎに原子炉圧力がスパイク状に上昇している。

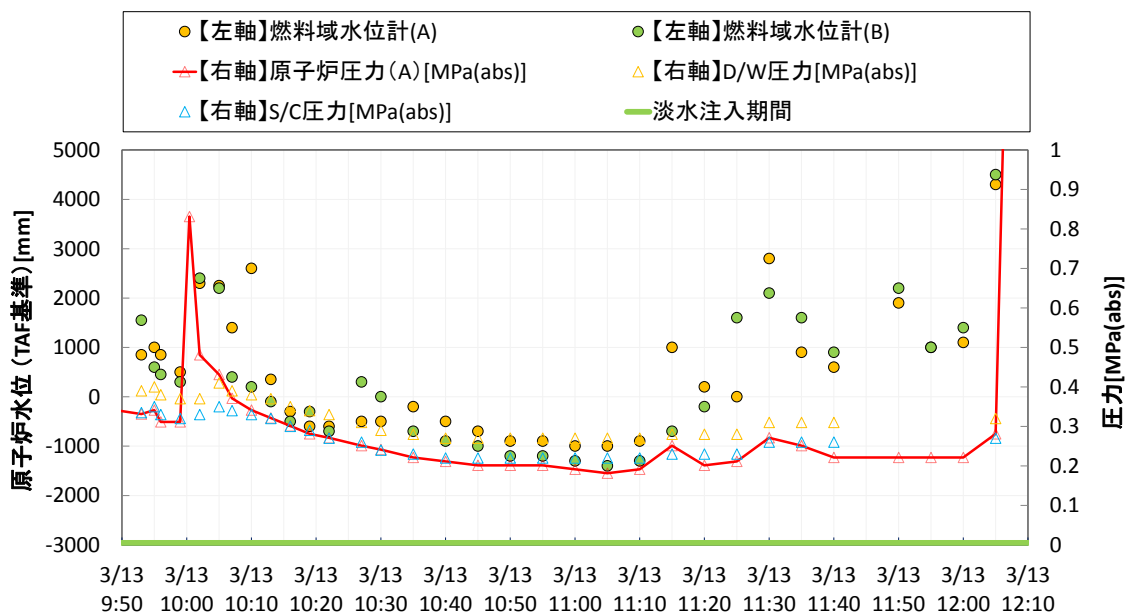


図4 プラントパラメータの実測値 (期間③)

11時頃までは燃料域水位計の指示値は低下傾向を示している。2.2に示したように、この頃の原子炉水位は炉側配管（燃料域）の取出し口（BAF-1.6m程度）以下まで低下していると考えられる。指示値が低下する原因としては、基準面器側配管内の水位の上昇と、炉側配管（燃料域）内の水位の低下が考えられるが、このうち、基準面器配管内の水位が原子炉減圧中に上昇することは考えにくいことから、この期間の指示値の低下は、炉側配管（燃料域）内の水位が減圧沸騰等によって徐々に低下したことが原因と考えられる。

その後11:40頃にかけて、燃料域水位計の指示値が上昇している。指示値が上昇する原因としては、基準面器側配管内の水位の低下と、炉側配管（燃料域）内の水位上昇が考えられるが、このうち、2.2に示したように、基準面器側配管は格納容器貫通部までほぼ空と考えられるため、これ以上の水位低下は考えにくい。すなわち、この期間の指示値の上昇は、炉側配管（燃料域）内の水位が上昇したことが原因である可能性が高い。炉側配管（燃料域）の水位上昇の原因としては、原子炉水位が炉側配管の取出口程度まで回復した、炉側配管内で蒸気が凝縮した等が考えられるが、いずれの場合であっても、原子炉水位は炉側配管の取出口程度以下であったと推定される。

なお、燃料域水位計の指示値は、10:00～10:10には2m程度、12:05には3m程度、一時的に上昇しているが、この期間にはディーゼル駆動消火ポンプ、および消防車による注水が原子炉に届いていた可能性はあるものの、数分間のうちに原子炉水位を数 m 上昇させるほどの注水量ではなかったと考えられる。

この期間には原子炉圧力の上昇・下降が観測されていることから、熔融燃料の下部プレナムへの落下により、炉内での蒸気発生量が増加したものと考えられる。水位計指示値の一時的な上昇の要因としては、基準面器側配管、炉側配管（燃料域）の取出し口位置の間で、炉内の蒸気の流れによる圧力差が生じていた可能性が考えられる。すなわち、以下のような状況である。

- (1) 熔融燃料の下部プレナムへの落下により蒸気が発生する
- (2) 蒸気の流れに伴う圧力損失によって炉側配管（燃料域）取出し口の圧力が基準面器側配管取出し口の圧力に対して高くなる
- (3) 相対的に高くなった差圧が水位計配管の差圧として差圧計に入力される
- (4) その結果、水位がさらに高めに表示される

また、落下した熔融物からの急激な伝熱によって下部プレナムの水位（気泡を含む二相水位）が急上昇し、一時的に水位が炉側配管（燃料域）取出し口を超えた結果、燃料域水位計の指示値の上昇に寄与していた可能性も考えられる。

なお、11:15 前後、11:30 前後にも燃料域水位計の指示値、及び原子炉圧力が不連続に上昇していることから、このタイミングでも上記のような状況が生じていた可能性がある。このときの原子炉圧力、及び格納容器圧力の上昇幅は 10 時頃や 12 時過ぎのものよりも小さいことから、落下した熔融物の量は比較的小さかったものと推定される。

#### 2.4 期間④（12 時頃～13 時頃）について

この期間の実際の原子炉水位、水位計配管内水位挙動の推定結果（表 1 より）

- 原子炉水位：BAF-1.6m 程度以下まで低下した状態が継続
- 基準面器側配管内水位：PCV 貫通部付近まで低下した状態から、多少水位が上昇した後、再び PCV 貫通部付近まで低下
- 炉側配管（燃料域）内水位：12:30 頃まで満水であり、その後徐々に PCV 貫通部付近まで低下

図 5 に期間④のプラントパラメータの実測値を示す。



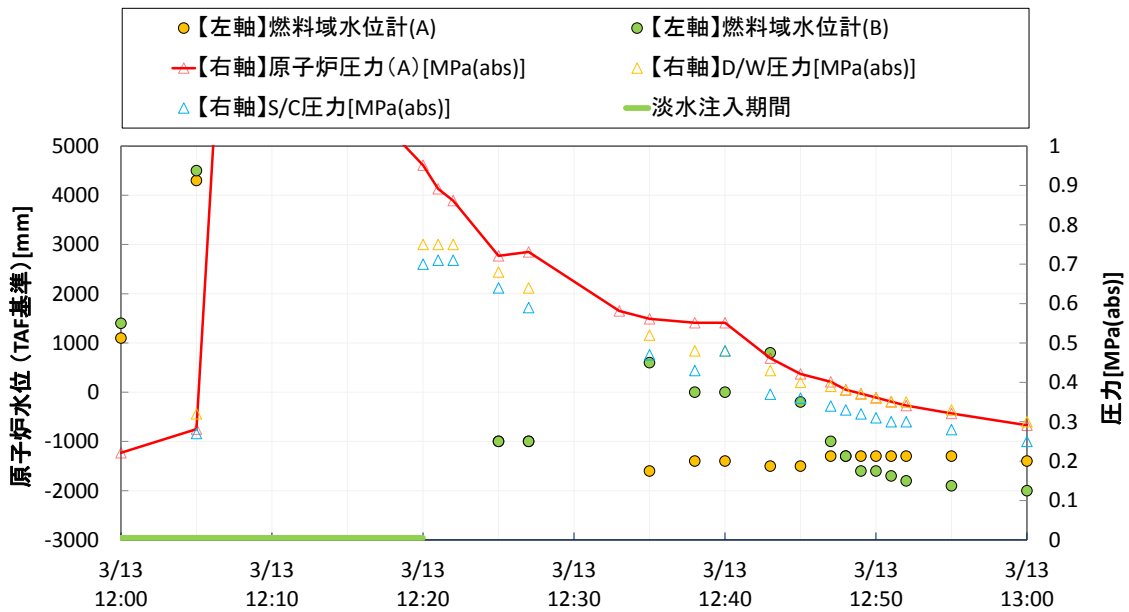


図5 プラントパラメータの実測値 (期間④)

12 時過ぎに原子炉圧力が約 2.8MPa[abs]まで上昇した後、12:25 に約 0.7MPa[abs]まで低下するまで、燃料域水位計指示値は得られていない。

燃料域水位計 B 系の指示値は 12:27～12:35 にかけて一旦上昇している。原子炉水位は減圧沸騰等によって低下中と考えられ、また減圧中に炉側配管（燃料域）内の水位が上昇するとは考えにくい。この原因は基準面器側配管の水位低下と考えられる。12:00 の時点では基準面器側配管は格納容器貫通部までほぼ空であったと考えられるため、12:00～12:25 までの間に、基準面器側配管に一旦は水位が形成された（原子炉圧力が上昇したことにより、水位計配管内の飽和温度が格納容器温度以上になったことで、蒸気が基準面器側配管内で凝縮し、水位が形成された）ものと考えられる。その後、減圧沸騰等によって再び水位が消失したものと考えられる。

燃料域水位計 B 系の指示値はその後減少している。これは期間③の 10 時頃～11 時頃と類似の状況、すなわち、炉側配管（燃料域）内の水位が減圧沸騰等によって低下する状況であったと推定される。

12:35～13:00 の燃料域水位計 A 系の指示値は、B 系の指示値と異なり、ほぼ一定となっている。燃料域水位計 A 系と B 系で指示値の挙動が異なる原因としては、A 系と B 系の水位計配管の周辺の温度が異なっていた可能性が考えられる。燃料域水位計 A 系と B 系では、基準面器側配管は圧力容器を挟んでほぼ反対側に位置しており、また、炉側配管の格納容器貫通部は約 100 度ずれているため、何らかの理由により格納容器内に温度分布が生じていた場合には、指示値の挙動が A 系と B 系で異なってくる可能性がある。

## 2.5 期間⑤（13時頃～14時）について

この期間の実際の原子炉水位、水位計配管内水位挙動の推定結果（表1より）

- 原子炉水位：BAF-1.6m程度以下まで低下した状態が継続
- 基準面器側配管内水位：PCV貫通部付近まで低下した状態が継続
- 炉側配管（燃料域）内水位：PCV貫通部付近まで低下した状態が継続

図6に期間⑤のプラントパラメータの実測値を示す。

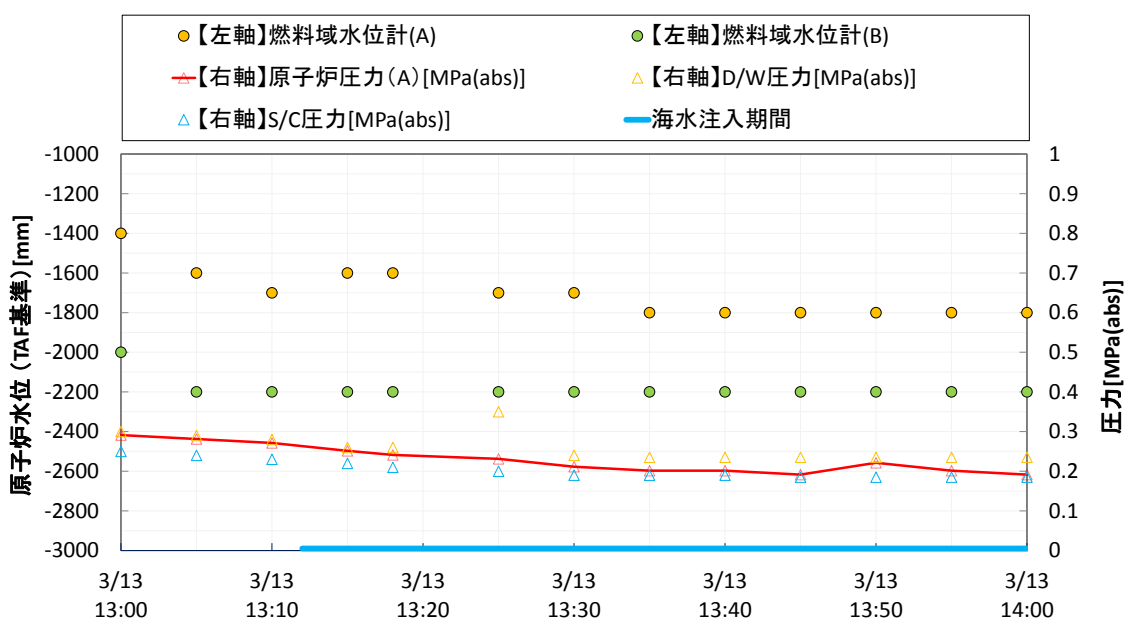


図6 プラントパラメータの実測値（期間⑤）

原子炉水位が炉側配管取出し口以下であり、基準面器側配管、炉側配管（燃料域）ともに格納容器貫通部まで空になった場合の指示値は、A系でTAF-1750mm程度、B系はTAF-2250mm程度である。この差は、A系とB系で炉側配管（燃料域）の格納容器貫通部の高さが異なり、B系の方が50cm程度低いことに起因する。

燃料域水位計指示値は、A系で13:35～14:00にTAF-1800mm、B系で13:05～14:00にTAF-2200mmと、上記とほぼ整合することから、そのような状況であったと推定される。原子炉水位は炉側配管（燃料域）取出し口以下と推定されることから、注水が原子炉に届いていたとしても、水位が炉側配管（燃料域）取出し口まで回復するには至っていなかったと考えられる。

### 3. まとめと今後の課題

3月13日4時～14時の実測値に基づいて、原子炉水位の挙動を推定した。その結果、3号機では9時頃の原子炉減圧より前に、原子炉水位はすでにBAF付近まで低下しており、原子炉減圧に伴う減圧沸騰によって水位はさらに低下し、以降、消防車やディーゼル駆動消火ポンプによる注水がなされたものの、この期間において水位を炉心部まで回復させるには至らなかったものと推定した。また、1号機や2号機と同様に、水位計指示値は実水位よりも高めに表示されていたと推定した。上記の推定は、これまでに他の検討で推定していた事故進展シナリオ（添付資料3、添付資料3-3参照）とも整合するものである。

上記の結論は、添付資料2-14に示した2号機の炉心損傷・炉心溶融過程における原子炉水位の評価にて得られた結論と同様であり、このため必要な安全対策も添付資料2-14に示したものと同様である。

なお、今回検討した期間以降の水位計指示値について検討することで、現在の燃料デブリの分布に関する知見を得られる可能性があるため、継続的に検討を進めていく。